

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К.И.Сатпаева

УДК 622.276/652

На правах рукописи

**ЗАУРБЕКОВ КАДЫРЖАН СЕЙТЖАНОВИЧ**

**Исследования и совершенствование технологии и техники  
парогравитационного воздействия на нефтяной коллектор**

8D07202 – Нефтяная инженерия

Диссертация на соискание академической степени доктора философии PhD

Научные консультанты:

Сыздыков А.Х.

к.т.н., профессор

Баймухаметов М.А.

к.ф-м.н., доцент

Зарубежный научный консультант:

Сладковский А.В.

д.т.н., профессор

Алматы, 2023

## СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	6
1	ОБЗОР И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОБЛЕМЫ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНОЙ РЕЗЕРВУАР - КОЛЛЕКТОР	9
1.1	Анализ современных способов увеличения дебита скважин на месторождениях нефти и газа	9
1.2	Технология добычи высоковязкой нефти методом парогравитационного воздействия на пласт (SAGD)	18
1.3	Схематический рост паровой камеры в процессе SAGD	22
1.4	Пути расширения области применения метода SAGD	25
1.4.1	Использование растворителя	25
1.4.2	Использование электромагнитного нагрева	26
1.4.3	Циклическая обработка паром (CSS)	27
1.4.4	Неконденсирующиеся газы	28
1.4.5	Расширенное моделирование коллектора	29
	Выводы. Постановка задач исследования	31
2	АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ ПРИ ЗАКАЧКЕ ПАРА	33
2.1	Пути снижения потерь тепла при SAGD	33
2.2	Предлагаемый способ расширения области применения метода SAGD	34
2.2.1	Кабеля используемые для прогрева нефтяных скважин	34
2.2.2	Система скважинного термоэлектрического модуля	40
2.3	Расчет тепловых потерь при закачке пара в зависимости от длины ствола скважины	42
2.3.1	Расчет тепловых потерь без подогрева по скважине	42
2.3.2	Расчет тепловых потерь по стволу скважины с подогревом	44
2.4	Построение математической модели SAGD в программе Eclipse	46
	Выводы	54
3	ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО РАСШИРЕНИЮ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА SAGD	55
3.1	Лабораторно-стендовая установка для исследования тепловых потерь	55
3.3.1	Постановка задач экспериментальных исследований	55
3.1.2	Устройство и принцип работы модельной установки	55
3.1.3	Электропарогенератор ЭПГ-10-250У и его технические возможности	58
3.1.4	Физическая модель горизонтального участка скважины	61

3.1.5	Сборка, монтаж и опробование работы модельной установки	65
3.1.6	Тепловизионная съемка	67
3.2	Методика планирования эксперимента	68
3.3	Результаты экспериментальных исследований	69
3.3.1	Порядок выполнения эксперимента исследования неустановившегося движения насыщенного пара	70
3.3.2	Результаты экспериментов	70
	Выводы	77
4	ОЦЕНКА ОЖИДАЕМОГО ДЕБИТА СКВАЖИН ПРИ ПОДДЕРЖАНИИ ТЕМПЕРАТУРЫ ПАРА ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ	78
4.1	Радиуса прогрева пласта	78
4.2	Начального дебита скважины после закачки пара в пласт	78
4.3	Увеличения дебита скважины после закачки пара в пласт	79
4.4	Расчет дебита скважины при SAGD	79
	Выводы	87
5	РАСЧЕТ ОЖИДАЕМОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ SAGD С ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИМ МОДУЛЕМ	88
5.1	Методика дисконтирование денежных потоков	89
5.1.1	Расчет нормы дохода ( $r$ ) для дисконтирования денежных потоков	89
5.1.2	Расчет затрат для определения сметной стоимости (цены) строительства 1м скважины	90
5.2	Чистый дисконтированный доход (NPV) по результатам расчета гидродинамической модели	95
5.2.1	NPV по результатам гидродинамической модели при $h = 30$ м	95
5.2.2	NPV по результатам гидродинамической модели при $h = 25$ м	97
5.3	Чистый дисконтированный доход (NPV) по результатам расчетного дебит	98
5.3.1	NPV по результатам расчетного дебита при $h = 30$ м	98
5.3.2	NPV по результатам расчетного дебита при $h = 25$ м	99
	Выводы	100
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	102

## Нормативные ссылки

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты:  
Закон Республики Казахстан «О науке» от 18.02.2011 г. № 407-IV ЗРК;  
ГОСО РК 5.04.034-2011: Государственный общеобязательный стандарт образования Республики Казахстан. Послевузовское образование. Докторантура. Основные положения (изменения от 23 августа 2012 г. № 1080);  
Правила присуждения ученых степеней от 31 марта 2011 года № 127; межгосударственные стандарты:  
ГОСТ 7.32-2001 (изменения от 2006 г.). Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления;  
ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- SAGD - метод парогравитационного воздействия на продуктивный пласт с высоковязкой нефтью (Steam - Assisted Gravity Drainage);
- СКО – соляно - кислотная обработка;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- CSS - циклическая закачка пара (Cyclic Steam Stimulation);
- VAPEX - извлечение растворителями в парообразном состоянии (Vapor Extraction);
- SOR – отношение пара к нефти (steam oil ratio);
- SAP - процесс с добавлением растворителя (Vapor Extraction);
- CHOPS - холодная добыча (Cold heavy - oil production with sand);
- THAI - комбинации внутрипластового горения и добычи нефти из горизонтальной скважины (Toe to Heel Air Injection);
- CAPRI - новая технология на базе THAI, предполагающая использование катализаторов окисления;
- ES-SAGD - парогравитационное воздействие с добавкой растворителя (Expanding Solvent SAGD);
- SAP – процесс с добавкой растворителя (Solvent Aided Process);
- SAS - чередование закачки пара и растворителя (Steam Alternating Solvent);
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- МУН – методы увеличения нефти;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- ППУ – передвижная парогенераторная установка.

## ВВЕДЕНИЕ

*Актуальность.* В Казахстане найдены большие запасы нефти и газа и страна вошла в число крупнейших стран экспортеров нефти на текущий момент времени и ближайшую перспективу. По некоторым оценкам объемов запасов углеводородов составляет 1,8% от мировых запасов нефти.

В последние годы стратегической задачей развития нефтегазового комплекса Казахстана является стабилизация и постепенное увеличение добычи нефти, как за счет ввода в разработку новых залежей и месторождений, так и повышение эффективности эксплуатации старых нефтяных объектов.

В условиях истощения традиционных запасов углеводородов все большее внимание уделяется месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами (ТИЗ). К ТИЗ относятся тяжелые высоковязкие нефти, объемы которых в нашей стране оцениваются в 934 млн.т.

Одной из важных составляющих нефтяных запасов не только в Казахстане, но и других добывающих стран мира являются месторождения с нефтью, вязкость которой составляет более 35 мПа\*с. Размер запасов составляет порядка 810 млрд.т., а размер запасов нефти с малой и средней вязкостью, порядка 162,3 млрд.т.

Применение для добычи высоковязких нефтей традиционных, широко используемых технологий имеет низкий коэффициент извлечения нефти (КИН) и как следствие недополучение прибыли недропользователем, также при этом имеет место нанесение экологического ущерба.

Существует большое множество методов для извлечения высоковязких нефтей, наиболее широко распространенные из них это: - парогравитационный метод дренирования, закачка растворителей в парообразном состоянии, циклическая закачка пара и ряд других методов.

*Обоснование необходимости проведения данной научно-исследовательской работы по теме.* Наиболее перспективным для добычи высоковязких нефтей с минимально возможными затратами, является метод парогравитационного дренирования (SAGD), широко внедренный на нефтяных месторождениях Канады. Суть метода SAGD заключается в бурении 2-х горизонтальных скважин на расстоянии 5 – 10 м по вертикали и пар закачивается в верхнюю скважину, называемую нагнетательной, выходя через отверстия разогревает высоковязкую нефть и снижает ее вязкость и повышает текучесть. Под действием сил тяжести нефть стекает к нижней добывающей скважине и извлекается на поверхность.

Одним из основных, сдерживающих факторов широкого применения технологии SAGD, является небольшая глубина скважин 500-600 м, в которых данный метод может быть реализован. Для решения данной задачи необходимо обеспечить поддержание высокой температуры закачиваемого пара не зависимо от глубины скважины.

*Сведения о планируемом научно-техническом уровне разработки.* Предлагаемая авторами техническое решение носит инновационный характер, подтвержденный защищенным патентом РК и рядом научных публикаций как в

Казахстане, так и за рубежом. Предлагаемые технические решения позволят существенно повлиять на уровень научно-исследовательских работ, обеспечить качественный рост научно-технического потенциала.

Диссертация обладает высокой значимостью в национальном и международном масштабах и позволит поднять статус и престиж нефтегазовой отрасли Казахстана на мировой арене.

Данная научная работа связана с НИР по ГФ ИРН АР05135893 «Многодисциплинарный подход к оптимизации парогравитационного дренажа нефти с использованием геомеханических расчетов и изменения расположения скважин».

*Сведения о метрологическом обеспечении диссертации.* Настоящее исследование основано на официальной терминологии международной организации законодательной метрологии. В ходе проведения исследований подразумевается использование как новых контрольно-измерительных приборов, так и приборов, прошедших государственную поверку в период эксплуатации. Эти приборы должны соответствовать требованиям полярного класса точности и стандарта, установленным «Законом о соблюдении единства измерений». Аналитические исследования будут проводиться в соответствии с методиками измерений, соответствующими указанному закону. В зависимости от графических зависимостей будут использоваться показатели измерений, соответствующие метрологическим правилам и стандартам международной системы единиц СИ.

*Научная новизна* диссертации заключается в решении технологических и технических задач по подведению высокотемпературного пара к продуктивному пласту, залегающему на глубине 1000 - 1500 м, что позволит впервые применить технологию SAGD в Казахстане и обеспечить приоритет в международном масштабе и применить результат исследований для повышения добычи нефти на месторождениях Казахстана с высоковязкой нефтью.

*Объектом исследования* является метод парогравитационного дренирования (SAGD) для повышения добычи высоковязкой нефти на месторождениях Казахстана.

*Предметом исследования* является «Система скважинного термоэлектрического модуля, размещаемого в колонне НКТ».

*Целью работы* является расширение области применения метода парогравитационного воздействия (SAGD), для продуктивных пластов с высоковязкой нефтью залегающих на глубинах 1000 - 1500 м.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Анализ существующих путей расширения применения метода парогравитационного воздействия (SAGD) на продуктивный пласт с высоковязкой нефтью.

2. Аналитические исследования процесса поддержания заданной температуры пара по стволу скважины при использовании метода SAGD с термоэлектрическим модулем и построение математической модели в программе Eclipse.

3. Экспериментальные исследования процесса поддержания температуры теплоносителя на физической модели скважины при закачке пара с системой скважинного термоэлектрического модуля и без него.

4. Рассчитать ожидаемый дебит скважины при парогравитационном воздействии на продуктивный пласт с применением метода SAGD с термоэлектрическим модулем.

5. Рассчитать ожидаемый экономический эффект применения метода SAGD с термоэлектрическим модулем.

#### *Основные положения выносимые на защиту*

1. Комплексный подход к исследованию области расширения применения парогравитационного воздействия (SAGD) на продуктивный пласт с высоковязкой нефтью в значительной степени определяется параметрами закачиваемого пара и теплопотерями по стволу скважины.

2. Техническое решение по созданию системы скважинного термоэлектрического модуля, размещаемого в колонне НКТ, позволяющего снизить теплопотери и довести насыщенный пар до продуктивного пласта с заданными параметрами по температуре и объему.

3. Выявлены основные закономерности по изменению температурного режима по стволу скважины влияющие на расширение области применения метода SAGD по глубине скважин.

#### *Публикации*

Основные положения диссертации изложены в 8 научных статьях и 2 патентах.

#### *Объем и структура работы*

Докторская диссертация состоит из введения, 5 разделов, заключения. Работа изложена на 108 страницах машинописного текста, содержит 62 рисунка, 23 таблицы. Список используемых источников включает 98 наименований.



# **1 ОБЗОР И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОБЛЕМЫ ПАРОВИТАЦИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНОЙ РЕЗЕРВУАР - КОЛЛЕКТОР**

## **1.1 Анализ современных способов увеличения дебита скважин на месторождениях нефти и газа**

Увеличение добычи нефти из скважин во многом зависит от успешности проведения методов по воздействию на ПЗП.

От эффективности воздействия на призабойную зону пласта и в целом на залежь в значительной степени зависит качество интенсификации добычи нефти из скважин.

Многообразие применяемых методов и приемов воздействия на залежь нефти и призабойную зону пласта на поздней стадии разработки месторождений с целью интенсификации работы скважин подтверждает актуальность данной проблемы для большинства нефтедобывающих предприятий.

Эффективность работы скважин определяется в основном показателями их продуктивности (приемистости), техническим состоянием наземного и скважинного оборудования и обводненностью добываемой продукции [1,2,3,4, 5].

На основе проведенных исследований установлено, что на поздней стадии разработки месторождений Казахстана наблюдается:

- низкий дебит и приемистость скважин, аварийное состояние наземного и скважинного нефтепромыслового оборудования за счет коррозии, солепарафиновых отложений и межколонных перетоков;

- высокая (до 90%) обводненность скважин, в результате снижения фазовой проницаемости для нефти.

Это свидетельствует о низкой эффективности применяемых технологий, реагентов и технических средств для устранения упомянутых осложнений и подтверждает вывод о необходимости их правильного выбора и усовершенствования.

В работе проводится краткий анализ методов обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) соляно-кислотными составами, гидравлическим и гидродинамическим разрывом пласта, термогазохимическим, тепловым методами, вибрационным и акустическим, электрическим, электроразрядным и депрессионно-репрессионными воздействиями. Наиболее широко применяемыми из данных методов являются [6,7]:

Процедура соляно-кислотной обработки (СКО) скважин и их вариации предназначены для удаления солевых, парафиновых отложений и хранения продуктов из подземного оборудования и призабойной зоны продуктивного пласта. Воздействие СКО приводит к увеличению проницаемости призабойной зоны, что в свою очередь, способствует повышению дебита добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин, как показано на рисунке 1.1 [8].

В качестве примера рассмотрим различные виды соляно-кислотных

обработок (СКО), включая кислотные ванны, простые кислотные процедуры, кислотные обработки под давлением, пенокислотные методы, поинтервальные (ступенчатые) обработки, кислотоструйные (гидромониторные) технологии, а также термохимические и термокислотные методы.

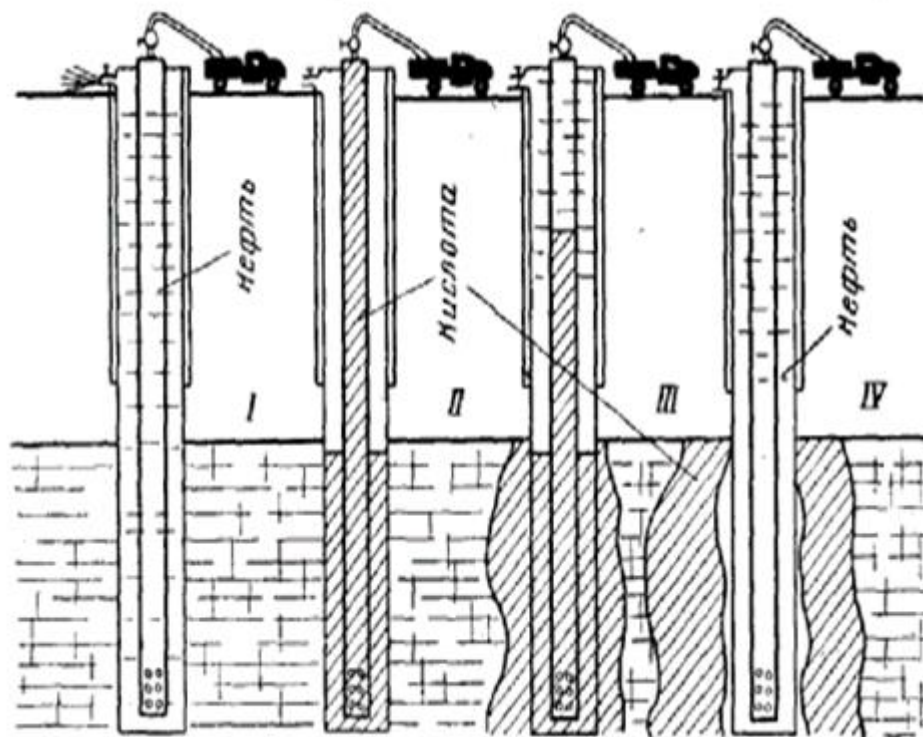


Рисунок 1.1 – Схема обработки скважины соляной кислотой

**Гидравлический разрыв пласта (ГРП)** широко применяется с целью создания новых трещин в призабойной зоне продуктивного пласта [9]. Данный метод включает закачку в низкопроницаемые продуктивные пласты специальных жидкостей под высоким давлением и при больших расходах. Пропант закачивается для сохранения трещин в открытом состоянии при снятии давления. Длина созданных трещин может достигать 10 м и надежно соединять продуктивный пласт с внутрискважинным пространством. На сегодняшний день это наиболее эффективный метод повышения продуктивности скважин с большим охватом призабойной зоны продуктивного пласта.

Но для успешной реализации ГРП, кроме дорогостоящего материально-технического обеспечения, требуется научно-обоснованная программа. Особое внимание уделяется выбору скважин на основе тщательной диагностики ПЗП. Предполагаемое направление развития трещин зависит от напряженного состояния коллектора [10] и не всегда поддается управлению, поэтому в некоторых случаях возможен преждевременный прорыв по ним воды в добывающие скважины.

Такая технология, известная под названием «глубокопроникающего» ГРП, характеризуется созданием в пласте системы высокопроводящих каналов, позволяющих существенно интенсифицировать отбор нефти из низкопроницаемого коллектора, как показано на рисунке 1.2. Процесс отличается

от ГРП образованием более протяженных трещин и проводится почти во всех скважинах при выводе их из бурения. При таком подходе гарантированно обеспечивается окупаемость процесса и максимальная прибыль за счет получения дополнительной добычи [11], тогда как в отечественной практике успешность проведения ГРП зависит в основном от правильности выбора отдельных скважин.

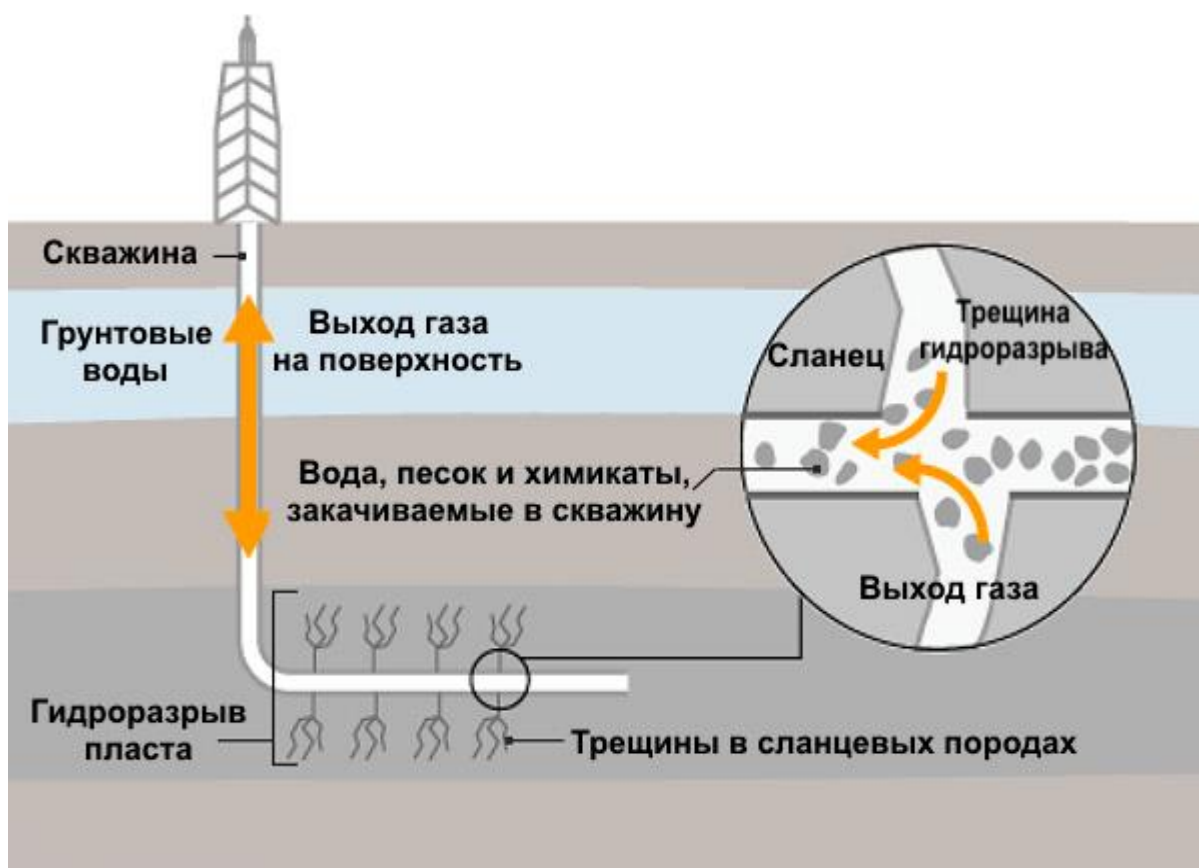


Рисунок 1.2 – Технологическая схема ГРП

**Гидродинамический разрыв пласта (ГДРП)** с использованием горюче-окислительных составов (ГОС) подробно описана в работе [11, 12, 13] и считается, что он является наиболее рентабельным. По их мнению, данная технология, обладая соизмеримым с ГРП техническим эффектом, имеет ряд преимуществ:

- меньшая продолжительность динамического воздействия на пласт и возможность регулирования величиной этого воздействия;
- использование штатного технологического оборудования и доступного, не сложного в приготовлении, горюче-окислительного состава из экологически безвредных и пожаробезопасных компонентов;
- стоимость обработки одной скважины, по предварительной оценке, в 5-7 раз ниже.

ГДРП включает в себя ввод и сброс в скважины, в зоне продуктивного пласта, жидких горючих отходов. В результате сгорания под высоким давлением

образуются несколько трещин длиной от 20 до 30 метров и остаточным раскрытием до 3 мм. Образовавшиеся трещины не требуют фиксации благодаря способности горных пород необратимо деформироваться при динамическом воздействии жидкости и их снятии. Зажигание горючих отходов в скважине осуществляется с использованием порохового генератора давления (ПГД), который запускает в скважину по геофизическому кабелю через нефтегазовую (НКТ) обсадную трубу [14, 15, 16].

В ходе ГДРП пласты подвергаются различными механическими, термическими и физико-химическими воздействиями. Основное воздействие на пласт происходит в механическом аспекте, который реализуется на трех стадиях.

На первом этапе, после активации импульсового генератора давления, возникает значительный (в пределах долей секунды) импульс высокого давления. Этот импульс приводит к образованию трещины в пласте, а также к возникновению колебаний столба жидкости в скважине [17].

На втором этапе осуществляется сгорание горючего газоздушного состава (ГОС). Это приводит к формированию импульса, который характеризует длительность временного воздействия и достаточную величину давления. Этот импульс научил вызывать разрыв пласта и увеличение размера трещины, образовавшейся на раннем этапе.

На третьем этапе постепенного циклического воздействия от колеблющегося состояния скважинной жидкости. Эти воздействия направлены на очистку трещин и перфорационных каналов от песчано-глинистых частиц, углеводородных отложений и продуктов окружающей среды. В результате импульсного воздействия давления скважинная жидкость проникает в трещины, расширяет их и распространяет вглубь пласта.

**Технология термогазохимического воздействия (ТГХВ)** предусматривает воздействие на пласт пороховыми газами. Возможность применения пороховых генераторов давления для образования в пласте остаточных трещин без закрепления их песком, впервые была теоретически обоснована Беляевым Б.М., Желтовым Ю.Л. и Ловлей С.А. Большой вклад в дальнейшее усовершенствование процесса и исследование механизма ТГХВ внесли известные ученые: Степанов В.П., Мальцев Н.А., Чазов Г.А., Сердюк В.И., Шульман Е.Р., Шаповалов М.Т. и другие. В результате ТГХВ происходит увеличение проницаемости и гидропроводности пласта, что выражается в возрастании дебита и продуктивности скважин. На основе исследований и статистической обработки результатов ТГХВ с применением зарядов АДС и ПГД БК выявлено влияние воздействия на ПЗП и состояние цементного камня, разработаны методы повышения эффективности процесса и определения его оптимальных параметров [19].

Горение пороховых зарядов генератора в скважине сопровождается появлением газообразных продуктов, повышением давления и температуры, пульсацией давления с затухающими амплитудами, как показано на рисунке 1.3. Особенности роста давления при горении зарядов - отсутствие ударной волны и возможность регулирования его величины подбором формы зарядов и их количества. Механизм воздействия перечисленных факторов аналогичен

таковому при реализации технологии ГДРП. Отметим лишь, что продолжительность эффективного импульса давления у генератора давления существенно меньше и составляет 0,2-0,5 сек, протяженность образуемых трещин может достигать 10 и более метров.

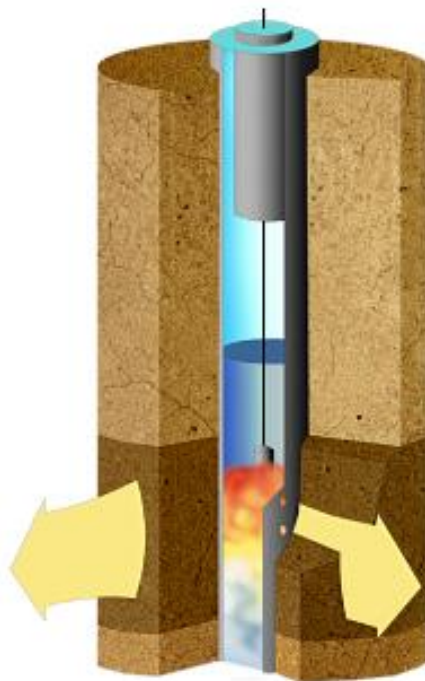


Рисунок 1.3 – Технология термогазохимического воздействия

**Паротепловая обработка** добывающих скважин является эффективным методом интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. Он может успешно применяться как на старых нефтяных месторождениях, так и вновь вводимых в разработку. Для осуществления паротепловой обработки не требуется больших затрат и эффект от ее использования реализуется в короткие сроки.

Особенно хорошие результаты достигаются при применении метода на месторождениях высоковязкой нефти, когда другие способы воздействия оказываются малоэффективными [20]. Для многих месторождений с трудными условиями извлечения нефти паротепловая обработка в сочетании с бурением горизонтально-направленных скважин и физико-химическим воздействием может быть единственно приемлемой с точки зрения успешности разработки.

Механизм извлечения нефти при воздействии на нефтяной пласт водяным паром в литературе рассмотрен достаточно подробно [21]. Как показывают проведенные исследования, повышение нефтеотдачи при этом достигается в результате действия нескольких термодинамических факторов: снижения вязкости нефти, температурного расширения пластовых жидкостей, интенсификации противоточной капиллярной пропитки. Все они присущи также и процессу паротепловой обработки, в соответствии с рисунком 1.4. Кроме того, при паротепловой обработке проявляется дополнительный фактор, свойственный только данному процессу и обуславливающий увеличение притока

нефти в скважину.

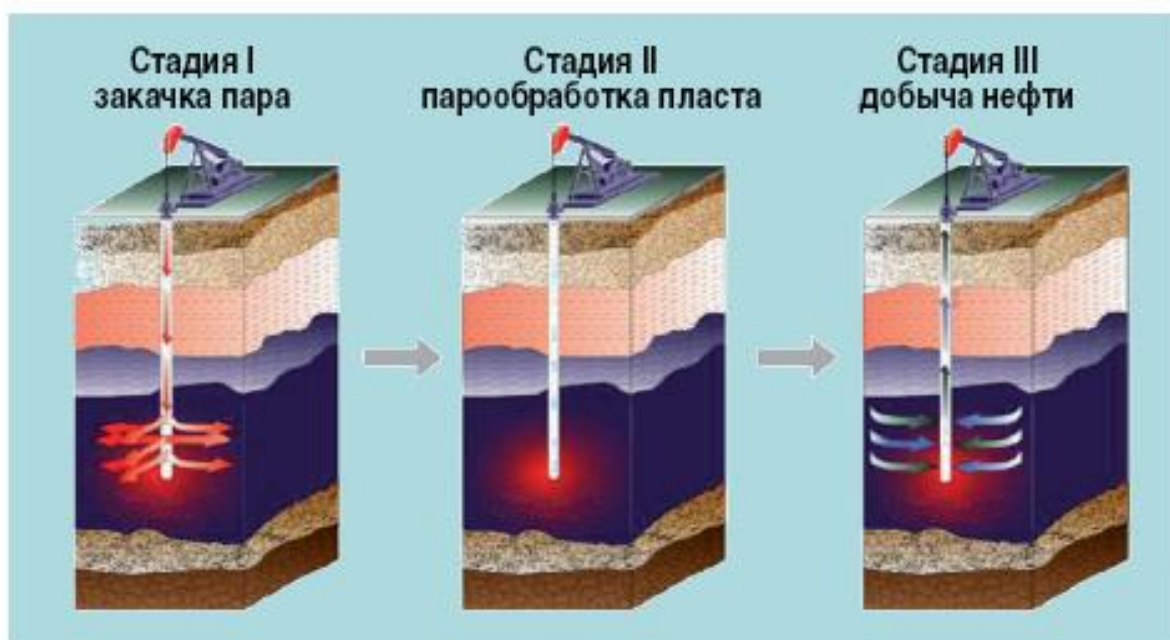


Рисунок 1.4 – Технология паротеплового воздействия на пласт

При проведении паротепловой обработки в нефтяной пласт, как правило, нагнетают влажный водяной пар. Качество его характеризуется степенью сухости, отражающей отношение массы паровой фазы к общей массе влажного пара. Методы, расчетной оценки параметров пара (степени сухости, температуры, давления) при его движении по стволу скважины приведены в работах [22]. При движении пара в пласте вследствие теплообмена с породой коллектора и окружающим пласт (залегаящими выше и ниже) породами продолжается дальнейшая его конденсация. В результате степень сухости пара на забое нагнетательной скважины по мере движения в глубь пласта постепенно снижается до нуля. Таким образом, в пласте образуются три температурные зоны: пара, горячей жидкости и начальной пластовой температуры.

**Вибрационная обработка ПЗП** осуществляется с помощью спущенных в скважину на НКТ забойных вибраторов, генерирующие волновые колебания заданной частоты и амплитуды, как показано на рисунке 1.5. В период закачки жидкости через вибратор его ротор под действием реактивного момента приводится во вращение и периодически открывает и закрывает выходные каналы, в результате чего формируются гидравлические удары, воздействующие на обрабатываемую ПЗП. Частота и амплитуда воздействия регулируется величиной расхода и давления закачиваемой жидкости. Возникающие разность давления воздействуют на свойства жидкостей и пород в ПЗП и приводят к образованию в них микротрещин [23].

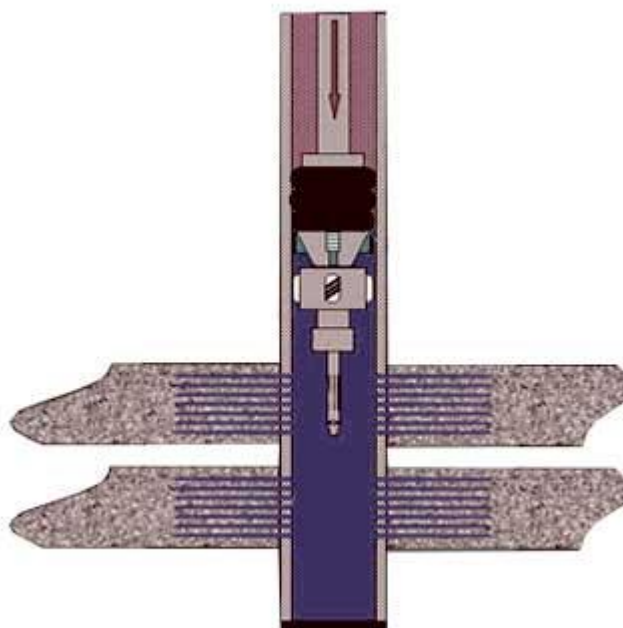


Рисунок 1.5 - Вибрационная обработка ПЗП

В результате вибрационной обработки ПЗП растет дебит нефтяных скважин.

Данный метод воздействие в первую очередь следует применять в скважинах, в которых:

- наблюдается проницаемость пласта ниже средних значений;
- коллекторские свойства ПЗП ухудшаются в процессе длительной добычи и проведении различных видов ремонтных работ в скважине и т.п.;
- пласты сложены низкопроницаемыми породами, содержащими глинистые минералы;
- низкая проницаемость пород, но высокое пластовое давление.

**Метод акустического воздействия (АВ)** на ПЗП основан на использовании ультразвуковых полей с частотой 18... 25 кГц, под действием которых в породах и содержащихся в них флюидах происходят физические и химические процессы, активизирующие фильтрацию жидкости в пористой среде, как показано на рисунке 1.6. К ним относятся: акустический нагрев жидкости, способствующий снижению ее вязкости, турбулизация потока и повышение скорости фильтрации жидкости в порах, изменение сил поверхностного натяжения, разрушение двойного электрического слоя в капиллярах и т.д. [24, 25, 26]. Механизм обвалного восстановления течения жидкости в поровом пространстве под действием акустического поля наступает в результате разрушения кристаллической структуры парафиновых образований, что обеспечивает повышение продуктивности и приемистости скважин даже при малой интенсивности поля [27, 28].

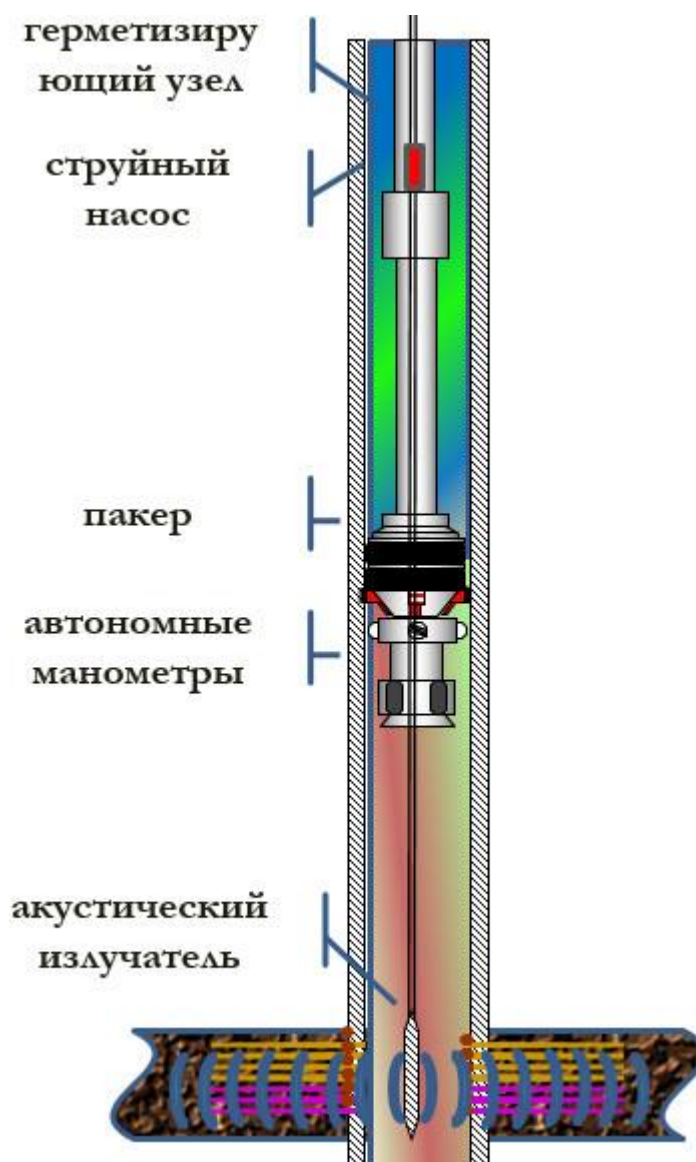


Рисунок 1.6 – Технология акустического воздействия

**Метод электровоздействия (ЭВ)** основан на изменении структуры неоднородной пористой среды и ее фильтрационных свойств (фазовых проницаемостей) в результате пропускания через нее слабо затухающих импульсов электрического тока. ЭВ приводит к резкому снижению обводненности скважин (на 10...50 %) и на длительный период (до трех лет более). Кроме того, за счет изменения проницаемости ПЗП существенно (на 20...100%) увеличивается их дебит [29].

Выключение тока через продуктивный пласт приводит к локализации плотности тока в узких участках капилляров, ограничивающих скорость фильтрации в режиме. В этих узких местах капилляров происходят основные изменения, определяющие последствия воздействия на пласт. Ток локализации плотности зависит от радиуса капилляров в четвертой степени, что означает, что чем меньше капилляров, тем сильнее происходит локализация. Следовательно, основная часть энергии при возникновении тока возникает именно в узких отверстиях капилляров породы.



