

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Обоснование метода паротеплового воздействия на пласт на месторождениях с высоковязкими нефтями»

УДК 622.276.652

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Акуляков Дмитрий Витальевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.–м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
P2	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать <i>выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
P4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3, ППК-4, ППК-6,
P5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4, ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
P6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Акулякову Дмитрию Витальевичу

Тема работы:

«Обоснование метода паротеплового воздействия на пласт на месторождениях с высоковязкими нефтями»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59–120/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение нормативной документации, общих сведений о высоковязких нефтях и осложнениях при их разработке. Обзор литературных источников по осложнениям добычи высоковязких нефтей, а также воздействие пара на пласт. Анализ имеющейся информации о месторождениях, которые успешно использовали паротепловые методы.

	Подбор критериев применимости паротеплового воздействия Разработка разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «социальная ответственность». Заключение и выводы по работе.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Паротепловые методы добычи. Их разновидности, параметры и преимущества Характеристика месторождения Усинское. Анализ стадий разработки. Подбор критериев для паротепловых методов	Старший преподаватель Карпова Евгения Геннадьевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:

Паротепловые методы добычи. Их разновидности, параметры и преимущества
Характеристика месторождения Усинское. Анализ стадий разработки.
Подбор критериев для паротепловых методов
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.
Социальная ответственность.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Акуляков Дмитрий Витальевич		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы
Срок сдачи студентом выполненной работы: 20.06.2020

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	Введение	10
18.04.2020	Паротепловые методы добычи. Их разновидности, параметры и преимущества	20
27.04.2020	Характеристика месторождения Усинское. Анализ стадий разработки.	10
08.05.2020	Подбор критериев для паротепловых методов	20
15.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
20.05.2020	Социальная ответственность	15
02.06.2020	Оформление работы	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.–м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 84 с., 16 рис., 14 табл., 20 источников.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, трудноизвлекаемые запасы, повышение нефтеотдачи пласта, пароциклическая обработка скважин, парогравитационный дренаж.

Объект исследования: Усинское месторождение Республики Коми, Ашальчинское месторождение Республики Татарстан.

Цель работы: Изучение литературных источников по теме паротепловое повышение нефтеотдачи пласта и обоснование паротеплового метода на месторождениях с высоковязкими нефтями.

В результате исследования: проведен анализ паротепловых методов повышения нефтеотдачи пластов, параметров влияющих на процесс добычи высоковязких нефтей. Проведен анализ имеющейся информации о месторождениях, которые успешно использовали термические методы.

Область применения: месторождения с высоковязкими нефтями

Экономическая эффективность/значимость работы проведена оценка экономического потенциала паротеплового воздействия на пласт на примере Усинского месторождения.

Список обозначений и сокращений:

ПНП – повышение нефтеотдачи пласта

ПЦО – пароциклическая обработка скважин

П–ПНП – паротепловое повышение нефтеотдачи пласта

КИН – коэффициент извлечения нефти

ЭЦН – электро – центробежный насос

ШГН – штанговый глубинный насос

ПТВ – паротепловое воздействие

ВВГ – влажное внутрипластовое горение

Оглавление:

ВВЕДЕНИЕ	10
1. Паротепловые методы добычи, их разновидности, параметры и преимущества	12
1.1. Методы повышения нефтеотдачи пласта	12
1.2. Виды теплового ПНП.....	15
1.2.1. Термодинамические свойства пара	16
1.2.2. Процесс нагнетания пара.....	19
1.3. Разновидности паротепловых методов повышения нефтеотдачи....	20
1.4. Требуемые параметры пара	25
1.5. Паро–нефтяное отношение.	26
1.6. Потребление воды	26
1.7. Потребление электроэнергии.....	27
2. Характеристика месторождения Усинское и анализ стадий разработки	28
2.1 Географический очерк	28
2.2. Геологическая характеристика месторождения	28
2.3. Стратиграфия	30
2.4. Характеристики пластов	34
2.5. Состав и свойства нефтей.....	37
2.6. Анализ разработки месторождения на I и II стадиях	38
2.6.1. Залежи среднего и верхнего девона	38
2.6.2. Пермокарбоновая залежь нефти	42
2.7. Анализ разработки месторождения на III стадии	45
2.8. Разработка месторождения на 2016 г.	46
3. Подбор критериев для паротепловых методов	48
3.1. Обзор критериев применимости из литературы	48
3.2. Подбор критериев на основании применения ПЦО на месторождении Усинское.....	50

3.3.Эффективность технологии парогравитационного дренирования продуктивного пласта Ашальчинского месторождения	51
4.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	58
5.Социальная ответственность	66
5.1.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	66
5.2.Производственная безопасность	68
5.3.Экологическая безопасность	76
5.4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях	80
Заключение	82
Список литературы	83

ВВЕДЕНИЕ

Характерной особенностью современной нефтедобычи является увеличение доли трудноизвлекаемых запасов в общем балансе добываемой нефти, которая включает в себя тяжелую нефть с вязкостью 30 мПа * с и выше, а также возрастает роль освоения этих запасов. Запасы этих видов нефти, примерно, в пять раз превышают объёмы остаточных извлекаемых запасов нефти низкой и средней вязкости по всему миру. Высоковязкая нефть во многих промышленных странах является основным ресурсом для развития нефтедобычи. В России также есть трудноизвлекаемые запасы, которые в структуре запасов составляют примерно 60%.

Разработка месторождений с высоковязкими нефтями характеризуется рядом проблем, с которыми сталкиваются любые нефтяные компании. В первую очередь, это осложнения в работе нефтепромыслового оборудования, сокращение межремонтного периода эксплуатации наземного и скважинного оборудования, низкие темпы освоения запасов, нефтеотдача 10 – 15%, отказ оборудования из-за повышенных нагрузок, трудности при использовании и утилизации попутного газа и, как следствие, крайне низкая рентабельность разработки и эксплуатации месторождения.

Идеей увеличения нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами заняты все нефтедобывающие страны мира, так как повышение коэффициента извлечения нефти на разрабатываемых месторождениях практически равно открытию новых. Из-за того что методы увеличения нефтеотдачи применяются на действующих месторождениях, в уже обустроенных регионах с отлаженной инфраструктурой, они являются наиболее выгодными и эффективными по сравнению с поиском, разведкой и обустройством новых месторождений.

На данный момент основная часть нефти поступает из старых месторождений, которые были открыты 20 – 30 лет назад. Конечный коэффициент извлечения (КИИ) нефти с таких месторождений равен 35%,

это значит, что огромная часть нефтей остается в залежах. Исследования указывают, что если нарастить текущий КИН хотя бы на 1%, то извлекаемые запасы увеличатся, примерно, на 12000 миллиардов тон. Также важным является тот, что уже обжитые месторождения имеют точные данные о геологическом строении и имеют развитую инфраструктуру, снижающую экономические риски при разработке новых технологий для увеличения нефтеотдачи.

Целью данной выпускной квалификационной работы – анализ применения паротепловых технологий на пласт на месторождениях с высоковязкими нефтями.

Основные задачи:

1. Изучение документации и литературы по данной теме
2. Анализ имеющейся информации о месторождениях, которые успешно использовали термические методы
3. Изучение различных тепловых методов воздействия на пласт.
4. Подбор критериев, которые помогут месторождению выбрать подходящий метод увеличения нефтеотдачи.

1. Паротепловые методы добычи, их разновидности, параметры и преимущества

Изучая проблему, повышения коэффициента извлечения нефти на месторождениях с высоковязкими нефтями, было проанализировано множество работ отечественных (Буркова А. А., Блажко А.Н.), которые изучали методы добычи трудноизвлекаемых запасов.

Для анализа решений данной проблемы требуются месторождения, которые обладают высокими дебитами тяжелых нефтей, играют значительную роль в структуре запасов и используют паротепловые методы на территории России.

Исходя из литературных данных[5,7], для изучения были выбраны Усинское и Ашальчинское месторождения, так как они отвечают, указанным выше, требованиям.

Подробным описанием паротепловых методов, а также и расходов в процессе разработки данными методами занималась Кузнецова В.А.

Сидоров И.В. обосновал разработку залежей высоковязких нефтей горизонтальными скважинами, что позволило опираться на его опыт в данной работе.

Эффективное применение паротепловых методов повышения нефтеотдачи пластов требует детальных знаний о термодинамических свойствах, основах нагнетения и параметрах пара

Ниже рассмотрены методы добычи высоковязких нефтей, разновидности и параметры паротепловых технологий, а также потребление воды и электричества при реализации данных методов.

1.1. Методы повышения нефтеотдачи пласта

Основной проблемой добычи нетрадиционных нефтяных ресурсов является их высокая вязкость, благодаря этому и малая подвижность в

пластовых условиях, это означает, что первичными и вторичными методами добычи будет извлечена лишь малая часть запасов.

Первичный метод: нефть добывается за счет действия естественного пластового давления. Добыча происходит до истощения естественного давления.

Вторичный метод: после того как естественное давление в резервуаре истощается, применяются вторичные методы добычи, которые основаны на закачивании внешней энергии в пласт, например, вода или природный (попутный) газ.

Третичный метод или “повышение нефтеотдачи пластов” начинают использовать, когда поддержание пластового давления перестает быть эффективным. Этот метод по сравнению с другими более дорогостоящий и сложный, поэтому его применение зависит от стоимости реализации выбранного метода, объема дополнительной добычи и цен на нефть.

Повышение нефтеотдачи пластов (далее ПНП) обычно основаны на уменьшении межфазных сил в порах в породе и снижении вязкости жидкости. Любой из этих методов имеет свои недостатки и преимущества. Поэтому использование определенного метода сильно зависит от геологических характеристик и истории конкретных месторождений.

Нефтяные компании используют методы ПНП для максимального повышения КИН.

Подбор требуемого метода или агента для закачки в пласт осложняется глубиной разрабатываемой залежи, составом и свойствами добываемой нефти, а также прогнозируемой экономической выгоды.

Из рис. 1.1 видно, что не существует единственного идеального ПНП метода, подходящего для всех типов нефти и пластов. Использование газов, как теплоносителей, позволяет разрабатывать маловязкие нефти на

месторождениях с высокими показателями давления, температуры, глубины залегания, потому что при закачке происходит процесс смешивания с нефтью, тем самым снижается остаточная нефтенасыщенность. В другом случае трудно разрабатывать пласты, содержащие высоковязкую нефть, способами, отличными от теплового ПНП. Это свидетельствует о растущей популярности термического метода ПНП в большинстве стран, где находятся большие запасы трудноизвлекаемых нефтей.

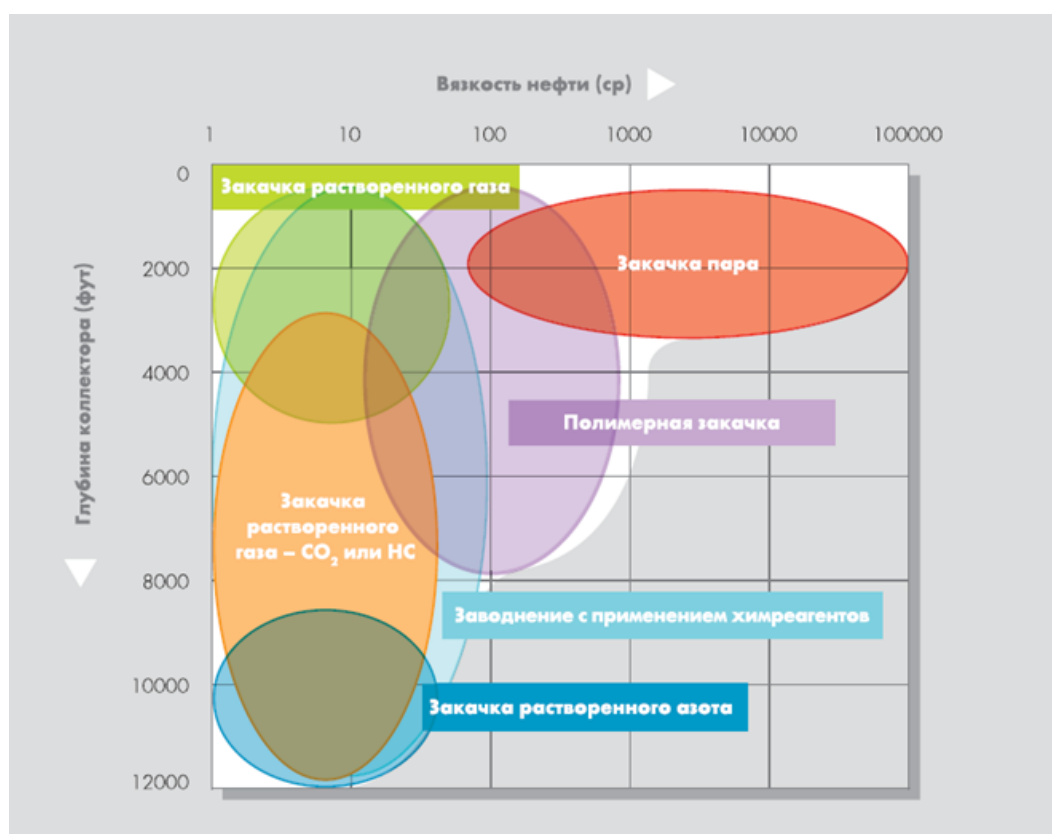


Рисунок 1.1 – Выбор метода ПНП в зависимости глубины залегания пласта и вязкости нефти.

Тепловые методы ПНП остаются доминирующим методом увеличения нефтеотдачи в мире, хотя процессы ПНП, использующие газ в качестве теплоносителя, в частности введение диоксида углерода (CO₂), приобретают огромную популярность. Тепловые методы обычно применяются для добычи высоковязких или сверхвязких нефтей.

1.2. Виды теплового ПНП

Задача термической ПНП заключается в разжижении пластовой нефти и повышении КИН. Происходит это за счет нагревания пласта, в ходе которого повышается температура добываемого флюида.

Термические методы ПНП можно разделить на две группы: те, в которых тепло создается в резервуаре, и те, в которых теплоноситель закачивается в резервуар извне. В первой группе закачивается воздух с частью внутрипластовых углеводородов (около 10%) в пласт и сжигается для выделения необходимого тепла. Этот процесс называется внутрипластовое горение.

Внутрипластовое горение, хоть и хорошо работает в теории, однако не используется на практике в значительной степени, на данный момент, из-за сложности реализации. Основной проблемой таких проектов является отсутствие контроля горения.

