

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

На правах рукописи

КОСТАРЕВ НИКИТА АЛЕКСАНДРОВИЧ

**ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ
ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЕ С ГРЕЮЩИМ
КАБЕЛЕМ**

Специальность: 05.13.18 – Математическое моделирование, численные методы и
комплексы программ

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Труфанова Наталия Михайловна

Пермь – 2021

Оглавление

Введение	4
Глава 1. Литературный обзор.....	11
1.1 Проблема асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти	11
1.2 Методы борьбы с АСПО	15
1.3 Прогрев нефтяной скважины с помощью греющего кабеля	19
1.4 Математические модели движения и теплопередачи в нефтяных скважинах	24
Выводы к главе 1	30
Глава 2. Пространственная математическая модель процессов теплопереноса в нефтяной скважине.....	32
2.1 Постановка задачи моделирования процессов теплопереноса в нефтяной скважине	32
2.2 Численные исследование сходимости, предложенной математической модели	37
2.2.1 Определение размера области массива горных пород.....	37
2.2.2 Определение параметров дискретизации расчётной области.....	39
2.2.3 Исследование влияния схемы решения уравнений баланса на сходимость и скорость вычислений.....	41
2.3 Проверка адекватности, предложенной математической модели	45
2.4 Оценка справедливости допущения о ламинарном режиме течения потока нефтяной жидкости.....	47
Выводы к главе 2.....	49
Глава 3. Исследования влияния параметров нефтедобычи на температурное состояние нефтяной скважины	50
3.1 Исследование влияния технологических параметров добычи на температурное поле нефтяной жидкости	50
3.2 Исследование влияния теплопроводности горных пород на температуру потока нефтяной жидкости	55
3.3 Исследование влияния реологии нефти на температурное поле в нефтяной скважине.....	56
Выводы к главе 3.....	60
Глава 4. Математическая модель нестационарного теплопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем.....	61

4.1 Постановка задачи нестационарного тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем.....	61
4.1.1 Выбор дискретной модели.....	64
4.1.2 Выбор необходимой удельной мощности греющего кабеля	66
4.2 Исследование влияния технологических параметров добычи на температурное поле нефтяной жидкости с греющим кабелем	68
4.3 Алгоритм определения марки греющего кабеля и параметров нагрева	71
4.4 Выбор режимов работы греющего кабеля.....	73
4.4.1 Исследование температурных полей скважины № 1502 при работе греющего кабеля в постоянном и периодическом режиме	74
4.4.2 Исследование температурных полей скважины № 1315 при работе греющего кабеля в постоянном и периодическом режиме	78
Выводы к главе 4.....	81
Заключение.....	82
Список аббревиатур, сокращений и обозначений.....	83
Список литературы.....	84
Приложение А.....	102
Приложение Б.....	103

Введение

В связи с сокращением запасов маловязкой нефти как в РФ, так и в мире, возрастает доля трудноизвлекаемой высоковязкой нефти, по объему залежей которой Россия занимает третье место в мире (Канада, Венесуэла, Россия). В целом основные запасы углеводородов в мире составляет вязкая и тяжелая нефть. Для высоковязкой тяжелой нефти характерно высокое содержание растворенных парафинов, что приводит к ряду проблем при извлечении и транспортировке скважинной жидкости. Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) это тяжелые компоненты нефти, которые при определенных термобарических условиях осаждаются на стенках лифтовых труб и оборудовании, тем самым снижая производительность добычи и межремонтный период (МРП).

Решение проблемы АСПО является непростой технической задачей и требует комплексного рассмотрения с учетом механизмов осаждения и удаления парафинов, а также технологических особенностей добычи нефти. Несовершенство аналитического аппарата часто приводит к нерациональному подходу в решении рассматриваемой проблемы и расходованию избыточных ресурсов. Предотвращение и удаление АСПО с учетом гидродинамических процессов, теплофизических и реологических свойств нефти является фундаментальной научной задачей, которая может быть решена с помощью разработки модели, позволяющей анализировать особенности проблемы и необходимые условия для ее эффективного решения.

Осложняющие факторы при добыче нефти формируют осложненный фонд скважин, который для большинства нефтедобывающих предприятий составляет более 40% всего эксплуатационного фонда. Преобладание тех или иных осложнений зависит от специфики геологических условий, и как правило именно АСПО являются наиболее серьезной проблемой и составляют наибольшую долю осложненного фонда. На решение проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений расходуется значительное количество ресурсов, что приводит к увеличению себестоимости добываемого сырья. В последние годы увеличение

доли скважин, осложненных АСПО, требует не только применения современных методов борьбы с этим явлением, но и их постоянного совершенствования.

Пермский край обладает значительными запасами природных ресурсов, основными являются нефть и газ. По всему краю насчитывается около 39 месторождений, а добыча нефти за последние годы составляет 10 млн тонн в год. По данным ООО «ЛУКОЙЛ ПЕРМЬ», компании разрабатываемой большую часть месторождений региона, асфальтосмолопарафиновые отложения составляют примерно 75% от всего осложнённого фонда, который насчитывает примерно 4,5 тысячи скважин. Оптимизация и повышение эффективности методов борьбы с АСПО является одной из наиболее актуальных задач для региона и требует современных фундаментальных изысканий.

Степень разработанности темы

В настоящее время существует множество различных способов борьбы с АСПО (химические растворители и ингибиторы, скребки различной конструкции, гладкие колонны насосно-компрессорных труб, промывка горячим теплоносителем, греющий кабель и др.) теоретическому и экспериментальному анализу которых посвящен обширный ряд работ отечественных и зарубежных авторов: В.В. Девликамов, М.Н. Галямов, Н.Г. Ибрагимов, С.Ф. Люшин, А.Х. Мирзаджанзаде, И.Т. Мищенко, В.В. Шайдаков, М.К. Рогачев, М.А. Силин, K.S. Wang, R. Venkatesan, Ю.В. Антипин, Ф.С. Гарифуллин, Г.А. Бабалян и другие. Для эффективного решения проблемы асфальтосомлопарафиновых отложений необходимо знать особенности формирования и условия их удаления. Экспериментальные и теоретические аспекты образования АСПО, механизм и факторы, влияющие на формирование кристаллов парафина с учетом термобарического состояния в скважине рассмотрены в работах Н.Н. Непримерова, В.П. Тронова, Н.А. Черемисина, Б.А. Мазепа, K.J. Leontaritis, В.А. Рагулина, А.Г. Минеева, Г.Ф. Требина, З.А. Хабибуллина, А.И. Волошина, Ф.Г. Угнера и других авторов. Многолетняя работа исследователей показала, что осаждение АСПО происходит по кристаллизационному механизму, а определяющим фактором является снижение температуры потока нефтяной жидкости.

Важным аспектом борьбы с АСПО является прогнозирование начала и интенсивность отложений. При определении участка осаждения, основным фактором является температура потока нефтяной жидкости. Этот факт вызывает необходимость исследования процессов теплопередачи и тепломассопереноса в эксплуатационной скважине. Можно выделить следующих авторов, занимающихся исследованиями в данной области: Ф.А. Каменщиков, В.В. Мисник, Б.П. Поршаков, Ю.М. Проселков, А.Ю. Намиот, А.И. Филиппов, Т. Хошанов, Н.Д. Ramey, Jr., Л.А. Ковригин, Н.Г. Мусакаев, Н.И. Хисамутдинов и другие. Авторами рассмотрены особенности передачи тепла при движении нефти и газа по лифтовым трубам. Получены основные уравнения, описывающие теплообмен потока нефтяной жидкости с породами, окружающими скважину. Получены коэффициенты теплопроводности для ряда регионов и разработаны инженерные методики прогнозирования глубины начала отложения парафина. Представленные в исследованиях математические модели приведены в одномерной или двумерной постановке, что не позволяет в полной мере описать тепловые и гидродинамические процессы в скважине, длина которой на 4 порядка больше ее диаметра (2000/0,1 м). Существующие математические модели и методики обладают ограниченной применимостью, точностью и разрабатывались для неактуальных на сегодня геолого-физических характеристик углеводородных залежей.

Несмотря на многочисленные труды, направленные на решение проблемы АСПО, многие её аспекты требуют дополнительных исследований, теоретических осмыслений и с учетом тенденций в отрасли в целом, рассматриваемая тема является безусловно актуальной.

Цель работы. Разработка пространственной математической модели процессов тепломассопереноса в вертикальной скважине с греющим кабелем, представляющей собой многослойную конструкцию, реализация которой позволит определить области возможного отложения парафина и условия эффективной борьбы с этим явлением.

Задачи исследования. Достижение поставленной в работе цели предполагает решение следующих задач:

1. Разработать пространственную математическую модель процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с учетом реологических и теплофизических свойств нефтяной жидкости и элементов многослойной конструкции скважины.

2. Разработать нестационарную пространственную математическую модель процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем.

3. Определить пространственно-временные параметры дискретизации расчетной области модели, дающие приемлемое решение поставленной задачи.

4. На основе численных экспериментов оценить влияние упрощающих допущений на решение задачи течения и теплопереноса в нефтяной скважине.

5. Проверить адекватность предложенных математических моделей путем сравнения полученных результатов с экспериментальными данными и результатами других авторов.

6. Оценить влияние технологических, реологических, теплофизических и геологических параметров на распределение температуры в скважине, полученное на основе численных экспериментов.

7. На основе реализации нестационарной пространственной математической модели определить режимы работы греющего кабеля, позволяющие сократить временные и материальные затраты и предотвратить процесс отложения парафинов.

Научная новизна работы.

1. Построена пространственная математическая модель процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с учетом многослойности конструкции скважины и окружающего пространства.

2. Впервые построена нестационарная пространственная математическая модель процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с учетом греющего кабеля.

3. Проведен анализ принятых при постановке задачи гипотез и параметров численной реализации математической модели процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем на результаты решения.

4. Определено влияние реологических, теплофизических и геологических факторов на результаты расчетов температурного поля нефтяной скважины.

5. Выявлены закономерности влияния технологических параметров процессов добычи и режима нагрева греющим кабелем на эффективность тепловой депарафинизации.

6. Предложены рациональные режимы работы греющего кабеля, позволяющие сократить энергозатраты и обеспечить заданный режим работы скважины (без АСПО).

Теоретическая и практическая значимость работы. Результаты, представленные в работе, могут быть полезны при эксплуатации нефтегазовых скважин, осложненных асфальтосмолопарафиновыми отложениями. Применение разработанной математической модели позволяет оценить эффективность тепловой депарафинизации скважин греющим кабелем на этапе разработки месторождения и сделать выводы об эффективности данного метода борьбы с парафиновыми отложениями. Использование математической модели позволяет подобрать рациональные режимы нагрева, эффективно использовать оборудование и снизить капитальные затраты на электроэнергию и ремонт оборудования скважины.

Методология и методы исследования. Поставленные в работе задачи решены с помощью методов и подходов математического моделирования, вычислительной механики и теплофизики сплошных сред. Численное моделирование дифференциальных уравнений в частных производных

осуществлялось с помощью метода конечных объемов в программном комплексе Ansys Fluent.

На защиту выносятся:

1. Пространственная математическая модель процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с учетом многослойности конструкции скважины и окружающего пространства.

2. Пространственная нестационарная математическая модель процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем.

3. Результаты численных исследований пространственно-временных параметров дискретизации расчетной области модели.

4. Результаты численных исследований влияния теплофизических, технологических, реологических и геологических характеристик процесса нефтедобычи на температурное состояние скважины и эффективность тепловой депарафинизации греющим кабелем.

5. Результаты определения работы греющего кабеля, основанные на моделировании процессов тепломассопереноса, позволяющие сократить временные и материальные затраты в борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Достоверность результатов математического моделирования обеспечивается хорошей согласованностью с результатами экспериментальных исследований, решений, полученных другими авторами и сходимостью по сетке приближенного численного решения к точному.

Апробация работы. Основные результаты диссертационного исследования докладывались и обсуждались на Всероссийской научно-технической конференции «Автоматизированные системы управления и информационные технологии» (г. Пермь, 23 мая 2017 г.); XI Международной научно-технической конференции «Современные проблемы машиностроения» (г. Томск, 4-6 декабря 2017 г.); Региональном конкурсе инновационных проектов «УМНИК» (г. Пермь, 2018 г.); X Международной интернет конференции молодых ученых, аспирантов,

студентов «Инновационные технологии: теория, инструменты, практика» (20 ноябр.-31 дек. 2018 г.); XXI Зимней школе по механике сплошных сред (г. Пермь, 18-22 февр. 2019 г.); IV Международной научно-технической конференции «Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий»(г. Уфа, 18 – 20 апр. 2019 г.); Международной научно-технической конференции «Автоматизация» (г. Сочи, 6-12 сентября 2020 г.); XXII Зимней школе по механике сплошных сред (г. Пермь, 22-26 марта 2021 г.).

Результаты работы были использованы компанией ООО «НПО «ПермНефтеГаз» при проведении опытно–промышленных испытаний технологии подбора индивидуального режима работы термоэлектрической установки «Warm Stream 1-VP» на скважинах № 1502 и № 1315 Дороховского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Пермского края в рамках проекта РФФИ № 20-48-596001 р_НОЦ_Пермский край.

Публикации. Основные результаты по теме диссертации опубликованы в 15 печатных работах, включая 9 статей в журналах, входящих в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук (в том числе 6 – в изданиях, рекомендованных ВАК, 3 – в изданиях, входящих в базы цитирования Web of Science и Scopus).

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы, включающего 157 наименований. Общий объем работы 103 страницы, в том числе 45 рисунков, 17 таблиц и 2 приложения.

Глава 1. Литературный обзор

1.1 Проблема асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти

Одной из самых острых проблем в нефтяной отрасли, при добыче нефти, является образование асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования.

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) – это тяжелые компоненты нефти, которые представляют собой сложную углеводородную смесь и обладают свойствами характерными для твердых аморфных тел. АСПО состоят из асфальтенов, смол и парафинов, которые, в пластовых условиях растворены в нефти, но при определенных термобарических условиях происходят процессы кристаллизации и насыщения нефти парафином в результате чего он осаждается на глубинно-насосном оборудовании (ГНО), что по мере роста отложений приводит к снижению добычи и межремонтного периода (МРП), а в некоторых случаях возможен полный выход скважины из строя. [1,8, 10, 25, 59, 66, 77, 86]. Наличие в нефти парафина (независимо от массовой доли) является осложняющим фактором, требующим решения технологически и технически сложных задач по ликвидации и предотвращению его отложений.

По массовому содержанию парафина нефти делятся на следующие виды:

- малопарафиновые - менее 1,5 %;
- парафиновые - от 1,5 до 6 %;
- высокопарафиновые - более 6%.

Массовое соотношения асфальтенов, смол и парафинов в нефти определяет условия, при которых начинается отложение парафина. Осаждение АСПО начинается в момент, когда температура окружающей среды снижается до температуры кристаллизации с давлением насыщения нефти парафином. Сперва откладываются углеводороды, имеющие большую молекулярную массу. Данный слой обладает высокой вязкостью и большой адгезионной прочностью, толщина слоя не превышает 0,1 мм, но его наличие является основополагающим фактором для дальнейшего парафинообразования [6, 31, 57, 83].

На значение температуры кристаллизации и интенсивность осаждения АСПО влияет ряд факторов, основными из которых являются [14, 17, 26, 114]:

- снижение температуры в пласте и стволе скважины;
- состав и соотношение углеводородов в нефтяной жидкости;
- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия скважины;
- величина газового фактора и интенсивность газовыделения;
- скорость движения нефтяного потока;

Перечисленные факторы непрерывно меняются от забоя до устья, следовательно, количество и характер отложений не являются постоянными, что наглядно изображено на рисунке 1.1.

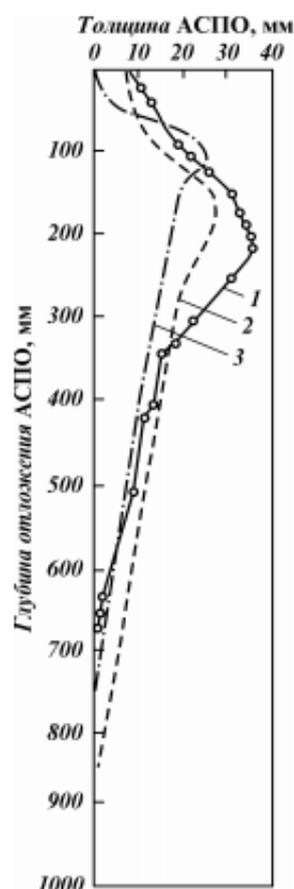


Рисунок 1.1 - Динамика образования АСПО по глубине при различных диаметрах НКТ 1 – 89; 2 – 73; 3- 62 мм

Место отложения парафина зависит от режима работы скважины и может находиться на различной глубине. К условиям, способствующим образованию

отложений, относятся снижение давления и температуры, а также разгазирование нефти, при этом температурный фактор преобладает [24, 76]. Интенсивность теплоотдачи в скважине зависит от разницы температур горных пород, окружающих скважину, и нефтяной жидкости. а также теплопроводности кольцевого пространства между насосно-компрессорными трубами (НКТ) и эксплуатационной (обсадной) колонной [43, 49, 86]. Теплопроводность кольцевого пространства зависит от технологических параметров добычи и определяется динамическим уровнем. величина которого определяет уровень нахождения нефти в затрубном пространстве, выше которого находится попутный нефтяной газ (ПНГ). ПНГ представляет собой смесь газообразных углеводородов среди которых преобладают метан и этан. Коэффициент теплопроводности попутного нефтяного газа, как правило, на порядок меньше теплопроводности нефти, что снижает интенсивность охлаждения потока на участке выше динамического уровня.

Практика добычи нефти на промыслах показывает, что основные участки накопления АСПО это скважинные насосы, стенки насосно-компрессорных труб, выкидные линии и резервуары промысловых сборных пунктов [3, 8, 18, 31, 46, 47]. Наиболее интенсивное отложение парафина происходит на внутренней поверхности НКТ, причем характер распределения парафиновых отложений для различных диаметров труб примерно одинаковый.

Анализ условий для образования АСПО на поверхности глубинно-насосного оборудования представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Условия образования парафиновых отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования

Условия образования АСПО	Подъемные трубы диаметром, мм			Выкидные линии		Резер- вуары
				Расстояние от штуцера, м		
	62	73	89	1,5	4,0	
Термодинамические условия в подъемных трубах при нормальной работе скважины на глубине начала отложений парафина:						
давление, МПа	3,6	4,4	3,8			
температура, °С	20	24	24,5			
То же, на глубине отложения твердого парафина:						
давление, МПа	2,6	2,6	2,5			
температура, °С	18	18	17			
Время полного запарафирования, ч	76	118,5	142			
Температура плавления парафина, °С, на глубине, м:						
0	68	–	68	65	62,5	53,8
200	72	73	69			
400	75	74	74			
600	77	75	75			
Содержание парафина в парафиновой массе, %, на глубинах, м:						
0	58	–	61	43	39,4	30,4
200	43,6	43,6	48			
400	41,5	46	41			
600	34	–	34			
Содержание асфальтенов, %	–	2,08	–	2,2	2,9	1,48
Содержание смол, %	–	7,18	–	7,5	7,4	–
Плотность при 20 °С, кг/м ³	–	917	–	–	–	930

При решении проблемы АСПО, наибольшей практической значимостью обладает не сам факт кристаллизации парафинов, а их отложение на поверхности промыслового оборудования [32], которое наблюдается при соблюдении следующих условий:

1. наличие асфальтенов, смол и парафинов в составе нефти;
2. снижение температуры потока до значения, при котором происходит кристаллизация парафина (выпадение твердой фазы);

3. снижение температуры насосно-компрессорных труб или другого промышленного оборудования, на котором будет кристаллизоваться парафин;
4. прочное сцепление кристаллов парафина с поверхностью труб, что исключается возможность срыва отложений потоком при заданном технологическом режиме.