В последние годы вызывает большой интерес у отечественных и зарубежных производителей нефти и газа, нетрадиционные устройства основанные на **электроразрядном воздействии**, в которых для генерирования виброударных возмущений используется импульсный электрический разряд в скважинной жидкости. При этом, в отличие от взрывных технологий, возникает возможность оказывать строго локализованное, следовательно, контролируемое воздействие на ПЗП, интенсивность которого может быть выбрана из условий обеспечения наибольшего радиуса охвата и прочности оборудования скважины и обрабатываемого пласта без риска их разрушения. Непрерывный подвод электроэнергии по кабелю с поверхности позволяет неограниченно долго работать в режиме периодически повторяющихся импульсов [30].

Электрический разряд (взрыв) в жидкости представляет собой процесс преобразования электрической энергии в механическую энергию гидродинамического возмущения. Исследования развития электрического разряда в жидкости [31] позволили установить три стадии развития канала разряда: предпробойную, активную и пассивную.

Предпробойная стадия начинается с момента подачи напряжения на электроды и завершается электрическим пробоем жидкости с возникновением нитевидных светящихся образований лидеров. Скорость движения лидера зависит от свойств данной жидкости и напряженности электрического поля. Следующая активная стадия характеризуется развитием одного из лидеров в плазменный канал высокой проводимости. Вещество канала представляет собой плазму плотностью порядка  $10 \text{ м}^3$ , температурой  $15000 \dots 25000 \text{ К}$  и степенью ионизации, приближающейся к 30%. При этом по лидеру протекает ток большой силы  $100 \dots 200 \text{ кА}$ , продолжается нагрев плазмы лидера, растет степень ее ионизации. Происходит быстрое расширение канала вследствие поступления вещества при интенсивном испарении жидкости со стенок канала.

На канальной (активной) стадии происходит основное преобразование запасенной в накопителе электрической энергии в энергию гидродинамического возмущения. Она завершается с прекращением тока и переходит в пассивную стадию, при которой плазма, продолжая расширяться, охлаждается, происходит рекомбинация ионов, продолжается испарение жидкости со стенок. На определенной стадии, когда рекомбинацию можно считать оконченной, образуется парогазовая полость. Поскольку на этой стадии температура вещества в полости сравнительно невысока, испарение со стенок перестает играть заметную роль и в течение некоторого времени происходит расширение, близкое к адиабатическому. При этом полость принимает шарообразную форму. Достигнув некоторого максимального размера, полость начинает схлопываться. Обычно полость совершает несколько пульсаций, которые служат источником дополнительных гидродинамических возмущений [32].

Энергия конденсатора-накопителя после пробоя жидкости расходуется на нагрев вещества в канале разряда и на работу, совершаемую каналом при расширении (около 50%), в том числе: на энергию волн сжатия, излучаемую на стадии разряда (до 20%) и энергию пульсации парогазовой полости, равную потенциальной энергии полости в момент максимального объема (до 30%).

Энергия пульсации парогазовой полости постепенно расходуется на излучение волн сжатия и разряжения и на другие потери (пассивная стадия развития канала).

К методам обработки ПЗП **депрессиями-репрессиями** относятся: свабиrowание, импульсное воздействие.

**Свабиrowание.** Технология свабиrowания предусматривает создание депрессии на ПЗП за счет снижения уровня столба жидкости в колонне. В результате происходит интенсификация притока жидкости в скважину, что способствует очистке коллектора ПЗП и восстановлению продуктивности приемистости скважин [33].

Сущность метода **импульсного воздействия** заключается в улучшении фильтрационной характеристики ПЗП за счет использования импульса энергии гидравлического удара падающего столба жидкости. При резком повышении давления рабочая жидкость с большой скоростью задавливается в пласт в виде клина, расширяющего трещины и раздвигающего горную породу. Размеры трещин зависят от характеристик пласта, длительности воздействия, объема задавленной жидкости и величины давления.

## **1.2 Технология добычи высоковязкой нефти методом парогравитационного воздействия на пласт (SAGD)**

В настоящее время интенсивно ищут пути разработки так называемых забалансных запасов. Большой объем таких месторождений составляют коллекторы с высоковязкими нефтями. По оценкам, приведенным в литературе мировой суммарный объем тяжелых нефтей оценивается в 810 млрд. тонн, тогда как объем остаточных извлекаемых запасов нефти малой и средней вязкости составляет лишь 162,3 млрд. тонн [34].

Разработка таких месторождений сталкивается с рядом сложностей связанных с низкой текучестью высоковязких нефтей. Наиболее эффективными методами разработки таких месторождений являются тепловые методы воздействия на продуктивный пласт.

Не все тепловые методы имеют высокую рентабельность. По нашему мнению метод парогравитационного воздействия SAGD является наиболее приемлемым и перспективным.

Данный метод начал широко применяться на месторождениях Канады и показал высокие показатели добычи высоковязких нефтей. Метод парогравитационного воздействия на продуктивный коллектор является относительно новым направлением в разработке месторождений с высоковязкими нефтями. Анализ литературных источников показал, что данная технология находит всё более широкое применение в мире.

Применение метода парогравитационного воздействия или более известная как SAGD заключается в следующем: производится бурение 2 скважин, расположенных горизонтально и друг над другом вблизи подошвы пласта на расстоянии 5-10 м друг от друга. Верхняя скважина служит для нагнетания в пласт пара другая скважина является добывающей, при этом

наблюдается процесс снижения вязкости нефти под действием пара и увеличение ее текучести. Под воздействием сил тяжести происходит процесс стекания нефти к перфорационным отверстиям добывающей скважины, как показано на рисунке 1.7.

Одним из сдерживающих факторов широкого применения является ограничение по глубине залегания продуктивных горизонтов, не более 600-700 метров, что обусловлено интенсивной потерей тепловых свойств пара по мере его закачки в колонну насосно-компрессорных труб.

В связи с этим возникает проблема доставки теплоносителя к забою скважин с минимальной потерей тепла, с одновременным сохранением целостности скважины, работающей в условиях высоких температур.

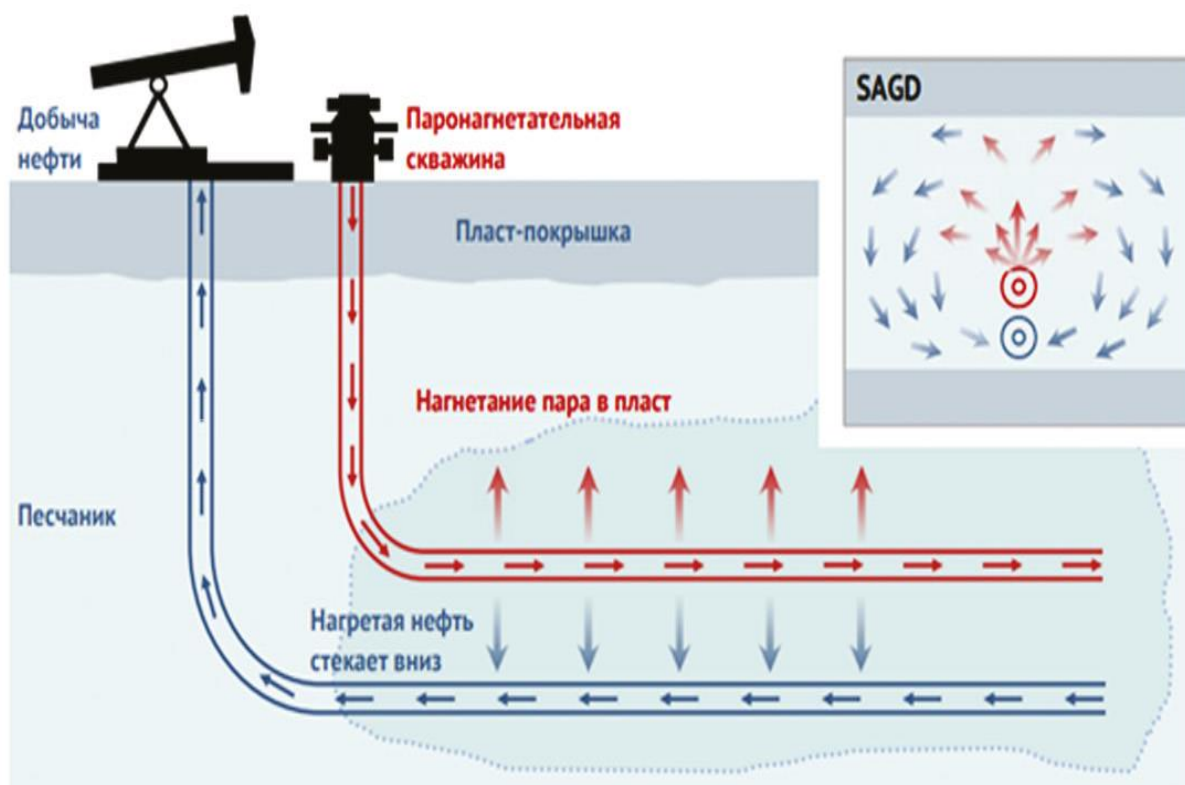


Рисунок 1.7 – Технологическая схема SAGD [35]

В настоящее время наблюдается постепенное падение добычи нефти в связи с истощением нефтяных месторождений традиционной нефти. Все больший интерес привлекают месторождения высоковязкой нефти. В связи с этим, все большее внимание начинают уделять месторождениям с тяжелой нефтью и битумами.

Особенностью этих месторождений является высокая вязкость нефти 10000-45000 мПа\*с (например вода обладает вязкостью 1 мПа\*с). Методы разработки месторождений таких нефтей должны обеспечить повышение параметра текучести нефти путем снижения вязкости для ее откачки.

Лидеров на мировом нефтяном рынке добычи тяжелой нефтью и битумами является Канада, которая обладает огромными запасами битумных песков

оцениваемых 259,1 – 400 млрд.м<sup>3</sup>, при этом компании работающие с тяжелыми нефтями являются и разработчиками новых технологий добычи [36].

Работа [37] посвящена технологии и методам разработки тяжелых нефтей и природных битумов, которые разделяют их на три группы: - карьерные и шахтные способы, - "холодные" методы добычи и - тепловые методы. Сопосо Phillips провела анализ месторождений высоковязких нефтей и битума в Казахстане с целью определения наиболее целесообразных технологий для этих месторождений. На рисунке 1.8 представлены предпочтительные технологии для высоковязких месторождений в Казахстане [38].



Рисунок 1.8 – Методы разработки высоковязких нефтей

Как показано на рисунке 1.8, наиболее разумными технологиями для добычи нефти в Казахстане являются SAGD и VAPEX. Выбор между методами зависит от геологических условий, физико-химических характеристик, текущего состояния месторождения, объемов запасов и других факторов.

Для месторождения, где продуктивные пласты с высоковязкой нефтью расположены на расстоянии от 200 м до 1000 - 1500 м, и более, наиболее эффективными являются методы добычи, связанные с применением тепла. К методам относятся такие методы [39]:

- циклическое нагнетание пара;
- вытеснение нефти паром;
- парогравитационный режим закачки;
- экстракция растворителем в паровой фазе.

Из названных, тепловых методов добычи, в Канаде, Венесуэлле, России очень хорошо себя зарекомендовала технология парогравитационного дренажа нефти. Технология парогравитационного воздействия успешно внедрены на месторождениях: Cold Lake Orion (Канада), Orinoc Belt (Венесуэла), Ашальчинское (Россия) и других.

С технологической, экономической и с экологической точек зрения перспективным направлением повышения эффективности технологии SAGD является использование углеводородных растворителей. Разработан целый ряд модификаций SAGD [40, 41]:

- ES-SAGD – парогравитационное воздействие с добавкой растворителя [42, 43];

- SAP – процесс с добавкой растворителя [44];

- SAS – чередование закачки пара и растворителя [45].

При этом, также существуют менее популярные модификации метода SAGD.

Считается, что проекты с использованием SAGD будут успешными при выполнении следующих условий:

- точного описания резервуара;

- рациональное использование тепловой энергии в резервуаре;

- понимание механизма перемещения потоков;

- понимание геомеханики пласта (взаимодействие жидкости и пласта при повышенных температурах и давлении) [46].

Так же отмечаны скрининговые исследования, в которых рассмотрены ключевые вопросы проектирования SAGD, где они поддерживают важность следующих элементов для успешной работы SAGD:

- улучшение восстановительного процесса для получения преимуществ от геомеханики процесса;

- достижение высокой производительности;

- гарантия больших запасов;

- определение оптимального применения (конфигурация скважины, условия нагнетания добычи и закрытия скважины).

Хотя SAGD выглядит очень простым в теоретическом плане, ряд авторов указывает на некоторые подводные камни, касающиеся данного механизма. Несмотря на всю свою привлекательность, SAGD имеет тенденцию к чрезмерному использованию пара, так как вся часть истощенного резервуара нагревается до температуры пара, тогда как во избежание конусообразования пара необходимо нагревать резервуар только рядом с эксплуатационной скважиной [47]. Оптимальным считается нагрев продуктивного пласта между нагнетательной и добывающей скважинами. Высокие тепловые потери наблюдаются при нагреве верхней части резервуара.

Несколько критических статей о теории SAGD, в которых отмечается:

- теория касается потока одной жидкости;

- давление пара постоянно в паровой камере;

- только пар поступает в паровую камеру, насыщение нефти является остаточным;

- передача тепла впереди паровой камеры для холодной нефти.
- Проблем, касающихся оригинальной теории Батлера по [48]:
- *потоку конденсата*: с таким большим количеством конденсата, конвекция, как ожидается, будет доминирующим механизмом переноса тепла;
  - *геологии*: геология образования может иметь огромное влияние на рост паровой камеры;
  - *2D, так и 3D-модели*: двумя важными недостающими факторами являются наличие потока в двух горизонтальных скважинах, а также эффект ствола скважины, когда они пробурены с поверхности, а не из туннелей;
  - *геомеханические эффекты*: эффекты SAGD на геомеханике пласта недостаточно изучены.

Также существуют потенциальные проблемы и ограничения SAGD, такие как:

- контроль песка;
- наличие горячих сточных вод и высокой обводненности добываемой продукции;
- частая смена режимов (что делает управление SAGD проектов трудоемким процессом);
- ухудшение производства на поздних стадиях;
- высокие эксплуатационные расходы.
- интенсивный ввод энергии и сверхнормативные выбросы CO<sub>2</sub>;
- затраты на последующую обработку продукта водными процедурами [49].

При всех высказанных замечаниях технологии SAGD является относительно новой, не достаточно изученной и перспективной, поэтому применение SAGD для разработки продуктивных пластов с высоковязкой нефтью представляет большой научный и практический интерес.

### 1.3 Схематический рост паровой камеры в процессе SAGD

Главной особенностью SAGD является процесс закачки пара в резервуар, посредством горизонтальной скважины, что обеспечивает подогрев нефти в области верхней скважины и стекание нефти к добывающей скважине. Данная технология предусматривает, что при закачке пара, температура в зоне насыщения паром является такой же, как температура закачиваемого пара. Пар движется в направлении периметра паровой камеры и конденсируется. Тепло от пара передается за счет теплопроводности в окружающий резервуар. Механизм вытеснения высоковязкой нефти паром заключается в расширении паровой камеры вверх и в стороны вследствие низкой плотности пара по сравнению с другими фазами, то есть в данном процессе существует два вида потока: поток на верхней части и вдоль склонов паровой камеры. Нагнетаемый пар стремится в верхнюю часть пласта, как показано на рисунке 1.9 [50, 51].

На границе паровой камеры пар конденсируется при передаче тепла породе и нефти, а прогретая нефть вытесняется сконденсировавшимся паром и под действием силы тяжести стекает вниз. Добыча нефти при данном способе

осуществляется под действием двух факторов: гравитационного и вытеснением под давлением. Паровой конденсат и нагретый поток нефти течет в добывающую скважину [52].

Первоначальная фаза запуска завершается, как правило, после нескольких месяцев циркуляции пара в верхней и нижней горизонтальных скважинах, когда обнаруживается четкая связь между двумя скважинами. Верхняя скважина переводится в режим закачки пара, а нижняя - в режим добычи. При закачке пара в пласт зона вокруг нагнетателя будет подвергаться воздействию пара, а механизм теплообмена вызовет приток нефти и приведет к росту паровой камеры.

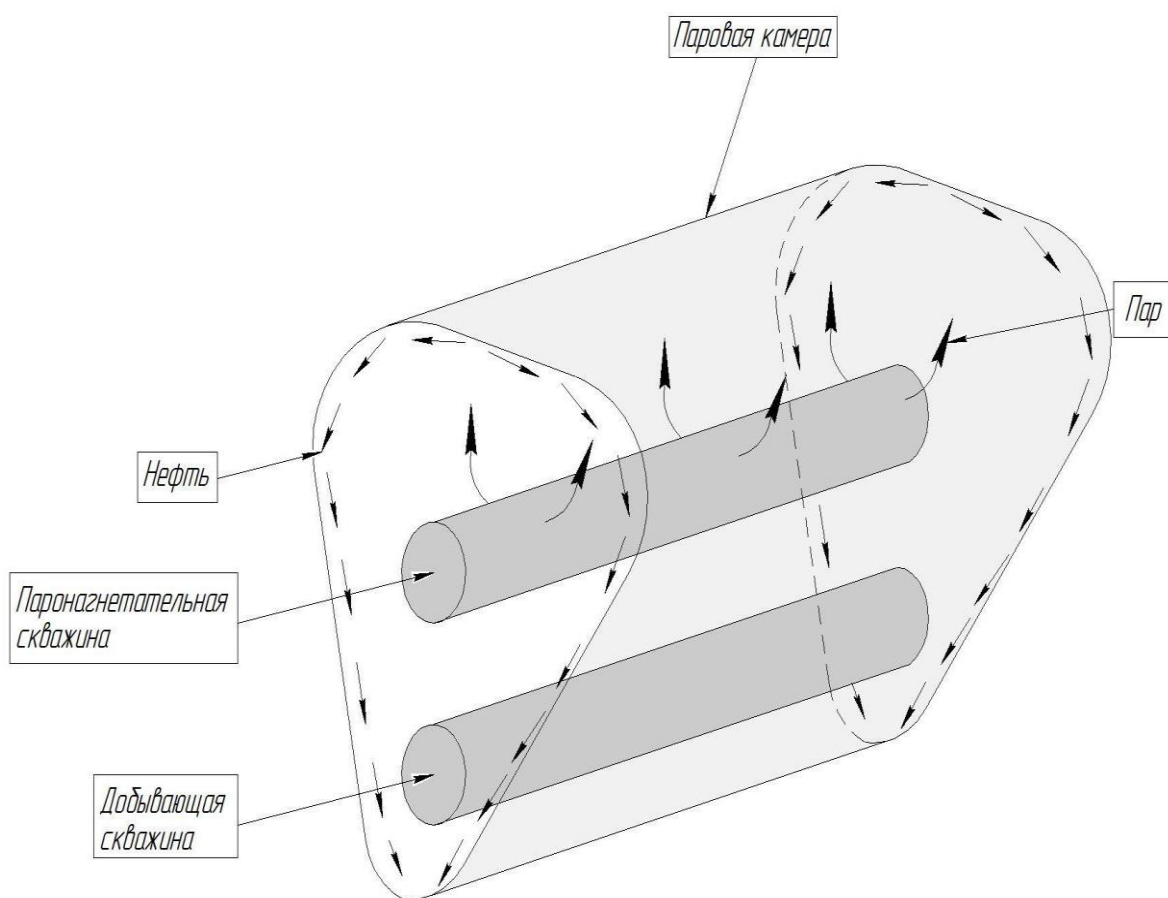


Рисунок 1.9 - Схема парогравитационного дренажа

После того как паровая камера растет по вертикали и достигает верхнего барьера, доминирующим механизмом роста паровой камеры становится боковой рост. Модель Батлера, первоначально предложенная Батлером и др. (1991 г.), дала аналитическое решение для SAGD, когда паровая камера достигла породы в верхней части нефтесаночного слоя. Экспериментальное моделирование также проводилось для доказательства возможности SAGD, например, Chung и Butler (1988). Однако в теории модели Батлера, которая показана на рисунке 1.10, не учитывается влияние геомеханики.

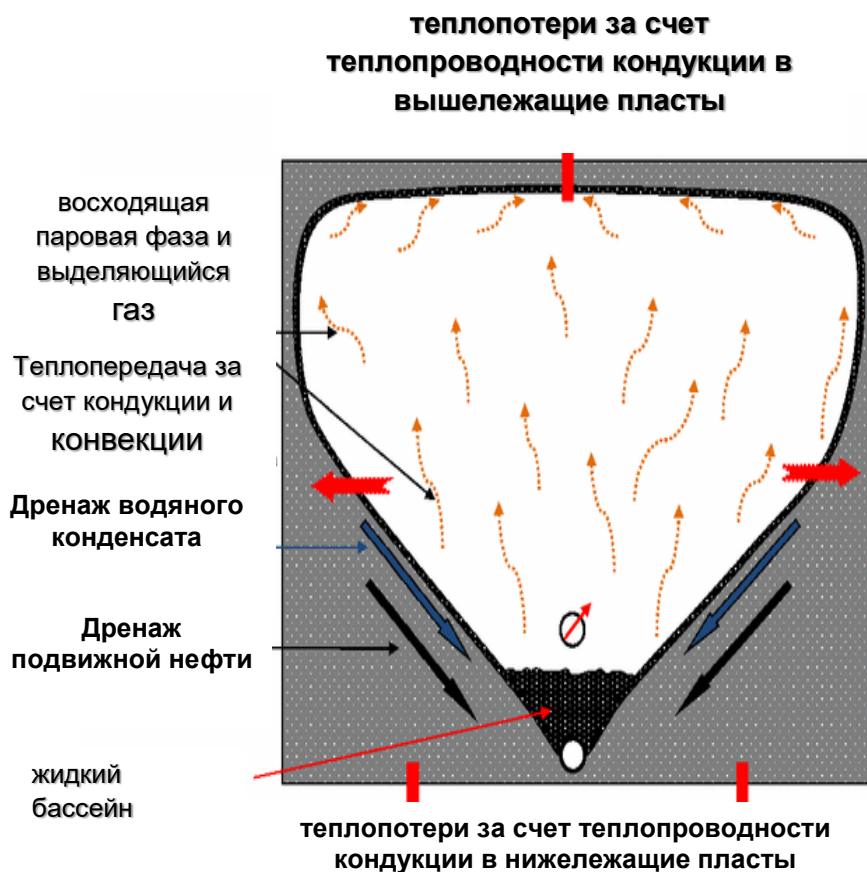


Рисунок 1.10 - Процесс гравитационного дренажа с помощью пара (SAGD), от Батлера (1991)

Геомеханика описывает процесс, в котором деформации и механические разрушения, вызванные напряжением, изменяют исходные свойства пласта. Учет геомеханики при моделировании позволяет определить, почему увеличивается проницаемость и пористость. Это справедливо и для многих последующих моделей, разработанных на основе первоначальной теории Батлера, таких как Reis (1992 и 1993), Akin (2005), Liang (2005) и Nukhaev et al. (2006) [48, 50].

Во всех названных выше моделях для проверки точности и подтверждения модели использовались данные мелкомасштабных лабораторных испытаний или численные симуляторы потока. Проблема с симуляторами потока очевидна: они решают гидротермические уравнения, а геомеханика игнорируется. Поэтому те модели, которые были проверены на симуляторах течения, могут быть использованы в качестве замены симулятора течения (не полного физического). Те модели, которые были проверены на лабораторных испытаниях, недостаточно отражают полную физику процесса, то есть эти модели не могут предсказать процесс SAGD в реальном пласте. Важная причина кроется в подготовке лабораторных испытаний. Лабораторные испытания, проведенные для проверки аналитических моделей, не учитывали геомеханических эффектов и поэтому не могут быть использованы для вывода о влиянии геомеханических процессов на физику SAGD. Синтетически воспроизводимый в лабораторных



условиях нефтяной песок не имеет естественной взаимосвязанной структуры, о которой писали Dusseault и Morgenstern (1978). Кроме того, в экспериментальных моделях не учтены эффекты наддува и скорость испытания. Таким образом, геомеханический эффект отсутствует как в модели, так и в наборе данных, и поэтому только модели течения могут успешно соответствовать лабораторным испытаниям.

Важность учета геомеханики при моделировании и проектировании SAGD подтверждается многими исследованиями (например, Chalaturnyk, 1996, Li, 2006, Collins, 2007). Очень распространенным решением, позволяющим учесть влияние геомеханики при моделировании задачи SAGD, является численное моделирование. Обычно предлагаются методики сопряжения. Как правило, такие итеративно или последовательно связанные модели пласта - геомеханики имеют очень большое время выполнения, что делает их в настоящее время непригодными для включения в замкнутые рабочие процессы управления пластом в проектах SAGD. В идеале необходимо иметь быстродействующую модель с низким уровнем сложности, способную отразить важную или наиболее значимую геомеханическую физику и ее влияние на процесс SAGD. В следующем разделе описан первый этап включения геомеханики в аналитическую модель SAGD батлеровского типа (вариант модели Рейса).

## **1.4 Пути расширения области применения метода SAGD**

Метод парогравитационного дренажа (SAGD) представляет собой процесс термической регенерации, который широко используется для извлечения тяжелой сырой нефти и битума. Ниже описаны несколько существующих способов расширения области применения.

### **1.4.1 Использование растворителя**

Добавление в пар таких растворителей, как пропан, бутан или этан, может снизить отношение пара к нефти (SOR) и улучшить степень извлечения. Было показано, что этот метод, называемый SAGD с помощью растворителя (SA-SAGD), увеличивает коэффициент извлечения в коллекторах с низкой проницаемостью и высокой вязкостью.

Запасы тяжелой нефти многочисленны, но их трудно извлекать из-за их высокой вязкости и низкой проницаемости. Гравитационный дренаж с помощью пара (SAGD) - это проверенный метод термической добычи тяжелой нефти, но он имеет ограничения при добыче нефти из низкопроницаемых коллекторов. SAGD с помощью растворителя (SA-SAGD) - многообещающий метод, который в последние годы привлек внимание к повышению нефтеотдачи таких коллекторов. В работе представлен подробный обзор SA-SAGD, включая его принципы, преимущества, ограничения и возможные применения [53].

Залежи тяжелой нефти составляют значительную часть мировых запасов нефти, но их добыча остается серьезной проблемой из-за их высокой вязкости и низкой проницаемости. В последние годы методы термической добычи, такие

как SAGD, доказали свою эффективность при извлечении тяжелой нефти. Однако SAGD имеет ограничения по добыче нефти из низкопроницаемых коллекторов. Следовательно, существует необходимость в разработке новых технологий, которые могут повысить нефтеотдачу таких пластов. SAGD с помощью растворителя (SA-SAGD) — перспективный метод, сочетающий пар и растворителя для повышения нефтеотдачи пластов с низкой проницаемостью.

SA-SAGD включает добавление растворителей, таких как пропан, бутан или этан, к пару для создания паровой камеры, которая снижает отношение пара к маслу (SOR) и повышает степень извлечения. Растворители снижают вязкость нефти, уменьшают межфазное натяжение и создают более проницаемые каналы, что позволяет пару глубже проникать в пласт и прогреть больше нефти. Растворитель также действует как вытесняющая жидкость, подталкивающая нефть к добывающей скважине.

SA-SAGD имеет ряд преимуществ по сравнению с обычным SAGD. Было показано, что он увеличивает скорость извлечения и снижает SOR, что может привести к экономии средств. SA-SAGD также может снизить потребление энергии, необходимой для производства пара, что снижает выбросы парниковых газов. Кроме того, SA-SAGD можно использовать в пластах с низкой проницаемостью, что расширяет область применения метода SAGD [54].

Несмотря на свои преимущества, SA-SAGD имеет некоторые ограничения. Одной из основных проблем является выбор подходящего растворителя, который может эффективно снизить вязкость нефти и повысить коэффициент извлечения. Кроме того, стоимость растворителей и их восстановление могут увеличить общую стоимость проекта. Кроме того, использование растворителей может потенциально вызвать экологические проблемы, если с ними не обращаться и не утилизировать должным образом.

SA-SAGD обладает потенциалом для повышения добычи тяжелой нефти из низкопроницаемых коллекторов в различных частях мира. Его применение может быть особенно полезным в коллекторах с высоковязкой нефтью, таких как битуминозные пески Атабаска в Канаде. SA-SAGD также можно комбинировать с другими технологиями, для повышения нефтеотдачи из нетрадиционных коллекторов [55].

SA-SAGD - многообещающая технология, которая может увеличить нефтеотдачу из низкопроницаемых коллекторов. Он сочетает в себе преимущества SAGD и закачки растворителя, что может привести к более высокой степени извлечения и более низкому потреблению энергии. Однако выбор подходящего растворителя, правильное обращение с ним и его утилизация требуют дальнейших исследований. Тем не менее, SA-SAGD имеет потенциал для расширения области применения SAGD и повышения эффективности извлечения запасов тяжелой нефти в различных частях мира [56].

#### **1.4.2 Использование электромагнитного нагрева**

Электромагнитный (ЭМ) нагрев - это новый процесс рекуперации тепла, в котором для нагрева резервуара используются переменные магнитные поля.

Этот метод можно комбинировать с SAGD для повышения эффективности нагрева и снижения потребности в паре.

Электромагнитный нагрев является относительно новым методом, который можно использовать в сочетании с гравитационным дренированием пара (SAGD) для повышения эффективности нагрева и снижения потребности в паре для извлечения тяжелой нефти. Метод включает использование переменных магнитных полей для нагрева пласта и мобилизации нефти. Целью данной статьи является обзор метода электромагнитного нагрева и его потенциального применения при добыче нефти. В документе также обсуждаются преимущества сочетания электромагнитного нагрева с SAGD и потенциальные проблемы, связанные с этим методом [57].

Сочетание электромагнитного нагрева с SAGD может повысить эффективность процесса нагрева и снизить потребность в паре. Метод электромагнитного нагрева можно использовать для предварительного нагрева резервуара перед началом процесса SAGD, уменьшая количество пара, необходимого для достижения необходимых температур. Кроме того, в процессе SAGD можно использовать электромагнитный нагрев в дополнение к теплу, выделяемому за счет впрыска пара. Это может уменьшить количество требуемого пара и повысить эффективность процесса.

Преимущества сочетания электромагнитного нагрева с SAGD включают снижение потребности в паре, повышение эффективности нагрева и увеличение коэффициента извлечения нефти. Кроме того, электромагнитный нагрев можно использовать в низкопроницаемых коллекторах, где SAGD не эффективен. Тем не менее, есть также некоторые проблемы, связанные с этой техникой. Стоимость оборудования, необходимого для электромагнитного нагрева, может быть высокой, а метод требует хорошего понимания свойств коллектора, чтобы быть эффективным [58].

Электромагнитный нагрев - это новая технология, которую можно использовать в сочетании с SAGD для повышения эффективности добычи тяжелой нефти. Метод включает использование переменных магнитных полей для нагрева пласта и снижения вязкости тяжелой нефти. Комбинируя электромагнитный нагрев с SAGD, можно снизить потребность в паре и повысить эффективность процесса. Хотя с этим методом связаны проблемы, преимущества сочетания электромагнитного нагрева с SAGD делают его многообещающим вариантом для добычи тяжелой нефти [59].

### **1.4.3 Циклическая обработка паром (CSS)**

Была широко используемым методом термической добычи для пластов с тяжелой нефтью. Однако традиционная CSS с вертикальными скважинами имеет некоторые ограничения, особенно в низкопроницаемых коллекторах. Горизонтальные скважины могут обеспечить большую площадь контакта между паром и пластом, что приводит к увеличению коэффициента извлечения. Тематическое исследование показало [60], что метод CSS с горизонтальными

скважинами может увеличить коэффициент извлечения до 20% в некоторых коллекторах.

Циклическая обработка паром (CSS) широко используется для повышения нефтеотдачи (EOR) в пластах с тяжелой нефтью. Этот метод предполагает закачку пара в пласт через вертикальную скважину. Тепло от пара снижает вязкость нефти, облегчая ее поступление в добывающую скважину. Однако CSS имеет некоторые ограничения, особенно в пластах с низкой проницаемостью, где паровая камера может не расширяться в достаточной степени для мобилизации нефти. Одним из возможных решений этой проблемы является использование горизонтальных скважин. Горизонтальные скважины могут обеспечить большую площадь контакта между паром и пластом, что приводит к увеличению коэффициента извлечения.

Метод CSS с горизонтальными скважинами включает бурение горизонтального ствола скважины через пласт и последующую закачку пара в пласт через горизонтальный ствол скважины. Пар нагревает резервуар, уменьшая вязкость нефти и улучшая его подвижность. Нефть течет к добывающей скважине под действием силы тяжести и разницы давлений. Через определенный промежуток времени закачку пара прекращают и дают скважине некоторое время пропитаться. Затем добывающую скважину открывают и добывают нефть. Этот процесс можно повторять несколько раз, пока не будет достигнут желаемый коэффициент извлечения.

Использование горизонтальных скважин при применении метода CSS показало свою эффективность на некоторых коллекторах. Большая площадь контакта между паром и резервуаром приводит к увеличению скорости извлечения. В работе [61] приведены результаты исследований в пласте, где успешно применялся метод CSS с горизонтальными скважинами. Результаты показали, что коэффициент извлечения увеличился до 20% по сравнению с традиционным методом CSS с вертикальными скважинами.

#### **1.4.4 Неконденсирующиеся газы**

Закачка неконденсирующихся газов, таких как азот, двуокись углерода или дымовые газы, может снизить потребность в паре и повысить степень регенерации. Этот метод, называемый SAGD с неконденсируемым газом (NCG-SAGD), показал свою эффективность в некоторых коллекторах [62].

Метод парогравитационного дренажа (SAGD) широко используется для извлечения тяжелой нефти из глубоких подземных резервуаров. Однако традиционный метод SAGD имеет некоторые ограничения, в том числе высокое отношение пара к нефти и ограниченный коэффициент извлечения в низкопроницаемых коллекторах. В качестве решения этих ограничений был предложен метод SAGD с неконденсируемым газом (NCG-SAGD).

Основной принцип NCG-SAGD заключается в том, что неконденсируемые газы, закачиваемые в пласт вместе с паром, вытесняют часть нефти, снижая отношение пара к нефти и улучшая коэффициент извлечения. Газы также препятствуют потерям тепла из резервуара, что помогает уменьшить количество

требуемого пара. Газы, закачиваемые в пласт, должны иметь низкую растворимость в нефти и воде, чтобы предотвратить любое неблагоприятное воздействие на работу пласта [63].

Основное преимущество NCG-SAGD заключается в том, что он снижает потребность в паре и повышает коэффициент извлечения, что делает его привлекательным вариантом для добычи нефти в низкопроницаемых коллекторах. Однако использование неконденсируемых газов может привести к увеличению производственных затрат из-за дополнительного оборудования, необходимого для закачки газа. Кроме того, важен выбор газов, так как некоторые газы могут оказывать негативное влияние на работу коллектора.

Было проведено несколько успешных тематических исследований NCG-SAGD в различных нефтяных пластах по всему миру [64]. Например, исследование, проведенное на нефтеносных песках Атабаски в Канаде, показало, что использование закачки дымовых газов вместе с паром в процессе SAGD снизило отношение пара к нефти на 30% и повысило степень извлечения на 5%. Другое исследование, проведенное на месторождении тяжелой нефти в Китае, показало, что использование закачки азота вместе с паром в процессе SAGD повысило степень извлечения на 15%.

NCG-SAGD - многообещающий метод термической добычи, который показал успех в повышении скорости извлечения и снижении потребности в паре в некоторых нефтяных пластах. Однако выбор газов и дополнительные затраты на закачку газа должны быть тщательно продуманы до внедрения метода. Необходимы дальнейшие исследования, чтобы полностью понять потенциал NCG-SAGD в различных типах нефтяных пластов.

#### **1.4.5 Расширенное моделирование коллектора**

Передовые методы моделирования коллектора могут помочь определить оптимальное расстояние между скважинами, скорость закачки и паронефтяное отношение для данного пласта. Это может помочь оптимизировать процесс SAGD и повысить скорость извлечения.

Залежи тяжелой нефти и битума сложно разрабатывать из-за их высокой вязкости и низкой проницаемости. SAGD — это эффективный процесс термической добычи, который включает закачку пара в пласт для снижения вязкости нефти и улучшения ее подвижности. Однако процесс SAGD сложен и требует тщательного планирования и оптимизации, для обеспечения максимального извлечения и минимального воздействия на окружающую среду.

Усовершенствованные методы моделирования коллектора, такие как численное моделирование и сопоставление с историей, могут помочь оптимизировать процесс SAGD путем прогнозирования поведения флюида и производительности коллектора. Эти методы могут помочь определить оптимальное расстояние между скважинами, скорость закачки и соотношение пара и нефти для данного коллектора, тем самым повышая коэффициент извлечения и снижая SOR [65].