Во второй группе для нагревания пласта закачивается пар под давлением, который разжижает нефть. ПНП с закачкой пара (далее П–ПНП), является старейшим методом, который применяется уже на протяжении 50 лет.

На сегодняшний момент П–ПНП является лидирующим методом ПНП. Примерно треть всех проектов ПНП в мире использует в качестве теплоносителя пар для закачки в пласт.

Как в теории, так и в практике приводятся доказательства того, что добыча высоковязких нефтей связана с паротепловыми методами повышения нефтеотдачи пластов. В соответствии с этим выводом в данной работе рассматриваются методы П–ПНП.

Пар – отличный проводник тепла и чаще используется в проектах ПНП. Чтобы полностью понять, эффективность пара при добыче

высоковязкой нефти, необходимо изучить свойства пара, а также то, что происходит в скважине при закачке пара.

1.2.1. Термодинамические свойства пара

Пар является идеальным источником нагнетания тепла в скважину из-за его содержания тепла на единицу массы. Так, вода при давлении в 1 МПа и температуре 180°C содержит 763 кДж/кг удельной теплоты, а насыщенный пар при давлении в 1 МПа и температуре 180°C содержит 2778 кДж/кг удельной теплоты. Это значит, что при одинаковой закачке тепла, с паром нагнетается меньшее количество воды, в результате чего содержание воды в добываемой нефти в разы меньше, а значит тепла в пласте остается больше. Далее рассмотрим некоторые свойства пара, имеющие значение при реализации П–ПНП:

- Удельная энтальпия

Удельная энтальпия является мерой теплосодержания жидкости. Например, когда 1 кг воды нагревается при температуре (t_i) и постоянном давлении (P_s), он достигнет максимальной температуры, называемой температурой насыщения (t_s) прежде чем перейдет в газовое состояние. То есть тепло, затрачиваемое на нагрев в результате этого процесса, и является удельной энтальпией кипящей воды (h_f). Удельная энтальпия воды (h_f) рассчитывается по формуле[1]:

$$h_f = c_w (t_s - t_i), \quad (1.1)$$

где C_w – удельная теплоемкость воды (кДж/кг К).

При достижении температуры насыщения (при постоянном P_s), поступающая энергия идет на увеличение кинетической энергии молекул, которые покидают поверхность воды и переходят в газообразное состояние (пар). Та энергия, которая требуется для перехода воды пар, называется теплотой парообразования (h_{fg}).

Удельная энтальпия сухого насыщенного пара (h_s), при температуре насыщения, является суммой удельной энтальпии кипящей воды (h_f) и удельной теплоты парообразования (h_{fg}) рассчитывается по формуле:

$$h_s = c_w (t_s - t_i) + h_{fg} = h_f + h_{fg}, \quad (1.2)$$

Из данной формулы следует вывод, что если поступающее тепло, при температуре насыщения, является только небольшой долей (x) от общей теплоты испарения, тогда только определенная часть воды переходит в пар, таким образом, происходит смешивание воды и пара. В данном случае пар называется насыщенным. Общая удельная энтальпия (кДж/кг) влажного пара вычисляется по формуле:

$$h = h_f + x * h_{fg}, \quad (1.3)$$

где x – это качество влажного пара.

Качество пара – это степень сухости пара, которое варьируется в диапазоне от 0%(вода) до 100%(сухой пар). Тогда 80% качество пара указывает на то, что данная смесь состоит из 80% пара и 20% воды. Подходящим термином для качества пара является коэффициент сухости. Сухость пара варьируется в диапазоне от 0 до 1

Данные параметры насыщенного пара для давления от 0,1 до 7 МПа (абсолютное) перечислены в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Параметры насыщенного пара.

Абсолютное давление (бар)	Температура насыщения, (°C)	Удельная энтальпия кДж/кг		
		Воды (h_f)	Парообразования (h_{fg})	Пара (h_g)
1	100	418	2258	2675
5	152	640	2108	2749
10	180	763	2015	2778
15	198	845	1947	2792
20	212	909	1890	2799

Продолжение таблицы 1.1

25	224	962	1840	2802
30	234	1008	1795	2803
35	243	1050	1753	2803
40	250	1087	1713	2801
45	257	1122	1676	2798
50	264	1154	1640	2794
55	270	1185	1605	2789
60	276	1213	1571	2784
65	281	1241	1537	2778
70	286	1267	1505	2772

Зависимость температуры насыщения и удельной энтальпии представлены на рис. 1.2. Пунктирными линиями указаны линии парообразования (при $P=\text{const}$) [1].

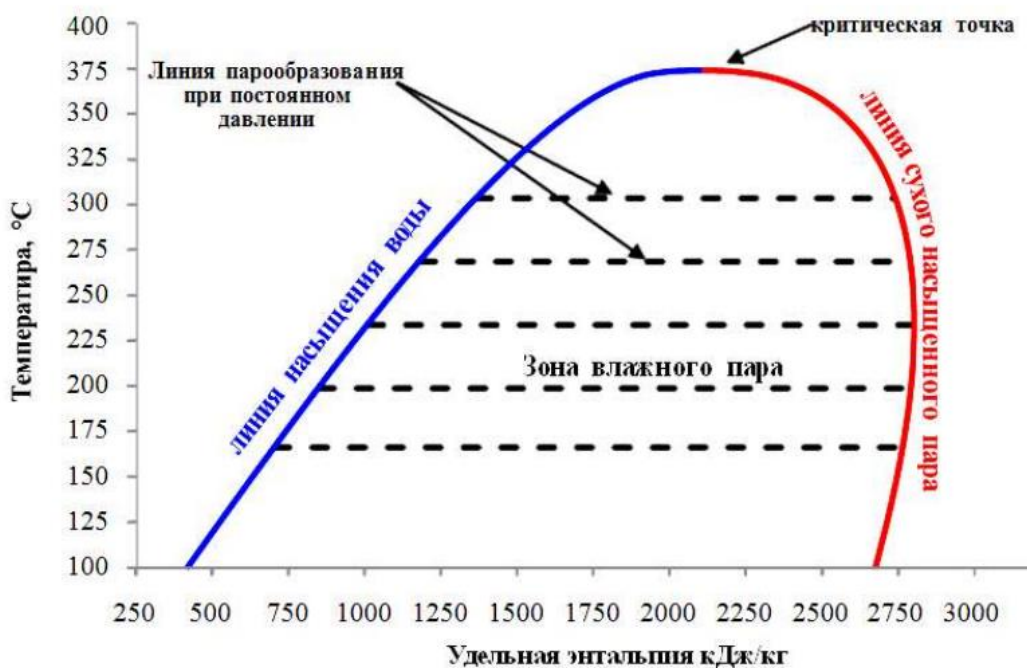


Рисунок 1.2 – Взаимосвязь удельной энтальпии и температуры насыщенного пара.

Из предыдущего рисунка следует вывод, что чем выше качество пара, тем выше его значение удельной энтальпии.

- Удельный объем пара

Удельный объем пара (v) снижается, если повышается давления.

Удельный объем влажного пара рассчитывается по формуле:

$$v = x * v_g + (1 - x) * v_f, \quad (1.4)$$

где v_f – удельный объем насыщенной жидкости ($\text{м}^3/\text{кг}$); v_g – удельный объем сухого насыщенного пара ($\text{м}^3/\text{кг}$); x – качество пара (степень сухости влажного пара).

Например, при коэффициенте сухости равном единице и давлении 1 МПа, пар имеет удельный объем в $0,09 \text{ м}^3/\text{кг}$, а при увеличении давления на 4,5 МПа удельный объем составляет $0,027 \text{ м}^3/\text{кг}$, в первом случае объем больше почти в четыре раза. А это значит, что большие объемы пара, ассоциирующиеся с низким давлением, приведут к образованию большей паронасыщенной зоны. Благодаря чему большая часть пласта будет нагрета, а это, в свою очередь, повысит вытеснение флюида при добыче[1].

1.2.2. Процесс нагнетания пара

Основной функцией термического ПНП является повышение температуры в нефтяном резервуаре, когда пар вводится в пласт, пока идет процесс конденсации пара. Это происходит, так как переход воды в газообразное состояние – это обратимый процесс, поэтому теплота, поглощенная паром во время фазы изменения, теряется, когда пар вступает в контакт с поверхностями с более низкой температурой, такими как нефтяные пласты.

Повышение температуры нефтеносной залежи уменьшает вязкость нефти. В некоторых случаях нагнетаемый пар также имеет кинетическую энергию, которая помогает перемещать нагретую нефть к забою скважин. Типовое соотношение температуры и вязкости для высоковязкой нефти изображено на рисунке 1.3.

Из рисунка видно, что максимальное уменьшение вязкости происходит при низких значениях температуры, а при высоких значениях температуры уменьшается эффективность пара (изменение вязкости минимально).

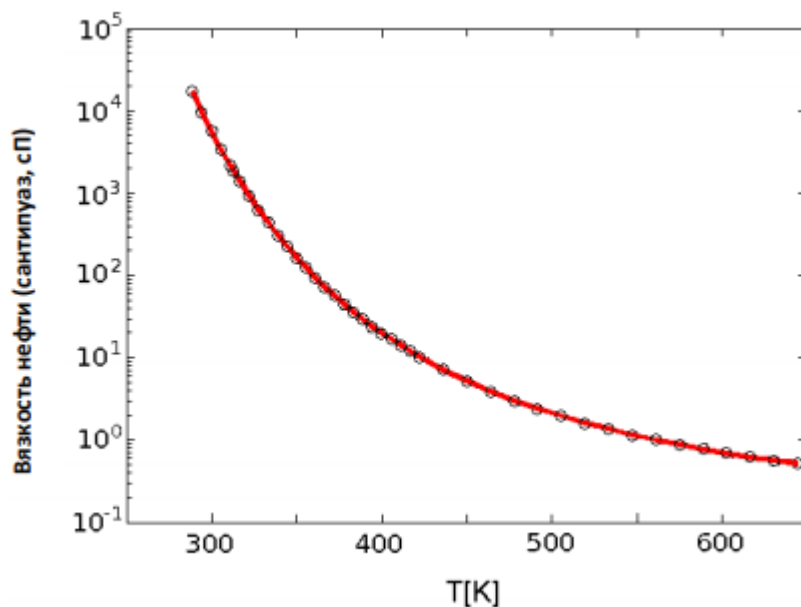


Рисунок 1.3 – Соотношение вязкости и температуры для тяжелой нефти.

1.3. Разновидности паротепловых методов повышения нефтеотдачи

Основные виды П – ПНП: пароциклическая обработка скважин, непрерывное нагнетание пара и парогравитационный дренаж. Подробное описание каждого метода представлено ниже.

Пароциклическая обработка скважин

Метод пароциклической обработки скважин (ПЦО) заключается в циклическом использовании одной скважины в качестве нагнетательной и добывающей. Пароциклическая обработка скважин в основном применяется на месторождениях с высоковязкой нефтью или битумом[1].

Процесс добычи методом ПЦО делится на три стадии:

1. Стадия 1—закачка пара. В течение некоторого времени (время рассчитывается для каждого месторождения индивидуально) пар закачивается в пласт.
2. Стадия 2—парообработка пласта. После закачки пара скважина закрывается для того, чтобы пласт пропитался паром.
3. Стадия 3—добыча нефти. После того, как пласт пропитался, скважина открывается и начинается добыча нефти.

Когда дебит падает до минимального экономического уровня, процесс повторяется. Полный цикл ПЦО показан на рис. 1.4.

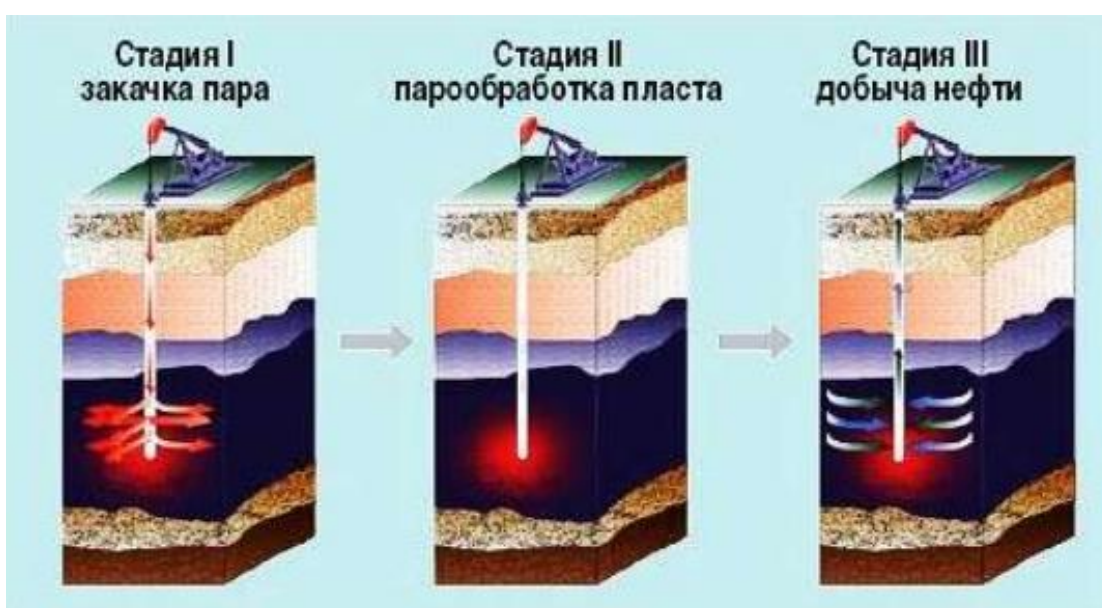


Рисунок 1.4 – Стадии добычи методом ПЦО

Проведенные опытно–промышленные работы по непрерывной закачке теплоносителя (вода, пар) в пласт показали, что не вся энергия идет на увеличение нефтеотдачи, некоторая доля энергии терялась:

- в грунтах, на участке обсадной трубы скважины;
- на границах нефтеносного пласта;

Использование циклического нагнетания пара с последующей добычей из одной и той же скважины позволило снизить тепловые потери, на перечисленные выше факторы, и увеличить эффективность нагнетаемой энергии. [2].

Непрерывное нагнетание пара

Данный метод является более сложным и современным, чем ПЦО. Кроме снижения вязкости нефти пар непрерывно поддавливает нефть в сторону забоя скважины. Отличительной особенностью данного метода от ПЦО является использование отдельных скважин для нагнетания пара и добычи нефти. Данный метод позволяет прогреть большую зону пласта, за счет нагнетания большего объема теплоносителя (рис. 1.5). Исследования показывают, что ПЦО использует нагнетаемую энергию эффективнее, но с относительно небольшим КИН. В то время как непрерывное нагнетание пара демонстрирует более высокие показатели нефтедобычи (до 40%), но с более высоким расходом пара.

