

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Сапашев Э.М.  
Курмангазы Ж.К.  
Райхан М.Б.  
Бекхожа А.Н.  
Мукалаев Н.Т.

Сравнительный анализ и подбор месторождений Казахстана на применение  
термических МУН

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**  
к дипломному проекту

специальность 5В070800-Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турсыова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой

Нефтяной инженерии

Сыздыков М.К.

  
« 13 » 05

2019г.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

к дипломному проекту

На тему: «Сравнительный анализ и подбор месторождений Казахстана на  
применение термических МУН»

по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело

Выполнили

Сапашев Э.М.

Курмангазы Ж.К.

Райхан М.Б.

Бекхожа А.Н.

Мукалаев Н.Т.

Научный руководитель

Магистр, сениор-лектор

Логвиненко А.В.

« 10 » 05 2019г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5В070800-Нефтегазовое дело

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой

Нефтяной инженерии

Сыздыков М.К.

  
« 15 » 01

2019г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломного проекта**

Обучающимися Сапашев Э.М., Курмангазы Ж.К., Райхан М.Б., Бекхожа  
А.Н., Мукалаев Н.Т.

Тема: Сравнительный анализ и подбор месторождений Казахстана на  
применение термических МУН

Утверждена приказом ректора университета №1167-б от  
17.10.2018

Срок сдачи законченного проекта: «13» мая 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте  
вопросов:

а) Технико-технологическая часть;

б) Расчетная часть;

в) Экономическая часть;

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных  
чертежей): Рекомендуемая основная литература: 21

**ГРАФИК**  
подготовки дипломной работы (проекта)

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технико-технологическая часть	28.02.19 – 07.03.19	нет
Расчетная часть	01.04.19 – 15.04.19	нет
Экономическая часть	24.04.19 – 10.05.19	нет

**Подписи**

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу (проект) с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технико-технологическая часть	А.В. Логвиненко	28.02.19 – 07.03.19	
Расчетная часть	А.В. Логвиненко	01.04.19 – 15.04.19	
Экономическая часть	А.В. Логвиненко	24.04.19 – 10.05.19	

Научный руководитель \_\_\_\_\_  \_\_\_\_\_ А.В. Логвиненко

Задание принял к исполнению обучающиеся

\_\_\_\_\_ Сапашев Э.М.  
 \_\_\_\_\_ Курмангазы Ж.К.  
 \_\_\_\_\_ Райхан М.Б.  
 \_\_\_\_\_ Бекхожа А.Н.  
 \_\_\_\_\_ Мукалаев Н.Т.

Дата " 10 " 05 \_\_\_\_\_ 2019 г.

## АНДАТПА

Қазақстандағы және әлемдегі қалпына келтіру қиын категориясына жататын қорлар үнемі ахуал туғызып жатыр, әр жыл сайын осындай қорлардың үлесі артуда. Мұнай қорының қалған басым бөлігі осы категорияға жатады, сондықтан оларды пайдалануға қатты қажеттілік туындап жатыр. Тұтқырлығы жоғары мұнай кен орындары, ауыр мұнайлар және табиғи битумдар мұнай өндіруді ұлғайтудың жылулық әдістердің арқасында тиімді түрде дамып жатыр. Экономикалық әрекеттердің мақсатқа сәйкестігіне сай, инженерлерге қолдануға жарамды белгілі бір әдісті таңдау қажет. Қазақстанның кен орындарына жылулық әдістердің қайсысы ең тиімді екенін анықтауымыз керек.

Тапсырманы орындау үшін гидродинамикалық, техникалық және экономикалық есептеулер орындалды.

## АННОТАЦИЯ

Постоянно ситуация в Казахстане и в мире с запасами, относящимися к категории трудноизвлекаемых не становится утешительной, с каждым годом доля таких запасов только возрастает. Подавляющая часть запасов остаточной нефти относится к этой категории, поэтому существует острая необходимость вовлечения их в разработку. Месторождения с высоковязкой нефтью, тяжёлые нефти и природные битумы, наиболее эффективно разрабатываются с помощью термических методов увеличения нефтеотдачи. Инженерам следует, в зависимости от экономической целесообразности, выбирать определённый метод, пригодный для применения. Мы должны, какие из термических методов наиболее применимы для месторождений Казахстана.

Для выполнения поставленной задачи были проведены гидродинамические, технические и экономические расчеты.

## **ABSTRACT**

Constantly the situation in Kazakhstan and in the world with reserves classified as hard-to-recover does not become comforting, with each year the share of such reserves only increases. The overwhelming majority of residual oil reserves fall into this category; therefore, there is an urgent need to involve them in development. High-viscosity oil fields, heavy oils and natural bitumens are most effectively developed using thermal methods to increase oil recovery. Engineers should, depending on economic feasibility, choose a specific method suitable for use. We must determine which of the thermal methods are most applicable for the fields of Kazakhstan.

To perform the task, hydrodynamic, technical and economic calculations were performed.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. Определения, необходимые для изучения термических методов увеличения нефтедобычи.	5
1.1. Теплопередача.	5
1.2. Температура. Теплота. Количество теплоты.	5
1.3. Теплопроводность. Температуропроводность. Теплоёмкость.	6
1.4. Коэффициент теплоотдачи.	6
2. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ.	8
2.1. Нагнетание теплоносителя в пласт.	8
2.2. Паротепловая обработка призабойной зоны скважины.	9
2.3. Вытеснение нефти перегретым паром	11
2.4. Система и технология разработки.	11
2.5. Технологическая составляющая метода:	13
2.6. Пароциклическая обработка скважины	14
2.7. Закачка горячей воды с целью повышения КИН.	17
2.8. Техника закачки в пласт пара	18
3. ПОТЕРИ ТЕПЛА В СКВАЖИНЕ.	20
3.1. Коэффициент использования тепла. Коэффициент потерь тепла.	20
4. ПОКАЗАНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ПОТЕРИ ТЕПЛА В СТВОЛЕ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ	22
4.1. Температура в стволе	22
4.2. Температура на забое	23
4.3. Потеря тепла в стволе скважины	23
5. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ ЗАКАЧИВАНИИ В ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ	27
5.1. Температурный и гидродинамический фронт	27
5.2. Распределение температуры в пласте-коллекторе, а также в кровле и подошве.	29
5.3. Расчет выкачивания нефти при закачке в пласт нагретой воды.	33
6. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ ЗАКАЧКЕ В ПЛАСТ ПАРА	37

6.1. Радиус паровой зоны	37
6.2. Площадь паровой зоны и тепловая эффективность процесса	38
7. РАСЧЁТЫ ПАРОЦИКЛИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК (ПЦО) СКВАЖИН	41
7.1. Радиус прогрева пласта	41
7.2. Первоначальный дебит скважины после ПЦО	41
7.3. Кратность увеличения дебита скважины после ПЦО:	41
ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	44
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	47
СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ И ТЕРМИНОВ	49
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	50

## ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовая индустрия занимает особое значение как в Казахстане, так и во всём мире, но ситуация в последнее время во многих странах с каждым днём ухудшается. Это ухудшение в индустрии во много сказывается из-за понижения процентного соотношения добычи запасов, относящихся к категории трудно извлекаемых. Рост подобных запасов также прекращается. Еще в 80-е годы становилось заметным подобное явление на стадии добычи после фонтанирования. Многие месторождения Казахстана перешли или переходят третью стадию разработки, то есть на стадию падающей добычи. Что касается вновь осваиваемых месторождений, то за последние 20-30 лет идет снижение запасов, но при этом потребность населения и предприятий в углеводородном сырье только увеличивается. Запасов открытых месторождений сейчас не так много. В связи со снижением добычи эксплуатируемых месторождений и уменьшением запасов во вновь исследуемых регионах, дополнительный рост запасов нефти не компенсирует добычу на текущий момент. При этом большая часть компаний-недропользователей на данный момент не добывают нефть, а находятся на стадии разведки и поиска.

Из-за значительной обводнённости продукции скважин на месторождениях с трудно извлекаемыми запасами (далее-ТРИЗ) нефти, многие нефтяные залежи для компаний находятся на грани рентабельности. Кроме обводнённой продукции, так же многие месторождения представляют собой низкопроницаемые карбонатные коллектора или содержат в себе высоковязкую нефть, которую невозможно добыть без использования специальных технологий.

Ситуация с ТРИЗ также не является утешительной, с каждым годом доля таких запасов только возрастает. Подавляющая часть запасов остаточной нефти относится к категории трудно извлекаемых, поэтому существует острая необходимость вовлечения их в разработку. К категории ТРИЗ можно отнести, как сказано выше, месторождения в коллекторах с низкой проницаемостью, высоковязкую нефть, тяжёлые нефти и природные битумы, поэтому до сих пор не существует точного единого определения для трудно извлекаемых запасов.

Для разработки коллекторов с ТРИЗ существует большое количество методов повышения нефтеотдачи, к примеру, для добычи высоковязкой нефти, необходимо понизить её вязкость. Это достигается передачей нефти тепла и производится путём применения термических (тепловых) методов увеличения нефтеотдачи. Это может заключаться в закачке теплоносителя или создания внутрипластового очага горения, пароциклическая обработка призабойной зоны. Однако наибольшее распространение получили технологии нагнетания теплоносителя в пласт. Ясно, что разные методы (термические методы) при одинаковых геолого-технологических условиях, могут давать разные результаты. В связи с этим, возник вопрос о выборе

метода повышения нефтеотдачи для конкретных месторождений для сохранения баланса между понесёнными затратами на мероприятие и эффектом от выбранного воздействия.

Для ответа на вопрос, перед специалистами были поставленные задачи, которые необходимо решить. Две основные задачи из них:

1. Проанализировать и выбрать различные виды термических МУН для добычи высоковязкой нефти;

2. Соотнести показатели по выбранным методам и определить, какой метод подойдёт лучше для определённых случаев.

# **1. Определения, необходимые для изучения термических методов увеличения нефтедобычи.**

## **1.1. Теплопередача.**

Передача тепла в различных телах (в газе, жидкости и других) производится за счет свойств, присущих каждому телу. К таким свойствам относятся теплопроводность, излучение и конвекция. Если само тело не движется и не перемещается в пространстве, а передача тепла происходит на уровне молекул, то это и есть теплопроводность. Второе свойство-это конвекция. В этом случае, процесс связан чаще всего с движением жидкостей и газов, то есть при движении самого тела. Если же в окружающую среду передаётся определенное количество лучистой энергии, то такой процесс называют излучением.

Конвекция бывает двух типов: искусственная (её также называют вынужденной) и температурная (естественная конвекция). Искусственная конвекция чаще всего имеет место при наличии напора (если рассматривать нефтегазовую индустрию, то это передача тепловой энергии во время движения газов и жидкостей в пласте от нагнетательных скважин к добывающим, во время движения в трубопроводах и т.д.). Температурная конвекция происходит за счёт разности температур внутри жидкостей и газов, из-за чего и начинается их движение.

Если лучи от тел с высокой температурой попадают в газы (воздухе) на передают какое-то тепло, то это и есть пример излучения. В основном излучение встречается в подобных случаях, а в твёрдых телах и жидкостях- не имеет высокого значения

## **1.2. Температура. Теплота. Количество теплоты.**

Значение теплоты в настоящее время понимается как тепловая энергия движения молекул и атомов вещества или материала. При этом молекулы движутся быстрее при большей подачи телу энергии и наоборот. Данную форму энергии можно превратить в другую, как например в ДВС. Имеется свойство: передача теплоты от нагретого тела к телу с меньшей температурой. При этом разница в количестве начального и конечного количества энергии есть количество теплоты.

Температуру можно измерять в разных единицах, выбор зависит от системы расчетов и определенных законов. Наиболее часто используют градусы Цельсия и Кельвина (°C и K соответственно).

$$T(K) = t(^{\circ}C) + 273^{\circ} \quad (1.2.1)$$

Количество теплоты принято измерять в Дж (джоуль), либо можно также брать Н\*м. Из предыдущего высказывания сделаем определения для одного джоуля, что это работа, которая совершается силой, равной 1Н (одному ньютону) при транспортировке тела или точки приложения силы на расстояние в один метр [1].

### 1.3. Теплопроводность. Температуропроводность. Теплоёмкость.

Определения, которые будут объясняться в данном разделе, называются также теплофизическими характеристиками тел и различных веществ.

Во время контакта двух тел с разной температурой, энергия одного тела переходит к другому, либо от нагретой части тела к части с другой температурой того же тела. Это свойство называется **теплопроводностью**. Так же есть коэффициент теплопроводности, единица измерения которого  $\text{Дж/с}\cdot\text{м}\cdot^\circ\text{C} = \text{Вт/м}\cdot^\circ\text{C}$ . Определяется как количество тепла, которое передаётся за одну секунду в однородном материале, длина которого равна одному метру, площадь также равна единице при изменении температуры на  $1^\circ\text{C}$ .

Если вы делаете практические расчёты с данными, на производстве пригодится величина, называемая удельной теплоёмкостью. Эта величина равна количеству энергии (теплоты), которое нужно передать телу массой один килограмм, для повышения его температуры на один градус Цельсия. Выражают величину в  $\text{Дж/кг}\cdot^\circ\text{C}$ . Удельную теплоёмкость составного вещества или тела можно выразить как:

$$c = \sum_{k=1}^n c_k \cdot \delta_k \quad (1.3.1)$$

где  $\delta_k$ -это массовые или процентные доли каждого вещества, входящего в состав данного,  $c_k$ -удельные теплоёмкости тех же веществ.

На практике зачастую удобнее использовать значение объёмной теплоёмкости, которое равно произведению удельной теплоёмкости вещества и его плотности.

Соответственно, уравнение для расчёта выражения для коллекторов нефти и газа, можно принять следующее уравнение:

$$c_{\text{п}}\rho_{\text{п}} = (1 - m) \cdot c_{\text{ск}} \cdot \rho_{\text{ск}} + m \cdot s_{\text{н}} \cdot c_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{н}} + m \cdot (1 - s_{\text{н}}) \cdot c_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{в}} \quad (1.3.2)$$

где п-порода, в-вода, н-нефть, m-пористость, ск-скелет породы (минеральный состав).

Температуропроводность-это такая характеристика тела, от которой зависит, насколько быстро оно может охлаждаться или нагреваться при изменении температуры. Для расчётов обычно берется, как правило, коэффициент температуропроводности. Его вычисляют делением коэффициента теплопроводности на значение объёмной теплоёмкости.

$$a = \lambda / (c \cdot \rho) \quad (1.3.3)$$

Единицей измерения в системе СИ служит  $\text{м}^2/\text{с}$ .

Коэффициент теплопроводности для разных коллекторов и покрышек часто варьируется в пределах от 7 до 10  $\text{кДж/м}\cdot\text{час}\cdot^\circ\text{C}$ . Объёмная теплоёмкость же варьируется в пределах от 2000 до 3000  $\text{кДж/м}^3\cdot^\circ\text{C}$ .