Численное моделирование включает в себя построение трехмерной модели резервуара и моделирование потока жидкости и теплообмена в процессе SAGD. Этот метод может помочь спрогнозировать работу коллектора при различных условиях эксплуатации и оптимизировать параметры процесса. Например, численное моделирование может помочь определить оптимальное расстояние между скважинами и скорость закачки, чтобы максимизировать коэффициент извлечения и снизить SOR.

Адаптация истории включает сравнение результатов моделирования с промысловыми данными для калибровки модели резервуара и повышения ее точности. Этот метод может помочь выявить неопределенности и улучшить прогнозирование характеристик коллектора. Например, сопоставление истории может помочь определить неоднородность резервуара и настроить параметры модели для соответствия промысловым данным.

Несколько тематических исследований продемонстрировали эффективность передовых методов моделирования коллектора в оптимизации процесса SAGD и повышении нефтеотдачи. Например, использовалось численное моделирование для оптимизации размещения скважин и скорости закачки для проекта SAGD в месторождении тяжелой нефти. Исследование показало, что уменьшение расстояния между скважинами и увеличение скорости закачки может улучшить коэффициент извлечения и снизить SOR [66].

Усовершенствованные методы моделирования коллектора могут помочь оптимизировать процесс SAGD и повысить коэффициент извлечения за счет определения оптимального расстояния между скважинами, скорости закачки и соотношения пара и нефти для данного пласта. Численное моделирование и сопоставление с историей являются мощными инструментами, которые могут помочь прогнозировать характеристики коллектора и калибровать параметры модели. Применение этих методов может привести к значительному улучшению процесса SAGD и снижению воздействия добычи тяжелой нефти на окружающую среду.

В целом, эти методы могут помочь расширить область применения метода SAGD и улучшить коэффициент извлечения в коллекторах с тяжелой нефтью и обеспечить:

**Увеличение охвата резервуара** - охват резервуара относится к объему резервуара, контактировавшему с паром во время процесса SAGD. Увеличивая охват пласта, можно извлекать больше нефти. Одним из способов увеличения охвата коллектора является бурение большего количества пар скважин или увеличение горизонтального участка скважин. Это позволяет увеличить закачку пара и увеличить охват резервуара.

**Улучшение качества пара** - качество пара относится к чистоте пара, впрыскиваемого в резервуар. Улучшая качество пара, можно доставить в пласт больше тепла, что может привести к увеличению добычи нефти. Одним из способов улучшения качества пара является удаление примесей, таких как растворенные газы, минералы и твердые частицы, из питательной воды, используемой для производства пара.

**Оптимизация размещения пар скважин** - размещение пар скважин важно в SAGD, так как оно определяет охват пласта и распределение закачиваемого пара. За счет оптимизации размещения пар скважин из пласта можно извлечь больше нефти. Это может быть достигнуто с помощью компьютерного моделирования и моделирования для определения наиболее эффективного размещения пары скважин.

**Повышение рабочей температуры** - повышение рабочей температуры может повысить эффективность процесса SAGD за счет снижения вязкости нефти и дает возможность разрабатывать глубоко залегающие коллектора. Этого можно добиться за счет повышения температуры закачиваемого пара, что приведет к нагреву пласта и снижению вязкости нефти, что облегчит ее извлечение.

### **Выводы. Постановка задач исследования**

#### **Выводы**

1. Тепловые методы воздействия на пласты с высоковязкой нефтью, в настоящее время, являются наиболее эффективными и рентабельными.
2. Метод парогравитационного воздействия на пласт (SAGD) в настоящее время является одним из самых перспективных для добычи высоковязких нефтей, но имеет ограничение по глубине залегания продуктивных пластов не более 500 м.
3. Резервуары с высоковязкими и тяжелыми нефтями относятся к сложно построенным коллекторам и представляют собой эксплуатационные объекты с труднодоступными запасами нефти.
4. Существующие методы расширения области применения метода SAGD не решают вопрос применения данного метода к продуктивным пластам залегающим на глубинах от 1000 до 1500 м.

### **Постановка задач исследования**

**Цель:** расширение области применения метода парогравитационного воздействия (SAGD), для продуктивных пластов с высоковязкой нефтью залегающих на глубинах 1000 - 1500 м.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Анализ существующих путей расширения применения метода парогравитационного воздействия (SAGD) на продуктивный пласт с высоковязкой нефтью.
2. Аналитические исследования процесса поддержания заданной температуры пара по стволу скважины при использовании метода SAGD с термоэлектрическим модулем и построение математической модели в программе Eclipse.
3. Экспериментальные исследования процесса поддержания температуры теплоносителя на физической модели скважины при закачке пара с системой скважинного термоэлектрического модуля и без него.

4. Рассчитать ожидаемый дебит скважины при парогравитационном воздействии на продуктивный пласт с применением метода SAGD с термоэлектрическим модулем.

5. Рассчитать ожидаемый экономический эффект применения метода SAGD с термоэлектрическим модулем.



## 2 АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ ПРИ ЗАКАЧКЕ ПАРА

### 2.1 Пути снижения потерь тепла по стволу скважины при SAGD

Описана теплоизоляционная труба для нефтедобычи [67], которая включает в себя внутреннюю трубу с многослойной экранной изоляцией, наружную трубу и муфту. Уникальность заключается в том, что внутренняя труба выполнена цельной с профилированными концами, а наружная труба удлинена перед монтажом. Наружная труба снабжена конусно-упорной резьбой, седлом и клапаном, равноудаленными от конца трубы. После герметизации седла обваривается вакуумно-плотным швом. Внутренние и наружные трубы изготовлены из одного материала и обварены вакуумно-плотными швами. Между слоями экрана расположены центрирующие кольца и газопоглотитель. В межтрубном пространстве создан вакуум, обратная муфта на наружные трубы. Уплотнительная втулка снабжена канавкой и поджимает профилированные концы внутренней трубы к наружной трубе.

Недостатком этого метода является относительно высокий уровень теплопотерь, вызванный ограниченным качеством теплоизоляции в пространстве между трубами, а также увеличенным расходом металла.

Имеется также теплоизолированная труба [68], для производства которой предложен способ, включающий покрытие внутренней поверхности трубы силикатно-эмалевым составом, нанесение на внешнюю поверхность многослойной экранной теплоизоляции с использованием сорбента в качестве газопоглотителя между слоями, образующими конусно-упорную резьбу на концах трубы, установка внутренней трубы внутри наружной с использованием центраторов, герметизация сваркой межтрубного пространства вакуумно-плотными швами с боковых торцов трубы, создание вакуума в пространстве между трубами в пределах  $10^{-8}$  -  $10^{-10}$  мм рт.ст. и установка уплотнительных колец в стыке термоизолированных труб при их муфтовом соединении.

К недостаткам способа относится низкая способность поддержания температуры пара по длине колонны НКТ и повышенный расход металла.

Известен так же метод теплоизоляционного покрытия НКТ на основе базальтовых волокон [69]. Данный материал обладает низким коэффициентом теплопроводности, тем самым обеспечивает снижение теплопотерь и повышает эффективность применения тепловых методов. Теплоизоляционные покрытия на основе базальтовых волокон представляют собой эффективное решение для теплозащиты нефтяных кустов. Базальтовые волокна, используемые в этом материале, обладают всеми теплоизоляционными свойствами, а также химической стойкостью. Этот материал обеспечивает надежную защиту от теплопотерь, поддержание стабильных температурных условий в системе нефтедобычи. Покрытие легко монтируется и обеспечивает длительный срок службы, что делает его применимым к использованию в нефтяной промышленности.

К недостаткам данного способа относится то, что теплоизоляционный материал изготавливается в виде скорлуп для НКТ, так как применение длинных цилиндрических покрытий (более 1 м) не предоставляется возможным из-за технологии нанесения базальтовых волокон.

## **2.2 Предлагаемый способ расширения области применения метода SAGD**

Для расширения области применения метода SAGD в работе предложено использовать нагревательный кабель, позволяющий решить одну из главных сдерживающих факторов широкого использования метода увеличения диапазона применения метода SAGD по глубине скважины. В настоящее время, как уже отмечалось ранее, предельная глубина применения данного метода 400 – 500 метров.

### **2.2.1 Кабели используемые для прогрева нефтяных скважин**

В последнее время в промышленности широко используются нагревательные кабели для поддержания оптимальной температуры в трубопроводах постоянного назначения, а также в резервуарах, емкостях и цистернах в рамках технологических систем. В нефтегазовой отрасли их широко используют для борьбы с отложениями парафина [70, 71, 72]. Нагревательные кабели внешне схожи с силовыми кабелями, однако существенно от них отличаются.

Силовые кабели служат для передачи электроэнергии к нагрузке с наименьшими потерями. Нагревательные кабели отличаются от силовых тем, что сами являются распределителями нагрузки, т.е. все напряжение, подаваемое на нагревательный кабель, падает в нем и при этом происходит рассеивание энергии в виде тепловых потерь [73, 74]. Существует три основных типа нагревательных кабелей, получивших наибольшее распространение: зональные, резистивные и саморегулирующиеся.

Зональные кабели не получили распространения как резистивный обогрев ствола скважины при эксплуатации нефтегазовых скважин. Это обусловлено тем, что конструкция зональных кабелей является достаточно сложной, требует специальных технологических операций и применение особых материалов. Это приводит к снижению надежности конструкции и более высокой стоимости изделия по сравнению с резистивными кабелями.

В резистивных кабелях, которые работают на постоянной мощности, выделяется тепло из-за потери напряжения, возникающей из-за сопротивления в нагревательных проводах. Особенность работы таких резистивных конструкций заключается в использовании большей силы тока и повышенного сопротивления. Чем выше сопротивление, тем больше тепла будет предпочитаться.

Продукты резистивного типа не оборудованы автоматической системой регулирования движения. Для повышения эффективности часто используется управляющее оборудование, исключительно термостаты и датчики.

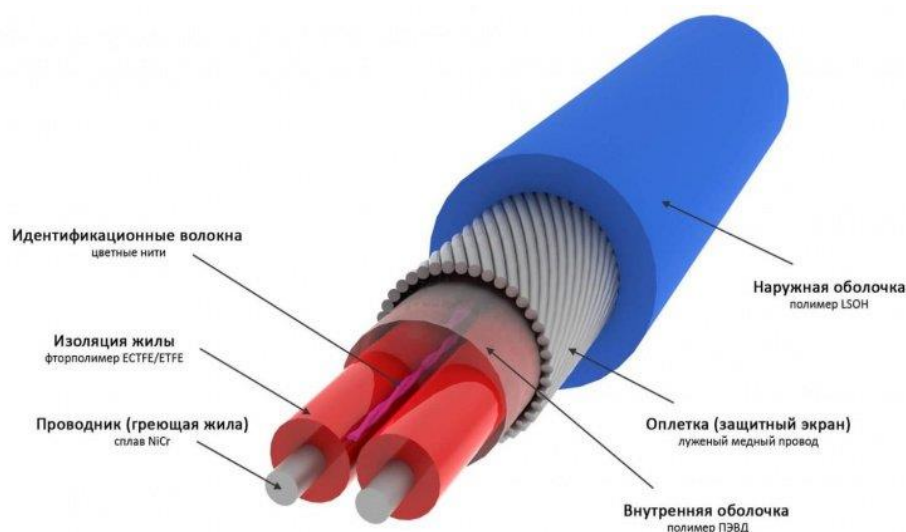


Рисунок 2.1 – Конструкция резистивного кабеля

К преимуществам резистивного нагревателя относятся низкая стоимость, равномерная мощность на всей длине, отсутствие необходимости в пусковом токе и долгий срок службы, достигающий до 15 лет. Однако у нагревателя этого типа есть свои недостатки, такие как повышенный риск перегрева в одном месте из-за высокой интенсивности по всей длине. Также соблюдать фиксированную длину изделий, которые нельзя изменять, а в случае вывода из строя отдельного участка необходима замена всего кабеля.

Саморегулирующийся греющий кабель (греческий кабель) – это тип греющего кабеля, который автоматически регулирует выход тепла в зависимости от температуры окружающей среды. В этом кабеле греющие элементы встроены в полупроводящую матрицу, сопротивление которой меняется в зависимости от температуры. Таким образом, кабель может обеспечить разную мощность теплоотдачи на различных участках. Кабель подсоединяется к электросети с одной стороны и может быть подсоединен и перекрещен при монтаже, а также использован в достаточной длине. В случае достижения предельного значения сопротивления полупроводник отключает подачу питания.

Преимущества саморегулирующегося греющего кабеля:

- высокая надежность, устройство не перегреется и не сгорит даже при перехлесте участков;
- его технологические особенности позволяют нарезать кабель на удобные секции, что облегчает монтажные и ремонтные работы;
- автоматическая регулировка тепла в зависимости от температуры окружающей среды;

- простота монтажа - возможность скрещивания, сращивания и отрезки кабеля по нужной длине;
- минимальный риск перегрева, возможность замены вышестоящих участков конструкции;
- высокий коэффициент полезного действия и существенная экономика энергетики;
- протяженность кабеля до 3000 метров;
- долгий срок службы, достигающий 25 лет.

Недостатки:

- цена превышает стоимость резистивных кабелей.

Несмотря на более высокую стоимость, саморегулирующийся нагревательный кабель оправдывает свою цену благодаря своей передовой технологии, значительно превосходящей резистивный кабель.

Типичное применение нагревательного саморегулирующегося кабеля – поддержание температуры нефти или мазута в надземных или подземных нефтепроводах, предотвращение замерзания водоводов. Конструктивно, как показано на рисунке 2.2, нагревательный кабель представляет собой конструкцию из двух - трех параллельных нагревательных жил из медной проволоки с изоляцией из кремния органической резины, поверх которой наложена оплетка из медной луженой проволоки, и оболочкой из кремния органической резины.



Рисунок 2.2 – Нагревательный кабель

Размеры нагревательных проводников выбираются так, чтобы обеспечить желаемое тепловыделение для требуемой длины цепи. Нагревательные кабели присоединяются непосредственно к трехфазной сети питания или, при необходимости, к специальному повышающему трансформатору.

Саморегулирующиеся греющие кабели конструктивно представляют собой кабель с двумя жилами из меди, проводящими электричество, с расположенной между ними нагревающей матрицей. Основным элементом в таких устройствах — это полупроводниковая внутренняя жила, которая меняет

сопротивление с учетом температуры как показано на рисунке 2.3. Главными плюсами эксплуатации считаются:

- высокая надежность, устройство не перегреется и не сгорит даже при перехлесте участков;
- его технологические особенности позволяют нарезать кабель на удобные секции, что облегчает монтажные и ремонтные работы;
- устройство повышает КПД системы отопления и позволяет сэкономить денежные средства на электроэнергии.

Защитный экран из переплетенных медных проволок выполняет функцию заземления кабеля, что позволяет использовать его на объектах, требующих дополнительной электро- и пожаробезопасности, таких как промышленные резервуары и трубопроводы. Кроме этого оплетка защищает кабель от механических повреждений.

Внутренняя изоляция из эластомера обеспечивает герметичность кабеля защищает полупроводниковую матрицу, равномерно распределяя тепло.

Медные жилы кабеля диаметром не менее 1,3 мм обеспечивают безопасную эксплуатацию кабеля и соблюдение рабочей мощности и температуры, соответствующей классу Т6.

Зависимость мощности кабеля от температуры окружающей среды приведена в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Зависимость мощности кабеля от температуры окружающей среды

Мощность Вт/м при	-10	0	10	20	30	40	50	60
SAMREG 40-2CR	52,4	46,0	40,0	34,2	28,8	23,2	18,4	18,4

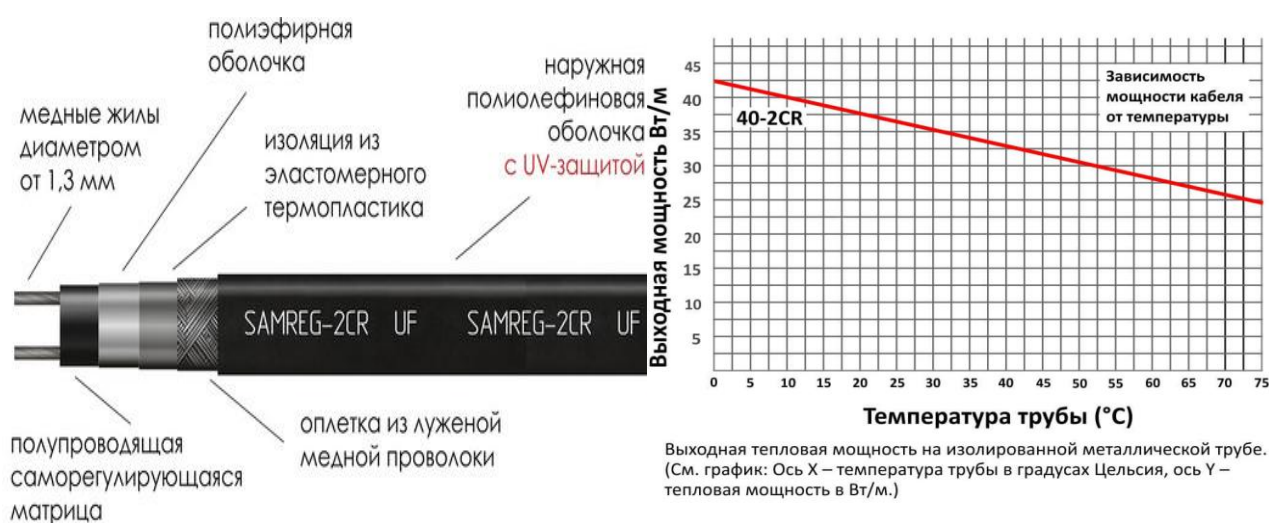


Рисунок 2.3 – Саморегулирующий кабель SAMREG-2CR

Саморегулирующейся кабель мощностью от 10 – 95 Вт/м.

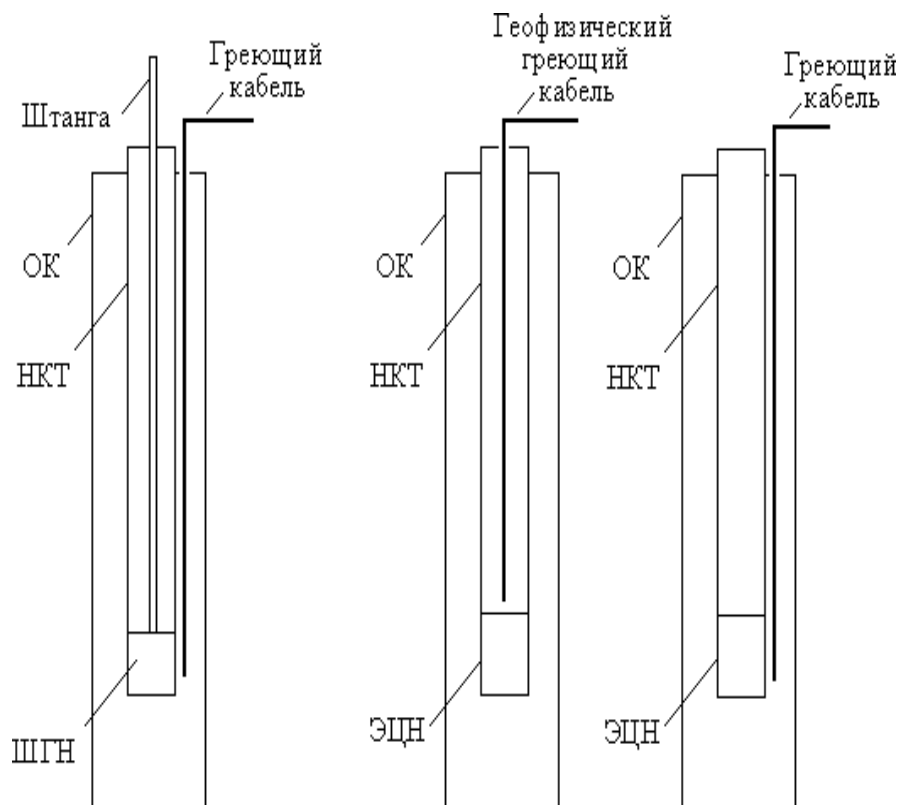
Нами для проведения экспериментально-стендовых исследований выбран саморегулирующийся кабель SAMREG 40-2CR производства Южной Корея с следующими техническими характеристиками, приведенными в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Основные технические характеристики саморегулирующегося кабеля SAMREG 40-2CR

Параметр	Характеристика
Линейная мощность	40 Вт/м.п.
Назначение	трубопровод / резервуар / кровля
Страна производства	Южная Корея
Экран	оплетка из луженой медной проволоки
Тип изоляции	полиэфир
Тип	саморегулирующийся
Вид	низкотемпературный
Применение	без взрывозащиты
Макс. температура (рабочая)	65 °С
Макс. температура (воздействия)	85 °С
Оболочка	полиолефин
Количество жил	2
Минимальная температура монтажа	-40 °С
Минимальная температура окружающей среды	-50 °С
Рабочее напряжение	220 В
Температурный класс	T6
Макс. сопротивление защитной оплетки	18.2 Ом/км
Сечение жилы	11.1 x 4.5 мм
Электропитание	трехфазное до 660 В в зависимости от условий применения
Масса (за метр)	0.07 кг
Минимальный радиус изгиба	60 мм
Гарантия	5 лет

В зависимости от способа добычи и конструкции скважины возможны различные схемы реализации электропрогрева, изображенные на рисунке 2.4 [75]:

- нагревательный кабель прокладывается по внешней поверхности НКТ;
- грузонесущий греющий кабель опускается непосредственно в НКТ.



- а) снаружи НКТ для скважин с ШГН; б) внутри НКТ для скважин с ЭЦН;  
 в) снаружи НКТ для скважин с ЭЦН

Рисунок 2.4 – Варианты расположения нагревательного кабеля

В работе [76] приведен сравнительный анализ двух вариантов размещения нагревательного кабеля. На рисунке 2.5 приведен сравнительный анализ распределения теплового поля по температуре в разрезе скважины, при расположении кабеля снаружи колонны НКТ в соответствии с рисунком 2.5а и внутри её как показано на рисунке 2.5б.

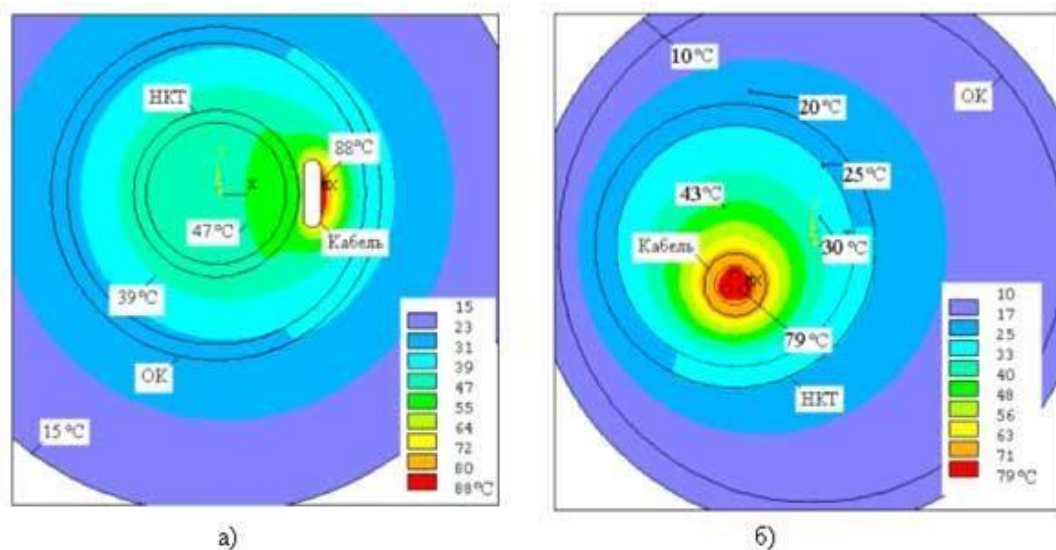


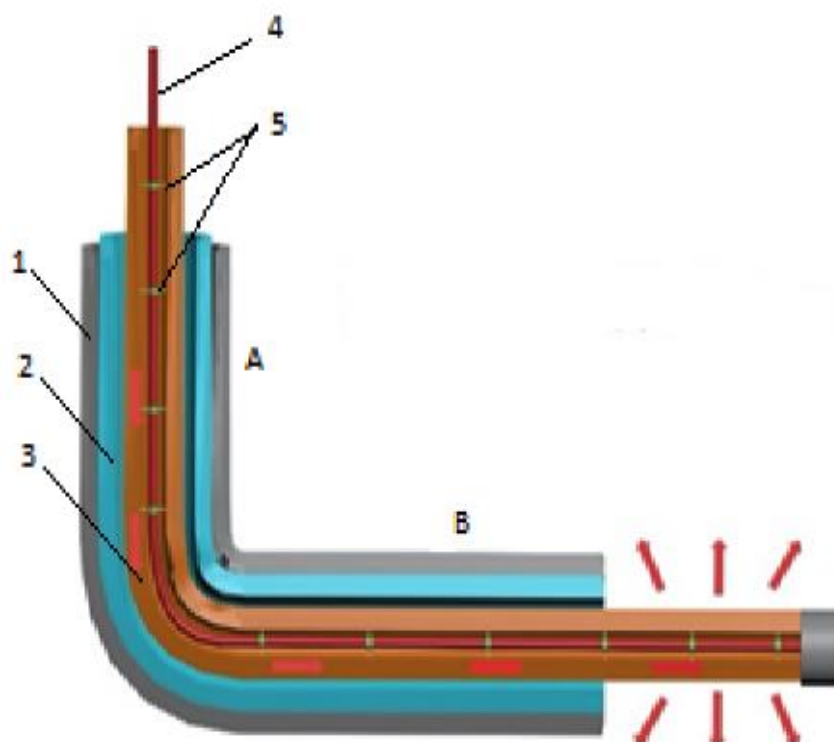
Рисунок 2.5 - Распределение температуры в поперечном сечении скважины

Убедительно доказано, что при расположении нагревательного кабеля внутри позволяет нагреть нефть в колонне НКТ до 47 °С с затратами мощности 24Вт/м в 4-ре раза меньшим значением чем при расположении кабеля снаружи колонны НКТ 100 Вт/м.

### 2.2.2 Система скважинного термоэлектрического модуля

Система скважинного термоэлектрического модуля представлена на рисунке 2.6 [77]. Техническая задача состоит в снижении потерь тепла в процессе закачки пара по колонне НКТ и снятия ограничений по глубине применения метода SAGD и ES-SAGD. Система включает в себя нагревательный плоский кабель проходящий через всю длину вертикального, наклонно-направленного и горизонтального участков колонны НКТ, а также держатели для обеспечения размещения кабеля в центре поперечного внутреннего сечения НКТ, по которому закачивается пар.

Система скважинного термоэлектрического модуля, размещаемого в колонне НКТ состоит из обсадной колонны 1, размещенной в ней колонны НКТ 3, по центру внутренней полости которой устанавливается саморегулирующийся нагревательный кабель 4, закрепляемый при помощи держателей 5 (см. рисунок 2.6). Нагревательный кабель подключается к генератору установленному вблизи устья скважины и подающему напряжение 220 В.



1 – обсадная колонна; 2 – за колонное пространство; 3 – НКТ; 4 – кабель; 5 – кабеледержатели; А – вертикальный участок скважины; В - горизонтальный участок скважины

Рисунок 2.6 - Схема системы скважинного термоэлектрического модуля



При этом, в каждую трубу вертикального участка А колонны НКТ устанавливается по одному кабеледержатель и в горизонтальном участки В - по 3 (три), что позволяет надежно обеспечить центральное расположение кабеля внутри колонны НКТ. Форма держателя кабеля показана на рисунке 2.7. Основное требование к кабеледержателю – обеспечение центровки кабеля при создании минимально возможного сопротивления потоку нагнетаемого пара.

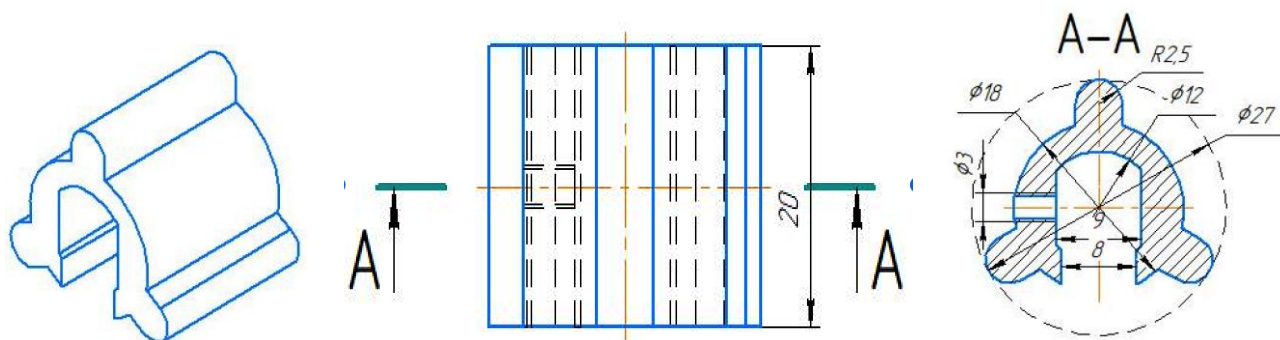


Рисунок 2.7 – Кабеледержатель

Кабель спускается в колонны НКТ, спущенную в скважину. Протяжка кабеля от устья до крайней точки горизонтального участка осуществляется при помощи специально разработанного устройства, закрепляемого к нижнему крайнему участку саморегулирующегося кабеля. На кабеле устанавливаются держатели (рисунок 2.6), до момента достижения колонной НКТ проектной глубины, затем кабель подключается к сети и в колонну НКТ через устьевую арматуру начинают закачивать нагретый пар. По мере движения пара по стволу скважины происходят теплотери за счет передачи части тепла колонне НКТ, при этом пар одновременно подогревается за счет высокого нагрева тела кабеля до температуры 110°C.

Кабель SAMREG 40-2CR, нагревательный саморегулирующийся греющий кабель (в оплетке), мощностью 40 Вт на 1 метр длины, с температурой нагрева до 110 °С, позволяет довести до продуктивного пласта пар практически с заданной на устье скважины температурой [78].

При этом, данное техническое решение способствует расширению области применения «метода парогравитационного воздействия на пласт» получившего в зарубежной литературе название методы SAGD и ES-SAGD, за счет возможности преодоления основного ограничивающего его применение фактора, а именно предельной глубины залегания нагнетательной и добывающей скважин 500-600 м, из-за потерь тепла по колонне НКТ в скважине.

Реализация предложенной системы позволяет обеспечить значительное увеличение температуры пара в горизонтальном открытом участке В нагнетательной скважины в сравнении с температурой пара в скважине не имеющей системы скважинного термоэлектрического модуля при методе SAGD и ES-SAGD.

Конструкция системы скважинного термоэлектрического модуля проста, технологична в применении, надежна в работе и легко тиражируема.

Технический результат от использования предлагаемой системы скважинного термоэлектрического модуля заключается в обеспечении поддержания температуры закачиваемого пара по всей длине колонны НКТ и доведения пара до продуктивного пласта с заданной температурой, тем самым повышая эффективность работы парогенераторной установки за счет поддержания заданной температуры пара в следствии его постоянного подогрева по всей длине колонны НКТ. Система скважинного термоэлектрического модуля, размещаемого в колонне НКТ обеспечивает возможность увеличения глубин скважин при применении методов SAGD и ES-SAGD характеризуются значительно меньшей стоимостью в сравнении с системами теплоизолированных труб НКТ.

Предложенная система скважинного термоэлектрического модуля позволяет применить методы SAGD и ES-SAGD на месторождениях с глубоко залегающими продуктивными пластами (до 1500 метров), что значительно может расширить область применения методов SAGD и ES-SAGD, особенно на нефтяных месторождениях Казахстана.

Суть система скважинного термоэлектрического модуля заключается в том, что обеспечивается заданная на дневной поверхности температура пара подводимого к горизонтальному участку скважины, что существенно ускоряет процесс передачи энергии от пара к высоковязкой нефти и повышает КИН.

### 2.3 Расчет тепловых потерь при закачке пара в зависимости от длины ствола скважины

Широкое применение для теплового воздействия на пласт получил метод закачки насыщенного водяного пара, который является высокоэффективным теплоносителем в неглубоких скважинах. В скважинах глубиной более 500 м потери тепла становятся существенными и требуется проведение расчета распределения температуры по стволу рассматриваемых скважин, т.е. построения геотермы.

#### 2.3.1 Расчет тепловых потерь без подогрева по скважине

При паротепловой обработке необходимо знать потери теплоты в скважине и режимные параметры работы скважины. График для определения потерь теплоты в пласте как функция от времени показано на рисунке 2.8.

По формуле (2.1) рассчитываем теплотопери по стволу скважины:

$$Q = \frac{2\pi \cdot r_A K \lambda_l}{\lambda_l + r_A K f(\tau)} \left[ (T_0 - \theta_0) H - \frac{\sigma H^2}{2} \right] \quad (2.1)$$

где  $Q$  – теплотопери по стволу скважины, ккал/ч;

$r_A$  – внутренний радиус НКТ, м;

$K$  – коэффициент теплопередачи (суммарный), ккал/(м<sup>2</sup>\*Кч);

$\lambda_l$  – средний коэффициент теплопроводности горных пород, ккал/(м<sup>2</sup>\*Кч)

$f(\tau)$  – теплопотери в породе в функции времени за время прогрева (безразмерное число принимается в пределах (2,5 – 4,5);  
 $T_0$  – температура пара на устье скважины, К;  
 $\Theta_0$  – среднегодовая температура воздуха в районе устья скважины, К;  
 $H$  – глубина интервала закачки пара, м;  
 $\sigma$  – геотермический градиент, К/м.

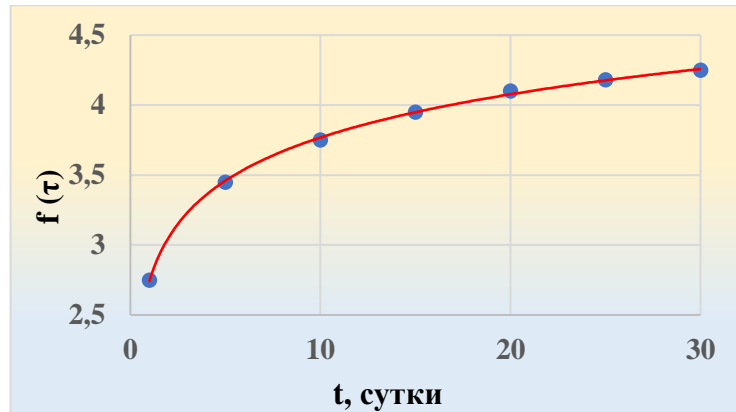


Рисунок 2.8 - График для определения потерь теплоты в породе в функции от времени

Пример расчета:

Определим потери тепла по стволу скважины, при данных:  
 $H = 1300$  м;  $t = 10$  сут (время прогрева);  $G = 300$  т = 300 000 кг - массовый расход закачанного пара;  $\Gamma_b = 0,031$  м;  $K = 159$  ккал/(м<sup>2</sup>Кч);  $\lambda_n = 0,245$  ккал/(м Кч);  $f(\tau) = 3,7$  (рис. 2.1 штрихпунктирная линия);  $T_0 = 324$  К;  $\theta_0 = 275$  К;  $\sigma = 0,0154$  К/м.

Пользуясь формулой (2.1), определим:

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,031 \cdot 159 \cdot 0,245}{0,245 + 0,031 \cdot 159 \cdot 3,78} \left[ (324 - 275) 1300 - \frac{0,0154 \cdot 1300^2}{2} \right] = 79100 \text{ ккал/ч}$$

Определим потери общего тепла в процессе прогрева согласно формуле (2.2):

$$Q_{об} = 24 * Q * t \quad (2.2)$$

$$Q_{об} = 24 * 79100 * 10 = 18\,984\,000 \text{ ккал} = 18,984 * 10^6 \text{ ккал}$$

где  $t = 10$  сут - время прогрева.

1 кал = 4,1868 Дж.

По формуле (2.3) рассчитывается количество теплоты, подведенное к скважине:

$$Q' = i * G \quad (2.3)$$

$$Q' = 672,9 * 300\ 000 = 201,87 * 10^6 \text{ ккал}$$

Количество тепла, достигнувшем забоя определяется по формуле 2.4:

$$Q'' = Q' - Q_{об} \quad (2.4)$$

$$Q'' = (201,87 - 18,984) 10^6 = 10,63 * 10^6 \text{ ккал}$$

Потери теплоты составляют по формуле (2.5):

$$\eta = \frac{Q_{об}}{Q'} * 100\% \quad (2.5)$$

$$\eta = \frac{18,984}{201,87} * 100\% = 9,4 \%$$

### 2.3.2 Расчет тепловых потерь по стволу скважины с подогревом

На нефтяных месторождениях нагревательные резистивные кабели нашли широкое применение в нефтяных скважинах с асфальтосмолопарафинистыми отложениями (АСПО) [79, 80, 81].

Нагревательный кабель является основным элементом, обеспечивающим эффективность системы скважинного термоэлектрического модуля, обеспечивающего подогрев по всей длине ствола скважины.