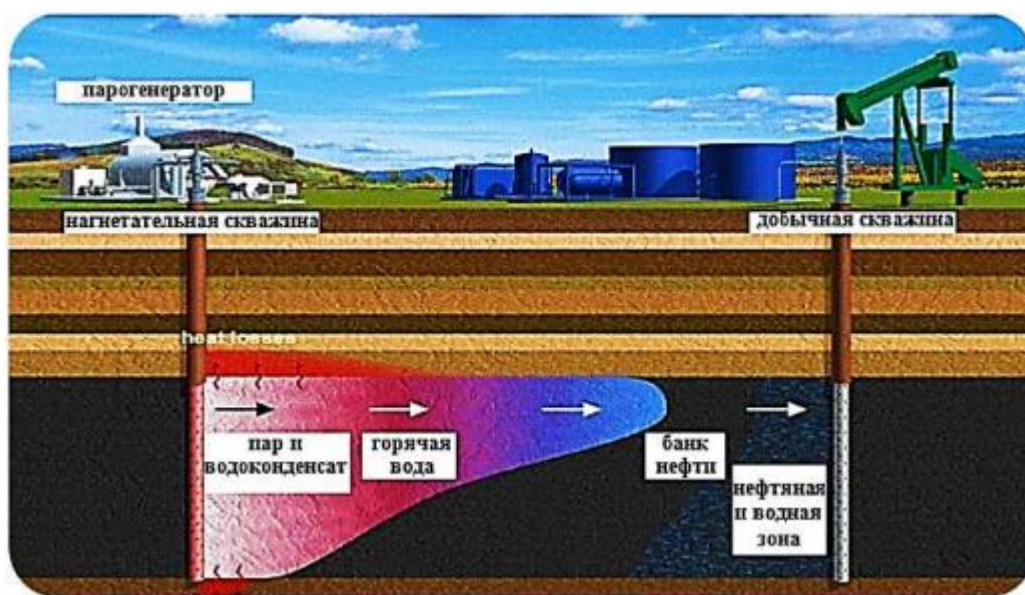


Рисунок 1.5 – Добыча непрерывным нагнетанием пара.

Парогравитационный метод (SAGD).

Некоторая нефть обладает такой аномально высокой вязкостью (битум), что большинство традиционных методов не позволяют добывать данную нефть. Такая нефть практически не передвигается в пласте и поэтому любую жидкость очень сложно нагнетать в пласт. До того как изобрели метод парогравитационного дренирования, ПЦО был единственным

возможным методом разработки битума. Основная трудность при непрерывном нагнетании пара и ПЦО, заключается в том, что даже нагретый битум не всегда позволяет направить нагретую жидкость в скважины, и, следовательно, взаимодействие между жидкостью и добывающими скважинами очень низкое. Битум при движении к забою имеет свойство восстанавливать свою вязкость, остывает и восстанавливает свою вязкость на пути к эксплуатационной скважине, что мешает созданию необходимого нефтепотока.

Метод парогравитационного дренирования изначально был разработан для добычи сверхвязких нефтей (битума). Характерным признаком данного метода является использование двух горизонтальных параллельных друг другу скважин, минимальное расстояние между которыми 5 метров (рис. 1.6)[1].



Рисунок 1.6 – Добыча методом парогравитационного дренирования.

Процесс парогравитационного воздействия начинается с этапа предварительного нагрева, в течение которого пар циркулирует между двух скважин. В таком случае, из-за переноса тепла осуществляется разогрев зоны пласта между добывающей и нагнетательной скважинами, вязкость нефти в

этой зоне уменьшается, и тем самым устанавливается гидродинамическая связь между скважинами.

На основной стадии добычи пар уже закачивается в нагнетательную скважину. Закачиваемый пар, из-за разницы в плотности, прорывается в верхнюю часть продуктивного пласта, создавая паровую камеру [3]. На границе раздела между паровой камерой и холодными нефтенасыщенными толщами постоянно происходит процесс теплообмена, в результате которого пар конденсируется в воду и вместе с разогретой нефтью стекают вниз к добывающей скважине под действием силы тяжести[4].

Паровая камера начинает расширяться при достижении кровли пласта. В данном методе нефть находится в постоянном теплообмене с паровой камерой, поэтому эффективность нагнетаемого тепла максимальна, а тепловые потери минимальны. Эти свойства делают метод парогравитационного дренажа экономически выгодным.

Достоинства парогравитационного дренажа:

- высокие показатели добычи нефти (при благоприятных условиях) 50–75%;
- для добычи тонны нефти расходуется меньший объем пара, чем в других ПНП;
- возможность добычи более тяжелого битума без обширного предварительного нагревания, поскольку в отличие от обычного непрерывного нагнетания пара нефть остается горячей при перемещении в эксплуатационную скважину.

Существует множество модификаций SAGD[2]:

- **Vapour Extraction**—добыча с помощью парообразного растворителя (Vapex)
- **Expanding Solvent SAGD** – парогравитационное воздействие с добавкой растворителя (ES – SAGD)

- **Solvent Aided Process** – процесс с добавкой растворителя (SAP)
- **Steam Alternating Solvent** – поочередованая закачка пара и растворителя (SAS)

1.4. Требуемые параметры пара

Параметры нагнетаемого пара определяются нефтяным пластом и его характеристиками. Давление нагнетания – первая характеристика пара, которую нужно знать и устанавливать, поскольку оно имеет определенные границы. Нижняя граница давления должна быть выше, чем давление пласта, чтобы пар мог преодолеть сопротивление потока в пласте, с помощью этого достигается необходимая приемистость закачки. Верхняя граница является давлением формирования трещин. Если пар закачивается под давлением выше гидроразрыва пласта, в пласте образуются трещины, которые приводят к появлению поровых каналов и снижению добычи нефти. Поскольку в проектах П – ПНП используется только насыщенный пар, выбранное давление нагнетания пара задает температуру нагнетаемого пара.

После определения давления нагнетания выбирается подходящее качество пара. Широко известно, что нагрев пласта в основном происходит главным образом из-за содержания скрытого тепла нагнетаемого пара, а удельная теплоемкость жидкости имеет либо низкое, либо крайне низкое значение в вопросах добычи нефти. Парогравитационный дренаж – пример, где благодаря технологии нефтедобычи и параметров скважины, используется только удельная теплоемкость пара. Если закачивается насыщенный пар, частицы воды из нагнетаемого пара перейдут в горизонтальную добывающую скважину, расположенную в нескольких метрах под паронагнетательной скважиной, (рис 1.6.) Это не выгодно для добычи нефти и увеличивает расходы на подготовку воды. Благодаря этому закачка пара с качеством менее 100% в проектах парогравитационного дренажа является не эффективным.

В проектах ПЦО и непрерывного нагнетания пара закачивается пар с качеством в диапазоне 70–80%, т.к. парогенераторы более высококачественный пар создать не могут.

1.5. Паро – нефтяное отношение

Для описания потребления пара в процессе добычи, в проектах П–ПНП, используется параметр паро–нефтяного отношения (ПНО). Это просто объем воды, который требуется преобразовать в пар, при определенных условиях, а затем закачать в пласт для добычи одной единицы объема нефти. Такое отношение является технико–экономическим параметром при оценке П–ПНП, поскольку оно показывает эффективность добычи данным методом.

ПНО указывает на расход воды, топлива и выделения газов при производстве одной тонны нефти.

Важнейшим параметром для расхода пара является тип используемого П–ПНП. Так в ПЦО параметр ПНО меньше, чем в остальных методах ПНП, потому что пар закачивается не на постоянной основе и в основном применяется на уже обжитых месторождениях, где добыча не такая трудоемкая, чем после нефтедобычи, которая проводилась в течение какого–то времени.

1.6. Потребление воды

Когда для процессов П–ПНП вырабатывается пар, расходуется огромное количество воды. В зависимости от ПНО потребление может достигать 8 тонн воды для добычи одной тонны нефти.

Для создания пара вода берется из естественных водоемов, озер, рек.

Из пласта восстанавливается не вся вода так, как некоторая часть остается в пласте.

В процессах П – ПНП качество пара должно быть не более 100%, т.е. перегретый пар не применяется. Обычно используется влажный пар (75–80%), который производится в прямоточных парогенераторах (рис. 1.7.)



Рисунок 1.7 – Типичный прямоточный парогенератор.

Если в процессе парогравитационного дренажа требуется сухой пар, то влажный пар, образующийся в прямоточном парогенераторе, направляется в паросепараторы высокого давления, где содержание воды в паре отделяется для получения сухого пара для нагнетания в месторождение.

1.7. Потребление электроэнергии

Добыча методами П – ПНП требует дополнительной электроэнергии для различных функций. Больше всего электроэнергии потребляется насосами, которые поднимают добываемую нефть на поверхность. Более того, электричество расходуется оборудованием для восстановления и очистки воды, а также для работы водяных насосов высокого давления. Потребление электроэнергии при эксплуатации П – ПНП несопоставимо с потреблением тепла, и оно варьируется в пределах 63–91 кВт/ч на тонну полученной нефти.

2. Характеристика месторождения Усинское и анализ стадий разработки

2.1 Географический очерк

Усинское месторождение находится в Усинском районе Республики Коми, относится к Тимано–Печорской нефтеносной провинции. Месторождение было открыто в 1963 г., освоено в 1973 г.

Благодаря тому, что Усинского месторождение одно из крупнейших по запасами нефти, был создан нефтедобывающий регион в г.Усинске. Через месторождение был проложен магистральный трубопровод Возей – Уса – Ухта – Ярославль, а также была построена железнодорожная дорога Сыня – Усинск.

2.2. Геологическая характеристика месторождения

Месторождение приурочено к одноименной структуре, расположенной в самой южной наиболее возвышенной части Колвинского мегавала – обширной зоны нефтегазонакопления, в пределах которой находятся такие крупные месторождения нефти как Возейское, Харьягинское, с широким стратиграфическим диапазоном нефтеносности от нижнего девона до триаса.

В структурном плане Усинское поднятие по всем горизонтам осадочного чехла дает асимметричную антиклинальную складку север северо–западного простирания. Габариты структуры по подошве верхнего девона составляют 42х (5–12) км, амплитуда в пределах 500 м. Погружение слоев в южном, северном и западном направлениях относительно спокойное и пологое с углами падения от 5° до 10°. Восточное крыло крутое, переходящее во флексуру с углами падения от 100 до 350 и более [5].

Южная, более высокая часть структуры осложнена двумя положительными складками северо–западного простирания (рис. 2.1). Выделенные структурные осложнения имеют унаследованный характер, в сводовых частях их отмечают сокращенные толщины среднедевонских

отложений, а увеличенные толщины зафиксированы в разделяющем их прогибе. Северное погружение Усинской структуры осложнено дизъюнктивными нарушениями сбросового типа, которые имеют северозападное простирание и раскалывают погружение структуры на ряд блоков (рис. 2.2).

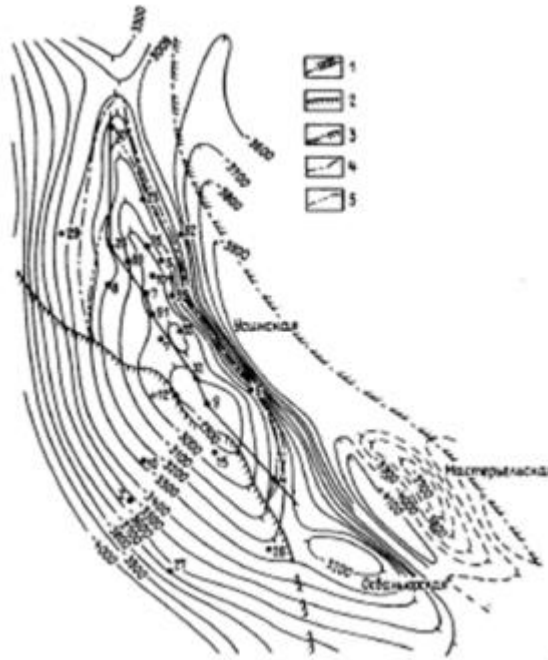


Рисунок 2.1 – Структурная карта по подошве верхнего девона: 1 – изогипсы подошвы верхнего девона; 2, 3 – границы распространения среднего девона западная, восточная; 4,5 – внешний и внутренний контуры нефтеносности.

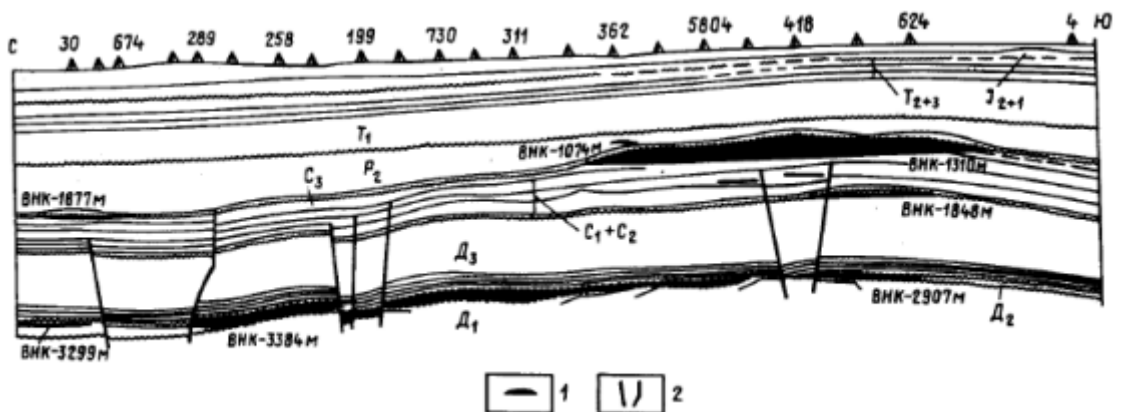


Рисунок 2.2 – Продольный схематический профиль: 1 – залежи нефти; 2 – тектонические нарушения.

2.3. Стратиграфия

Нарушений в пермо–карбонных отложениях не установлено. Однако, они сыграли несомненную роль в развитии органогенных построек в верхнем карбоне и нижней перми на Усинском месторождении. Кроме того, учитывая жесткость карбонатных пород, можно полагать, что все эти подвижки способствовали формированию трещиноватости, наблюдаемой в карбонатных отложениях, к которым приурочена пермо–карбонная залежь, той же ориентировки, что и у разрывных нарушений фундамента. В последующем процессы выщелачивания способствовали развитию кавернозности в тех же направлениях. Об этом частично свидетельствуют результаты работ по гидропрослушиванию скважин, а также высокие значения проницаемости отдельных пластов по данным гидродинамических исследований.

