

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Обоснование применения эффективных технологий разработки залежей высоковязкой нефти</b>

УДК 622.243.23:665.6.035.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Карсаков Александр Владиславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин М.В.	д.ф – м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких М.А.			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук И.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
Р1	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)
Р2	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.
Р3	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
Р4	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), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р5	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)
Р6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	<i>Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18)  (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)</i>
P8	<i>Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	<i>Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i>
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	<i>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</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)  (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e)</i>

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) Нефтегазовое дело

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

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Карсакову Александру Владиславовичу

Тема работы:

<b>Обоснование применения эффективных технологий разработки залежей высоковязкой нефти</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№2024/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>3.1 Карьерный метод добычи</li> <li>3.2 Шахтный метод разработки месторождений высоковязкой нефти</li> <li>3.3 Тепловые методы разработки месторождений высоковязкой нефти</li> <li>3.4 Применение высокоэнергетических бинарных смесей</li> <li>3.5 Совершенствование методов разработки высоковязких нефтей и природных битумов</li> <li>4.1 Введение</li> <li>4.2 Экономическая оценка инвестиций</li> <li>4.3 Расчет чистого дисконтированного дохода</li> </ul>
---------------------------------	---

	<p>4.4 Цена реализации нефти</p> <p>4.5 Налог на прибыль</p> <p>5.1 Введение</p> <p>5.2 Производственная безопасность</p> <p>5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов</p> <p>5.4 Анализ опасных факторов рабочей зоны</p> <p>5.5 Экологическая безопасность</p> <p>5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<i>Рассмотреть критерии оценки эффективности методов добычи высоковязкой нефти и природных битумов. Предложить способы усовершенствования имеющихся технологий добычи высоковязкой нефти</i>

### Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент</b>	Доцент, к.т.н., Кащук Ирина Вадимовна
<b>Социальная ответственность</b>	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

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

1. Общие сведения о высоковязкой нефти и природных битумах
2. Классификация нефти и природных битумов
3. Методы разработки месторождений высоковязкой нефти
4. Финансовый менеджмент
5. Социальная ответственность

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

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин М.В.	д.ф – м.н.		
Старший преподаватель	Гладких М.А.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Карсаков Александр Владиславович		

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) Нефтегазовое дело  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)  
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы: \_\_\_\_\_

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.03.2019	1. Общие сведения о высоковязкой нефти	20
08.04.2019	2. Классификация нефти и природных битумов	20
24.04.2019	3. Методы разработки месторождений высоковязкой нефти	20
10.05.2019	4. Финансовый менеджмент	15
17.05.2019	5. Социальная ответственность	15
23.05.2019	6. Оформление работы	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин М.В.	д.ф.-м.н.		

**Консультант (при наличии)**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких М.А.			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 62 страницы, 6 рисунков, 9 таблиц, 13 источников.

Ключевые слова: способы интенсификации добычи, карьерная добыча нефти, шахтная добыча, закачка горячего пара, высоковязкая нефть, бинарные смеси.

Объектом исследования являются методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях высоковязкой нефти.

Целью работы является технологическое обоснование применения методов интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи, а также исследование и сравнение их эффективности на месторождениях высоковязкой нефти с разными геологическими условиями.

Работа содержит статистический анализ типов добываемой нефти в мире.

Теоретический обзор содержит данные по таким методам добычи высоковязкой нефти и природных битумов, как карьерная, шахтная добыча нефти. Атак же рассмотрены методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях. В них входят закачка горячего пара, внутрипластовое горение, применение бинарных смесей.

Рассмотрены техника и технология различных методов добычи высоковязкой нефти, а так же их достоинства и недостатки, критерии и требования для применения..

Финансовая и социальная части включают в себя расчет экономической эффективности двух вариантов разработки месторождения термощахтным методом, а так же меры безопасности при проведении подземных работ.

## **Обозначения и сокращения**

В настоящей работе применены сокращения:

СанПин – санитарные нормы и правила

ВДОГ – внутрисловоый очаг горения

ПТОС – паротепловая обработка скважины

ГОСТ – государственный стандарт

ППД – поддержание слоового давления

ВВН – высоковязкая нефть

НГБ – нефтегазоносный бассейн

КНС – кустовая насосная станция

НГК – нефтегазовый комплекс

ПЗС – призабойная зона скважины

КИП – контрольно-измерительный прибор

КПД – коэффициент полезного действия

РГС – радиально горизонтальная скважина

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

ЗИП – запасные инструменты и принадлежности

НДС – налог на добавленную стоимость

ЧС – чрезвычайная ситуация

ВН – вязкая нефть

НШ – нефтяная шахта

БС – бинарная смесь

ГРП – гидроразрыв пласта

ГС – горизонтальная скважина

## Оглавление

Введение.....	11
1 Общие сведения о высоковязкой нефти и природных битумах.....	11
2 Классификация нефти и природных битумов.....	13
3 Методы разработки месторождений высоковязкой нефти.....	14
3.1 Карьерный метод добычи.....	14
3.2 Шахтный метод разработки месторождений высоковязкой нефти.....	15
3.3 Тепловые методы разработки месторождений высоковязкой нефти.....	19
3.4 Применение высокоэнергетических бинарных смесей.....	24
3.5 Совершенствование методов разработки высоковязких нефтей и природных битумов.....	30
4 Финансовый менеджмент.....	34
4.1 Введение.....	35
4.2 Экономическая оценка инвестиций.....	35
4.3 Расчет чистого дисконтированного дохода.....	37
4.4 Цена реализации нефти.....	37
4.5 Налог на прибыль.....	39
5 Социальная ответственность.....	44
5.1 Введение.....	46
5.2 Производственная безопасность.....	46
5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	47
5.4 Анализ опасных факторов рабочей зоны.....	52
5.5 Экологическая безопасность.....	55
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	56
Заключение.....	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	61

## **Введение**

В наши дни происходит неуклонное истощение нефтяных и газовых месторождений, разработка которых не являлась сложной задачей. Такие месторождения находятся в завершающей стадии разработки и в ближайшем будущем будут истощены. Лёгкая нефть подходит к концу и структура запасов лучше не становится. Поэтому на пути у современных разработчиков стоит задача разработки трудно извлекаемых запасов и увеличения степени выработки месторождений вязкой нефти.

Одним из факторов, влияющих на осложнённость добычи нефти, является высокая вязкость нефти. В России около 50% всех запасов нефти являются трудно извлекаемыми. Подобные месторождения преимущественно находятся в центральной и приволжской частях России. Разработка таких месторождений требует вложения больших инвестиций, введения инновационных технологий и наличия грамотных специалистов. В итоге, для достижения рентабельности месторождений с высоковязкой нефтью, необходимо изучение современных технологий и их усовершенствование.

В работе будут рассмотрены техника и технологии добычи вязких нефтей, Методы разработки месторождений трудно извлекаемых запасов, методы повышения нефтеотдачи при добыче высоковязкой нефти и природных битумов. Обоснование мероприятий по увеличению нефтеотдачи на месторождениях, добыча на которых осложнена высоковязкой нефтью. Выводом работы будет являться обобщение методов разработки и определение их экономической целесообразности

### **1 Общие сведения о высоковязкой нефти и природных битумах**

С каждым днём в мире увеличивается потребление нефтепродуктов. С каждым месяцем увеличивается скорость роста потребления продуктов нефтяной и газовой отрасли. Страны импортеры готовы платить огромные деньги за качественные сорта лёгкой нефти, что приводит к стремительному

истощению природных запасов «лёгкой нефти». В итоге разработка месторождений высоковязкой нефти становятся перспективной задачей для стран не ближнего востока. Высоковязкие нефти и природные битумы становятся важным сырьем для экономики нашей страны. Такая нефть является полезной для промышленности. Строительство дорог, построек, химическое производство, производство пластика и фармацевтика и ещё много других отраслей, для которых высоковязкая нефть и битумы являются драгоценным сырьем. Битумы являются источником различных редких элементов, таких как никель, ванадий, кадмий, олово, ртуть, кобальт, серебро и другие вещества.

Если обратить внимание на статистику, то становится ясно, что в большом количестве крупных нефтяных стран ведётся активная разработка месторождений высоковязкой нефти. Актуальной является задача более качественной разработки месторождений высоковязкой нефти с большим коэффициентом извлечения запасов. Доля тяжелой нефти в добыче стран мира представлена в таблице 1.1[12].

Таблица 1 – Доля тяжелой нефти в добыче стран мира

Страна	Добыча, млн м <sup>3</sup>		Доля тяжелой нефти в общей добыче, %
	общая	Тяжелой нефти	
Албания	0,545	0,537	98,53
Аргентина	41,040	12,409	30,23
Бразилия	39,268	17,351	44,17
Китай	169,926	9,275	5,82
СНГ	405,489	11,607	2,86
Куба	1,594	1,047	65,55
Индонезия	86,632	20,301	23,44
Мексика	155,003	75,952	49,03
Сирия	35,071	34,451	98,26
США	373,518	41,805	11,18

Сейчас, нужда производства в битумах, получаемых при переработке тяжелой нефти составляет около 15 миллионов тонн. Необходимо учесть, что спрос на битумы растут с каждым годом на 15%, и к 2024 году объем вырастет до 26 миллионов тонн.

## **2 Классификация нефти и природных битумов**

В 1982 году была проведена Международная конференция по тяжелым нефтям и природным битумам, по итогам которой были предложены классификации углеводородного сырья.

Классификация основывается на таких физико-химических свойствах, как плотность и вязкость. Так же было отмечено, что к природным битумам нужно отнести углеводороды, которые являются полутвёрдым веществом с вязкостью более 10000 мПа·с.

В 1987 году была определена, согласована, и рекомендована для использования, общая схема классификации природных битумов и нефтей:

- к легкой нефти относятся углеводороды плотностью менее – 870,3 кг/м<sup>3</sup>;
- средние нефти с плотностью – 870,3 - 920,0 кг/м<sup>3</sup>;
- тяжелые нефти с плотностью – 920,0 - 1000 кг/м<sup>3</sup>;
- сверхтяжелые нефти с плотностью – более 1000 кг/м<sup>3</sup> при вязкости менее 10000 мПа · с;
- природные битумы с плотностью – более 1000 кг/м<sup>3</sup> при вязкости свыше 10000 мПа · с.

Природные битумы по содержанию смол распределены следующим образом:

- нефть — при содержании масел выше 65%,
- мальты — при содержании масел 40—65%,
- асфальты — при содержании масел 25—40%,
- асфальтиты — при содержании масел ниже 25%.