В основу нагревательного кабеля заложен принцип резистивного нагрева за счет тепла поступающего от электрических проводников. Данный принцип позволяет осуществлять поддержание заданной ППУ температуры пара движущегося по колонне НКТ по всей длине ствола скважины.

Температуру насыщенного пара можно сохранить неизменной, если потери не будут превышать температуру конденсации фазового перехода. Если обеспечить температуру влажного или сухого насыщенного пара по стволу скважины неизменной, то теплотери ( $Q_{п}$ ) определяются на основании решения задачи нестационарного охлаждения полого неограниченного цилиндра по формуле 2.6:

$$Q_{п} = 2\pi * \lambda * H * v * (t_{в} - t_{с}) \quad (2.6)$$

где  $\lambda$  - эквивалентный коэффициент теплопроводности НКТ, Вт/(м\*К);

$H$  – глубина скважины, м;

$v$  - скорость потока, м/с;

$t_{в}$  - температура насыщенного пара внутри НКТ;

$t_{с}$  - температура снаружи НКТ.

Для примера рассмотрим случай спуска стальных НКТ диаметром  $d_{\text{нкт}} = 73$  мм с толщиной стенки  $b = 3$  мм на глубину 1000 м (вертикальный участок скважины). Тогда, для стальных НКТ  $\lambda = 74$  Вт/(м\*К), для ППУ 1600/100: - производительность  $Q_y = 1600$  кг/ч, - давление 10 МПа, -  $t_{\text{п}} = 310$  °С.

$$Q_{\text{п}} = 2 * 3,14 * 74 * 1000 * 0,21 (310 - 20) = 28\,301\,448 \text{ Вт} = 28\,301 \text{ кВт}$$

$$\text{где } v = Q_y / f = 0,74 * 10^{-3} / 3,52 * 10^{-3} = 0,21 \text{ м/с}$$

$$Q_y = 1600 \text{ кг/ч} / \rho_{\text{нп}} = 1600 / 598 = 2,67 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,74 * 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$f = \pi d_b^2 / 4 = 0,785 * (67 * 10^{-3})^2 = 3,52 * 10^{-3} \text{ м}^2$$

По формуле 2.7 предложенной профессором А.Ю.Намиота рассчитаем температуры по стволу нагнетательной скважины:

$$T_{\text{ж}}(z, t) = \theta_0 + \frac{r}{\beta} * (\beta * z - 1) + \left( T_y - \theta_0 + \frac{r}{\beta} \right) * e^{(-\beta * z)} \quad (2.7)$$

$$\text{где } \beta = \pi * K / q * c_{\text{ж}}$$

Чтобы вычислить коэффициент теплопередачи ( $\beta$ ), необходимо использовать формулу для линейного коэффициента теплопередачи при нагнетании теплоносителя через обсадную колонну, которая выражается следующим образом по формуле 2.8:

$$K = \frac{2}{\left( \frac{1}{\lambda} * \ln \left( \frac{r_t}{r_c} \right) \right)} \quad (2.8)$$

где  $r_c$  – радиус скважины, м.

Радиус зоны термического воздействия рассчитывается с использованием формул 2.9 и 2.10:

$$r_t \approx 2 * \sqrt{\alpha * t} \quad (2.9)$$

$$\alpha = \frac{\lambda}{c_n * \rho_n} \quad (2.10)$$

где  $\theta_0$  – среднегодовая температура на поверхности, °С;

$z$  – вертикальная координата, м;

$\Gamma$  – геотермический градиент, 0,02 °С/м;

$T_y$  – температура теплоносителя на устье, °С;

$q$  – расход теплоносителя, м<sup>3</sup>/с;

$c_{\text{ж}}$  – объемная теплоемкость нагнетаемой воды, Дж/м<sup>3</sup>·°С;

$\lambda$  – теплопроводность пород, Вт/м·°С;

$\alpha$  – коэффициент температуропроводности, м<sup>2</sup>/с;

$c_n$  – весовая теплоемкость пород, Дж/кг·°С;

$\rho_n$  – плотность пород, кг/м<sup>3</sup>;

$t$  – время, с;

$r_c$  – радиус скважины, м.

## 2.4 Построение математической модели SAGD в программе Eclipse

В программе Eclipse построена математическая модель, которая позволяет определить состояние моделируемого процесса в любой момент времени по известному его начальному состоянию. Задавая изменение того или иного параметра, возможно сделать выводы о его влиянии на процесс в целом [82].

Для построения моделей нами использовалась версия программы ECLIPSE 2003A\_1. В данной программе для построения модели скважины используются следующие понятия:

- заводнения по схеме позволяет определить приемистость для скважины в зависимости от дебита соседних скважин, пользуются WCONINJP;

- для установления скин-фактора используются D-факторы соединения, которые рассчитаны из выражения WDFACCOR. В основу WDFACCOR заложен коэффициент иннерционного сопротивления, рассчитываемый на основе проницаемости и пористости;

- тепловые дебиты позволяют отслеживать скважины за счет применения WCONPROD и GCONPROD.

- для нагнетательных скважин с использованием множителей зависящих от давления в стволе скважины и на забое определяется программным блоком WINJMULT.

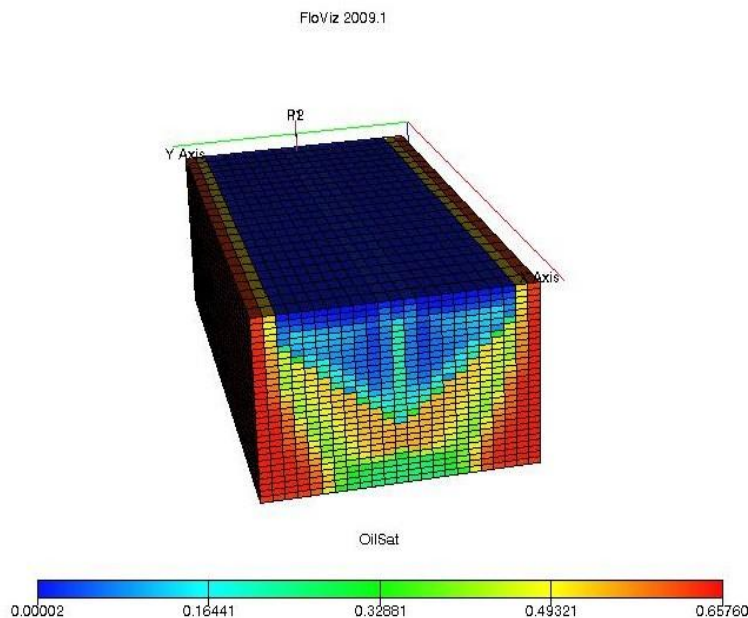


Рисунок 2.9 - Модель нефтенасыщенности при  $h = 25$  м

Рост нефтенасыщенности, показанный на рисунке 2.9, получен на основе анализа модели продуктивного пласта после проведения процесса SAGD (как хорошо видно из рисунка, красная зона – желтая зона – синяя зона).

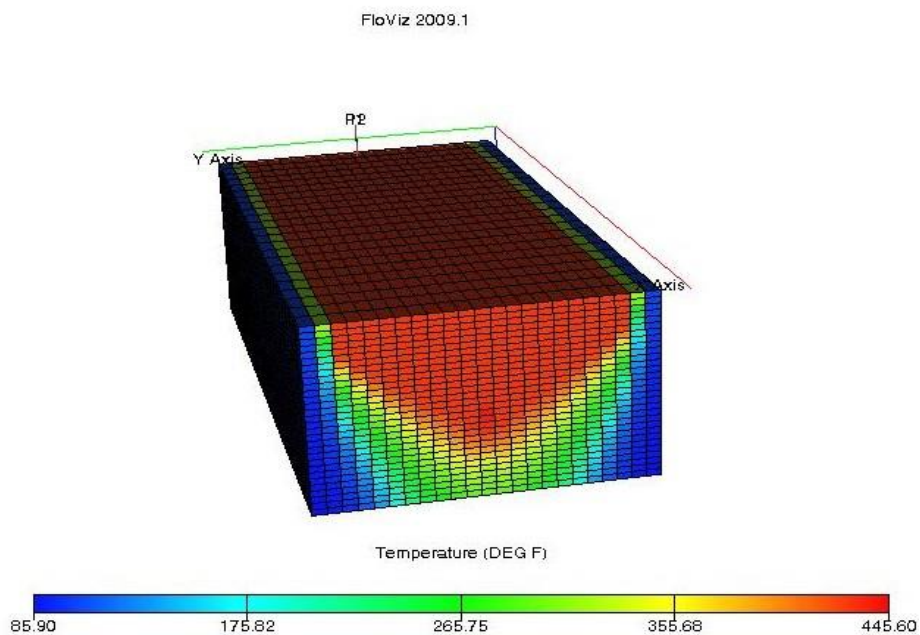


Рисунок 2.10 - Иллюстрация воздействия паровой камеры на пласт при мощности, равной 25 метрам.

Из анализа рисунка 2.10 видно, что синяя зона постепенно переходит в красную, из этого можно сделать заключение, что рост температуры продуктивного пласта с высоковязкой нефтью обуславливает повышение текучести нефти и роста КИН.

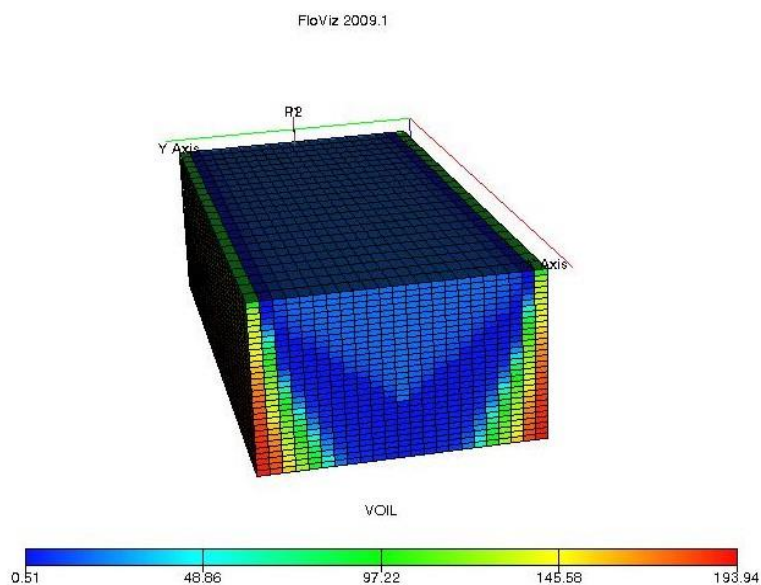


Рисунок 2.11 - Иллюстрация изменения объема нефти при влиянии теплоносителя при мощности 25 м

На рисунке 2.11 визуальнo показано снижение вязкости нефти под воздействием теплоносителя (красная зона постепенно переходит в синюю зону).

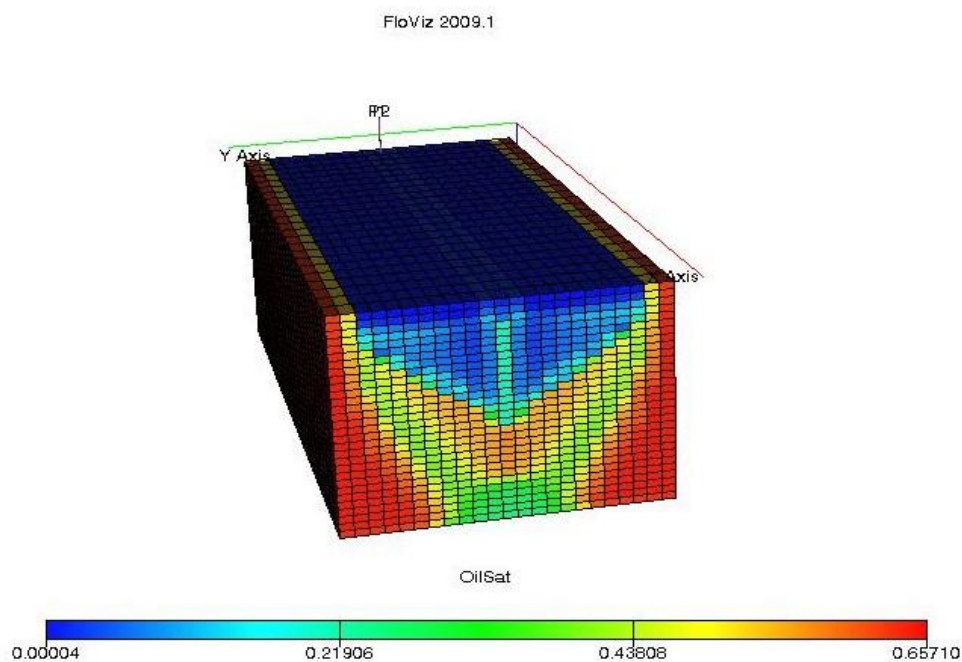


Рисунок 2.12 - Расчетная модель роста нефтенасыщенности при  $h = 30$  м

На основе представленной модели хорошо видно, что происходит снижение нефтенасыщенности залежи со временем как показано на рисунке 2.12.

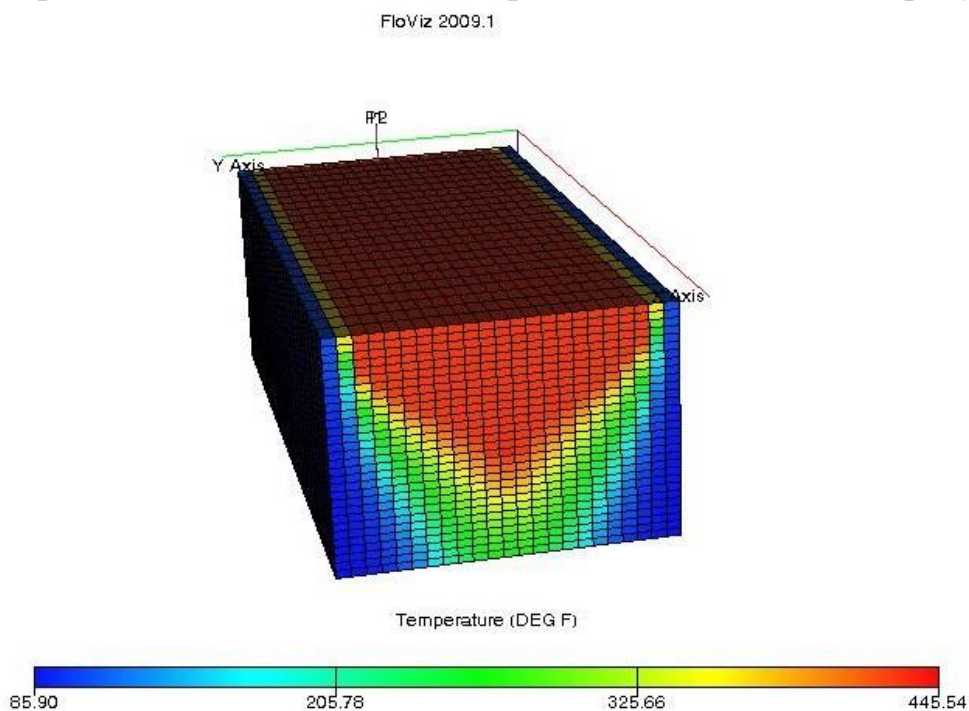


Рисунок 2.13 - Визуализация воздействия паровой камеры на продуктивный пласт при  $h = 30$  м

Из представленного рисунка 2.13 следует, что прогрев зоны залежи увеличивается, что существенно влияет на повышение текучести нефти и увеличение КИН.



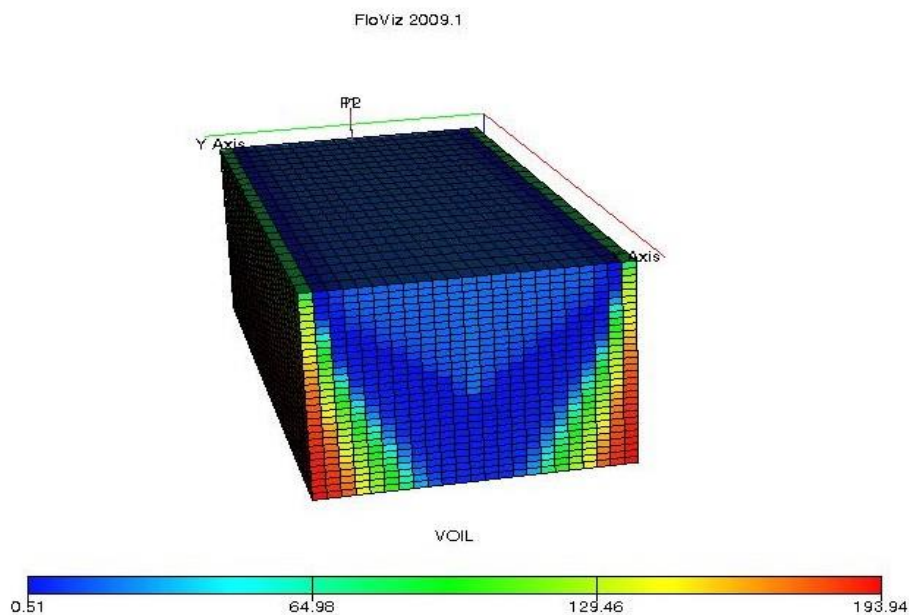


Рисунок 2.14 - Визуализация процесса изменения объема нефти под воздействием пара при  $h = 30$  м

Из модели, представленной на рисунке 2.14 наглядно видно, что под воздействием пара с ростом объемов добычи запасы нефти в залежи снижаются.

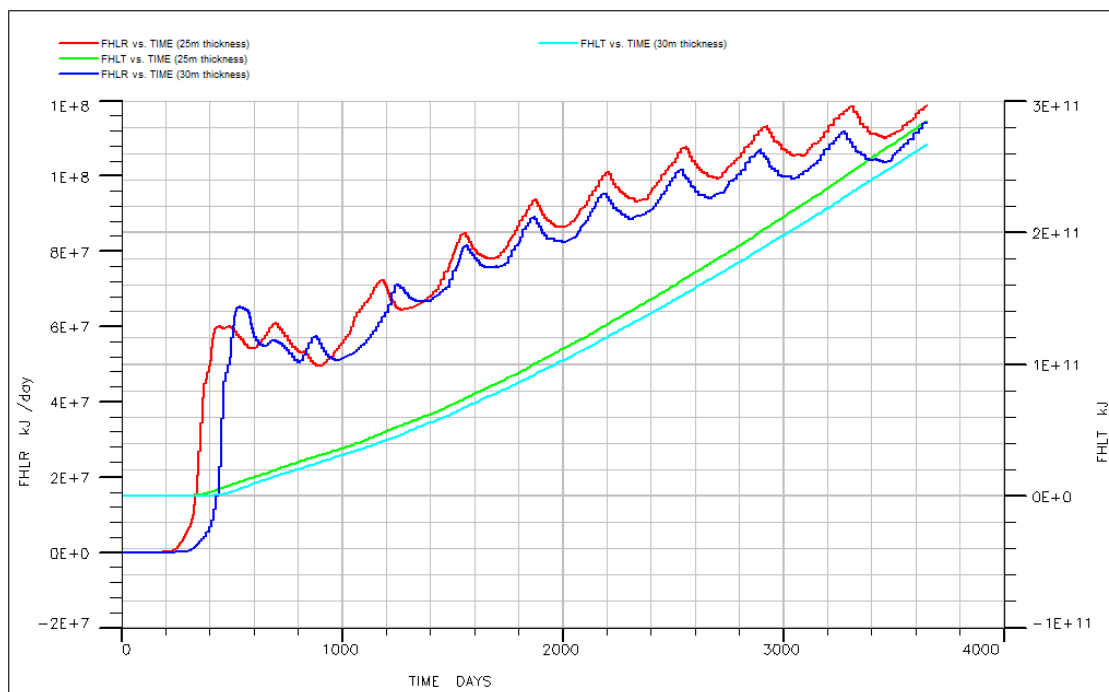


Рисунок 2.15 - Общие теплотери и мгновенное значение теплотер с мощностью 25 и 30 м

Теплотери растут во времени за счет роста паровой камеры и потерь тепла на прогрев породы окружающей камеру, это следует из рисунка 2.15.

Теплопотери в породах также увеличиваются, так как паровая камера растет вверх и в бок и отдает тепло на прогрев пород, т.е. наблюдается не желательный эффект потерь тепла за счет прогрева вышележащих над камерой пород, данный эффект показан на рисунке 2.16.

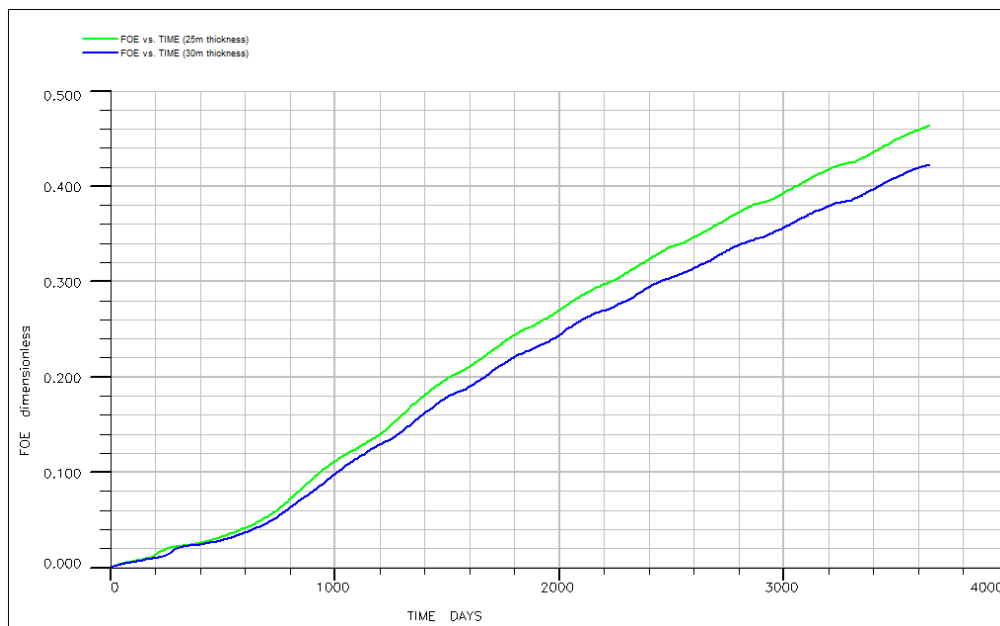


Рисунок 2.16 - Запасы нефти: начальный – текущий при  $h = 25$  и  $30$  м

Расчеты показывают, что за 10 лет можно ожидать увеличение КИН до значения 0,36 как показано на рисунке 2.17.

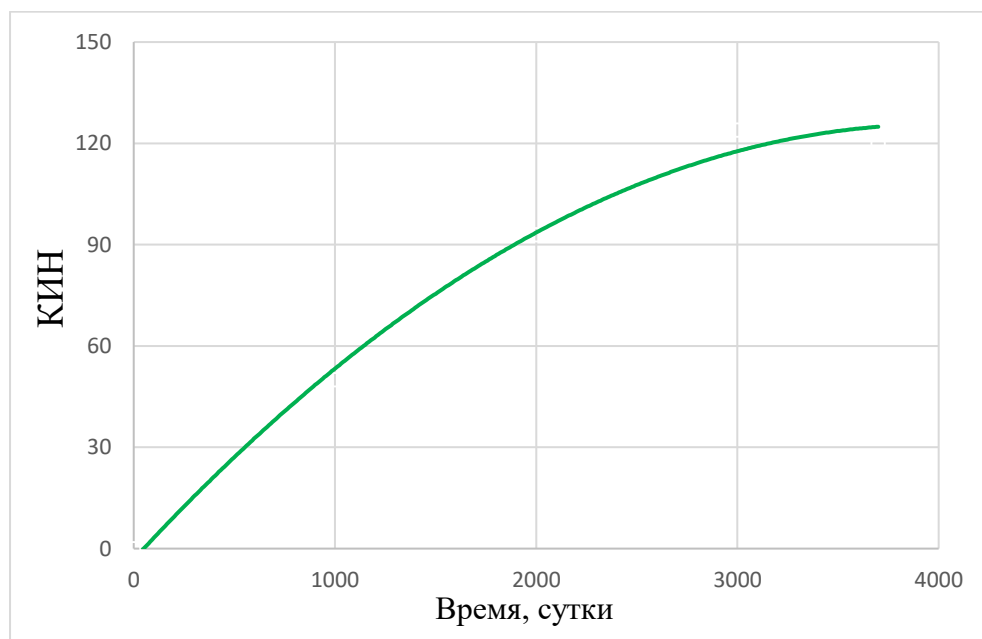


Рисунок 2.17 - Расчетное увеличение КИН в соответствии с теорией Батлера

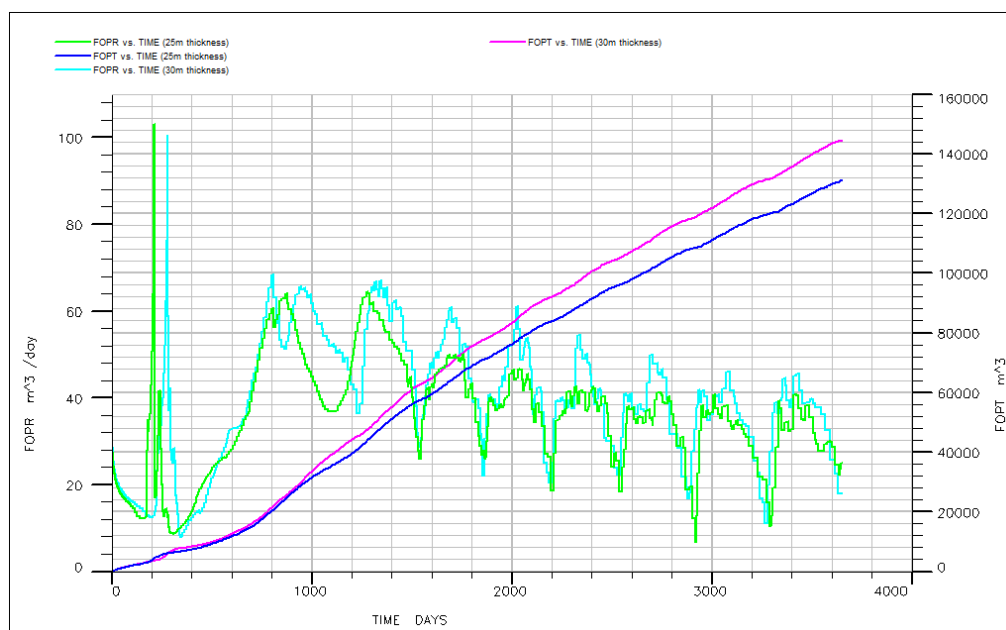


Рисунок 2.18 - Интенсивность роста дебита и объема добычи воды при  $h=25$  и  $30$  м

Проанализированные результаты показывают, что следует ожидать 3 стадии SAGD, а именно рост паровой камеры – завершение формирования камеры – падение добычи из-за теплопотерь на прогрев пород окружающих камеру. Теория Батлера описывает только этап роста паровой камеры и снижения дебита, после того как паровая камера достигнет верхнего и нижнего предельного состояния, что показано на рисунке 2.18.

В результате анализа полученных данных установлено, что кривые скорости добычи нефти демонстрируют значительные колебания, особенно на ранних стадиях закачки пара. Вероятно, это связано с частыми изменениями фаз в сетке блоков в области близкой к скважине.

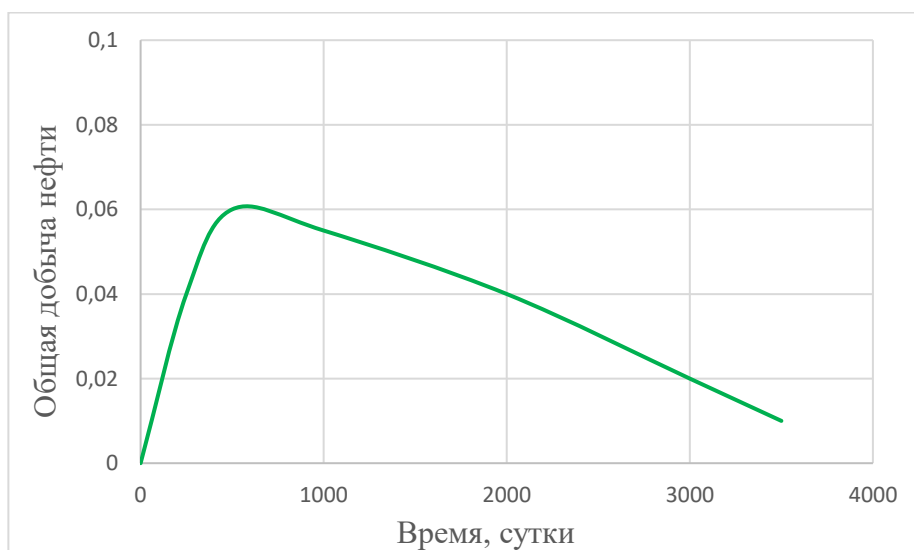


Рисунок 2.19 - Добыча нефти на основе теории Батлера

Постепенное, планомерное падение добычи нефти с ростом времени разработки месторождения показано на рисунке 2.19. Общую добычу по месторождению можно определить по завершению всех этапов разработки.

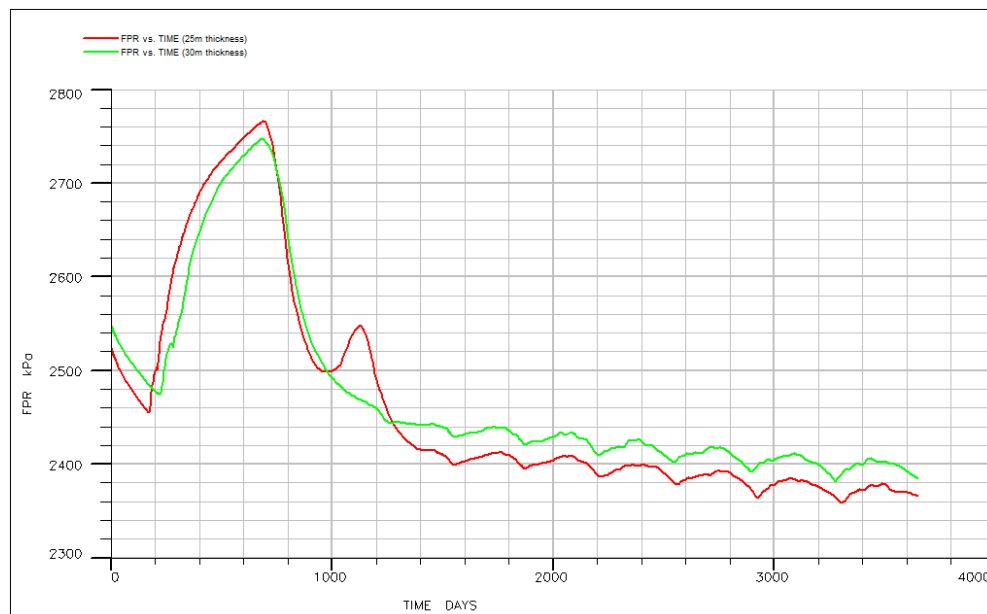


Рисунок 2.20 - Изменение давления при мощности 25 и 30 м

Пластовое давление в скважинах падает с ростом периода разработки месторождения и происходит переход с фонтанной добычи на насосную, что наглядно показано на рисунке 2.20.

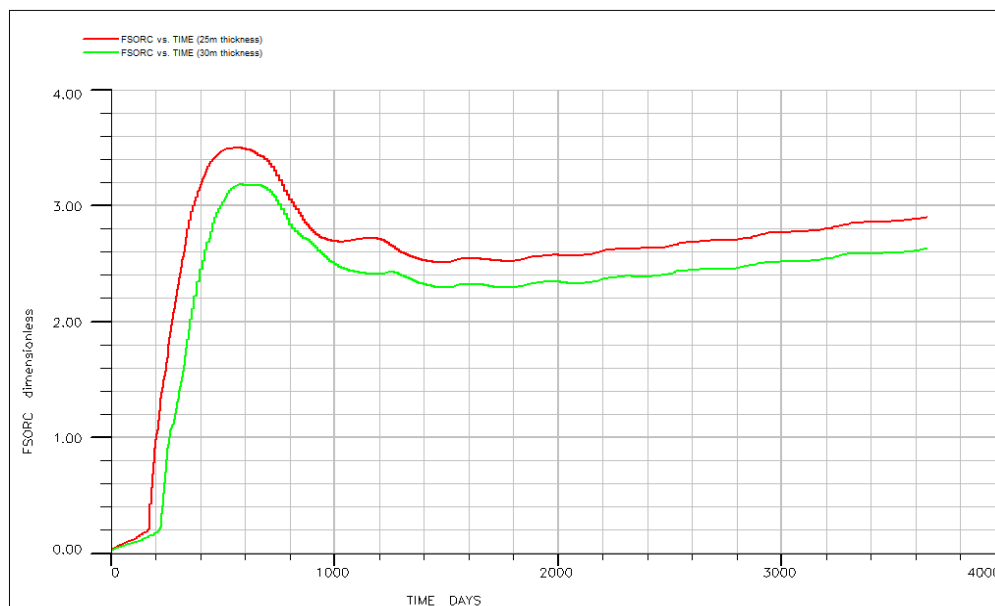


Рисунок 2.21 - Накопленный паронефтяной фактор при мощности 25 и 30 м

Влияние закаченного пара на рост добычи наблюдается не сразу, а постепенно, плавно как показано на рисунке 2.21.

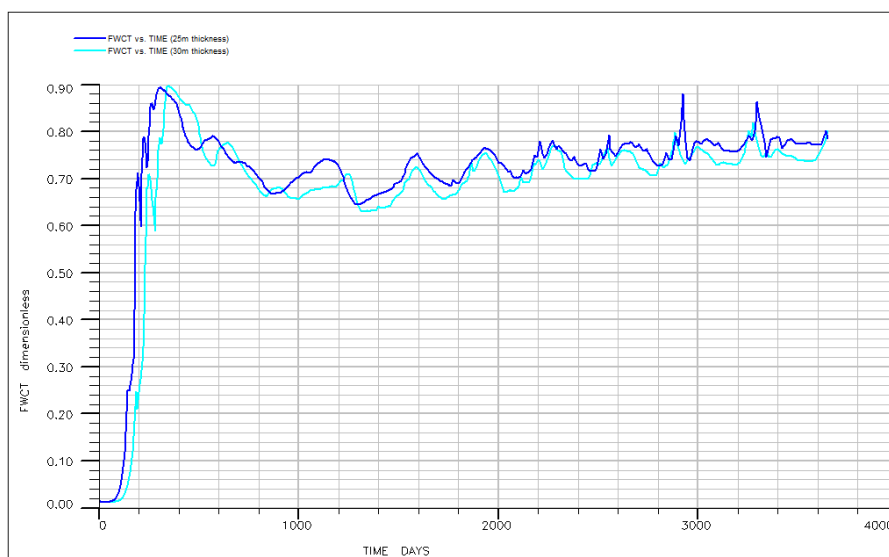


Рисунок 2.22 - Обводненность при мощности 25 и 30 м

Анализ данных приведенных на рисунке 2.22, показывает не значительный рост обводненности с 0,55 до 0,75 при проведении SAGD, что косвенно указывает на высокую степень теплопередачи энергии пара нефти.

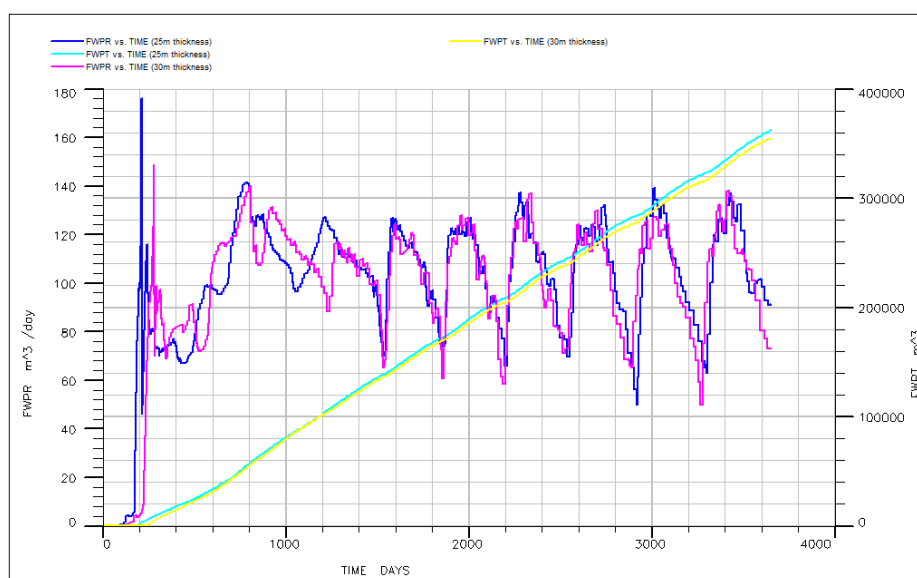


Рисунок 2.23 - Постепенный рост объемов добычи воды при 25 и 30 м

На начальном этапе разработки месторождения методом SAGD, наблюдается колебания объемов воды поступающих вместе с нефтью, источником пара является вода, что скорей всего обусловлено тем, что при методе SAGD и роста объемов её добычи является закономерным.