Несмотря на совокупность факторов, влияющих на процесс осаждения АСПО, первостепенным и определяющим является снижение температуры нефти ниже температуры кристаллизации парафина.

1.2 Методы борьбы с АСПО

В практике добычи и транспортировки нефти применяются методы борьбы с АСПО по двум различным направлениям:

1. удаление уже сформировавшихся парафиновых отложений;
2. профилактика и предотвращение отложений.

Схема классификация методов борьбы с АСПО представлена на рисунке 1.2.

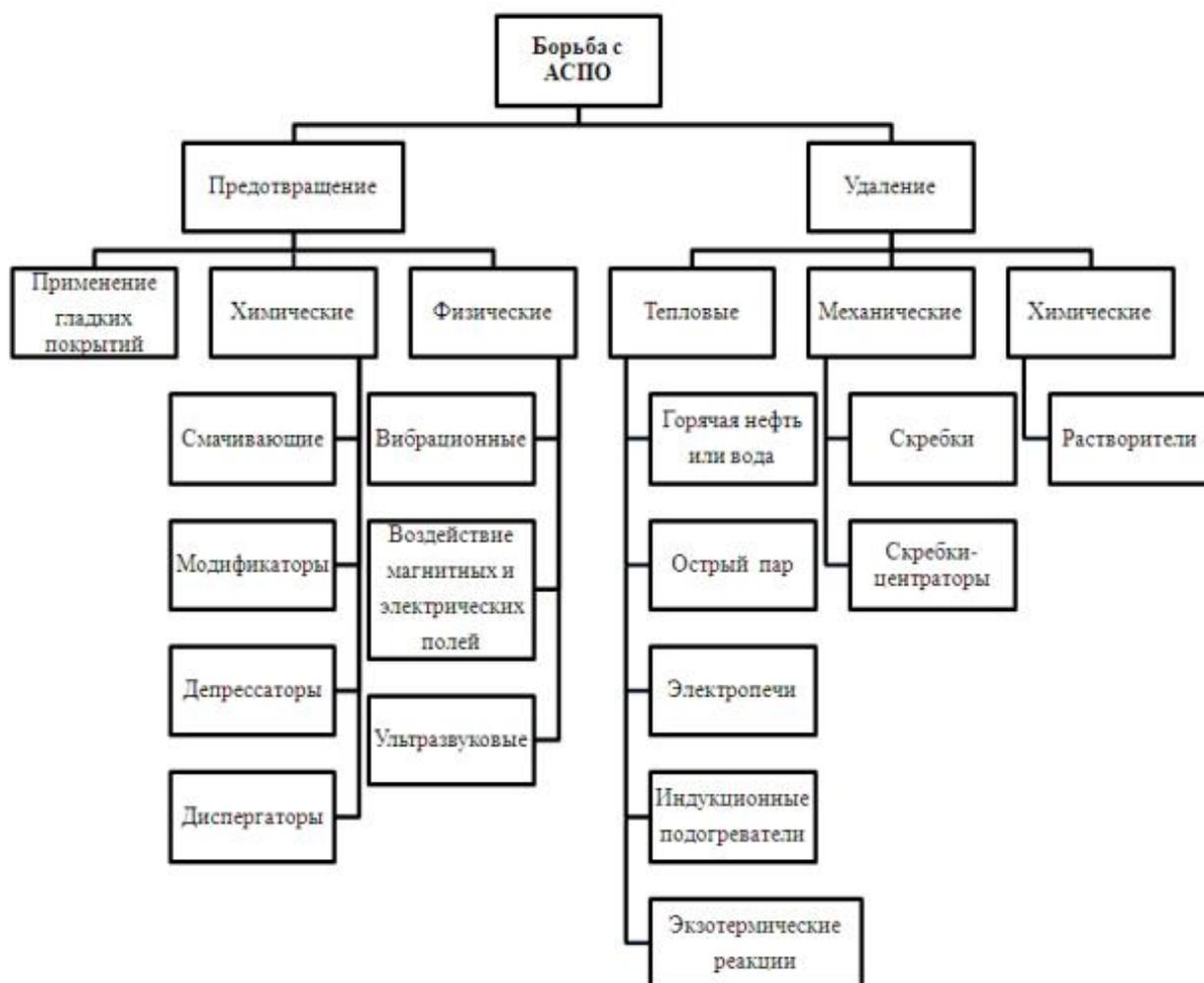


Рисунок 1.2 - Классификация методов борьбы с АСПО

На сегодняшний день не существует универсального метода борьбы с АСПО. При выборе метода предупреждения или профилактики удаления отложений парафина стоит учитывать характеристики конкретной скважины, которые определяют эффективность и экономическую целесообразность того или иного метода и могут значительно отличаться даже в рамках одного месторождения. [3, 7, 18, 25, 28, 63, 65, 73, 83, 103]

Наиболее привлекательными, с точки зрения эксплуатации нефтегазовых скважин, являются превентивные методы, направленные на предотвращение отложения асфальтосмолопарафиновых веществ. По общепринятой классификации к таким методам относятся:

- применение гладких покрытий НКТ;
- применение различных химических реагентов;

- физическое воздействие магнитных и электрических полей или вибрационных и ультразвуковых колебаний на нефтегазовую смесь.

Гладкая, гидрофильная поверхность защитных покрытий уменьшает адгезию кристаллов парафина и предотвращает их осаждение на внутренней поверхности НКТ [10, 40, 57, 95, 96]. Основными материалами, используемыми в качестве защитных покрытий, являются: стекло; различные эпоксидные и эмалевые покрытия; пластмассы и полимерные материалы; лакокрасочные покрытия; стекло и стеклопластик. [57, 95, 96, 132, 133]. Защитное покрытие также может выполнять роль теплоизоляции и снизить передачу тепла от флюида в окружающие горные породы. Основными недостатками данного метода являются относительно высокая стоимость и хрупкость некоторых видов покрытий, которая приводит к низким эксплуатационным характеристикам и разрушению защитного слоя при ударных, растягивающих, сжимающих, изгибающих и других нагрузках во время спускоподъемных операций.

Химические методы предотвращения основаны на адсорбционных процессах, происходящих на границе жидкости и твердой поверхности. По этому признаку применяемые вещества подразделяются на: смачивающие, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы [3, 34, 35, 80, 91, 95, 104, 106, 110].

К физическим методам относятся вибрационные, ультразвуковые, магнитные, электрические и электромагнитные воздействия на АСПО. Данные методы не получили широкого распространения по ряду причин:

- вибрация влияет на прочность резьбовых соединений насосно-компрессорных труб (НКТ), способствует их разрушению и отвинчиванию [89];
- применение магнитного воздействия затрудняют геолого-технологические факторы, такие как механических примесей и подбросы скребков с депарафинизаторами при запуске скважин в большом газовым фактором и др. [83].

Механические методы в основном используют для периодического удаления компонентов АСПО с поверхностей нефтяного оборудования. Конструкция некоторых применяемых скребков представлена на рисунках 1.3 – 1.5.

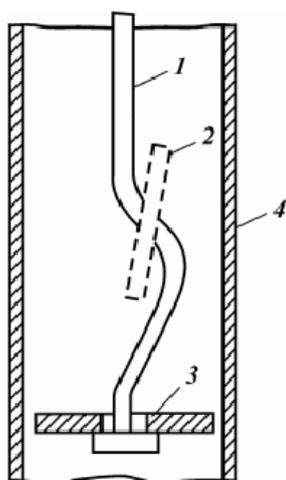


Рисунок 1.3 –

Штанговый скребок:

1 – штанга; 2 – диск в положении спуска;

3 – диск в положении подъема;

4 – очищаемые трубы

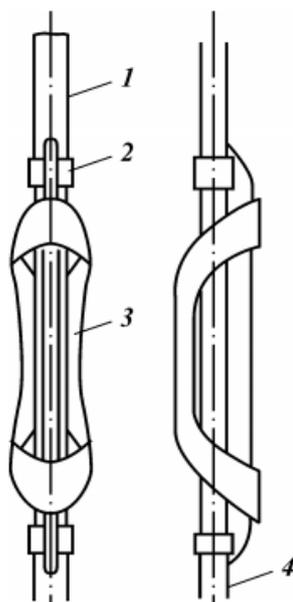


Рисунок 1.4 – Скребок:

1 – стержень; 2 – хомут;

3 – нож;

4 – утяжелитель

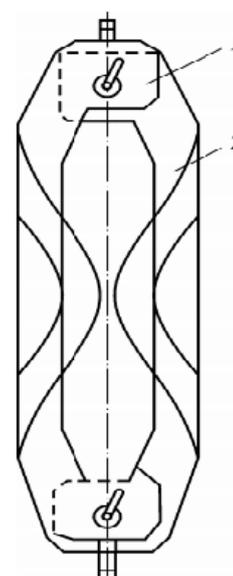


Рисунок 1.5 – Скребок с

ножами переменного сечения: 1 – пластина;

2 – скребок

Использование скребков для борьбы с АСПО, как правило требует остановки работы скважины (исключение лебедка Сулейманова), а для некоторых видов скребков и предварительной подготовки поверхности труб. Основным недостатком использования скребков является высокая вероятность обрыва, что приводит к технологическим трудностям при их извлечении [36, 40, 57].

Химические методы включают в себя использование растворителей различного типа. Несмотря на высокую эффективность данный способ имеет существенный недостаток в виде больших экономических затрат, вызванных необходимостью поиска эффективного растворителя для конкретного состава АСПО. Это обусловлено тем, что на сегодняшний день не существует универсальных растворителей, а поиск эффективного затруднен сложностью изучения механизма взаимодействия нефтяных дисперсных систем с

растворителями и осуществляется полуэмпирическим методом [6, 36]. Именно поэтому обработка химическими реагентами используется в основном на скважинах, где нет возможности применять другие способы борьбы с АСПО.

Тепловые методы основаны на применении различных источников тепла для прогрева нефтегазовой смеси и основаны на способности парафина переходить из твердого в жидкое состояние и стекать с нагретой поверхности глубинно-насосного оборудования при температуре плавления. В качестве источников тепловой энергии используют: острый пар, горячий теплоноситель (нефть или вода), электронагреватели различной конструкции, химическую реакцию и электропечи.

В последние годы все большую популярность набирает такой метод борьбы с АСПО как греющий кабель. Несмотря на его явную принадлежность к тепловым методам, в зависимости от способа эксплуатации оборудования и технологических параметров добычи, греющий кабель может применяться как для предотвращения, так и для удаления АСПО. Экономически целесообразно использовать тепловые методы для поддержания температуры потока выше температуры кристаллизации парафина, что исключает осаждение АСПО. При удалении, уже отложившегося парафина требуется затратить больше энергии, так как температура плавления может превышать температуру кристаллизации на десятки градусов.

1.3 Прогрев нефтяной скважины с помощью греющего кабеля

Многочисленные промысловые исследования показали, что одним из наиболее эффективных способов борьбы с отложениями парафина является применение нагревательных кабелей [45, 55, 74, 93]. Предотвращение образований парафина осуществляется путём поддержания температуры нефти выше температуры кристаллизации парафина. При этом парафин не переходит в твердое состояние из жидкого и остается растворен в нефти [43, 50, 70, 123].

Помимо решения проблемы АСПО, электрообогрев снижает вязкость восходящего потока нефтегазовой смеси, что снижает нагрузку на насос и повышает производительность скважины [68, 83]. Нагревательные кабели внешне схожи с силовыми кабелями, однако существенно от них отличаются. Силовые

кабели служат для передачи электроэнергии к нагрузке с наименьшими потерями. Нагревательные кабели отличаются от силовых тем, что сами являются распределенной нагрузкой, т.е. все напряжение, подаваемое на нагревательный кабель, падает в нем и при этом происходит рассеивание энергии в виде тепловых потерь [61, 62]. Существует три основных типа нагревательных кабелей, получивших наибольшее распространение: резистивные, зональные и саморегулирующиеся.

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

В резистивных кабелях выделение тепла происходит за счет омических потерь в нагревательных жилах. В зависимости от способа добычи и конструкции скважины возможны различные схемы реализации электропрогрева, изображенные на рисунке 1.6

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

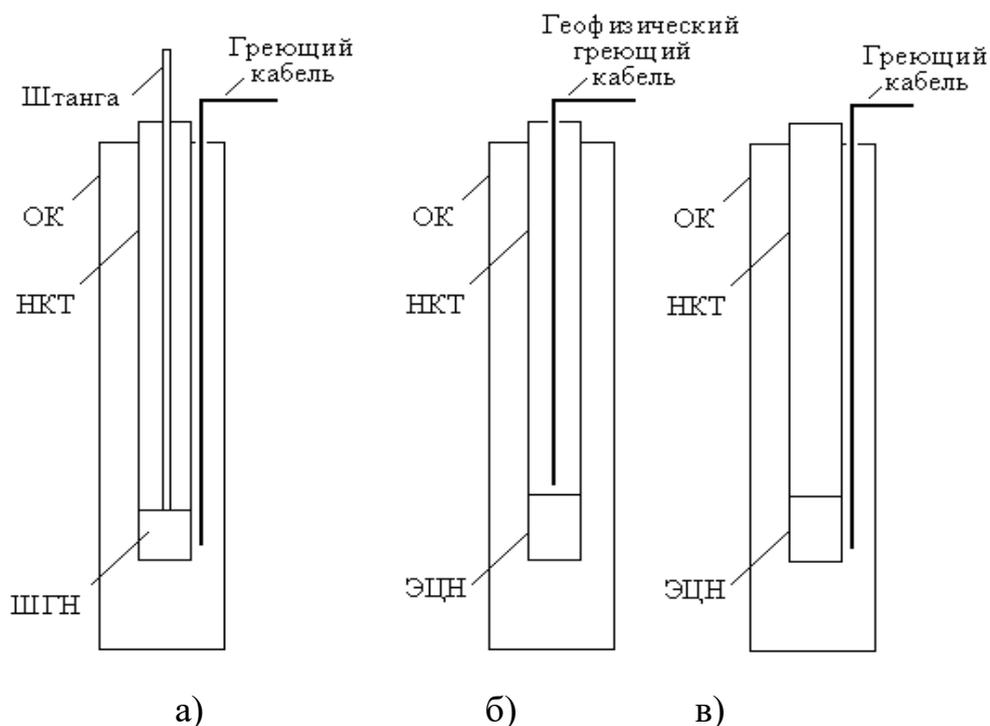


Рисунок 1.6 – Варианты расположения нагревательного кабеля:

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

Для скважин, оснащенных ЭЦН, наиболее целесообразно использовать электропрогрев кабелем, спускаемым через лубрикатор прямо в НКТ. Такая схема исключает необходимость подземных работ, и даже остановки скважины. Данный способ позволяет регулировать длину кабеля и легко осуществлять его замену. Так как кабель соприкасается со скважинной жидкостью, сама жидкость быстрее нагревается, что позволяет реализовать периодический подогрев, как наиболее экономичный способ профилактики парафинового пробкообразования. Сам кабель для монтажа внутрь НКТ имеет круглую форму и может работать при постоянном и трехфазном переменном токе. Наиболее распространенными кабелями являются грузонесущие кабели марки КГТн (АКГТн) и их аналоги. Конструкция кабеля АКГТн представлена на рисунке 1.7.

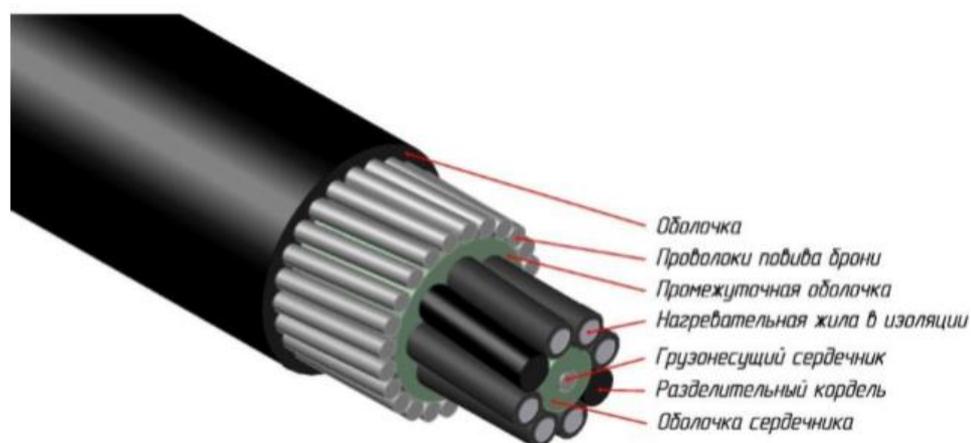


Рисунок 1.7 – Кабель АКГТн для работы на постоянном токе

Кабель марки КГТн способен выдерживать свой вес в скважине при длине до 2 км. Данное свойство достигается за счет грузонесущего сердечника и стальной проволочной брони в конструкции кабеля. В качестве изоляции применяется блок-сополимера этилена с пропиленом позволяющий э длительно эксплуатировать кабель при температуре 90-120 °С, а полимерная оболочка выполняет защитные функции изделия от воздействия агрессивной среды в нефтяной скважине.

Для скважин со штанго-глубинным (винтовым) насосом электропрогрев осуществляется кабелем, смонтированным с внешней стороны НКТ, вывод кабеля из скважины обеспечивается через стандартное сальниковое уплотнение. Этот способ основан в большей степени на компенсации тепловых потерь скважиной жидкости в парафиногидратоопасном интервале, поэтому, как правило, требуется непрерывная подача электроэнергии [16, 48, 51, 54]. Конструктивно такие кабели выполняются трехжильными, бронированными. В качестве брони использую оцинкованную или нержавеющую сталь, а материалом изоляции являются блок-сополимеры этилена с пропиленом или радиационно-модифицированный полиэтилен высокой плотности (рабочая температура до 120–125 °С) или фторэтиленпропилен для высокотемпературных кабелей (рабочая температура до 230 °С). Конструкция кабеля для монтажа снаружи трубы НКТ представлена на рисунке 1.8.