В геологическом строении месторождения принимают участие докембрийские, силурийские, девонские, каменноугольные, пермские, триасовые, юрские, меловые и четвертичные отложения. Наиболее древние породы, вскрытые к настоящему времени на Усинском месторождении, датируются силуром. Общая вскрытая толщина отложений составляет около 6 км.

Промышленная нефтеносность на Усинском месторождении связана со стратиграфическим диапазоном нижняя пермь – средний девон.

Основные запасы нефти сосредоточены в терригенных отложениях среднего девона (26% нормально–рентабельных и 55% извлекаемых) и карбонатах нижней перм– верхнего и среднего карбона (73% нормально–рентабельных и 44% извлекаемых). Более мелкие по величине запасов

залежи – фаменская и серпуховская – полностью расположены в пределах площади крупной среднедевонской залежи нефти (рис. 2.3) [5].

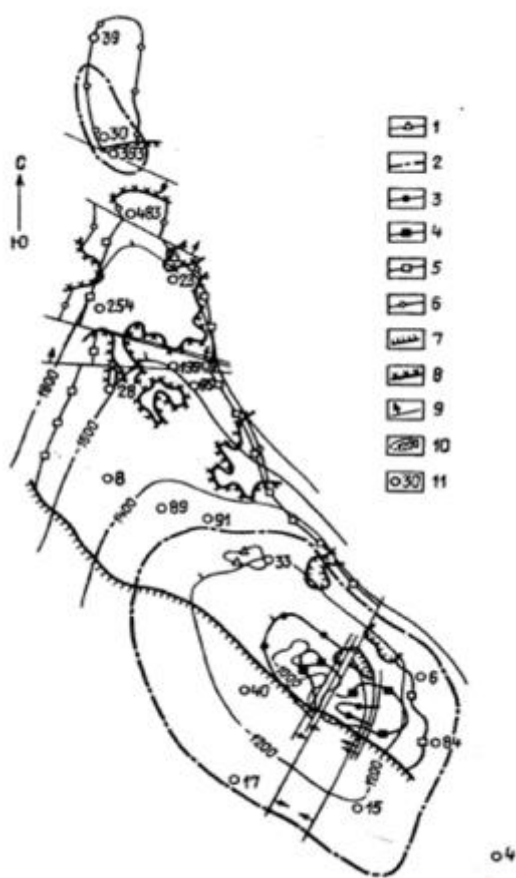


Рисунок 2.3 – Схема расположения залежей нефти: 1–6 – внешние контуры нефтеносности залежей верхнепермской, пермокарбонной, серпуховской, фаменской, основной толщи среднего девона, верхней пачки среднего девона; 7, 8 – границы стратиграфического выклинивания и литологического замещения соответственно основной толщи и верхней пачки среднего девона, 9 – тектонические нарушения; 10 – изогипсы кровли карбонатов пермо–карбона; 11– скважины.

Ниже приведены краткие геологические характеристики основных продуктивных пластов Усинского месторождения.

Среднедевонские залежи нефти приурочены к терригенным поровым коллекторам основной толщи (пачки III и II + I) и верхней (IV) пачки

живетского яруса (рис. 2.4). Основная толща песчаников развита по всей площади распространения среднедевонских отложений. Верхняя пачка песчаников распространена лишь на северной периклинали структуры.

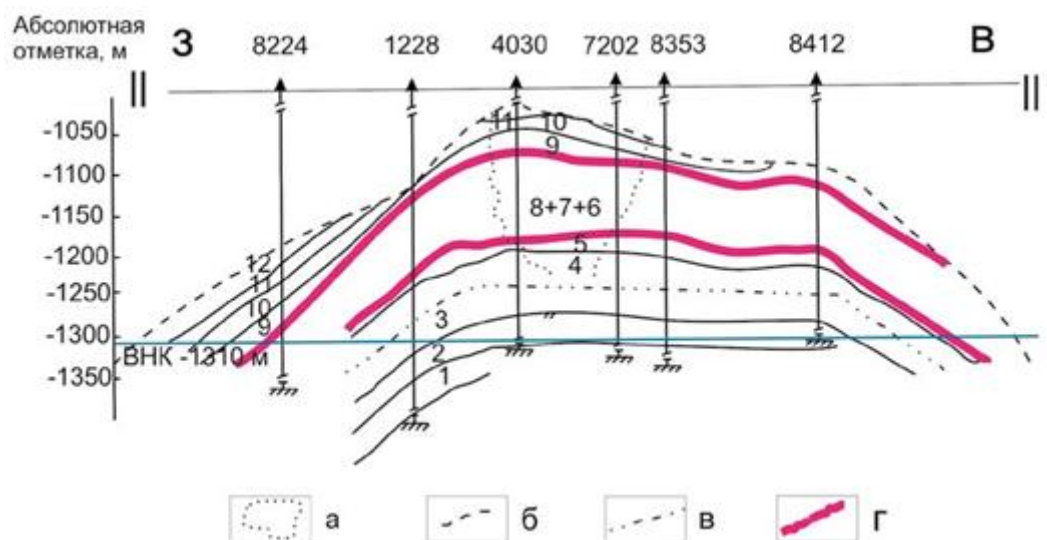


Рисунок 2.4 – Схематический геологический профиль II–II' по продуктивным пермокарбонovým отложениям: а – границы органогенной постройки; б – кровля пермокарбоновой толщи; в – репер IV; г – разделы между объектами разработки: I объект (пачки 0–5), II объект (пачки 6–8), III объект (пачки 9–13).

Коллекторы в разрезе продуктивной толщи среднего девона представлены песчаниками серыми и темно–серыми, кварцевыми преимущественно мелко–тонкозернистыми в различной степени глинистыми. В песчаниках развит цемент уплотнения, регенерационный кварцевый. Песчаники верхней пачки по сравнению с песчаниками основной толщи характеризуются повышенной карбонатностью (до 14%).

В настоящее время на Усинском месторождении в основной толще песчаников в пределах складки установлены две самостоятельные залежи нефти: основная и южная.

Основная залежь классифицируется как пластовая сводовая, стратиграфически и тектонически экранированная. На юго–западе она ограничена линией размыва среднедевонских отложений.

На северной периклинали залежь экранирована сбросовым нарушением амплитудой 80 – 100 м. В южной части структуры залежь ограничивается нарушением амплитудой 45 – 15 м (рис. 2.5). Размеры основной залежи в пределах контура нефтеносности составляют 22х(7,8 – 4,5) км, высота – 560м, ширина водонефтяной зоны 0,1 – 1,2 км. Нефтенасыщенные толщины песчаников основной толщи изменяются от 0 до 58,0 м, причем наибольшие толщины наблюдаются в центральной зоне залежи, где развиты песчаники всех трех пачек.

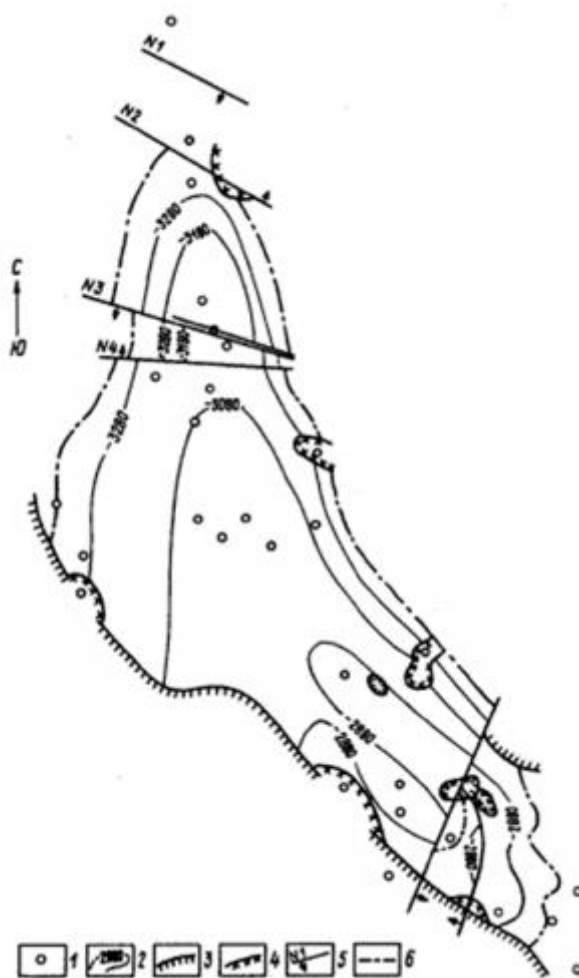


Рисунок 2.5 – Структурная карта кровли проницаемых песчаников основной толщи среднего девона: 1 скважины; 2 – изогипсы; 3 – линия отсутствия I+II+III песчаников пачек основной толщи; 4– линия замещения нефтенасыщенных песчаников I+II+III пачек основной толщи плотными породами; 5 – тектонические нарушения; б – внешний контур нефтеносности.

Южная залежь сравнительно небольшая, размерами 5,5х3 км и высотой 77 м. Ширина водонефтяной зоны изменяется от 250 м до 1,8 км.

2.4. Характеристики пластов

Залежи нефти в фаменских и серпуховских отложениях относятся к категории мелких: суммарные запасы их не превышают 1 % запасов месторождения. Краткая характеристика продуктивных пластов приведена в табл. 2.1.

Таблица 2.1 – Геолого–физическая характеристика залежи по объектам разработки

№№ п/п	Параметры	Ед. измер.	Объекты разработки			В целом
			I	II	III	
1	Средняя глубина залегания	м	1382,1	1260	1197,7	1260
2	Тип залежи		сводовая массивная			
3	Тип коллектора		трещинно–кавернозно–поровый			
4	Площадь нефтеносности	тыс.м ³	58505	85655	101457	110501
5	Средняя общая толщина	м	167,14	77,09	47,45	285,2
6	Средняя нефтенасыщенная толщина	м	28,73	28,05	18,07	51,32
7	Пористость	%	0,21	0,19	0,20	0,198
8	Средняя нефтенасыщенность	доли ед.	0,74	0,79	0,78	0,77
9	Проницаемость по керну	10 ⁻³ мкм ²	0,044	0,032	0,027	0,034
10	Коэффициент гранулярности	доли ед.	0,312	0,452	0,464	0,358
11	Коэффициент расчлененности	доли ед.	23,2	16,75	12,44	51,06
12	Начальная пластовая температура	°С	23,2	23,0	23,0	23,1
13	Начальное пластовое давление	МПа	13,5	12,4	11,9	12,4
14	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	710	710	710	710

Продолжение таблицы 2.1

15	Плотность нефти в пластовых условиях	т/м ³	0,934	0,935	0,923	0,933
16	Плотность нефти в поверхностных условиях	т/м ³	0,962	0,962	0,962	0,962
17	Абсолютная отметка ВНК	м				–1310
18	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,047	1,047	1,047	1,047
19	Содержание серы в нефти	%	1,496	1,71	1,54	1,582
20	Содержание парафина в нефти	%	0,33	0,39	0,30	0,339
21	Давление насыщения нефти газом	МПа	7,67	7,96	6,95	7,740
22	Газосодержание	м ³ /т	22,9	24,0	23,1	23,1
23	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с				0,950
24	Плотность воды в пластовых условиях	т/м ³				1,055
25	Начальные нормально–рентабельные запасы нефти	тыс.т	22699	265282	241257	733537
26	Коэффициент нефтеизвлечения	доли ед.	0,15	0,15	0,15	0,15
27	Начальные извлекаемые запасы нефти	тыс.т	34050	39792	36189	110031

В пласте основной толщи в пределах водонефтяной зоны на западном крыле структуры отмечается наличие нефтей повышенной плотности 870 – 924 кг/м³, вязкостью 65 – 1424 мПа*с, при высоком содержании асфальто–смолистых компонентов.

Пластовая нефть пермокарбонической залежи недонасыщена газом. Давление насыщения 4,1 – 9,5 МПа ниже пластового давления 12,3 – 14,3 МПа. Нефть характеризуется низким газосодержанием 12,9 – 26,2 м³/т, высокой вязкостью 586–2024 мПа*с, высокой плотностью 923 – 960 кг/м³[5].

Дегазированная нефть характеризуется высокой плотностью 948 – 986 кг/м³, высокой вязкостью 1186 – 6614 мПа*с. Нефть относится к классу высокосернистых, высокосмолистых (до 38%) с незначительным содержанием парафина низким (менее 17 %) с содержанием бензино–лигроиновых фракций. Температура застывания ниже минус 12° С.

При этом можно отметить, что плотность и вязкость нефти пермокарбонической залежи увеличивается сверху вниз по разрезу. Наиболее легкие и

менее вязкие нефти отмечены в центральной присводовой части пласта. Наибольшей плотностью и вязкостью характеризуются нефти в приконтурных зонах продуктивного пласта.

Воды среднедевонского, верхнедевонского и каменноугольно–нижнепермского водоносных комплексов представляют собой рассолы хлоркальциевого типа по классификации В. А. Сулина общей минерализацией 40–100 г/л с преобладанием в солевом составе ионов Cl^- , Na^+ и Ca^{++} (табл. 2.2).

Таблица 2.2 – Свойства и ионный состав пластовых вод

Показатели	Пласты		
	D ₁	D _{3fm}	C _{IV} –P ₁
Плотность, кг/м ³	1063	1063	1061
Минерализация, г/л	84,966	80,389	72,572
Газосодержание, м ³ /т	1,29	0,57	0,66
Содержание ионов, мг/л			
Cl^-	5133	48110,28	43575,3
SO_4	720,8	1649,72	1539,9
HCO_3	335,5	231,8	170,81
Ca^{++}	4800	6083,29	5238,3
Mg^{++}	486,4	1245,77	1099,2
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	27289,7	22816,92	20947,71

Наличие сероводорода (до 209 мг/л) в пластовых водах каменноугольно – нижнепермского водоносного комплекса обуславливает коррозионные свойства воды.

Присутствие в рассолах ионов железа при наличии сероводорода в щелочной среде (водородный показатель пластовых вод рН достигает 8,2) ведет к образованию нерастворимых соединений железа и кальцитизации призабойной зоны при разработке продуктивного объекта. Пластовые воды среднедевонского и верхнедевонского водоносных комплексов не содержат сероводорода.