Из анализа данных приведенных на рисунке 2.23 хорошо видно, что объем добытой воды со временем увеличивается.

## **Выводы**

1. Предложенный способ расширения области применения метода SAGD за счет использования системы скважинного термоэлектрического модуля в результате проведенных расчетов подтверждает свою эффективность для снижения тепловых потерь.

2. Построенная математическая модель метода SAGD с системой скважинного термоэлектрического модуля позволяет ожидать эффект в виде увеличения объемов добычи высоковязких нефтей.

## **3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО РАСШИРЕНИЮ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА SAGD**

### **3.1 Лабораторно-стендовая установка для исследования тепловых потерь**

#### **3.1.1 Постановка задач экспериментальных исследований**

Одно из важных мест среди способов получения информации о внутренних взаимосвязях явлений особенно в технических науках занимает эксперимент.

Эксперимент это основа большинства наших знаний. Поиски с применением эксперимента ведут в областях науки, в которых теоритически нельзя получить достоверную информацию. Гипотеза приобретает статус доказанного факта на основе экспериментальных данных. Наиболее полную информацию об объекте исследований можно получить только с проведением экспериментальных исследований и на его основе проверяется истинность теоретических предпосылок [83, 84].

Планирования эксперимента является весьма важным и ответственным этапом обеспечивающего при прочих равных условиях наибольшую надежность оценок качественных характеристик исследуемого объекта.

Получение экспериментатором способа решения поставленной задачи, логической схемы дает теория планирования эксперимента.

#### **3.1.2 Устройство и принцип работы модельной установки**

Для проведения эксперимента нами была разработана и сконструирована стендовая установка с применением программного обеспечения «3ds Max 2021» общий вид которой, представлен на рисунке 3.1.

Схема установки для проведения лабораторно-стендовых исследований показана на рисунке 3.2 и включает в свой состав парогенераторную установку 1, паронесущие трубы НКТ 5 соединяющие парогенератор с физической моделью скважины (породо-нефтенасыщенная труба) 2, из которой нагретая нефть стекает в ванну 3. По всей длине НКТ установлены датчики давления и температуры, которые связаны с компьютером, на котором осуществляется запись показаний датчиков в реальном времени и строятся графики изменения параметров давления и температуры во времени.

Стендовая установка размещается на горизонтальной стене, исходя из условия, что ванна для сбора жидкости устанавливается на полу помещения на высоте не более 20-30 см между верхним краем ванны и сливными отверстиями в физической модели горизонтального участка скважины.

Парогенератор ЭПГ-10-250 был подключен к линиям водоснабжения и канализации, вырабатываемый насыщенный водяной пар подавался на экспериментальную модель устройства с давлением 8 бар, при производительности установки 20 кг/ч [85].

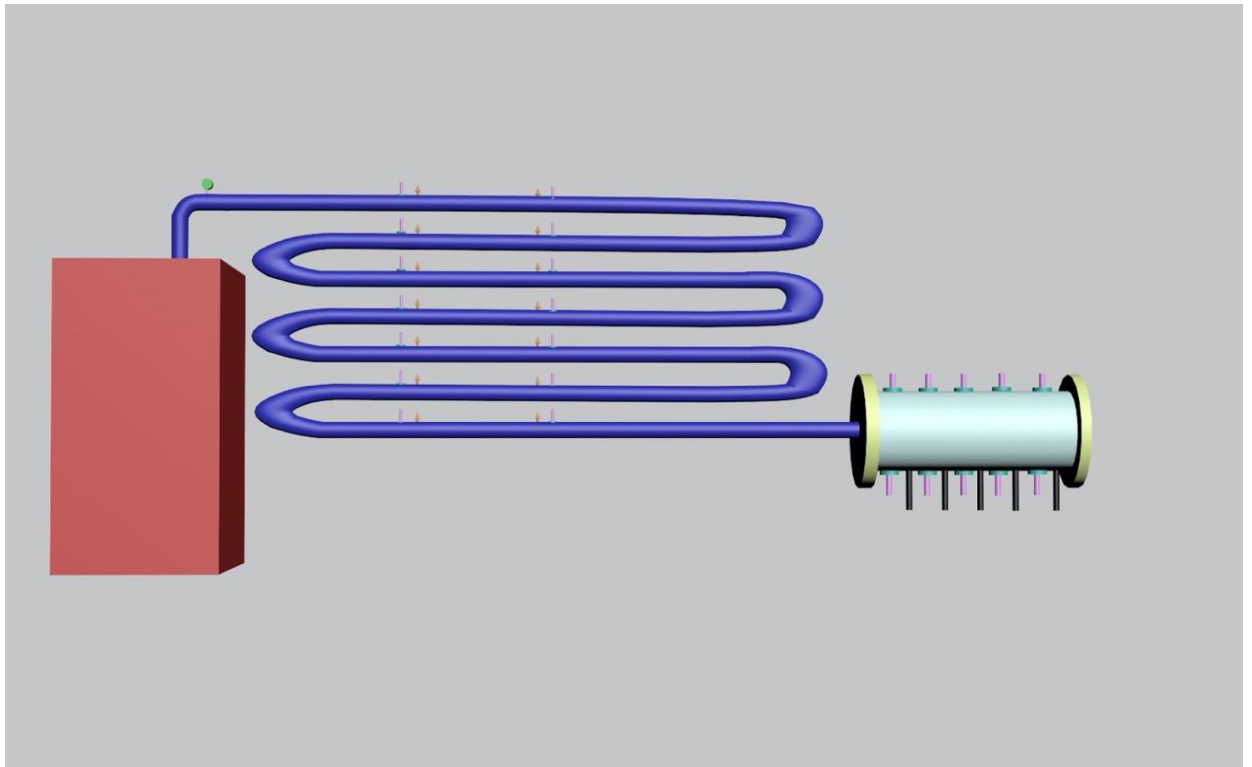
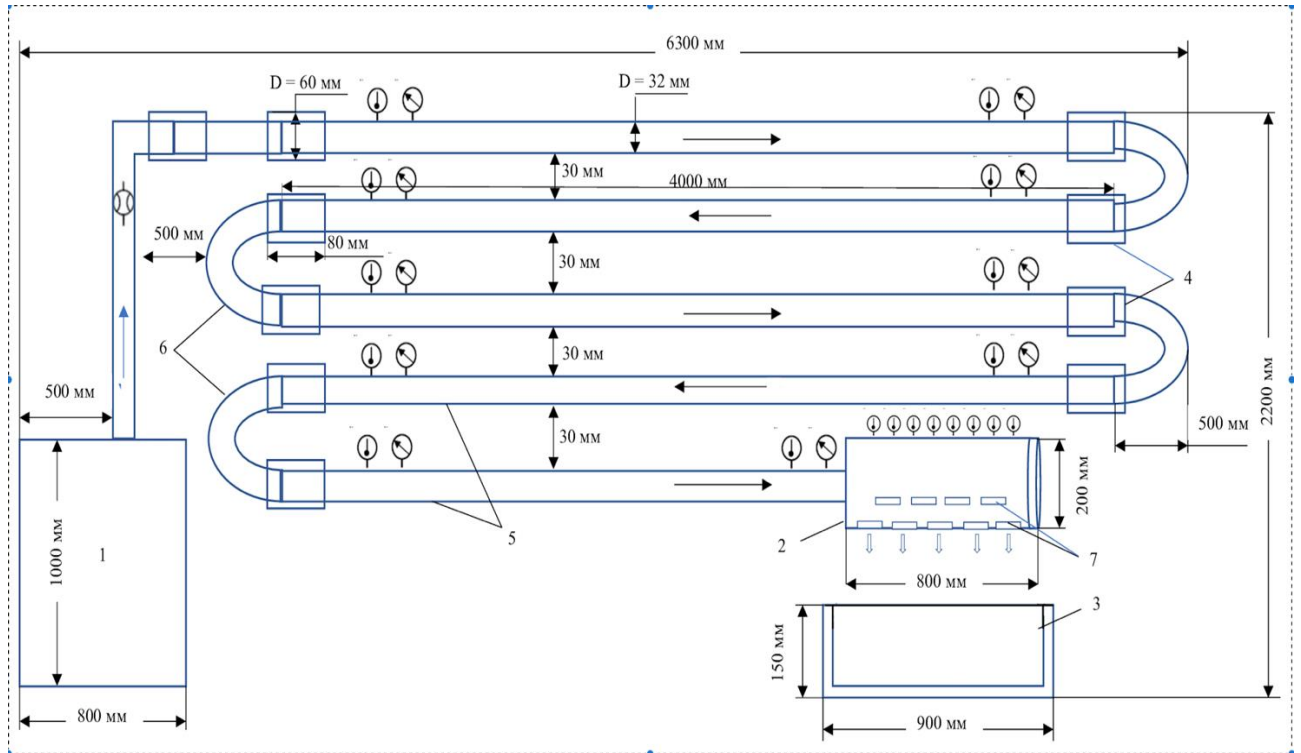


Рисунок 3.1 - Принципиальная модель стендовой установки смоделированной в 3ds Max



1 – парогенератор; 2 – породо-нефтенасыщенная труба; 3 – ванна; 4 – соединительные муфты; 5 – паронесущие трубы; 6 – отводы; 7 – прорези; 8 - компьютер

Рисунок 3.2 – Принципиальная схема стенда без указания размещения термокабеля



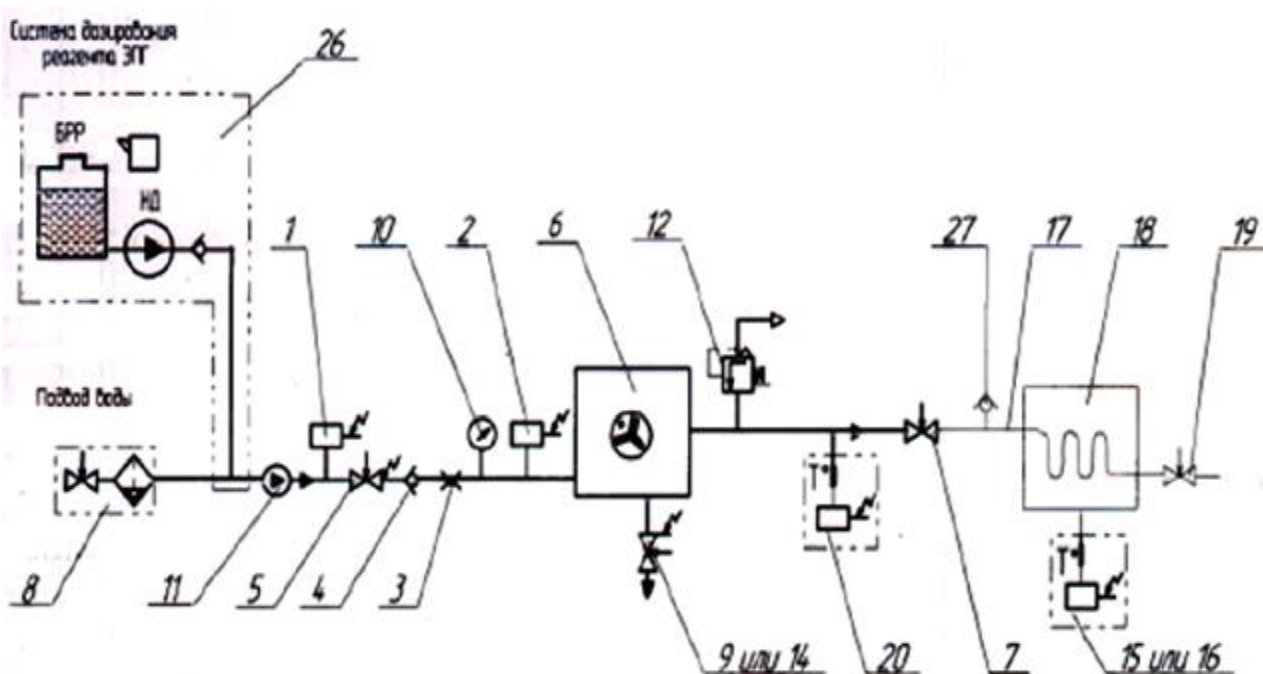


Рисунок 3.3 – Фотография экспериментально - стендовой установки

### 3.1.3 Электропарогенератор ЭПГ-10-250-У и его технические возможности

Парогенератор представляет собой моноблок представленный на рисунке 3.4 и состоит из следующих основных частей:

- каркас (1), является основанием для монтажа всех частей парогенератора;
- котел электродный (2);
- корпус в сборе с электродной группой (3);
- система регулировки паропроводительности парогенератора;
- система безопасности;
- блок управления (9);
- емкость возврата конденсата (4).



1-датчик «сухого хода» LP3; 2-датчик давления; 3-дозатор для ЭПГ-(10-100); 4-клапан обратный, клапан электромагнитный регулирования мощности; 6-котел электродный; 7-кран подачи пара; 8-кран шаровый со встроенным фильтром подачи воды из ЦСВ; 9-кран шаровый слива отработанной воды из котла – дренаж; 10-манометр; 11-насос; 12-предохранительный клапан давления по пару; 14-автоматическая продувка; 15-одноканальный программный ПИД регулятор; 16,20-измеритель регулятор; 17-трубопровод подвода пара в зону использования; 18-теплообменник; 19-регулятор расхода (давления) пара

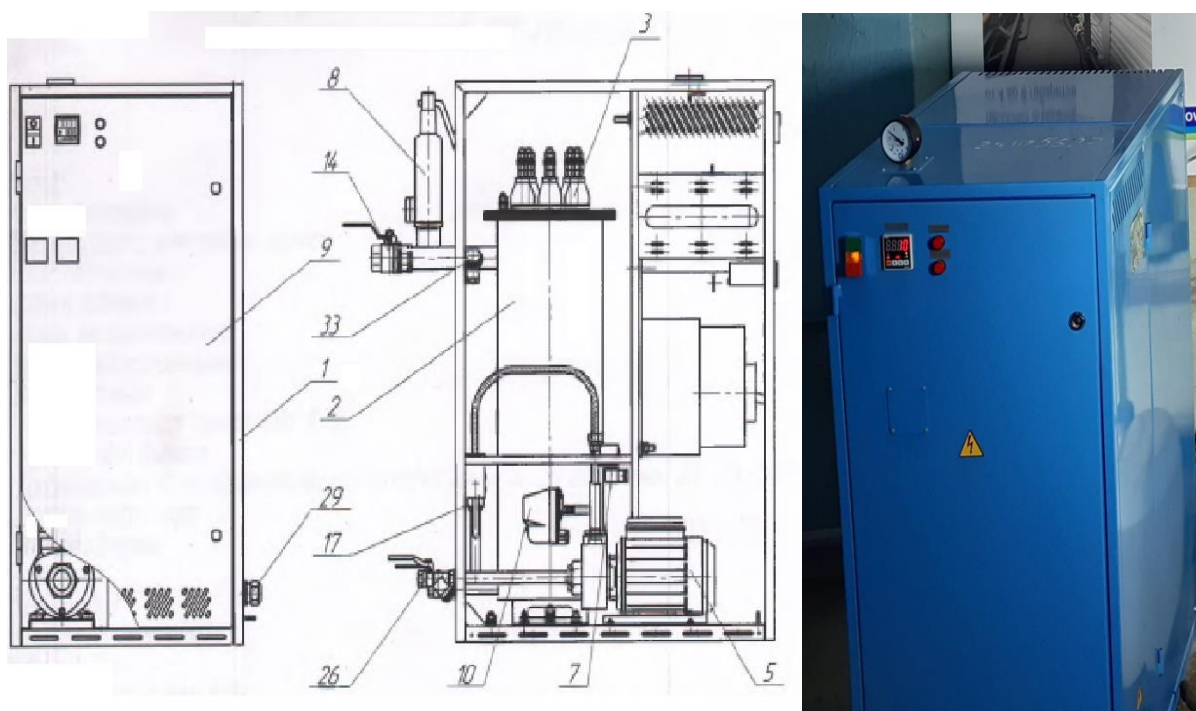
Рисунок 3.4 – Схема модельной установки с парогенератором ЭПГ-(10-250)-У

Нагрев воды в парогенераторе осуществляется за счет электрического тока подводимого к трем электродам установленным в паровом котле. Подвод воды в котел парогенератора производится от линии водоснабжения, к которой подсоединяется парогенератор. Рост уровня воды в баке ведет к увеличению суммарной величины тока и мощности. Производительность парогенератора по пару зависит от объема подводимой воды, при этом рост, чем больше глубина

погружения электродов в воду, тем больше подводимая мощность к паровому котлу [86, 87].

Подвод заданного объема воды в котел обеспечивает система электронного регулирования, которая обеспечивает автоматическую поддержку мощности парогенератора и регулирует объем воды закачиваемой в котел. Трансформатор тока с контроллером мощности обеспечивает управление по значениям потребляемого тока. Общий вид парогенератора ЭПГ-(10-250)-У показан на рисунке 3.5.

Увеличение уровня воды вызывает рост силы тока, проходящего через котел. Если наблюдается превышение потребляемой мощности значения 100%  $N_{\text{раб}}$ , срабатывает электромагнитный клапан и отключает насос. Заполнение котла водой останавливается, но кипение и испарение воды продолжается. Снижение мощности до 85% от рабочего значения ( $N_{\text{раб}}$ ) приводит к открытию электромагнитного клапана, происходит включение насоса и подача воды возобновляется до момента 100% по мощности  $N_{\text{раб}}$ . Цикл повторяется и обеспечивается регулирование и поддержание потребляемой мощности (паропроизводительности).



1-каркас; 2-котел электродный; 3-шасси в группе электродной группы; 5-насос подпиточный; 6-датчик давления; 7-клапан электромагнитный; 8-клапан предохранительный; 9-блок управления; 10-датчик защиты от «сухого хода»; 12-кран шаровой дренажа; 13-привод шаровый; 14-вентиль подачи пара; 17-клапан обратный; 19-манометр; 22-паропровод; 23-регулятор мощности; 24-кнопка «Пуск»; 26-кран шаровый подачи воды; 28-кнопка «Стоп»

Рисунок 3.5 – Общий вид парогенератора ЭПГ-(10-250)-У

Изменение потребляемой мощности парогенератора осуществляется плавно, используя регулятор мощности на передней панели устройства.

Пользователь может регулировать мощность в пределах от 25% до 100% с помощью кнопок на регуляторе. Регулятор контролирует и управляет потребляемым током в соответствии с предварительно заданными значениями, установленными пользователем.

Если потребляемая мощность превышает установленное значение на регуляторе, то происходит отключение и закрытие электромагнитного клапана. Это может привести к прекращению подачи воды в котел, но кипение и испарение воды продолжается. В случае понижения мощности на 15% ниже установленного значения, происходит включение и открытие клапана электромагнитного, что возобновляет подачу воды до достижения заданной потребляемой мощности. Этот цикл повторяется для регулирования и поддержания установленного значения потребляемой мощности (паропродуктивности) [88].

Для оптимизации работы парогенератора и плавного выхода на заданные параметры пара, парогенератор укомплектован системой ПИД – регулирования.

Система ПИД-регулирования по температуре пара состоит из следующих элементов [89]:

- измеритель ПИД-регулятор ТРМ (30) с датчиком температуры (33) для отключения подачи воды в котёл при превышении «уставки» температуры и снижения температуры (давления) пара в котле;

- клапан электромагнитный (34) по пару для сброса пара с котла в атмосферу при превышении температуры пара верхней «уставки» ПИД-регулятора и предотвращения отключения силовых контактов при полной нагрузке.

Для поддержания определенного сопротивления воды в установленных пределах применяется циклический процесс продувки электродного котла (осуществляемая сливом использованной воды). Этот процесс включает в себя удаление из котла воды с низким удельным электрическим сопротивлением и ее замену водой, обладающей более низким удельным сопротивлением.

Для предотвращения переполнения котла при использовании мягкой воды с высоким удельным сопротивлением, установлен кондуктометрический датчик уровня, отключающий заполнение котла при достижении уровня воды в котле до датчика уровня. Парогенератор будет выпаривать воду с котла при меньшей мощности до обеспечения электропроводности воды (засаливании котловой воды) и выхода на номинальную мощность.

Парогенератор контролируется с использованием блока управления. Данный блок обеспечивает управление и минимальное поддержание выбранных режимов работы.

При превышении давления до значения  $P_{ном}$  блок управления по сигналу от реле давления осуществляет отключение клапана электромагнитного, насоса заполнения и питания электродов. Повторное включение клапана электромагнитного, насоса и питания электродов произойдет при понижении давления до  $0,8 P_{ном}$ . При достижении рабочего давления  $P_{ном}$  блок управления активирует сигнал "Превышение давления", указывая на необходимость снижения мощности. Изменение потребляемой мощности проводится нажатием

кнопок регулятора мощности, установленного на передней панели парогенератора.

При превышении значения потребляемой мощности  $1,0 N_{\text{раб}}$  происходит отключение клапана электромагнитного и насоса заполнения. Повторное включение произойдет только при понижении мощности до  $0,85 N_{\text{раб}}$ , обеспечивая плавный пуск парогенератора и его работу без пиковых перегрузок силовых аппаратов управления.

В случае аварийной ситуации механический предохранительный клапан открывается, сбрасывая пар в атмосферу. Таким образом, система предусматривает три уровня защиты от опасного превышения давления:

- отключение клапана электромагнитного в рабочем режиме (по мощности);
- отключение насоса в рабочем режиме (по мощности);
- отключение клапана электромагнитного, отключение питания электродов в рабочем режиме (по давлению);
- отключение насоса, отключение питания электродов в рабочем режиме (по давлению);
- открытие механического предохранительного клапана.

В накопительной емкости конденсата установлены:

- клапан поплавковый (11) для подпитки из центральной системы водоснабжения и поддержания уровня воды в емкости;
- датчик ПДУ (10) для исключения возможности включения насоса без воды;
- заглушка слива (дренажа) (21);
- патрубок переливной (20) для слива излишка воды.

### **3.1.4 Физическая модель горизонтального участка скважины**

Как известно, критерий масштабирования является базовой теорией для руководства экспериментальными запусками. На основе валидного критерия масштабирования можно получить правильный проект экспериментального плана, а также гарантирует точность экспериментального измерения. Процессы термической рекуперации в пластах тяжелой нефти обычно эксплуатируются в условиях высокого давления. Для экспериментов и условий высокого давления как свойства коллектора, так и поведение потока жидкости в экспериментальной модели закрыты для фактических условий коллектора (или прототипа). Поэтому в нашем исследовании для точного моделирования поведения тепло- и массообмена горячих флюидов в непосредственной близости от горизонтальной скважины и внутри ствола скважины мы будем использовать безразмерный критерий масштабирования потока флюида в горизонтальной скважине [90].

Нами сделана попытка спроектировать масштабированную цилиндрическую модель ствола скважины, как показано на рисунке 3.6. Вдоль всего ствола модели скважины равномерно распределены точки измерения температуры и сливные щелевидные торчки оттока жидкости. В процессе

закачки горячих жидкостей можно точно регистрировать распределение - температуры вдоль горизонтального ствола скважины. Изменения температуры и свойств жидкости в горизонтальном участке модели скважины будут зафиксированы датчиками и переданы на компьютер. На основе этой модели мы можем удобно моделировать выполнение операций паровой закачки и добычи нефти вдоль горизонтального ствола скважины на различных режимах работы парогенератора.

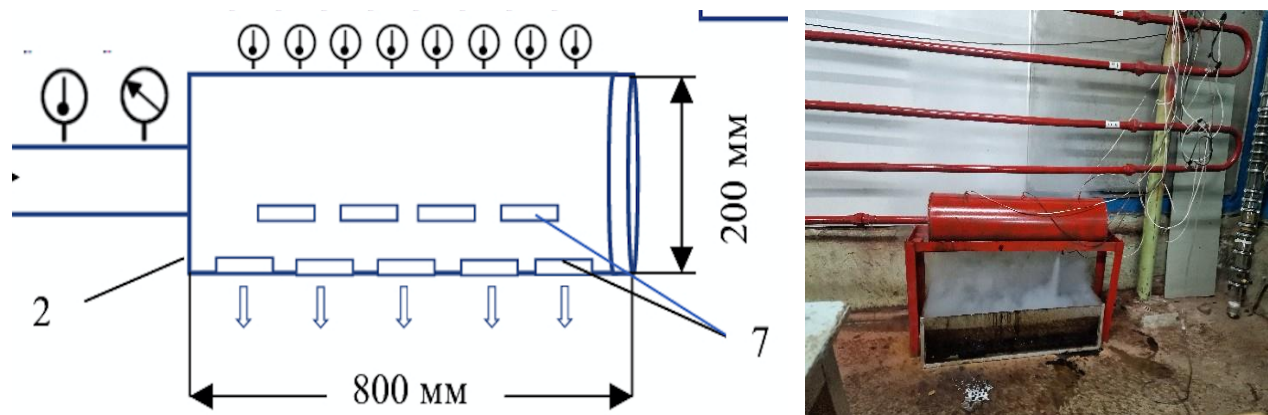


Рисунок 3.6 - Физическая модель горизонтального участка скважины

В качестве породы наполнителя запланировано использовался в процессе проведения экспериментов следующий состав породы песчаника: - песок крупнозернистый (до  $d = 0,5$  мм) – 10 частей; - земля – 1 часть; - отсев – 1 часть; - цемент – 1 часть; - жидкое стекло – 1-2 части; - вода – 3 части. Технология приготовления песчаника: - смешать «песок + отсев + землю» в заранее подготовленной емкости; - добавить цемент и хорошо смешать; - смешать «воду + жидкое стекло» и залить в емкость с ранее смешенными компонентами и хорошо перемешать; - сразу залить готовую смесь в заготовку – пластиковую трубу; - оставить на 2 суток.

Объем сухого материала для приготовления искусственного песчаника составил: - песок:  $1818,34 * 10 = 18\ 183,34$  см<sup>3</sup>; - земля:  $1818,34 * 1 = 1818,34$  см<sup>3</sup>; - отсев:  $1818,34 * 1 = 1818,34$  см<sup>3</sup>; - цемент:  $1818,34 * 1 = 1818,34$  см<sup>3</sup>; - жидкое стекло:  $1818,34 * 1 = 1818,34$  см<sup>3</sup>; - вода:  $1818,34 * 3 = 5455$  см<sup>3</sup>.

Физическая модель скважины выполняется в 2 вариантах из толстостенной (20 мм) оргстеклянной трубы, что позволяет визуально наблюдать за процессом паровоздействия на моделируемый продуктивный горизонт и осуществлять высокоскоростную видеосъемку процесса воздействия пара и металлической трубы диаметром 200 мм, толщиной 3 мм.

Высокоскоростная видеосъемка будет осуществляться с применением камеры «EVERCAM 1000-8-C» представленной на рисунке 3.7.

Высокоскоростная съемка рапид камерой EVERCAM - это высокое качество кадров HD 720p на скорости до 4800 кадров в секунду [91].

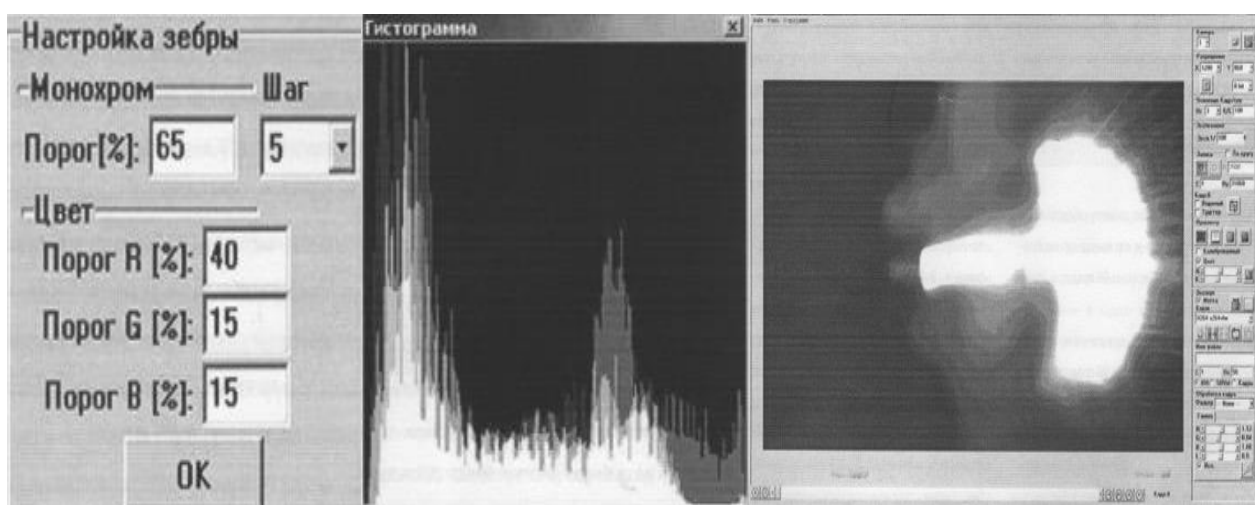


Рисунок 3.7 – Общий вид комплекта камеры «EVERCAM 1000-8-C»

Камеры EVERCAM обеспечивают высокоскоростную съемку HD видео с частотой до 4,800 кадров в секунду [92].

Их компактные размеры (100 x 90 x 100 мм) и легкий вес (1 кг без оптики) делают их универсальным инструментом для различных областей, таких как лабораторные исследования, испытания материалов, промышленные испытания, военное производство, производственные линии, рекламная высокоскоростная видеосъемка (Slow Motion) и другие.

Технические характеристики, представленные в таблице 3.1, подчеркивают высокую чувствительность сенсора, отличное качество изображения, работу в экстремальных условиях и возможность разработки специализированного программного обеспечения для обработки высокоскоростного видео, такого как измерение скорости движения объектов, цифровая фильтрация, детектор движения и т.д. [93].

Высокая скорость съемки 4,800 кадров в секунду позволяет воспроизводить движения струи пара в модели горизонтального участка из оргстекла.

Таблица 3.1 – Технические характеристики камеры EVERCAM

Технические характеристики	
Сенсор	Цветной
Разрешение сенсора	1280 x 860 px
Технология сенсора	CMOS
Формат сенсора	4/3"
Чувствительность сенсора	20 V / Lux-s на длине волны 550 нм
Квантовая эффективность сенсора	>45% на длине волны 550 нм
Динамический диапазон	8 / 10 бит
Размер пиксела	13.7 мкм
Память	8 Гб
Длительность записи на предельном потоке	7.43 с
Предельная частота кадров при разрешении	1280 x 800: 1000 к/с
	1024 x 768: 1140 к/с
	1280 x 720: 1200 к/с
	800 x 600: 1500 к/с
	640 x 480: 1800 к/с
Предельная частота кадров при разрешении	320 x 240: 3500 к/с
	1280 x 432: 2000 к/с
	1280 x 208: 4000 к/с
	1280 x 160: 5900 к/с
	1280 x 80: 8700 к/с
	1280 x 32: 16000 к/с
	1280 x 16: 22500 к/с
	Минимальное время экспозиции
Тип затвора	Global Shutter
Запись по внешнему источнику сигнала	Да
Старт-стоп записи	От кнопок, программно, по триггеру, по числу кадров
Сигнал внешнего синхронизатора	TTL
Циклическая запись	Да
Управление и передача видео	Gigabit Ethernet
Протокол управления	UDP
Максимальное удаление от станции без репитера	100 м
Усиление	Три уровня
Наличие управляющего ПО	Да
Габариты без оптики	100 x 90 x 100 мм
Вес без оптики	1 кг
Рекомендуемые объективы	- NIKKOR AF (Япония)
	- ЗЕНИТАР MC (Россия)
	- SAMYANG MF, AF (Корея)
Питание	Постоянное 12 В, переменное 220В, 50Гц
Потребляемая мощность	15 Вт
Температура работы	От 0 до 50 °С



### 3.1.5 Сборка, монтаж и опробование работы модельной установки

Для монтажа, ввода в эксплуатацию и обслуживания модельной установки необходимо строго соблюдать правила ПУЭ, ПТБ и ПТЭ [93, 94, 95]. Пуско-наладочные работы включают в себя следующие этапы:

1. Установка парогенератора на месте его использования.
2. Подвод центральной системе водоснабжения.
3. Соединение с системой канализации.
4. Обеспечение зоны использования пара.
5. Парогенератор включают в электрическую сеть для обеспечения энергии.

#### Установка парогенератора в систему.

Для монтажа парогенератора необходимо выбрать закрытое помещение, которое соответствует требованиям "Правила устройства безопасной эксплуатации электродных котлов и электрокотельных" [95]. Это помещение должно обеспечивать условия для проведения монтажных работ и эксплуатации оборудования. Требования включают наличие системы центрального водоснабжения, канализации, надежной системы заземления, а также трехфазной электросети с напряжением 380В и частотой 50 Гц.

Перед началом монтажа следует провести визуальный осмотр. Расположить парогенератор на полу крытого помещения и при нужде, произвести корректировку его горизонтальность. Затем подключить его к центральной системе обеспечения водоснабжения с помощью шарового крана подачи воды. Для соединения с канализацией используйте шаровой кран дренажа или устройство автоматической продувки [96].

Для подвода пара в зону использования используйте стальные трубопроводы, выходящие из выходного шарового крана парогенератора. Трубопровод подачи пара должен иметь опору, способную принимать осевые усилия, крутящие и изгибающие моменты, вызванные механическими и температурными напряжениями.

Для подключения к системе электропитания прокладывайте провода через сальниковый ввод к вводным зажимам автоматического выключателя, установленного в распределительном щите потребителя. Этот выключатель служит для защиты и оперативного управления включением и выключением парогенератора. Важно убедиться, что фазы и нейтральный провод подведены правильно.

Для обеспечения управления температурой продукта, необходимо установить термопреобразователь сопротивления модели ДТС105-50М.В3 (60-120) в объекте, который подлежит обработке парогенератором. После установки термопреобразователя необходимо подключить его к парогенератору в соответствии с электрической схемой парогенератора.

После подключения провести измерения сопротивления цепи фаза-ноль и сопротивления заземляющего устройства. Значения сопротивлений цепи фаза-ноль и заземляющего устройства должны соответствовать требованиям «Правил устройства электроустановок (ПУЭ)».

Важно отметить, что все монтажные, ремонтные и профилактические работы следует выполнять при отключенном напряжении для обеспечения безопасности.

#### Первичный пуск и регулировка системы.

Перед проведением первичного пуска и регулировки системы следует выполнить несколько важных шагов:

1. Проверка качества питательной воды перед заполнением ЭПГ.
2. Перед пуском необходимо проверить исправность всех элементов парогенератора, приборов и аппаратов схемы управления, а также исправность заземляющих устройств.
3. Проверить состояние уплотнений, запорно-регулирующей и измерительной аппаратуры.
4. Проверить затяжку болтов, гаек, винтов, состояние контактов на токоведущих частях, и при необходимости подтянуть крепежные элементы.
5. Проверить состояние силовых электроконтактов на вводе к электрощитку электропитания, на выходе из щита и на подключение к парогенератору. При необходимости зачистить контакты и подтянуть крепежные элементы.
6. Перед запуском проверить положение ручек шарового крана на паропроводе. Шаровой кран подвода воды и шаровой кран подачи пара должны быть открыты.
7. Открыть дверцу блока управления парогенератора, включить вводной автоматический выключатель QF1 и автоматический выключатель QF2 питания схемы управления, а затем закрыть дверцу блока управления.
8. Запустить парогенератор в работу, нажав кнопку "Пуск". При этом должен загореться индикатор светосигнальный "Нет воды". Для выполнения с автоматической продувкой необходимо закрыть кран автоматической продувки.
9. Для выполнения автоматической продувки открыть боковую дверь парогенератора. Для контроля наличия воды на входе в насос, нажать кнопку, расположенную на корпусе датчика защиты от "сухого хода" LP-3. При наличии воды в системе кнопка зафиксируется, и индикатор "Нет воды" должен погаснуть. Если кнопка не фиксируется, необходимо обеспечить давление в системе, после чего закрыть дверь.

Если при работающем насосе не происходит рост мощности по регулятору мощности проверить соответствие направлению вращения вала насоса направлению, указанному стрелкой на корпусе насоса. При необходимости произвести переключение фаз на вводе в парогенератор.

Осуществить управление отключением насосов и подачей электродов при превышении давления до установленного значения  $P_{ном}$ , а также повторным включением насосов и электродов при снижении давления до  $0,8 P_{ном}$ . Необходимо избыточное давление постепенным закрытием шарового крана. Терминал «Установка» означает отключение насоса и клапана подачи воды в котел. Изменения «установки» температуры при необходимости производятся согласно руководству по эксплуатации на измеритель-регулятор, представленные в таблице 3.2.

Проведите осмотр парогенератора в рабочем состоянии, проверьте состояние запорно-регулирующей и измерительной аппаратуры, убедитесь, что отсутствуют посторонние шумы, утечки жидкости и испарения в местах соединений.