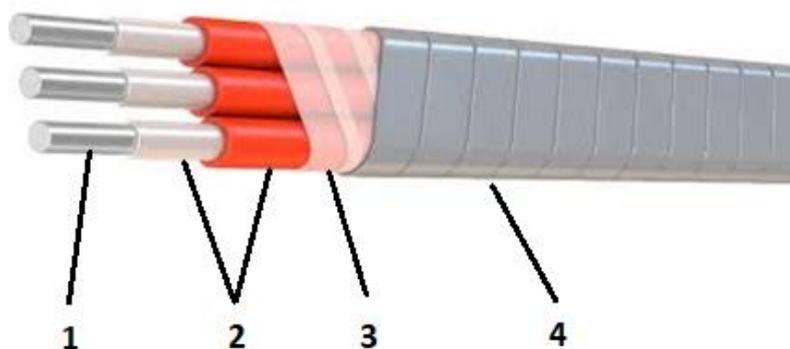


Рисунок 1.8 – Конструкция греющего кабеля марки КНАПпБП:

1 – токопроводящая жила; 2 – изоляция; 3 – подушка; 4 – броня

Режимы работы греющих кабелей рассчитываются индивидуально для каждой скважины и зависят от: способа добычи, дебита, геотермы, температуры выпадения парафина, свойств скважинной жидкости и других технологических параметров и теплофизических характеристик.

При выборе греющего кабеля, как метода борьбы с АСПО, необходимо проводить тепловой расчет состояния скважины. Это требуется для правильного подбора оборудования (длины греющего кабеля, материалов проводника и изоляции, сечения токопроводящих жил и питающего напряжения), а также определения значения удельной мощности нагрева обеспечивающей предотвращение или удаление АСПО и исключаяющей перегрев кабеля при заданных технологических параметрах добычи.

Исследование явлений теплопередачи является важной задачей при выборе оборудования и режиме его работы. Это позволяет эффективно применять такой тепловой метод борьбы с АСПО, как греющий кабель или сделать вывод об их неэффективности до внедрения дорогостоящего оборудования. Для расчета теплового состояния нефтяной скважины с источником обогрева применяются различные математические модели, описывающие явления теплопередачи или полного тепломассопереноса при подъеме нефтегазовой смеси по лифтовым трубам.

1.4 Математические модели движения и теплопередачи в нефтяных скважинах

Основным фактором, определяющим глубину образования АСПО на глубинно-насосном оборудовании, является снижение температуры потока нефтяной жидкости на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб ниже температуры кристаллизации парафина [77, 96, 97 106]. При этом возникают условия для образования и отложения парафина на стенках ГНО, что приводит к снижению текущего дебита скважин, коэффициента продуктивности и нефтеотдачи, невозможности нормальной эксплуатации скважин и росту эксплуатационных затрат, вызванных необходимостью проведения систематических работ по депарафинизации [86]. Учитывая данные осложнения, важной задачей при борьбе с АСПО является определение температуры потока нефтяного флюида и стенки НКТ.

Для прогнозирования глубины участка отложения и оценки эффективности тепловых методов депарафинизации используются математические модели процесса теплопередачи в эксплуатационной скважине.

На разных этапах освоения и эксплуатации нефтегазовых скважин реализуются различные температурные условия, которые определяются совокупностью геологических, географических и технологических факторов, без учета которых невозможно прогнозировать температуру и теплообменные процессы в скважине [30, 43, 75, 86, 95]. Роль каждого из этих факторов своеобразна и оказывает различное влияние на распределение температуры. Для учета всех этих факторов и процессов, происходящих внутри скважины, необходимо рассматривать уравнения гидродинамики, теплофизики, механики многофазных сред и другие уравнения. Это приводит к трудностям при реализации системы дифференциальных уравнений, описывающих процессы теплопередачи и затрудняет определение температурных полей в скважине. В связи с этим важной задачей является определение необходимого и достаточного математического описания процессов в эксплуатационной скважине, с целью определения

температурного состояния и прогнозирования возможного участка отложения асфальтосмолопарафиновых веществ.

Исследованию температурных полей в нефтегазовых скважинах при течении флюида посвящено большое количество работ. Наиболее ранние из них предлагают аналитическое решение дифференциального уравнения теплопроводности, полученное на основе теплового баланса и закона Фурье. Это позволило на качественном уровне описать изменение средней температуры в эксплуатационной скважине по длине [149,150].

Наиболее простым решением задачи теплопроводности является определение коэффициента теплопередачи от добываемой жидкости в скважине к окружающим горным породам. Задача состоит в аналитическом решении уравнения теплопроводности, путем преобразований и определения аналитических коэффициентов, характеризующих средние значения температуры и скорости по глубине скважины [86]. Такой подход дает частное решение, которое подходит лишь для ряда скважин с определенными технологическими, географическими и геологическими параметрами.

Дифференциальное уравнение конвективного теплообмена при отсутствии фазовых переходов и других процессов, связанных с выделением или поглощением энергии, можно представить в следующем виде [44, 86]:

$$\frac{dT}{dh} = \frac{\pi K}{GC} [T(H) - T_0(h)]. \quad (1.1)$$

Анализируя данное выражение видно, что распределение температуры по глубине скважины представлено в виде среднего значения в поперечном сечении и характеризуется коэффициентом теплопередачи K , дебитом G и теплоемкостью нефтяной жидкости C . Интегрируя уравнение (1.1), получаем:

$$T(h) = e^{-\frac{\pi K}{GC}(H-h)} \left[\int_H^h \frac{\pi K}{GC} T_0(h) e^{\frac{\pi K}{GC}(H-h)} dh + T_0 \right]. \quad (1.2)$$

Если сделать допущение, что температура горных пород постоянна, то уравнение (1.2) принимает вид известной формулы В. Г. Шухова [44] для расчета температуры горизонтальном нефтепроводе. Для вертикальных скважин, с учетом

того, что изменение температуры горных пород имеет прямолинейный характер, получаем следующее уравнение теплообмена:

$$T(h) = t_0 + \frac{T_0 - t_0}{\beta_0 H} (\beta_0 H + 1) - \frac{T_0 - t_0}{\beta_0 H} e^{-\beta_0(H-h)}, \quad (1.3)$$

где

$$\beta_0 = \frac{\pi K}{GC}.$$

Таким образом задача сводится к определению линейного коэффициента теплопередачи K , который может быть определен как:

$$K = \frac{2}{\frac{1}{\alpha r_1} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{\lambda_{i+1}} \ln \frac{r_{i+1}}{r_i} + \frac{1}{\lambda_{II}} \ln \frac{R_T}{r_n}}. \quad (1.4)$$

Коэффициент теплопередачи по глубине скважины имеет различные значения, что требует разбиения длины скважины на интервалы с постоянной величиной K и последовательного решения уравнение (1.2) от забоя, до устья скважины для всех рассматриваемых интервалов.

Коэффициент теплопередачи K от жидкости к окружающим горным породам может быть определен аналитически или экспериментально, причем экспериментальный метод сопровождается большими капитальными затратами и может быть использован только на подобных скважинах со схожими геолого-промысловыми условиями. На величину K оказывают влияние такие факторы как: тип флюида в кольцевом зазоре скважины, время эксплуатации, теплофизические свойства глубинно-насосного оборудования и горных пород.

Зависимость коэффициента теплопередачи от этих факторов рассмотрена в работе [56], где показано что коэффициент K может изменяться в широких пределах от 1 до $18 \frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}$. Величины, оказывающие влияние на коэффициент теплопередачи, непостоянны и зависят от температуры и времени, что приводит к изменению K в широких пределах за время эксплуатации скважины.

В результате решения выражения (1.2) может возникать существенная погрешность, ввиду того, что в нем не учитывается переменный характер теплофизических свойств и, соответственно, коэффициента передачи.

В работе [15] рассматриваются процессы тепломассообмена в нефтяной скважине в одномерной постановке. Предлагается совместное решение уравнения градиентов давления и при постоянном значении скорости потока нефти и уравнения баланса потоков тепла, учитывающий для нефти конвективную составляющую. Сложность реализации представленного подхода заключается в определении коэффициента теплоотдачи в окружающий грунт.

Нестационарное осесимметричное течение, теплообмен в одномерной постановке и процесс отложения парафина в горизонтальных трубах представлено в работе [143] уравнение изменения энтальпии записывается для каждой фазы потока. Приведен анализ процесса отложения парафина.

В работе В. Ю. Никулина [78] проведено сравнение различных подходов по определению профиля температуры в нефтяной скважине, основанных на одномерных уравнениях баланса потоков тепла или уравнений градиентов давления и уравнении изменения энтальпии. Результаты расчета по соответствующим выражениям, описывающим изменение среднего значения температуры по длине скважины, сопоставлялись с экспериментально измеренными значениями (температура на устье скважины).

Был проведен анализ нескольких известных зависимостей по расчету профилей температуры:

- 1) методика Ш.К. Гиматудинова [111] (линейная), основанная на расчете температуры через температурный градиент газожидкостного потока;
- 2) методика И.Т. Мищенко [69] (линейная), основанная на обобщении данных температурных режимов добывающих скважин;
- 3) уравнение, полученное решением уравнения теплопроводности в стволе скважины при стационарном режиме работы [74] (нелинейная);
- 4) методика Алвеса и др. [150] (нелинейная), основанная на приближенном аналитическом решении уравнений градиентов давления и энтальпии.

В результате получены температурные профили по стволу скважины для всех 3 моделей, представленные на рисунке 1.9. На рисунке не представлены результаты

расчетов по методике 3, так как они требуют расчета коэффициента теплопередачи в скважине, что, как показано ранее, является довольно трудоемким процессом.

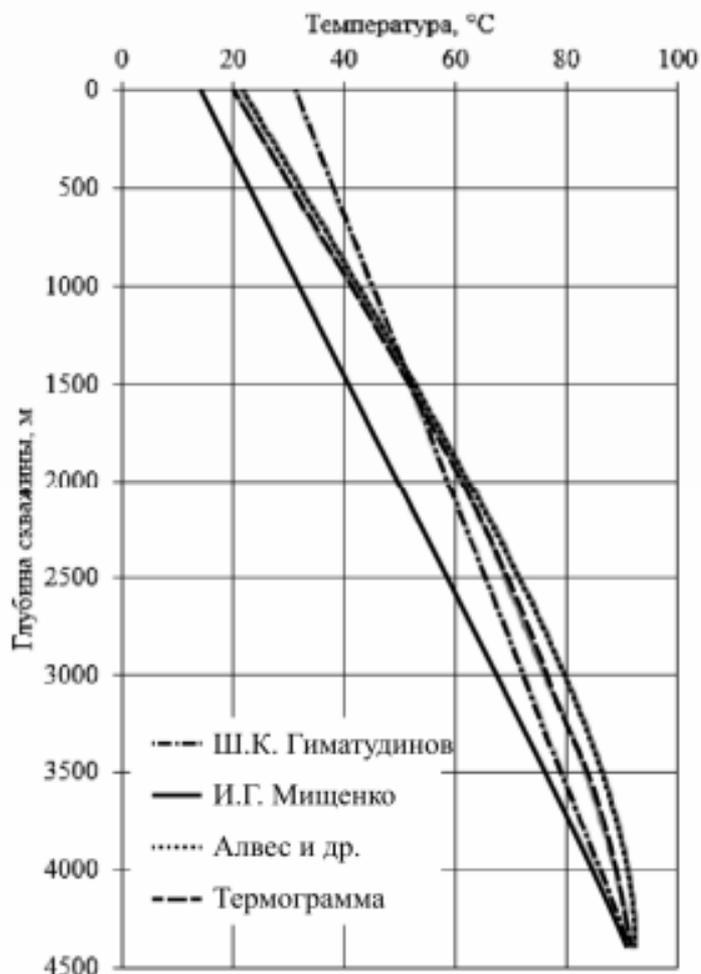


Рисунок 1.9 - Профили температуры по стволу скважины

Наилучший результат был получен по методике Алвеса и др адаптированной для российских месторождений. Показано, что отличия составили 10-12°C, что является существенной погрешностью для задач депарафинизации скважин, причем наибольшая погрешность температуры наблюдается на глубинах 2000-3000 м.

В работах А. И. Филипова [127,128] рассмотрено нестационарное уравнение теплопроводности в одномерной постановке. Скорость среды постоянная величина и равна среднему значению. Задача осесимметричная. Начальное поле в скважине определялось температурой невозмущенной земли. Задача решалась методом асимптотического разложения. Решение задачи выполняется с помощью преобразования Лапласа – Карсона с применением функции Бесселя и позволяет

получить радиальное распределение температуры в добывающей скважине. Асимптотические методы для оценки температурных полей в нефтегазовой скважине представляют собой одно из самых простых численных решений уравнений теплопроводности и не всегда имеют достаточную точность решения. В работе получено распределение температур в поперечных сечениях скважины в различные моменты времени. Значение температур на стенке НКТ и в центре потока существенно отличаются.

В работе [157] предложена полуаналитическая модель прогнозирования температуры в радиальном направлении в действующей нефтяной скважине. Модель, включает в себя общий коэффициент теплообмена, учитывающий все виды тепловой передачи в скважине. Данный коэффициент был рассчитан на основе теплового сопротивления общего объема слоев вокруг скважины имел постоянное значение. Предложенная математическая модель решалась аналитически и в среде инженерных расчетов ANSYS Fluent. В результате было получено распределение температуры в нефтяной скважине по радиусу в различные моменты времени. Недостатком такой модели является то, что для получения распределения температуры по глубине необходимо делать большое количество вычислений на различных глубинах. Такой подход имеет высокую погрешность, так как в модели не учитывается движение жидкости и не рассматривается взаимное влияние течение потока на теплопередачу в многослойную конструкцию нефтяной скважины.

Для прогнозирования возможного участка отложения асфальтосмолопарафиновых веществ необходимо знать изменение температуры нефти по глубине скважины и оценить на какой глубине температура потока нефтегазовой жидкости опустится температуры кристаллизации парафина.

В работе Н.Г. Мусакаева [71] рассмотрен двухфазный поток нефти и газа в скважине. Задача тепломассопереноса в скважине представляет собой нестационарную осесимметричную задачу в одномерной постановке. Отложение парафина определялось температурой кристаллизации, рассматривался баланс потоков тепла на стенке НКТ. Приведены кривые распределения средней

температуры нефти по глубине скважины и кривые отложения парафина во времени.

Моделирование нефтяной скважины с наличием источника электрообогрева, в роли которого выступает резистивный греющий кабель, рассмотрены в работах [46, 65, 72, 154].

В работах [46,154] рассмотрен процесс депарафинизации скважины с помощью греющего кабеля. Гидродинамические процессы представлены в одномерной постановке, процесс теплопереноса – в двумерной, при этом не учитывается теплоотвод в массив земли, геотерма задается на границе обсадной трубы и не анализируется влияние гидродинамического уровня. Процесс плавления парафина заданной толщины рассматривается без экзотермической реакции. Все теплофизические и реологические характеристики не зависят от температуры.

Выводы к главе 1

1) Анализ факторов, влияющих на образование и выпадение АСПО показывает, что основными из них являются: снижение температуры потока нефтегазовой смеси ниже температуры начала кристаллизации парафина; снижение давления, ниже давления насыщения нефти парафином; наличие подложки с пониженной температурой, на которой будут кристаллизироваться углеводороды и с которой они настолько прочно сцепляются, что исключается возможность срыва отложений потоком при заданном технологическом режиме. Интенсивность отложений асфальтосмолопарафинов зависит от соотношения асфальтенов, смол и парафинов, растворенных в нефти. Закрепление и рост АСПО на поверхности ГНО происходит неравномерно по всей глубине скважины, носит переменный характер и изменяется от забоя к устью.

2) Анализ существующих методов и технологий удаления и предупреждения образования АСПО показывает, что не существует универсального решения данной проблемы. В рамках одного месторождения или даже одной скважины на разных этапах освоения, различные методы борьбы с отложением парафина будут показывать разную эффективность. Внедрение той

или иной технологии борьбы с АСПО требует предварительной оценки и анализа механизма формирования АСПО, который зависит от конкретных технологических, геологических и географических условий.

3) Прогрев участка отложения асфальтосмолопарафинов греющим кабелем является одной из наиболее эффективных технологий удаления и предупреждения образования АСПО. Применение данного метода требует предварительного теплового расчета состояние добывающей скважины и оценки необходимой удельной мощности для решения проблемы АСПО. Применение данного метода требует предварительного теплового расчета добывающей скважины, оценки необходимой удельной мощности кабеля для решения проблемы АСПО и недопущения перегрева изоляции кабеля.

4) Анализ существующих математических моделей процессов тепломассопереноса в добывающих скважинах показал, что подавляющее большинство моделей представлено в одномерной стационарной или нестационарной постановке, не позволяющей оценить в полной мере вклад конвективного теплопереноса, влияние гидродинамического уровня в затрубном пространстве, влияние массива земли и зависимость теплофизических и реологических свойств от температуры.

Вышеизложенное определило цель, математическую постановку и задачи исследования описанные во введении.

Глава 2. Пространственная математическая модель процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине

Течение нефтяной жидкости в системе пласт – ствол лифтовых труб является сложным технологическим процессом и сопровождается целой совокупностью явлений: фазовые переходы газожидкостной смеси и растворенных в ней парафинов; теплопередача за счет теплопроводности и конвективного теплообмена, гидродинамические эффекты, эффекты дросселирования др. Реализация математической модели, учитывающей все процессы, происходящие в эксплуатационной скважине, требует совместного решения большого количества уравнений, достоверных теплофизических, механических, реологических и других свойств отдельных компонентов газожидкостной смеси, конструктивных элементов и горных пород, окружающих скважину. Необходимо учитывать зависимость данных свойств от термобарических параметров в скважине. Все это накладывает определенные трудности при моделировании явления тепломассопереноса в нефтегазовых скважинах. В работе разработана математическая модель процессов тепломассопереноса в вертикальном участке нефтяной скважины выше УЭЦН для однофазного потока, реализация которой позволит получать удовлетворительные результаты, с достаточной точностью определить тепловое состояние нефтегазовых скважин при их эксплуатации, длину участка подверженного АСПО и условия для борьбы с этим осложнением.

2.1 Постановка задачи моделирования процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине

В соответствии с целью работы содержательная постановка математической модели процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине была сформулирована следующим образом: разработать пространственную математическую модель процессов течения и теплопереноса в нефтяной скважине с учетом многослойности конструкции, геологических, технологических, теплофизических и реологических условий нефтедобычи, реализация которой позволит определить длину участка возможного отложения парафина и оценить влияние различных факторов на тепловое состояние скважины.

Математическое описание процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине основывается на законах сохранения массы, количества движения и энергии и представляет собой систему дифференциальных уравнений, замкнутую краевыми условиями.

Конструкция и габаритные размеры (в мм) рассматриваемой расчетной области нефтяной скважины представлены на рисунке 2.1.