Пластовые воды продуктивных отложений характеризуются наличием промышленных концентраций йода (>10 мг/л), брома (>200 мг/л), бора (>50мг/л), лития (>10 мг/л), стронция (>300 мг/л), а также присутствием рубидия и цезия[5].

Возможность промышленного извлечения йода, магния и стронция из попутных и пластовых вод Усинского нефтяного месторождения была доказана после проведения в 1993 – 1994 гг. предварительной технико – экономической оценки целесообразности их использования в качестве гидроминерального сырья.

2.5. Состав и свойства нефтей

Нефть среднего девона недонасыщена газом. При начальном пластовом давлении, равном 33,65 – 37,30 МПа, давление насыщения находилось в пределах 6,7 – 11,6 МПа, составляя в среднем 8,2 МПа по основной толще и 9,8 МПа – по пачке IV. При снижении пластового давления в процессе разработки давление насыщения осталось на первоначальном уровне. Газосодержание нефти колеблется в широких пределах 67,4– 105,6 м³/т, при среднем значении 67,1 и 86,5 м³/т соответственно. Плотность пластовой нефти 727 – 794 кг/м³, вязкость 1,26 – 4,20мПа*с. Объемный коэффициент изменяется от 1,196 до 1,205. Дегазированная нефть легкая, смолистая, парафиновая, сернистая. Массовое содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°С, составляет 18,9– 25,0 %.

Из чего следует, что для добычи высоковязкой нефти Усинского месторождения из пластов с низкой температурой требуется применение методов ПНП. Термические методы позволяют, увеличить КИН из коллекторов с высокой проницаемостью и вовлечь в активную разработку низкопроницаемые коллектора за счет теплового прогрева, капиллярных сил и термоупругого расширения пластовых жидкостей.

2.6. Анализ разработки месторождения на I и II стадиях

Основные запасы нефти на месторождении сосредоточены в песчаниках среднего девона на глубинах 2900–3300 м и в карбонатной толще среднекаменноугольно–нижнепермского возраста на глубинах 1000–1400 м. Помимо этих отложений, приуроченных к девону и карбону, небольшая залежь фаменского яруса верхнего девона находится в разработке.

Залежь пермо–карбона насыщена высоковязкой нефтью. Проектирование разработки и промышленное освоение этого объекта требовали особого подхода, отличающегося от традиционных технологических методов, техническими средствами, затратами времени и средств. Поэтому вопросы разработки девонского и пермско–каменноугольного комплексов впоследствии рассматриваются отдельно.

2.6.1. Залежи среднего и верхнего девона

Незамедлительная сдача в эксплуатацию залежи нефти среднего девона Усинского месторождения была продиктована необходимостью увеличения добычи нефти на европейском Северо–Востоке. Поэтому, до завершения разведки месторождения и утверждения его запасов ПечорНИПИ нефтью была разработана технологическая схема разработки приоритетного участка, расположенного в северной части наиболее изученного к тому времени месторождения. Было предложено объединить все нефтенасыщенные песчаные пласты в один эксплуатационный объект, разрабатываемый с поддержанием пластового давления путем внутриконтурного заводнения по сетке 1000x800x800 м.

Планировалось разместить три ряда добывающих скважин между нагнетательными рядами по одному ряду за пределами блока по сетке 800x800м. Расстояние между нагнетательными и внешними добывающими рядами – 1000 м. Общий фонд скважин – 53, в том числе 14 нагнетательных. К началу 1973г. на первоочередном участке было пробурено и находилось в бурении 13 скважин, началось его обустройство.

После завершения разведки и подсчета запасов нефти и в связи с решением о вводе Усинского месторождения в промышленную разработку в 1973 г. ПечорНИПИнефтью в рамках комплексной технологической схемы разработки Усинского месторождения была составлена и утверждена ЦКР МНП технологическая схема разработки залежи легкой нефти в терригенных отложениях девона со следующими основными положениями:

- разработка продуктивного пласта с применением внутриконтурного заводнения путем разрезания его на блоки;
- разбуривание месторождения в две стадии: вначале первоочередного участка по сетке 1000 x 800 x 800 м и остальной части месторождения по сетке 750x 600x 500 м (460 скважин, из которых 127 нагнетательных); затем ввод скважин дополнительного фонда (186 скважин);
- максимальный уровень добычи нефти 7,0 млн т/год с выходом на этот уровень в 1977 г.;
- объединение I, II, III пачек в один эксплуатационный объект.

В августе 1973 г., после завершения строительства нефтепровода Ухта – Уса, месторождение введено в опытно–промышленную эксплуатацию.

В 1973–1975 гг. значительное отставание в разбуривании и обустройстве месторождения обусловило существенное расхождение между проектными и фактическими показателями разработки, из–за чего возникла

необходимость уточнения технологических показателей с учетом сложившейся на месторождении обстановки намечавшегося на десятую пятилетку темпа его разбуривания. Поэтому в марте 1976 г. была составлена технологическая схема разработки Усинской залежи легкой нефти на 1976 – 1980 гг., в которой были сохранены, в основном, ранее выработанные принципы разработки. Выход на максимальный уровень добычи нефти (7,0млн т/год) был запланирован на 1980 г.

В 1976–1977 гг. интенсификация бурения скважин и увеличение объемов нагнетания воды (не достигших, впрочем, проектных величин) привели к превышению фактических уровней годовой добычи нефти над проектными.

В 1978 г. в связи с составлением уточненных технологических схем и проектов разработки по разрабатываемым и планируемым к вводу в разработку месторождениям объединения Коми нефть, была выполнена технологическая схема разработки среднедевонской залежи Усинского месторождения, уточнившая показатели разработки до 1992 г. с учетом выделения в основной толще песчаников двух объектов разработки: нижнего (I+II пачки) и верхнего (III пачка).

Разделение продуктивной толщи на самостоятельные объекты повлекло за собой дифференциацию сеток скважин по ним.

По нижнему объекту:

- в пределах первоочередного участка 1000 x 800 x 800 м.
- на остальной части месторождения 850 x 500 x 500 м (в границах развития нефтенасыщенных толщин III пачки) и 750 x 600 x 500м;

По верхнему объекту:

- в пределах первоочередного участка 1000 x 400 x 400 x 800м (пятирядная система);

- за пределами первоочередного участка в границах пятиметровой толщины песчаников 750 x 600 500 м.

Общий фонд составил 762 скважины (в том числе по нижнему объекту – 517, по верхнему 245), проектный уровень добычи нефти 7,0 млн т/год в период 1980–1986 гг.

Высокие среднесуточные дебиты нефти, полученные путем вскрытия перфорации в большинстве добывающих скважин всего продуктивного разреза без разделения на объекты, привели к превышению проектной нефтедобычи за период с 1978 г. по 1984 г. (за исключением 1979 г.), причем достижение фактического уровня добычи осуществлено меньшим фондом скважин, чем предусмотрено технологической схемой.

Интенсивная выработка запасов привела в конце 1984 г. к превышению накопленной добычи нефти более чем на 4 млн. т по сравнению с проектной, что обусловило значительное расхождение всех проектных и фактических показателей разработки. К тому же в то время близилось к завершению разбуривание основного фонда скважин. Эти два фактора послужили причиной составления в течение 1985–1986 гг. проекта разработки среднедевонской залежи, который в 1988 г. был утвержден со следующими принципиальными положениями:

- выделение на месторождении двух эксплуатационных объектов (I+II пачки – нижний объект, III пачка – верхний объект), IV пачка – объект возврата;
- дальнейшее совершенствование системы разработки путем оптимизации сетки скважин и ввода в активную разработку недренируемых запасов, усиления системы заводнения, реализации нестационарного заводнения;
- фонд для бурения (с 1989 г.) – 81 скважина, в том числе 12 добывающих и нагнетательных, 35 резервных, 2 контрольных и 32 дублера при общем проектном фонде 770 скважин;

- механизированный способ эксплуатации (ЭЦН, ШГН);
- давление на устье нагнетательных скважин – 20 МПа.

Кроме этого были утверждены основные технологические показатели разработки на 1990, 1995, 2000 гг.

Реализация этого проектного документа, начиная с 1991 г., столкнулась с известными экономическими трудностями, сказавшимися и на технологии процесса разработки продуктивных пластов. Расхождения проектных и фактических показателей, особенно в годовых отборах нефти и жидкости, фонде скважин нарастали с каждым годом. По этой причине и с учетом выработки извлекаемых запасов, превысившей уже в 1993 г. 80%, в 1994 г. начата работа по составлению уточненного проекта разработки среднедевонской залежи.

2.6.2. Пермокарбоновая залежь нефти

В качестве наиболее эффективного метода разработки пермокарбоновой залежи высоковязкой нефти ВНИИнефть и ПечорНИПИнефть в 1972–1973 гг. обосновали метод теплового воздействия на пласт и наметили опытные работы по испытанию двух его вариантов: паротеплового воздействия (ПТВ) и влажного внутрипластового горения (ВВГ). Однако из-за отсутствия необходимого оборудования для реализации процессов ПТВ и ВВГ ПечорНИПИнефть предложил начать опережающую разработку залежи на естественном режиме, преследуя при этом цель получить более полную и достоверную информацию о геологическом строении и фильтрационных параметрах сложного карбонатного разреза.

Первая технологическая схема, предусматривающая разработку залежи, приуроченной к пермокарбонovým отложениям, на естественном режиме, составлена ПечорНИПИнефтью в 1978 г. При составлении этого документа в разрезе пермо–карбона выделили три эксплуатационных объекта со следующим распределением запасов нефти: нижний объект – 8%, средний

–50% и верхний 42%. Сетка скважин выбиралась с учетом последующего перевода объектов на тепловое воздействие [5].

Данная схема подразумевала как одновременную разработку двух эксплуатационных объектов (верхнего и среднего) в соответствии с квадратной сеткой добывающих скважин 350х350 м на каждый объект, так и добычу безводной нефти до конца срока разработки (первоначально предполагалось, что активность водоносной области будет незначительна, и пластовые воды не будут внедряться в продуктивную часть пласта); эксплуатацию скважин штанговыми и винтовыми насосами. Нижний объект, в силу своих незначительных запасов рассматривался как объект возврата.

Принятое расположение добывающих скважин допускало переход к пяти– или девятиточечной системе размещения скважин плотностью 6,25 га/скв за счет бурения между существующими скважинами дополнительных рядов нагнетательных скважин. Проектные показатели разработки объектов даны в табл. 2.3

Таблица 2.3–Показатели разработки пермокарбоновой залежи.

Показатели	Проектные документы	
	Технологическая схема разработки, 1978 г.	Технологическая схема разработки с применением теплоносителей, 1985 г.
Объекты разработки	Верхний, средний	Верхний, средний, нижний
Количество скважин	1248	2488
Включая:		
Добывающие	1040	1665
Нагнетательные	–	–

Продолжение таблицы 2.3

Вспомогательные	–	–
Резервные	208	466
Система воздействия	–	Обращенная девятиточечная
Сетка скважин	350x350	300x300
Плотность сетки, га/скв	12,25	9,0
Удельные извлекаемые запасы, тыс. т/скв		
- добывающую	51,6	101,4
- общего фонда	43,0	79,2
Максимальный отбор нефти, млн т/год (проектный)	3,0	4,45
Год выхода на проектные уровень	1989	1995
Темп отбора, %	5,6	2,8
Поддержка проектного уровня, лет	5	12
Срок разработки, лет	35	83
Год начала нагнетания воды	–	1982 г.
Давление нагнетания МПа	–	16,0
Способ эксплуатации скважин	ШГН	ЭЦН, ШГН
Забойное давление добывающих скважин. МПа	7,6	7,6
Дебит скважин, т/сут	16,0	8,0

Продолжение таблицы 2.3

Преимистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	–	300
КИН(проектный)	0,088	0,273
Водонефтяной фактор	–	5,9

2.7. Анализ разработки месторождения на III стадии

В 1979 г. ВНИИнефть и ПечорНИПИ нефть составили технологические схемы опытно–промышленных работ по паротепловому воздействию на пласт для участка ПТВ–1.

Поскольку в начале опытно–промышленной работы по закачке пара в пласт, скважинного оборудования для требуемых параметров пара не было создано, в 1982 году была составлена дополнительная записка, которая предусматривает закачку горячей воды при температуре 250°С, вместо пара.

На одном из участков в течение нескольких лет (с 1983 по 1988 гг.) проводились испытания различных способов инициирования ВВГ с применением электронагревателей, подземных и наземных парогазогенераторов. Предпринимались также попытки объединить закачку теплоносителя с закачкой воздуха. Даже с множеством выполненных исследований, не получилось освоить данную технологию. К тому же возникали неразрешимые проблемы, связанные с регулированием и обеспечением безопасных условий для реализации процесса в трещиноватом пласте. Поэтому работа по освоению технологии ВВГ была прекращена.

В 1984 г. составлена технологическая схема опытно–промышленных работ по закачке теплоносителя на участке ПТВ–2. Опыт разработки участка ПТВ–1 при пятиточечной системе размещения скважин показал, что

существующие технические средства не позволяют обеспечить проектные темпы отбора жидкости, поэтому на участке ПТВ–2 была принята менее интенсивная обращенная девятиточечная система размещения скважин той же плотности, что на участке ПТВ–1 (6,25 га/скв). Участок ПТВ–2 включает 21 девятиточечный элемент (10 на средний и 11 на верхний эксплуатационные объекты).

На основании положительных результатов опытных работ по тепловому воздействию на пласт и дополнительных теоретических и лабораторных исследований в 1985 г. ВНИИнефть, ПечорНИПИнефть, ВНИПИтермнефть и МИНХ и ГП составили технологическую схему разработки всех объектов пермо–карбона с применением теплоносителей. После детального анализа геофизических, промысловых и других материалов была уточнена геологическая модель залежи и пересмотрены границы эксплуатационных объектов, в связи, с чем балансовые запасы нефти по объектам распределились следующим образом: нижний объект– 19%, средний – и верхний – 35%. Для каждого из трех объектов предусмотрена независимая сетка скважин: 250х250 м в зоне, разбуренной по первой технологической схеме, 300х 300 м в неразбуренных зонах месторождения. Была принята площадная девятиточечная система размещения скважин с центральной нагнетательной. В качестве базовой технологии принята следующая стадийность разработки: эксплуатация скважин на естественном режиме в течение 1,5–2 лет; парациклические обработки нагнетательных и угловых добывающих скважин; площадное вытеснение нефти паром и переход на закачку в пласт не нагретой подтоварной воды для продвижения тепловой оторочки к забоям добывающих скважин.