Под понятием «природные битумы» подразумеваются слаботекучие, полутвёрдые или твёрдые смеси, состоящие преимущественно из углеводородов, с плотностью более  $1000 \text{ кг/м}^3$  и вязкостью более  $10000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$

### **3 Методы разработки месторождений высоковязкой нефти**

Для добычи тяжелой нефти необходим особый подход. Высокие значения вязкости и плотности нефти делают невозможной добычу без применения методов увеличения нефтеотдачи с самого начала разработки нефтяного месторождения.

Выбирая тот или иной метод разработки необходимо учитывать различные факторы: геологические, литологические, физико–химические, технологические, экономические.

#### **3.1 Карьерный метод добычи**

Данный метод разработки широко распространён в Канаде. Его суть заключается в создании открытого карьера, или нефтяного разреза. Из него извлекается горная порода, насыщенная углеводородами. Эту породу доставляют на перерабатывающие установки, в которых породу отделяют от углеводородов. Далее отделённые углеводороды отправляют на переработку на нефтеперерабатывающий завод. На заводе сырьё перерабатывают в необходимый продукт. Оставшаяся горная порода используется в строительстве дорог или израсходуется на нужды предприятия. Карьерный метод один из самых дешёвых методов разработки месторождений. При этом коэффициент извлечения нефти достигает 85%

Для данного метода добычи нефти существует ряд условий, без которых невозможна разработка месторождения карьерным методом. Главное условие – маленькая глубина залегания нефтенасыщенной горной породы. Глубина кратера не превышает 400 м. Так же важными являются благоприятные экономические и геологические показатели разработки

В качестве примера месторождения, разрабатываемого карьерным методом, можно привести Канадское месторождение Атабаска.

Месторождение Атабаска находится в западной части Канады. Площадь месторождения 25,6 тыс км<sup>2</sup>. Начальные запасы были оценены в 20,7 млрд тонн нефти.

Коллекторы представлены среднезернистыми песками, залегающими на глубине от 50 м до 70 м.

Битумонасыщенность от 2 до 18% при среднем значении 7,8% (по массе). Коллектор гидрофильный. Запасы битумов (плотность 1012,7-1029,1 кг/м<sup>3</sup>) 101-128 млрд.т., из них 12 млрд.т. на глубине до 45 м. Битум из насыщенных песков имеет следующие свойства: плотность 0,98 г/см<sup>3</sup>, вязкость  $3 \cdot 10^{-3}$  м<sup>2</sup>/с, содержание серы – 3,8%, азота – 0,6%, железа – 0,044%, ванадия – 0,02%

Каждый день на поверхность извлекается до 8000 м<sup>3</sup> нефти, 340 т серы, 250 т газа и кокса. Отходы горной породы используются для получения титана и циркона[3].

### **3.2 Шахтный метод разработки месторождений высоковязкой нефти**

Шахтный метод основывается на создании подземных горных выработок. Обычно такой метод используется для добычи высоковязкой нефти или природных битумов в следствии его эффективности для таких случаев. Существует две системы разработки шахтным методом: дренажные и очистные.

Очистные системы подразумевают под собой разрушение горной породы во время проведения взрывных работ и последующее извлечение нефтенасыщенной породы на поверхность. Далее порода отправляется на заводы по переработке нефти для отделения нефти. Саму горную породу в дальнейшем используют в качестве сырья для химической отрасли, либо используют в качестве строительного материала

В дренажной системе добыча происходит добывающими скважинами, пробуренными в подземные горные выработки, в которых скапливается нефть и из которых она откачивается насосами. Этот метод можно использовать только в случае текучести нефти, которую можно достичь с помощью применения тепловых методов.

Основным достоинством шахтной добычи нефти является непосредственный контакт с нефтяным пластом. Такой контакт позволяет достичь полноценного вскрытия коллектора и достижение максимальной нефтеотдачи.

Шахтный метод разработки месторождения осуществим только в случаях, в которых продуктивный пласт не окружен активными законтурными водами. Порода должна быть твердой для избегания осыпей и завалов.

Наибольший опыт шахтной добычи нефти накоплен в республике Коми на Ярегском месторождении. Разработка этим способом ведется с 1939 года. Однако с 1990 года на месторождении проводятся опытно-промышленные работы по применению теплоносителей.

При термошахтном методе разработки нефтенасыщенная порода не поднимается на поверхность. В пласт закачиваются теплоносители циклическим способом, а скважины располагаются плотной сеткой вдоль горных выработок или трещин, соединяющих коллектор.

Зона дренирования увеличивается за счет плотной сетки скважин, тем самым облегчая закачку теплоносителя в подогреваемую часть пласта.

На Ярегском месторождении применяются несколько систем разработки: панельная, одногоризонтальная, двугоризонтальная, двурярусная, одногоризонтная, и двурярусная с оконтуривающими нагнетательными выработками.

В случае двурярусной системы пар нагнетают в коллектор с вышележащего горизонта с помощью вертикальных и наклонно направленных нагнетательных скважин. Нефть откачивается из пологовосходящих

добывающих скважин. Такая система наиболее равномерно охватывает пласт дренированием и тепловым воздействием (Рисунок 3.1)

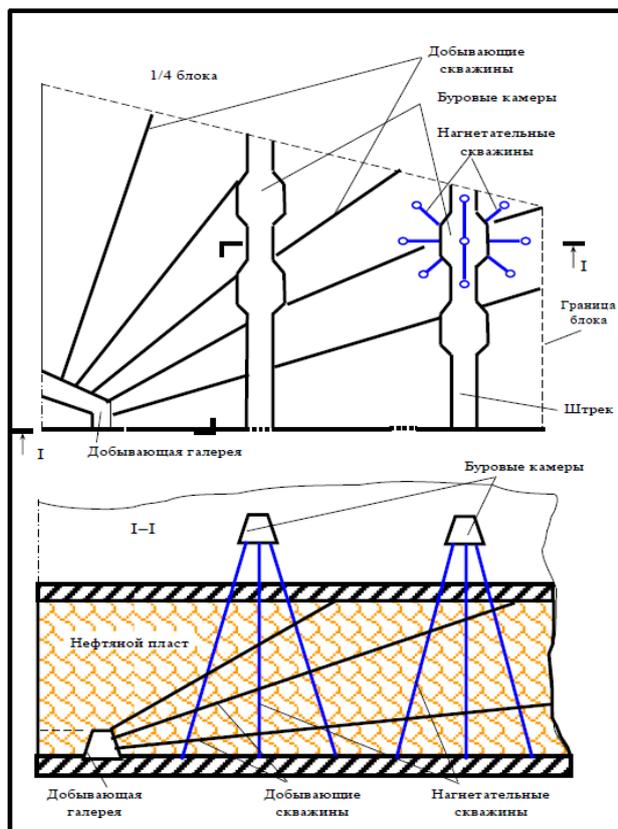


Рисунок 3.1 – Схема двухгоризонтной системы термошахтной разработки

В случае одногоризонтной системы разработки необходимо пробурить нагнетательные и эксплуатационные скважины из одной общей галереи, которая может находиться внутри коллектора либо ниже него. Такое исполнение позволяет сократить работы по созданию горных выработок в 2,5 раза. Однако, исполнение такого метода может привести к прорыву пара в горные выработки, что негативно скажется на техническом персонале

Основным отличием одногоризонтной системы с нагнетательными оконтуривающими галереями является то, что буровые работы проводятся из подземных горных выработок. Дополнительные нагнетательные скважины пробуриваются на границах разрабатываемой части коллектора с последующей закачкой пара в определённой последовательности.

Использование подземно – поверхностной системы подразумевает нагнетание пара в коллектор через нагнетательные скважины вертикального

типа. Далее происходит перераспределение пара по площади коллектора, которое происходит под действием специальной парораспределительной скважины, пробуренной к забоям нагнетательных скважин (Рисунок 3.2).

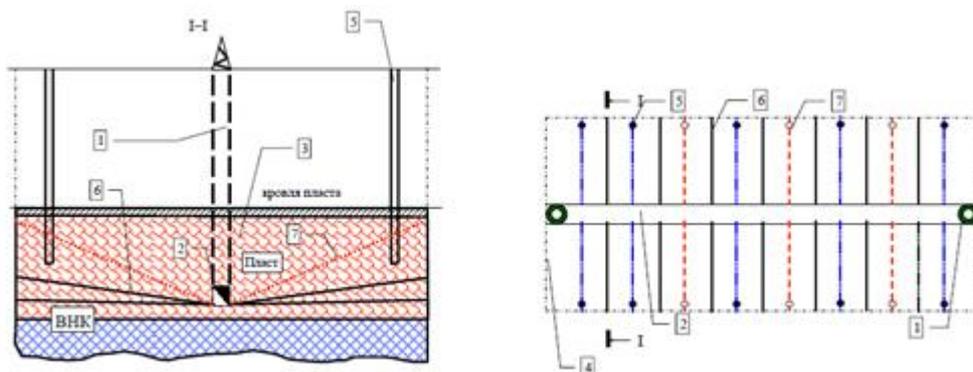


Рисунок 3.2 – Схема подземно-поверхностной системы термошахтной разработки

Условные обозначения:

1. Шахтный ствол
2. Галерея
3. Нефтяной пласт
4. Граница участка
5. Скважина с поверхности нагнетательная
6. Добывающая скважина
7. Парораспределительная скважина

С момента начала разработки было пробурено более 116 тыс. подземных скважин и пройдено 650 км горных выработок[4]. Поэтапные результаты разработки представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные этапы разработки Ярегского месторождения

Способ разработки	Время применения	Расстояние между скважинами, м	Средняя величина нефтеотдачи, %
Скважинами с поверхности земли	1935-1944 гг.	75-100	1,8
Дренажный шахтный на естественном режиме	1939-1990 гг.	12-25	4
Термошахтный	1990 г.	10-20	50-55

### **3.3 Тепловые методы разработки месторождений высоковязкой нефти.**

Термический метод является одним из наиболее распространённых методов при добычи высоковязких нефтей. Данный метод позволяет осуществлять одновременно термодинамическое воздействие и гидрадинамическое воздействие. Закаченное тепло влияет на все компоненты внутри коллектора (газ, жидкость, твёрдые тела), что серьезно изменяет фильтрационные условия и механические связи. Благодаря этому наблюдается снижение вязкости нефти и возрастание её подвижности.

Существующие тепловые методы делят на три группы: закачка горячего пара или воды, внутрислоевого горения, обработка призабойной зоны пласта (ПЗП).

#### **3.3.1 Нагнетание горячего насыщенного водяного пара**

Суть процесса паротепловой обработки скважин (ПТОС) в циклической закачке пара через насосы – компрессорные трубы (НКТ) в добывающую скважину. Этот процесс прделывают для прогрева ПЗП, удаления отложений парафина и уменьшения вязкости нефти в области контура питания скважины. Цикл выглядит следующим образом: закачка пара, выдержка, добыча разогретого флюида. Процесс регулярно повторяется и проводится на протяжении стадии разработки месторождения.