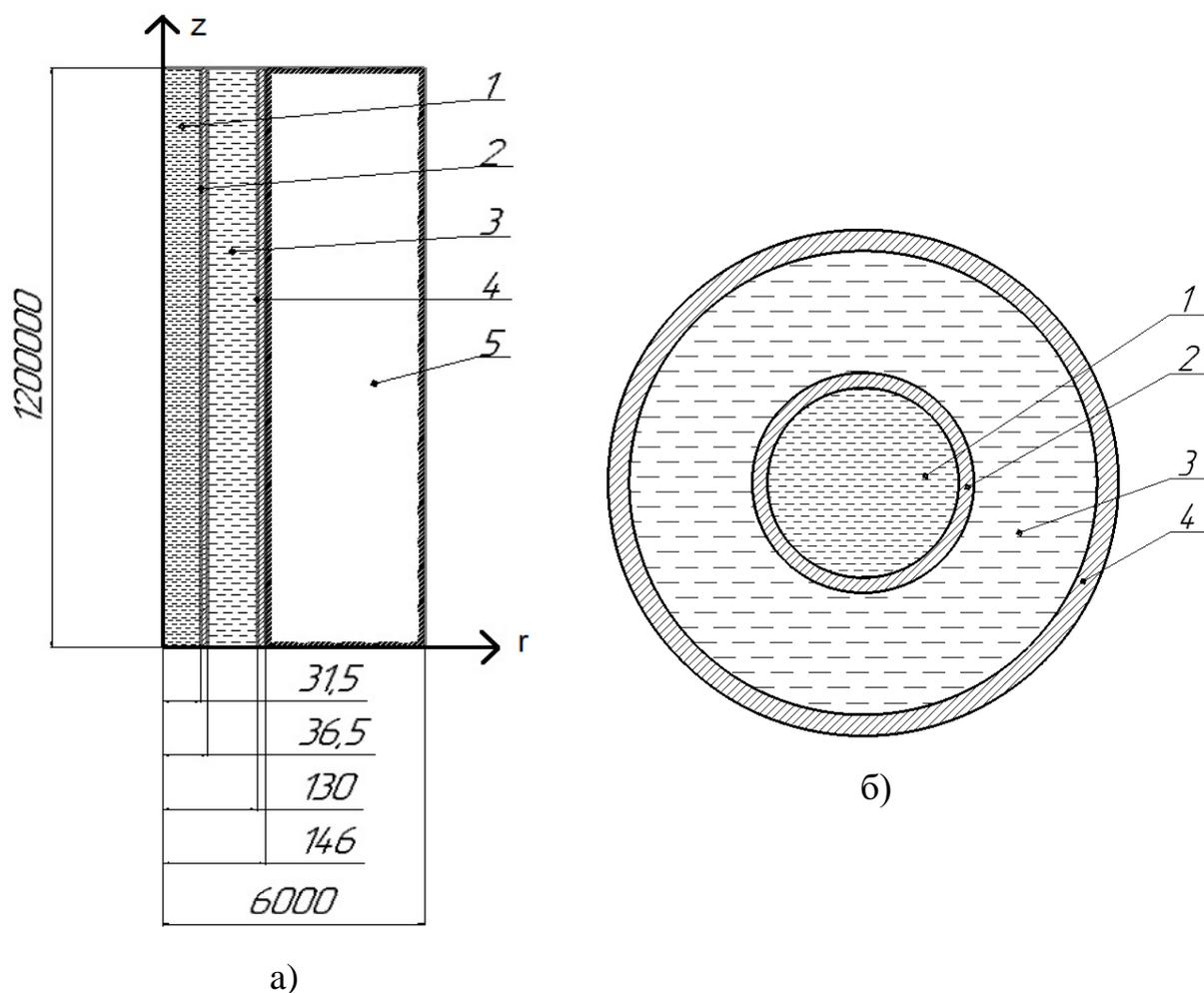


Рисунок 2.1 – Продольное сечение нефтяной скважины с окружающим массивом горных пород (а); поперечное сечение нефтяной скважины (б): 1 – добываемая нефтяная жидкость; 2 – насосно-компрессорная труба (НКТ); 3 – нефтяная жидкость или попутный нефтяной газ, в затрубном пространстве; 4 – обсадная колонна; 5 – массив горных пород.

При математическом моделировании процессов тепломассопереноса в вертикальном участке скважины были приняты следующие допущения:

1. задача осесимметричная;

2. течение ламинарное;
3. жидкость несжимаемая, однофазная;
4. теплофизические свойства твердых материалов не зависят от температуры;
5. бесконечный массив горных пород заменен ограниченной областью;
6. теплофизические свойства горных пород не изменяются по глубине;
7. процесс отложения парафина при движении потока нефти не учитывается.

Система дифференциальных уравнений с учетом сделанных допущений в осесимметричной постановке имеет вид:

Уравнение несжимаемости:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \cdot V_r) + \frac{\partial V_z}{\partial z} = 0. \quad (2.1)$$

Уравнения движения для нефтяной жидкости:

$$\rho_H \left(V_{Hr} \frac{\partial V_r}{\partial r} + V_{Hz} \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) = - \frac{\partial P_H}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot 2 \cdot \mu_H \frac{\partial V_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu_H \left(\frac{\partial V_z}{\partial r} + \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) \right), \quad (2.2)$$

$$\rho_H \left(V_{Hr} \frac{\partial V_z}{\partial r} + V_{Hz} \frac{\partial V_z}{\partial z} \right) = - \frac{\partial P_H}{\partial z} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \mu_H \left(\frac{\partial V_z}{\partial r} + \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(2 \cdot \mu_H \frac{\partial V_z}{\partial z} \right) + \beta(T - T_0)g. \quad (2.3)$$

Уравнение энергии для нефтяной жидкости и попутного нефтяного газа:

$$c_j \rho_j \left(V_r \frac{\partial T}{\partial r} + V_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_j \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_j \frac{\partial T}{\partial z} \right) + q_v. \quad (2.4)$$

Уравнение теплопроводности для твердых элементов конструкции скважины:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_i \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_i \frac{\partial T}{\partial z} \right) = 0. \quad (2.5)$$

Зависимость вязкости нефти от температуры и скорости сдвига:

$$\mu_H = \mu_0 \cdot e^{\frac{U}{kT}} \cdot \dot{\gamma}^{n-1}. \quad (2.6)$$

Зависимость теплопроводности и теплоемкости нефти от температуры:

$$\lambda_H = \lambda_{20} \cdot (1 - \alpha \cdot [T - 20]), \quad (2.7)$$

$$c_H = 4.187 \cdot \rho_H^{-\frac{1}{2}} \cdot (0.403 - 4.05 \cdot 10^{-4} \cdot T). \quad (2.8)$$

Здесь r, z – цилиндрические координаты; i, j – индексы исследуемых областей: $j=1$ – нефть, $j=2$ – попутный нефтяной газ в затрубном пространстве, $i=1$ – НКТ, $i=2$ – эксплуатационная (обсадная) колонна, $i=3$ – грунт; V_r, V_z – компоненты вектора скорости; T – температура; P_j – давление; ρ_i, ρ_j – плотность среды; μ_j – вязкость среды; c_i, c_j – коэффициент теплоемкости среды; λ_i, λ_j – коэффициент теплопроводности среды; q_V – диссипативные источники тепла; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига; n – показатель аномалии; U – энергия активации; k – универсальная газовая постоянная; λ_n – теплопроводность нефти; λ_{20} – теплопроводность нефти при 20 °С; α – температурный коэффициент теплопроводности нефти.

Система дифференциальных уравнений (2.1) – (2.8) замыкается следующими граничными условиями, рис. 2.2: на входе в насосную трубу задавалась эпюра скоростей для нефти, соответствующая дебиту скважины (2.9) и начальная температура (2.10); на устье скважины задавался режим установившегося течения (2.11) и условие конвективного теплообмена (2.12); на поверхности, ограничивающей массив земли, задавалось распределение температуры, соответствующее геотерме (2.13).

$$Q_{m_z} = \rho_j \int_0^{r_1} V_z(r) r dr = const, \quad (2.9) \quad T|_{z=0} = T_0, \quad (2.10)$$

$$\left. \frac{\partial V_{z,r}}{\partial z} \right|_{z=0} = 0, \quad (2.11) \quad q = \alpha(T - T_{\text{окр. среды}}), \quad (2.12) \quad T|_{r=r_z} = T(z). \quad (2.13)$$

На границе раздела разнородных сред задавалось условие идеального теплового контакта (2.14) – (2.15). На внутренней стенке НКТ – условия прилипания и не проникновения (2.16) – (2.17), а в нулевой радиальной координате условие осевой симметрии (2.18).

$$T^{(n)}|_{r_i} = T^{(n+1)}|_{r_i}, \quad (2.14) \quad \lambda_n \left. \frac{\partial T^{(n)}}{\partial r} \right|_{r_i} = \lambda_{n+1} \left. \frac{\partial T^{(n+1)}}{\partial r} \right|_{r_i}, \quad (2.15)$$

$$V_z|_{r_1} = 0, \quad (2.16) \quad V_{r,z}|_{r_1} = 0, \quad (2.17) \quad \frac{\partial T}{\partial r}|_{r_i=0} = 0. \quad (2.18)$$

Схема граничных условий расчетной области представлена на рисунке 2.3.

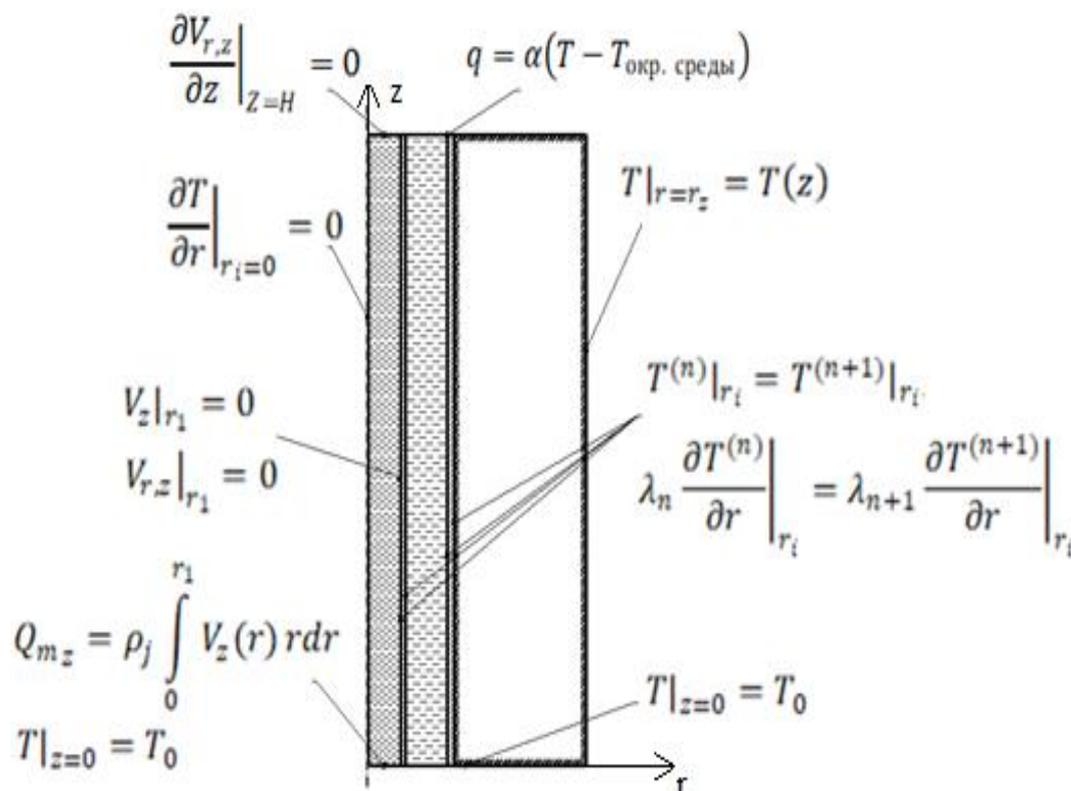


Рисунок 2.2 – Граничные условия расчётной области

Решение полученной системы дифференциальных уравнений (2.1) – (2.8), дополненной краевыми условиями (2.9) – (2.18), осуществлялось методом конечных объемов в среде конечно-элементного анализа ANSYS Fluent со следующими исходными данными:

Таблица 2.1 – Исходные данные для численных экспериментов

Наименование	Единицы измерения	Значение
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ		
Температура кристаллизации парафина	°С	35
Дебит скважины	м ³ /сут	12.5
Глубина подвески ЭЦН	м	1500
Температура в нижней точке рассматриваемого участка скважины	°С	36
Геотермальный градиент	°С/10м	0.2

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МАТЕРИАЛОВ		
НЕФТЬ		
Плотность	кг/ м ³	800
Теплоемкость (при 20 °С)	Дж/(кг°С)	2000
Теплопроводность (при 20 °С)	Вт/(м°С)	0.14
Вязкость	мПа·с	40
ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ		
Плотность	кг/ м ³	1.263
Теплоемкость	Дж/(кг°С)	1731
Теплопроводность	Вт/(м°С)	0.02
Вязкость	мПа·с	9.29·10 ⁻³
ГРУНТ		
Плотность	кг/ м ³	1900
Теплоемкость	Дж/(кг°С)	1680
Теплопроводность	Вт/(м°С)	1.82
СТАЛЬНЫЕ ТРУБЫ		
Плотность	кг/ м ³	7850
Теплоемкость	Дж/(кг°С)	473
Теплопроводность	Вт/(м°С)	48

2.2 Численные исследование сходимости, предложенной математической модели

Численная реализация пространственной математической модели процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине является итерационной процедурой, требующей исследования параметров дискретизации расчётной области и их влияния на сходимость и точность решения. Было исследовано влияние размеров участка горных пород, размеров конечно-элементной сетки и алгоритма решения уравнений баланса на получаемые результаты.

2.2.1 Определение размера области массива горных пород

Для получения адекватных результатов было проведено исследование влияния размера массива горных пород на температурное поле нефтяной скважины. Последовательно решалась задача (2.1)-(2.8) с граничными условиями (2.9)-(2.18), в которых условие (2.13) (заданное геотермальное распределение температуры в грунте) записывалось для различных значений радиуса массива

горных пород. Радиус массива изменялся последовательно от 2 до 15 метров. На каждом итерационном шаге определялась температура по длине внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы. Зависимость температуры НКТ на глубине 600 м от величины радиуса массива горных пород приведена на рисунке 2.3.

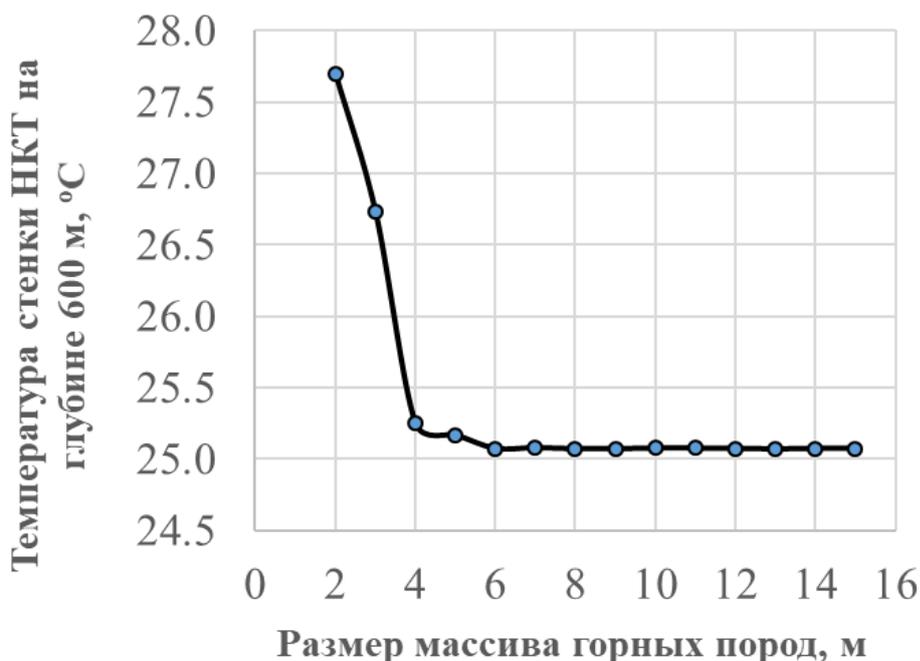


Рисунок 2.3 – Зависимость температуры НКТ на глубине 600 м от размера рассматриваемой области горных пород

В результате проведенных исследований был определен радиус земельного массива равный 6 м, начиная с которого температурное поле в скважине не изменялось.

На рисунке 2.4 приведено характерное распределение температуры горных пород в продольном сечении скважины при радиусе массива горных пород равном 6 м.

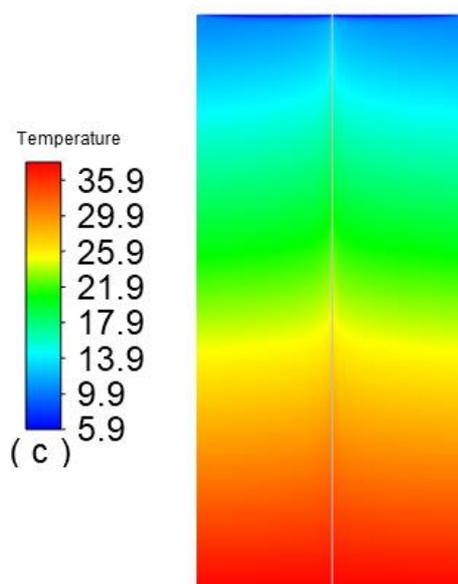


Рисунок 2.4 – Температурное поле нефтяной скважины в поперечном сечении при радиусе земли равном 6 м

Из рисунка 2.4 видно, что вблизи нефтяной скважины температура горных пород увеличивается за счет теплопередачи от добываемой нефтяной жидкости и спадает по мере отдаления от нефтяной скважины до значений геотермальной температуры на соответствующей глубине.

2.2.2 Определение параметров дискретизации расчётной области

Для дискретизации исследуемых пространственных моделей использовалась ортогональная двумерная сетка прямоугольной формы. Триангуляция конечно-элементной сетки производилась методом экструзии от забоя к устью скважины. В результате численных экспериментов была определена необходимость выбора параметров пространственной сетки для каждой области рассматриваемой конструкции скважины: область с нефтью, НКТ, затрубное пространство, обсадная колонна, массив горных пород.

В местах контакта разнородных сред и повышенных градиентов для значений скорости, температуры и давления использовалась более мелкая сетка (рисунок 2.5), что позволило увеличить точность и сходимость решения. Пространственный шаг сетки по координате z для всех областей одинаковый и составляет 5-20 мм.