### 1.4. Коэффициент теплоотдачи.

Он определяет количество тепла, которое твердое тело может передать газу, жидкости или наоборот при их разности в температуре равной одному градусу через единицу площади соприкасающейся поверхности за единицу времени. измеряется в  $\text{Дж/м}^2 \cdot \text{сек} \cdot ^\circ\text{C}$  (или  $\text{кДж/м}^2 \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}$ ;  $\text{ккал/м}^2 \cdot \text{час} \cdot$

°С).

Тепловой поток (ТП)-количество Джоулей энергии, которое подводится к веществу или телу за определённое время. Удельный ТП-то же, что и ТП, но только на единицу площади поверхности, измеряется в  $\text{Дж}/\text{м}^2 \cdot \text{с}$ .

При фильтрации нагретого агента при закачке его в коллектор с целью увеличения дебита, его температура внутри пласта начинает падать с течением времени, причём в таких случаях чаще наблюдается искусственный конвективный перенос.

Количество того тепла, которое вводится в пласт при закачке пара (можно также назвать это интенсивностью инъекции тепла), определяется с помощью уравнения:

$$Q_n = q_n * (c_r * x_r + i_{ж}) \quad (1.4.1)$$

где  $q_n$  – расход пара, кг/час;  $c_r$ - теплота парообразования воды при заданном давлении (кДж/кг);  $x_r$ -степень сухости пара (в долях единицы),  $i_{ж}$  – теплосодержание жидкости (кДж/кг) при заданной температуре [2].

## 2. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ.

Разработка месторождений, содержащих высоковязкую нефть является весьма проблематичной задачей из-за малой подвижности пластового флюида. Для того, чтобы увеличить общую добычу на таких месторождениях и дебит каждой добывающей скважины, следует понизить вязкость нефти. Для того, чтобы выполнить эту задачу, используют следующее свойство нефти: при увеличении температуры её вязкость понижается, следовательно, увеличивается её подвижность, и в конечном итоге увеличивается дебит. Согласно формуле Дюпюи для совершенной скважины при установившемся течении, дебит нефти линейно зависит от ее подвижности:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \ln \frac{Rk}{Rw}} \quad (2.1)$$

где  $k$  – абсолютная проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;  $h$  – толщина пласта, м;  $\Delta P$  – разница пластового давления и давления на забое, Па;  $\mu$  – вязкость нефти, Па·с;  $Rk$  – радиус контура питания, м;  $Rw$  – радиус скважины, м. В данной работе под вязкостью подразумевается динамическая вязкость. Отношением абсолютной проницаемости к динамической вязкости называют коэффициент подвижности.

Тепловые методы повышения нефтеотдачи позволяют добывать нефть с вязкостью до 10000 мПа·с. Кроме того, среди всех методов увеличения нефтеотдачи, использованием именно тепловых достигается максимальное увеличение коэффициента извлечения остаточной нефти из пласта [3].

### 2.1. Нагнетание теплоносителя в пласт.

Нагнетание в пласт нагретых жидкостей начало развиваться в 1950 г. Горячую воду, с которой легко работать и затраты на получение которой невелики, использовали для улучшения традиционных способов извлечения нефти еще до того, как она стала основным рабочим агентом нового метода нефтедобычи. Метод нагнетания пара начал применяться примерно в то же время, но активно начал развиваться с 60-х годов.

Для передачи пласту необходимого количества тепла, теплоноситель изначально приводят к необходимой температуре, для чего применяются специальные нагреватели. В качестве закачиваемого теплоносителя в большинстве случаев применяются пар и вода. Вода обладает большой удельной теплоёмкостью, благодаря чему можно передать пласту большее количество тепла.

Существует такое определение, как сухость пара, что является его важной характеристикой при использовании в качестве теплоносителя. Сухость определяется как отношение массы сухого пара к общей сумме масс сухого пара и жидкой фазы. Если температура сухого пара не слишком близка к критической температуре, то его теплосодержание будет больше, чем у воды.

При закачке теплоносителя в пласт наблюдаются потери тепла в

кровлю и подошву пласта, при этом они проходят наиболее интенсивно в случаях, когда закачка идёт непрерывно. Через какое-то время дальнейшая закачка становится неэффективной, так как вводимое в пласт тепло будет идти не на нагревание пластового флюида и самого пласта, а на потери тепла в кровлю и подошву., т.е. наступит динамическое равновесия между вводом и потерями тепла. Для определения эффективности закачки теплоносителей, принимают значение коэффициента теплоиспользования, который равен отношению разности тепла, вводимого в пласт, и суммы теплотерь к общему вводимому теплу. При этом общие теплотери определяются суммой потерь тепла в трубопроводах, в стволе скважины, в кровлю и подошву продуктивного пласта [4].

## **2.2. Паротепловая обработка призабойной зоны скважины.**

Количество притока и время извлечения нефти, а также производительность скважин в основном зависит от положения призабойной части скважины. В значительной степени особое влияние имеет эффективная проницаемость продуктивных зоны пласта. Учитывая радиальный поток жидкости в скважину на каждый квадратный сантиметр доводится наибольшее количество поверхностно-активных компонентов. Снижение данной проницаемости объясняется отложениями осадков некоторых веществ на стенках скважины таких как, парафин, асфальтено-смолистые вещества. Причиной этому служит структура поверхности горных пород и шероховатость компрессорных труб.

Для решения этой проблемы можем обратится к проделанному Ф.А. Требиным опыту. Он установил, что процесс затухания фильтрации убывает с повышением температуры, а при 70-75 градусах по Цельсию он почти исчезает. Также повышение температуры мешает выделению из нефти парафина и асфальтено-смолистых веществ. Эти факты показывают, что для улучшения эффективности скважин тепловое воздействие является одним из лучших способов.

Парациклическое воздействие на призабойную зону направлена на прогрев лишь определенной части пласта. При использование данного метода улучшаются фильтрационные характеристики, увеличивается подвижность флюидов, соответственно уменьшается вязкость нефти и в итоге в большинстве случаев мы переходим на режим растворенного газа. Кроме снижения вязкости нефти повышается пластовое давление, очищается призабойная зона от нежелательных компонентов, восстанавливается проницаемость, в конечном счете увеличивается приток нефти, облегчается процесс подъема продукции к устью скважины [5].

Дополнительно к процессу увеличения нефтеотдачи влияет процесс испарения углеводородов в связи со снижением их парциального давления. Это снижение связано с присутствием в зоне испарения водяных паров. Из остаточной нефти испаряются легкие составляющие и перераспределяются к передней границе паровой зоны, где они заново конденсируются и

растворяются в нефтяном валу, образуя нефтяную оторочку растворителя, что в свою очередь дает дополнительное повышение нефтеотдачи.

Существует несколько типов теплового воздействия. В основном это электропрогрев, закачка воды или закачка пара. При закачке пара циклически используют добывающие скважины и по истечению некоторого времени отбирают продукцию из этой же скважины. Это является одним из преимуществ данного метода, к примеру при способе нагнетания воды мы вынуждены использовать дополнительные нагнетательные скважины. На начальном этапе закачки пара, он внедряется в наиболее проницаемые части и крупные поры пласта. Затем за счет противоточной капиллярной пропитки происходит перераспределение: горячая вода и пар проникают в менее проницаемые слои, вытесняя оттуда прогретую нефть [6].

Данная технология нагнетания пара в пласт имеет 3 основных периодов развития:

Период 1: В скважину в течении 2-3 недель закачивается пар в объеме 50-100 тонн на один метр толщины пласта. При том происходит нагревание нефти, а также всего пласта в целом. Объем закачиваемого пара варьируется в зависимости от вязкости нефти, и давления в пласте. Чем больше вязкость и чем меньше давление, тем больше нагнетание элемента.

Период 2: После закачки, скважину закрывают на определенное время, выдерживают для конденсации и перераспределения пара в пласте. На данном этапе происходит выравнивание температуры между породами, флюидами пласта и самого пара. В зону конденсации попадает отесненная от призабойной зоны нефть, которая становится более подвижной.

Период 3: После выдержки скважины начинается режим отбора продукции. В связи с остыванием прогретой зоны пласта в процессе эксплуатации дебит уменьшается. Часть теплоты, как и при нагнетании горячей воды, расходуется через кровлю и подошву пласта. При этом давление в зоне, где был пар, снижается и возникающая депрессия стимулирует другие факторы, способствующие притоку нефти в эту область.

Данные периоды составляют один цикл. Фазы каждого цикла, объем вводимого компонента- величины непостоянные, поэтому меняются каждый цикл для достижения максимального результата.

Реакция пласта на нагнетание пара зависит от состояния коллектора. В толстых пластах может быть осуществлено 10 циклов и более. В пологих пластах, где пластовая энергия активно истощается, число циклов обработки равны 3-5.

В среднем установлено, что период нагнетания (период 1) пара составляет 1-2 недели, в редких случаях больше 3-х недель. Период выдержки (период 2) производится в течении 2-4 суток. Последующая работа, связанная с повышением дебита может длиться от 3 до 6 месяцев, затем цикл повторяется.

При закачке воды или пара радиус зоны прогрева составляет от 8 до 20 метров, но для этого требуются специальные рабочие установки- парогенераторы. При электропрогреве в скважину на специальном тресе

спускают электронагреватель. Температура в данной зоне повышается до 200 градусов по Цельсию.

На практике было выявлено, что нагретая зона при электронагреве распространяется на 15-50 м по вертикали и на 8-20 м вниз от места установки нагревателя. Эффект от прогрева держится от 2 до 4 месяцев. Повторные процедуры обычно показывают снижение эффективности [7].

### **2.3. Вытеснение нефти перегретым паром**

Обычный водяной пар имеет значительно большее теплосодержание, чем горячая вода. Если вода при 150°C содержит 600 кДж/кг тепла, то пар при такой же температуре - 2740 кДж/кг т.е. в 4 раза больше. Но, рассмотрим другой случай: если пластовая температура равна 65°C то 1 кг воды отдаст 356 кДж, а 1 кг водяного пара 2400 кДж, т.е. в 7 раз больше. И можно сделать вывод что Использование пара намного эффективнее, и пар вытеснит больше нефти чем вода.

При использовании пара в недры используют насыщенный влажный пар, который представляет собой соединение пара и горячего конденсата. Чем больше степень сухости пара, тем больше у него теплосодержание. Обычно степень сухости пара нагнетаемого в пласт равняется 0,4-0,8. До начала закачки пара нужно тщательно выбрать объект для ПТВ, в котором толщина пласта не должна быть меньше 6 м. В противном случае данный процесс окажется неэкономичным из-за больших потерь теплоты через кровлю и подошву. Если говорить о глубине, то желательно чтобы она не превышала 1000-1200 м из-за потерь теплоты в стволе скважины, которые примерно достигают по подсчетам 3-4% каждые 100м. Также следует обратить внимание на технические трудности во время работ. Общие потери теплоты не должны превышать 50% от поступившей в скважину показателей. Фильтрационные характеристики тоже имеют важную роль при начальных подсчетах, так например, если проницаемость составляет меньше 0,1 мкм, то следует применить другой метод УН [8].

### **2.4. Система и технология разработки.**

Как мы уже поняли движение по пласту паровых пространств и горячего конденсата сопровождается уходом тепла из пласта залежей в близлежащие породы, которые пропорциональны температурному состоянию границы и контакта с окружающими участками.

При подборе оптимальной системы вытеснения нефтей водяным паром учитывается то, что наиболее позволяет уменьшить потерю теплоты и приобретению более равномерного и эффективного прогрева всего объема пласта. А для этого нужно подобрать нефтяные пласты с более объемной толщиной (10 м и более), обеспечить самый высокий темп инъекции пара с чередующейся закачкой воды и пара (в этом случае используют дополнительные нагнетательные скважины), после удовлетворительного

прогрева пласта приступают к их заводнению.

В настоящее время во всех странах мира, которые так или иначе занимаются разрабатыванием месторождений с высокой вязкостью, получило огромное применение вытеснение нефти паром. Данный метод очень хорошо изучен и испытан, подготовлен к промышленному применению, и без отказов, будет применяться в дальнейшем при наличии требуемых инструментов.

Во время Советского Союза метод впервые был испытан в 60-х годах в Краснодарском округе и на Украине. А в 1982 году один из масштабных проектов был осуществлен на месторождении Каражанбас. Пар закачивается в около 30 нагнетательных скважин. Объем закачки-400 тыс. т в год, а добыча нефти за счет метода-более 150 тыс. т в год [9].

В США данные показатели составляют: извлечение нефти более 6 млн. т нефти, а вместе с парациклическими обработками-более 12 млн. т в год

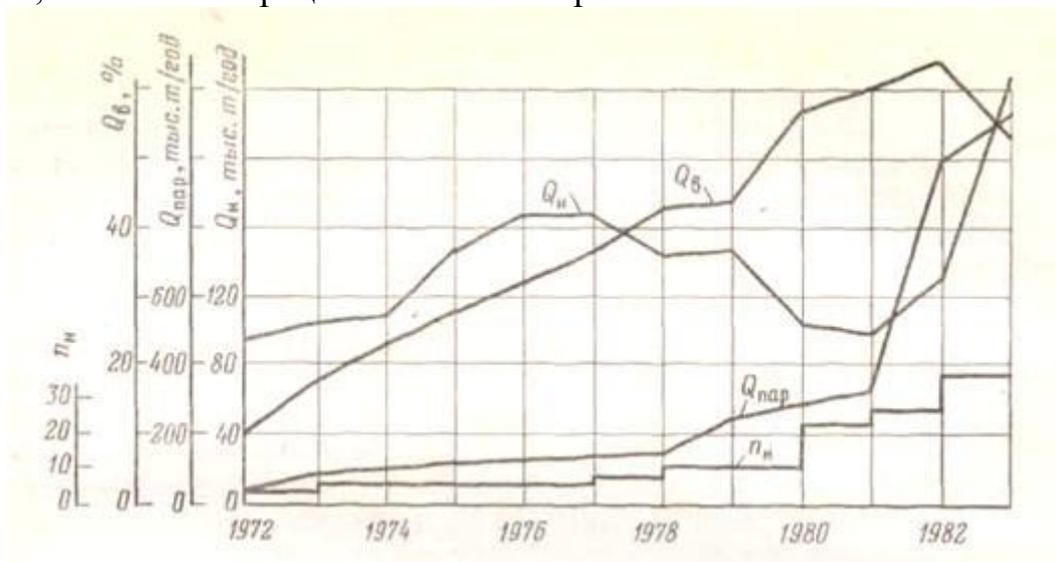


Рис 2.4.1. Изменение во времени технологических показателей разработки опытного участка Кенкиякского месторождения при вытеснении нефти паром.