Недостатком данного метода является незначительная зона нагрева коллектора, уменьшение дебитов после проведения большого числа циклов и уменьшение добычи нефти.

Циркулярный вариант нагревания ПЗП заключается в нагнетании горячего водяного пара по обсадным колоннам с последующей откачкой флюида через НКТ. Для возможности применения этого метода требуется однородный пласт с высокими мощностями и высокими значениями проницаемости в вертикальном векторе.

Такой метод не требует остановки скважины для обработки, в результате мы имеем бесперебойную добычу нефти.

Недостатками являются потери тепла, возможная деформация обсадных колонн в связи с их нагревом, не большая область охвата пласта прогревом, необходимость оборудования скважин пакерами и применение насосных установок с широкими диапазонами рабочих температур

Площадной вариант подразумевает закачку горячего пара в пласт через нагнетательные скважины. Создаётся оторочка из пара и конденсированной горячей воды. Благодаря этому происходит одновременно процесс прогрева пласта и процесс вытеснения нефти по фронту коллектора.

Этот способ приводит к наибольшему увеличению нефтеотдачи за счет большой области, которая прогревается паром.

Но и недостатки у этого типа имеются. Главным недостатком такой технологии является рост обводнённости. Закачиваемый пар является пересыщенным и в пластовых условиях он неизбежно превратится в воду. Также для осуществления этого метода требуются высокие затраты тепловой энергии для превращения воды в горячий пар, и наличие специальных установок. Вследствие этого данный метод может оказаться не выгодным с экономической точки зрения.

Тепловая обработка ПЗП позволяет обработать лишь малую часть коллектора, что приводит к низкому коэффициенту извлечения нефти (15-20%). Поэтому ПТОС целесообразно применять одновременно с комплексом других тепловых методов вытеснения нефти

Промысловые и лабораторные эксперименты говорят нам о том, что горячий водяной пар является эффективным рабочим агентом, используемым для увеличения нефтеотдачи. Пар, закачиваемый при давлении 8-15 Мпа, имеет объем в 30-40 раз больший, чем объем воды и способен вытеснять до девяноста процентов нефти из пористого коллектора.

Высокие температуры пара прогревают коллектор и уменьшают вязкость нефти. Коэффициент охвата тепловым воздействием растёт, что

приводит к повышению нефтеотдачи. Помимо уменьшения вязкости происходит расширение нефти, изменение её подвижности, расширение пласта. Всё это, в конечном итоге приводит к увеличению коэффициента вытеснения нефти.

По мере продвижения теплового фронта, тепловая энергия будет рассеиваться. Для снижения эффекта рассеивания тепла, пар закачивают в мощные пласты. Наибольший эффект достигается в коллекторах с толщиной 15 метров и более.

Как было сказано выше, для того, чтобы закачать пар в пласт необходимо его получить, нагреть и сжать. Для этого используют парогенератор, который имеет требования к качеству воды. Необходимо получить пар теплоёмкостью около 5000 кДж/кг и насыщенностью не менее 80%. Вода должна быть очищена от механических примесей. Допустимое количество взвешанных твердых частиц не более 0,005 мг/л. В воде должны отсутствовать органические примеси (нефть), ионы минералов кальция, магния, железа.

В итоге вода требует больших расходов на подготовку различными химическими, механическими методами с применением дорогостоящих химических реагентов и механических фильтров. Процесс производства требует для себя около 30% всех затрат на обработку.

Одной из важнейших проблем при закачке водяного пара является снижение коэффициента охвата. Дело в том, что подвижность нефти и воды гораздо выше, чем подвижность нефти и пара. В результате коэффициент охвата вытеснением при использовании насыщенного пара ниже, чем при закачке воды. Еще одной проблемой данного метода является снижение температуры пара по мере движения в скважине. Потери тепловой энергии достигают 3-4% на каждые 100 метров глубины скважины.

Если коллектор залегает на больших глубинах, то потери тепловой энергии в обсадной колонне могут достигать 40-50%. В результате эффект от закачки горячего пара в пласт снижается. Если нагревать пар до более высокой

температуры, то серьезно увеличатся экономические расходы на проведение технологического процесса. Конечно, для снижения потерь по длине скважины можно использовать термоизоляцию паронагнетательных труб, но при их использовании возникает несколько технических задач. До самого устья скважины колонна должна быть зацементирована термостойким упругим цементом с содержанием кремнезёма от 40% до 60%.

В итоге, для наиболее эффективной закачки пара, глубина скважины не должна превышать 1000 метров. Поэтому, несмотря на значительный объем накопленного опыта в области использования тепловых воздействий на пласт, существует необходимость в использовании принципиально новых методов для разработки месторождений с высоковязкой нефтью и природными битумами.

### **3.3.2 Вытеснение углеводородов горячей водой.**

В случаях высокой глубины залегания пласта, технической и экономической точек зрения, выгоднее закачивать в коллектор горячую воду. При использовании такого метода вода под большим давлением нагревается до температуры около 200 °С. При высоких значениях давления (25 Мпа) энтальпия горячей воды, пара, горячей пароводяной смеси не отличается.

Увеличение нефтеотдачи происходит за счёт снижения вязкости нефти. При нагнетании горячей воды в коллекторе образуется температурный фронт, постепенно смещающийся в сторону фильтрации теплоносителя. Вязкость нефти снижается, а отношение подвижной нефти к воде растёт. Помимо этого, происходит расширение нефти в коллекторе и уменьшение поверхностно молекулярного взаимодействия.

### **3.3.3 Внутрипластовое горение**

Технология внутрипластового горения заключается в образовании тепловой энергии внутри коллектора в результате экзотермической реакции окисления, которая протекает между нефтью в пласте и кислородом, нагнетаемым с поверхности в пласт через нагнетательные скважины.

В ходе окислительно – восстановительной реакции в области горения коллектора температура может возрасти до 700 °С . В результате горения нефть буквально выгорает прямо в пласте. Установлено, что в ходе процесса горения выгорает от 5 до 25% общих изначальных запасов нефти. Существует закономерность между количеством выгораемой нефти и вязкостью и плотностью нефти: чем больше вязкость и плотность, тем большее количество нефти выгорает.

Существует несколько технологических типов внутрипластового горения. Первым является прямоточный процесс горения, а вторым – противоточный режим горения. В первом случае фронт горения внутри пласта движется на встречу потоку воздуха, нагнетаемого с поверхности. Фронт возникает у нагнетательных скважин, и постепенно перемещается в сторону добывающих. Такой технологический способ применяется для нетяжелых нефтей. Его недостатком является вытеснение нефти впереди фронта горения, в то время как её температура не многим отличается от пластовой.

При противоточном процессе фронт горения берёт свое начало у эксплуатационных скважин, а кислород подаётся через ствол центральной нагнетательной скважины. Благодаря этому тепловой фронт оказывается перед фронтом горения, что способствует увеличению эффективности применения метода внутрипластового горения для вытеснения нефти.

По типу горения различают еще несколько типов внутрипластового горения. При сухом горении в пласт закачивается сухой воздух без водяного пара, что приводит к быстро перемещающемуся фронту горения, который обгоняет тепловой фронт в 6-8 раз. В результате такого типа ВПГ происходит выгорание легких фракций нефти

Для осуществления влажного горения в воздух добавляют водяной пар. На 100 м<sup>3</sup> воздуха приходится около 5 м<sup>3</sup> воды. При контакте с породой вода превращается в пар, который выступает в роли переносчика тепла. Благодаря воде фронт тепла обгоняет фронт горения в 1,5-2 раза [6]. В добавок к этому

применение небольшого количества вода может снизить расход воздуха и потребляемую компрессорной станцией мощность.

При увеличении водовоздушного соотношения больше критического значения, температура в области горения может снизиться слишком сильно и процесс горения перейдёт в процесс окисления.

Метод внутрислоевого горения имеет следующие критерии применимости:

- 1) Отсутствие трещиноватости;
- 2) Отсутствие газовой шапки;
- 3) Толщина пласта должна быть более трёх метров;
- 4) Глубина залегания залежи должна находиться в районе от 150 м до 1,8 км;
- 5) Коллектор должен иметь проницаемость более 5 мДа;
- 6) Вязкость нефти не должна превышать 5000 мПа/с;
- 7) Пористость коллектора должна быть больше 18%;

Главным недостатком ВПГ является невозможность применения других методов вытеснения после проведения ВПГ. Так же процесс горения является трудно контролируемым. Ну и на конец метод ВПГ требует бурения дополнительных скважин.

### **3.4 Применение высокоэнергетических бинарных смесей.**

Несмотря на богатый опыт в применении паротепловой обработки для разработки месторождений с осложнёнными реологическими условиями, существует потребность в совершенствовании технологии теплового воздействия на пласт. Необходимо не только улучшать уже имеющиеся технологии, но и использовать принципиально другие методы.

Нагнетание в залеж бинарной смеси является одним из перспективных и научно исследуемых методов воздействия. Этот метод можно отнести к термохимическому воздействию на пласт, которое возникает в связи с

выделением огромного количества тепла в результате протекания сложной химической реакции.

Тепловые методы являются самыми распространёнными методами воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи. Это связано с высокой эффективностью прогрева нефти. Увеличение температуры нефти, с начальной плотностью  $0,96 \text{ т/м}^3$ , на 100 градусов уменьшает её вязкость в 16 раз. Это в свою очередь приводит к росту дебита примерно в таком же соотношении [11].

Закачка горячего пара является одной из самых популярных технологий при разработке высоковязких нефтей. Однако данная технология имеет ряд недостатков. Главным является быстрое обводнение продуктивного пласта, высокие энергозатраты на создание пара, высокие потери тепла в стволе скважины.

Современные методы тепловой обработки могут быть улучшены, если использовать для прогрева нефти высокоэнергетические бинарные смеси. Бинарные смеси (БС) – жидкие растворы химических веществ. По отдельности не представляют из себя что либо стоящее, однако при соединении начинается экзотермическая реакция с выделением огромного количества тепла. Обычно такие смеси закачивают по двум отдельным стволам скважины, дабы избежать тепловых потерь при движении в скважине. Так же в ходе реакции выделяется газ, который служит переносчиком тепла.

Важным преимуществом БС перед закачкой пара является её содержание воды. В одной тонне БС содержится 25% воды. За счет этого снижается скорость обводнения пласта по сравнению с обработкой паром примерно в 10-20 раз. Расчёты показывают, что при применении бинарных смесей обводненность в 50% наступит после извлечения 80% геологических запасов пласта [11].

Существует несколько причин, по которым можно судить о перспективах применения БС:

- мало энергетические смеси можно использовать без увеличения обводненности на любых месторождениях высоковязкой нефти;

- Комбинирование методов нагнетания бинарных смесей и методов металотермии позволяет снижать процент обводнённости коллектора;
- при регулярном проведении термической обработки коллекторов можно в значительной степени ускорить процесс эксплуатации месторождения.