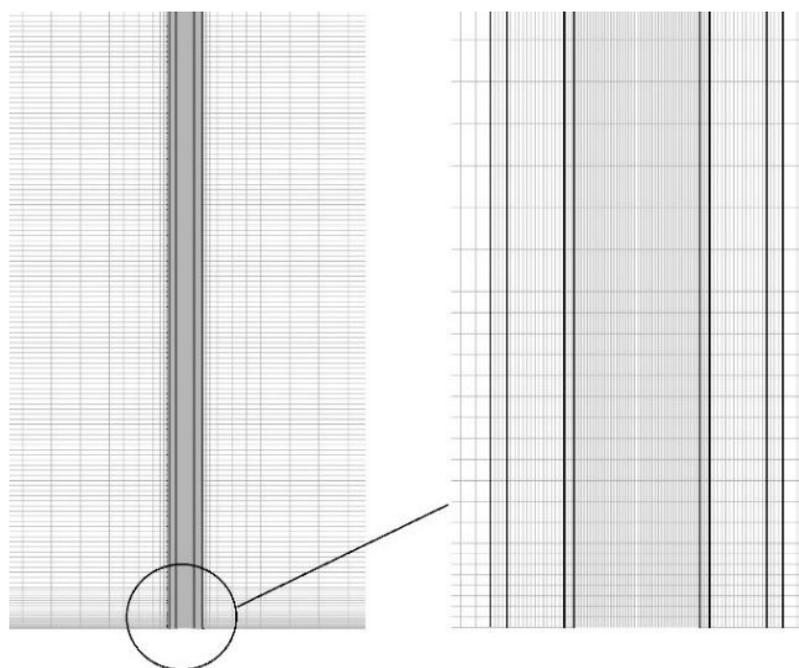


Рисунок 2.5 – сетка конечных элементов на входе в насосно-компрессорную трубу

Количество и размер элементов для каждой области скважины были получены в результате итерационного процесса решения задачи и представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры сетки конечных элементов для расчетных областей нефтяной скважины

Параметры сетки	Рассматриваемая область				
	Нефть в НКТ	НКТ	Затрубное пространство	Обсадная колонна	Массив горных пород
h_r , мм	1	1.25	2	2	7.5-120
h_z , мм	5-20				
Кол-во элементов, шт	2 032 163	360 382	840 912	360 382	6 366 784

Оценка сходимости решения проводилась по изменению температуры внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы в каждом узле сетки.

На рисунке 2.6 представлено изменение температуры НКТ на устье.

Таким образом, общее число элементов для всей расчетной области скважины составило 9.96 млн.

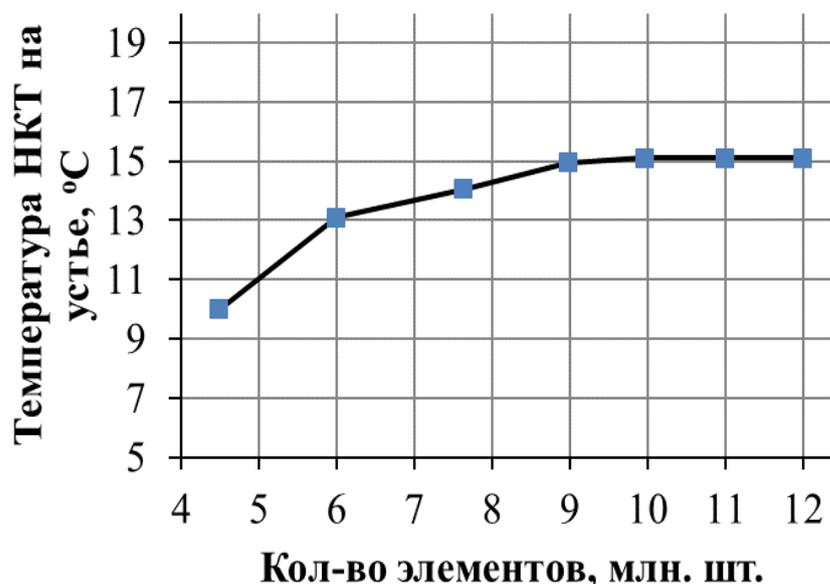


Рисунок 2.6 – Зависимость температуры НКТ на устье скважины от количества элементов

2.2.3 Исследование влияния схемы решения уравнений баланса на сходимость и скорость вычислений

Для определения алгоритма (схемы) численной реализации поставленной задачи (2.1)-(2.18), были рассмотрены два итерационных метода решения в программном пакете ANSYS Fluent, сравнение которых, при выполнении расчетов на ЭВМ с различными характеристиками, представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Сравнение алгоритмов численной реализации SIMPLE и Coupled для решения поставленной задачи

Параметры	8 ядер (16 потоков), 32 Гб ОЗУ		4 ядра (8 потоков), 16 Гб ОЗУ	
	SIMPLE	Coupled	SIMPLE	Coupled
Число итераций	1100	150	1100	150
Среднее время одной итерации, сек	10	11.5	7	191
Время решения, ч	3.05	0.48	2.14	7.96

Первый алгоритм (SIMPLE) представляет собой последовательное решение уравнений движения, неразрывности и энергии по схеме предиктор-корректор. Такой подход не требует больших вычислительных ресурсов, однако сходимость решения относительно медленная. Второй метод (Coupled) основан на совместном решении системы уравнений дискретные параметры которой хранятся в оперативной памяти компьютера, что приводит к увеличению требований к вычислительным ресурсам ЭВМ, но значительно повышает сходимость решения, табл. 2.3. Из таблицы 2.3 видно, что на более производительной ЭВМ предпочтительнее использовать алгоритм Coupled, так как время на решение задачи снижается в 6.3 раза. На ПК с ОЗУ менее 32 Гб нехватка оперативной памяти существенно увеличивает время одной счетной процедуры и время решения в целом, что позволяет сделать вывод о нецелесообразности использования метода Coupled на таких ЭВМ

Условием сходимости решения было установление постоянных значений температуры и скорости во всей расчетной области и невязок во всех уравнениях баланса не выше значения 10^{-5} (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Значения невязок по уравнениям баланса для рассматриваемых алгоритмов решения системы дифференциальных уравнений

Алгоритм	Номер итерации	Значения невязок по уравнениям			
		Уравнение несжимаемости	Уравнение движения по оси r	Уравнение движения по оси z	Уравнение энергии
SIMPLE	1100	$7.23 \cdot 10^{-5}$	$5.26 \cdot 10^{-7}$	$3.12 \cdot 10^{-11}$	$4.64 \cdot 10^{-14}$
Coupled	150	$6.1 \cdot 10^{-6}$	$2.4 \cdot 10^{-8}$	$1.15 \cdot 10^{-9}$	$1.62 \cdot 10^{-13}$

На рисунках 2.7 – 2.10 приведены изменения значений скорости и температуры в контрольных точках с координатами z, r (в метрах) от числа итераций: (200, 0.02) - красная кривая, (600, 0) – зеленая кривая и (1000, 0) – черная кривая. Координаты указаны в направлении от забоя к устью.

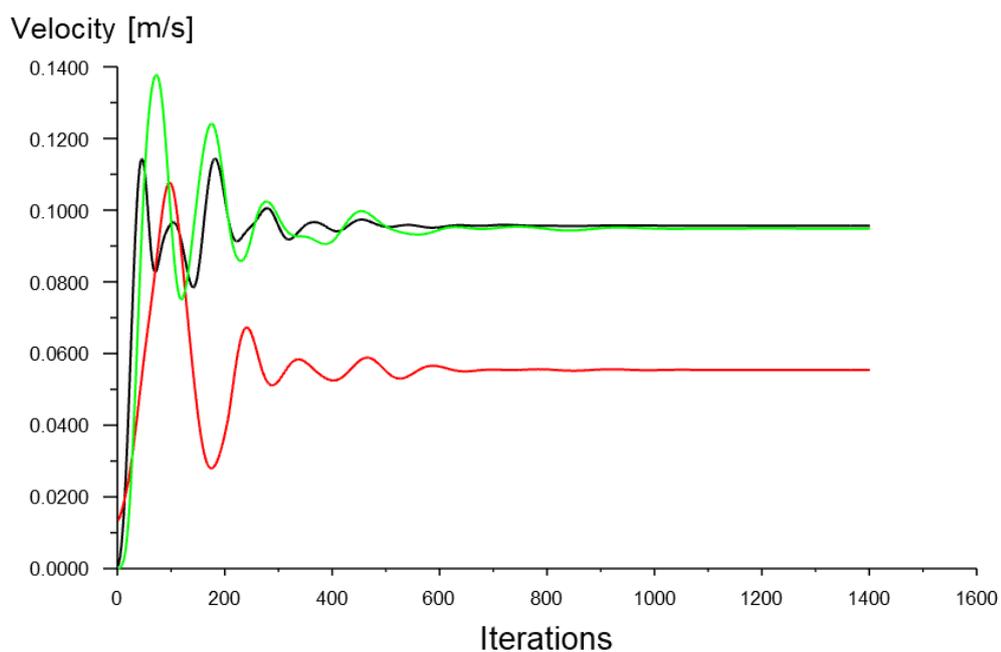


Рисунок 2.7 – Зависимость скорости в различных точках скважины от количества итераций для схемы раздельного решения уравнений баланса (SIMPLE)

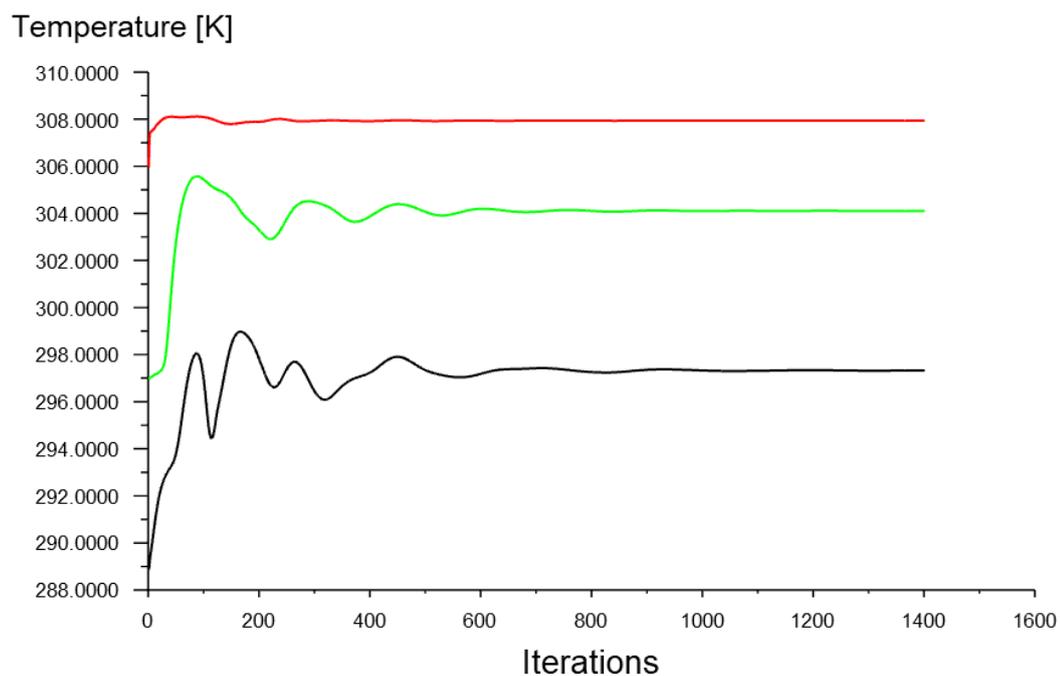


Рисунок 2.8 – Зависимость температуры в различных точках скважины от количества итераций для схемы раздельного решения уравнений баланса (SIMPLE)

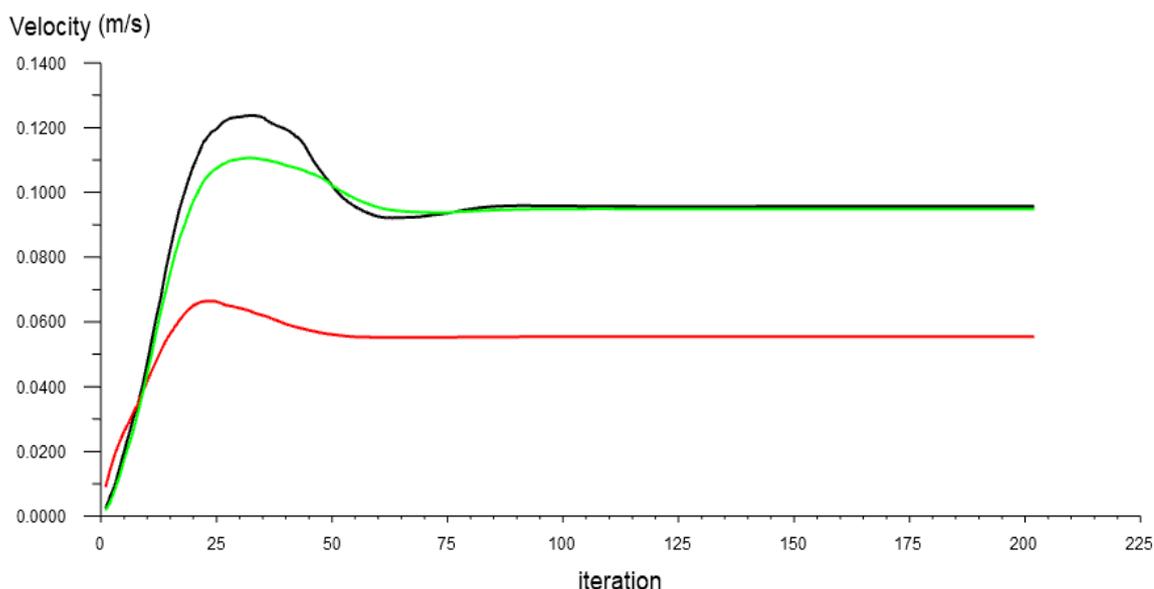


Рисунок 2.9 – Зависимость скорости в различных точках скважины от количества итераций для схемы раздельного решения уравнений баланса (Coupled)

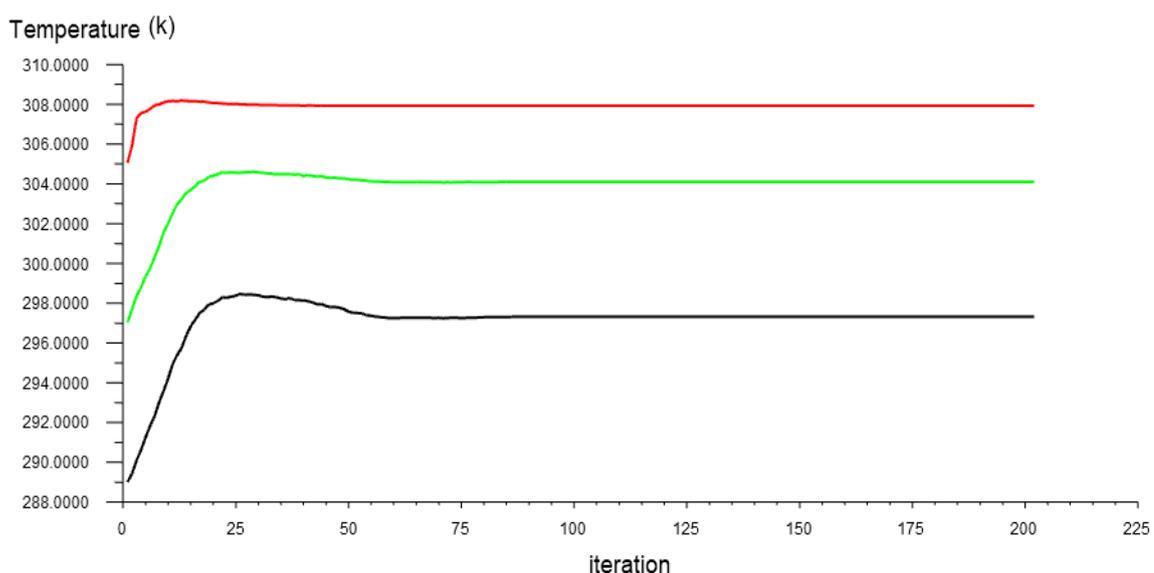


Рисунок 2.10 – Зависимость температуры в различных точках скважины от количества итераций для схемы раздельного решения уравнений баланса (Coupled)

Результаты, получаемые по обоим алгоритмам, полностью совпадали (таблица 2.5) и для дальнейших численных экспериментов была выбрана схема совместного решения уравнений баланса Coupled, дающая более быструю сходимость задачи, которая составила в среднем 150 итераций, без потери точности и сократила время счета одного варианта в 6 раз.

Таблица 2.5 – Значения температур и скоростей в контрольных точках для оценки сходимости решения

Алгоритм	Номер итерации	Температуры и скорости в контрольных точках					
		Точка 1 (200, 0.02)		Точка 2 (600, 0)		Точка 3 (1000, 0)	
		T, °C	V, м/с	T, °C	V, м/с	T, °C	V, м/с
SIMPLE	1100	34.93	0.0554	31.11	0.0949	24.33	0.0957
Coupled	150	34.93	0.0554	31.11	0.0949	24.33	0.0957

2.3 Проверка адекватности, предложенной математической модели

Для оценки адекватности разработанной математической модели процессов теплопереноса в нефтяной скважине в осесимметричной постановке было проведено сравнение результатов, полученных по предложенной пространственной модели с результатами, полученными по инженерной методике [44] и результатами работы [150]. Инженерная методика [44] основана на экспериментальных данных, полученных на скважинах месторождений западного Туркменистана. (полученное эмпирическое выражение в работе [44] позволяет прогнозировать только глубину отложения парафина в нефтяной скважине по известной температуре кристаллизации парафина). В работе [150] рассмотрена модифицированная модель Алвеса, в которой предлагается приближенное аналитическое решение уравнений сохранения импульса и изменения энтальпии в скважине в одномерной постановке, при этом определяется средняя температура потока нефти в зависимости от глубины скважины и затрубное пространство заполнено нефтью.

Для оценки адекватности предложенной математической модели, были проведены численные эксперименты с исходными данными, приведенными в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Исходные данные.

Параметр	Значение
Глубина забоя скважины	1200 м
Дебит скважины по жидкости	15 т/сут или 0,1736 кг/с
Обводненность нефти	0,4
Температура на забое скважины	36° С
Температура горных пород на глубине 20 м от поверхности	12.5° С
Температура начала кристаллизации парафина	28° С
Удельная теплоемкость нефти	2721,4 Дж/(кг·град)
Удельная теплоемкость воды	4186,8 Дж/(кг·град)
Плотность нефтяной жидкости	879 кг/м ³

Кривые распределения температуры потока флюида в скважине и глубина, где температура жидкости достигает температуры кристаллизации парафина изображены на рисунке 2.11. По инженерной методике, в соответствии с натурным экспериментом, получено значение глубины, равное 305.5 м (на рисунке 2.11 – горизонтальная пунктирная линия), где температура потока нефти принимает значение равное температуре кристаллизации парафина и составляет 28 °С. Из рис. 2.11 видно, что результаты, полученные по разработанной математической модели, хорошо согласуются с инженерной методикой, а температура на рассматриваемой глубине составляет 28.3 °С. При сравнении результатов с моделью Алвеса, адаптированной для российских месторождений, различие по температуре на всем рассматриваемом участке не превышает 0.5 °С.

Ввиду того, что методика Алвеса позволяет получить только среднее значение потока нефтяной жидкости по глубине, при сравнении результатов решения для разработанной модели также бралось среднее значение, которое рассчитывалось по двум температурным кривым построенным в центре и на стенке НКТ по глубине скважины.