Q<sub>в</sub> - содержание воды в продукции; Q<sub>н</sub> - добыча нефти;

Q<sub>пар</sub> - закачка пара; п<sub>н</sub> - число нагнетательных скважин

## 2.5. Технологическая составляющая метода:

Технологические показатели метода зависят от равнопеременного прогрева пласта и степени эксплуатации теплоты для прогрева пласта и флюидов. К примеру применение пара на месторождениях с вязкостью нефти 300-1000 мПа·с и с глубиной залегания 500-700 м может позволить конечную нефтеотдачу пластов до 50-55% против возможных 15-20% при заводнении. Все же при подборе неэффективной системы разработки или при непригодных компонентах (трещиноватых, маленькой нефтенасыщенностью) повышение нефтеотдачи может оказаться столь малым, что не будет компенсировать даже расхода жидкостей на производство пара [10].

Технологическую эффективность способа возможно повысить нагнетанием перед водяным паром небольшое количество углеводородного растворителя, если он не способствует выпадению осадков асфальтено-смолистых веществ.

Недостатки метода и ограничения.

К таким недостаткам метода нагнетания водяного пара относятся, в первую очередь, потребность использования высокоэффективной чистой воды для парогенераторных установок, дабы получить пар с насыщенностью не менее 70% и теплоемкостью 4000-5000 кДж/кг. Использование воды, а именно обработка ее химическими реагентами, выведение газов, обессоливание вынуждают расходовать очень много активов, которые иногда достигают в 40% от общих расходов.

Еще один из недостатков метода является малый охват прогрева пласта, чем при нагнетании воды, в особенности при работы с высоковязкими нефтями. Поэтому охват зон вытеснения паром-один из главных проблем, нуждающихся в решении.

Следующий недостаток- потеря теплоты во время прохода пара через обсадные трубы скважин, которая равняется, как мы уже говорили, 3-5% на каждые 100м. Один из решений этой проблемы-термоизоляция паронагнетательных колонн, но при этом нужно понимать, что возникают технические трудности. К примеру, скважину должны цементировать до самого устья. Сам цемент должен быть термостойким, и иметь расширяющиеся свойства, что достигается с помощью специальных добавок (кремнезем).

Также следует увеличить темп инжекции пара, дабы уменьшить потерю теплоты.

Метод вытеснения сырья паром в действительности не испытан в карбонатных коллекторах. Взаимодействие карбонатных пород с паром будет сопровождаться разложением пород, выделением углекислого газа, магния, кальция и др. Многие считают, что образование углекислого газа положительно влияет на процесс вытеснения нефти паром, но на практике было замечано, что происходит засорение пористых зон твердыми веществами, т.е. это ведет к снижению эффективности пластов.

Перспектива и срльзования данного метода в будущем.

Методу закачки горячего пара определяет особую роль эффективного способа эксплуатации остаточных запасов нефтей. Также метод считает одним из универсальных методов из всех нам известных.

По словам ученых, в грядущем будущем больших изменений в сути метода не ожидаются. Изменения лишь будет в мерах, сосредоточенных на повышение охвата зон прогревов и на замену топлива в парогенераторах [11].

## **2.6. Пароциклическая обработка скважины**

Пароциклическая обработка скважины производится путем инжектирования пара в призабойную зону. Это инжектирование проводится переменными циклами: после закачивания на кое-какое время скважина оставляется закрытой, за чем чледует этап эксплуатации скважины. Полный набор работ по пароциклической обработке скважин, на деле, проходит на любом объекте не меньше 3-х раз.

По сопоставлению с ещё одной методикой увеличения производительности добычи нефти, а как раз – внутрпластовым горением, пароциклическая обработка владеет большей гибкостью. К примеру, при нагнетании субстанции в пласт возможно скоро наблюдать его реакцию и практически сразу подстраивать размеры подачи. Пароциклическая обработка скважины более того, разрешает делать связи меж несколькими скважинами в битуминозных отложениях.

Для воспроизведения предоставленного способа увеличения производительности скважин, первым делом, потребуется расценить необходимость его применения с точки зрения технологического эффекта, а еще квалифицировать и изготовить обоснование применения пароциклической обработки скважины. Для сего нужно изготовить термогидравлический пересчет определенной скважины, квалифицировать быстроту инжектирования и изготовить оценку температурных условий оклада. Впоследствии выполнения всех подготовительных пересчетов начинают выбор оснащения. К данному классу приборов предъявляется ряд особенных требований, включая: автономность, легкость транспортировки, простота монтажа с внедрением легкоъемных соединений, наименьшая потребность в строительно-монтажных работах в рамках предварительного этапа. Принципиально принять во внимание запросы к наличию на объекте электричества, необходимого запаса горючего и воды.

В скважину инжектируют в период 15-25суток пар в дозировке 30-100 т на 1 м мощности пласта. Сразу после закрывают скважину на 5-15 дней для транзиции тепла, противопоточного капиллярного вытеснения нефти из малопроницаемых пропластков. Впоследствии чего скважину ставят на добычу на 3-5мес. Как правило производится 5-8 циклов за 3-4 года.

Используемое оснащение: парогенератор или водогрейный аппарат, поверхностные коммуникации, устьевое и подземное оснащение [12].

Повторяющееся инжектирование пара в породы, или же

пароциклическая обработка (ПЦО) добывающих скважин, производят на промысле повторяющимся инжектированием субстанции в нефтяные коллекторы сквозь добывающие скважины, кое-какой задержкой их в закрытом состоянии и дальнейшим их извлечением.

Задача данной технологии - в повышении извлечения УВ к добывающей скважине благодаря понижению вязкости нефти, увеличения давления на забое, облегчения условия фильтрации.

Устройство процессов, происходящих в породе, достаточно трудное и сопровождается такими же явлениями, собственно как и извлечение нефти паровой массой, но кроме того возникает противопоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в неоднородной среде нефти, и воды (конденсированной) во время выдержки без выбора воды из скважин.

При нагнетании пара в породу он, разумеется, внедряется в высокопроницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта случается протекает перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: высокотемпературный конденсат выводит, заменяет маловязкую нефть из маленьких пор и плохопроницаемых линз (слоев) в большие поры и высокопроницаемые слои, то есть изменяется с ней пространствами [13].

Как раз это перераспределение насыщенности пласта нефтью и конденсатом и считается физикой процесса извлечения нефти при участии пароциклического влияния на породы. Без капиллярного обмена нефтью и конденсатом эффект от ПЦО был бы наименьшим и исчерпывался бы за 1-ый цикл.

Эффективность дальнейших циклов обработки понижается и диктуется финансовыми расчетами.

Как правило, на одной скважине производят не меньше 3-х последовательных паротепловых обработок.

Механизм ПЦО имеет ступени:

- Инжектирование паровой субстанции
- Задержание и закрытие скважины для пропитки пор паром
- Извлечение ПО, опускание ГНО, извлечение нефти

Преимущества Пароциклической Обработки:

- Прирост объема в дебите после трехразовой процедуры ПЦО
- Долгосрочное влияние (до шести-двенадцати месяцев)
- Возможность проведения повторных обработок до 9-15 раз
- Применяется в наклонно-направленных, горизонтальных, вертикальных скважинах
- Возможность регуляции процесса термовоздействия на породы

Недостатки Пароциклической обработки Пласта:

- Дороговизна ПГУ и ТО

- Ограничения в техническом плане (герметичность-негерметичность, искривление скважины в области установки технического оборудования)
- Прирост дебита уменьшается при каждом повторном цикле [14].

## 2.7. Закачка горячей воды с целью повышения КИН.

Рентабельность закачки теплоносителя в нефтяной пласт во многом зависит, от правильного выбора рабочего агента, который будет способствовать более высокому извлечению нефти, с учетом геолого-промысловых свойств объекта воздействию. Исследование и результаты по закачке воды и пара для добычи нефти показали, что без тщательного изучения нефтяных месторождений и техники нагнетание агента в пласт, нельзя выявить более продуктивный способ извлечение нефти с помощью пара. Так же зависимость от экономических показателей и плана разработки месторождении, от залегания продуктивного слоя и свойств нефти. У горячей воды меньше энтальпии чем у того же пара, то есть высокое теплосодержание при одинаковых объемах, тем самым пар нагнетаемый в пласт содержит намного больше тепла. К тому же закачиваемый пар способен к дистилляциям легкой нефти повышая добычу. Все же ситуаций на месторождениях бывают разные, в том плане что геологическое строение и физико-химические свойства нефти, свойства пород коллекторов отличный друг от друга, и в определенных условиях эффективней использовать горячую воду вместо пара. Если при извлечении легкая нефть зависит от термического расширение, то есть влияние температуры не имеет значение на величину вязкости  $\mu_0$ , но с вязкой нефтью дело обстоят совсем по другому – вязкость углеводорода уменьшается с увеличением температуры, а производительность слабо зависит от теплового расширение. Следовательно, для определенной нефти имеется свое температурное значение падения вязкости. Возникает трудность в виде водонефтяной эмульсии, получающиеся при нагнетании горячей воды и пара. Что приводит к дополнительной борьбе с водонефтяной эмульсией, при том что эмульсий при закачке пара устойчивее чем при закачке горячей воды, при схожих температурах и массовых расходах [15].

Содержание в углеводороде высокого количества АСПО относят к неньютоновским системам. Вытеснение с пористых пород осложнена из-за присутствие начального градиента давления, поэтому коэффициент извлечение нефти низкое. Экспериментально было определено, что увеличение температуры высоковязкой нефти приводит к понижению градиента динамического давления сдвига, и повышением фильтраций по пористой среде нефти. Изучений физико-химических свойств тяжелой нефти при разных температурах, было определено, что высокое изменение реологические свойства нефти обнаружено при температуре  $50^\circ\text{C}$ , но выше  $50^\circ\text{C}$  наблюдается слабое изменение вязкости нефти. Стоит обратить внимание на экономический выгодный способ термического метода добычи нефти, ведь это может повлиять на окупаемость месторождении, таким образом для того чтобы выработать пар в парогенераторе, вода должна соответствовать. То есть при нагнетании пара со степенью сухости 0,7 остаток в воде концентрация солей повысится на 3,5 раза, а при 0,8 на 5 раз, 0,9 на 10 раз. Начальная подготовка воды для парогенератора приводят к

дополнительным убыткам, что делает водогрейные установки рентабельнее, так как конструктивные особенности непригодны для воды с наличием соли. Вывод, в зависимости от геологического строения пласта, физико-химических свойств нефти и экономических показателей, закачка горячей воды в пласт является намного действенной чем остальные термические способы добычи. В исследованиях «Т.Е.Малофеева» было установлено что результативное действие теплоносителя проявляется при больших мощностях пласта и высоком вытеснении углеводородов, разумной толщиной считается не более 6 метров. Потому что при меньшей мощности пласта наблюдаются потери тепла через кровлю и подошву.

При вычислении неізотермической фильтрации нефти горячей водой используют двухфазную модель течения, в которой вязкость флюида и функция Баклея-Левретта зависят от температуры: [16].

$$\mu_v = \mu_v(T), \mu_n = \mu_n(T), f = f(\delta, T)$$

## 2.8. Техника закачки в пласт пара

Подготовка высокотемпературных рабочих агентов для нагнетания в пласт может происходить на поверхности, и на забое закачиваемой скважины. В первом способе (водогрейные установки и другие различные нагреватели) высокие потери тепла, те есть температуры теплоносителя при его движении с устья к забою. Из-за чего применение на глубоких скважинах является недействительным. Но если нагреватель будет находится на забое скважины, то потери тепла исключаются. В настоящее время установка надежного и производительного теплогенератора на забое скважины проблематично. Поэтому техническое приготовление теплоносителя на поверхности намного легче.

Распределение температуры горячей воды по стволу нагнетательной скважины можно определить с помощью формулы А.Ю.Намиота:

$$T_{ж}(z, t) = \theta_0 + \frac{\Gamma}{\beta} * (\beta * z - 1) + \left(T_y - \theta_0 + \frac{\Gamma}{\beta}\right) * e^{(-\beta * z)} \quad (2.8.1)$$

На рисунке 2.8.1 показаны расчеты по формуле А.Ю.Намиота:

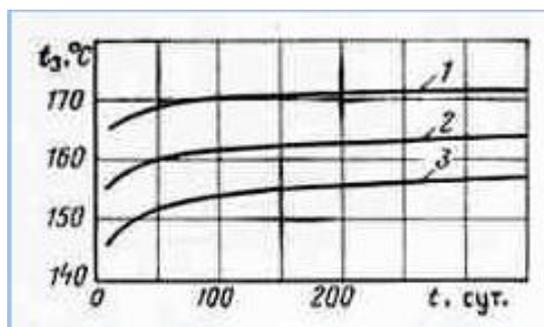


Рис 2.8.1. Изменение температуры на забое от длительности нагнетание горячей воды ( $Q=600 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) с устьевой температурой  $180 \text{ }^\circ\text{C}$ ,

при разных глубинах скважины с диаметром 168мм: 1- 500м, 2- 1000м, 1500м.

На графике X показано, что температура на забое увеличивается с закачкой теплоносителя и со временем стабилизируются. Тепло потеря на разных глубинах составляют: 500- 10 °С, 1000- 17°С, 1500- 25 °С [17].

На графике из рис. 2.8.2 представлено динамика прогрева нефтяного пласта. Первоначальная пластовая температура составила 20 °С, постоянная температура на забое 170 °С, нагнетание теплоносителя в пласт производится с постоянной скоростью 0,006м/ч. Это скорость аналогично суточной закачке 720 м<sup>3</sup>/сут через нагнетательные скважины, между которыми расстояние достигает 1000 м или 360 м<sup>3</sup>/сут где интервал между скважинами составляет 500 м. Мощность пласта составляет 10 м. (1- спустя 1 год, 2- спустя 2 года, 3- спустя 4 года, 4- спустя 8 лет.) Из рис. 2.8.2 видно, что тепловой фронт при таких значениях только спустя год достигнет расстояние 80 м. Впереди теплового фронта температура в пласте остается прежней (20 °С), и фильтрация флюида в основном объеме пласта производится в обычных условиях [18].

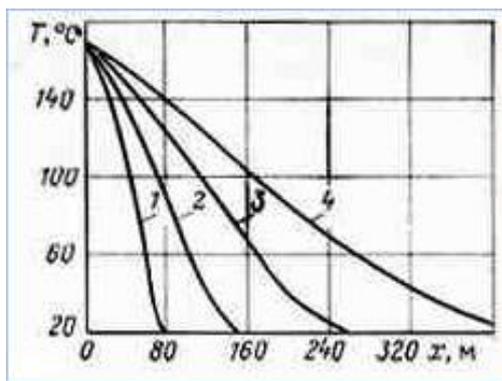


Рис.2.8.2 Динамика прогрева линейного пласта во времени.