Ещё можно добавить, что из-за потерь тепла в трубах, пар закачивают на глубину, обычно не превышающую значений в 900м. БС начинают реагировать уже после попадания в пласт, что позволяет избежать потерь тепловой энергии при движении жидкости по скважине.

Простейший состав малоэнергетических бинарных смесей массой в 1 кг выделяет в среднем около 2 МДж тепловой энергии[11]. Эти реагенты зачастую используются для очистки призабойной зоны скважины от различных загрязнений. Растворы неорганической селитры и инициатора реакции, в роли которого выступает нитрит натрия, закачивали в скважину по колонне НКТ. Газ, выделившийся в ходе реакции входил в пласт, являясь при этом переносчиком тепла. Схема закачки бинарных смесей представлена на рисунке 3.3.

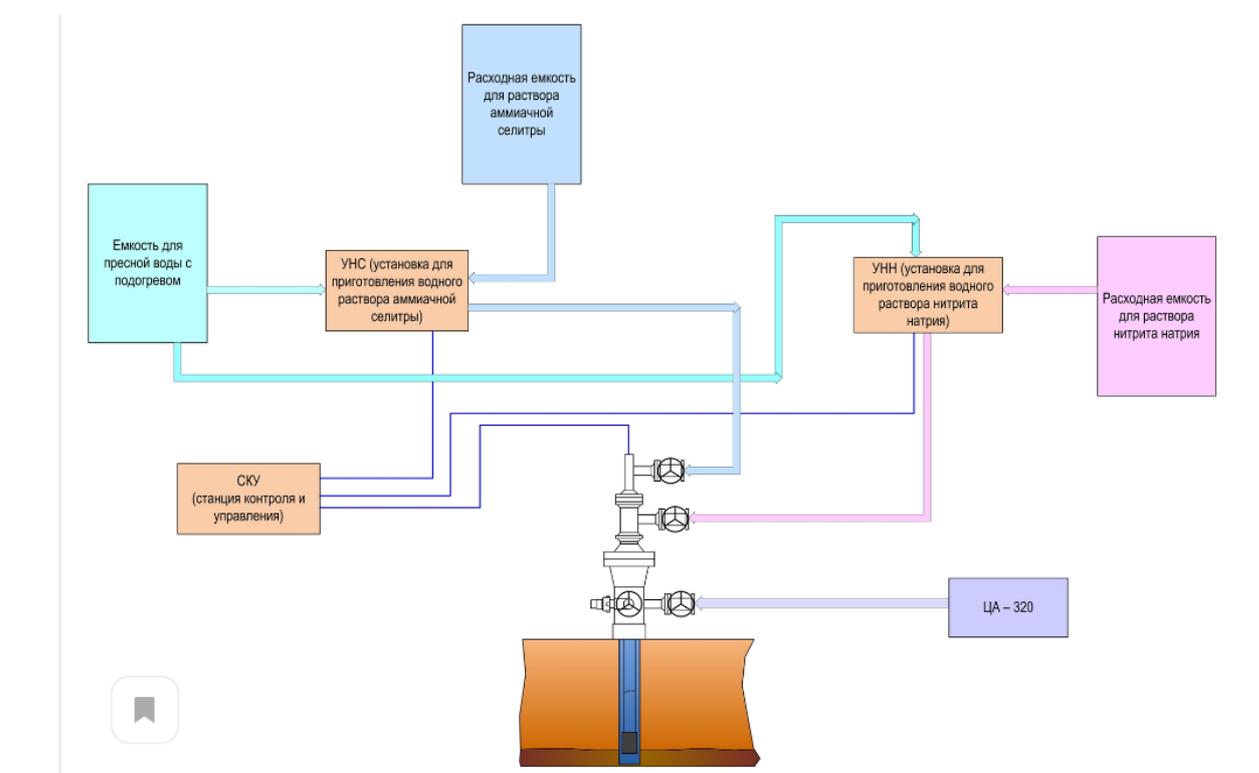


Рисунок 3.3 – Схема закачки бинарных смесей

В России была произведена обработка призабойной зоны пласта десятков скважин, с дебитами до двух тонн в сутки. Подобные обработки происходили на месторождениях Саратовской, Пермской и Оренбургской областей, а так же в республиках Удмуртия и Татарстан. Во время обработки в скважины было закачено от 500 кг до 1500 кг растворов бинарных смесей. После обработки был подтверждён прирост дебитов в среднем на 0,65 т/сут [11]. Данное мероприятие полностью окупилось в течении года после проведения обработки. Можно сделать вывод о том, что вклад такой обработки в добычу был невосомым в связи с остыванием нагретой породы к моменту начала откачки нефти.

Использование устаревших составов бинарных смесей является менее эффективным способом интенсификации чем ГРП. Однако, если использовать БС при глобальном прогревании пласта, то эта технология сможет конкурировать с ведущими мировыми технологиями.

В наши дни в Московском государственном университете продолжают исследования различных составов БС. Были получены новые высокоэнергетические составы, имеющие широкий спектр практического применения. На 1 кг таких БС приходится от 8 до 20 МДж тепловой энергии[11]. Существуют БС, которые способны реагировать с пластовой водой, тем самым уменьшая обводнённость продуктивного пласта. Были разработаны БС, в ходе реакции которых выделяется водород, способный в дальнейшем использоваться для гидрокеркинга нефти в пласте. Разработаны режимы закачки БС, в которых тепловыделение происходит исключительно в продуктивном пласте.

Как было сказано выше, сейчас разрабатываются высокоэнергетические бинарные смеси с широким спектром практического применения. В процессе реакции таких БС в породе могут образовываться трещины, позволяющие вводить в пласт большое количество тепловой энергии за короткий промежуток времени. Такая технология называется горячим разрывом пласта. Практика работы на стендах и скважинах показала, что в случае высоковязкой нефти в

пласте образуются трещины под действием горячих газов при давлении на 20 – 30% меньшем, чем под действием холодной жидкости[11].

Для повышения эффективности реакции бинарных смесей рекомендуется использовать специальные смесители, позволяющие повысить КПД технологического процесса до значений, близких к единице. На рисунке 3.4 представлена схема такого смесителя

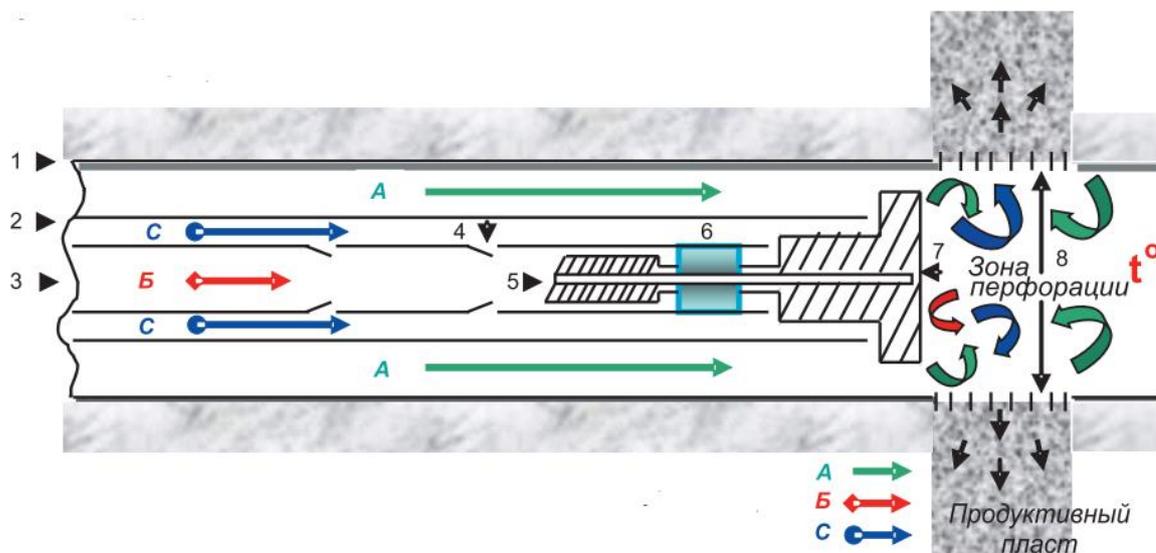


Рисунок 3.4 – Смеситель на основе реакции бинарных смесей

В зоне, находящейся перед первичным винтом 5, в которой соединяются компоненты С и В, происходит реакция, энергия которой расходуется на вращение вторичного винта 7. Основная часть энергии в скважине выделяется напротив продуктивного пласта при смешивании компонентов А и С. В этом варианте пакер с циркулярными клапанами находится в скважине на 50 – 100м выше.

Возможны два режима горячего разрыва пласта. В первом случае реакция протекает в стволе скважины, при этом происходит непрерывная закачка растворов А, В и С во время которой температура продуктивного пласта не превышает температуру, при которой происходит разрушение цементного камня. Такой тип реакции способен создать трещины, по которым

возможно поступление в пласт нескольких десятков тысяч МДж тепла за короткое время.

Во втором случае реакция в первой стадии происходит в стволе скважины, во время которой в пласте создаются трещины. На второй стадии отключается подача по каналам Б и с, а по каналу А подаётся смесь инертной жидкости и порошка металла до заполнения ими трещин в пласте. Далее в трещины подаётся вещество, которое реагирует с вышеперечисленными порошком или гранулами металла. В таком режиме можно нагреть коллектор до температуры в 400 градусов. При этом закачка реагентов в скважину не сопровождается нагревом труб или пакера.

По сравнению с ныне действующей технологией закачки пара, применяемой на месторождениях высоковязкой нефти и природных битумов, технология БС на основе неорганической и органической селитры применима для извлечения запасов нефти или битумов любого месторождения, при этом не приводя к обводнению продукции.

Технология БС способна стимулировать быструю добычу битумов и нефти, при этом сокращая время коммерчески выгодной разработки нефтяных месторождений.

Бинарные смеси способны усовершенствовать современный метод холодного гидроразрыва пласта в теории более мощным методом горячего разрыва пласта продуктами реакции бинарных смесей.

Основным недостатком БС для обработки скважины является повышенная взрывоопасность процесса. Обычно взрывобезопасность регулируется через удержание температуры в зоне протекания реакции в области ниже 320 градусов Цельсия. Такая температура является нижней границей температуры, при которой на испытательном стенде были зарегистрированы взрывы малых порций рабочего раствора селитры.