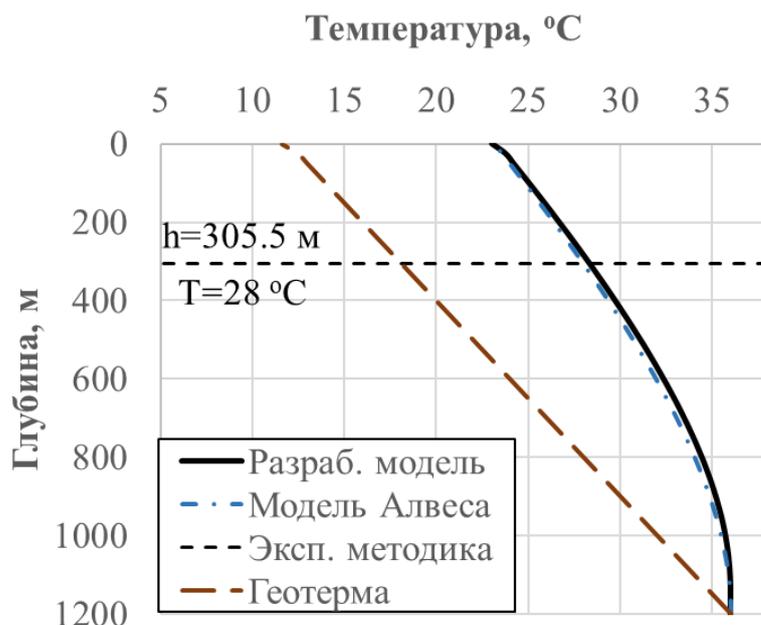


Рисунок 2.11 – Сравнение разработанной модели с экспериментальной методикой и моделью Алвеса адаптированной для российских месторождений

Сравнения результатов реализации предложенной математической модели, экспериментальной методики и модели Алвеса адаптированной для российских месторождений приводились при различных исходных данных. При варьировании величин дебита, температур забоя, горных пород и кристаллизации парафина, максимальное рассогласование результатов не превышало 8% или 2 °С. Что позволяет сделать вывод об адекватности, разработанной математической модели.

2.4 Оценка справедливости допущения о ламинарном режиме течения потока нефтяной жидкости

На процессы теплопередачи в добывающей нефтяной скважине и, как следствие, распределение температуры внутри нее большое влияние оказывает характер течения нефтяной жидкости. Турбулентный режим течения требует решения уравнений Навье-Стокса осредненных по Рейнольдсу с учетом турбулентной вязкости, кинетической энергии турбулентности и скорости ее диссипации. Вероятность возникновения турбулентного течения нефтяной жидкости в колоннах лифтовых труб было оценено по критерию подобия Рейнольдса (Re) для различных технологических и реологических параметров добычи. Особое влияние на режим течения жидкости оказывают дебит,

гидравлический диаметр насосно-компрессорных труб, вязкость и плотность нефтяной жидкости.

В таблице 2.7. приведены значения числа Рейнольдса в зависимости от дебита скважины и кинематической вязкости ν в диапазоне 20 – 100 мм²/с для внутреннего диаметра НКТ равном 63 мм.

Из таблицы 2.7 видно, что для всех случаев число Рейнольдса не превышает критического значения $Re < 2320$, что является условием ламинарного режима течения.

Таблица 2.7 – Зависимость числа Рейнольдса от дебита скважины

Дебит скважины, м ³ /сут	Число Рейнольдса (Re)	
	$\nu = 20$ мм ² /с	$\nu = 100$ мм ² /с
12,5	146.2	29.2
25	292.4	58.5
50	584.8	146.2
125	1462.0	292.4

Турбулентный режим течения может наблюдаться для маловязкой нефти или нагнетательных скважин (при дебите более 100 м³/сут), для которых не актуальна проблема асфальтосмолопарафиновых отложений и в данной работе такие скважины не рассматриваются. Помимо дебита скважины и вязкости нефти, на характер течения влияет гидравлический диаметр труб. С увеличением диаметра трубы, повышается вероятность возникновения турбулентного течения, поэтому оно чаще наблюдается в магистральных нефтепроводах и крайне редко в стволе скважины [20, 103].

Исходя из полученных результатов, допущение о ламинарном характере течения можно считать обоснованным, далее в работе рассматривается только ламинарный режим.

Выводы к главе 2

1. Разработана стационарная пространственная осесимметричная математическая модель ламинарного тепломассопереноса в нефтяной скважине с учетом многослойности конструкции скважины и окружающего грунта.

2. Разработана дискретная модель задачи, обоснован выбор пространственных шагов сетки. Доказана сходимость решения. Выбран метод решения системы дифференциальных уравнений, позволяющий существенно сократить время счета без потери точности решения.

3. Проведена проверка адекватности разработанной модели процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине. Было получено хорошее согласование результатов численной реализации предложенной модели с экспериментальной методикой и работой другого автора и не превышало 8%.

4. Доказана справедливость допущения о ламинарном характере течения нефти в постановке, предложенной пространственной математической модели.

Глава 3. Исследования влияния параметров нефтедобычи на температурное состояние нефтяной скважины

Как показано в главе 1, определяющим фактором длины начала участка отложения асфальтосмолопарафиновых веществ в нефтяной скважине является снижение температуры потока нефтяной жидкости ниже температуры кристаллизации парафина. Температурное поле скважины определяется: геолого-физическими характеристиками залежей нефти; технологическими параметрами добычи; теплофизическими и геометрическими характеристиками элементов конструкции скважины и горных пород. Совокупность этих факторов характеризует условия теплоотдачи добываемого флюида в массив горных пород, окружающих скважину, что требует анализа степени их влияния на распределение температуры в нефтяной скважине и длину возможного отложения парафина.

3.1 Исследование влияния технологических параметров добычи на температурное поле нефтяной жидкости

При ламинарном режиме течения в трубе скорость потока изменяется от центра к стенке по параболическому закону, что сказывается на распределении температуры в поперечном сечении потока. Температура в центре насосно-компрессорной трубы выше температуры стенки, а различие между ними может существенно увеличиваться с ростом дебита скважины (рисунки 3.1-3.2).

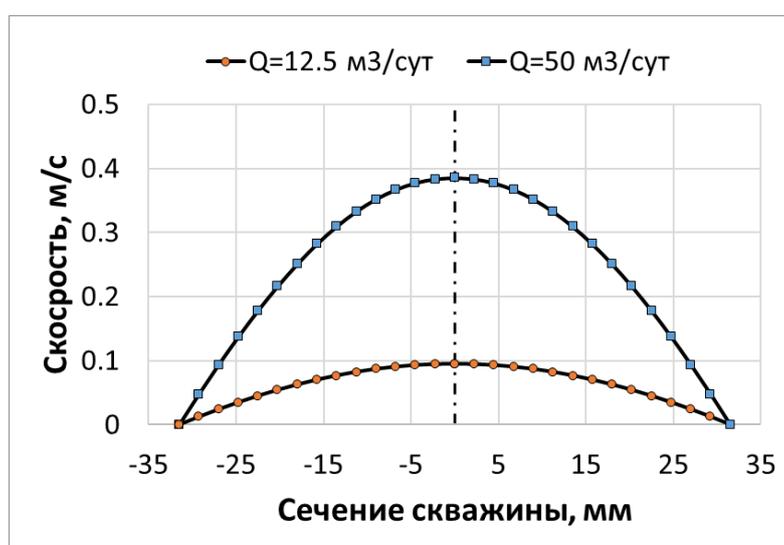


Рисунок 3.1 – Распределение скорости потока нефти в поперечном сечении НКТ

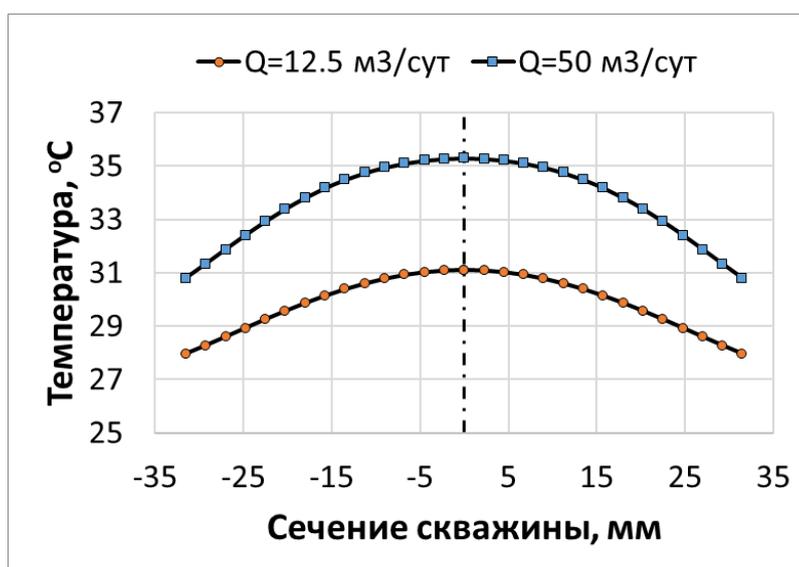


Рисунок 3.2 – Распределение температуры потока нефти в поперечном сечении НКТ

При увеличении дебита с 12.5 до 50 м³/сут максимальная скорость потока нефтяной жидкости увеличивается в 4 раза (рисунок 3.1), что сказывается на распределении температуры внутри насосно-компрессорной трубы.

Из рисунка 3.2 видно, что при дебите 12.5 м³/сут изменение температуры от центра к стенке НКТ составляет 3.1 °C, а при 50 м³/сут увеличивается до 4.5 °C.

Ввиду того, что минимальное значение температуры в НКТ наблюдается у стенки, которая служит основанием для парафиновых отложений, для дальнейших исследований в качестве достаточного условия начала осаждения АСПО будем считать снижение температуры на внутренней стенке НКТ ниже температуры кристаллизации парафина. Обоснованность данного условия подтверждается в источниках [23, 32, 42, 47], рассмотренных в главе 1.

Как показано на рисунке 3.2, увеличение дебита в 4 раза приводит к изменению температуры в НКТ на 4.2 °C в центре и 2.8 °C на стенке, что демонстрирует существенную зависимость температурного состояния скважины от такого технологического параметра добычи как дебит скважины.

Для оценки влияния величины дебита нефти на распределение температуры внутри нефтяной скважины были выполнены численные эксперименты для случаев с дебитами равными 12.5, 25, 50, 125 м³/сут при одинаковой температуре забоя равной 36 °C. С увеличением дебита с 12.5 до 125 м³/сут температура стенки

насосно-компрессорной трубы на устье скважины возрастает на 11.8 °С, рисунок 3.3. С увеличением дебита, снижается время, за которое нефтяная жидкость проходит путь от забоя к устью и время теплопередачи от нефти к горным породам, окружающим скважину. Данный факт приводит к уменьшению длины участка осадения АСПО, что отображено в таблице 3.1. Увеличение дебита в 10 раз приводит к уменьшению глубины начала отложения парафина на 147 метров.

Таблица 3.1 – Значения средней температуры по длине НКТ, температуры на устье и глубины начала отложения парафина для различных дебитов скважины

Параметры	Дебит			
	Q=12,5 м ³ /сут	Q=25 м ³ /сут	Q=50 м ³ /сут	Q=125 м ³ /сут
T _{сред.нкт} , °С	27.6	29.5	31	32.6
T _{уст} , °С	15.5	19.4	23.2	27.3
H _{отлож} , м	1077	1053	1006	930

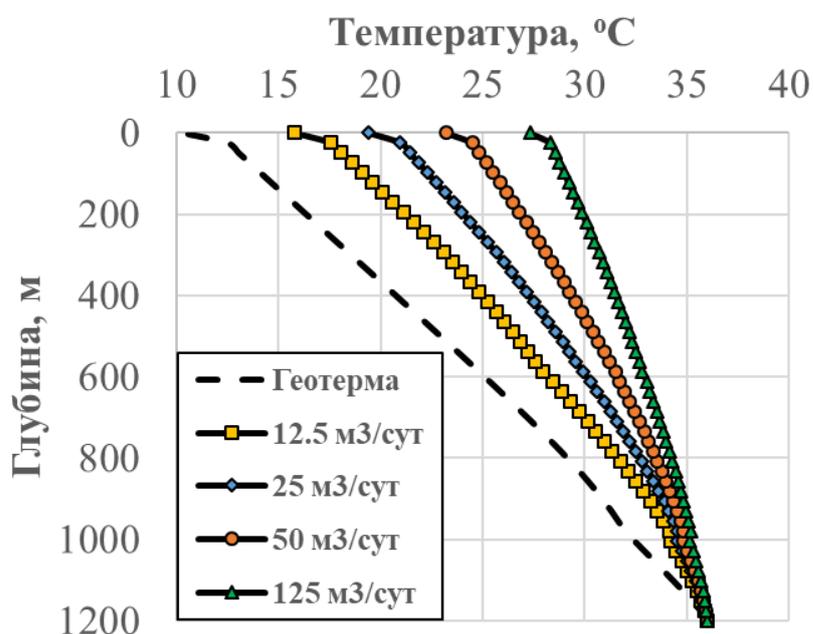


Рисунок 3.3 – Распределение температуры на внутренней стенке НКТ по глубине при различных дебитах

На рисунках 3.4-3.5 представлены поля температур и скоростей в скважине при различных дебитах. Рост дебита с 12.5 м³/сут до 50 м³/сут способствует сохранению более благоприятного температурного состояния скважины и снижает

риск образования АСПО на стенках насосно-компрессорной трубы и в затрубном пространстве за счет увеличения максимальной скорости потока с 0.087 до 0.351 м/с.

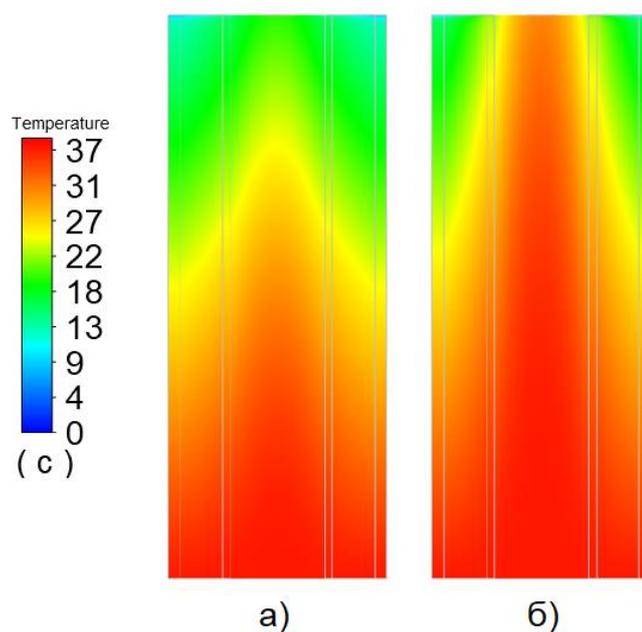


Рисунок 3.4 – поля температур в скважине при дебитах равных:

а) – 12.5 м³/сут; б) – 50 м³/сут

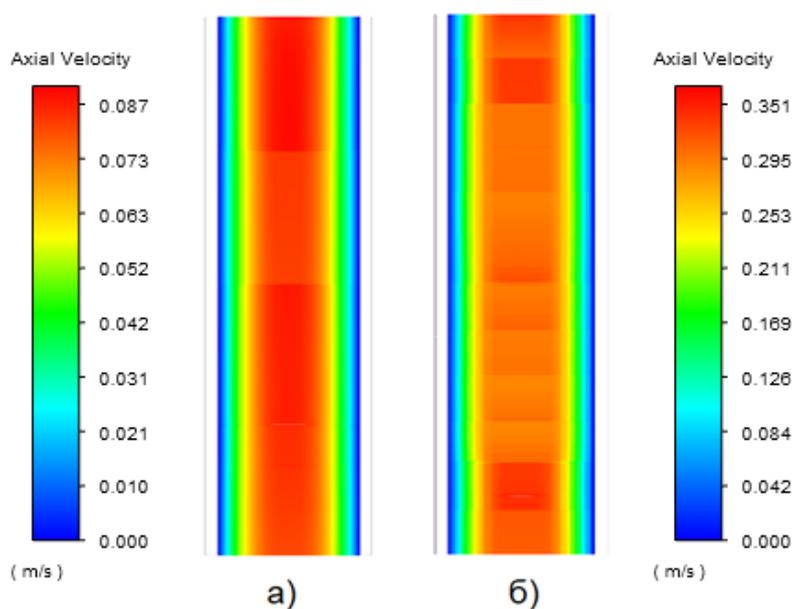


Рисунок 3.5 – поля скоростей в скважине при дебитах равных:

а) – 12.5 м³/сут; б) – 50 м³/сут

Дебит является ключевым технологическим параметром добычи, который определяет объем добываемой продукции за единицу времени при заданном

режиме эксплуатации и напрямую влияет на температурное состояние нефтяной скважины. Необходимо учитывать величину дебита не только при разработке и эксплуатации скважин, но и при выборе эффективного метода борьбы с АСПО при наличии данного осложнения.

Не менее значимым технологическим параметром при добыче нефти является динамический уровень скважины $H_{\text{дин}}$, величина которого характеризует глубину, на которой в затрубном пространстве находится нефть. Выше динамического уровня находится попутный нефтяной газ, который выступает в качестве теплоизолирующего слоя, что ухудшает условия отвода тепла от добываемой жидкости к горным породам [127]. Для оценки влияния величины динамического уровня на распределение температуры и глубину возможного начала отложения парафина были проведены численные эксперименты, результаты которых представлены в таблице 3.2 и на рисунке 3.5.

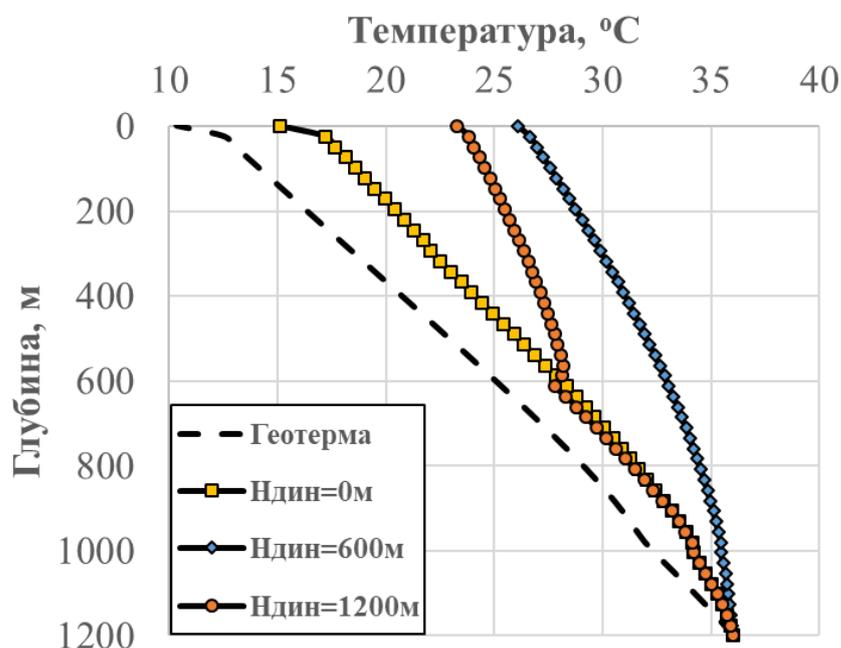


Рисунок 3.6 – Распределение температуры НКТ для величин динамического уровня ($H_{\text{дин}}$)

На рисунке 3.6 приведено изменение температуры НТК для различных значений динамического уровня. Изменение динамического уровня с 0 метров (в затрубье нефть) до 1200 м (в затрубье попутный нефтяной газ) привело к росту

температуры на устье на 10.5 °С, а глубина осаждения АСПО уменьшилась на 171 м. Это связано с тем, что теплопроводность попутного нефтяного газа составляет в среднем 0.02 Вт/(м·К), что на порядок ниже теплопроводности нефти. Таблица 3.2 – Значения средней температуры по длине НКТ, температуры на устье и глубины начала отложения парафина для различных величин динамического уровня.