Промышленная нагнетание теплоносителя в больших объемах было совершено на Узеньском месторождений на полуострове Мангышлак в Казахстане. Приготовление воды происходило по двухконтурной схеме, с тем что наполнение водогрейных установок производилось особо обработанной водой чтоб предотвратить накопление солей. Обычно в пласт закачивали морскую соленую воду, которая до попадания на КНС разогревалось во втором контуре в специальном теплообменнике. Результат работы по такой схеме оказался малодейственным. Постоянные поломки были связаны с коррозией, наслоением солей, морской водорослей, и подгоранием труб нагревательной установки и другие неполадки. Возникло необходимость установки специальной устьевой арматуры на нагнетательных скважинах, дающий температурное расширение труб. Но процесс оказался экономический не выгодным, а энергетический коэффициент полезного действия низким [19].

### 3. ПОТЕРИ ТЕПЛА В СКВАЖИНЕ.

#### 3.1. Коэффициент использования тепла. Коэффициент потерь тепла.

Для того, чтобы получить пар, используют установки по генерации пара. В таких парогенераторах чаще всего получают пар, у которого сухость равна 0,8. КПД парогенераторов – 0,8. Для того, чтобы произвести одну тонну пара нужно израсходовать 60-70 кг нефти либо столько же кубических метров газа. Чтобы снизить потери тепла при транспортировке горячих агентов к забоям скважин, используемое оборудование покрывается изоляцией, а обсадные колонны инъекционных скважин делаются из термостойкой стали, затем они цементируются полностью на всю длину специальным цементом, который также является устойчивым к изменению температуры (производится с добавлением песка. На скважину устанавливается арматура, специально предназначенная для закачки теплоносителей.

Кроме вышеперечисленного оборудования, из устойчивого к повышенной температуре материала делают и насосно-компрессорные трубы для транспортировки горячих агентов и пакер, в который уже встроен компенсатор для того, чтобы избежать чрезмерных удлинений колонны спускаемых в скважину труб [20].

Во время того, как пар движется по стволу скважин, через которые нагнетается горячая жидкость или пар, имеют место потери тепла, в связи с тем, что между носителем тепла и породами, которые окружают скважину, происходит теплообмен. Количество тепла, которое теряется в таких случаях, зависит от разных факторов- от конструкции скважин, глубины пласта, темпа закачки теплоносителя, оборудования скважин, и прочих факторов. Потери тепла могут достигать 10-15 %.

Скорость прогрева пласта при движении теплоносителя во время закачки, в основном набирается посредством конвекции, которая, в свою очередь, напрямую зависит от темпа, с которым происходит закачка. Больше всего в случаях, когда закачка происходит непрерывными темпами, тепло теряется за счет ухода в верхнюю и нижнюю части пласта-коллектора, за счёт теплопроводности.

Тепловая эффективность процесса (этот термин также называется коэффициентом использования тепла) определяется путём деления количества тепла, которое накапливается пласте-коллекторе ко всему теплу, которое было выработано парогенераторами:

$$\eta_T = \frac{Q_{пол}}{Q_{ПГ}} \quad (3.1.1)$$

Критерием, который характеризует эффективность процесса воздействия на пласт теплом, с точки зрения экономики, служит удельный расход теплоносителя на объём нефти, который был дополнительно добыт в результате его закачки. Если, к примеру, мы закачиваем пар, то этот коэффициент будет называться паронефтяным отношением, причём его величина будет иметь значение обратно пропорциональное эффективности

использования тепла.

Чтобы определить общее количество потерь тепла в долях или процентах от получаемого тепла из парогенераторов, используют коэффициент теплопотерь, который находится делением суммарного количества потерянного тепла к общему количеству, которое было выработано парогенератором. Из этого определения следует, что коэффициенты потерь тепла и коэффициент использования тепла связаны соотношением:

$$\eta_{\text{пот}} = 1 - \eta_{\text{т}} \quad (3.1.2)$$

где  $\eta_{\text{пот}}$ ,  $\eta_{\text{т}}$  – соответственно коэффициенты потерь тепла и использования тепла [21].

## 4. ПОКАЗАНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ПОТЕРИ ТЕПЛА В СТВОЛЕ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

### 4.1. Температура в стволе

Чтобы найти распределение температуры по стволу нагнетательной скважины применяется формула А.Намиота. С помощью математической модели А.Намиота изобретена данная формула эффекта циклического изменения устьевой температуры на температурные распределения по стволу нагнетательной скважины на забое при воздействии на продуктивный пласт нагнетанием рабочих агентов, такие как вода, химические реагенты и др. Формула пишется таким образом:

$$T_{\text{ж}}(z, t) = \theta_0 + \frac{\Gamma}{\beta} * (\beta * z - 1) + \left( T_y - \theta_0 + \frac{\Gamma}{\beta} \right) * e^{(-\beta * z)} \quad (4.1.1)$$

где  $\beta = \pi K / q c_{\text{ж}}$  (4.1.2)

Для определения  $\beta$  необходимо знать формулу полного линейного коэффициента теплопередачи при нагнетании горячей воды через обсадную колонну и выражается таким образом:

$$K = \frac{2}{\left( \frac{1}{\lambda} * \ln \left( \frac{r_t}{r_c} \right) \right)} \quad (4.1.3)$$

где  $r_c$  – радиус скважины, м.

Радиус термического влияния определяется по формуле:

$$r_t \approx 2 * \sqrt{\alpha * t} \quad (4.1.4)$$

$$\alpha = \frac{\lambda}{c_n * \rho_n} \quad (4.1.5)$$

где  $\theta_0$  – средняя годовая температура на Земле, °С;

$z$  – вертикальная координата, м;

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

$T_y$  – температура теплоносителя на устье скважины, °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.

#### 4.2. Температура на забое

Температура теплоносителя на забое определяется по формуле:

$$\Delta T_c = \Delta T_y * e^{(-H*\beta)} + f(\Gamma, H, \beta) \quad (4.2.1)$$

$$\Delta T_c = T_c - \theta_0 \quad (4.2.2)$$

$$\Delta T_y = T_y - \theta_0 \quad (4.2.3)$$

$$f(\Gamma, H, \beta) = \Gamma * H - \frac{\Gamma}{\beta} * (1 - e^{(-H*\beta)}) \quad (4.2.4)$$

$T_c$  – температура теплоносителя на забое скважины, °С;

$H$  – глубина скважины, м.

$\theta_0$  – средняя годовая температура на Земле, °С;

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

#### 4.3. Потеря тепла в стволе скважины

Общее количество тепла на устье скважины определяется по формуле:

$$Q_y = q * c_{ж} * \Delta T_y * t \quad (4.3.1)$$

Потеря тепла по стволу скважины:

$$Q_{пот} = \frac{2*\pi*\lambda_n*\Delta T_{cp}*H*t}{\ln \frac{2*\sqrt{\alpha*t}}{r_c}} \quad (4.3.2)$$

$\Delta T$  – среднетемпературный напор в стволе скважины;

$$\Delta T_{cp} = T_{cp} - \bar{T}_{пор} \quad (4.3.3)$$

$$T_{cp} = \frac{\theta_0 + T_c}{2} \quad (4.3.4)$$

$$\bar{T}_{пор} \approx \frac{H*\Gamma + \theta_0}{2} \quad (4.3.5)$$

Коэффициент теплопотерь:

$$\eta = \frac{Q_{\text{пот}}}{Q_y} \quad (4.3.6)$$

### Пример. 1

В скважину глубиной  $H=2000$  м через эксплуатационную колонну диаметром  $0,168$  м нагнетается  $600$  м<sup>3</sup>/сут ( $q=6,94 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/сек) воды при температуре на устье  $T_y=100^\circ\text{C}$ . Среднегодовая температура на поверхности  $\theta_0=18^\circ\text{C}$ , геотермический градиент  $\Gamma=0,02^\circ\text{C}$  на  $1$  м. Тепловые свойства окружающих скважину горных пород:  $\lambda=2,336$  Вт/м<sup>3</sup>·°C;  $c=2,72 \cdot 10^6$  Дж/м<sup>3</sup>·°C;  $\alpha=0,857 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с.

Результаты расчетов распределения температуры по стволу скважины, выполненных по формуле 4.1.1, представлены на рис.4.3.1, 4.3.4, 4.3.5, 4.3.6. В условиях рассматриваемого примера температура на забое скважины медленно растет и через один год достигнет  $88^\circ\text{C}$ .

Для изучения характера влияния различных факторов (времени, расхода воды и др.) на коэффициент теплопотерь в стволе скважины при нагнетании горячей воды, применительно к условиям вышеприведенного примера, по формулам 4.3.1-4.3.6 выполнены расчеты, которые показывают, что коэффициент теплопотерь во времени убывает, особенно сильно в начале процесса (рис. 4.3.2). В рассматриваемом примере потери тепла по истечении 1 года составляют примерно 16% от суммарного количества тепла, подведенного к устью скважины.

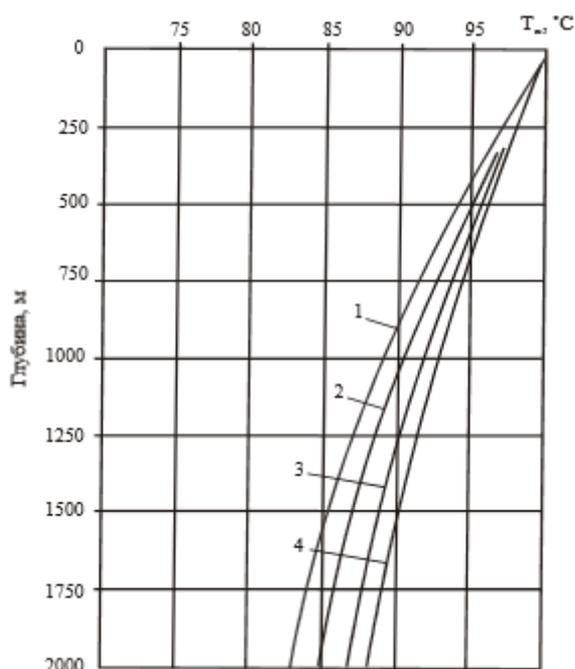


Рисунок 4.3.1 — Распределение температуры по стволу нагнетательной скважины

$q=600$  м<sup>3</sup>/сут,  $T_y=100^\circ\text{C}$ ,

1 — 10 суток, 2 — 1 месяц, 3 — 6 месяцев, 4 — год



Рисунок 4.3.2. Изменение коэффициента теплопотерь в стволе скважины во времени:  $q=600 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $H=2000 \text{ м}$ ,  $T_y=100^\circ\text{C}$

При увеличении расхода жидкости коэффициент теплопотерь резко снижается, особенно в случае значительной продолжительности нагнетания (рис. 4.3.3). Повышение же температуры нагнетаемой жидкости приводит к некоторому увеличению этого коэффициента.

Потери тепла в стволе скважины могут быть полностью исключены при использовании для нагревания рабочего агента специальных глубинных устройств, помещаемых непосредственно на забой скважины.

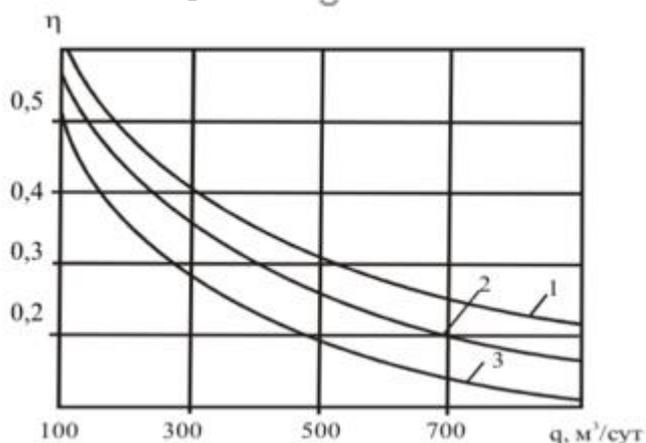


Рисунок 4.3.3-Зависимость коэффициента теплопотерь в стволе скважины от расхода жидкости:

$H=2000 \text{ м}$ ,  $T_y=100^\circ\text{C}$ , 1 – 1 месяц, 2 – 2 месяца, 3 – 1 год

		$T_{ж}(z, t) = \theta_0 + \frac{\Gamma}{\beta} * (\beta * z - 1) + (T_y - \theta_0 + \frac{\Gamma}{\beta}) * e^{(-\beta * z)}$		$\beta = \pi K / qc$	
		$K = \frac{2}{(\frac{1}{\lambda} * \ln(\frac{r_t}{r_c}))}$		$r_t \approx 2 * \sqrt{\alpha * t}$	
				$\alpha = \frac{\lambda}{c_n * \rho_n}$	
z – вертикальная координата, м;	530	ρп	Ту	Тж(z,t)	
q – расход теплоносителя, м³/с;	0,006944444	1	2250	100	93,965719
Сп-весовая теплоёмкость пород, Дж/кг·°C	812,084	2	2500	90	84,699876
ρп – плотность пород, кг/м³;		3	2670	80	79,83013
Г – геотермический градиент, °C/м;	0,02				
r <sub>c</sub> – радиус скважины, м.	0,084	α	r(t)	k	β
Т <sub>у</sub> – температура теплоносителя на устье, °C ;		1	1,27847E-06	12,69924735	0,930959
α – коэффициент температуропроводности, м²/с;	0,000000857	2	1,15062E-06	12,04756386	0,9408351
λ – теплопроводность пород, Вт/м·°C;	2,336	3	1,07736E-06	11,65771975	0,034057
t – время, с;	31536000				
r <sub>c</sub> – радиус скважины, м.	0,084				
сж – объемная теплоемкость нагнетаемой воды, Дж/м³·°C;	2720000				
θ <sub>0</sub> – среднегодовая температура на поверхности, °C;	18				
K-полный линейный коэффициент теплопередачи					

Рисунок 4.3.4- Распределение температуры по стволу скважины

Т <sub>у</sub> – температура теплоносителя на устье, °C ;	100				
Т <sub>с</sub> – температура теплоносителя на забое скважины, °C ;	80,84872802				
ΔТ <sub>с</sub> – избыточная температура теплоносителя на забое скважины;	62,84872802	Избыточная температура теплоносителя на забое скважины:			
Н – глубина скважины, м	2000				
α – коэффициент температуропроводности, м²/с;	0,000000857				
λ – теплопроводность пород, Вт/м·°C;	2,336				
t – время, с;	31536000				
r <sub>c</sub> – радиус скважины, м.	0,168				
сж – объемная теплоемкость нагнетаемой воды, Дж/м³·°C;	2720000				
q – расход теплоносителя, м³/с;	600				
Г – геотермический градиент, 0,02 °C/м;	0,02				
θ <sub>0</sub> – среднегодовая температура на поверхности, °C;	18				
$\Delta T_c = \Delta T_y \cdot e^{-H\beta} + f(\Gamma, H, \beta),$ $f(\Gamma, H, \beta) = \Gamma \cdot H - \frac{\Gamma}{\beta} (1 - e^{-H\beta}),$ $\beta = \pi K / qc_{ж}. \quad \Delta T_c = T_c - \theta_0; \quad \Delta T_y = T_y - \theta_0;$					
горячей воды непосредственно через обсадную колонну определяется по формуле					
f(Г,Н,β)rt	K	β	ΔТс °C	H	Ту
6,668053	10,39737505	1,132511431	0,000188	62,84872802	2000
7,638128				2150	90
7,974125				2200	80
$K = \frac{2}{\frac{1}{\lambda} \ln \frac{r_t}{r_c}}$					
Условный радиус теплового влияния:					