2.8.Разработка месторождения на 2016 г

Нефтедобыча за последние годы удерживается на уровне 1,4 млн. т в год, причем 20–25 % всей нефти добывается за счет тепловых методов. Обводненность продукции 82–83 %, среднесуточный дебит жидкости –

41,8т/сут, среднесуточный дебит нефти – 7,3 т/сут, текущий расход пара составляет 6 тыс.т. На месторождении установлено 22 прямоточных парогенераторов и 7 передвижных парогенераторных установок. Накопленная добыча нефти – 48,5 млн. т, текущая нефтеотдача – 6,6 %, накопленная добыча жидкости – 132,5 млн.т.

Как показывает анализ, степень использования извлекаемых запасов по залежи достигла 70 %. Прогнозная конечная нефтеотдача на площадях естественного режима 8–9 %, на участке ПТВ–3, где ведется площадная закачка пара – 21–22 %.

Из применяемых на залежи технологий наибольшей технологической и экономической эффективностью характеризуются пароциклические обработки (ПЦО) скважин. Всего на залежи проведены 206 ПЦО, за счет чего дополнительно добыто 350 тыс. т нефти при паронефтяном отношении 2,7 т/т.

3. Подбор критериев для паротепловых методов

3.1. Обзор критериев применимости из литературы

В таблице 3.1 предоставлено теоритическое повышение КИН от механизмов воздействия на пласт и пластовую жидкость [6].

Таблица 3.1 – Оценка вклада различных механизмов воздействия на пласт и пластовую жидкость.

Механизм действия на пласт и пластовую жидкость	Теоритическое повышение КИН, %
Снижение вязкости нефти	24...26
Вытеснение нефти паром (газом)	4...6
Тепловое расширение нефти	2...4
Изменение проницаемости и капиллярного давления	3...6
Гравитационное разделение	1...2
Вытеснение нефти растворителями	6...10
Вытеснение эмульсией	2...5
Дистилляция (испарение, крекинг)	5...9
Итого	47...68

Однако для успешного применения теплового воздействия путем закачки пара должны быть соблюдены следующие условия:

- глубина залегания пластов не более 1000 м;
- нефтенасыщенность не менее 40 %;
- проницаемость не менее 100–1000 мД;
- пористость не менее 20 %;
- коэффициент песчанистости не менее 0,5;
- вязкость нефти не более 1000 мПа·с;
- нефтенасыщенная толщина коллектора не менее 6 м;

То есть, при благоприятных условиях, использование тепловых ПНП позволяет добывать нефть с вязкостью менее 1000 мПа*с и с увеличением КИН до 50%.

Факторы, влияющие на эффективность повышения нефтеотдачи, можно разделить на группы:

- геолого–физические (свойства пластовых флюидов, геолого–физические свойства коллектора, условия залегания пласта, состояние насыщенности и др.);
- технологические (сетка размещения скважин, давление нагнетания и др.);
- технические (обеспеченность материально–техническими средствами и их качество, наличие и расположение источников сырья, текущее состояние фонда скважин, климатические и ландшафтные условия и др.);
- экономические (капитальные вложения, эксплуатационные расходы, стоимость нефти и др.).

В свое время множество экспертов составляли свои критерии применимости для нагнетания пара, однако некоторые значения могли существенно отличаться друг от друга. Для сравнения эти критерии были приведены в таблице 3.2. по времени опубликования[6]

Таблица 3.2 – Критерии применимости метода закачки пара по времени опубликования.

Параметры	1977 г., Аника Уил Йохо	1981 г., Байбаков, Гарушев	1982 г., Borregales, Венесуэла	1984 г., PDS	1984 г., Табер и Мартин	1992 г., Partha S. Sarathi David Olsen	1995 г., Palmgren, Renard	1998 г., D.Greer и G.Willhite
Плотность, г/см ³	–	<1,0	≥0,904	>0,904	>0,904	0,934–0,986	0,855–1,0	0,855–1,0
Вязкость, мПа·с	200–1000	>30	≥20	>20	>20	>40	<15000	≤15000
Пористость, %	>20	–	–	–	–	>25	>20	≥20
Проницаемость, мкм ²		>0,1	–	–	0,22	>0,25	≥0,25	>0,25
Нефтенасыщенность, %	>50	>50	≥50	–	>40–50	–	≥50	≥50
Глубина, м	750–1500	–	61–1524	>60	90–1500	<914	<900	≤914
Эффективная толщина, м	9–120	5–25	≥6	>6	>6	>6	>6	≥6

Продолжение таблицы 3.2.

Пластовое давление, Мпа	–	<10	–	–	–	–	<10	≤10,2
Тип породы	Песчаник или карбонат	–	Песчаник или карбонат	–	Песчаник	С низким содержанием м глин	–	Песчаник или карбонат
Гидропроводность, мкм ² ·м/Па·с	–	–	≥30,5	–	≥1	–	>16,4	≥1,5

Исходя из данных таблицы, можно сделать следующие выводы:

- Авторы приводят разное количество критериев. Некоторые не учитывают пористость, пластовое давление, тип породы, проводимость коллектора или нефтенасыщенность;
- Границы параметров, по многим критериям различаются в достаточно широких пределах. Особенно это касается вязкости нефтей, глубины залегания залежей, гидропроводности пластов.

3.2 Подбор критериев на основании применения ПЦО на месторождении Усинское

Проанализировав успешный опыт использования метода ПЦО на Усинском месторождении, получили критерии применимости для данного метода, значения которого представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3–Критерии применимости метода ПЦО, с учетом опыта разработки пермо–карбоновой залежи Усинского месторождения.

Критерии:	Р–С
Глубина залегания пластов, м	1425–1511
Эф.н/н. толщ., м	16.6–35.2
Кпрон., мкм ²	0.03–10
Пористость, %	19–20
Обв., %	75,6
Радиус искривления скв., м	≤ 200
Макс.зен.угол, град	до 50

Продолжение таблицы 3.3

Параметры закачиваемого пара:	
температура, град	300
давление, МПа	250
сухость пара	8.7
Темп закачки пара, т/сут	142
Объем закачки пара на метр вскрытой толщины, т/м	180

С помощью комплексирования технологии ПЦО с применением химических реагентов добились прироста дебита нефти от ПЦО на 45–50%. Паронефтяное отношение составило 2,7 т/т.

3.3.Эффективность технологии парогравитационного дренирования продуктивного пласта Ашальчинского месторождения

Главное преимущество добычи высоковязких нефтей горизонтальными скважинами, по сравнению с вертикальными, заключается в том, что они прогревают большую территорию продуктивного пласта, наращивают дебиты нефти и производительность скважин, уменьшают конусное обводнение скважин. При разработке месторождений с сверхвязкими нефтями с помощью горизонтальных скважин пластовое давление падает меньше, конус обводнения вдоль ствола скважины не образуется, а забой загрязняется гораздо меньше. Кроме того, создается максимальная площадь прогрева залежи, за счет увеличения объема пара [7] и, следовательно, к расширению паровой камеры в продуктивном пласте.

На Ашальчинском месторождении (шешминский горизонт) был выбран объект для опытного внедрения технологии парогравитационного дренирования. Шешминский горизонт находится на глубине 81 м, с начальной пластовой температурой 8 °С и давлением 0,4 МПа, пористостью 30 %, проницаемостью 2,5 мкм², имеющей плотность от 850 до 986 кг/м³ и вязкость – 12200мПа•с[2].

Нефтедобыча сверхвязких нефтей горизонтальными скважинами оказалась в 10 раз выше нефтедобычи вертикальных. За 2015 г. средний суточный дебит нефти по горизонтальным скважинам составил 22,9 т., также благодаря увеличению количества горизонтальных эксплуатационных скважин годовая добыча выросла и составила более 376,4 тыс. т нефти.

При бурении трех пар горизонтальных скважин были пройдены водонасыщенные прослойки, которые оказывали отрицательное влияние на показатели добывающих скважин.

За время работы трех двухустьевых пар горизонтальных скважин среднее ПНО составляет 2,6, накопленная добыча составила 222 тыс. т сверхвязких нефтей. При длительной добыче горизонтальными скважинами дебит заметно снижается (рис. 3.1). Это происходит из-за выработки геологических запасов продуктивного пласта, которое приводит к увеличению обводненности добываемой продукции.

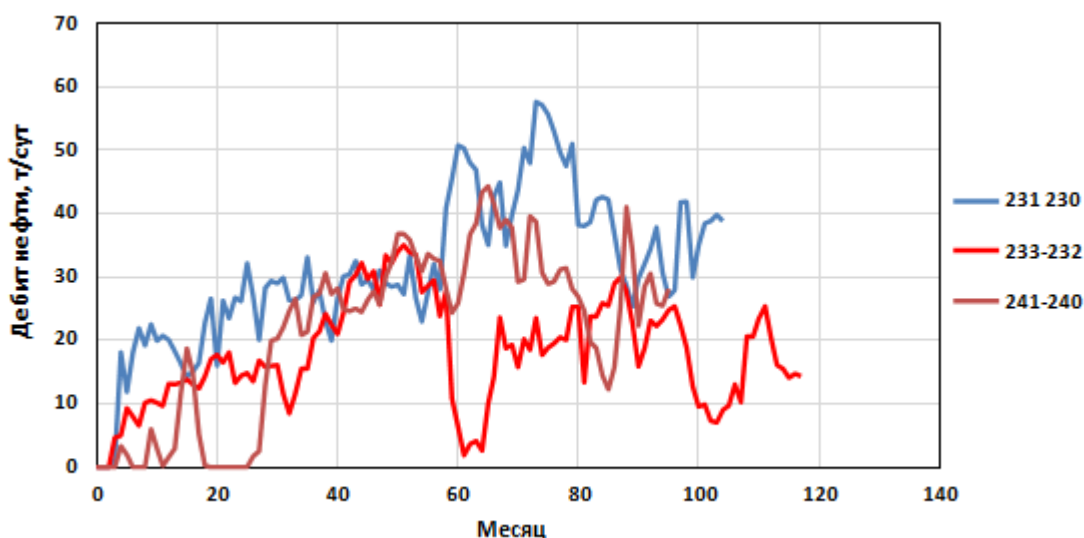


Рисунок 3.1 – Нефтедобыча горизонтальными скважинами.

Длительная добыча методом парогравитационного дренирования ведет к ухудшению коллекторских свойств пласта и, следовательно, уменьшению дебитов нефти. Неравномерность водонефтяного контакта повлекла к прорыву подошвенных вод к забою добывающих скважин и повышению обводненности продукции.

Важной характеристикой опытного участка является толщина разрабатываемого пласта, так как это на прямую влияет на эффективность работы горизонтальных скважин.

Расположение горизонтальных скважин было принято данным образом:

- в центре пласта – парные скважины
- на границе пласта – одиночные скважины

Благодаря этому расположению произошло создание общей паровой камеры по всей площади пласта, из-за чего вытеснение нефти увеличилось.

При разработке залежи методом парогравитационного дренирования, сначала производится предварительный прогрев около- и межскважинной зоны пласта. После данного прогрева, нагнетание пара прекращается для термокапиллярной пропитки пласта, в результате чего происходит процесс теплообмена между теплоносителем (паром) и породой нефтеносной залежи. После пропитки наступает этап добычи, когда из скважины добывается флюид, а из верхней поступает пар в пласт.

За время эксплуатации горизонтальными скважинами на Ашальчинском поднятии продуктивный пласт начал активно вырабатываться. Накопленная добыча сверхвязких нефтей по каждой паре одноустьевых горизонтальных скважин составила более 19 тыс. т (рис. 3.2). Среднее значение ПНО при разработке залежи по всем одноустьевым горизонтальным скважинам, вышедшим на режим эксплуатации, составляет 3,1 т/т.

Выработка шешминского горизонта центральной части Ашальчинского поднятия парогравитационным дренированием с начала разработки происходила равномерно (рис. 3.3)[7].

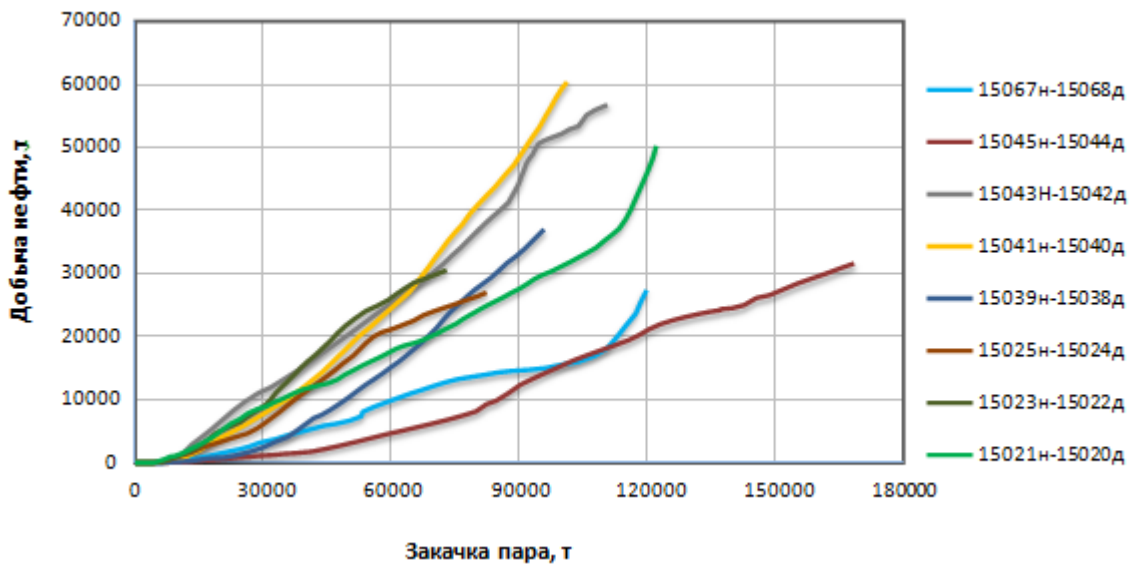


Рисунок 3.2 – Параметры эксплуатации скважин.