Параметры	Динамический уровень		
	$H_{\text{дин}}=0$ м	$H_{\text{дин}}=600$ м	$H_{\text{дин}}=1200$ м
$T_{\text{сред.нкт}}, \text{ }^\circ\text{C}$	27.6	29.4	32.3
$T_{\text{уст}}, \text{ }^\circ\text{C}$	15.5	23.3	26
$H_{\text{отлож}}, \text{ м}$	1077	1077	906

Существенная зависимость температуры нефтяной жидкости от величины динамического уровня, позволяет сделать вывод о необходимости обязательного рассмотрения данного технологического параметра при анализе температурного состояния скважины и прогнозировании глубины начала отложения парафина.

3.2 Исследование влияния теплопроводности горных пород на температуру потока нефтяной жидкости

Температурное поле нефтяной скважины определяется условиями теплоотвода в окружающие горные породы, теплофизические свойства которых зависят от типа грунта и могут существенно отличаться. Были проведены численные исследования процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине для горных пород, имеющих различные значения теплопроводности, теплоемкости и плотности. Для стационарной постановки задачи влияние на температурное поле в скважине оказывает только теплопроводность горных пород, что представлено в таблице 3.7.

Было рассмотрено три варианта пород, теплопроводность которых отличается в 2 и 4 раза. Увеличение величины теплопроводности в 4 раза приводит к уменьшению температуры нефти на устье на 2,9 °С, рисунок 3.6, а глубина начала отложения парафина возрастает на 49 метров.

Таблица 3.3 – Значения средней температуры по длине НКТ, температуры на устье и глубины начала отложения парафина для различных типов горных пород

Параметры	Теплопроводность горных пород, Вт/(м·°С)		
	Мел с шероховатым и ступенчатым изломом	Известняк глинистый	Песчаник глинистый
		0.91	1.82
$T_{\text{сред.нкт}}, ^\circ\text{C}$	28.6	27.6	30
$T_{\text{уст}}, ^\circ\text{C}$	17.4	15.5	14.5
$H_{\text{отлож}}, \text{м}$	1053	1077	1102

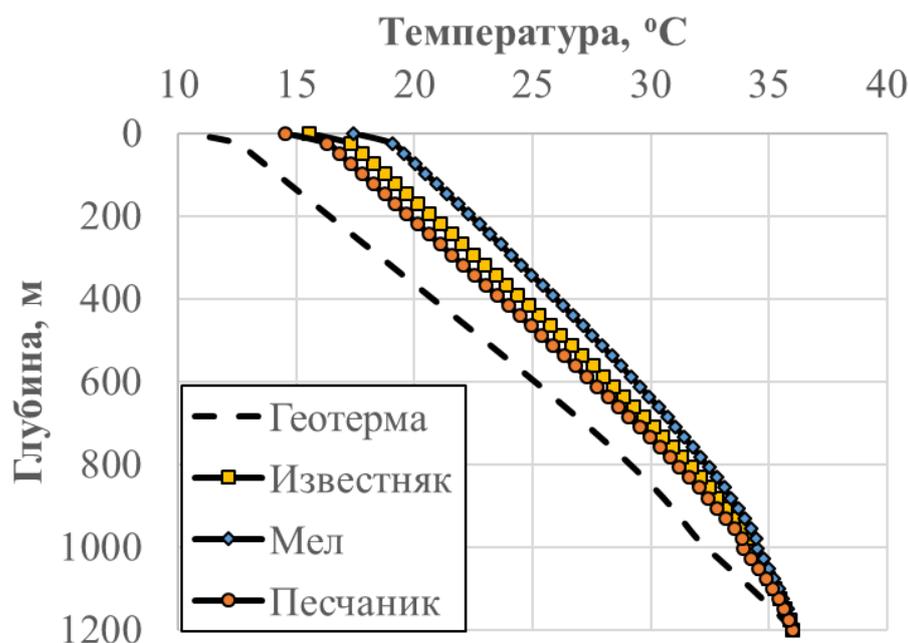


Рисунок 3.7 – Распределение температуры НКТ для разных типов горных пород

3.3 Исследование влияния реологии нефти на температурное поле в нефтяной скважине

Реологическое поведение нефтяных жидкостей в условиях переменных температур и величин деформирования зависит от содержания компонентов дисперсной фазы – асфальтенов, смол и высокомолекулярных парафинов [115].

Увеличение доли указанных компонентов вызывает структурирование нефти и проявление неньютоновских свойств.

В ходе численных экспериментов рассматривались маловязкая парафинистая (тип П) и высоковязкая смолистая нефти (тип С), реологические характеристики которых были получены экспериментально на ротационном вязкозиметре Rheotest 4.1 [115] и представлены на рисунках 3.8 – 3.9. Данные зависимости использовались в работе для определения констант: энергии активации E , предэкспоненциального множителя A и показателя аномалии n , которые применялись при описания реологии нефтей в ходе численных исследований.

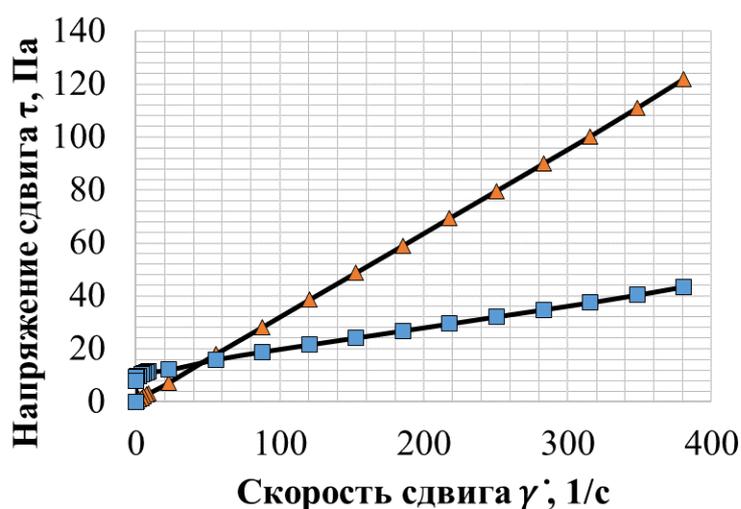


Рисунок 3.8 – температурная зависимость вязкости (а) и зависимость напряжения от скорости сдвига (2): \blacktriangle – нефть П, \blacksquare – нефть С

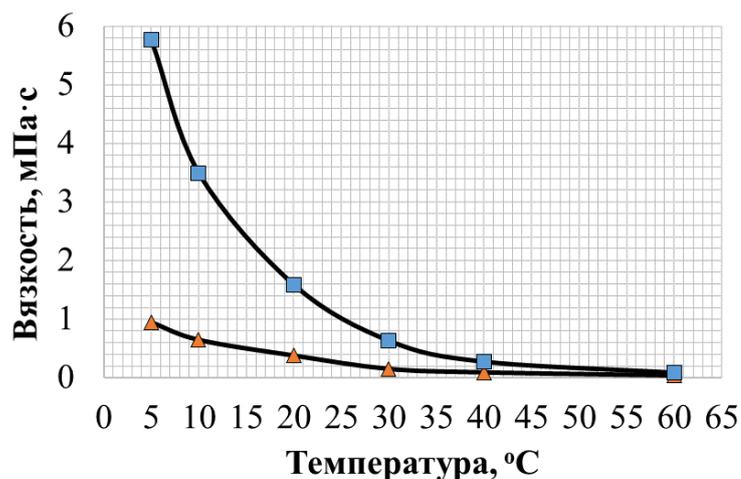


Рисунок 3.9 – температурная зависимость вязкости (а) и зависимость напряжения от скорости сдвига (2): \blacktriangle – нефть П, \blacksquare – нефть С

В ходе численных экспериментов получено распределение динамической вязкости для двух типов рассматриваемой нефти по глубине скважины нефти при постоянной вязкости и с учетом зависимости от температуры и скорости сдвига. На рисунках 3.10 – 3.11 приведено изменение вязкости от забоя к устью для всех рассмотренных случаев. Видно, что вязкость нефти типа С изменяется в более широком диапазоне по глубине и существенно зависит от закона, описывающего реологическое поведение. Данная нефть является высоковязкой, в составе преобладают смолы, что выражается в более явном проявлении свойств неньютоновской среды. Изменение величины вязкости по глубине в центре потока существенно зависит от расхода и связанной с ним скорости сдвига. При малых скоростях сдвига (кривая \bullet) вязкость нефти по глубине изменяется в более широком диапазоне, так как возрастает влияние температурной составляющей закона изменения вязкости.

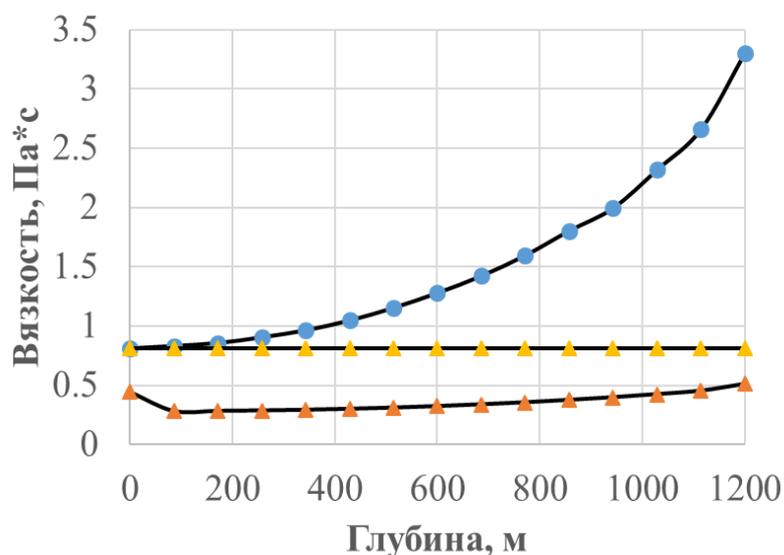


Рисунок 3.10 – Изменение вязкости смолистой высоковязкой нефти от забоя к устью скважины для случаев:

\blacktriangle $\mu = \text{const}$; \bullet $\mu = f(T, \dot{\gamma})$: \bullet $12.5 \text{ м}^3/\text{сут}$, \blacktriangle $50 \text{ м}^3/\text{сут}$

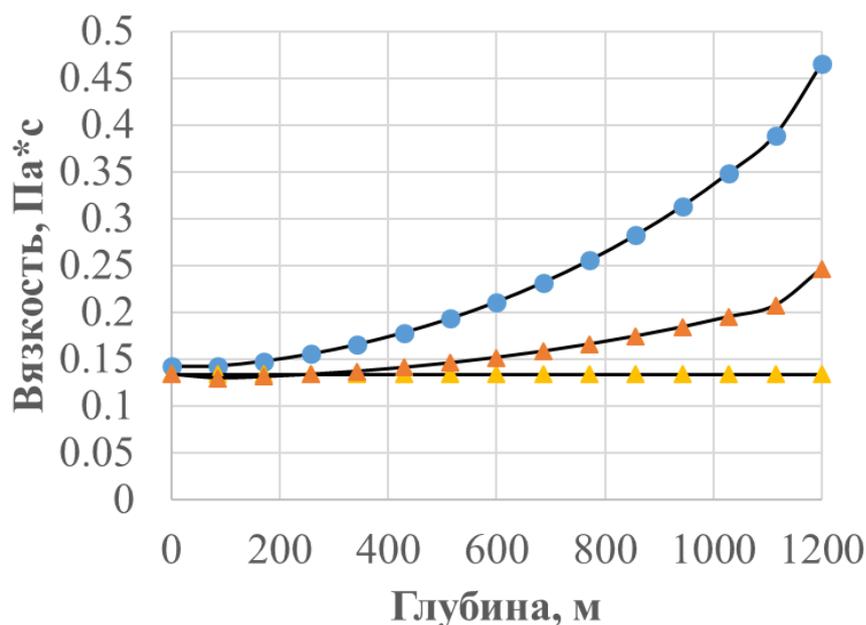


Рисунок 3.11 – Изменение вязкости парафинистой маловязкой нефти от забоя к устью скважины для случаев:

—▲— $\mu = const$; $\mu = f(T, \dot{\gamma})$: —●— 12.5 м³/сут, —■— 50 м³/сут

Для оценки влияния вязкости нефти на глубину отложения парафина было получено распределение температуры в потоке нефти и на стенке НКТ по глубине скважины при постоянной вязкости и с учетом зависимости вязкости от температуры и скорости сдвига для маловязкой парафинистой и высоковязкой смолистой нефти при дебитах 12.5 и 50 м³/сут, таблица 3.4.

Таблица 3.4 – Значения вязкости, температур на стенке НКТ и глубины начала отложения парафина для различных законов изменения вязкости нефти

Параметры	Высоковязкая смолистая нефть				Маловязкая парафинистая нефть			
	$\mu_n = 7.3 \cdot e^{\frac{858.78}{kT}} \cdot \dot{\gamma}^{-0.743}$		$\mu_n = const$		$\mu_n = 0.43 \cdot e^{\frac{704.84}{kT}} \cdot \dot{\gamma}^{-0.058}$		$\mu_n = const$	
	Q=12,5 м ³ /сут	Q=50 м ³ /сут	Q=12,5 м ³ /сут	Q=50 м ³ /сут	Q=12,5 м ³ /сут	Q=50 м ³ /сут	Q=12,5 м ³ /сут	Q=50 м ³ /сут
$\mu_{забой}$, Па·с	0.812	0.441	0.812	0.812	0.142	0.134	0.134	0.134
$\mu_{устьё}$, Па·с	3.3	0.51	0.812	0.812	0.465	0.247	0.134	0.134
$T_{ср.нк\tau}$, °С	27.43	30.49	27.43	30.49	27.43	30.43	27.43	30.49
$T_{уст}$, °С	15.05	21.69	15.05	21.69	15.05	21.74	15.05	21.69
$H_{отлож}$, м	1077	1029	1077	1029	1077	1029	1077	1029

Несмотря на существенное изменение вязкости по длине нефтяной скважины, из таблицы 3.4 видно, что значения температуры и глубины отложения парафина не зависят от величины вязкости во всех рассмотренных случаях. Данный факт объясняется незначительным вкладом диссипативных источников тепла, ввиду относительно малых значений вязкости и скоростей сдвига, и позволяет сделать вывод о незначительном влиянии реологии нефти на температурное состояние нефтяной скважины.

Выводы к главе 3

1. Получено распределение полей температур и скоростей в нефтяной скважине.
2. Определено влияния динамического уровня на распределение температуры по длине НКТ. Показано, что для скважин, в затрубном пространстве которых находится попутный газ, существенно улучшается тепловой режим скважин с точки зрения возможного отложения парафинов.
3. Исследовано влияние дебета и рода грунта на тепловые поля нефтяных скважин. Получены зависимости температуры нефти на устье от величины дебита.
4. Оценено влияние реологии нефти диссипативного источника тепла на процесс теплообмена в скважине. Показано, что величина диссипативного источника тепла пренебрежимо мала.

Глава 4. Математическая модель нестационарного теплопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем

Применение технологии греющего кабеля как метода борьбы с АСПО в нефтяных скважинах требует оценки необходимой длины, удельной мощности и времени прогрева скважины. Расчет данных параметров необходим для правильного подбора оборудования и эффективного решения проблемы АСПО. Определение длины возможного участка отложения парафина и необходимой удельной мощности нагрева необходимо для выбора оборудования резистивного метода депарафинизации нефтяной скважины. Величину удельной мощности и времени нагрева необходимо согласовывать с рабочей температурой изоляции греющего кабеля.

4.1 Постановка задачи нестационарного теплопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем

Математическая описания процессов нестационарного движения и теплопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем основывается на законах сохранения массы, количества движения и энергии и представляет собой систему дифференциальных уравнений, замкнутую краевыми условиями.

Конструкция и габаритные размеры рассматриваемой расчетной области нефтяной скважины представлены на рисунке 4.1.

При математическом моделировании процессов теплопереноса в вертикальном участке скважины были приняты следующие допущения:

1. задача осесимметричная, нестационарная;
2. течение ламинарное;
3. жидкость несжимаемая, однофазная;
4. теплофизические свойства твердых материалов не зависят от температуры;
5. бесконечный массив горных пород заменен ограниченной областью;
6. теплофизические свойства горных пород не изменяются по глубине;
7. процесс отложения парафина при движении потока нефти не рассматривается;

8. греющий кабель расположен соосно, строго по центру НКТ;

9. токопроводящая жила считается монолитной.