Рисунок 4.3.5-Избыточная температура теплоносителя на забое скважины

q	t, сут	Qпот (1)	Qпот (2)	Qпот (3)	Q <sub>у</sub>	Δ(Тср)	q	n(ню) (1)	n(ню) (2)	n(ню) (3)																						
0,006944444	2592000	3,24135E+11	4,06299E+11	4,35194E+11	4,01472E+12	30,424414	0,006944444	0,08073663	0,10120235	0,10839968																						
0,006944444	5184000	5,90893E+11	7,40676E+11	7,93352E+11	8,02944E+12	25,424414	0,03472222	0,07359076	0,0922451	0,0988054																						
0,006944444	7776000	8,42708E+11	1,05632E+12	1,13145E+12	1,20442E+13	20,424414	0,06944444	0,06996822	0,08770429	0,09394166																						
	10368000	1,08569E+12	1,3609E+12	1,45769E+12	1,60589E+13		0,10416667	0,06760698	0,0847445	0,09077138																						
	12960000	1,3225E+12	1,65773E+12	1,77563E+12	2,00736E+13		0,13888889	0,06588241	0,08258277	0,08845591																						
	15552000	1,5546E+12	1,94867E+12	2,08725E+12	2,40883E+13		0,17361111	0,06453731	0,08089671	0,08664994																						
	18144000	1,78292E+12	2,23487E+12	2,3938E+12	2,8103E+13		0,20833333	0,06344217	0,07952397	0,08517957																						
<table border="1"> <tr> <td>ΔТ – среднетемпературный напор в стволе скважины</td> <td></td> </tr> <tr> <td>t.</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>Т<sub>с</sub> – температура теплоносителя на забое скважины, °C</td> <td>81</td> </tr> <tr> <td>Н – глубина скважины, м.</td> <td></td> </tr> <tr> <td>θ<sub>0</sub> – средняя годовая температура на Земле, °C</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>Г – геотермический градиент, оC/м</td> <td>0,02</td> </tr> <tr> <td>λ – теплопроводность пород, Вт/м °C;</td> <td>2,336</td> </tr> <tr> <td>α, м²/с.</td> <td>0,000000857</td> </tr> <tr> <td>r<sub>c</sub></td> <td>0,084</td> </tr> <tr> <td>с, Дж/м³·о</td> <td>2720000</td> </tr> <tr> <td>Δ((Т<sub>у</sub>))</td> <td>82</td> </tr> </table>											ΔТ – среднетемпературный напор в стволе скважины		t.	30	Т <sub>с</sub> – температура теплоносителя на забое скважины, °C	81	Н – глубина скважины, м.		θ <sub>0</sub> – средняя годовая температура на Земле, °C	18	Г – геотермический градиент, оC/м	0,02	λ – теплопроводность пород, Вт/м °C;	2,336	α, м²/с.	0,000000857	r <sub>c</sub>	0,084	с, Дж/м³·о	2720000	Δ((Т <sub>у</sub> ))	82
ΔТ – среднетемпературный напор в стволе скважины																																
t.	30																															
Т <sub>с</sub> – температура теплоносителя на забое скважины, °C	81																															
Н – глубина скважины, м.																																
θ <sub>0</sub> – средняя годовая температура на Земле, °C	18																															
Г – геотермический градиент, оC/м	0,02																															
λ – теплопроводность пород, Вт/м °C;	2,336																															
α, м²/с.	0,000000857																															
r <sub>c</sub>	0,084																															
с, Дж/м³·о	2720000																															
Δ((Т <sub>у</sub> ))	82																															

Рисунок 4.3.6-Потери тепла в стволе скважины

## 5. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ ЗАКАЧИВАНИИ В ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ

### 5.1. Температурный и гидродинамический фронт

Фронт температуры – это вид температуры для распределения ее в пласте. Этот вид температуры появляется при расчете конвективного перемещения тепла в теплоизолированном пласте, то есть при расчете температуры без учета теплопроводности пласта и потерь тепла в подошву и кровлю. В этот момент прямоугольный температурный фронт с температурой, равной температуре нагнетаемого рабочего агента на входе в пласт, как это показано на рисунке 5.1.1-а.

Формула температурного фронта:

$$v_{ж} * c_{ж} * \rho_{ж} * h * t * (T_c - T_o) = x_{\phi} * c_{п} * \rho_{п} * h * (T_c - T_o) \quad (5.1.1)$$

откуда

$$x_{\phi} = \frac{v_{ж} * c_{ж} * \rho_{ж} * t}{c_{п} * \rho_{п}} \quad (5.1.2)$$

где  $v_{ж}$  – скорость фильтрации, м/с;  $c_{ж}$ ,  $\rho_{ж}$  – объемная теплоемкость теплоносителя, Дж/м<sup>3</sup>·град;  $h$  – толщина пласта (точнее интервал приема теплоносителя), м;  $T_c$  – температура теплоносителя на забое скважины, °С;  $T_o$  – начальная температура пласта;  $t$  – время, часы;  $c_{п}$ ,  $\rho_{п}$  – объемная теплоемкость пород пласта, Дж/м<sup>3</sup>·°С.

Радиальное течение:

$$q_{ж} * c_{ж} * \rho_{ж} * t * (T_c - T_o) = \pi * r_{\phi}^2 * h * c_{п} * \rho_{п} * (T_c - T_o) \quad (5.1.3)$$

откуда

$$r_{\phi} = \sqrt{\frac{q_{ж} * c_{ж} * \rho_{ж} * t}{\pi * h * c_{п} * \rho_{п}}} \quad (5.1.4)$$

Если будем учитывать теплопроводность теплоизолированного пласта происходит размывание температурного фронта как на рисунке 5.1.1-б.

Профиль температуры обладает более реального вида при учете не только конвективного перемещения тепла, но и теплопроводности пласта и потери тепла в породы, который показан на рисунке 5.1.1-в.

**Пример 2.** Определить положение конвективного температурного фронта при нагнетании в пласт горячей воды при следующих условиях:

$q_{ж} \approx 500$  м<sup>3</sup>/сут  $\approx 20,8$  м<sup>3</sup>/час;  $t=1$  год= $365 \times 24 = 8760$  часов;  $h = 10$  м;  $c_{ж}=4,187$  кДж/кг°С;  $\rho_{ж}=1000$  кг/м<sup>3</sup>;  $c_{п}\rho_{п}=2500$  кДж/м°С.

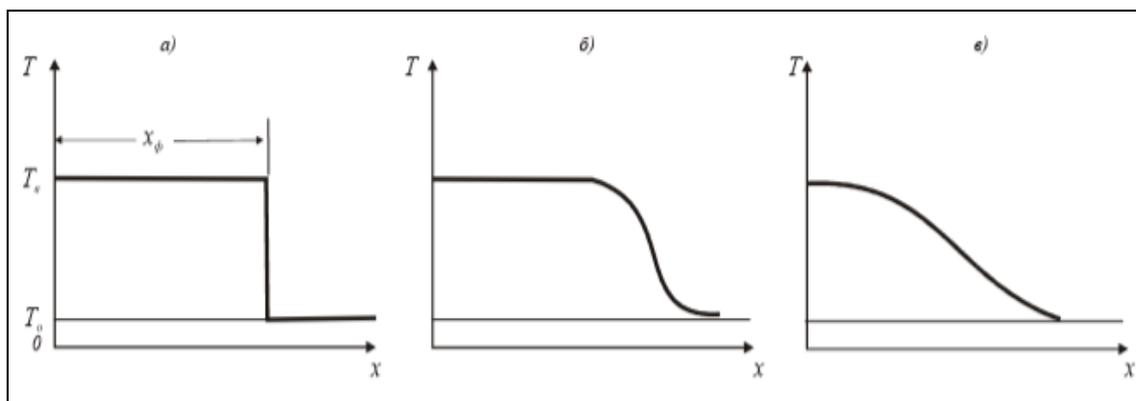


Рисунок 5.1.1 – Температурный профиль при закачке нагретой жидкости:  
 а) «теплоизолированный пласт» без учета теплопроводности пласта;  
 б) «теплоизолированный пласт» с учетом теплопроводности;  
 в) «нетеплоизолированный пласт» с учетом теплопроводности и потерь тепла в кровлю и подошву

$$r\phi = \sqrt{\frac{20,8 \cdot 4,187 \cdot 1000 \cdot 8760}{\pi \cdot 10 \cdot 2500}} = 99 \text{ м} \quad (5.1.5)$$

Теплоноситель дает тепло породам пласта и охлаждается до начальной температуры пласта из-за фильтрации через пористую среду. Фронт холодной воды и гидродинамический фронт всегда передвигается спереди теплового фронта.

К значимым характерным чертам процесса термического воздействия на пласт принадлежит значительное запаздывание теплового фронта от гидродинамического. С помощью формулы материального баланса можно найти состояние гидродинамического фронта:

$$\pi \cdot r_{\Gamma}^2 \cdot h \cdot m \cdot (S_{\text{нач}} - S_{\text{ост}}) = q_{\text{ж}} \cdot t \quad (5.1.6)$$

где  $m$  – пористость пласта;  $S_{\text{нач}}$  – начальная нефтенасыщенность;  $S_{\text{ост}}$  – остаточная нефтенасыщенность,  
 откуда

$$r_{\Gamma}^2 = \sqrt{\frac{q_{\text{ж}} \cdot t}{\pi \cdot h \cdot m \cdot (S_{\text{нач}} - S_{\text{ост}})}} \quad (5.1.7)$$

При  $m=0,2$ ,  $S_{\text{нач}}=0,8$  и  $S_{\text{ост}}=0,5$  и принятых в предыдущем примере значениях  $h$ ,  $q_{\text{ж}}$  и  $t$  радиус гидродинамического фронта  $r_2$  составит 311 м. Таким образом, гидродинамический фронт опережает тепловой более, чем в 3 раза.

## 5.2. Распределение температуры в пласте-коллекторе, а также в кровле и подошве.

Модель Х.А. Ловерье., которая является математической, удобнее всего для применения на практике.

Укажем положения, которые так или иначе были взяты за основу для создания математической модели Х.А. Ловерье.

- как коллектор, так и породы, которые его окружают, однородны с точки зрения геологии и изотропны в тепловом отношении;
- направление распространения тепла в пласте- только горизонтальное и переходит только за счёт вынужденной конвекции;
- только в вертикальном направлении за счет теплопроводности происходят потери тепла в окружающие породы;
- во время инъекции в пласт, носитель тепла–вода или пар, имеет на входе постоянные расход и температуру;
- невозмущенная температура коллектора и пород, его окружающих, одинакова и пренебрегается изменением температуры по глубине;
- свойства теплофизические системы, указанной здесь (коллектора, пород, которые его окружают и рабочего агента, который нагнетается) не зависят от температуры.

Из всей информации, что была перечислена выше (из предпосылок), модель Х.А.Ловерье является математической и учтены в этой модели далеко не все направления, по которым может проходить тепловое распределение и потери (не показывается весь механизм также и в окружающих пласт породах). Тот факт, что горизонтальная теплопроводность в этой модели не учитывается, как и в окружающих породах и вертикальная теплопроводность в самом пласте, это и выступает основными допущениями этой модели, они и делают ее приближенной в физическом отношении.

В качестве «коллектора» в этом случае имеется ввиду только промежуток с наличием приемистости, а именно интервал фильтрации рабочего агента, который нагнетается. Согласно показаниям замеров, сделанных на промысле, на практике промежуток приемистости часто не бывает больше половин нефтенасыщенной толщины пласта, которая была перфорирована. Из вышесказанного значит: любая часть пласта, насыщенная нефтью, выше или ниже (т.е. за пределами) интервала приемистости в математической модели Х.А. Ловерье – это окружающие породы.

Формулы для пласта, полученные Х.А. Ловерье:

$$\frac{T-T_0}{T_E-T_0} = \operatorname{erfc} * \left[ \frac{\xi}{2 * \sqrt{\frac{c_{\Pi} * \rho_{\Pi}}{c * \rho} * (\tau - \xi)}} \right] * \sigma * (\tau - \xi) \quad (5.2.1)$$

для окружающих пород:

$$\frac{\theta - T_0}{T_E - T_0} = \operatorname{erfc} * \left[ \frac{\xi + |\eta| - 1}{2 * \sqrt{\frac{c_{\pi} * \rho_{\pi}}{c * \rho} (\tau - \xi)}} \right] * \sigma * (\tau - \xi) \quad (5.2.2)$$

$c_{\pi} * \rho_{\pi}$ —объемная теплоемкость пласта, кДж/м<sup>3</sup>\*С;  $c * \rho$ —объемная теплоемкость окружающих пород, кДж/м<sup>3</sup>\*С;  $\lambda$ —теплопроводность окружающих пород, кДж/м\*час\*С.

Единичная функция определена условиями:

$$\sigma * (\tau - \xi) = \begin{cases} 0 & \text{при } (\tau - \xi) \leq 0 \\ 1 & \text{при } (\tau - \xi) > 0 \end{cases} \quad (5.2.3)$$

Безразмерные переменные  $\xi$ ,  $\tau$ ,  $\eta$  равны:

$$\xi = \frac{4 * \lambda * x}{v_{ж} * c_{ж} * \rho_{ж} * h^2}, \quad \tau = \frac{4 * \lambda * t}{c_{\pi} * \rho_{\pi} * h^2}, \quad \eta = \frac{2 * z}{h} \quad (5.2.4)$$

Если горячая вода течет радиально:

$$\xi = \frac{4 * \pi * \lambda * r^2}{q_{ж} * c_{ж} * \rho_{ж} * h} \quad (5.2.5)$$

другие безразмерные величины остаются без изменений.

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x) \quad (5.2.6)$$

чтобы узнать значение интеграла вероятности  $\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} * \int_0^x e^{-u^2} * du$  есть специальные таблицы.

Модель Х.А. Ловерье не берет во внимание изменения  $T$  по толщине пласта—значит  $T$  по толщине пласта берётся как неизменная.

Отметим, что есть и другие модели (кроме численных), например, А.Б. Золотухина, Н.А. Авдоница, Л.И. Рубинштейна, М.А. Пудовкина и др., с ними можно познакомиться по различным источникам.