### **3.5 Совершенствование методов разработки высоковязких нефтей и природных битумов**

#### **3.5.1 Совершенствование системы нагнетания теплоносителя.**

Систему нагнетания тепловой энергии можно усовершенствовать, если использовать для нагнетания тепла новые радиально-горизонтальные (РГС) скважины. Такие скважины отлично справляются с задачей локального воздействия на интервалы залежи, имеющие низкие показатели проницаемости. Результаты промышленных исследований говорят нам о том, что такие скважины могут увеличить коэффициент охвата пласта воздействием, что приводит к увеличению нефтеотдачи

Новое оборудование из Канады от компании Rad Tech способно производить бурение специальными усиленными гидромониторными насадками. Такие насадки способны создать горизонтальные ответвления скважины протяженностью до 100 м. Некоторые месторождения уже разбуриваются таким оборудованием. С экономической точки зрения стоимость одной вертикальной в восемь раз дороже, чем создание аналогичных четырёх радиальных отводов

До недавнего времени РГС использовались только в качестве добычи нефти. Закачку в радиальные отводы пара, впервые применили на Усинском месторождении.

Метод бурения РГС даёт возможность из горизонтального ствола на расстоянии пяти метров пробурить вертикальные отводы протяженностью до ста пятидесяти метров и радиусом пятьдесят семь метров. Углы наклона РГС к горизонтальной плоскости могут принимать значения от 0 до 360°С.

В таком случае, забой каждой скважины будет аналогичен вертикальной скважине, которая располагалась бы на месте его проводки. Использование горизонтальной и пологовосстающей эксплуатационной скважины, пробуренной из подземной горной выработки, и радиальногоризонтальная нагнетательная скважина, пробуренная с поверхности земли, может быть

начальным этапом для более новых и эффективных подземно-поверхностных систем.

На рисунке представлены схемы расположения радиально-горизонтальных скважин, которые способны создать условия в коллекторе в качестве плотности сетки скважин и теплового воздействия на пласт аналогичные или даже более интенсивные, чем при термошахтной разработке (Рисунок 3.5). Одновременно отпадает потребность пребывания людей в подземных горных выработках.

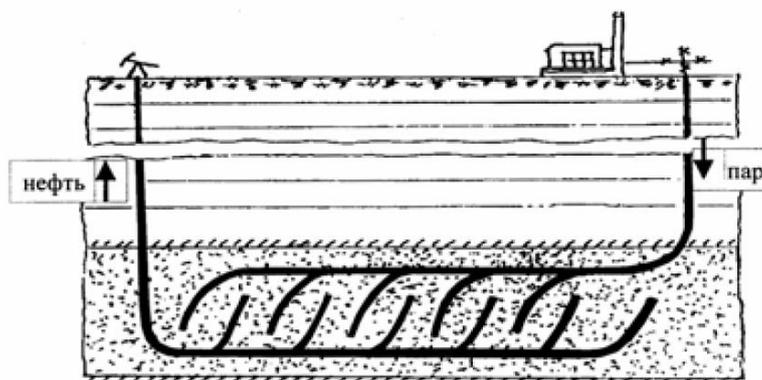


Рисунок 3.5 – Системы радиально-горизонтальных скважин для закачки пара и добычи нефти в вертикальной плоскости

Первые результаты опытно-промышленных работ по паротепловой обработке радиальных отводов, выполненные по восьми скважинам пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, получили хорошую оценку. Важнейшим из будущих вариантов разработки пермо-карбоновой залежи является, в том числе использование горизонтальных скважин (ГС).

Основная часть залежи разбурена вертикальными скважинами, расстояние между которыми составляет 150-200 м. Большая часть пробуренного фонда по техническим причинам не может быть использована для закачки в них пара[5]. Пароциклическая обработка таких скважин может быть осуществлена с использованием горизонтальных скважин, пробуренных между рядами вертикальных скважин (Рисунок 3.6).

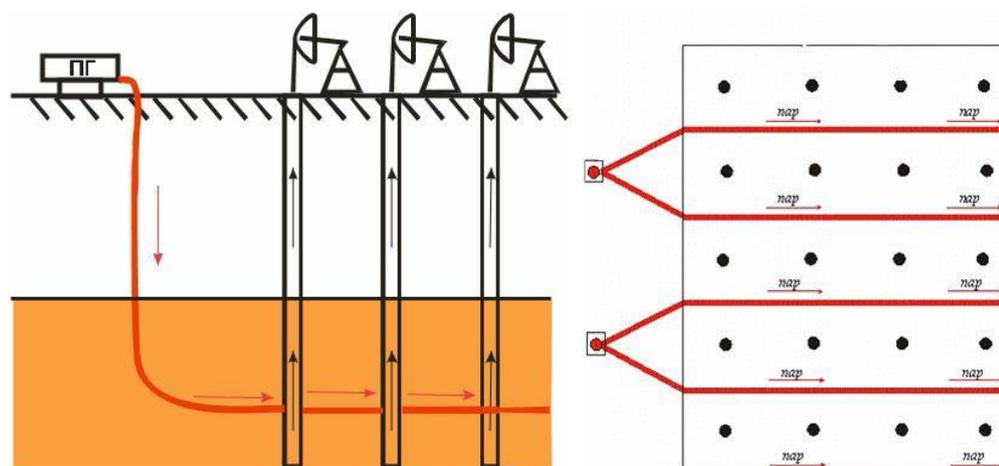


Рисунок 3.6 – Пароциклическая обработка пробуренных вертикальных скважин через горизонтальные

Если одна ГС создана с горизонтальной частью 500 м, то можно обработать паром около шести вертикальных добывающих скважин. Освоение технологии закачки пара через горизонтальные скважины – это единственный вариант ввода в тепловое воздействие больших запасов нефти (около 140 млн.т), расположенных в охранных зонах месторождения, где бурение вертикальных скважин невозможно. Важным преимуществом этой технологии можно назвать возможность применения на месторождении в любой стадии разработки. Применение на поздних стадиях серьезно снижает затраты на подготовительные работы [5].

### 3.5.2 Парогравитационный дренаж

Технология парогравитационного дренажа заключается в создании двух параллельных горизонтальных скважин, которые должны находиться одна над другой. Верхняя скважина используется для закачки пара в коллектор и для создания высокотемпературной паровой камеры.

Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предпрогрева. Эта стадия длится несколько месяцев и в течении неё происходит циркуляция пара в обеих скважинах. Во время этого происходит распространение тепла благодаря явлению кондукции и осуществляется разогрев области коллектора между эксплуатационной и нагнетательной

скважиной, снижается вязкость нефти в этой зоне и, тем самым, обеспечивается гидродинамическая связь между скважинами. На основной стадии добычи производится уже нагнетание пара в нагнетательную скважину.

Пар из верхней скважины проходит к кровле коллектора, создавая увеличивающуюся паровую камеру. Образуются зоны разных температур и на поверхности раздела температур происходит конденсация пара в воду, который впоследствии с подогретой нефтью стекает вниз к эксплуатационной скважине. По достижению паровой камеры кровли пласта, начинается её расширение по сторонам коллектора[6].

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Карсаков Александр Владиславович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материально-технических, энергетических, человеческих ресурсов на проведение работ определена СНиП IV-2-82
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Нормы расхода материалов, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента определены по нормативным документам ПАО «Лукойл»
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добычу полезных ископаемых 1,7%. Налог на добавленную стоимость 18%

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

1. Обоснование необходимости проведения сравнительного анализа коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения термошахтной разработки месторождения с позиции экономической эффективности	Проведено обоснование необходимости проведения сравнительного анализа коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив термошахтной разработки нефти с позиции экономической эффективности
2. Расчет экономической эффективности использования технологии термошахтной добычи нефти	Выполнены расчеты экономической эффективности использования технологии двухгоризонтной системы разработки
3. Сравнение экономической эффективности систем разработки Ярегского месторождения.	Выполнено сравнение экономической эффективности различными методами, проанализированы индексы доходности от проведенных мероприятий

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Карсаков Александр Владиславович		

## **4 Финансовый менеджмент**

### **4.1 Введение**

Цель работы проанализировать и сравнить эффективность инвестиций в геолого-технические мероприятия на примере применения различных методов разработки Ярегского месторождения. По результатам сравнительного анализа сделать выводы об оправданности вложений финансовых средств в данное мероприятие.

Задание: провести сравнительный анализ прироста дебитов нефти и показать, как они влияют на будущую прибыль предприятия. Дать заключение о наиболее выгодном примененном методе.

### **4.2 Экономическая оценка инвестиций**

"Лукойл" продолжает наращивать объемы работ по повышению нефтеотдачи пластов на старых месторождениях и залежах с трудноизвлекаемыми запасами.

В настоящее время в разработку нефтяных и газовых месторождений широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, осложнённые высокими значениями вязкости. Одним из эффективных методов разработки месторождений природных битумов и высоковязкой нефти является термошахтная добыча нефти.

Экономическая оценка эффективности термошахтного способа разработки выполнена на примере эксплуатации Ярегского нефтяного месторождения. Она базируется на основных положениях действующего "Регламента составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений" (РД 153- 39-007-96), а также на "Методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов" и СНиП IV-2-82 «Скважины».

В соответствии с требованиями этих документов, экономическая оценка, проводимая в целях выбора наилучшей термошахтной системы разработки,

осуществлялась на основе анализа вариантов, отличающихся между собой объемом извлекаемой жидкости, количеством подземных добывающих и нагнетательных скважин, вводимых из бурения.

Индекс доходности затрат колеблется в пределах 1,44-1,78 уже в первые годы после проведения геолого-технических мероприятий, что свидетельствует о высокой экономичности таких работ[7].

Создание двухгоризонтной системы - это один из дорогостоящих способов коррекции притока жидкости, поэтому важной частью планирования работ является оценка возможных затрат.

Несмотря на то, что этим методом можно увеличить дебит и появляется возможность введения в действующий фонд простаивающих нерентабельных скважин, в некоторых случаях проведение бурильных работ невыгодно. Поэтому до выполнения работ и выбора участка пласта всегда проводится тщательный экономический анализ всех возможных расходов и соотнесение их с ожидаемой прибылью.

При планировании расходов на проведение проходческих работ необходимо учесть ряд следующих факторов:

- размер ожидаемой прибыли от проведенных мероприятий, с учетом среднестатистического увеличения дебита, ожидаемой продолжительности добычи и текущей стоимости реализации продукции;
- географическое положение, удаленность, наличие транспортной инфраструктуры;
- техническое состояние скважины и необходимость проведения капитального ремонта;
- рыночную стоимость материальных ресурсов, топлива, электроэнергии, эксплуатации машин и оборудования, а также размер необходимых трудозатрат и размер ФОТ;
- текущую рыночную и прогнозную стоимость продукции (нефти);
- стоимость кредитования и инфляцию;
- действие обстоятельств непреодолимой силы.

### **4.3 Расчет чистого дисконтированного дохода**

Сравнительный анализ двух технологических мероприятий проведен по двум участкам объекта разработки Ярегского месторождения.