Таблица 3.2 – «Установка» температуры измерителя – регулятора в зависимости от давления парогенератора

Давление парогенератора	3 bar	4 bar	5 bar	5,5 bar	6 bar	7 bar	8 bar
Установка °С	140±1	150±1	155±1	158±1	160±1	165±1	170±1

Отключение парогенератора производить в следующей последовательности:

- вывести регулятора мощности с номинальной мощности на 0;
- проконтролировать на дисплее регулятора мощности падение мощности;
- нажать кнопку "Стоп" поста кнопочного панели управления при этом должна погаснуть лампа поста кнопочного.
- проверить по манометру падение давления до нуля;
- закрыть шаровой кран подачи пара;
- выключить вводный автоматический выключатель в блоке управления.

### 3.1.6 Тепловизионная съемка

Для осуществления тепловизионной съемки изменения поля температуры по точкам экспериментального стенда во времени проводилась в ручном режиме тепловизионной съемки с использованием тепловизора MESTEK TI120, внешний вид и технические характеристики которой, приведены на рисунке 3.8 и таблице 3.3.

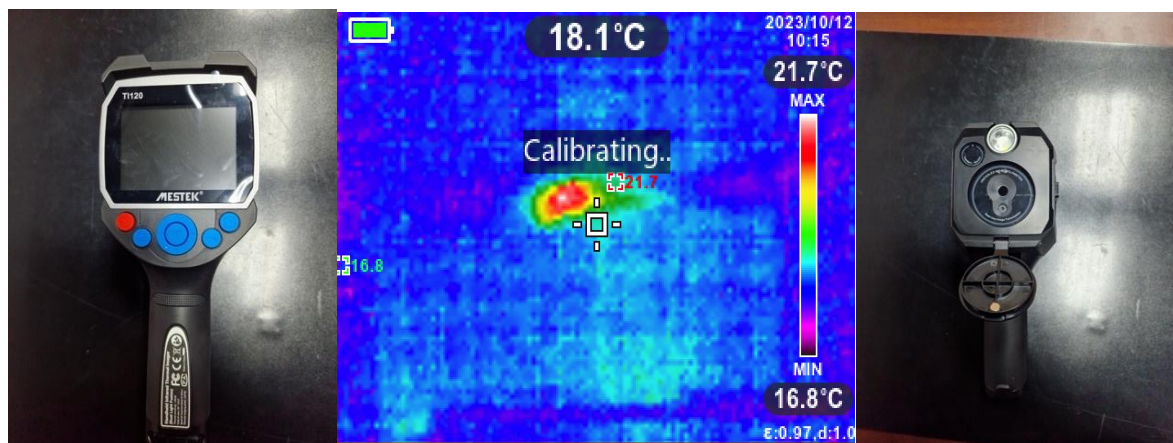


Рисунок 3.8 – Инфокрасный тепловизор MESTEK TI120

Таблица 3.3 – Технические характеристики тепловизора MESTEK TI120

Наименование параметра	Значение
ИК датчик, пикс.	220x160
Точность измерений, °С	+/-2°
TFT LCD дисплей	3.2"
Кол-во точек измерения	35200
Встроенная память для хранения данных, Гб	2.8 Gb
Рабочая температура	от -10 до +45°С
Минимальное расстояние фокусировки, м	0.5
Электропитание	4AA
Коэффициент эмиссии	E 0.01-1.0
Формат сохраняемых изображений	jpg.
Термочувствительность	0.08°С
Цветовые схемы	5 вариантов
Автоотключение, мин.	12
Съемная SC карта для хранения данных, Гб	нет
Частота обновления кадра, Гц	9
Поле зрения	35° × 26°
Спектральный диапазон, μm	8...14
Габариты, мм	212x105x62
Светодиодная подсветка	да

### 3.2 Методики проведения эксперимента

После постановления цели и задач эксперимента была разработана методика проведения эксперимента, состоящая из совокупности мыслительных и физических операций, размещенных в определенной последовательности, в соответствии с которой достигается цель исследования.

Методика без применения теплового кабеля состоит из следующих операций:

1. Сбор и монтаж стендовой установки;
2. Проверка на герметичность всех элементов соединения;
3. Проверка парогенератора на его готовность к эксперименту. Проверка клапанов на подачу воды, проверка котла парообразования и сливного бака;
4. Проверка, установка и подключение датчиков давления и температур к контрольно-измерительному прибору;
5. Заполнить породой с высоковязкой нефтью «физическую модель скважины» с учетом ее пористости и проницаемости и смонтировать на стенде (соединить с системой стенда);
6. Закрывать сливные клапана установленные в «физическую модель скважины»;
7. Осуществить выбор варьирующих параметров для начала эксперимента;

8. Задать параметры для парогенератора;
9. Включить парогенератор с заданными параметрами;
10. Проверить датчики на трубах по всей длине для того, чтобы удостовериться в равномерности протекания пара до модели скважины;
11. Подключить ноутбук с установленной программой «Arduino» к стенду для записи показаний подачи – 1 датчик, давления – 4 датчика, температуры – 10 датчиков;
12. Начать заполнение системы стенда с записью показаний всех датчиков;
13. Параллельно осуществлять тепловизионную съемку;
14. Открытие клапанов слива скважины;
15. Засечь время слива истечения высоковязкой нефти по каждому клапану отдельно установленных по всей длине «физической модели скважины» в сливные баки;
16. Записать полученные результаты в сводную таблицу по всем клапанам;
17. По визуальному определению остановки истечения нефти из «физической модели», выключить парогенератор, закрыть клапана;

Методика с применением теплового кабеля состоит из следующих операций:

1. Сбор и монтаж стендовой установки;
2. Установка теплового кабеля внутрь НКТ, расположив его в центре трубы по всей длине и подключить к питанию;
3. Проверка на герметичность всех элементов соединения;
4. Проверка парогенератора на его готовность к эксперименту. Проверка клапанов на подачу воды, проверка котла парообразования и сливного бака;
5. Проверка, установка и подключение датчиков давления и температур к контрольно-измерительному прибору;
6. Заполнить высоковязкой нефтью и породой модель скважины с учетом ее пористостью и проницаемостью и смонтировать с НКТ;
7. Закрыть сливные клапана установленные в модели скважины;
8. Осуществить выбор варьирующих параметров для начала эксперимента;
9. Задать параметры для парогенератора;
10. Включить парогенератор с заданными параметрами;
11. Проверить датчики на НКТ по всей длине для того, чтобы удостовериться в равномерности протекания пара до модели скважины;
12. Ожидание прогрева модели скважины по всей длине;
13. Открытие клапанов слива скважины;
14. Засечь время слива истечения высоковязкой нефти по каждому клапану отдельно установленных по всей длине скважины в сливные баки;
15. Записать полученные результаты в сводную таблицу по всем клапанам;
16. По визуальному определению остановки истечения нефти, выключить парогенератор, закрыть клапана.

### **3.3 Результаты экспериментальных исследований**

В процессе экспериментально-стендовых исследований использовались прямые измерения при помощи измерительных приборов и датчиков показания

которых записывались в программе «Arduino», обрабатывались и строились графики.

Каждый эксперимент повторялся пять раз. Как известно, что при многократном повторении одного и того же измерения получаются различные численные значения, даже при абсолютно одинаковых условиях измерений, т.е. имеет место погрешность. По результатам измерений аппроксимация экспериментально полученных данных из 5 замеров, применялся метод наименьших квадратов.

### **3.3.1 Порядок выполнения эксперимента исследования неустановившегося движения насыщенного пара**

1. Парогенератор заполняется водой и начинается подогрев до температуры 140 °С;

2. После поднятия температуры до 140 °С начинается заполнение системы насыщенным паром;

3. Запускается на ноутбуке (подключен к системе стенда) программа «Arduino»;

4. В автоматическом режиме, в течении 3,5 часов, с датчика расхода, 4-х датчиков давления и 10 датчиков температуры снимаются и записываются показания (Приложение 1);

5. По записанным показаниям датчиков строятся графики изменения каждого параметра на каждом датчике во времени;

6. С заданным интервалом в 5 мин в ручном режиме с применением тепловизора MESTEK TI120 осуществляется съемка распространения фронта горячего пара в системе стенда.

Построенные графики изменения давления и температуры в каждой точке размещения датчиков на стенде, приводятся ниже.

### **3.3.2 Результаты экспериментов**

Полученные результаты экспериментов представлены в виде совмещенных графиков, снятые с датчиков при обработке результатов без подогрева (без греющего кабеля) и с подогревом (с греющим кабелем) по каждому датчику температуры.

Как хорошо видно из схемы стенда датчики температуры 1 – 4 установлены на линии подводящего трубопровода иметирующего ствол скважины. Изменение температуры по датчикам 1 – 4 во времени представлены на графиках (рисунки 3.9 – 3.12. На графиках показаны две кривые, отображающие изменение температуру в системе по длине трубопровода при закачке пара без подогрева и с подогревом, установленным в системе нагревательным саморегулирующимся кабелем SAMREG 40-2CR. Технические характеристики которого приведены в таблице 2.2.

Данные замеров показателей датчиков на экспериментальном стенде сведены в исходные таблицы 3.4 и 3.5.

По этим данным построены графики распределения температуры по времени.

Таблица 3.4 – Показания датчиков при закачке пара в систему

расход		давление				температура			
мин	л/с	P1	P2	P3	P4	T1	T2	T3	T4
0	0	1,03	1,05	1,03	1,32	22,5	21,75	22,25	21,75
30	71,64	1,03	0,97	1,00	0,99	61,5	60,1	62,5	61,2
60	73,68	1,26	1,22	1,21	1,22	73,6	75,1	74,5	75,1
90	75,58	1,07	1,06	1,03	1,03	88,4	90,1	88,3	86,2
120	80,11	1,15	1,15	1,11	1,12	97,5	96,7	95,25	96,25
150	85,66	1,09	1,02	0,99	1,13	104,2	103,7	104,25	110,7
180	95,32	1,21	1,18	1,03	1,01	109,3	111,7	112,8	113,9
210	97,82	1,43	1,22	1,17	1,16	113,5	114,1	113,3	113,6

температура					
T5	T6	T7	T8	T9	T10
22,5	22,25	23,25	21,75	22,5	22,3
36,2	33,2	30,5	34,75	31,3	29,2
43,1	41,25	37,25	40,41	37,5	33,7
58,25	52,75	49,5	52,25	49,2	45,6
71,1	68,25	65,75	68,25	65,5	63,8
82,3	87,25	86,75	92,75	91,7	88,2
104,5	110,3	95,22	93,4	92,9	90,7
112,2	111,4	110,6	110,1	109,9	109,8

Таблица 3.5 – Показания датчиков при закачке пара в систему с греющим кабелем

расход		давление				температура			
мин	л/с	P1	P2	P3	P4	Tc1	Tc2	Tc3	Tc4
0	0	1,03	1,05	1,03	1,34	25,00	24,25	23,5	22,75
30	72,78	1,1	1,06	1,05	0,72	89,34	108,75	100,25	101,5
60	72,92	1,06	1,05	1,03	0,72	103,50	105,5	105,75	105,5
90	76,92	1,05	1,1	1,06	0,97	106,75	107,75	110,2	109,5
120	80,92	1,05	1,09	1,06	1,94	111,12	111,9	114,6	113,2
150	85,92	1,19	1,16	1,15	0,77	115,50	116,5	119,75	121,8
180	96,61	1,55	1,56	1,53	0,73	128,00	129,5	129,5	130,5
210	98,61	1,56	1,61	1,56	0,72	131,75	133,25	132,5	133,5

температура					
Tc5	Tc6	Tc7	Tc8	Tc9	Tc10
23,2	23,5	24,25	23,25	24,5	22,5
48,3	47,5	45,25	44,75	39,25	31,25
69,75	66,4	64,5	66,4	63,1	59,7
84,2	82,25	79,75	77,25	75,75	73,25
88,5	85,75	83,5	85,1	82,75	79,5
103,5	101,2	98,5	100,3	98,3	96,6
124,3	123,8	122,3	121,8	118,2	116,25
132,5	131,7	132,3	131,8	132,4	131,9

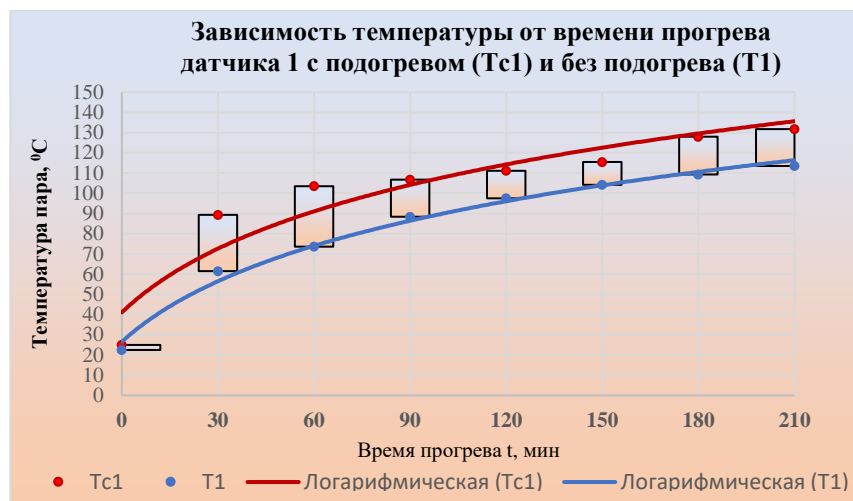


Рисунок 3.9 – Зависимость температуры от времени прогрева датчик 1 (T1 – без кабеля; Tc1 – с кабелем)

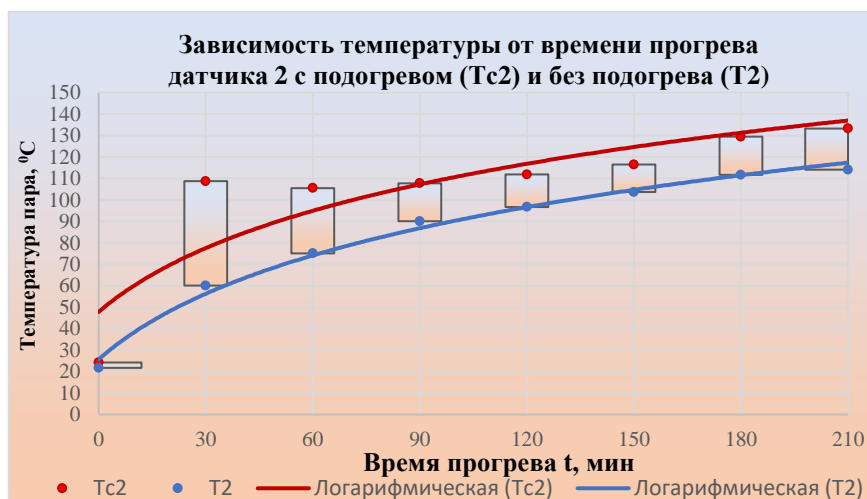


Рисунок 3.10 – Зависимость температуры от времени прогрева датчик 2 (T2 – без кабеля; Tc2 – с кабелем)

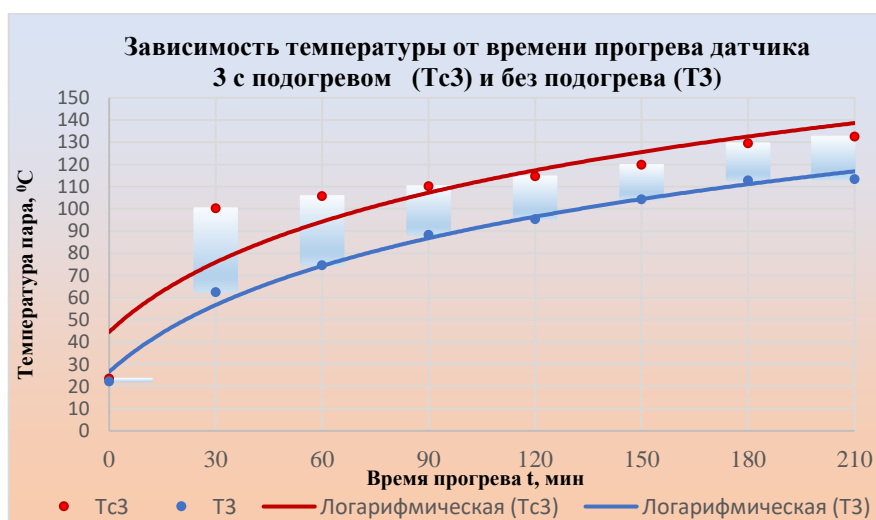


Рисунок 3.11 – Зависимость температуры от времени прогрева датчик 3 (T3 – без кабеля; Tc3 – с кабелем)



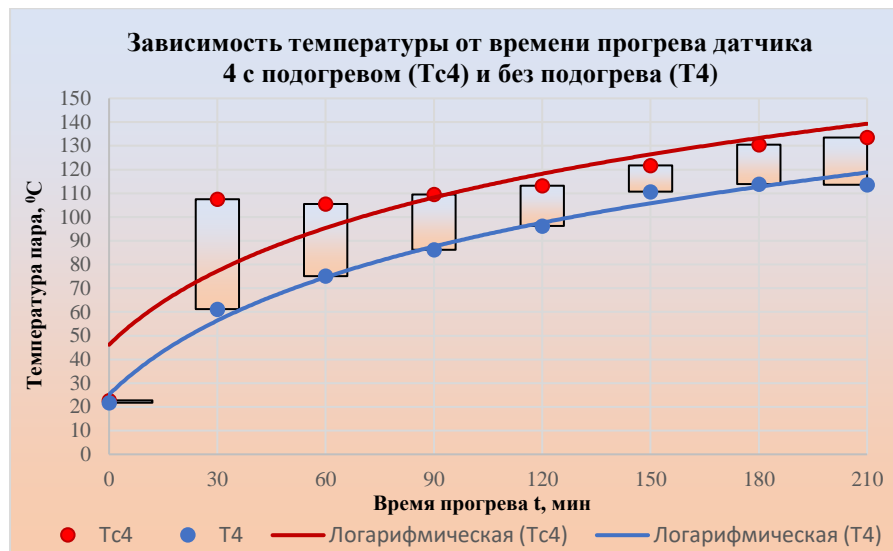


Рисунок 3.12 – Зависимость температуры от времени прогрева датчик 4 (Т4 – без кабеля; Тс4 – с кабелем)

Как хорошо видно из схемы стенда датчики температуры 1 – 4 установлены на линии подводящего трубопровода иметирующего ствол скважины. Из анализа представленных данных на графиках 3.9 – 3.12 следует, что температура в линии при замерах без кабеля за 3,5 часа возрастает с 21 °С, в момент включения стендовой установки до 114 °С, а с кабелем с 21 °С до 133 °С, т.е. рост температуры в системе в среднем возрастает на 20 °С.

На физической модели горизонтального участка скважины установлено 6 датчиков температуры - 3 сверху и 3 снизу как показано на рисунке 3.2. Снизу установлены 4 сливных краника для визуального наблюдения и тепловизионной съемки выходящего пара.

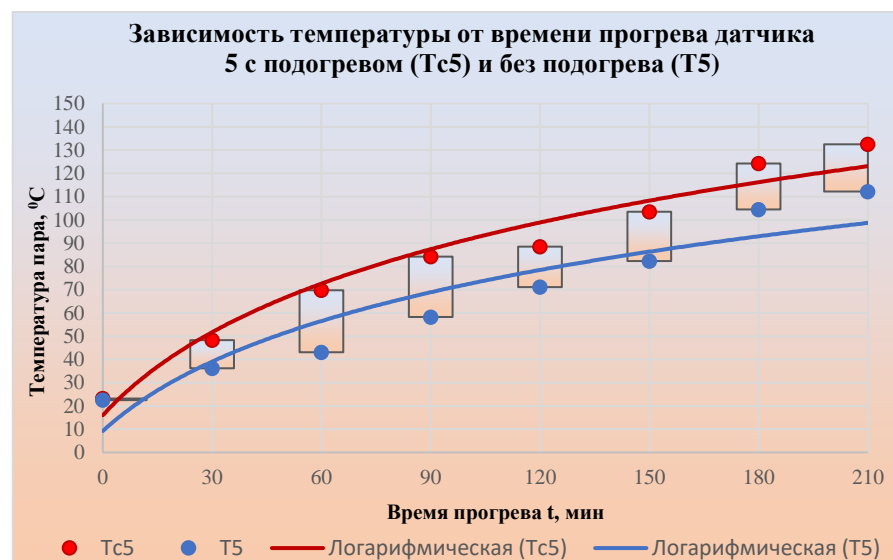


Рисунок 3.13 – Зависимость температуры от времени прогрева датчик 5 (Т5 – без кабеля; Тс5 – с кабелем)

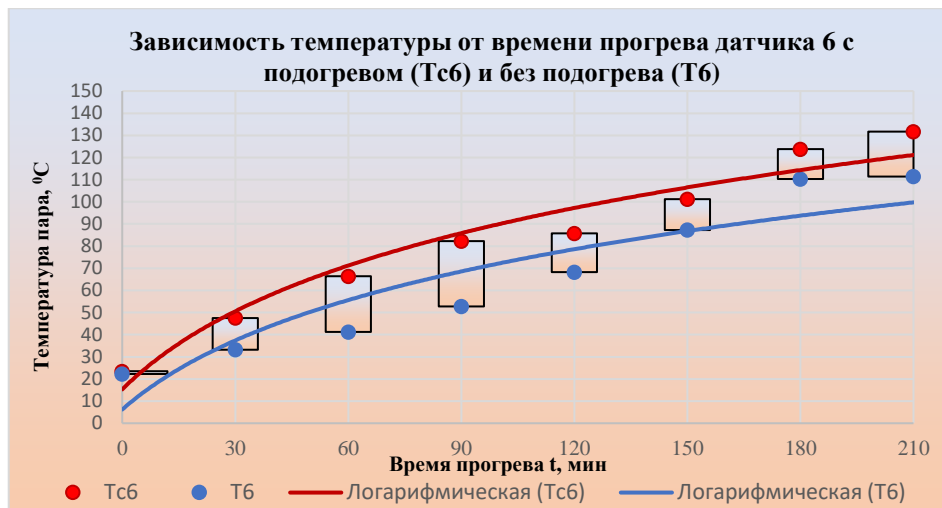


Рисунок 3.14 – Зависимость температуры от времени прогрева датчик 6 (Т6 – без кабеля; Тс6 – с кабелем)

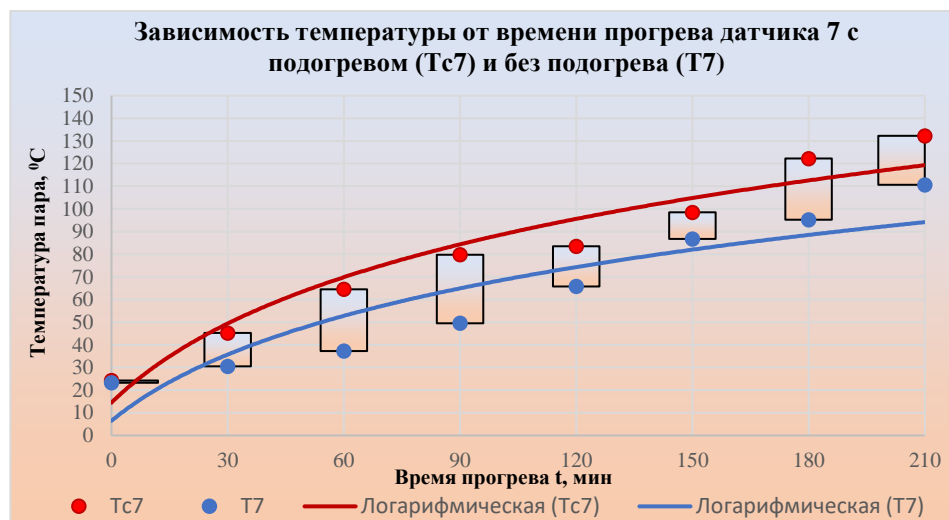


Рисунок 3.15 – Зависимость температуры от времени прогрева датчик 7 (Т7 – без кабеля; Тс7 – с кабелем)

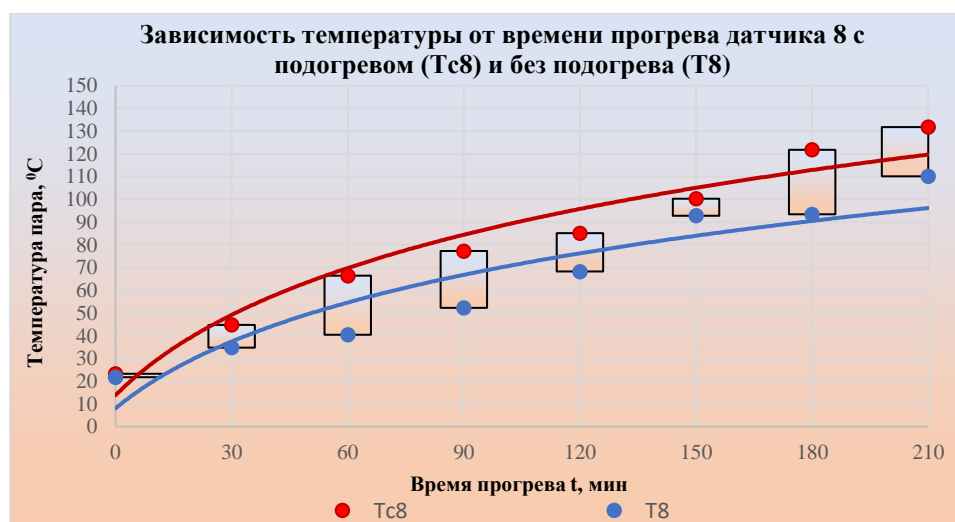


Рисунок 3.16 – Зависимость температуры от времени прогрева датчик 8 (Т8 – без кабеля; Тс8 – с кабелем)

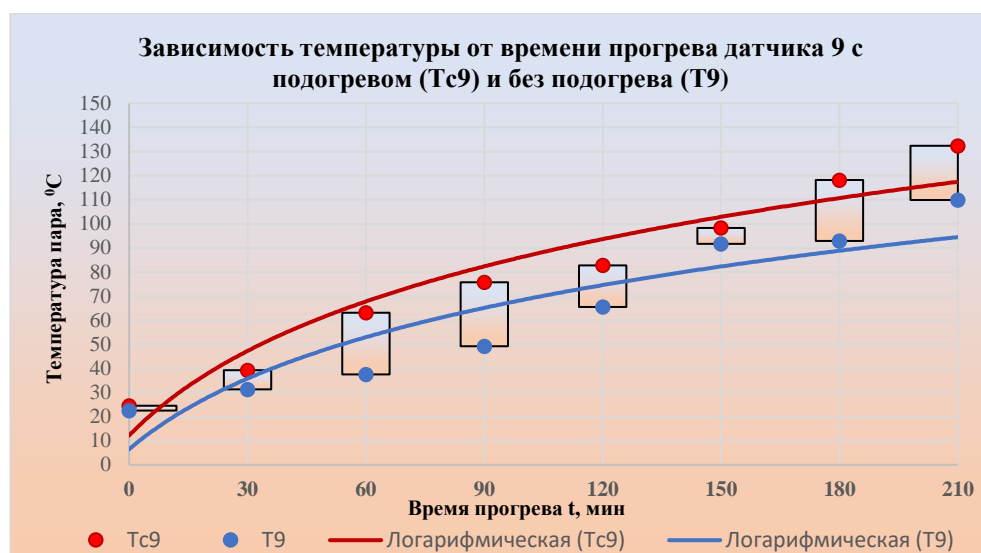


Рисунок 3.17 – Зависимость температуры от времени прогрева датчик 9 (T9 – без кабеля; Tс9 – с кабелем)

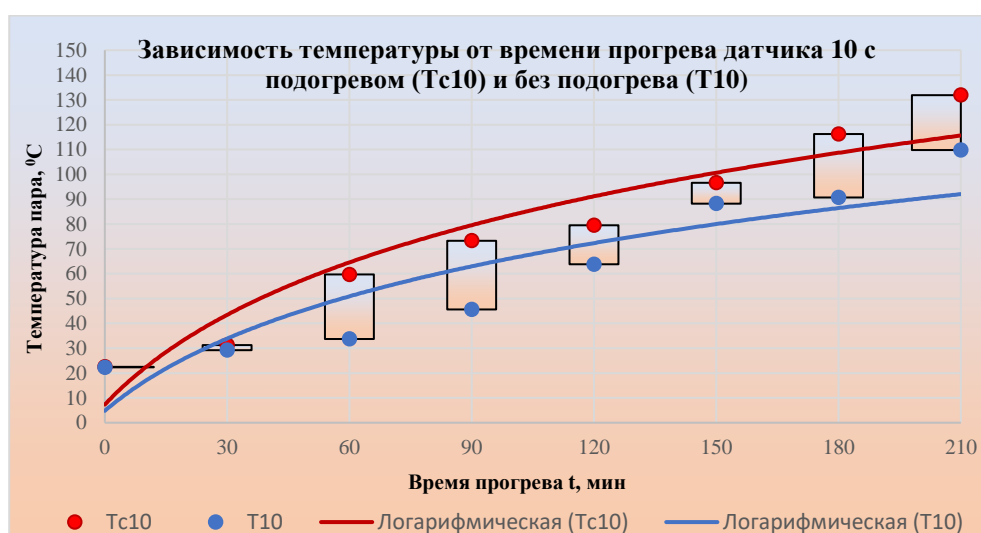


Рисунок 3.18 – Зависимость температуры от времени прогрева датчик 10 (T10 – без кабеля; Tс10 – с кабелем)

Из анализа представленных данных на графиках 3.13 – 3.18 следует, что температура на физической модели забойной зоны при SAGD, со временем растет без кабеля до значений 112 °C и до 132 °C с кабелем. Скорость прогрева физической модели идет медленнее чем трубопровода, что по нашему мнению, обусловлено большим диаметром 200 мм, что в 6,5 раза превышает диаметр трубопровода и тем, что модель заполнена искусственно приготовленным песчанником пропитанным высоковязкой нефтью с месторождения Узень. Данные по нефти приведены в таблице 3.4. Нефть предварительно нагревали и уже затем заполняли физическую модель под давлением 0,2 МПа.

На рисунке 3.19 приведены фотографии выхода пара из физической модели.

Таблица 3.6 - Физические свойства узеньской нефти

№	Параметры	Показатели
1	Плотность, кг/м <sup>3</sup> (20 <sup>0</sup> С)	858,9
2	Вязкость, x 10 <sup>6</sup> м <sup>2</sup> /с (50 <sup>0</sup> С)	16,5
3	Температура застывания, <sup>0</sup> С	+31
4	Темпер. насыщения нефти парафином, <sup>0</sup> С	51
5	Содержание, масс %	
	- серы	0,18
	- смолселикагелевых	13,30
	- асфальтенов	3,30
	- парафинов	18,60

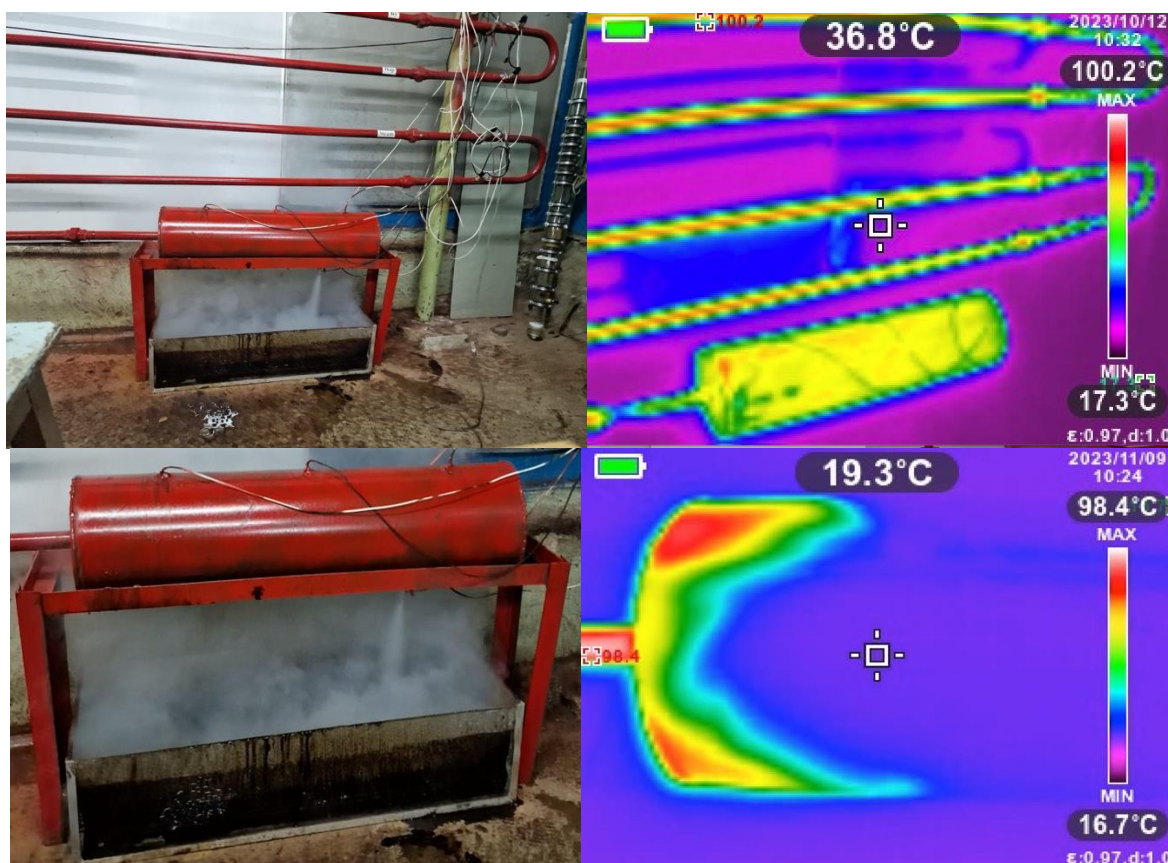


Рисунок 3.19 – Фотографии движения пара в системе и его выход из физической модели

На рисунке 3.19 показан интенсивный выход пара через краники, установленные на физической модели с температурой более 130 °С, что подтверждает работоспособность модели. Данную температуру удалось достичь при установке греющего саморегулирующегося кабеля. Разброс температуры составил от 23 °С до 132 °С, а при работе стендовой установки без подогрева максимальную температуру пара за 2,5 часа работы, удалось достичь 112 °С.

Ограничение по времени в 2,5 часа было обусловлено перегрузкой линии подачи электроэнергии 380 В, выражающимся нагревом электрокабеля и срабатывающая автоматов защиты.

На рисунке 3.20 показан нагрев греющего кабеля перед входом в установку за 30 мин. снятых тепловизором с интервалом в 5 мин, из которого следует, что нагревательный саморегулирующийся кабель повысил свою температуру с 17,4 °С (температура окружающей среды) до 64,5 °С, т.е. в более чем в 3,7 раза, что указывает на его эффективность работы.

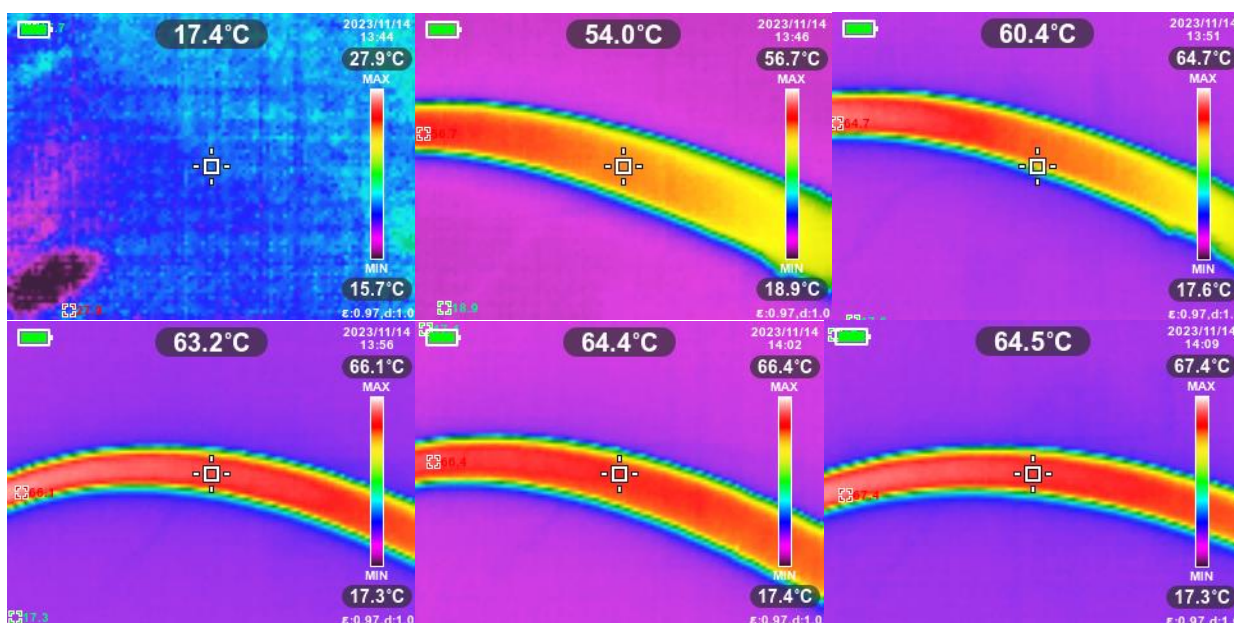


Рисунок 3.20 - Нагрев кабеля в течении 30 мин перед входом стендовую установку замеренный с шагом 5 мин

## Выводы

1. Идея компенсации теплотерь по стволу скважины путем использования нагревательного кабеля нашла свое экспериментальное подтверждение.