Формула для оценки того, сколько составила доля потерь тепла в окружающие породы, от количества, которое было введено носителем тепла в пласт:

$$\eta_{\text{пот}} = 1 - \frac{1}{\tau} * [e^{\tau} * \operatorname{erfc} * \sqrt{\tau} + \frac{2 * \sqrt{\tau}}{\sqrt{\pi}} - 1] \quad (5.2.7)$$

$$\text{где } \tau = \frac{4 * \lambda * t}{h^2 * c_{\pi} * \rho_{\pi}}. \quad (5.2.8)$$

Если держать постоянным темп ввода носителя тепла в пласт, величина  $\eta_{\text{пот}}$  растет, и на какой-то стадии, или на каком-то этапе этого процесса все тепло, которое вводится в пласт, будет уходить на потери в окружающие

породы.

Так, для разных темпов ввода в пласт теплоносителя, существует предельный радиус прогрева пласта.

Непрерывное длительное закачивание в пласт носителя тепла зачастую себя на практике экономически не оправдывается. Из-за этого и предлагают различные технологии, которые предусматривают создание «тепловой оторочки» (т.е. участка пласта с повышенной  $T$  в области возле забоя) при закачивании без перерыва носителя энергии с увеличением этой зоны с использованием нагнетания холодной (не нагретой) воды.

Для того, чтобы спрогнозировать распределение  $T$  в этом случае применяется метод суперпозиции, полученный Х.А. Ловерье. Суть этого метода в том, что если для «простой» задачи дифференциальное уравнение и его решение линейны, то решение задачи посложнее получают путём наложения решений простых задач:

- непрерывной закачки горячей воды с температурой  $T_r$  во время всего процесса с самого начала и до самого его окончания, включая и закачивание холодной воды;
- продолжительного закачивания воды с невысокой температурой  $T_x$ , начиная с того момента, когда прекращается закачка теплоносителя и также до самого полного окончания процесса.

Нужно также обратить внимание на то, что при создании тепловой оторочки горячая вода закачивается в коллектор, который имеет начальную невозмущенную температуру  $T_0$ , а холодная вода инжектируется уже в коллектор, который нагрет до температуры теплоносителя  $T_r$ .

Наложение двух задач-технологий, которые были указаны, приводит к следующему выражению

$$T - T_0 = (T_r - T_0) * \operatorname{erfc} * \left[ \frac{\xi}{2 * \sqrt{\frac{c_{п*} \rho_{п*}}{c * \rho} * (\tau - \xi)}} \right] + (T_x - T_r) * \operatorname{erfc} * \left[ \frac{\xi}{2 * \sqrt{\frac{c_{п*} \rho_{п*}}{c * \rho} * (\tau - \tau_1 - \xi)}} \right] \quad (5.2.9)$$

где  $\tau_1$  и  $\tau$  – время инжекции горячей воды  $T_r$  и всей полной длительности процесса.

То, как создаётся термическая оторочка с дальнейшим движением её с помощью инжекции воды с маленькой температурой, (это как раз было рассмотрено, мы можем назвать двухэтапной (этапа инжекции теплоносителя и этапа инжекции холодной воды).

**Пример 3** для вычисления  $T$  коллектора.

Даны:

- расход воды (горячей)  $q_{ж}=500$  м<sup>3</sup>/сут ( $\approx 20,8$  м<sup>3</sup>/час);
- толщина слоя, принимающего воду  $h=10$  м;
- теплоемкость (объемная) пласта  $c_{п*} \rho_{п*}=2500$ , кДж/м<sup>3</sup> оС;
- теплоемкость пород (окружающих)  $c * \rho=2400$  кДж/м<sup>3</sup> оС;

- объемная теплоемкость воды (горячей)  $c_{ж} * \rho_{ж} = 4187$  кДж/м<sup>3</sup>\*°С;
- коэффициент теплопроводности окружающих пород  $\lambda = 8,5$  кДж/м\*час\*°С.

Для того, чтобы получить более общий результат, рассчитаем для температуры (безразмерной)  $\theta = \frac{T - T_0}{T_r - T_0}$ . В связи со сказанным, температурой горячей воды мы задаваться не будем.

1. Найдём формулу, которая поможет для того, чтобы иметь возможность вычислить положение температурного фронта конвекции:

$$r_{\phi} = \sqrt{\frac{q_{ж} * c_{ж} * \rho_{ж} * t}{\pi * h * c_{п} * \rho_{п}}} = \sqrt{\frac{500 * 4187 * 365 * 24 * t}{24 * \pi * 2500 * 10}} = 98,6366 * \sqrt{t}$$

2. Расчёт безразмерного расстояния:

$$\xi = \frac{4 * \pi * \lambda * r^2}{q_{ж} * c_{ж} * \rho_{ж} * h} = \frac{4 * \pi * 8,5 * 24 * r^2}{500 * 4187 * 10} = 0,12245 * 10^{-3} * r^2$$

3. Расчёт безразмерного времени:

$$\tau = \frac{4 * \lambda * t}{c_{п} * \rho_{п} * h^2} = \frac{4 * 8,5 * 365 * 24 * t}{2500 * 100} = 1,19136 * t, t = \text{время в годах.}$$

По формуле 5.2.1 «распределение» безразмерной  $T$  в резервуаре для значений  $r < r_{\phi}$ .

Итоги расчёта для  $t_r = 0,5$  года и порядок следующих вычислений показываются в табл. 5.2.1

Так же сделаны расчеты для  $t = 2; 5$  и  $10$  лет. Итоги показаны графически на рис. 5.2.1.

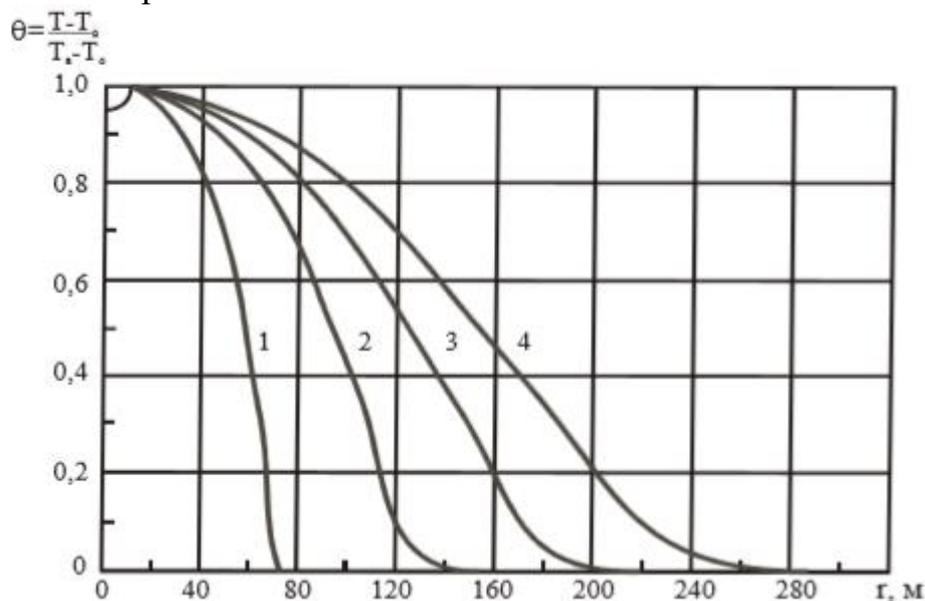


Рисунок 5.2.1 – Распределение безразмерной  $T$  в залежи при инжекции нагретой воды по 500 м<sup>3</sup>/сут в на протяжении:

1 – 0,5 года 2 – 2 года, 3 – 5 лет, 4 – 10 лет

По рисунку можно заметить, что прогревается пласт не быстро-за 10 лет инъекции нагретой воды без остановки фронт конвекции обогрева уходит на 300 м от забоя нагнетательной скважины.

Размерные  $T$  вычисляются формулой:

$$T = T_0 + \theta * (T_r - T_0).$$

Расчёт, который был показан, можно использовать для пласта, являющегося однородным полностью. В природе из-за того, что залежи предстают обычно неоднородными по строению телами в направлении, которое больше проницаемое, обогрев пласта зачастую также может быть реализован на достаточно большую глубину.

Как уже было указано, модель Х.А. Ловерье лишь близко к реальности, но не полностью показывает (отражает) механизм подогрева пласта во время закачивания носителей тепла. Поэтому она применяется для оперативных инженерных расчетов. Во время создания документов по проекту для использования тепловых технологий на определенных конкретных объектах расчеты делаются на компьютерах, при чём используются временные программные продукты, к примеру программный комплекс CMG.

Таблица 5.2.1 – Пример расчета распределения температуры в пласте при нагнетании горячей воды:  $q_{ж}=500$  м<sup>3</sup>/сут;  $h=10$  м

г, год ы	$\tau$	$r_{\phi}$ , м	г, м	$r^2$ , м	$\xi$	$\tau-\xi$	$c_{п\rho_{п}}$ /( $c_{р}$ ) <sup>*</sup> (7 <sup>*</sup> )	$2^*($ 8 <sup>*</sup> ) $\wedge 0,5$	$\xi/$ (9 <sup>*</sup> )	Er fc( 10 *)	( $T-T_0$ )/ ( $T_r-$ $T_0$ )=1- (11 <sup>*</sup> )
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0,5	0,5956 8	7 0	10	100	0,01 225	0,58 343	0,60 774	1,55 915	0,007 86	0	1
			20	400	0,04 898	0,56 948	0,56 948	1,50 928	0,032 45	0,9 66	0,966
			30	900	0,11 021	0,50 570	0,50 570	1,42 225	0,077 49	0,9 10	0,910
			40	1600	0,19 592	0,41 642	0,41 642	1,29 061	0,151 80	0,8 32	0,832
			50	2500	0,30 613	0,30 162	0,30 162	1,09 840	0,278 71	0,6 91	0,693
			60	3600	0,44 082	0,16 131	0,16 131	1,80 327	0,548 78	0,4 37	0,437
			70							0	0

\*цифры в круглых скобках в «шапке» означают номер столбца

### 5.3. Расчет выкачивания нефти при закачке в пласт нагретой воды.

Лабораторные работы, которые были проведены, показывают, что когда вязкость нефти снижается, КИН увеличивает. При этом у нефти текучесть зависит от температуры обратным образом, из-за этого в зонах, которые прогреты больше, остаточная насыщенность пласта нефтью будет меньше, чем в зонах с меньшим нагревом. В зависимости от нагрева, в пласте можно узнать, чему равны такие величины как вязкость и насыщенность нефтью.

Из того, что было сказано значит, что если мы знаем рассредоточение температуры внутри пласта в каждый временной период, и то как зависит остаточная насыщенность нефтью от температуры, значит можно путём внедрения кривых узнать среднюю величину остаточной нефтенасыщенности пласта и размер нефтеотдачи в любой момент времени.

С учетом той информации, которая была изложена выше, берётся следующий порядок расчета добычи нефти при инжекции нагретой воды.

1. Расчёт кривых рассредоточения температуры по Ловерье для моментов времени, которые были заданы.

2. Используя кривые рассредоточения температуры и то, как зависит остаточная насыщенность нефти от неё, узнаём среднюю насыщенность нефти, которая осталась в радиусе залежи после прогрева.

3. Мы знаем насыщенности нефти, а значит, можем определить на тот момент времени, который захотим, отдачу пластом нефти в том радиусе, который был прогрет.

4. Нужно рассчитать отдачу нефти и насыщенность пласта на конец каждого года, чтобы узнать объёмы, которые будут добыты.

Добыча нефти в год равна:

$$q_r = Q_{\text{нач}} * \Delta\eta \quad (5.3.1)$$

где  $Q_{\text{нач}}$ —запасы нефти в прогретом радиусе, тыс.т;  $\Delta\eta$ —прирост отдачи за расчетный год в том же радиусе.

Расчет нефтеотдачи пласта на площади разрабатываемого элемента делается по такой формуле:

$$\eta = \frac{F_1 * (S_{\text{нач}} - S_{\text{ост}})}{F_2 * S_{\text{нач}}} \quad (5.3.2)$$

где  $F_1$ —площадь прогретой зоны;  $F_1 = \pi r_{\phi}^2$ ;

$F_2$ —площадь разрабатываемой части;

$S_{\text{нач}}$ —начальная насыщенность пласта нефтью;

$S_{\text{ост}}$ —остаточная насыщенность на площади  $F_1$ .

Пример вычисления отдачи пластом нефти при инжекции нагретой воды на площади круговой части элемента 200 м радиусом.

Для расчета нефтеотдачи пласта используем результаты, полученные при расчёте рассредоточения безразмерной температуры, они были

выполнены в разделе 5.2 (см.рис. 5.2.1).

Для того, чтобы перейти к размерным температурам, возьмём начальную температуру в пласте и температуру нагретой воды на дне нагнетательной скважины— $T_0=20$  С;  $T_B=200$  С.

На рис. 5.3.1 показано рассредоточение размерной температуры через 0,5 года, которая была построена основываясь на кривой 1 рисунка 5.2.1, а из него видно, что радиус прогрева пласта через 0,5 года будет примерно 70 м. Возьмём ступенчатую аппроксимацию этой кривой, далее определяем остаточную насыщенность нефтью каждого интервала  $\Delta r$ , использовать будем линейную зависимость от температуры:

$$S_{\text{ост}}(T) = S_{\text{нач}} - \frac{S_{\text{нач}} - S_{\text{ост}}(T_B)}{T_B - T_0} * (\bar{T} - T_0) \quad (5.3.3)$$

где  $S_{\text{нач}}$ —начальная насыщенность нефтью;  $S_{\text{ост}}(T_B)$  – остаточная при температуре нагретой воды. Принимаем  $S_{\text{нач}}=0,8$  и  $S_{\text{ост}}(T_B)=0,4$ ,  $T$  – средняя температура пласта в интервале  $\Delta r$ .

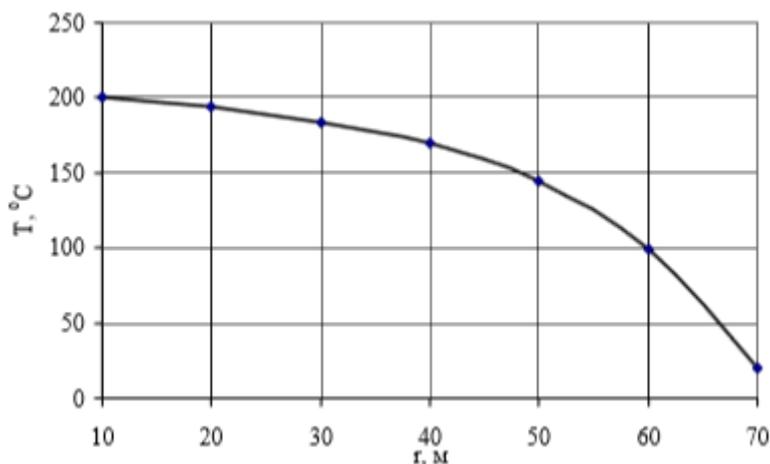


Рисунок 5.3.1-Рассредоточение температуры через 0,5 года

Для конкретного природного резервуара используют различные экспериментальные зависимости.