Продолжительность технологического эффекта – восемь лет с 2007 по 2014.

Расчетный среднегодовой темп уменьшения эффективности от двухгоризонтной системы принят от 7 до 15% в год.

Коэффициент эксплуатации скважин равен 0,97.

Ежегодные потери на обводнённость по скважинам, которые пробурены в добывающую галерею, составляют от 7 до 15% с постепенным увеличением при эксплуатации.

### **4.4 Цена реализации нефти**

Цена реализации нефти на внешнем и внутреннем рынках в ПАО «Лукойл» сформирована с учетом приведенных ниже постоянных затрат на добычу:

- затраты, непосредственно связанные с добычей и промысловой подготовкой нефти и газа;
- платежи за право на добычу полезных ископаемых;
- затраты на подготовку и освоение производства;
- затраты на обеспечение производственного процесса;
- затраты по обеспечению нормальных условий труда и техники безопасности (охрана зданий сюда не включается);
- текущие затраты, связанные с содержанием и эксплуатацией фондов природоохранного назначения;
- затраты, связанные с управлением предприятием;
- отчисления в специальные, отраслевые, внебюджетные и иные фонды;
- затраты на воспроизводство основных производственных фондов;

– налоги, сборы, платежи и другие амортизационные отчисления.

Экономическая оценка проведена при условии реализации 50% нефти на внешнем рынке и 50% на внутреннем.

Цена нефти на внутреннем рынке определена как равнодоходная с экспортными поставками, с учетом изменения ставки вывозной таможенной пошлины на нефть в соответствии с Федеральным законом РФ от 30.09.2013 № 263-ФЗ «О внесении изменений в главу 26 Налогового кодекса РФ «О таможенном тарифе». Расчеты проведены с учетом технологических потерь нефти по нормативу, который по Ярегскому месторождению составляет 0,032%.

Также учтена реализация 70% от отбора растворенного газа по цене 2600/1000м<sup>3</sup> (с НДС), остальной газ используется на собственные нужды.

Экономические показатели рассчитаны при условии финансирования работ за счет собственных средств недропользователя.

Реализационная стоимость нефти, в течение анализируемых периодов, изменялась соответственно котировкам на ведущих мировых биржах и принята для расчетов по отчетным данным предприятия.

Взаимосвязь цены реализации нефти по ПАО «Лукойл» колебаниями среднегодовых курсов доллара и нефти приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Взаимосвязь цены реализации нефти по ПАО «Лукойл» колебаниями среднегодовых курсов доллара и нефти

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Среднегодовой курс доллара к рублю	24,85	31,72	30,36	29,38	31,09	31,84	38,42
Среднегодовая цена на нефть марки Brent долларов за баррель:	97,70	61,90	79,60	111,00	111,40	108,80	98,90
Долларов за тонну	716,14	453,73	583,4	813,63	816,56	797,5	724,9

### Продолжение таблицы 3

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Среднегодовая цена на нефть рублей за тонну	1796,1	14392,	17714	23904,4	25386,91	25392,53	27852,08
Среднегодовая цена реализации нефти по ПАО «Лукойл» рублей за тонну	8399,76	6793,1	8361,05	11282,9	11982,62	11985,27	13150,0

Условно-переменные затраты включают в себя:

- затраты некапитального характера связанные с совершенствованием технологии и организации производства;
- затраты, связанные с поддержанием производственных фондов в рабочем состоянии;
- затраты, связанные с подготовкой и переподготовкой кадров;
- затраты, связанные с осуществлением работ вахтовым методом;
- потери от брака, аварий;
- потери от простоев по внутрипроизводственным причинам;
- условно-переменные затраты не включены в стоимость при расчете и по данным предприятия составили в среднем 3474,42 руб./т.

#### **4.5 Налог на прибыль**

Ставка налога на прибыль на период с 2008 по 2014 г. принята при расчете в размере 20%, согласно НК РФ.

Проходческие работы на месторождениях проводили специализированные подрядные организации с использованием собственных бурильных бригад.

Основные материалы – обсадные колонны, цемент и прочие предоставлялись заказчиком.

Согласно СНиП IV-2-82 стоимость бурения одного погонного метра составляет 24600 руб.

Проанализирована стоимость проведения работ на примере каждого участка пласта при различных методах проведения работ с закачкой в пласт до 70 т горячего пара.

Рассчитана экономическая эффективность и обоснована целесообразность создания двух галерей на предприятии. Начальный анализируемый год 2007 г.

Для оценки экономической целесообразности осуществления мероприятия используются следующие основные показатели эффективности:

- прирост потока денежных средств;
- чистый дисконтированный доход;
- индекс доходности.

Применен распространенный алгоритм расчета этих параметров по ниже приведенным ниже формулам:

Дополнительная добыча нефти (жидкости) за год после проведения проходческих работ определяется по формуле:

$$\Delta Q_{ж} = Q_{ж} * N * K_{э} * T, \quad (1)$$

где  $Q_{ж}$  – расчетный прирост дебита нефти (жидкости) скважин, т/сут;

$N$  – количество скважин, скв.;

$K_{э}$  – коэффициент эксплуатации скважин;

$T$  – число суток работы скважины в году после проведения работ, сут.

Анализ динамики дебитов нефти после создания подземно-поверхностной системы показывает, что продолжительность технологического эффекта от проведения проходческих работ составляет в среднем от 4 до 7 лет, с течением времени темп снижения эффективности составляет до 10 – 15% в год.

То есть расчетное значение дебита в году  $t$  после проведения мероприятия составит:

$$Q_{nt} = Q_{nt-1} - Q_{nt-1} * 15\% / 100\%. \quad (2)$$

Соответственно годовая добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины в году  $t$  ( $t \in T$ ) составит:

$$\Delta Q_t = \Delta Q - \Delta Q_{\text{обв}}, \quad (3)$$

где  $\Delta Q_{\text{обв}}$  – ежегодные потери добычи нефти на обводненность, т. (Величина определяется процентом обводненности).

Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году  $t$  определяется по формуле:

$$\Delta B = \Delta Q_t * C, \quad (4)$$

где  $C$  – цена одной тонны нефти, руб./т.

Текущие затраты на проведение мероприятия в году  $t$  определяются:

$$\Delta Z = Z_6 + Z_{\text{доп.}t}, \quad (5)$$

где  $Z_6$  – стоимость проведения проходческих работ, руб.;

$Z_{\text{доп.}t}$  – затраты на дополнительную добычу нефти в году  $t$ , руб.

Затраты на дополнительную добычу нефти в году  $t$ :

$$Z_{\text{доп.}t} = \Delta Q_t * Z_{\text{пер}}, \quad (6)$$

где  $Z_{\text{пер}}$  – условно-переменные затраты на добычу нефти, руб./т.

Прирост прибыли от проводимого мероприятия в году  $t$  определяется по формуле:

$$\Delta \Pi = \Delta B_t - \Delta Z_{\text{тек } t}. \quad (7)$$

Налог на дополнительную прибыль в году  $t$  определяется по формуле:

$$\Delta N_{\text{пр}} = \Delta \Pi_t * N / 100\%, \quad (8)$$

где  $N$  – ставка налога на прибыль, %.

Прирост потока денежных средств в году  $t$  определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{ДН}} = \Delta \Pi_t - \Delta N_{\text{пр.}t}. \quad (9)$$

Дисконтированный прирост потока денежных средств в году  $t$  определяется по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \text{ПДН}_t * \text{PV}_t. \quad (10)$$

Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле

$$\text{PV} = 1/(1+R)^n, \quad (11)$$

где: R – ставка процента,

n – число лет эксплуатации.

Прим. Если ставка дисконтирования целое число, допустимо воспользоваться табличными данными

Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_t^T \Delta \text{ДПДН}_t, \quad (12)$$

Индекс доходности от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$\text{ИД} = \text{ЧДД} / Z_0, \quad (13)$$

В связи с большим количеством вычислений и переменных все расчеты выполнены в программе Excel, результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Расчет экономической эффективности

Варианты разработки месторождения	ЧДД	ИД
Двухгоризонтная система	58 251 974,56	11,089
Подземно-поверхностная система	63 512 053,72	11,374
Итого чистый дисконтированный доход по исследуемым скважинам, руб.	121 764 028,28	

Вывод:

По результатам расчета экономической эффективности проведения проходческих работ за анализируемый период по данным скважинам получены следующие показатели:

- 1) ЧДД от проведения мероприятия 121 млн рублей;
- 2) индексы доходности составляют от 11,089 руб./руб для первого варианта и 11,374 руб./руб для второго.

На основании полученных данных, сделано заключение, что технологических мероприятий на исследуемых участках месторождениях

позволило повысить эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, принесло дополнительный доход предприятию и полностью, в короткое время, оправдало инвестиции на проведение геолого-технических мероприятий.

Расчеты показали, что наилучшая экономическая характеристика отмечается в технологическом варианте 2, реализация которого может обеспечить наибольшие денежные поступления недропользователю. ИД подземно – поверхностной системы достигает 11,374 руб./руб, что на 3,5% больше чем при создании двухгоризонтной системы

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5Г	Карсакову Александру Владиславовичу

<b>Школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Объект исследования: Месторождения высоковязкой нефти РФ. Ярегское месторождение.</p>
--	--

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

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Анализ вредных факторов, таких как:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.</li> <li>– повышенный уровень шума</li> <li>– высокая физическая и динамическая нагрузка</li> <li>– высокий уровень вибрационного воздействия</li> <li>– отклонение показателей микроклимата в помещениях</li> </ul>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Анализ опасных факторов, таких как:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– электробезопасность;</li> <li>– пожаровзрывобезопасность</li> <li>– Механические опасности</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты)</li> </ul>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу;</li> <li>– анализ воздействия объекта на</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>гидросферу;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу;</li> <li>– решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</li> </ul>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень наиболее вероятных ЧС на объекте</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС: утечка токсичной и пожаровзрывоопасной продукции</li> <li>– превентивные меры по предупреждению ЧС;</li> <li>– действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные правовые нормы трудового законодательства (в соответствии с ТК РФ и другими нормами трудового законодательства);</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация рабочего места).</li> </ul>
<b>Перечень графического материала:</b>	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Карсаков Александр Владиславович		

## **5 Социальная ответственность**

### **5.1 Введение**

Система разработки месторождения природных битумов и высоковязкой нефти подразумевает под собой наличие скважин, для взаимодействия коллектор – поверхность. Для проведения технологических мероприятий требуется проведение комплексных работ по созданию системы подготовки закачиваемых материалов и путей их доставки в скважину.

В данной работе необходимо рассмотреть вредные и опасные, для человеческой жизни и природы в целом, производственные факторы, а также методы по их исключению.