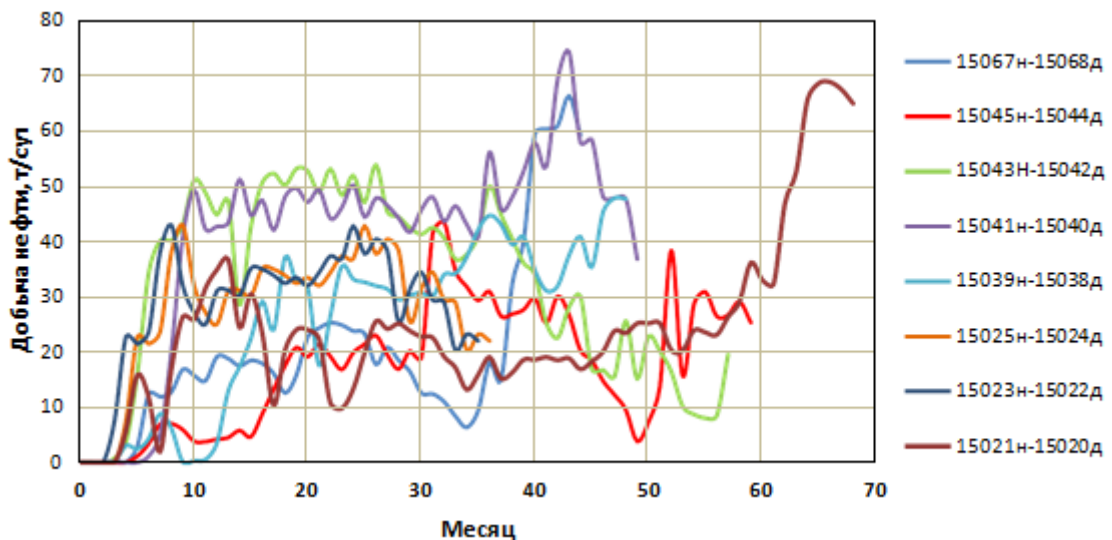


Рисунок 3.3 – Среднесуточная добыча сверхвязких нефтей.

Из рисунка 3.3 видно, что среднесуточная добыча нефти не снижается. У трех пар горизонтальных скважин добыча нефти превысила 60 т/сут. Добываемый флюид характеризуется высоким содержанием воды. По мере эксплуатации горизонтальной пары скважин в призабойной зоне добывающей скважины отмечается значительное повышение температуры, что свидетельствует о подтягивании паровой камеры к скважине. После достижения температуры в призабойной зоне добывающей скважины 90–110 градусов, снижается обводненность продукции, и добыча возрастает.

Отличия выхода горизонтальных скважин на промышленную добычу сверхвязких нефтей связаны как с особенностью их конструкции и проводки по пласту, так и с геологическими особенностями шешминского горизонта

Средние дебиты нефти в результате применения технологии парогравитационного дренирования в 6,5 раз выше дебитов, полученных в ходе использования метода ПЦО на шешминский горизонт Ашальчинского поднятия (рис.3.4).

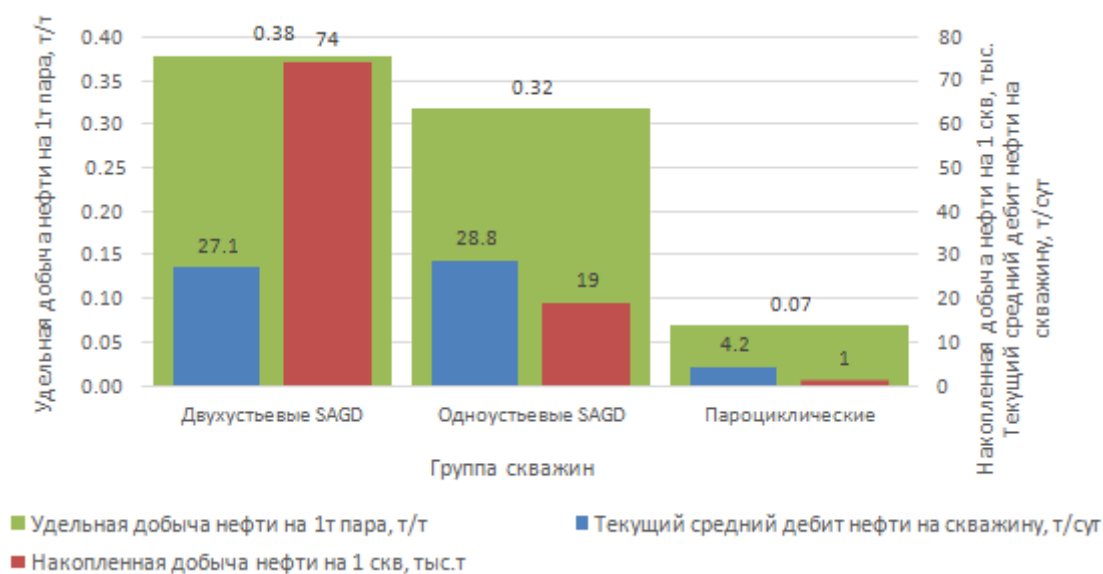


Рисунок 3.4 – Добыча разными методами на Ашальчинской залежи.

Сравнивая технологические показатели эксплуатации месторождения методом парогравитационного дренирования одно– и двухустьевых парных горизонтальных скважин с ПЦО, можно сделать вывод, что наибольший суточный дебит отмечается у одноустевых парных горизонтальных скважин. Самые высокие показатели накопленной и удельной добычи нефти у двухустевых парных горизонтальных скважин. Добыча горизонтальными скважинами, снизило стоимость разработки скважины и увеличило длину скважин, но потребовало дополнительных затрат на закупку специального оборудование, которое позволило выполнить устье скважины под наклоном. У данного метода имеется огромный потенциал, для реализации

которого требуется опыт, чтобы, к примеру, не попадать в водонасыщенные интервалы.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Акулякову Дмитрию Витальевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов исследования: материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, обеспечивающих разработку месторождения в целом или по отдельному нефтепромысловому объекту
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Действующая система налогообложения.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.20
---	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Акуляков Дмитрий Витальевич		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В работе рассматривается эффективность паротеплового воздействия (ПТВ) на пласт Усинского месторождения. Ниже приводятся расчеты экономической эффективности данного метода.

Годовой экономический эффект новой техники (технологии) представляет собой суммарную экономию всех производственных ресурсов (живого труда, материалов, капитальных затрат), которую получает предприятие в результате использования новой техники или применения прогрессивной технологии.

Годовой экономический эффект при технико-экономическом обосновании внедрения ПТВ определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{мер}} = P_{\text{мер}} - Z_{\text{мер}}, \quad (4.1)$$

где $\mathcal{E}_{\text{мер}}$ – показатель экономического эффекта, руб.;

$P_{\text{мер}}$ – стоимостная оценка результатов проведения ПТВ, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – стоимостная оценка совокупных затрат на ПТВ, руб.

Стоимостная оценка результатов определяется:

$$P_{\text{мер}} = \Delta Q \cdot C, \quad (4.2)$$

где ΔQ – дополнительная добыча нефти за счет ПТВ, т;

C – цена одной тонны нефти, руб./т.

Затраты включают в себя текущие издержки на добычу дополнительной нефти и затраты на закачку пара. Дополнительные капитальные затраты не требуются, так как для проведения обработок используется имеющееся на промысле оборудование.

Стоимостная оценка затрат на проведение мероприятия рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = Z_{\text{обр}} + Z_{\text{уп}}, \quad (4.3)$$

где $Z_{\text{обр}}$ – затраты на проведение одной обработки скважин, руб.;

$Z_{\text{уп}}$ – условно–переменные затраты, руб.

Затраты на проведение паротеплового воздействия складываются из расходов на заработную плату работников, занятых в обработке $Z_{\text{зп}}$, отчислений на социальное страхование $Z_{\text{соц}}$, материальных расходов на покупку реагента $Z_{\text{мат}}$, и цеховых расходов $Z_{\text{цех}}$:

$$Z_{\text{обр}} = Z_{\text{зп}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{мат}} + Z_{\text{цех}}, \quad (4.4)$$

Затраты на оплату работников, занятых в обработке, рассчитываются по следующей формуле:

$$Z_{\text{зп}} = ЗП \cdot Ч \cdot 12 \text{ мес./год}, \quad (4.5)$$

где ЗП – заработная плата, руб.;

Ч – количество работающих на месторождении.

Расходы на социальные нужды работников определяются:

$$Z_{\text{соц}} = n \cdot Z_{\text{зп}} / 100, \quad (4.6)$$

где n – ставка единого социального налога, 26 %

Материальные расходы рассчитываются следующим образом:

$$Z_{\text{мат}} = V_{\text{пара}} \cdot C_{\text{пара}}, \quad (4.7)$$

где $V_{\text{пара}}$ – расход пара для ПТВ, т;

$C_{\text{пара}}$ – стоимость одной тонны агента, руб.,

$Z_{\text{звод}}$ – затраты на закачку пара, тыс. руб.

Цеховые расходы обычно принимаются на уровне m % от расходов на заработную плату, поэтому расчетная формула имеет вид:

$$Z_{\text{цех}} = m \cdot Z_{\text{зп}} / 100, \quad (4.8)$$

Прирост прибыли предприятия после проведения определяется по формуле:

$$\Delta ПБ = (Ц - C_2) \cdot Q_2 - (Ц - C_1) \cdot Q_1 \quad (4.9)$$

где $\Delta П$ – изменение прибыли, руб.;

C_1, C_2 – себестоимость добычи 1 т нефти соответственно до и после проведения мероприятия, руб./т;

Q_1, Q_2 – добыча нефти соответственно до и после проведения мероприятия, т;

$Ц$ – цена 1 т нефти по предприятию, руб./т.

Себестоимость одной тонны нефти до внедрения мероприятия рассчитывается по формуле:

$$C_1 = \frac{(C_2 Q_2 - Z_{мер})}{Q_1}, \quad (4.10)$$

Налог на прибыль рассчитывается по формуле:

$$Н = n \cdot \Delta ПБ / 100, \quad (4.11)$$

где n – процентная ставка налога на прибыль, 24 %.

Тогда прирост прибыли, остающейся в распоряжении предприятия:

$$\Delta П = \Delta ПБ - Н, \quad (4.12)$$

где $Н$ – налог на прибыль, отчисляемый в бюджет, руб.

Исходные данные для расчета указаны в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета.

Дополнительная добыча нефти за счет применения паротеплового воздействия, тыс. т	75,58
Цена нефти, руб/т	19319

Продолжение таблицы 4.1.

Суммарная добыча нефти с паротепловым воздействием, тыс. т	173,79
Обводненность продукции, %	90,22
Стоимость 1 т агента (пара), руб.	150,0
Расход пара для ПТВ, тыс. т	844
Численность работников, чел.	34
Среднемесячная заработная плата 1 работника, руб.	70000

Определим затраты на проведение ПТВ.

За базу сравнения принимаются технико–экономические показатели добычи нефти до применения мероприятия.

Из сравнения добычи нефти до и после проведения мероприятия видно, что добыча нефти составила 173,79 тыс. тонн, себестоимость добычи 1 тонны нефти – $9200 \frac{\text{руб.}}{\text{т}}$.

Порядок расчета годового экономического эффекта:

- 1) по формуле (4.5) рассчитываются затраты на заработную плату:

$$Z_{з/п} = 70000 \cdot 34 \cdot 12 = 28\,560,0 \text{ тыс. руб.}$$

- 2) отчисления на социальные нужды (ЕСН) по формуле (4.6):

$$Z_{соц} = 28\,560 \cdot 0,26 = 7425,6 \text{ тыс. руб.}$$

- 3) Материальные затраты рассчитываются по формуле (4.7):

$$Z_{\text{мат}} = 844 \cdot 150 = 126,6 \text{ тыс. руб.}$$

- 4) Цеховые расходы рассчитываются по формуле (4.8):

$$Z_{\text{цех}} = 28560 \cdot 0,25 = 7140,0 \text{ тыс. руб.}$$

- 5) Таким образом, суммируя все составляющие затрат по формуле (4.4), получаем, что для проведения мероприятия необходимы

совокупные затраты:

$$Z_{\text{обр}} = 28560 + 7425,6 + 126,6 + 7140 = 43252,2 \text{ тыс. руб.}$$

6) Условно-переменные затраты составляют 30 % от материальных затрат:

$$Z_{\text{уп}} = 126,6 \cdot 0,30 = 37,98 \text{ тыс. руб.}$$

7) Стоимостная оценка затрат на проведение мероприятия определяется по формуле (4.3)

$$Z_{\text{мер}} = 43252,2 + 37,98 = 43290,18 \text{ тыс. руб.}$$

8) По формуле (4.2) определяется стоимостная оценка результата проведенного мероприятия:

$$P_{\text{мер}} = 19319 \cdot 75584 = 1460207,3 \text{ тыс. руб.}$$

9) Экономический эффект от проведения ПТВ определяется по формуле (4.1)

$$Э_{\text{мер}} = 1460207,0 - 43290,18 = 1416917,12 \text{ тыс. руб.}$$

10) Себестоимость добычи 1 т нефти до проведения ПТВ определяется по формуле (4.10), учитывая, что себестоимость добычи после проведения ПТВ составила 9200 рубль на тонну:

$$C_1 = \frac{9200 \cdot 173,79 - 43290,18}{173,795 - 75,58} = \frac{1555577,82}{98,21} = 15839,0 \text{ руб.}$$

11) Прирост прибыли предприятия по формуле (4.9)

$$\Delta \text{ПБ} = (19319 - 9200) \cdot 173,79 - (19319 - 15839) \cdot 98,24 = 1758581,0 - 341875,0 = 1416705,0 \text{ тыс. руб.}$$

12) Налог на прибыль по формуле (4.11)

$$H = 1416705,0 \cdot 0,24 = 340000,0 \text{ тыс.руб.}$$

13) Прирост чистой прибыли по формуле (4.12)

$$\Delta \Pi = 1416705,0 - 340000 = 1076705 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты проведенных расчетов представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты расчета годового экономического эффекта от применения ПТВ.