Принимаем величину интервала ступени по радиусу  $\Delta r$  м. Отметим, что с уменьшением величины интервала точность расчета повышается.

Для каждой по ходу ступени по графику рис.5.3.1 определяем среднюю температуры. Потом по формуле 5.3.3 среднюю остаточную насыщенность по нефти по среднему значению температуры в каждом интервале.

Средняя остаточная насыщенность в радиусе  $r_{\Phi}$ :

$$\bar{S}_{\text{ост}} = \frac{r^2 * S_1 + (r_2^2 - r_1^2) * S_2 + \dots + (r_n^2 - r_{n-1}^2) * S_n}{r_{\Phi}^2} \quad (5.3.4)$$

Нефтеотдача пласта в радиусе прогрева:

$$\eta = \frac{S_{\text{нач}} - \bar{S}_{\text{ост}}}{S_{\text{нач}}} \quad (5.3.5)$$

Результаты расчета остаточной нефтенасыщенности через 0,5 года после начала закачки горячей воды приведены в табл.5.3.1.

Таблица 5.3.1

Интервал Δr, м	Средняя температура в интервале, С*	Остаточная нефтенасыщенность в интервале, доли ед.	Средняя остаточная нефтенасыщенность в радиусе rф, доли ед.
0-10	200	0,40	0,55
10-20	197	0,41	
20-30	190	0,42	
30-40	177	0,45	
40-50	158	0,49	
50-60	122	0,57	
60-70	60	0,71	

\*берётся как среднее арифметическое между температурой пласта в начале и в конце интервала.

Отдача пластом нефти через 0,5 года в радиусе прогрева 70 м:

$$\eta = \frac{0,8 - 0,55}{0,8} = 0,31$$

Нефтеотдача пласта на площади разрабатываемого элемента радиусом 200 м:

$$\eta = \frac{F_1 * (S_{нач} - S_{ост})}{F_2 * S_{нач}} = \frac{r_{\phi}^2 * (S_{нач} - S_{ост})}{R^2 * S_{нач}} = \frac{70^2 * (0,8 - 0,55)}{200^2 * 0,8} = 0,038,$$

где R – радиус разрабатываемого элемента.

## 6. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ ЗАКАЧКЕ В ПЛАСТ ПАРА

### 6.1. Радиус паровой зоны

Проанализируем нагнетание сухого насыщенного пара (с постоянным массовым расходом) в одну скважину. Давление в зоне пара постоянное и приравнивается расчетному (за величину этого давления можно осуществить его среднее значение на границах зоны). Игнорируем потерю тепла через кровлю и подошву пласта.

Скрытая теплота парообразования будет тратиться на формирование зоны пара:

$$q_n * c_r * t = \pi * r_1^2 * h * c_n \quad (6.1.1)$$

из данной формулы находим радиус паровой зоны:

$$r_1 = \sqrt{\frac{q_n * c_r * t}{\pi * h * c_n^1}} \quad (6.1.2)$$

где  $q_n$  – массовый расход нагнетаемого пара, кг/ч;  $t$  – время нагнетания пара, ч;  $c_r$  – скрытая теплота парообразования, Дж/кг;  $h$  – толщина пласта, м;  $c_n^1$  – объемное теплосодержание пласта в паровой зоне, Дж/м<sup>3</sup>.

Если в образовании паровой площади принимает участие скрытая теплота парообразования  $c_r$ , то формула удельного теплосодержания пласта в паровой зоне определяется так:

$$c_n^1 = m * c_r * \rho_r + (1 - m) * c_{ск} * \rho_{ск} * \Delta T_n \quad (6.1.3)$$

где  $\rho_r$  – плотность пара, кг/м<sup>3</sup>;

$c_{ск}$  – удельная теплоемкость скелета пласта, кДж/кг<sup>0</sup>С;

$\rho_{ск}$  – плотность скелета пласта, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta T_n = T_n - T_o$ ;

$T_n$  – температура пара на забое скважины;

$T_o$  – начальная температура пласта, <sup>0</sup>С;

$m$  – пористость пласта.

## 6.2. Площадь паровой зоны и тепловая эффективность процесса

С использованием модели Маркса-Лангенхейма рассчитываем площади паровой зоны. Берётся передача тепла в пласте конвекцией, инжестируемым агентом и потеря в верх и вниз резервуара за счет вертикально направленной теплопроводности. Берём, положение о том, что свойства системы не зависят от  $T$  и  $P$ , принимаем, что  $T$  и  $Q_{\text{агента}}$ -постоянные. Поскольку в модели Маркса-Лангенхейма берётся как теплоноситель пар воды,  $T$  подогретого промежутка пласта берётся константой и равной температуре инжестируемого агента, транспортирующего тепло на забой скважины.

Площадь паровой зоны:

$$A(t) = \frac{H_0 \cdot h}{4 \cdot \lambda_n \cdot (T_n - T_0)} * \left( e^{\tau^2} * \operatorname{erfc}(\tau) + \frac{2\tau}{\sqrt{\pi}} - 1 \right) \quad (6.2.1)$$

где  $H_0$  – темп ввода тепла в пласт, кДж/час

$$H_0 = q_{\text{п}}(c_r \cdot x_r + i_{\text{ж}} - c_{\text{ж}} \cdot T_0),$$

где  $c_r$  – теплота парообразования воды, кДж/кг;

$x_r$  – степень сухости пара, доли единицы;

$i_{\text{ж}}$  – теплосодержание воды при температуре на входе в пласт, кДж/кг;

$c_{\text{ж}}, \rho_{\text{ж}}$  – удельная теплоемкость (кДж/кг $^{\circ}$ С) и плотность (кг/м $^3$ ) воды;

$T_n$  – температура нагнетаемого рабочего агента на входе в пласт,  $^{\circ}$ С;

$c_{\text{ж}}$  – удельная теплоемкость воды при начальной температуре  $T_0$ ;

$\lambda_n$  – теплопроводность пород.

$$\tau = \frac{2 \cdot \lambda_n}{\rho_n \cdot c_n \cdot h \cdot \sqrt{\alpha_n}} * \sqrt{t} \quad \alpha_n = \frac{\lambda_n}{c_n \cdot \rho_n} \quad (6.2.2)$$

$\alpha_n$  – коэффициент температуропроводности, м $^2$ /час. Остальные обозначения прежние.

Тепловая эффективность процесса или коэффициент теплоиспользования:

$$\eta_{\tau} = \frac{A(t) \cdot h \cdot c_n}{H_0 \cdot t} \quad (6.2.3)$$

Пример расчета площади паровой зоны и тепловой эффективности процесса по формулам Маркса-Лангенхейма.

### Пример 4.

$q_{\text{п}}=8000$  кг/час $\approx 2,22$  кг/с;  $h=20$  м;  $T_n=250^{\circ}$ С;  $T_0=20^{\circ}$ С;  $\lambda_n=0,002$  кДж/м $\cdot$ с $\cdot^{\circ}$ С;  $c_{\text{п}} = 1,1$  кДж/кг $\cdot^{\circ}$ С;  $x_r = 0,7$ ;  $m=0,2$ ;  $c_{\text{ск}}=0,85$  кДж/кг $\cdot^{\circ}$ С;  $\rho_{\text{ск}}=2500$  кг/м $^3$ ;  $\rho_{\text{п}}=2000$  кг/м $^3$ ;  $t=100, 300, 500$  и  $1000$  суток.

Выполним расчеты для  $t_1=100$  суток.

1. Определим  $H_0$

$$H_0 = q_{\text{п}}(c_r \cdot x_r + i_{\text{ж}} - c_{\text{ж}} T_0) = 2,22(1705 \cdot 0,7 + 1087 - 4,18 \cdot 20) \approx 4877,1 \text{ кДж/с.}$$

Значения  $c_r$  и  $i_{ж}$  находим из таблиц свойств воды и пара на линии насыщения.

2. Определим  $\tau$ :

$$\tau = \frac{2 * \lambda_n}{\rho_n * c_n * h * \sqrt{\alpha_n}} * \sqrt{t} = \frac{2 * 0,002}{2000 * 1,1 * 20 * \sqrt{0,9 * 10^{-6}}} * \sqrt{100 * 86400} = 0,281$$

$$\alpha_n = \frac{\lambda_n}{c_n * \rho_n} = \frac{0,002}{1,1 * 2000} = 0,9 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$$

3. Площадь прогретой зоны:

$$A(t) = \frac{H_o * h}{4 * \lambda_n * (T_n - T_o)} * \left( e^{\tau^2} * \text{erfc}(\tau) + \frac{2\tau}{\sqrt{\pi}} - 1 \right)$$

$$= \frac{4877,1 * 20}{4 * 0,002 * (250 - 20)} * \left[ e^{0,281^2} * \text{erfc}(0,281) + \frac{2 * 0,281}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$$

$$= 3502 \text{ м}^2$$

4. Тепловая эффективность процесса:

$$\eta_{\tau} = \frac{A(t) * h * c_n}{H_o * t} = \frac{3424 * 20 * 397820}{4877,1 * 8640000} = 0,661$$

$$c_n^1 = m * c_r * \rho_r + (1 - m) * c_{ск} * \rho_{ск} * \Delta T_n$$

$$= 0,2 * 1705 * 20 + 0,8 * 0,85 * 2500 * (250 - 25)$$

$$= 397820 \text{ кДж/м}^3$$

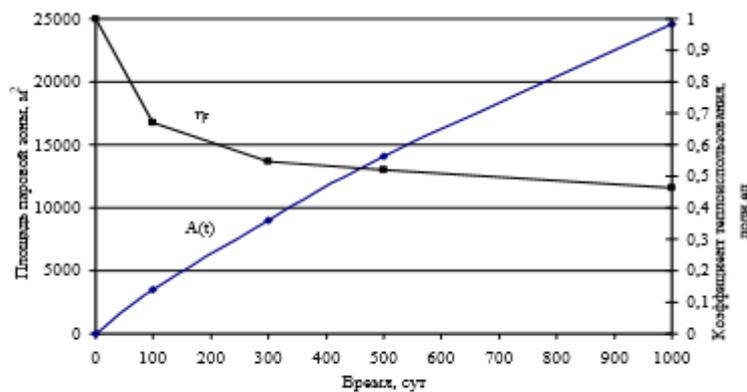


Рисунок 6.2.1–Динамика площади паровой зоны и коэффициента теплоиспользования



## 7. РАСЧЁТЫ ПАРОЦИКЛИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК (ПЦО) СКВАЖИН

Разработка пароциклических обработок скважин включает 3 стадии:

- закачка пара;
- прекращение закачки и пропитка призабойной зоны пласта паром;
- добыча нефти.

### 7.1. Радиус прогрева пласта

Продолжительность закачки пара малая (10-30- суток), тем самым можно игнорировать потерями тепла в окружающие породы и считать, что закачанное тепло сосредотачивается из уравнения теплового баланса:

$$q_n * c_r * t = \pi * R^2 * h * c'_n \quad (7.1.1)$$

откуда радиус прогрева:

$$R_n = \sqrt{\frac{q_n * c_r * t}{\pi * h * c'_n}} \quad (7.1.2)$$

### 7.2. Первоначальный дебит скважины после ПЦО

$$Q_n = \frac{2 * \pi * k * h * (P_k - P_c)}{\mu(T_n) * \ln \frac{R_n}{R_c} + \mu(T_o) * \ln \frac{R_k}{R_n}} \quad (7.2.1)$$

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

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

$\mu(T_n)$  – средняя вязкость нефти в прогретой зоне, Па·с;

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

$R_c$  – радиус скважины, м;

$R_k$  – радиус контура питания, м;

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

### 7.3. Кратность увеличения дебита скважины после ПЦО:

$$K = \frac{q_n}{q_{баз}} \quad (7.3.1)$$

где  $q_n$  – начальный дебит после ПЦО, м<sup>3</sup>/сут;

$q_{баз}$  – базовый дебит до ПЦО, м<sup>3</sup>/сут.

$$q_{\text{баз}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k - P_c)}{\mu(T_0) \cdot \ln \frac{R_k}{R_c}} \quad 7.3.2$$

### Пример 5.

Для того, чтобы найти радиус прогрева пласта надо использовать исходные данные из примера раздела 6.2. Продолжительность закачки пара 20 суток.

$$R_n = \sqrt{\frac{8000 \cdot 1705 \cdot 20 \cdot 24}{\pi \cdot 20 \cdot 397820}} = 16,2 \text{ м}$$

h	20 м	$q_n = \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{\mu(T_n) \cdot \ln \frac{R_n}{R_c} + \mu(T_0) \cdot \ln \frac{R_k}{R_n}}$		
k	1E-12 м2			
pk	12000000 Па			
pc	8000000 Па			
m(Tn)	0,14 Па*с			
Rn	16,2 м			
Rc	0,05 м			
m(T0)	0,7 Па*с			
Rk	100 м			
<b>Qn</b>	<b>20,8 м3/сут</b>			
h	20 м		h	20 м
k	1E-12 м2		k	1E-12 м2
pk	12000000 Па		pk	12000000 Па
pc	7000000 Па		pc	6000000 Па
m(Tn)	0,16 Па*с		m(Tn)	0,12 Па*с
Rn	18,1 м		Rn	19,8 м
Rc	0,05 м		Rc	0,05 м
m(T0)	0,7 Па*с		m(T0)	0,7 Па*с
Rk	100 м		Rk	100 м
<b>Qn</b>	<b>25,3775009 м3/сут</b>		<b>Qn</b>	<b>35,20101976 м3/сут</b>

Рисунок 7.3.1-Начальный дебит скважины после ПЦО для трех случаев

k	1E-12	м2				$q_{баз} = \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{\mu(T_o) \cdot \ln \frac{R_k}{R_c}}$
h	20	м				
pk	12000000	Па				
pc	8000000	Па				
m(T0)	0,7	Па*с				
Rk	100	м				
Rc	0,05	м				$K = \frac{q_H}{q_{баз}}$
<b>Qбаз</b>	<b>8,2</b>	<b>м3/сут</b>				
<b>K</b>	<b>2,554607</b>					
k	1E-12	м2		k	1E-12	м2
h	20	м		h	20	м
pk	12000000	Па		pk	12000000	Па
pc	7000000	Па		pc	6000000	Па
m(T0)	0,7	Па*с		m(T0)	0,7	Па*с
Rk	100	м		Rk	100	м
Rc	0,05	м		Rc	0,05	м
<b>Qбаз</b>	<b>10,2</b>	<b>м3/сут</b>		<b>Qбаз</b>	<b>12,2</b>	<b>м3/сут</b>
<b>K</b>	<b>2,488506</b>			<b>K</b>	<b>2,876496</b>	

Рисунок 7.3.2-Базовый дебит скважины до ПЦО

Кратность увеличения дебита после ПЦО показана на рисунке 7.3.2 для трех случаев базового дебита скважины до ПЦО, указанных на рис.7.3.2 и начальных дебитов скважины после ПЦО, указанных на рис.7.3.1

## ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### Обоснование целесообразности инвестиций.

В международной практике нефтегазовой индустрии при использовании термического МУН в преобладающем большинстве распространены три типа парогенераторов (Таблица 1).