В работе рассмотрен ряд месторождений высоковязкой нефти и природных битумов. Распространение таких месторождений преимущественно происходит по областям с резко континентальным климатом, который характеризуется большим колебанием температур. Наиболее опасной является добыча нефти шахтным методом.

### **5.2 Производственная безопасность**

Работа операторов нефтяных шахт характеризуются совокупным воздействием опасных и вредных факторов, таких как вибрация, шумы, опасность разрушения конструкций, подземные пожары и т.д. Основные вредные и опасные производственные факторы (ВиОПФ) рассмотрены в Таблице 5.

Таблица 5 - Основные элементы производственного процесса термошахтных работ, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
БВС	1. Шум; 2. Запыленность;	1. Разрушающие конструкции;	1. ГОСТ 12.1.003-83 ;

## Продолжение таблицы 5

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
БВС	3. Вибрация локальная; 4. Вибрация общая; 5. Отклонение показателей микроклимата в помещении; 6. Физическая динамическая нагрузка; 7. Загазованность и запыленность.	2. Подземные пожары и взрывы; 3. Движущиеся машины и механизмы; 4. Обрушение горной породы; 5. Вес поднимаемого груза; 6. Резкое изменение давления.	2. Р 2.2.2006-05 ; 3. ГОСТ 12.1.012-90 ; 4. ГОСТ 12.1.030-81 ; 5. ГОСТ 12.2.062-81 ; 6. СанПиН 2.2.4.548-96 .

### 5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Первым опасным фактором при добыче нефти шахтным способом является превышение уровней шума и вибрации. Шум может создаваться работающим оборудованием: буровыми установками, машинами. В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 .

Для уменьшения шума необходимо устанавливать звукопоглощающие кожухи, применять противозумные подшипники, глушители, вовремя смазывать трущиеся поверхности, а также использовать средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши.

Вибрация в бурении возникает при спуско-подъемных операциях от работающих двигателей (лебедки, насосов, вибросит). Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь.

Различают местную и общую вибрацию. Общая вибрация наиболее вредна, чем местная. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду  $0 \div 28$  мм.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 .

Следующим фактором является отклонение показателей микроклимата в помещении. Одним из необходимых условий нормальной жизнедеятельности человека является обеспечение нормальных микроклиматических условий (температуру, влажность, скорость движения воздуха) в помещениях, оказывающих существенное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

Оптимальные параметры микроклимата обеспечиваются системами кондиционирования воздуха, а допустимые - обычными системами вентиляции и отопления. Применяется спецодежда и средства индивидуальной защиты, индивидуальные дозиметры, которые измеряют температуру, влажность и загазованность окружающей среды. А также каждый работник носит с собой личную аптечку. Интенсивность теплового облучения работающих от нагретых поверхностей технологического оборудования регламентируется согласно СанПин 2.2.4.548-96. Отопление, вентиляция и кондиционирование регламентируются в соответствии СНиП 2.04.05-91. Нормативные параметры микроклимата на рабочих местах приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура воздуха °С, не более	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Па	21,1-23,0	15 – 75	0,1
	Пб	19,1-22,0		
	Пв	19,1-22,0		

Продолжение таблицы 6

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура воздуха °С, не более	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Теплый	Па	22,1 - 27,0	15 – 75	0,1
	Пб	21,1 - 27,0		0,1
	Пш	20,1 - 26,0		

Так же на производительность труда сильно влияет освещённость рабочей зоны. Правильное освещение производственных помещений и рабочих мест оказывает благоприятное влияние на работоспособность человека, повышает производительность труда, снижает брак продукции. Резкие тени, утомляя глаза, нарушают их работоспособность и могут явиться непосредственными причинами несчастных случаев на производстве. Причиной несчастных случаев может явиться также ослепление работающих слишком ярким источником света. Освещение регламентируется Сан Пин 2.2.1/2.1.1 1278-03. Нормативные параметры приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г – горизонтальная, В-вертикальная) и высота плоскости над полом, м	Искусственное освещение		
		Освещенность, лк		
		при комбинированном освещении		при общем освещении
		всего	от общего	
Забойная нефтяная шахта	Г-0,8	300	50	350

Тяжесть трудового процесса еще один фактор, осложняющий работу при шахтном способе разработки месторождения. К тяжести трудового процесса относят физические динамические нагрузки, вес поднимаемого груза и энергозатраты работника. Физический труд характеризуется большой нагрузкой на организм, требующей преимущественно мышечных усилий и соответствующего энергетического обеспечения, а также оказывает влияние на функциональные системы (сердечно-сосудистую, нервно-мышечную,

дыхательную и др.), стимулирует обменные процессы. Основным его показателем является тяжесть. Энергозатраты при физическом труде в зависимости от тяжести работы составляют 4000 – 6000 ккал в сутки, а при механизированной форме труда энергетические затраты составляют 3000 – 4000 ккал.

Оценка тяжести физического труда для мужчин проводится на основе нормативного документа Р 2.2.2006-05 . При перемещении груза на расстояние более 5 м физическая динамическая нагрузка принимается 70000 кг\*м. При подъеме и перемещении тяжестей предельно допустимая масса груза составляет до 35 кг.

Напряженность трудового процесса. К напряженности относят длительность сосредоточенного наблюдения, нагрузка на слуховой и голосовой анализатор, плотность сигналов. Умственный труд связан с восприятием и переработкой большого количества информации.

Умственный труд объединяет работы, связанные с приемом и передачей информации, требующие активизации процессов мышления, внимания, памяти. Основным показателем умственного труда является напряженность, отражающая нагрузку на центральную нервную систему. Энергозатраты при умственном труде составляют 2500 – 3000 ккал в сутки.

Для того чтобы снизить утомляемость работников, необходима правильная организация рабочего места. В санитарных правилах и нормах даются общие требования к организации и оборудованию рабочих мест с ВДТ и ПЭВМ (СанПин 2.2.2/2.4.1340-03).

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Пыль воздуха рабочей зоны - это совокупность находящихся во взвешенном состоянии мельчайших твердых частиц, которые образуются в процессе производства и оказывают неблагоприятное воздействие на организм работающих. Воздушная среда производственных помещений, в которой содержатся вредные вещества в виде пыли и газов, оказывает непосредственное влияние на безопасность труда.

Воздействие пыли и газов на организм человека зависит от их ядовитости (токсичности) и концентрации в воздухе производственных помещений, а также времени пребывания человека в этих помещениях. Предельно допустимые концентрации вредных веществ приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Агрегатное состояние	Класс опасности	Особенности действия на организм
Азота диоксид	2	п	3	0
Акролеин	0,2	п	II	
Алюминий и его сплавы	2	а	III	Ф
Аминопласты (пресс-порошки)	6	а	3	Ф, А
Аммиак	20	п	IV	
Ангидрид серный +	1	а	2	
Ангидрид сернистый +	10	п	3	
Ацетон	200	п	IV	
Бензол +	15/5	п	2	К
Бенз(а)пирен	0,00015	а	1	К
Бензин (растворитель, топливный)	100	п	IV	
Водород фтористый (фтор-оводород) (в пересчете на F)	0,5/0,1	п	1	О
Кислота азотная+	2	а	III	
Кислота серная+	1	а	II	
Ксилол	50	п	III	
Марганец в сварочных аэрозолях при его содержании:				
до 20%	0,2	а	II	
от 20 до 30%	0,1	а	II	
Углерода оксид	20	п	4	0

Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны регламентируется ГОСТ 12.1.005-88 . Условные обозначения: п - пары и (или) газы; а - аэрозоль; п+а - смесь паров и аэрозоля; О - вещество с остронаправленным механизмом действия, требующее автоматического контроля за его содержанием в воздухе.

## 5.4 Анализ опасных факторов рабочей зоны

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Движущиеся машины, механизмы и подвижные части производственного оборудования, являющиеся опасными производственными факторами, должны соответствовать требованиям действующих государственных стандартов.

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования, передвигающиеся изделия при отсутствии защитных устройств могут привести к травмированию. Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

Следующие опасные факторы: разрушающие конструкции, подземные пожары и взрывы, обрушение горной породы, резкое изменение давления регламентируются рядом документов как государственных, так и разработанных на предприятиях. Например, пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности как ЧС изложены в ГОСТ 12.1.004-91 .

На всех производственных объектах должен быть организован и отображен на стендах план эвакуаций. Персонал должен быть квалифицирован и обучен для реагирования на все случаи возникновения чрезвычайных ситуаций. Должен быть разработан план действий при возникновении какой-либо опасности. Должна быть подготовлена техника и оборудование для предотвращения или на случай устранения чрезвычайной ситуации.

Электробезопасность. В бурении шахт используется электроустановки высокого напряжения (выше 1000 В). Бурильщики и помощники должны иметь классификационную группу не ниже II по технике безопасности, согласно "Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей".

Основными мерами защиты при эксплуатации электроустановок являются: надежная изоляция пускорегулирующих аппаратов, контактов магнитных пускателей, автоматов, цепей автоматического электропривода.

По ПУЭ рабочая зона относится к классу II-III.

Для снижения опасности прикосновения создается защитное заземление. Защитное заземление является самым массовым средством защиты в электроустановках.

Заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ПУЭ и ГОСТ 12.1.030 – 81 «Защитное заземление. Зануление» .

Для предупреждения несчастных случаев при использовании электроприборов необходимо:

- обеспечить защищенность токоведущих частей оборудования;
- допускать к работе лиц, получивших необходимую квалификацию;
- использовать защитные заземления.

Взрыво- и пожароопасность. Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» определяет основные положения технического регулирования в области пожарной безопасности и общие принципы обеспечения пожарной безопасности. Класс зоны по пожарной безопасности – П-1, так как в её пределах обращаются горючие жидкости с температурой возгорания 61 и более градуса Цельсия. Класс рабочей зоны по взрывной безопасности – 0-й класс.

Силовую и осветительную электропроводку на буровой площадке выполняют проводами и кабелями, сечения и защиту которых выбирают как для взрывоопасных помещений и установок.

Открыто проложенные кабели должны быть бронированными и не иметь наружных покровов из горючих веществ (джута, битума и д.р.). Кабели к переносным токоприемникам должны иметь исполнение для средних условий работы. Кабельные линии, прокладываемые на буровой площадке должны выполняться из цельных кусков кабелей и не содержать соединительных и осветительных кабельных муфт.

Во избежание разрушений, загораний и взрывов при прямых ударах молнии должна устанавливаться молниезащита в соответствии с СИ 305-77 "Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений". Запрещается во время грозы производить работы на буровой вышке, находиться на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств.