Показатель	до проведения	после проведения
Добыча нефти, тыс. т.	98,21	173,79
Себестоимость добычи, $\frac{\text{руб.}}{t}$	15839	9200
Расход пара, тыс. т		844,0
Экономический эффект – всего, тыс. руб.		1416705
в том числе прирост чистой прибыли		1076705

От применения данного метода экономический эффект составит 1416705 тыс. руб., в т.ч. прирост чистой прибыли 1076705 тыс. руб. Данный метод – один из перспективных методов добычи высоковязких нефтей, несмотря на значительные затраты такого реагента как пар.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Акулякову Дмитрию Витальевичу

Школа	Отделение	Направление	Уровень образования
Бакалавриат	Нефтегазовое дело	Нефтегазовое дело	Бакалавриат

Тема ВКР:

«Обоснование метода паротеплового воздействия на пласт на месторождениях с высоковязкими нефтями»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объектом исследования данной работы является месторождение, на котором проводится паротепловое повышение нефтеотдачи пласта.</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>– организационные мероприятия. <i>Порядок действий при подготовке рабочего участка и допуска бригады, Технологические перерывы в работе. Проведение инструктажей о безопасных методах проведения работ непосредственно перед началом производства работ. Проведение повторных инструктажей по технике безопасности</i></p>
<p>2. Производственная безопасность</p>	<p>– Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте: Парогенератор, передвижные паровые установки</p> <p>– Отклонение показателей климата на открытом воздухе: <i>Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.</i></p> <p>– Повышенная загазованность воздуха рабочей среды: <i>Воздействие вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры.</i></p> <p>– Пожароопасный фактор: Способы обеспечения пожаробезопасности, первичные средства тушения</p> <p>– Электрический ток: <i>Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно</i></p>

	с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом;
3. Экологическая безопасность:	<p>– анализ воздействия объекта на атмосферу: Эксплуатация объектов нефтедобычи связана с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух;</p> <p>– анализ воздействия объекта на гидросферу: Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химических реагентов и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздухообмену.</p> <p>– анализ воздействия объекта на литосферу: ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры).</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– перечень возможных ЧС на объекте: Природные, технические, военно–политические

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.20
--	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Акуляков Дмитрий Витальевич		

5. Социальная ответственность

Рабочее место оператора установки пароциклической обработки скважины располагается непосредственно вблизи скважины.

Рабочая зона представляет собой открытую площадку (куст). В этой зоне располагаются скважины, электрические приборы, парогенераторы, которые работают под высоким давлением, замерные установки и системы контроля и автоматизации ПЦО, которые включают в себя различные компьютеры

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организационные мероприятия

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ПЦО. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия на работающих опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий)

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

Специальные правовые нормы трудового законодательства

Перед включением установки после полного окончания работ оперативный персонал убеждается в готовности установки к включению (проверяется чистота рабочего места, отсутствие инструмента и т.п.), снимает временные ограждения, переносные плакаты безопасности и заземления, восстанавливает постоянные ограждения.

В аварийных случаях до полного окончания работ оперативный персонал или допускающий могут включить в работу выведенное в ремонт электрооборудование или электроустановку в отсутствие бригады при

условии, что до прибытия производителя работ и возвращения им наряда на рабочих местах расставлены работники, обязанные предупредить производителя работ и всех членов бригады о включении электроустановки и запрете возобновления работ.

Особенности законодательного регулирования

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника.

Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд

5.2.Производственная безопасность

Анализ вредных и опасных факторов

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в

определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

К вредным производственным факторам относятся: неблагоприятные метеорологические условия; запыленность и загазованность воздушной среды; воздействие шума, инфра- и ультразвука, вибрации; наличие электромагнитных полей, лазерных и ионизирующих излучений и др.

К опасным производственным факторам следует отнести, например: возможность падения с высоты самого работающего, либо различных деталей и предметов; электрический ток определенной силы; раскаленные тела; оборудование, работающее под давлением выше атмосферного, и т.д.

При работе с установками ПЦО может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нести угрозу здоровью оператора. Более подробно выявлены вредные и опасные факторы в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при паротепловом воздействии на пласт.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003–74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Обслуживание парогенераторов; 2. Обслуживание фонда скважин;	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	1. Аппараты под давлением; 2. Электрический ток;	СанПиН 2.2.4548–96 ГОСТ 12.1.012–90 и ГОСТ 12.1.003–2014
3. Контроль трубопроводов и различных коллекторов; 4. Работа с электроустановками и трансформаторами.	2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	3. Пожароопасный фактор.	ГОСТ 12.1.007–76 ГОСТ 12.1.038–82 ГОСТ 12.2.061–81

Вредные факторы

–Превышения уровня шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора находятся парогенераторы, которые создают уровень звукового давления в децибелах, не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям. Норма для помещения управления составляет 75 дБА [8].

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2– Предельно допустимые уровни звукового давления[8].

№пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни (в дБА)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий		107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

–Превышения уровня вибрации

Генераторы, позволяющие бесперебойную работу, и сами парогенераторы создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм [9].

В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышения уровня вибрации. Мероприятия для устранения уровня вибрации: установить прокладки между полом и работающим оборудованием. Так же можно увеличить количество крепежей. При соприкосновении с вибрирующими предметами такие материалы – резина, войлок, асбест, пробка – противодействуют колебаниям и ослабляют вибрацию.

В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

–Отклонение показателей климата на открытом воздухе

При проведении работ на открытых площадках Усинского нефтяного месторождения указываются:

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

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

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

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям.
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживать температура плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции.
- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

–Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества: азота диоксид – 2мг/м^3 , бензол – 10мг/м^3 , углерода оксид – 20мг/м^3 .

Коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

Опасные факторы

–Пожаровзрывобезопасность

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей[10]. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Первичные средства пожаротушения.

Наименование		ГОСТ	Количество, шт.
Огнетушитель пенный ОХП–10		ГОСТ 16005–70	1 2
Ящики с песком	0,5 м ³	—	4
	1 м ³		2
Лопаты		ГОСТ 3620–70	5
Лом пожарный легкий		ГОСТ 16714–71	2
Топор пожарный поясной		ГОСТ 16714–71	2
Багор пожарный		ГОСТ 16714–71	2
Ведро пожарное		ТУ 220	4

На стадии проектирования необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для его хранения и устьем скважины не менее 50 м [10]. Вся циркуляционная система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков. Все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной системы и приемных емкостей, пропитываются 25–30% раствором жидкого стекла. Над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция.

Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее 1000 кг/м³ тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды.

– *Электробезопасность.*

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение

напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам [11], рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током. При работе вблизи воспламеняющихся материалов, взрывоопасных паров или пыли разрешается использовать только специальные электроинструменты (во взрывобезопасном исполнении или не создающие искр). Запрещается работать с электрооборудованием в дождь.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка ограждающих устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения [11].

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны

применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. В работе необходимо провести обоснование выбора индивидуальных основных и дополнительных изолирующих электрозащитных средств данного рабочего места.

–Аппараты под давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам, в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например компрессорная установка, регулируются нормативным документом.

Для коллективной защиты аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны). Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые.

Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры стенки, расчетного давления и характера рабочей среды (табл. 5.4)

Таблица 5.4 – Определение группы сосуда.

Группа сосуда	Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)	Температура стенки, °С	Характер рабочей среды
1	Свыше 0,07 (0,7)	Независимо	Взрывоопасная, или пожароопасная, или 1, 2 класс опасности по ГОСТ 12.1.007
2	До 2,5 (25)	Ниже минус 70, выше 400	Любая, за исключением указанной для 1–й группы сосудов
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	Ниже минус 70, выше 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	Ниже минус 40, выше 200	
	Свыше 5 (50)	Независимо	
3	До 1,6 (16)	От минус 70 до минус 20	
		От 200 до 400	
	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	От минус 70 до 400	
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	От минус 70 до 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	От минус 40 до 200	
4	До 1,6 (16)	От минус 20 до 200	

5.3. Экологическая безопасность

Анализ влияния паротеплового воздействия на окружающую среду

При работе и обслуживании технологических установок создаются воздействия на окружающую среду.

При паротепловом воздействии на пласт в основном загрязняющими атмосферу веществами являются углеводороды, сероводород, оксиды серы, механические взвеси.

К выбросам их при добыче нефти приводят следующие случаи: аварийное фонтанирование, опробование и испытание скважин. Значительное количество углеводородов выделяется в атмосферу в результате негерметичности оборудования и арматуры

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (табл. 5.5).

Таблица 5.5– Вредные вещества[12].

	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	т/год
	Двуокись азота	0,085	2	0,078	1,230
	Оксид углерода	5,000	4	0,220	4,88
	Углеводороды	50	4	9,140	298,8
	Сажа	0,15	3	0	2

Источниками оксидов углерода, азота и серы могут являться сами скважины, при их не герметичности.

Происходит загрязнение литосферы за счет твердых отходов, а также при разливах нефти.

Нефть, попадая в почву, опускается вертикально вниз под влиянием гравитационных сил и распространяется вширь под действием поверхностных и капиллярных сил. При содержании в грунте 10–12 % (уровень остаточного насыщения) нефть становится неподвижной.

Движение прекращается также при достижении нефтью уровня грунтовых вод. Нефть начинает перемещаться в направлении уклона поверхности грунтовых вод. Для предотвращения миграции разлитой нефти бурят серию скважин и извлекают загрязненные грунтовые воды. В некоторых случаях на пути движения грунтовых вод ставится водонепроницаемый барьер (резиновые гидроизолирующие мембраны). Нефть, скопившаяся около барьера, удаляется при помощи специального оборудования.

Проявление капиллярных сил хорошо прослеживается при значительной проницаемости и пористости грунта. Пески и гравийные грунты, например, благоприятны для миграции нефти; глины и илы неблагоприятны. В горных породах нефть движется в основном по трещинам.

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

При этом опасное загрязнение природных вод возможно как при сбросе в них неочищенных вод, так и при разливе, смыве собственно токсичных веществ в водоемы, грунтовые и подземные воды. Такие случаи довольно часто возникают в процессе бурения и крепления нефтяных и газовых скважин, при перетоках нефти или пластовых минерализованных вод из нижележащих горизонтов в вышележащие и наоборот.

Большое значение для предотвращения загрязнения пресноводных горизонтов имеют правильный выбор конструкции скважины и качество цементирования колонн. Конструкция скважины должна изолировать все пресноводные горизонты от продуктивных нефтяных (газовых) залежей. К временным источникам загрязнения относятся:

- не герметичность заколонного пространства скважин из-за некачественного его цементирования или по другим причинам, приводящая к межпластовым перетокам и загрязнению водоносных горизонтов;
- поглощение бурового раствора в процессе помывки скважин и фильтрации его водной фазы в проницаемые отложения.

В состав пластовых вод входят, добываемые совместно с нефтью, отделяемые от нее на центральных пунктах сбора и подготовки нефти. В общем объеме сточных вод пластовые воды составляют 82–84 %. По мере увеличения срока эксплуатации нефтяного месторождения объем пластовых вод непрерывно растет. В составе сточных вод пластовые воды наиболее минерализованы. При все большей закачке пресных вод в нефтяные пласты минерализация пластовых вод снижается. Помимо минеральных солей пластовые воды содержат нефть, песок, глинистые частицы.

Мероприятия по защите окружающей среды

Для обеспечения охраны окружающей среды и недр в процессе добычи газа выполняется комплекс требований. На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов: установление и поддержание водоохраных зон; вынесение объектов из экологически уязвимых зон; герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин; рассредоточение объема закачки воды по пласту; использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района; контроль качества сварных швов; сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН; при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается: контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ; в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости; аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов; закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву; прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги; контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

Регулирует отношения в сфере взаимодействия общества и природы, возникающие при нефтедобычи, Федеральный "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ.

5.4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС на Усинском месторождении

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро–газо–водоснабжения и т.д.).

Для Усинского месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до –45 оС) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней),

умеренно теплое (+23 оС) и пасмурное, с частыми заморозками);

- технические: сильные взрывы газоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;
- военно – политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.).

Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры[13]:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

Все виды перечисленных профилактических мероприятий выполняются заблаговременно, чтобы обеспечить более надежную защиту населения и территории.

Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была изучена нормативно–техническая документация и научная литература по данной теме, были выполнены все поставленные задачи. Часть работы была отведена теоритическому обзору, где были изучены свойства и параметры пара, способы его нагнетания в пласт и побочные расходы для реализации различных методов.

Выводы:

1) В данной работе была доказана эффективность использования паротепловых методов на примерах Усинского месторождения, где с помощью ПЦО дополнительно добыли 350 тыс. т. нефти, при паронефтяном отношении 2,7 т/т, и Ашальчинского месторождения, где с помощью парогравитационного дренирования разработка нефтей с вязкостью 12200мПа*с стала гораздо эффективнее, чем при использовании ранее на этом же месторождении метода ПЦО (повышение добычи в 7-8 раз). То есть, метод ПЦО экономически выгодно использовать на месторождениях с высоковязкими нефтями, а парогравитационное дренирование на месторождениях с сверхвязкими нефтями. Однако, нужно отметить, что опыта в применении ПЦО у российских компаний гораздо больше, чем в использовании парогравитационного дренажа, которая для России является относительно новой технологией.

2) В ходе выполнения ВКР были проанализированы критерии применимости, предложенные авторами в разные года, для метода ПЦО и с помощью опыта рассмотренных месторождений были разработаны актуальные критерии для наиболее эффективной разработки методом ПЦО.

Список литературы

1. Кузнецова В.А. Использование солнечной тепловой установки с параболоцилиндрическими концентраторами для повышения нефтеотдачи пластов в Венесуэле / Кузнецова В.А., Пугачев Р.В., Лопес С. С // Международный научный журнал альтернативная энергетика и экология. – 2015–№10–11–С 118–135.
2. Буркова А. А. Пароциклическое воздействие на призабойную зону пласта // Булатовские чтения. – 2018–Т.2–1. – С 98–104.
3. Абдуллин Т. Р.. Исследование неоднородности распределения вязкости тяжёлой нефти по залежи методом ядерно–магнитного резонанса (на примере месторождений тяжёлой нефти Республики Татарстан): дис. канд. тех. наук–ПАО Татарский научно–исследовательский и проектный институт нефти публичного акционерного общества Татнефть имени В.Д. Шашина, 2017–100с.
4. Блажко А.Н. Инновационный подход к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Материалы IV городской научно–практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых – Тюмень, 2014. –С 165–169.
5. Абдулмазитов, Р. Д. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и газовых месторождений России / Р.Д. Абдулмазитов, К. С. Баймехаметов, В. Д. и др. //Издание в 2 т./ под ред. В.Е. Гавуры– М.:ВНИИОЭНГ, 1996. –Т.1. –280с
6. Сидоров И.В. Обоснование разработки залежей высоковязких нефтей горизонтальными скважинами: дис. канд. тех. наук–Тюмень–2014–131с.
7. Зарипов А.Т. Анализ эффективности технологий добычи сверхвязкой нефти для условий месторождений ПАО “ТАТНЕФТЬ”// Территория нефтегаз – 2016– №7–8. –С42–51.

8. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
9. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
10. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
11. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
12. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
13. ГОСТ Р 22.3.03–94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
14. ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
15. ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ. Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
16. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
17. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
18. ГОСТ 12.1.029–80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
19. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
20. ГОСТ Р 22.0.01–94. Безопасность в ЧС. Основные положения.