2. Собранная экспериментально – стендовая установка работоспособна и может быть использована для дальнейших стендово – экспериментальных исследований.

3. Для повышения температуры пара на стендовой установке, близкой к получаемой в промышленных условиях из ППУ-1600-100, необходимо использовать более мощный парогенератор.

4. Использование греющего саморегулирующего кабеля в реальных промышленных условиях возможно до 3000 м, т.к. до этой длины кабель выпускается цельным. При этом, можно и увеличивать глубину за счет соединения отдельных секций такого кабеля, что предусмотрено его конструкцией.

5. Полученные экспериментальные результаты требуют проверки в опытно-промышленных условиях.

## 4 ОЦЕНКА ОЖИДАЕМОГО ДЕБИТА СКВАЖИН ПРИ ПОДДЕРЖАНИИ ТЕМПЕРАТУРЫ ПАРА ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ

Технология закачки пара в пласт производится в 3 стадии:

- инъекция пара методом SAGD с подогревом по стволу скважинным термоэлектрическим модулем;
- остановка закачки и пропитки горизонтального участка призабойной зоны пласта паром;
- повышения нефтеотдачи.

### 4.1 Радиуса прогрева пласта

Из-за подогрева теплоносителя по стволу скважины и короткой продолжительности стадии закачки пара (10-30 суток) возможно пренебрежение потерями тепла в окружающих условиях и считается, что весь вводимый теплоток концентрируется в нефтяном пласте [97]. Тогда радиус охвата пласта тепловым потоком вычисляется из уравнения теплового баланса по формуле 4.1.

$$q_{\Pi} c_r t = \pi R^2 h c_{\Pi} \quad (4.1)$$

откуда радиус прогрева находим по формуле 4.2:

$$R_{\Pi} = \sqrt{\frac{q_{\Pi} c_r t}{c_{\Pi} h \pi}} \quad (4.2)$$

где  $q_{\Pi}$  – массовый расход нагнетаемого пара, кг/ч;

$t$  – время нагнетания пара, ч;

$c_r$  – скрытая теплота парообразования, Дж/кг;

$h$  – толщина пласта, м;

$c_{\Pi}$  – объемное теплосодержание пласта в паровой зоне, Дж/м.

### 4.2 Начального дебита скважины после закачки пара в пласт

Расчет начального дебита скважины после закачки пара в пласт по формуле 4.3:

$$Q_{\Pi} = \frac{2\pi k h (P_k - P_c)}{\mu(T_{\Pi}) \ln \frac{R_{\Pi}}{R_c} + \mu(T_0) \ln \frac{R_k}{R_{\Pi}}} \quad (4.3)$$

где  $P_k$  – пластовое давление на контуре питания, Па;

$P_c$  – забойное давление в скважине в период отбора продукции Па;

$\mu(T_{\Pi})$  – средняя вязкость нефти в прогретой зоне, Па·с;

$\mu(T_0)$  – вязкость нефти при начальной пластовой температуре, Па·с;

$R_c$  – радиус скважины, м;

$R_k$  – радиус контура питания, м;

$k_0$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>.

### 4.3 Увеличения дебита скважины после закачки пара в пласт

Увеличения дебита скважины по формуле 4.4:

$$K = \frac{q_H}{q_{\text{баз}}} \quad (4.4)$$

где  $q_H$  – начальный дебит после закачки пара в пласт, м<sup>3</sup>/сут;  
 $q_{\text{баз}}$  – базовый дебит до закачки пара в пласт, м<sup>3</sup>/сут.

Базовый дебит до закачки пара в пласт определяется по формуле 4.5:

$$q_{\text{баз}} = \frac{2 \pi k h (P_k - P_c)}{\mu (T_0) \ln \frac{R_k}{R_c}} \quad (4.5)$$

### 4.4 Расчет дебита скважины при SAGD

Расчет дебита скважины при SAGD по формуле 4.6:

$$q = 2 * L \sqrt{\frac{1,5 * k_H * g * \alpha * \phi * \Delta S_o * h}{m * v_s}} \quad (4.6)$$

где  $q$  – дебит скважины (м<sup>3</sup>/сут);

$k_H$  – коэффициент абсолютной проницаемости пласта по нефти ( $k_H = 1500mD$ );

$g$  – ускорение свободного падения ( $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ );

$\alpha$  – коэффициент температуропроводимости пластовой системы ( $\alpha = 7,2 * 10^{-6} \text{ м/с}^2$ );

$\phi$  – пористость ( $\phi = 29\%$ );

$\Delta S_o$  – нефтенасыщенность  $\Delta S_o = 1 - S_{\text{ост}}$  ( $S_{\text{ост}} = 25\%$ ,  $\Delta S_o = 75\%$ );

$h$  – толщина пласта ( $h = 30 \text{ м}$ );

$m$  – константа модели вязкости;

$\rho$  – плотность нефти ( $\rho = 915 \text{ кг/м}^3$ );

$v_s$  – кинематическая вязкость нефти при температуре закачиваемого пара (м<sup>2</sup>/с);

$v_R$  – кинематическая вязкость нефти при температуре резервуара ( $\frac{\text{м}^2}{\text{с}}$ );

Отношение кинематической вязкости нефти при температуре закачиваемого пара к температуре резервуара определяются по формуле 4.7:

$$\frac{v_s}{v_R} = \left( \frac{T - T_{\text{пл}}}{T_s - T_{\text{пл}}} \right)^m \quad (4.7)$$

Из данной формулы выводим константу модели вязкости посредством логарифмирования по формуле 4.8:

$$m = \log_{\frac{T-T_{пл}}{T_s-T_{пл}}} \frac{v_s}{v_R} \quad (4.8)$$

Кинематическая вязкость находится из отношения динамической вязкости и плотности нефти, но значения динамической вязкости, нужно найти из соотношения графика температур к вязкости, подставляя температуру пласта в определенный промежуток времени по формуле 4.9. В таблице 4.1, 4.2 представлены данные зависимости вязкости от температуры для 1-ой и 2-ой модели.

$$v_R = \frac{\mu}{\rho} \quad (4.9)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость нефти (сП).

Таблица 4.1 – График зависимость вязкости от температуры для 1-ой модели

Температура		Динамическая вязкость нефти (сП)
(°F)	(°C)	
86	30	6724
100	37,78	4907
150	65,56	2692
200	93,33	607
250	121,11	95
300	148,89	24
350	176,67	10
500	260	5
550	287,78	1,4

На рисунке 4.1 представлен график зависимости вязкости от температуры.

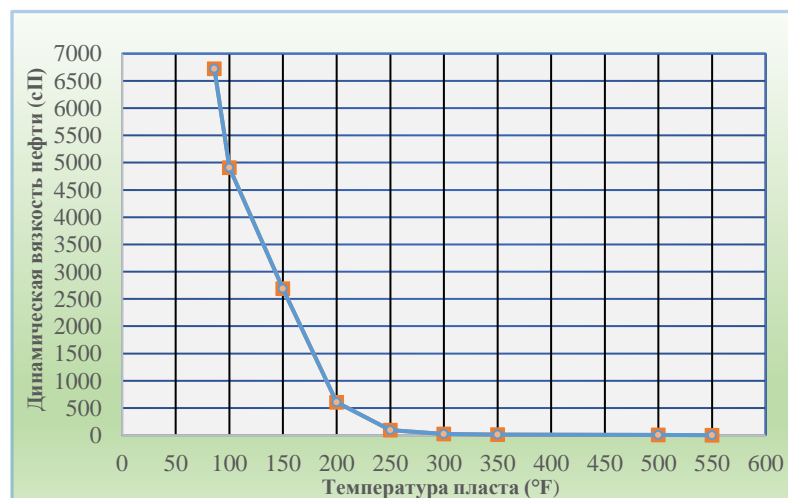


Рисунок 4.1 - Зависимость вязкости от температуры



Таблица 4.2 - График зависимости вязкости от температуры для 2-ой модели

Температура		Динамическая вязкость нефти
(°F)	(°C)	(сП)
86,173	30,096	6718
86,378	30,21	6710
96,355	35,74	4950
125,35	51,86	3940
172,02	77,79	800
223	106,11	400
253	122,78	100
272	133,33	93
285	140,55	40

$$\begin{aligned}
 v_{R1} &= \frac{6,718}{915} = 0,0073 \text{ м}^2/\text{с} & v_{R2} &= \frac{6,710}{915} = 0,007 \text{ м}^2/\text{с} \\
 v_{R3} &= \frac{4,95}{915} = 0,005 \text{ м}^2/\text{с} & v_{R4} &= \frac{3,94}{915} = 0,004 \text{ м}^2/\text{с} \\
 v_{R5} &= \frac{0,8}{915} = 0,0008 \text{ м}^2/\text{с} & v_{R6} &= \frac{0,4}{915} = 0,00043 \text{ м}^2/\text{с} \\
 v_{R7} &= \frac{0,1}{915} = 0,0001 \text{ м}^2/\text{с} & v_{R8} &= \frac{0,09}{915} = 0,00098 \text{ м}^2/\text{с} \\
 v_{R9} &= \frac{0,04}{915} = 0,0043 \text{ м}^2/\text{с} & v_{R10} &= \frac{0,02}{915} = 0,0002 \text{ м}^2/\text{с}
 \end{aligned}$$

Вязкость нефти при температуре пара ( $T_s = 464 \text{ °F} = 240 \text{ °C}$ )

$$v_s = \frac{0.00001}{915} = 0,00001 \text{ м}^2/\text{с}$$

$$m = \log_{\frac{T-T_{пл}}{T_s-T_{пл}}} \frac{v_s}{v_R}$$

$T$  – средняя температура прогретого резервуара (°F)

$T_{пл}$  – температура резервуара (°F)

$T_s$  – температура пара (°F)

$$\begin{aligned}
 m_1 &= \log_{\frac{86,173-86}{464-86}} \frac{0,00001}{0,0073} = 0,862 & m_2 &= \log_{\frac{86,378-86}{378}} \frac{0,00001}{0,007} = 0,851 \\
 m_3 &= \log_{\frac{96,355-86}{378}} \frac{0,00001}{0,005} = 1,721 & m_4 &= \log_{\frac{125,35-86}{378}} \frac{0,00001}{0,004} = 2,602 \\
 m_5 &= \log_{\frac{172,02-86}{378}} \frac{0,00001}{0,0008} = 4,415 & m_6 &= \log_{\frac{223,14-86}{378}} \frac{0,00001}{0,00043} = 3,692 \\
 m_7 &= \log_{\frac{253,34-86}{378}} \frac{0,00001}{0,001} = 2,805 & m_8 &= \log_{\frac{272,03-86}{378}} \frac{0,00001}{0,00098} = 6,456 \\
 m_9 &= \log_{\frac{284,84-86}{378}} \frac{0,00001}{0,0043} = 9,29 & m_{10} &= \log_{\frac{296-86}{378}} \frac{0,00001}{0,0002} = 5,011
 \end{aligned}$$

Дебит при h = 30 м

$$q = 2 * L \sqrt{\frac{1,5 * k_H * g * \alpha * \varnothing * \Delta S_o * h}{m * v_s}} \quad (\text{м}^3 / \text{сут})$$

$$q_1 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 30}{0,862 * 10^{12}}} * 86400 = 234,155 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_2 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 30}{0,851 * 10^{12}}} * 86400 = 235,83 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_3 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 30}{1,721 * 10^{12}}} * 86400 = 166,36 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_4 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 30}{2,602 * 10^{12}}} * 86400 = 134,87 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_5 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 30}{4,415 * 10^{12}}} * 86400 = 103,23 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_6 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 30}{3,692 * 10^{12}}} * 86400 = 113,22 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_7 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 30}{2,805 * 10^{12}}} * 86400 = 129,89 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_8 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 30}{6,456 * 10^{12}}} * 86400 = 85,62 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_9 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 30}{9,29 * 10^{12}}} * 86400 = 71,37 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_{10} = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 30}{5,011 * 10^{12}}} * 86400 = 97,18 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Дебит при h = 25 м

$$q_1 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 25}{0,862 * 10^{12}}} * 86400 = 213,9 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_2 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 25}{0,851 * 10^{12}}} * 86400 = 215,28 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_3 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 25}{1,721 * 10^{12}}} * 86400 = 151,38 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_4 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 25}{2,602 * 10^{12}}} * 86400 = 123,12 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_5 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 25}{4,415 * 10^{12}}} * 86400 = 94,51 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_6 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 25}{3,692 * 10^{12}}} * 86400 = 103,36 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_7 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 25}{2,805 * 10^{12}}} * 86400 = 118,58 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_8 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 25}{6,456 * 10^{12}}} * 86400 = 78,163 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_9 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 25}{9,29 \times 10^{12}}} * 86400 = 65,15 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_{10} = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 25}{5,011 \times 10^{12}}} * 86400 = 88,71 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Дебит при h = 20 м

$$q_1 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 20}{0,862 * 10^{12}}} * 86400 = 191,32 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_2 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 20}{0,851 \times 10^{12}}} * 86400 = 192,55 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_3 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 20}{1,721 \times 10^{12}}} * 86400 = 135,84 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_4 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 20}{2,602 \times 10^{12}}} * 86400 = 110,12 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_5 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 20}{4,415 \times 10^{12}}} * 86400 = 84,53 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_6 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 20}{3,692 \times 10^{12}}} * 86400 = 92,44 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_7 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 20}{2,805 \times 10^{12}}} * 86400 = 106,062 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_8 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 20}{6,456 \times 10^{12}}} * 86400 = 69,91 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_9 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 20}{9,29 \times 10^{12}}} * 86400 = 58,27 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_{10} = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 20}{5,011 \times 10^{12}}} * 86400 = 79,35 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Дебит при h = 15 м

$$q_1 = 2 * 1237 \sqrt{\frac{1,5 * 15 * 9,8 * 0,72 * 0,29 * 0,75 * 15}{0,862 * 10^{12}}} * 86400 = 165,68 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_2 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 15}{0,851 \times 10^{12}}} * 86400 = 166,76 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_3 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 15}{1,721 \times 10^{12}}} * 86400 = 117,26 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_4 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 15}{2,602 \times 10^{12}}} * 86400 = 95,36 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_5 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 15}{4,415 \times 10^{12}}} * 86400 = 73,21 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_6 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 15}{3,692 \times 10^{12}}} * 86400 = 80,06 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_7 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 15}{2,805 \times 10^{12}}} * 86400 = 91,85 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_8 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 15}{6,456 \times 10^{12}}} * 86400 = 60,54 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_9 = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 15}{9,29 \times 10^{12}}} * 86400 = 50,47 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$q_{10} = 2 \times 1237 \sqrt{\frac{1,5 \times 15 \times 9,8 \times 0,72 \times 0,29 \times 0,75 \times 15}{5,011 \times 10^{12}}} * 86400 = 68,72 \text{ м}^3/\text{сут}$$

В таблице 4.3 приведены результаты расчетного дебита при  $h=30\text{м}$ , по которым была построена рисунок 4.2, показывающий зависимость дебита по годам.

Таблица 4.3 - Результаты расчетов дебита при  $h=30\text{м}$

Дебит $\text{м}^3/\text{сут}$	Время ( количество лет)
234,155	1
235,83	2
166,36	3
134,87	4
103,23	5
113,22	6
129,89	7
85,62	8
71,37	9
97,18	10



Рисунок 4.2 - Расчетный дебит скважины по годам при  $h = 30 \text{ м}$

В таблице 4.4 приведены результаты расчетного дебита при  $h=25\text{м}$ , по которым был построен рисунок 4.3, показывающий зависимость дебита по годам.

Таблица 4.4 - Результаты расчетов дебита при  $h = 25$  м

Дебит м <sup>3</sup> /сут	Время ( количество лет)
213,9	1
215,28	2
151,38	3
123,12	4
94,51	5
103,36	6
118,58	7
78,163	8
65,15	9
88,71	10



Рисунок 4.3 - Расчетный дебит скважины по годам при  $h = 25$  м

В таблице 4.5 приведены результаты расчетного дебита при  $h = 20$  м, по которым был построен рисунок 4.4, показывающий зависимость дебита по годам.

Таблица 4.5 - Результаты расчетов дебита при  $h = 20$  м

Дебит м <sup>3</sup> /сут	Время ( количество лет)
191,32	1
192,55	2
135,84	3
110,12	4
84,53	5
92,44	6
106,062	7
69,91	8
58,27	9
79,35	10



Рисунок 4.4 – Расчетный дебит скважины по годам при  $h = 20$  м

В таблице 4.6 приведены результаты расчетного дебита при  $h=15$ м, по которым был построен рисунок 4.5, показывающий зависимость дебита по годам.

Таблица 4.6 - Результаты расчетов дебита при  $h = 15$  м

Дебит м <sup>3</sup> /сут	Время ( количество лет)
165,68	1
166,76	2
117,26	3
95,36	4
73,21	5
80,06	6
91,85	7
60,54	8
50,47	9
68,72	10



Рисунок 4.5 - Расчетный дебит скважины по годам при  $h = 15$  м

## **Выводы**

1. Проведенные расчеты ожидаемого дебита скважин, с применением метода SAGD с системой термоэлектрического модуля, показывают эффективность метода.

2. Вязкость нефти после прогрева паром с температурой 140 °С значительно снижается с 6718 до 40 сП и как следствие возрастает текучесть и растет дебит.

3. Проведенные расчеты ожидаемого дебита при различных мощностях продуктивного пласта 15, 20, 25, 30 м возрастают.

## 5 ОЖИДАЕМАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ SAGD С ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИМ МОДУЛЕМ

Чистая приведенная стоимость (Net Present Value - NPV), или чистый дисконтированный доход, представляет собой метод оценки проектов. Этот метод основан на использовании дисконтирования денежных потоков, где будущие поступления и затраты приводятся к их текущей стоимости. Путем расчета NPV можно определить, является ли проект финансово выгодным.

Перед внедрением перспективного бизнес-проекта необходимо вычислить NPV этого бизнес-проекта.

Последовательность вычисления, следующая [98]:

1) необходимо учитывать потоки предполагаемого проекта - последующие первичные вложения (отток денежных инвестиций) и ожидаемые будущие поступления (притоки).

2) вычислить ставку капитала, т.е. ставку дисконтирования;

3) произвести дисконтирование всех денежных потоков (как притоков, так и оттоков) из проекта с использованием установленной ставки, указанной в пункте 2;

4) просуммируйте все дисконтированные потоки, то есть сложите значения всех денежных потоков после применения дисконтирования. Полученная сумма будет иметь чистую приведенную стоимость (NPV) проекта.

Существует условия принятия проекта, которые показывают если  $NPV > 0$  то проект рентабельным, а если  $NPV < 0$  то проект не имеет смысла в инвестициях.

Дисконтирование денежных средств представляет собой процессуальные данные о денежных средствах, соответствующих их текущей стоимости. Этот метод основан на важном принципе экономики — убывающей стоимости денег. Проще говоря, в течение времени, когда деньги утрачивают свою ценность по сравнению с текущим моментом, необходимо определить текущий момент измерения и привести к тому, что все будущие результаты прибыли и убытков будут приведены к настоящему времени. Поэтому, для решения этой задачи используется коэффициент дисконтирования.

Коэффициент дисконтирования — это множитель, который применяется для пересчета (дисконтирования) измерения денежного потока на этапе замедления многошагового расчета эффективности инвестиционного проекта. Этот коэффициент позволяет учитывать временную стоимость денег, приводящую к увеличению их текущей стоимости в момент, который называется моментом приведения. Использование коэффициента дисконтирования помогает оценить реальную стоимость инвестиций, временное изменение стоимости денег со временем.

Коэффициент дисконтирования определяется из формулы 5.1:

$$P = 1 / (1 + \text{Ставка дисконтирования})^n \quad (5.1)$$

где  $n$  — количество лет до момента приведения.



Ставка дисконтирования - это норма доходности. Показатель влияет как на принятие решения об инвестировании средств, так и на оценку компании или отдельного вида бизнеса. Рассчитаем ставку дисконтирования, а также коэффициент дисконтирования.

Коэффициент дисконтирования применяется для пересчета будущих поступлений, с тем чтобы учесть временное изменение их стоимости и привести их к текущей стоимости путем перемножения коэффициента дисконтирования и потоков платежей.

Формула 5.2 вычисления потоков платежей:

$$k_d = \frac{1}{(1+r)^i} \quad (5.2)$$

## 5.1 Методика дисконтирование денежных потоков

Формула расчета 5.3 представлена ниже:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} = -IC + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (5.3)$$

где IC – сумма инвестиций;

CF (*Cash Flow*) – денежный поток в период времени I;

i – ставка дисконтирования (норма дохода);

N, t – количество временных периодов, по которым появляются денежные потоки.

В формуле дисконтирования денежных средств ключевым элементом является ставка дисконтирования. Эта ставка отражает ожидаемую норму прибыли, которую инвестор ожидает получить вложения средств в конкретный инвестиционный проект. Ставка дисконтирования наблюдения устанавливает различные факторы, определяющие географические оценки, и может включать в себя инфляционную составляющую, доходность по безрисковым активам, дополнительную норму прибыли за риск, обеспечить рефинансирование, средневзвешенную стоимость капитала, проценты по банковским вкладам и другие факторы. Это важный параметр, определяющий текущую стоимость будущих потоков денежных средств и влияющий на принятие решений по инвестициям.

### 5.1.1 Расчет нормы дохода (r) для дисконтирования денежных потоков

Существует множество различных методов оценки ставок дисконтирования, то есть нормы дохода в инвестиционном анализе. Давайте

более подробно рассмотрим преимущества и недостатки некоторых способов вычисления нормы доходности. Эту аналитику можно изучить в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Достоинства и недостатки существующих методов дисконтирования

Методы оценки ставки дисконтирования	Достоинства	Недостатки
Модели CAPM	Возможность учета рыночного риска	Однофакторность, необходимость наличия обыкновенных акций на фондовом рынке
Модель Гордона	Простота расчета	Необходимость наличия обыкновенных акций и постоянных дивидендных выплат
Модель средневзвешенной стоимости капитала (WACC)	Учет нормы дохода как собственного, так и заемного капитала	Сложность оценки доходности собственного капитала
Модель ROA, ROE, ROCE, ROACE	Возможность учета рентабельности капиталов проекта	Не учет дополнительных макро, микро факторов риска
Метод Е/Р	Учет рыночного риска проекта	Наличие котировок на фондовом рынке
Метод оценки премий на риск	Использование дополнительных критериев риска в оценке ставки дисконтирования	Субъективность оценки премии за риск
Метод оценки на основе экспертных заключений	Возможность учесть слабоформализуемые факторы риска проекта	Субъективность экспертной оценки

### 5.1.2 Расчет затрат для определения сметной стоимости (цены) строительства 1м скважины

Таблица 5.2 - Исходные данные для расчета стоимости строительства 1м скважины

№	Наименование показателей	Единица	Показатели
1	Затраты на подготовительные работы к строительству скважины - всего	т.тг	395
2	Строительство и разборка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования	т.тг	370
3	Подготовительные работы к бурению (постоянные по сметной документации)	т.тг	224
4	Промыслово – геофизические работы - всего	%	33,6
5	Дополнительные затраты при производстве строительно – монтажных работ в зимнее время	%	3,64
6	Испытание скважин на продуктивность	т.тг	280
7	Накладные расходы в %-х от прямых затрат	%	100,8
8	Плановые накопления	%	44,8
9	Резерв на непредвиденные работы и затраты	%	11,2
10	Налог на добавленную стоимость	%	100,8

Данные взяты из таблицы 5.2:

1. В диссертации предусмотрены затраты на строительные работы по обустройству скважин, и эта общая сумма составляет 395 тысяч тенге (строка 1).

2. Затраты на строительство и демонтаж вышки, а также монтаж и демонтаж бурового оборудования указаны и составляют 370 тысяч тенге в соответствии с данными, представленными в строке 2.

3. Расходы на проведение подготовительных работ по бурению, которые продолжаются в соответствии с оценочной документацией, обозначаются и составляют 224 тысячи тенге в соответствии с информацией, представленной в строке 3.

4. Затраты на бурение скважины развиваются в зависимости от интервала, который включает в себя скважины и глубины бурения.

- разбуривание пород под кондуктор (глубина 50 м.) – 930,0 т.тг (взято бурение 1м – 60\$);

- при бурение промежуточную колонны (глубина спуска 550 м.) – 65642,5 т.тг (взято бурение 1м – 385 \$);

- бурение скважины с целью создания условий для установки и использования эксплуатационной колонны. (длина колонны 1237 м с горизонтальным участком в 300 м.) - 85188,0 т.тг (взято бурение 1 м – 400\$ на участке 1237 – 550 = 687 м).

Общая стоимость инвестиций на бурение скважины вышла равной – 151 760,5 т тг (274800\$).

Исходя из глубины спуска, вычисляется требуемая сумма и суммируется:

а) крепление кондуктора длиной 50 м составляют 60 т.тг (стоим. 1м крепления – 3,9\$);

б) крепление промежуточной колонны на глубину до 550 м затраты на крепление составляют 852,5 т.тг (стоим. 1м крепления -5\$);

г) крепление эксплуатационной колонны до 550 м - 767,25т.тг (стоим. 1м крепления - 4,5\$), а при спуске наклонного участка длиной 687 м – 2555,64 т. тг (стоим. 1м крепления - 12,0\$). Средняя стоимость 1 м крепления – 3 322,89 т.тг.

Общая стоимость инвестиций по креплению скважины получились равной – 4235,39 т.тг.

6. Инвестиции на промыслово-геофизические работы (строка 4) вычисляются в % от общей суммы на бурение, крепление и испытание, т.е.

$$5,4\% * (151\ 760,5 + 4\ 235,39 + 280,0) / 100 = 8\ 438,9 \text{ т.тг.}$$

7. Затраты, которые могут возникнуть при выполнении строительномонтажных работ в зимнее время (указанные в строке 9), составляют 0,85% от общей суммы затрат, указанной в строках 3 и 5. То есть эти расходы представляют собой 0,85% от совокупных затрат на проведение работ и затрат на строительство и демонтаж.

$$0,85\% * (395,0 + 224,0) / 100 = 52,62 \text{ т.тг.}$$

Общая сумма прямых расходов составляет 165 476,4 тенге, как указано в строке 11.

Накладные расходы рассчитываются как 18,0% от общей суммы прямых затрат, т.е.

$$18,0\% * 165\,476,4 / 100 = 29\,785,75 \text{ т.тг (строка 12).}$$

В целом  $165\,476,4 + 29\,785,75 = 195\,262,16$  т.тг.

Плановые накопления берутся как 8% от всей суммы, т.е.

$$8 * 195\,262,16 / 100 = 15\,620,97 \text{ т.тг.}$$

Итого с плановыми накоплениями  $195\,262,16 + 15\,620,97 = 210\,883,13$  т.тг.

Расходы на транспортировку в наземных условиях вычисляются на основе следующего принципа:

а) в вышкостроении – 0,6% от суммы:

$$0,6 * 258 / 100 = 2,22 \text{ т.тг.}$$

б) в бурении и креплении – 0,5% от суммы (стр.6 + стр.7)

$$0,5 * (151\,760,5 + 4\,235,39) / 100 = 780,0 \text{ т.тг}$$

в) в испытании – 0,5% от строки б:

$$0,5 * 280 / 100 = 1,4 \text{ т.тг}$$

Итого затраты будут – 783,6 т.тг.

Резерв на непредвиденные расходы - это последняя сумма, предоставляемая в резерв буровой организации, и она составляет 2% от общей стоимости выполненных работ. Это дополнительные средства, предусмотренные для покрытия непредвиденных расходов или ситуаций, которые могут возникнуть в процессе выполнения проекта бурения.

$$2 * 165\,476,4 / 100 = 3\,309,53 \text{ т.тг}$$

Общая сумма затрат без налога на проводку и строительство скажины: 214 976,26 т.тг.

НДС установлен в размере 18%. Это означает, что к общей стоимости товаров или услуг добавляется налог в размере 18%.

$$18 * 214\,976,26 / 100 = 38\,695,73 \text{ т.тг.}$$

Общая сумма затрат с налогами [19]

$$214\,976,26 + 38\,695,73 = 253\,671,98 \text{ т.тг. (818\,296,7 \$).}$$

Общие затраты на строительство скважин, которые зафиксированы в базе для расчета стоимости одного метра бурения, составляют

$$(214\,976,26 + 38\,695,73)/1237 = 205,07 \text{ т.тг. (661,5 \$).}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 - Результаты расчета стоимости строительства скважины

№ п/п	Наименование показателей	един.измер.	Показатели
1	Глубина скважины	м	1237
2	Глубина спуска обсадной колонны	м	
	б) кондуктор	м	50
	в) промежуточная колонна	м	550
	г) эксплуатационная	м	1237
3	Затраты на подготовительные работы к строительству скважины - всего	т.тг.	395
4	Строительство и разборка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования	т.тг.	370
5	Подготовительные работы к бурению	т.тг.	224
6	Затраты на бурение скважины - всего:	т.тг.	151 760,50
	в том числе:	т.тг.	
	а) при бурении под кондуктор	т.тг.	930
	б) при бурении под пром. колонну	т.тг.	65 642,50
	г) при бурении под экспл. колонну	т.тг.	85 188,00
7	Затраты по крепление скважины -всего	т.тг.	4 235,39
	в том числе:		
	а) по креплению кондуктора	т.тг.	60
	б) по креплению пром. колонны	т.тг.	852,5
	г) по креплению экспл. колонны	т.тг.	3 322,89
8	Промыслово- геофизические работы- всего	т.тг.	8 438,90
9	Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время	т.тг.	52,62
10	Испытание скважины на продуктивность	т.тг.	280
11	Итого прямые затраты (3+.....+10)	т.тг.	165 476,40
12	Накладные расходы в % от прямых затрат	т.тг.	29 785,75

13	Итого с накладными расходами	т.тг.	195 262,16
14	Плановые накопления	т.тг.	15 620,97
15	Итого с плановыми накоплениями	т.тг.	210 883,13
16	Мортировка вахт наземным транспортом	т.тг.	783,6
17	в том числе:	т.тг.	
18	а) в вышкостроении	т.тг.	2,22
19	б) в бурении и креплении	т.тг.	779,98
20	в) в испытании	т.тг.	1,4
21	Затраты на материалы в распоряжении буровой	т.тг.	3 309,53
22	Итого затрат на строительство скважины	т.тг.	214 976,26
23	Налог на добавленную стоимость	т.тг.	38 695,73
24	Брутто стоимость строительства скважины	т.тг.	253 671,98
25	Чистая стоимость (цены) строительства скважины	т.тг.	205,07

Таблица 5.4 – Стоимостные данные по оборудованию спускаемому в скважину

№	Наименование		расчет
1	стоимость 1 тонны НКТ диаметром 73 мм	т.тг	95,20
2	ППУ "UNISTEAM-M"	1 шт	18 000,00
	средний расход ППУ	л/час	70,00
3	Расход ППУ в сутки по топливу	тн	1,70
4	Стоимость 1 тонны топлива (солярка)	т.тг	197,4
5	Расход топлива в год	тн	620,5
6	Стоимость расх. топлива в год	т.тг	122 486,70
7	Работы по стуску колонн	т.тг	742,2
	спуск 1 метра НКТ	т.тг	0,6
	Итого прямых затрат	тг	142 566 900
		\$	459 893
	Затраты единовременные бур.+ разраб).	тг	396 238 880
		\$	1 278 190
	Итоги бурения	тг	253 671 980
	2 скважины	\$	<b>2 556 380</b>

Таблица 5.5 – Коэффициенты дисконтирования по годам

Таблица коэффициентов дисконтирования  
(Present Value table)  $1/(1+R)^n$

	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%
1	0,9524	0,9434	0,9346	0,9259	0,9174	0,9091	0,9009	0,8929	0,8850	0,8772	0,8696
2	0,9070	0,8900	0,8734	0,8573	0,8417	0,8264	0,8116	0,7972	0,7831	0,7695	0,7561
3	0,8638	0,8396	0,8163	0,7938	0,7722	0,7513	0,7312	0,7118	0,6931	0,6750	0,6575
4	0,8227	0,7921	0,7629	0,7350	0,7084	0,6830	0,6587	0,6355	0,6133	0,5921	0,5718
5	0,7835	0,7473	0,7130	0,6806	0,6499	0,6209	0,5935	0,5674	0,5428	0,5194	0,4972
6	0,7462	0,7050	0,6663	0,6302	0,5963	0,5645	0,5346	0,5066	0,4803	0,4556	0,4323
7	0,7107	0,6651	0,6227	0,5835	0,5470	0,5132	0,4817	0,4523	0,4251	0,3996	0,3759
8	0,6768	0,6274	0,5820	0,5403	0,5019	0,4665	0,4339	0,4039	0,3762	0,3506	0,3269
9	0,6446	0,5919	0,5439	0,5002	0,4604	0,4241	0,3909	0,3606	0,3329	0,3075	0,2843
10	0,6139	0,5584	0,5083	0,4632	0,4224	0,3855	0,3522	0,3220	0,2946	0,2697	0,2472
11	0,5847	0,5268	0,4751	0,4289	0,3875	0,3505	0,3173	0,2875	0,2607	0,2366	0,2149
12	0,5568	0,4970	0,4440	0,3971	0,3555	0,3186	0,2858	0,2567	0,2307	0,2076	0,1869
13	0,5303	0,4688	0,4150	0,3677	0,3262	0,2897	0,2575	0,2292	0,2042	0,1821	0,1625
14	0,5051	0,4423	0,3878	0,3405	0,2992	0,2633	0,2320	0,2046	0,1807	0,1597	0,1413
15	0,4810	0,4173	0,3624	0,3152	0,2745	0,2394	0,2090	0,1827	0,1599	0,1401	0,1229
16	0,4581	0,3936	0,3387	0,2919	0,2519	0,2176	0,1883	0,1631	0,1415	0,1229	0,1069
17	0,4363	0,3714	0,3166	0,2703	0,2311	0,1978	0,1696	0,1456	0,1252	0,1078	0,0929
18	0,4155	0,3503	0,2959	0,2502	0,2120	0,1799	0,1528	0,1300	0,1108	0,0946	0,0808
19	0,3957	0,3305	0,2765	0,2317	0,1945	0,1635	0,1377	0,1161	0,0981	0,0829	0,0703
20	0,3769	0,3118	0,2584	0,2145	0,1784	0,1486	0,1240	0,1037	0,0868	0,0728	0,0611

## 5.2 Чистый дисконтированный доход (NPV) по результатам расчета гидродинамической модели

### 5.2.1 NPV по результатам гидродинамической модели при $h = 30$ м

В таблице 5.6 приведены результаты расчета для построения графика по чистому дисконтированному доходу (NPV) по гидродинамической модели при  $h = 30$  м.

Таблица 5.6 – Результаты расчета для построения графика по чистому дисконтированному доходу (NPV) по гидродинамической модели при  $h = 30$  м.