Таблица 1. Виды и свойства парогенераторных установок

Метод		Преимущества	Недостатки	
ПТУПГ	Прямоточный теплоутилизационный парогенератор	Низкие капитальные затраты за тонну выработанного пара	Стоимость пара зависит от стоимости топлива	
		Сокращенное время конструкции		
		Гибкий и контролируемый выход пара		
ПГ-Р	Парогенератор-рекуператор	Низкие капитальные затраты за тонну выработанного пара	Прямое подключение к генератору питания	
		Увеличенная системная эффективность каждого цикла	Косвенно потребляет н.газ	
ТТГ	Твердотельный генератор	Без потребления топлива	Высокие капитальные вложения	
		Без продукции парникового газа		Зависимость от погоды
		Способствует увеличению срока пригодности месторождения		

Таблица 2. Расчет экономической эффективности

Данные	ПТУПГ	ПГ-Р	ТТГ
Стоимость парогенератора, \$	179000	350000	18000000
Увеличение добычи/прибыли, %	38	-	44
Срок окупаемости, сут	91,90541	179,7033	9241,885
Изначальный дебит, bbl/сут	245,099		
Стоимость нефти, \$/bbl	43		
Операционные затраты, %	38	42	58

Мы рассмотрели три наиболее распространенных вида и пришли к выводу, что зачастую целесообразнее применять прямоточный теплоутилизационный парогенератор (ПТУПГ), так как капитальные вложения в данном случае наиболее оптимальны, а мощность парогенерации достаточно высока для проведения парового прогрева пласта. Стоит упомянуть, что при использовании ПТУПГ стоимость пара зависит от стоимости топлива, но в перспективе нескольких лет, этот вариант все же выгоднее более дорогих аналогов.

Таблица 3- прогнозирование чистого дисконтированного дохода

ГОД	ДЕБИТ, bbl/сут	СТАВКА ДИСКОНТИРОВАНИЯ, %	ЧДД, \$
1	245,099	0,93	912990,961
2	196,0792	0,8649	785368,569
3	156,86336	0,804357	628294,855
4	125,490688	0,74805201	502635,884
5	100,39255	0,69568837	402108,707
6	80,3140403	0,64699018	321686,966
7	64,2512323	0,60170087	257349,573
8	51,4009858	0,55958181	205879,658
9	41,1207886	0,52041108	164703,726
10	32,8966309	0,48398231	131762,981
			4312781,88

При указанном дебите и с учетом ставки дисконтирования, равной 7% предприятие получит достаточно высокую прибыль, что подтверждает рентабельность проекта проведения термического МУН. Также, мы приняли во внимание и тот факт, что с ходом времени дебит будет неуклонно снижаться и в итоге приблизится к показателю, при котором эксплуатировать скважины более будет невыгодно. В нашем случае, остаточная нефтенасыщенность будет составлять 55%.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте был рассмотрен сравнительный анализ и подбор месторождений Казахстана на применение термических МУН, цель которого являлась определить более эффективный способ добычи нефти. Были исследованы такие методы вытеснение нефти как закачка пара, закачка горячей воды и пароциклическая обработка. Вытеснение нефти горячей водой имеет ряд преимуществ, например возникает трудность в виде водонефтяной эмульсии, получающиеся при нагнетании горячей воды и пара. Что приводит к дополнительной борьбе с водонефтяной эмульсией, при том что эмульсий при закачке пара устойчивее чем при закачке горячей воды, при схожих температурах и массовых расходах. Изучений физико-химических свойств тяжелой нефти при разных температурах, было определено, что высокое изменение реологические свойства нефти обнаружено при температуре  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ , но выше  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$  наблюдается слабое изменение вязкости нефти. Это означает что закачки воды выгоднее, чем другие тепловые методы.

Экономический выгодный способ термического метода добычи нефти, ведь это может повлиять на окупаемость месторождении, таким образом для того чтобы выработать пар в парогенераторе, вода должна соответствовать. То есть при нагнетании пара со степенью сухости 0,7 остаток в воде концентрация солей повысится на 3,5 раза, а при 0,8 на 5 раз, 0,9 на 10 раз. Начальная подготовка воды для парогенератора приводят к дополнительным убыткам, что делает водогрейные установки рентабельнее, так как конструктивные особенности непригодный для воды с наличием соли. Вывод, в зависимости от геологического строения пласта, физико-химических свойств нефти и экономических показателей, закачка горячей воды в пласт является намного действенной чем остальные термические способы добычи. К недостаткам относят: малая эффективность при низкой толщине пласта (не более 6); высокая концентрация соли приводило к неполадкам труб, и нагревательных установок.

Преимущества пароциклической обработки: прирост объема в дебите после трехразовой процедуры ПЦО; долгосрочное влияние (до шестидвенадцати месяцев); возможность проведения повторных обработок до 9-15 раз; применяется в наклонно-направленных, горизонтальных, вертикальных скважинах; возможность регуляции процесса теплового воздействия на породы. Недостатки Пароциклической обработки Пласта: дороговизна ПГУ и ТО; ограничения в техническом плане (герметичность-негерметичность, искривление скважины в области установки технического оборудования); прирост дебита уменьшается при каждом повторном цикле.

Вытеснение нефти перегретым паром, недостатки метода: к таким недостаткам метода нагнетания водяного пара относятся, в первую очередь, потребность использования высокоэффективной чистой воды для парогенераторных установок, дабы получить пар с насыщенность не менее

70% и теплоемкостью 4000-5000 кДж/кг. Использование воды, а именно обработка ее химическими реагентами, выведение газов, обессоливание вынуждают расходовать очень много активов, которые иногда достигают в 40% от общих расходов; еще один из недостатков метода является малый охват прогрева пласта, чем при нагнетании воды, в особенности при работы с высоковязкими нефтями. Поэтому охват зон вытеснения паром-один из главных проблем, нуждающихся в решении; следующий недостаток- потеря теплоты во время прохода пара через обсадные трубы скважин, которая равняется, как мы уже говорили, 3-5% на каждые 100м. Один из решений этой проблемы-термоизоляция паронагнетательных колонн, но при этом нужно понимать, что возникают технические трудности. К примеру, скважину должны цементировать до самого устья. Сам цемент должен быть термостойким, и иметь расширяющиеся свойства, что достигается с помощью специальных добавок (кремнезем).

## СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ И ТЕРМИНОВ

ТРИЗ	- трудноизвлекаемые запасы
ВНК	- водонефтяной контакт
ВДМ	- волновой диэлектрический метод
ГИС	- геофизические исследования скважин
ГВК	- газоводяной контакт
ГНК	- газонефтяной контакт
МУН	- методы увеличения нефтеотдачи
НКТ	- насосно-компрессорные трубы
ПЗП	- призабойная зона пласта
ППУ	- паропроизводительная установка
$K_{\text{выт.}}$	- коэффициент вытеснения
КИН	- коэффициент извлечения нефти
Э/К	- эксплуатационная колонна

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шорин, С.Н. Теплопередача: учеб. для вузов / С.Н. Шорин. – М.: Высшая школа, 1964.
2. Теплофизические свойства веществ. Издатель Институт. 1976 г.
3. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные МУН пластов. Недра, 1986г.
4. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Москва. «Недра» 1988 г.
5. Донцов К.М. Разработка нефтяных месторождений. М., Недра, 1977г.
6. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М. Недра, 1986г.
7. Г.Ф. Ильина, Л.К.Алтунина. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири. Издательство ТПУ. Томск – 2006
8. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Технологии ИХН СО РАН для увеличения охвата пласта и интенсификации добычи нефти месторождений, разрабатываемых заводнением и паротепловым воздействием. Интервал. 2003. № 6-7. С.
9. АО «НИПИнефтегаз». Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли. Сборник трудов. Выпуск 3. Актау-2016
10. Гиматулинов Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. М. Недра, 1988г.
11. <https://www.ngpedia.ru/id329019p2.html>
12. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1981 г.
13. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М., Недра, 1990 г.
14. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Институт, 1985. 27 сен 2008
15. Ленченкова Л.Е., Кабиров М.М., Персиянцев М.Н. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов. Учебное пособие. Уфа, изд-во УГНТУ, 1998.
16. Выдержка из книги Басниев К.С. Подземная гидравлика
17. Методическое руководство по определению эффективности применения тепловых, газовых и физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов. М., 1991 г
18. Выдержка из книги Лекции N.N. Скважинная добыча нефти
19. Выдержка из книги Шуруп В.И. Технология и техника добычи нефти
20. Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти.- М.:Недра,1974.
21. Прощекальников Д.В., Кульментьева Е.И., Рамазанов Р.Р., Солодов С.Д. Оценка эффективности теплоиспользования в добыче природных битумов // Вестник КГТУ Изд-во: КГТУ (Казань) 2014.

## ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект

Сапашева Эрика Муратовича  
Курмангазы Жанибека Курмангазыұлы  
Райхана Меиржана Бауыржанұлы  
Бекхожа Арслана  
Мукалаева Назарбая Талантбековича

по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Тема: Сравнительный анализ и подбор месторождений Казахстана на применение термических МУН

В дипломном проекте рассматривается сравнительный анализ и подбор метода увеличения нефтеотдачи на месторождениях Казахстана, цель которого являлась определить самый эффективный способ. Подробно рассмотрено и изучено влияние технологии закачки горячей воды, пара и пароциклической обработки скважины на процесс вытеснения нефти. Выявлены и сравнены недостатки и преимущества обеих технологий.

В дипломном проекте выполнен расчет подбора данных на применение термических метода увеличения нефтеотдачи и обоснование технологического режима эксплуатации скважины при выбранном варианте разработки.

При выполнении дипломного проекта студенты проявили самостоятельность и инициативу, показала достаточный уровень теоретических знаний, аналитических способностей и практических расчетов.

Дипломный проект выполнен в соответствии с требованиями, предъявляемыми к дипломным проектам и рекомендуется к защите на получение степени «бакалавр» по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело.

Научный руководитель  
Сеньор-лектор Логвиненко А.В.

«  » \_\_\_\_\_ 2019 г.



Университет:	Satbayev University
Название:	Сравнительный анализ и подбор месторождений Казахстана на применение термических МУН_Сапашев Э.М., Курмангазы Ж., Райхан М.Б., Бекхожа А.Н., Мукалаев Н.Т..doc
Автор:	Сапашев Э.М., Курмангазы Ж., Райхан М.Б., Бекхожа А.Н., Мукалаев Н.Т.
Координатор:	Александр Логвиненко
Дата отчета:	2019-05-10 03:36:57
Коэффициент подобия № 1:	<b>16,8%</b>
Коэффициент подобия № 2:	<b>2,5%</b>
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	10 461
Число знаков:	76 248
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	31



К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов. Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно.  
Количество выделенных слов 76

>> Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ <a href="http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php">http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php</a>		45
2	URL_ <a href="http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php">http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php</a>		38
3	URL_ <a href="http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php">http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php</a>		37
4	URL_ <a href="http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php">http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php</a>		31
5	URL_ <a href="https://studfiles.net/preview/3846722/page/38/">https://studfiles.net/preview/3846722/page/38/</a>		29
6	URL_ <a href="http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php">http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php</a>		29
7	URL_ <a href="http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php">http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php</a>		28
8	URL_ <a href="http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php">http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php</a>		26
9	URL_ <a href="http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php">http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php</a>		24
10	URL_ <a href="http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php">http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdeystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.php</a>		23

>> Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks

И  
Не обнаружено каких-либо заимствований

>> Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	<b>Исследование ингибиторов коррозии стали в технологических средах Павлодарского НХЗ Satbayev University (И_Х_И)</b>	Бейбітұлы Диас	38 (4)

>> Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

Количество  
одинаковых

№	Название (Название базы данных)	Автор	слов (количество фрагментов)
1	Моделирование трехфазной неизоэотермической фильтрации в областях со сложной геометрией <i>D. Serikbayev East Kazakhstan State Technical University (ОЛИМПА)</i>	Жапарова Р.С. 17-ММК-1,5п	71 (12)
2	УПРАВЛЕНЧЕСКИЙ УЧЕТ ЗАТРАТ В РЕСТОРАННОМ БИЗНЕСЕ.docx <i>NARXOZ (NEU) (Кафедра Бухгалтерский учет, аудит и оценка)</i>	Акашева Малика Канатқызы	11 (1)

**>> Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета**

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	<b>URL</b> <a href="http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.pdf">http://diss.seluk.ru/m-tehnicheskie/772408-1-razrabotka-neftyanih-mestorozhdeniy-primeneniem-teplovogo-vozdystviya-plast-metodicheskie-ukazaniya-uhta-2009-udk-62227655-62227665.pdf</a>	1231 (110)
2	URL <a href="https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=794926">https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=794926</a>	113 (15)
3	<b>URL</b> <a href="https://studfiles.net/preview/3846722/page:38/">https://studfiles.net/preview/3846722/page:38/</a>	77 (8)
4	URL <a href="https://otherreferats.allbest.ru/geology/00237067_0.html">https://otherreferats.allbest.ru/geology/00237067_0.html</a>	60 (7)
5	URL <a href="https://ronl.org/referaty/ekonomika/245799/">https://ronl.org/referaty/ekonomika/245799/</a>	45 (3)
6	URL <a href="http://rjdocs.exdat.com/docs/index-56121.html?page=3">http://rjdocs.exdat.com/docs/index-56121.html?page=3</a>	34 (4)
7	URL <a href="http://rushkolnik.ru/docs/114/index-7493634.html">http://rushkolnik.ru/docs/114/index-7493634.html</a>	30 (4)
8	URL <a href="https://studfiles.net/preview/2038550/">https://studfiles.net/preview/2038550/</a>	25 (3)
9	URL <a href="https://westud.ru/work/3358553/primenenie-teplovih-metodov-povysheniya-nefteotdaci">https://westud.ru/work/3358553/primenenie-teplovih-metodov-povysheniya-nefteotdaci</a>	16 (2)
10	URL <a href="https://studfiles.net/preview/6227176/page:5/">https://studfiles.net/preview/6227176/page:5/</a>	6 (1)