Комплекс пожаро–профилактических мероприятий на буровых включает в себя организацию поста или стенда с комплектом противопожарного инвентаря. Набор первичных средств пожаротушения, приходящийся на одну бурящуюся скважину, должен включать (Таблица 9):

Таблица 9 - Набор первичных средств пожаротушения

№ пп	Наименование	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Кол-во, шт.
1	Огнетушитель пенный ОХП-10	ТУ 22-4720-80	8
2	Ящик с песком объемом 0,5 м <sup>3</sup>		4
3	Ящик с песком объемом 1 м		2
4	Лопаты		5
5	Ломы		2
6	Топоры		2
7	Багры		2
8	Ведро пожарные		4
9	Химический огнетушитель		8

Во избежание возникновения взрывов и пожаров необходимо выполнять следующие требования безопасности:

- 1) площадки вокруг наземных сооружений должны быть выровнены и не иметь препятствий для передвижения людей и пожарного транспорта;
- 2) топливная емкость для двигателей внутреннего сгорания, а также смазочные материалы должны располагаться не ближе 15 м от буровой.

## 5.5 Экологическая безопасность.

При проведении буровзрывных работ и проходческих работ происходит загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы.

Защита атмосферы. При добыче нефти происходит загрязнение атмосферы во время работы следующих сооружений:

- вентиляционный ствол НШ-1;
- производственная котельная;
- ремонтно-механические мастерские;
- нефтебаза с нефтеналивной эстакадой;
- блочно-кустовые насосные станции.
- участок деревообработки;
- пруд-отстойник;
- гаражи автотранспорта.

Вследствие работы всех этих сооружений в атмосферу выбрасываются вредные вещества. Непрерывное наращивание мощностей промышленного производства связано с увеличением выбросов в атмосферу загрязняющих веществ, таких как оксиды углерода, оксиды азота, углеводороды, бенз(а)пирен, метан; толуол. Контроль над состоянием атмосферы осуществляется по следующим направлениям:

- контроль над выбросом загрязняющих веществ в атмосферу непосредственно на организованных источниках выброса;
- контроль над соблюдением норм допустимых выбросов вредных веществ, установленных для предприятия в целом.

Защита гидросферы. Наиболее активным загрязнителем воды является производство шахтных нефтесодержащих вод. Менее загрязнённые воды поступают от вспомогательных производств (мойки гаражей, промывки котельных, очистные сооружения посёлка, станочный парк).

Потребность производства Ухтинского куста в питьевой и технической воде и отведение хозяйственно-бытовых и промышленных стоков

обеспечивается по договорам с Ухтинским НПЗ и предприятием «Горводоканал». Суммарный объём потребления и сброса вод составляет: питьевого качества порядка 15000 куб. м/год, технического качества 2,5млн. куб. м/год.

Защита литосферы. Промышленные отходы: Металлом, Нефтепродукты, горная порода, опилки, горбыль, дрова, люминесцентные лампы, отработанные покрышки. Отходы перерабатываются на предприятии, или задействуют сторонние организации по вывозу и переработке мусора

## **5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При возникновении аварийных ситуаций (газонефтеводопроявления, недопуск обсадной колонны и др.) решение об изменении проекта принимает руководитель буровой организацией. Принимаемые решения в любом случае не должны снижать надежность и эффективность последующей эксплуатации скважины и безопасность работ в шахте.

Сценарий аварии, связанный с обрушения пород, разрушение конструкций, подземных пожаров, повреждение движущимися механизмами, поражение обрушающимися механизмами происходит, вследствие буровых работ проводимыми в шахте.

В результате может произойти истечение бурового раствора и выброс пластового флюида из скважины, распространение его по поверхности, воспламенение выбрасываемых углеводородов, разрушение буровой установки и поражение людей, обслуживающих ее.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с нефтегазопроявлениями, обучение буровой бригады.

При снижении плотности бурового раствора во время циркуляции за счет насыщения раствора пластовым флюидом принимаются незамедлительные меры к усилению промывки скважины, дегазации бурового раствора и к

доведению его параметров до технологической необходимости. Скважина должна непрерывно долиняться при подъеме инструмента с регистрацией объема бурового раствора долитого в скважину.

На буровой необходимо постоянно иметь запас бурового раствора, в случае поглощения раствора бурильные трубы поднимаются от забоя и приступают к наполнению скважины буровым раствором с наполнителем. Во избежание прихватов, колонна должна находиться в подвешенном состоянии и периодически расхаживаться на длину свечи.

Порывы и разливы нефти. Ликвидация разливов нефти и подтоварной воды производится в следующей последовательности: тщательный осмотр места аварии, для определения объемов, характера и порядка необходимых работ; доставка технических средств к месту разлива нефти; локализация нефтяного загрязнения, включающая в себя оконтуривание нефтяного загрязнения: (на водной поверхности - боновыми заграждениями; на грунтовой поверхности - путем создания заградительных борозд, траншей или грунтовых обваловок с устройством защитных экранов, предотвращающих пропитку барьера нефтью); максимально возможный сбор свободной нефти с рельефа (используются нефтесборщики и вакуумные установки).

Восстановление продуктивности нефтезагрязненных земель, состав и порядок работ:

- первичное обследование нефтезагрязненных участков (отбор проб почвы (воды), определение границ разлива нефти и составление плана участка с выкопировкой схемы коммуникаций, составление характеристики загрязненного участка (лист экологической оценки));

- оценка степени загрязнения почв нефтью (визуально или по данным анализов) и давность разлива нефти (по соответствующему акту или по степени биодеграции нефти);

- выбор соответствующих технологических мероприятий по конкретному участку, согласно результатов первичного обследования;

– По окончании работ проводится сдача рекультивированных участков контролирующим органам.

При аварийных разливах нефти, минерализованной воды или бурового раствора их удаляют при помощи сорбентов. Использованные сорбирующие вещества либо сжигаются в качестве топлива, либо захороняются.

### **Вывод**

В ходе выполнения работы были проанализированы вредные и опасные факторы, действующие при добыче высоковязкой нефти шахтным методом.

Во избежание чрезвычайных ситуаций, работникам следует соблюдать требования безопасности и самостоятельно следить за выполнением условий и правил работы в шахтных условиях.

Пренебрежение правилами безопасности может привести не только к потере квалифицированной рабочей силы, но и повлечь за собой экологические катастрофы. Подобный исход непременно приведёт к дополнительным затратам предприятия на локализацию последствий аварий. Намного выгодней и проще предупредить чрезвычайные ситуации, чем устранять негативные последствия после аварий.

## **Заключение**

В работе были рассмотрены методы добычи высоковязкой нефти, а также достоинства и недостатки каждого из методов. Были рассмотрены возможные перспективы развития уже имеющихся и регулярно используемых методов.

Карьерная добыча нефти является самой эффективной для месторождений высоковязкой нефти и природных битумов. Такой метод добычи позволяет непосредственно контактировать с коллектором и довести коэффициент извлечения нефти до максимума. Однако, карьерная добыча требует определённые геологические условия залегания пласта. Главным условием является небольшая глубина залегания коллектора

Шахтная добыча нефти так же как и карьерная связана с непосредственным контактом с разрабатываемой залежью. Существует возможность непосредственного контакта с объектом разработки, что позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти. Недостатком такого метода является необходимость работы людей в шахтных условиях. Так же, для осуществления данного метода требуется не большая глубина залегания пласта.

В случае с паротепловой обработкой скважины увеличивается температура коллектора в ограниченной области вокруг скважины. Использование пара как вытесняющего элемента неизбежно приведёт к росту обводнённости продукции скважины. Главным недостатком в обоих случаях является потеря большого количества тепловой энергии в стволе скважины.

Технология внутрипластового горения позволяет существенно увеличить температуру пласта и соответственно значительно уменьшить вязкость нефти. Минусами этого метода является выгорание тяжелых фракций нефти. Так же процесс горения является трудноконтролируемым, что серьезно осложняет эксплуатационные возможности данного метода.

Технология нагнетания бинарной на данный момент является одной из самых перспективных и научно исследуемых методов добычи нефти. Этот

метод имеет несколько применений. На данный момент исследуются высокоэнергетические составы бинарных смесей, способных прогреть коллектор на сотни градусов. Существуют вещества, выделяющие при реакции водород, который впоследствии может вступать в реакцию гидрокрекинга прямо в пласте. Такой тип позволит уменьшить обводнённость продукции. Высокоэнергетические бинарные смеси позволяют проводить горячий ГРП, за счет энергии выделяемых в ходе реакции газов. Недостатком такого метода является вероятность взрыва, в результате недостаточного контроля за температурой в пласте.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Свойства трудноизвлекаемой нефти в базе данных информационно-вычислительной системы по нефтехимической геологии / Яценко И.Г. // Вестник ЦКР Роснедра. 2012. №3. С. 27 – 31.
2. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств / Полищук Ю.М., Яценко И.Г. // Нефтегазовое дело. 2005 г.
3. Особенности и инновационные направления освоения ресурсов высоковязких нефтей / Рузин Л.М. // Известия Коми научного центра УРО РАН. 2010. №2. С. 92 – 97.
4. Большое будущее Яреги о комплексном развитии Ярегского нефтетитанового месторождения / Колесников Б. Н. // Регион 2013г. №1
5. Термошахтная разработка месторождений с тяжелыми нефтями и природными битумами (на примере Ярегского нефтяного месторождения) [Республика Коми] / Ю. П. Коноплев // Горн. информ.-аналит. бюл. 2005. № 3. С. 246-253. - Библиогр.: с. 253
6. Применение новых технологий в добыче нефти : учебное пособие / Г. А. Билалова, Г. М. Билалова. — Волгоград: Ин-фолио, 2009. — 272 с.
7. Проблемы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти/ В.С. Рудой, А.С. Жданова. — М.: Москва 2006 г.
8. Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов / Николин И.В. //Наука – фундамент решения технологических проблем развития России. 2007 г. № 2. С. 54 – 67.
9. Геология и освоение природных битумов/ Г.Т. Юдин, П.С. Жабрева, Г.Г. Габалян, Н.В. Колесникова, Г.С. Калмыков, Б.Е. Кисиленко. — М.: Наука, 1983 г., – 111с.

10. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов: пер. с фр. / Ж. Бурже; под ред. В. Ю. Филановского. — Москва: Недра, 1988. — 421 с.
11. Е.Н. Александров, Д.А. Леменовский, А.Л. Петров, В.Ю. Лиджи – Горяев / Технология термохимического стимулирования добычи нефти и битумов с уменьшением количества воды в нефтяном пласте. – Георесурсы. 2009. N4. С. 312-320.
12. Н.М. Кузнецов, Е.Н. Александров / Безопасность применения бинарных смесей для стимулирования нефтедобычи. – Георесурсы. 2017 Т.18.№3.Ч.1. С. 154-159.
13. Александров Е.Н., Александров П.Е., Варфоломеев С.Д. Технология добычи нефти на выработанных месторождениях на основе реакции бинарных смесей. Точка опоры. 2013. №168. С. 15.