года	дебит т/сут			стоимость, \$		доход	расход	Выручка	Ставка дисконт.	Коэф. дисконт. при 10%	NPV
	сут.	мес.	год	барр	тн	\$	\$	\$			
1 год	19	570	6840	79,2	350	2 396 736	2 556 380	-159 644	10	0,9091	-159 644
2 год	45	1350	16200	79,2	350	5 676 480	395 118	5 281 362	10	0,8264	5 995 687
3 год	53	1590	19080	79,2	350	6 685 632	395 118	6 290 514	10	0,7513	7 977 720
4 год	24	720	8640	79,2	350	3 027 456	395 118	2 632 338	10	0,683	3 458 963
5 год	21	630	7560	79,2	350	2 649 024	395 118	2 253 906	10	0,6209	3 234 944
6 год	25	750	9000	79,2	350	3 153 600	395 118	2 758 482	10	0,5645	4 491 474
7 год	25	750	9000	79,2	350	3 153 600	395 118	2 758 482	10	0,5132	4 979 942
8 год	24	720	8640	79,2	350	3 027 456	395 118	2 632 338	10	0,4665	5 247 620
9 год	30	10800	10800	79,2	350	3 784 320	395 118	3 389 202	10	0,4241	7 596 397
10 год	18	6480	6480	79,2	350	2 270 592	395 118	1 875 474	10	0,3855	4 469 923

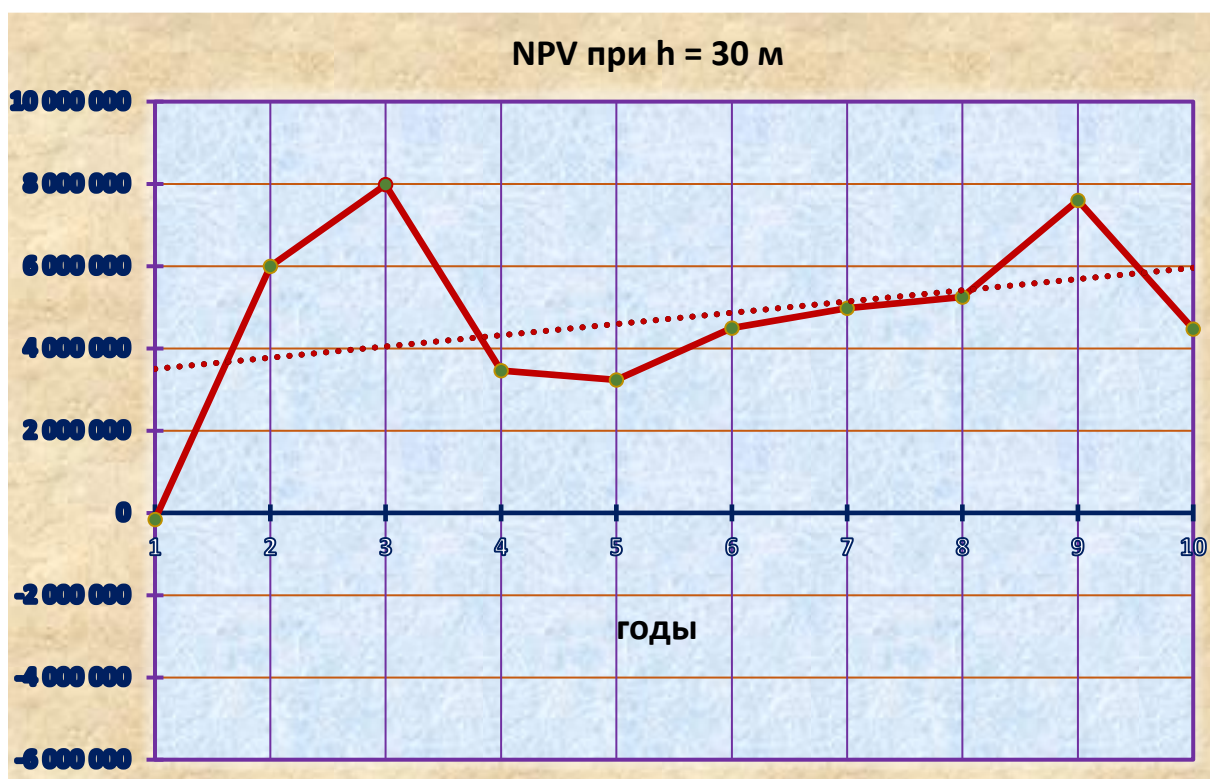


Рисунок 5.1 - График по чистому дисконтированному доходу (NPV) по гидродинамической модели при  $h = 30$  м



## 5.2.2 NPV по результатам гидродинамической модели при $h = 25$ м

Таблица 5.7 – Результаты расчета для построения графика по чистому дисконтированному доходу (NPV) по гидродинамической модели при  $h = 25$  м

года	дебит т/сут			стоимость, \$		доход	расход	Выручка	Ставка дисконт.	Коэф. дисконт. при 10%	NPV
	сут.	мес.	год	барр	тн	\$	\$	\$	%		\$
1 год	10	300	3600	79,2	350	1 261 440	2 556 380	-1 294 940	10	0,9091	-1 294 940
2 год	46	1380	16560	79,2	350	5 802 624	395 118	5 407 506	10	0,8264	6 148 330
3 год	39	1170	14040	79,2	350	4 919 616	395 118	4 524 498	10	0,7513	5 627 107
4 год	48	1440	17280	79,2	350	6 054 912	395 118	5 659 794	10	0,683	7 891 549
5 год	28	840	10080	79,2	350	3 532 032	395 118	3 136 914	10	0,6209	4 657 086
6 год	25	750	9000	79,2	350	3 153 600	395 118	2 758 482	10	0,5645	4 491 474
7 год	24	720	8640	79,2	350	3 027 456	395 118	2 632 338	10	0,5132	4 734 144
8 год	7	210	2520	79,2	350	883 008	395 118	487 890	10	0,4665	650 733
9 год	23	690	8280	79,2	350	2 901 312	395 118	2 506 194	10	0,4241	5 514 332
10 год	24	720	8640	79,2	350	3 027 456	395 118	2 632 338	10	0,3855	6 443 254

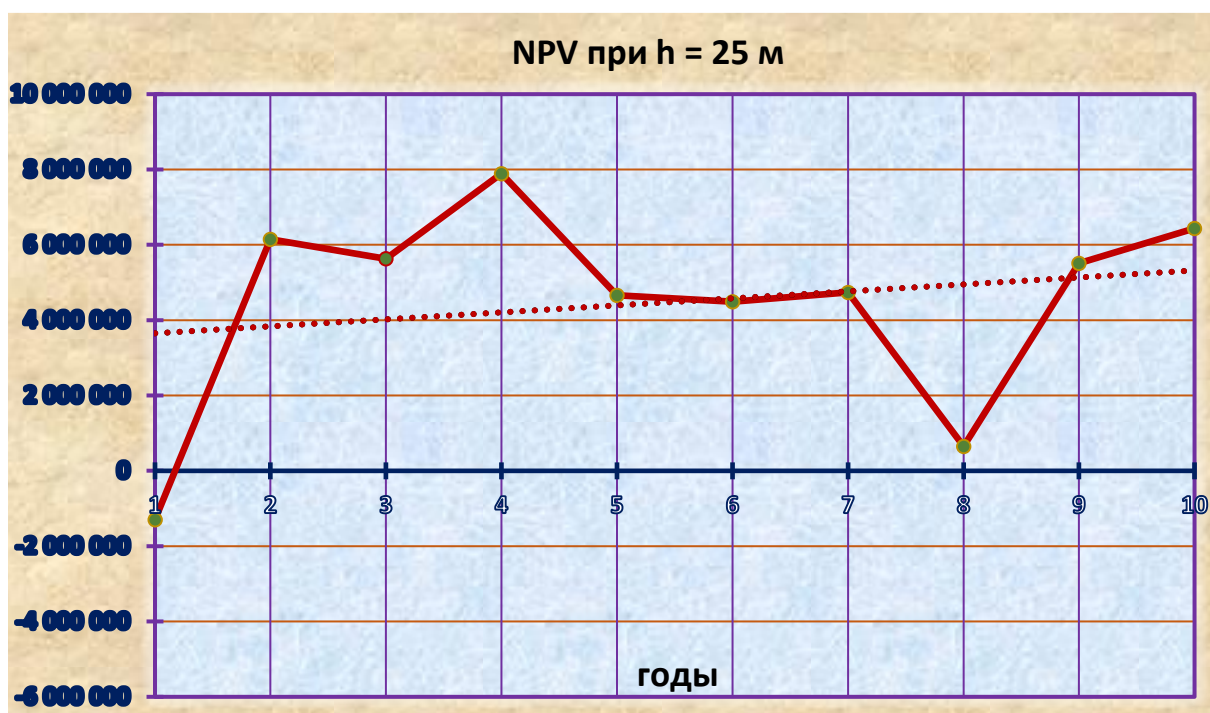


Рисунок 5.2 - График по чистому дисконтированному доходу (NPV) по гидродинамической модели при  $h = 25$  м

## 5.3 Чистый дисконтированный доход (NPV) по результатам расчетного дебит

### 5.3.1 NPV по результатам расчетного дебит при h= 30 м

Таблица 5.8 - Результаты расчета для построения графика по чистому дисконтированному доходу (NPV) по по результатам расчетного дебит при h = 30 м

года	дебит т/сут			стоимость, \$		доход	расход	Выручка	Ставка дисконт.	Коэф. дисконт. при 10%	NPV
	сут.	мес.	год	барр	тн	\$	\$	\$			
1 год	234,16	7014,7	84296	79,2	350	29 537 248	2 556 380	26 980 868	10	0,9091	26 980 868
2 год	235,83	7074,9	84899	79,2	350	29 748 540	395 118	29 353 421	10	0,8264	35 124 510
3 год	166,36	4990,8	59890	79,2	350	20 985 316	395 118	20 590 197	10	0,7513	27 010 974
4 год	134,87	4046,1	48553	79,2	350	17 013 041	395 118	16 617 923	10	0,683	23 935 662
5 год	103,23	3096,9	37163	79,2	350	13 021 845	395 118	12 626 727	10	0,6209	19 941 050
6 год	113,22	3396,6	40759	79,2	350	14 282 024	395 118	13 886 905	10	0,5645	24 205 245
7 год	129,89	3896,7	46750	79,2	350	16 384 844	395 118	15 989 726	10	0,5132	30 761 791
8 год	85,62	2568,7	30823	79,2	350	10 800 449	395 118	10 405 331	10	0,4665	21 909 985
9 год	71,37	2141,1	25693	79,2	350	9 002 897	395 118	8 607 779	10	0,4241	19 901 460
10 год	97,18	2915,4	34985	79,2	350	12 258 674	395 118	11 863 556	10	0,3855	30 397 345

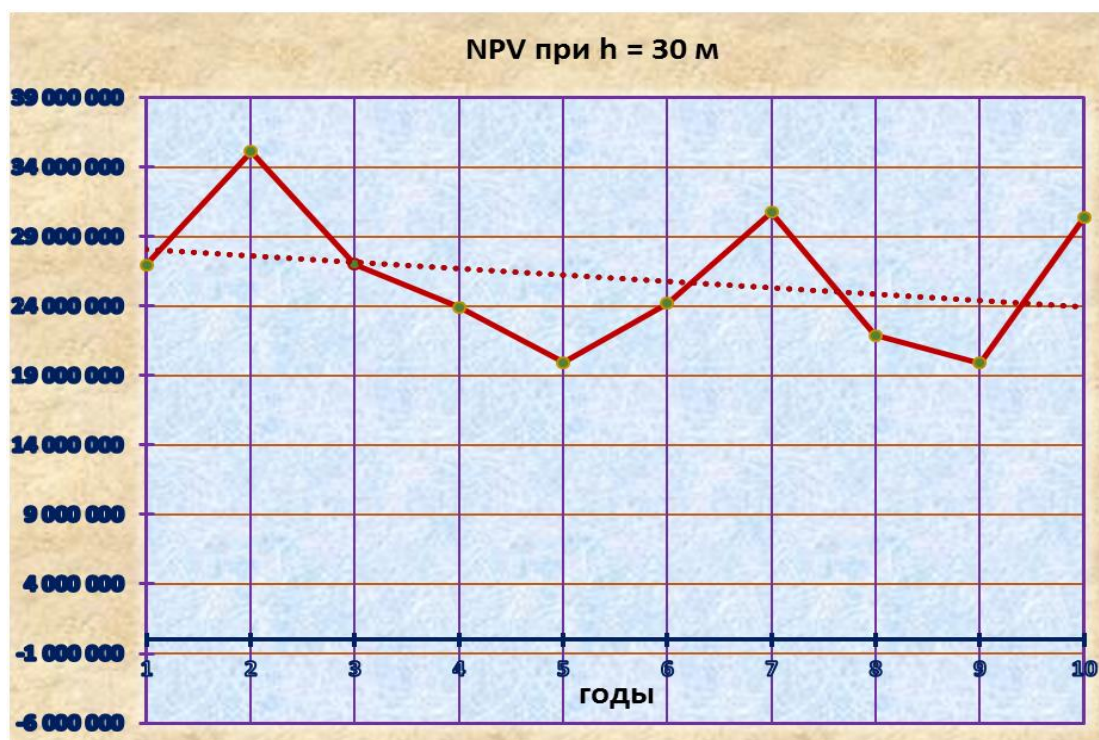


Рисунок 5.3 - График по чистому дисконтированному доходу (NPV) по результатам расчетного дебит при h= 30 м

### 5.3.2 NPV по результатам расчетного дебит при h= 25 м

Таблица 5.9 - Результаты расчета для построения графика по чистому дисконтированному доходу (NPV) по по результатам расчетного дебит при h = 25 м

года	дебит т/сут			стоимость, \$		доход	расход	Выручка	Ставка дисконт.	Коэф. дисконт. при 10%	NPV
	сут.	мес.	год	барр	тн	\$	\$	\$	%		\$
1 год	213,9	6417	77004	79,2	350	26 982 202	2 556 380	24 425 822	10	0,9091	24 425 822
2 год	215,28	6458,4	77501	79,2	350	27 156 280	395 118	26 761 162	10	0,8264	31 987 701
3 год	151,38	4541,4	54497	79,2	350	19 095 679	395 118	18 700 560	10	0,7513	24 495 818
4 год	123,12	3693,6	44323	79,2	350	15 530 849	395 118	15 135 731	10	0,683	21 765 542
5 год	94,51	2835,3	34024	79,2	350	11 921 869	395 118	11 526 751	10	0,6209	18 169 467
6 год	103,36	3100,8	37210	79,2	350	13 038 244	395 118	12 643 125	10	0,5645	22 001 915
7 год	118,58	3557,4	42689	79,2	350	14 958 156	395 118	14 563 037	10	0,5132	27 981 805
8 год	78,63	2344,9	28139	79,2	350	9 589 793	395 118	9 464 675	10	0,4665	19 893 574
9 год	65,15	1954,5	23454	79,2	350	8 218 282	395 118	7 823 163	10	0,4241	18 051 388
10 год	88,71	2661,3	31936	79,2	350	11 190 234	395 118	10 795 116	10	0,3855	27 607 776

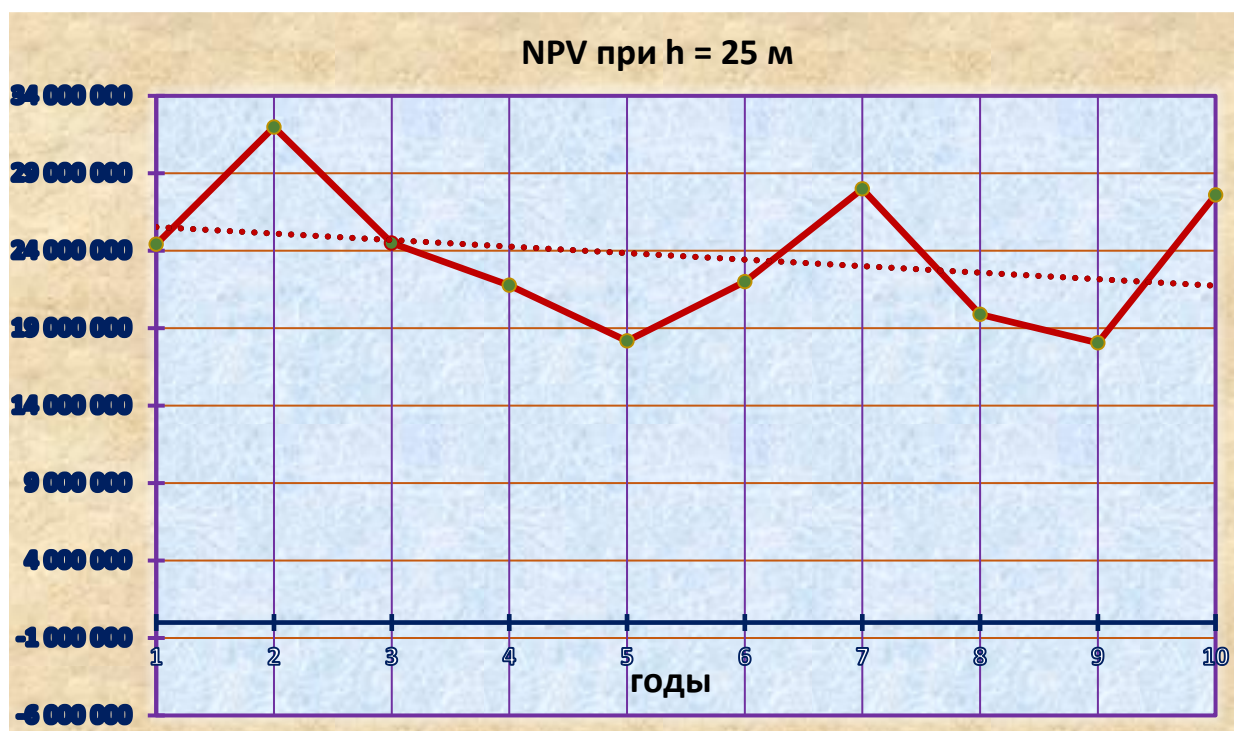


Рисунок 5.4 - График по чистому дисконтированному доходу (NPV) по результатам расчетного дебит при h = 25 м

## **Выводы**

1. Для определения ожидаемого экономического эффекта произведен расчет стоимости строительства скважины с учетом прямых и косвенных затрат.
2. Произведен расчет чистого дисконтированного дохода (NPV) для 4-х моделей с разной мощностью продуктивного пласта.
3. Расчеты показывают, что с ростом мощности продуктивного пласта с высоковязкой нефтью NPV существенно возрастает.
4. Окупаемость проекта с использованием метода SAGD с системой термоэлектрического модуля следует ожидать на втором году разработки месторождения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной диссертационной работе представлены результаты аналитических и экспериментальных исследований, связанных с необходимостью разработки эффективной технологии поддержания температуры закачиваемого теплоносителя для снижения теплотерь, которые в полной мере отражают решения поставленных задач, из них можно сделать следующие выводы:

1. По результатам анализа зарубежной и отечественной научной, патентной и технической литературы можно сделать вывод, что на данный момент времени из всех тепловых методов воздействия на продуктивный пласт наилучшим следует признать метод парогравитационного воздействия (SAGD).

2. Предложенный в работе способ расширения области применения метода парогравитационного воздействия (SAGD) с системой скважинного термоэлектрического модуля на продуктивный пласт с высоковязкой нефтью следует считать работоспособным.

3. На основе проведенного аналитического исследования и построенной гидродинамической модели в симуляторе Eclipse, которая использовалась для прогнозирования эффективности предлагаемой технологии SAGD с термоэлектрическим модулем, были получены положительные результаты, которые указывают на повышение нефтеотдачи при минимизации возможных тепловых потерь и энергозатрат.

4. Разработана действующая экспериментально-стендовая установка для технологии SAGD с термоэлектрическим модулем и системой датчиков.

5. Экспериментально доказано, что рекомендуемая система скважинного термоэлектрического модуля позволяет снизить теплотери и обеспечить поддержание температуры закачиваемого пара и не требует больших затрат материальных и финансовых ресурсов.

6. Произведенный расчет ожидаемого дебита скважины при парогравитационном воздействии на продуктивный пласт методом SAGD с термоэлектрическим модулем показывает его эффективность.

7. Экономическим путем, подтверждено, что предлагаемая технология метода SAGD с термоэлектрическим модулем обеспечит существенный экономический эффект и окупаемость проекта после начала разработки месторождения с использованием данной технологии.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кристиан М., Сокол С., Константинеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. – М.: Недра, 1985. - 397 с.
2. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т. Интенсификация добычи нефти. - М.: Нефть и газ, 1996. - 477 с.
3. Бузинов С.М., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. - М.: Недра, 1984. - 264 с.
4. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. - М.: Нефть и газ, 1996. - 477 с.
5. Кривоносов И.В., Макеев Г.А. Способы повышения производительности нефтяных и нагнетательных скважин / Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973. – 76 с.
6. Герштанский О.С. Интенсификация работы скважин при добыче высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей на поздней стадии разработки: автореф. ... канд. техн. наук. – М., 1992. – 30 с.
7. Кононенко П.И., Богуслаев В.А., Квитчук К.К. Способ обработки призабойной зоны пласта // Патент РФ № 2103477. – Б.И., 1998. - №3.
8. Яровой В.А. Совершенствование методов химического воздействия на пласт при интенсификации притоков и освоении глубоких скважин. –М.: ВНИИГАЗ, 1993. - С. 134-137.
9. Константинов С.В., Гусев В.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва за рубежом // Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1985.
10. Эфендиев А.З., Герштанский О.С. Способ проведения гидроразрыва низкопроницаемого коллектора нефти, разрабатываемого поддержанием пластового давления // Патент РК №9455. – Б.И., 2000. - №9.
11. Дорожкин В.С., Желтов Ю.В., Желтов Ю.П. О движении смеси жидкости с песком в скважине и трещине при гидравлическом разрыве нефтеносного пласта // Изв. АН СССР. - 1958. – № 11. – С. 37 - 42.
12. Желтов Ю.В. Закрепление вертикальных трещин, образованных при гидравлическом разрыве пласта // Нефтепромысловое дело, 1961. – № 4. –С. 34 - 38.
13. Шаньгин Н.Н., Изюмов А.М. Движение и размещение песка в вертикальной трещине // Нефтяное хозяйство, 1958. – № 12. –С. 36 - 46.
14. Ломизе Г.М. Фильтрация в трещиноватых породах. - М.-Л.: Госэнергоиздат, 1951.
15. Котяхов Ф.И. Приближенный метод определения запасов нефти в трещиноватых породах // Нефтяное хозяйство, 1956. – № 4. – С. 40-46.
16. Ромм Е.С. Исследования фильтрации в трещиноватых породах в связи с их коллекторскими свойствами // Трещиноватые породы и их коллекторские свойства / Тр. Всес. нефтян. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та. - Л., 1958. – Вып. 121.

17. Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах // Докл. АН СССР, 1960. – Т. 132, № 3. – С. 545 - 548.
18. Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П., Кочина П.Я. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах // ПММ, 1960. – Т. 24, вып. 5. – С. 852 - 864.
19. Мустаев Я.А., Филончев А.И. Термогазохимический способ интенсификации добычи нефти на месторождениях Башкирии // РНТС. Сер. Нефтепром. дело. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1977. - №2. - С. 18-19.
20. Шейнман А.Б., Малофеев Г.Е., Сергеев А.И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. - М.: Недра, 1969.
21. Кочешков А.А., Хомутов В.И. Изучение механизма вытеснения нефти теплоносителями / В сб. «Тепловые методы разработки нефтяных месторождений и призабойных зон пласта». – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – С. 74-83.
22. Раковский Н.Л. Методика определения потерь тепла в нагнетательных скважинах при закачке в пласт теплоносителей // Тр. ВНИИ «Разработка месторождений и гидродинамика пласта». – М.: Недра, 1970. – Вып. 55. – С. 82-93.
23. Крутин В.Н. Механизм акустической интенсификации притоков нефти из продуктивных пластов // НТВ: Каротажник. – 1997.- № 42.
24. Герштанский О.С. Опыт применения акустического воздействия на призабойную зону проницаемых пород на месторождениях Западного Казахстана // НТВ: Каротажник. - Тверь.- 1998. - Вып. 48.
25. Митрофанов В.П. и др. Результаты промысловых испытаний акустического воздействия на призабойную зону пласта // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1998. - № 10.-С. 36-42.
26. Родионов И. Интенсификация добычи нефти на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» // Нефтеотдача. - 2002. - №5.
27. Меерсон Э., Митрофанов В.П., Сафин Д. Возможности ультразвука в нефтедобыче // Нефть России. - 1999. - № 1.
28. Селяков В.И. Перколяционные модели процессов переноса в микронеоднородных средах. – М.: Недра, 1995. - 222 с.
29. Батырбаев М.Д., Булавин В.Д., Марданов И.А. и др. Результаты применения технологии электровоздействия на месторождениях «КазахОйлЭмба» // Нефтяное хозяйство. - 2000. - № 10.
30. Сизоненко О.Н., Швец И.С. Технология электроразрядного воздействия на призабойную зону скважин. - Николаев, 1991.
31. Сизоненко О.Н. и др. О возможностях электрического пробоя жидкости в прискважинной зоне / В кн. «Физика импульсных разрядов в конденсированных средах». – Киев: Наукова думка, 1991. – С.22-24.
32. Поклонов С.Г. и др. Эффективность электрического разряда для условий нефтяной скважины // Нефтяное хозяйство, 1992. - № 8. –С. 43-44.
33. Валовский В.М., Валовский К.В. Особенности расчета производительности свабирования скважин с пакером // Нефтяное хозяйство. - 2002. - № 3. - С. 64-66.

34. Заурбеков К.С., Логвиненко А. Обзор и анализ научных статей по парогравитационному воздействию на пласты высоковязкой нефти. Труды Международных Сатпаевских чтений «Научное наследие Шахмардана Есенова» 12-14.04.2017г., КазНИ-ТУ им.К.И.Сатпаева, г.Алматы, Казахстан.
35. Пшеницын М., ОАО «Удмуртнефть». «Метод парогравитационного дренажа (SAGD)». XVIII Международная специализированная выставка газовой промышленности РосГазЭссо 7-10.10.2014г. г.Санкт-Петербург, Россия.
36. Наср Т.Н., Научный совет провинции Альберта «Добыча Тяжелой Нефти в России: Использование опыта канадских компаний». 7-ая Северно-Каспийская выставка «Нефть и газ». 9-11.04.2008. г. Атырау, Казахстан.
37. Хайн Н., Геология разведка, бурение и добыча нефти-М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2008. -752 с.
38. Евразийский энергетически форум. Технология добычи «тяжелой» нефти. Conoco Phillips. 05.09.2008 г
39. Хисамов Р.С., Амерханов М.И, Ханипова Ю.В. Изменение свойств и состава сверхвязких нефтей при реализации технологии парогравитационного воздействия в процессе разработки Ашальчинского месторождения. Журнал «Нефтяное хозяйство», №09, 2015 год.
40. Хисамов Р.В. Анализ эффективности выработки запасов сверхвязкой битуминозной нефти при парогравитационном воздействии. Журнал «Нефтяное хозяйство», №07, 2014 год.
41. Ибрагимов Н.Г., Васильев Э.П., Амерханов М.И. и др. Оптимизация работы скважин при парогравитационном воздействии на пласт на Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти. Журнал «Нефтяное хозяйство», №07, 2013 год.
42. Nasr T. N., Beaulieu G., Holbeck H. and Heck G. A new SAGD solvent expansion process, 'ES-SAGD'. J Kang Gasoline Technol 42(1), 13-16, 2003.
43. Ezeuko C.C., Wang J. and Gates I.D. (2012): "Emulsion Flow Study in SAGD and ES-SAGD", SPE paper 157830-MS presented at the SPE Heavy Oil Conference held in Calgary, Alberta, Canada, June 12-14, 16 pages.
44. Zhao D.V., Wang D., and Gates I.D. (2013) Optimized Solvent Steam Flooding Strategy for Recovery of Thin Heavy Oil Reservoirs. Fuel 112 - 50-59.
45. Gotovalo D.R. and Gates I.D. On the influence of permeability heterogeneity on the growth of the SAGD vapor chamber. Natural Resource Research 19(2), 151 - 164, 2010.
46. Doan, L.T., Baird, H., Doan, Q. T., and Farouq Ali, S. M., 'An Investigation of the Steam-Assisted Gravity- Drainage Process in the Presence of a Water Leg', SPE 56545, SPE Ann. Conf. and Exh., Huston, Texas, Oct. 1999.
47. Kisman, K. E. and Yeung, K. C., 'Numerical Study of the SAGD Process in the Burnt Lake Oil Sands Lease', SPE 30276, Int. Heavy Oil Sym., Calgary Alberta, Jun 1995.
48. Butler R.M. and Stephens D.J. 1981. The Gravity Drainage of Steam-heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells. J Can Petrol Technol 20(2),90-96.
49. Рузин Л.М., Разработка нефтяных месторождений с применением теплового воздействия на пласт. МУ Ухта: УГТУ, 2009. – 39 с.



50. Butler R.M. Steam assisted gravity drainage: concept, development, performance and future. *J Kang Gasoline Technol* 33 (2), 44 - 50, 1994.

51. Gates I.D, Leskiv C. Effect of steam ladder control on steam gravity drainage performance. *J Petrol Sci & Eng* 75 (1-2), 215 - 222, 2010.

52. Shanqiang, L. and Baker, A., 'Optimizing Horizontal-Well Steam-Simulation Strategy for Heavy-Oil Development', SPE 104520, SPE East. Reg. Meet., Canton USA, Oct. 2006.

53. Заурбеков К.С., Заурбеков С.А., Балгаев Д.Е., Расширение возможности применения гравитационного дренирования с закачкой пара (Steam Assisted Gravity Drainage) и закачки пара с растворителем (Expanding Solvent - Steam-Assisted Gravity Drainage). *Горный журнал Казахстана №7 (219) 2023г.* Код МРНТРИ 52.47.21. ISSN 2227-4766

54. Gates I.D, Solvent-aided Steam-Assisted Gravity Drainage in thin oil sand reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 74, Issues 3–4, November 2010, Pages 138-146.

55. Al-Gosayir M., Babadagli T., Leung J., Optimization of SAGD and solvent additive SAGD applications: Comparative analysis of optimization techniques with improved algorithm configuration. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volumes 98–99, November 2012, Pages 61-68.

56. Sheng K., Okuno R., Wang M., Water-soluble Solvent as an Additive to Steam for Improved SAGD. SPE-184983-MS, Calgary, Alberta, Canada, 15-16 February (2017).

57. Lanxiao Hu, Huazhou Andy Li, Tayfun Babadagli, Majid Ahmadloo. Experimental investigation of combined electromagnetic heating and solvent-assisted gravity drainage for heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 154, June 2017, Pages 589-601.

58. Devriese S.G.R., Oldenburg D.W., Feasibility of electromagnetic methods to detect and image steam-assisted gravity drainage steam chambers. *Geophysics* 81(4):E227-E241, July 2016.

59. Hascakir B., Babadagli T., and Akin S., "Experimental and numerical modeling of heavy-oil recovery by electrical heating, paper SPE 117669," in *Proceedings of the International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium (ITOHOS '08)*, p. 14, Society of Petroleum Engineers, Alberta, Canada, October 2008.

60. Qichen Zhang, Huiqing Liu, Xiaodong Kang, Yisheng Liu, Xiaohu Dong, Yanwei Wang, Siyi Liu, Guangbo Li. An investigation of production performance by cyclic steam stimulation using horizontal well in heavy oil reservoirs. *Energy*, Volume 218, 1 March 2021, 119500.

61. Evro S., Alshamali A., AL-Faresi F. et.al. Reservoir Simulation Evaluation of Cyclic Steam Stimulation Strategies in Tayarat Carbonate Heavy Oil Reservoir. Paper presented at the Middle East Oil, Gas and Geosciences Show, SPE-213442-MS, Manama, Bahrain, February 2023.

62. Gao Y., Guo E., Zhang Y., Shen D., Shi J., Research on the Selection of NCG in Improving SAGD Recovery for Super-Heavy Oil Reservoir with Top-Water. SPE-187674-MS. Paper presented at the SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference, Kuwait City, Kuwait, October 2017.

63. Heron C., Thimm H., Sullivan L., Atkinson I., NCG Behavior in SAGD - A Numerical Simulation Analysis. SPE-117647-MS. Paper presented at the International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canada, October 2008.

64. Al-Murayri M., Harding T.G., Maini B.B., Impact of Noncondensable Gas on Performance of Steam-Assisted Gravity Drainage. Journal of Canadian Petroleum Technology 50(7):46-54, July 2011.

65. Tao L., Xu L., Yuan X., Shi W., Zhang N., Li S., Si S., Ding Y., Bai J., Zhu Q., et al. Visualization experimental study on wellspacing optimization of SAGD with a combination of vertical and horizontal wells. ACS Omega 2021, 6, 30050–30060.

66. Tao L., Yuan X., Cheng C., Li B., Huang S., Zhang N., Experimental Study on Well Placement Optimization for Steam-Assisted Gravity Drainage to Enhance Recovery of Thin Layer Oil Sand Reservoirs. Research Article | Open Access, Volume 2021 | Article ID 9954127.

67. Шакаров С.А., патент на изобретение RU 2473004C1, Способ изготовления термоизолированной трубы, 20.01.2013 Бюл. №2.

68. Переседов А.Н., Губа Н.И., Смирнов С.А., Губа А.Н., патент на изобретение № 2487229. Насосно-компрессорная труба, E21B17/01, 10.07.2013.

69. Комков М.А., Баданина Ю.В., Тимофеев М.П. Разработка и исследование термостойких покрытий трубопроводов из коротких базальтовых волокон. Инженерный журнал: наука и инновации, 2014, вып. 2.

70. Ковригин Л.А. Температурное поле нагревательного кабеля в нефтяной скважине / Н.М. Труфанова, А.Е. Буренков, В.В. Смильгевич. // Информационные управляющие системы: Межвуз. Сб. науч. Тр./ Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2001, с.143-145.

71. Костарев Н.А., Труфанова Н.М. Управление температурным полем нефтяной скважины, оборудованной греющим кабелем, при периодическом режиме нагрева // Инновационные технологии: теория, инструменты, практика : материалы X Междунар. интернет-конф. молодых ученых, аспирантов, студентов (20 нояб.-31 дек. 2018 г.) / М-во науки и высш. образования Рос. Федерации, Перм. нац. исслед. политехн. ун-т. - Пермь : Изд-во ПНИПУ, 2019. - С. 161-167.

72. Мусакаев, Н. Г. Математическое исследование температурной обстановки в скважине при наличии источника электрообогрева / Н. Г. Мусакаев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 6. – С. 43-47.

73. Макиенко Г.П. Кабели и провода, применяемые в нефтегазовой индустрии / Г.П. Макиенко –П.: Стиль-МГ, 2004. - 560 с.

74. Макиенко Г.П. Кабели нагревательные и борьба с отложениями парафина при добычи нефти / А.Е. Буренков, М.А. Долгошапка, В.Г. Савченко, В.П. Жога // Пермская область для нефтегазовой промышленности. Пермь: СтильМГ, 2002. - 176 с.

75. Костарев Н.А. Диссертация на тему «Численное моделирование процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем», Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, 2021 г.

76. Лобанов В.Е. Совершенствование методов удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе добычи нефти на Ванкорском нефтегазовом месторождении (Красноярский край). НИТПУ, Томск, 2017 г.
77. Заурбеков К.С., Баймухаметов М.А., Заурбеков С.А. Система скважинного термоэлектрического модуля, размещаемого в колонне НКТ. Патент на изобретение №36103 от 17.02.2023г.
78. Макиенко Г.П. Кабели и провода, применяемые в нефтегазовой индустрии. -Пермь: Стиль – МГ, 2004. – 560 с.
79. Шотиди К.Х., Купцов С.М. Номограммы для определения потерь тепла в паронагнетательной скважине // Нефтяное хозяйство. 1988. № 11. С. 30-31.
80. Купцов С.М. Температурный режим скважины: метод. пособие. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. 111 с.
81. Калинин А.Ф., Купцов С.М., Лопатин А.С., Шотиди К.Х. Термодинамика и теплопередача в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности: учебник для вузов. М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. 264 с.
82. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа. Учебное пособие. г.Томск, Изд.ТПУ, 2012, 84с.
83. Кононюк А.Е. Основы научных исследований. Кн.3, Киев,2011– 454 с.
84. Горский В.Г., Адлер Ю.П. Планирование промышленных экспериментов. М.: Металлургия, 1974. 264 с.
85. Будовский Б.Д. Парогенераторы. Конструкция и монтаж. – М. «Энергия»,1979.
86. Сидельковский Л.Н., Юренев В.Н. Котельные установки промышленных предприятий. – М. Энергоатомиздат, 1988.
87. Соколов Б.А. Устройство и эксплуатация паровых и водогрейных котлов малой и средней мощности: учеб. пособие / Б.А. Соколов. - М.: Акад., 2008.
88. Под редакцией В.И.Частухина. Тепловой расчет парогенераторов. – Киев. «Вища школа» 1980.
89. Вергазов В.С. Устройство и эксплуатация котлов: Вопр. и ответы: Справ. / В.С. Вергазов. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Стройиздат, 1991.
90. Xiaohu Donga, Huiqing Liua, Yong Zhaib. Experimental investigation on the steam injection profile along horizontal wellbore. Energy Reports 6, 264-271(2020).
91. Эстеркин Р. И. Промышленные парогенерирующие установки: учеб. для сред. спец. учеб. заведений / Р.И. Эстеркин. - Л.: Энергия. Ленингр. отд., 1980.
92. Кулагин В.В. Теория расчёт и проектирование авиационных двигателей и энергетических установок. Учебник. - М.: Машиностроение, 2003. - 616 с.
93. Правила устройства и безопасности эксплуатация паровых водогрейных котлов. – М.: Недра, 1974.

94. Смирнов Д. Н. Монтаж оборудования котельных установок: Учеб. пособие для ПТУ / Д.Н. Смирнов, А.С. Смирнов. - М.: Высш. шк., 1991. - 272 с.
95. Липов Юрий Михайлович. Компоновка и тепловой расчет парогенератора: учеб. пособие / Ю.М. Липов. - М.: Энергия, 1975. - 175 с.
96. Вергазов В.С. Устройство и эксплуатация котлов: Вопр. и ответы: Справ. / В.С. Вергазов. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Стройиздат, 1991.
97. Рузин Л.М., Разработка нефтяных месторождений с применением теплового воздействия на пласт. МУ Ухта: УГТУ, 2009. – 39 с.
98. Справочник капитальных и текущих затрат на строительство скважин. Отдел перспективного планирования и экономического анализа Департамента стратегического развития и инвестиционных проектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», 2013.