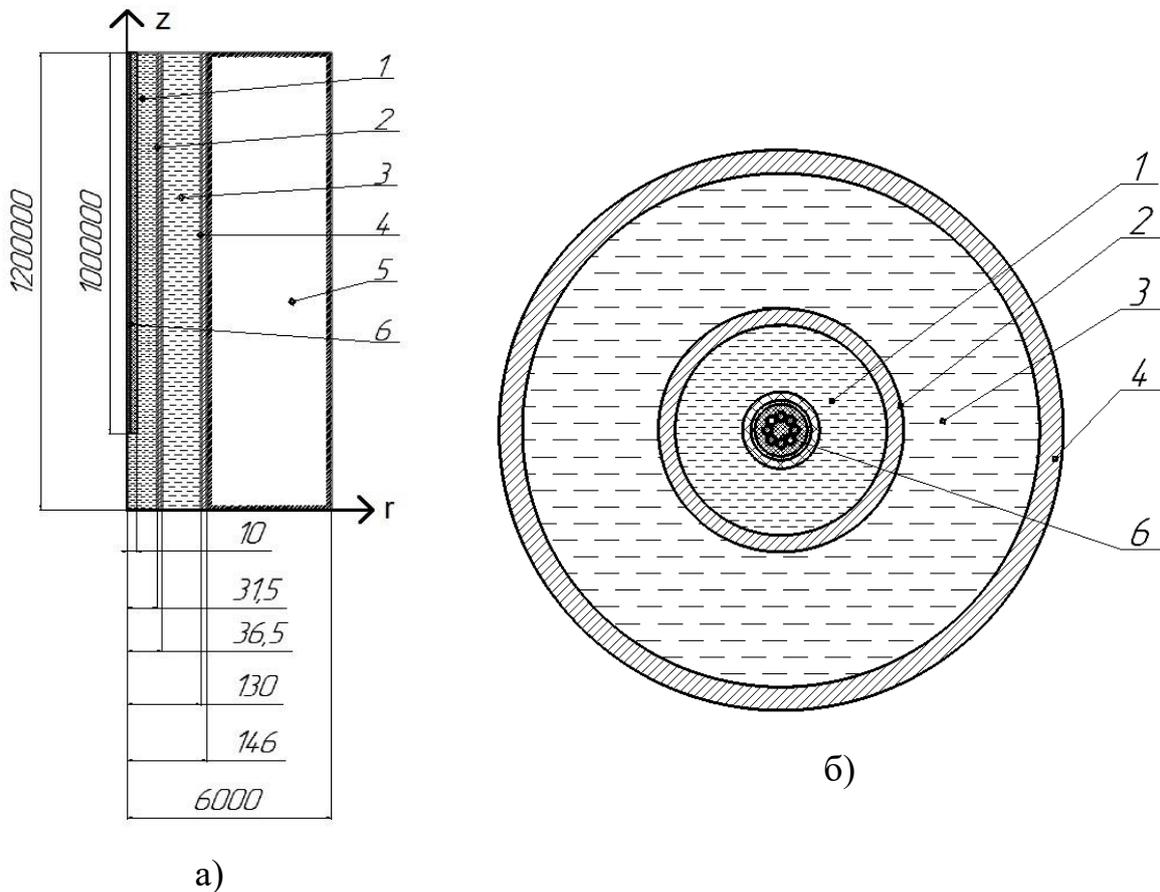


Рисунок 4.1 – Продольное сечение нефтяной скважины с греющим кабелем (а); поперечное сечение нефтяной скважины (б): 1 – добываемая нефтяная жидкость; 2 – насосно-компрессорная труба (НКТ); 3 – нефтяная жидкость или попутный нефтяной газ, в затрубном пространстве; 4 – обсадная колонна; 5 – массив горных пород; 6 – греющий кабель

Математическая постановка нестационарной задачи процессов теплопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем имеет вид:

Уравнение несжимаемости:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial(r \cdot V_r)}{\partial r} + \frac{\partial V_z}{\partial z} = 0. \quad (4.1)$$

Уравнения движения для нефтяной жидкости:

$$\rho_H \left(\frac{\partial V_r}{\partial t} + V_{Hr} \frac{\partial V_r}{\partial r} + V_{Hz} \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) = - \frac{\partial P_H}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot 2 \cdot \mu_H \frac{\partial V_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu_H \left(\frac{\partial V_z}{\partial r} + \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) \right), \quad (4.2)$$

$$\rho_{\text{H}} \left(\frac{\partial V_z}{\partial t} + V_{\text{Hr}} \frac{\partial V_z}{\partial r} + V_{\text{Hz}} \frac{\partial V_z}{\partial z} \right) = -\frac{\partial P_{\text{H}}}{\partial z} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \mu_{\text{H}} \left(\frac{\partial V_z}{\partial r} + \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(2 \cdot \mu_{\text{H}} \frac{\partial V_z}{\partial r} \right) + \beta(T - T_0)g. \quad (4.3)$$

Уравнение энергии для нефтяной жидкости и попутного нефтяного газа:

$$c_j \rho_j \left(\frac{\partial V_r}{\partial t} + V_r \frac{\partial T}{\partial r} + V_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_j \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_j \frac{\partial T}{\partial z} \right) + q_v. \quad (4.4)$$

Уравнение теплопроводности для твердых элементов конструкции скважины:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda_i \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_i \frac{\partial T}{\partial z} \right) = c_i \rho_i \frac{\partial T}{\partial t}. \quad (4.5)$$

Уравнение теплопроводности для токопроводящих жил кабеля:

$$c_{\text{ТПЖ}} \rho_{\text{ТПЖ}} \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda_{\text{ТПЖ}} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) + q_{v \text{ ТПЖ}}. \quad (4.6)$$

Уравнение теплопроводности для оболочки кабеля:

$$c_{\text{обол}} \rho_{\text{обол}} \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda_{\text{обол}} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right). \quad (4.7)$$

Зависимость вязкости нефти от температуры и скорости сдвига:

$$\mu_{\text{H}} = \mu_0 \cdot e^{\frac{U}{kT}} \cdot \dot{\gamma}^{n-1}. \quad (4.8)$$

Зависимость теплопроводности и теплоемкости нефти от температуры:

$$\lambda_{\text{H}} = \lambda_{20} \cdot (1 - \alpha \cdot [T - 20]), \quad (4.9)$$

$$c_{\text{H}} = 4.187 \cdot \rho_{\text{H}}^{-\frac{1}{2}} \cdot (0.403 - 4.05 \cdot 10^{-4} \cdot T). \quad (4.10)$$

Тепловой поток от токопроводящих жил греющего кабеля:

$$q_{v \text{ ТПЖ}} = \iint_S \frac{I^2}{\sigma} dS \quad (4.11)$$

здесь r, z – цилиндрические координаты; i, j – индексы исследуемых областей: $j=1$ – нефть, $j=2$ – попутный нефтяной газ в затрубном пространстве, $i=1$ – НКТ, $i=2$ – эксплуатационная (обсадная) колонна, $i=3$ – грунт; V_r, V_z – компоненты вектора скорости; T – температура; t – время, с; P_j – давление; ρ_i, ρ_j – плотность среды; μ_j – вязкость среды; c_i, c_j – коэффициент теплоемкости среды; λ_i, λ_j – коэффициент теплопроводности среды; q_v – диссипативные источники

тепла; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига; n – показатель аномалии; U – энергия активации; k – универсальная газовая постоянная; λ_n – теплопроводность нефти; λ_{20} – теплопроводность нефти при 20 °С; α – температурный коэффициент теплопроводности нефти; q_V – объемный тепловой поток в токопроводящих жилах кабеля; I – номинальный ток кабеля, А; σ – коэффициент удельной электропроводности жил кабеля, См/м.

Решение задачи (4.1)-(4.11) дополненное краевыми условиями (идентичны представленным в главе 3) и условием идеального теплового контакта на разнородных поверхностях кабеля осуществлялось численно методом конечных объемов в среде конечно-элементного анализа ANSYS Fluent. Подход к выбору необходимого количества итераций и конечных элементов идентичен описанному в предыдущей главе. В качестве схемы решения был выбран алгоритм совместного решения системы дифференциальных уравнений Coupled.

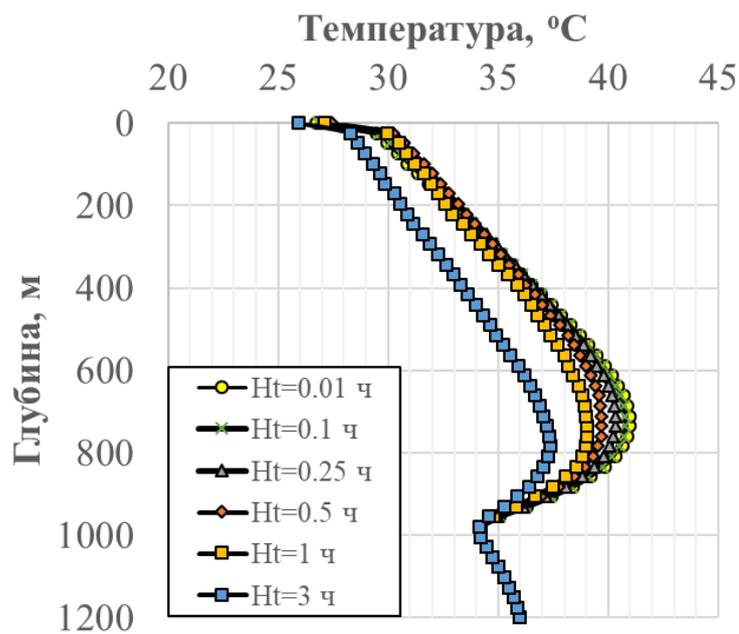
В начальный момент времени распределение скоростей, температур и значение длины греющего кабеля задавалось из решения стационарной задачи, рассмотренной в предыдущей главе. Длина греющего кабеля составила 1000 м и определялась длиной участка, на котором температура на внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы была ниже температуры кристаллизации парафина, принятой 35 °С. (глава 3).

4.1.1 Выбор дискретной модели

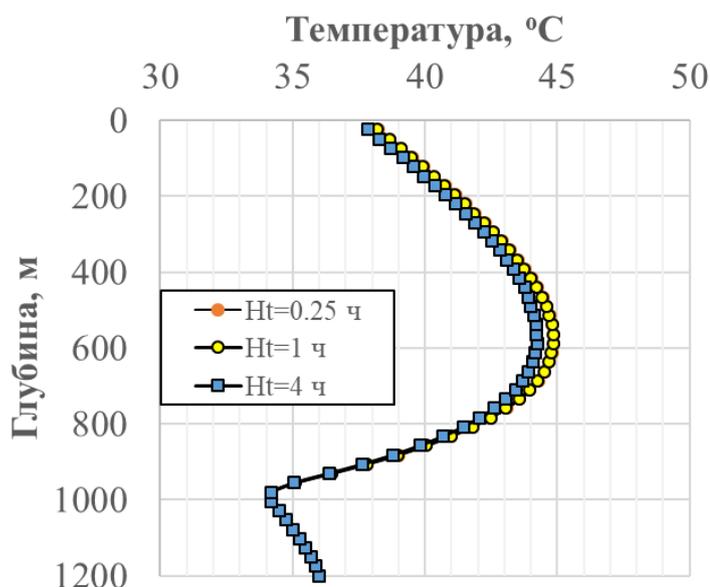
Для оценки сходимости и точности решения нестационарной задачи тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем были проведены численные исследования по определению пространственно-временных шагов дискретной области.

Для оценки влияния временного шага на получаемые результаты были выполнены численные эксперименты для различных интервалов работы греющего кабеля и различных величин шага по времени (рисунок 4.2, таблица 4.1).

Из рис. 4.2 (а) видно, что при 3 часах работы греющего кабеля, уменьшение временного шага с 1 до 0.1 ч. приводит к заметному различию результатов расчета, которое составляет 1.8 °С на глубине около 710 м. Дальнейшее уменьшение шага оказывает незначительное влияние и максимальное изменение температуры не превышает 0.2 °С.



а)



б)

Рисунок 4.2 – Распределение температуры НКТ по глубине при работе кабеля: 3 часа (а) и 24 часа (б) с различным шагом по времени

Влияние величины шага по времени снижается с ростом рассматриваемых временных интервалов, что показано на рис. 4.2 (б). При работе греющего кабеля в течение 24 часов влияние временного шага незначительное и разница в полученных результатах не превышает 0.04 °С.

Таблица 4.1 – Значения температуры в скважине при различных интервалах и нагрева и временных шагах

Температура, °С	Время нагрева 3 часа						Время нагрева 24 часа		
	Временной шаг, ч						Временной шаг, ч		
	0.01	0.1	0.25	0.5	1	3	0,25	1	4
$T_{\text{устье}}$	29.5	29.6	30	30.2	30	28.3	38.2	38.2	37.8
$T_{\text{макс}}$	40.9	40.8	40.3	39.7	39	37.5	44.8	44.8	44.2

Для дальнейших исследований был выбран временной шаг, равный 0.1 ч для интервалов работы греющего кабеля, меньших 24 ч

4.1.2 Выбор необходимой удельной мощности греющего кабеля

С целью определения необходимой мощности нагрева скважины греющим кабелем, были получены зависимости изменения температуры в нефтяной скважине по глубине при удельной мощности нагрева 20, 30 и 40 Вт/м. Из рисунка 4.3 видно, что при нагреве в постоянном режиме температура нефти не опускается ниже температуры кристаллизации парафина во всех трех рассмотренных случаях. Для мощности 20 Вт/м (кривая 3) температура внутренней стенки НКТ в устье равно 36.5 °С, что является приемлемым режимом эксплуатации скважины.

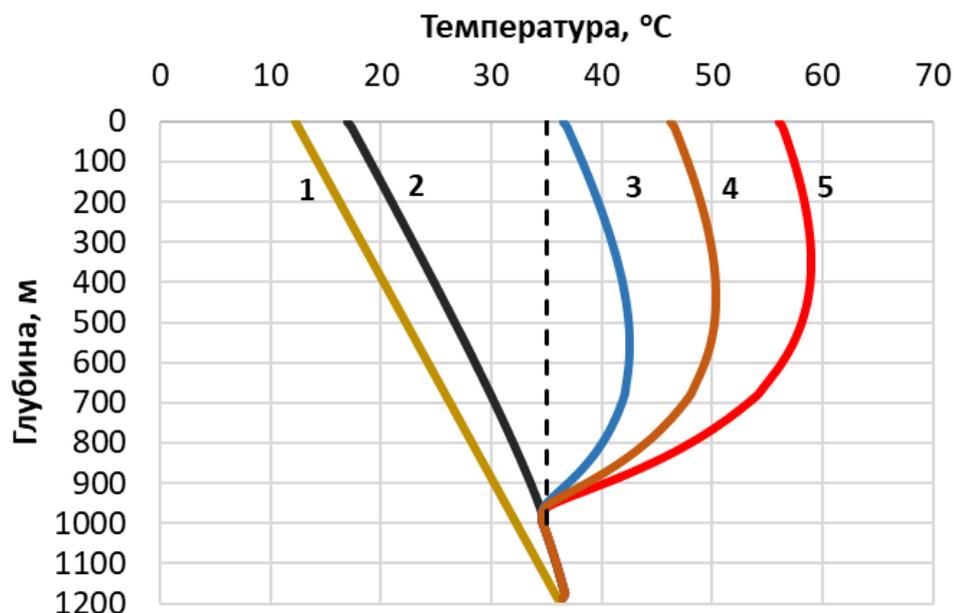


Рисунок 4.3 – Распределение температуры на стенке НКТ по глубине при разной мощности нагрева: 1 – геотерма; 2 – без нагрева; 3 – 20 Вт/м; 4 – 30 Вт/м; 5 – 40 Вт/м

Для оценки работоспособности греющего кабеля при удельной мощности нагрева 30 и 40 Вт/м, были получены кривые распределения температуры на токопроводящей жиле и оболочке кабеля, представленные на рисунке 4.4.

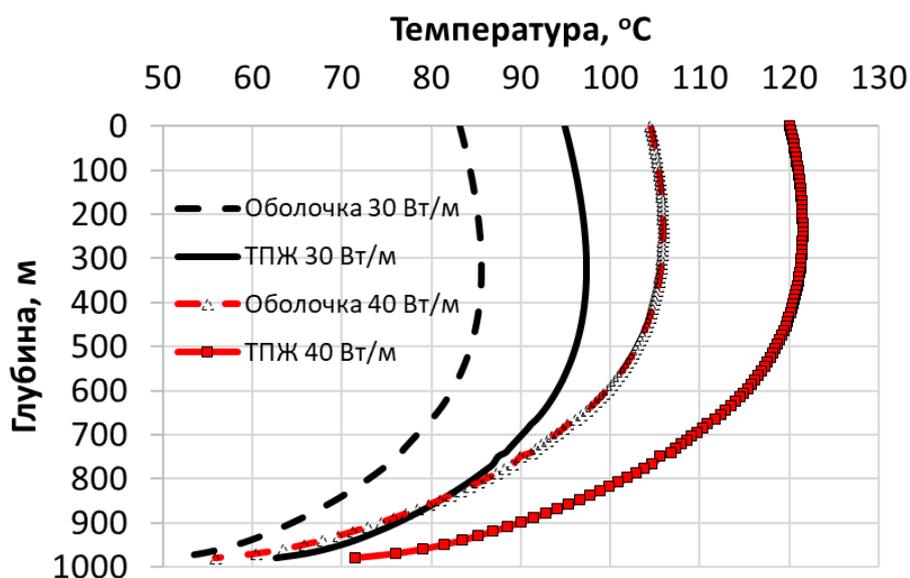


Рисунок 4.4 – Распределение температуры на поверхности токопроводящей жилы (ТПЖ) и оболочки кабеля по длине

Из рисунка 4.4 видно, что температура токопроводящей жилы кабеля при удельной мощности нагрева равной 40 Вт/м превышает 120 °С, а для 30 Вт/м

значение находится ниже $100\text{ }^{\circ}\text{C}$. Длительно допустимая температура нагрева ТПЖ для рассматриваемого кабеля составляет $120\text{ }^{\circ}\text{C}$. Это позволило сделать вывод о том, что при заданных технологических параметрах добычи, недопустима длительная эксплуатация греющего кабеля в постоянном режиме с мощностью нагрева равной 40 Вт/м и более.

Таким образом, наиболее рациональным выбором является кабель с мощностью 20 Вт/м , что было использовано в дальнейших исследованиях.

4.2 Исследование влияния технологических параметров добычи на температурное поле нефтяной жидкости с греющим кабелем

В работе исследование влияние дебита на эффективность тепловой депарафинизации нефтяных скважин с греющим кабелем. При наличии греющего кабеля в нефтяной скважине, увеличение дебита снижает эффективность нагрева, что иллюстрирует рис. 4.5. При дебите $12.5\text{ м}^3/\text{сут}$ температура на всем нагреваемом участке не опускается ниже $35\text{ }^{\circ}\text{C}$, отложение парафина не происходит. С увеличением дебита температура нефти существенно падает. Это объясняется снижением времени контакта нефтяной жидкости с греющим кабелем, связанное с увеличением скорости потока (рис 4.6) в несколько раз.

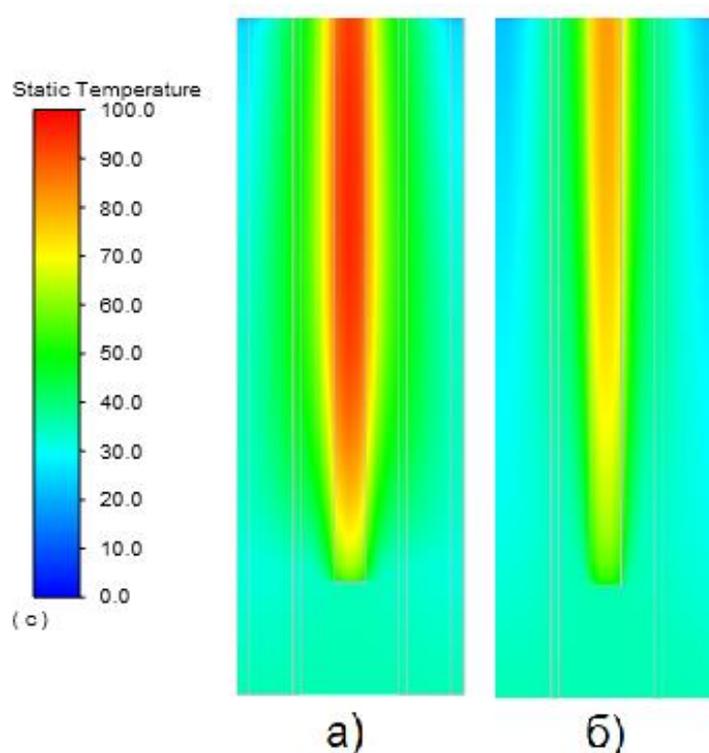


Рисунок 4.5 – Поля температур при дебитах равных: 12.5 (а) и 50 (б) $\text{м}^3/\text{сут}$

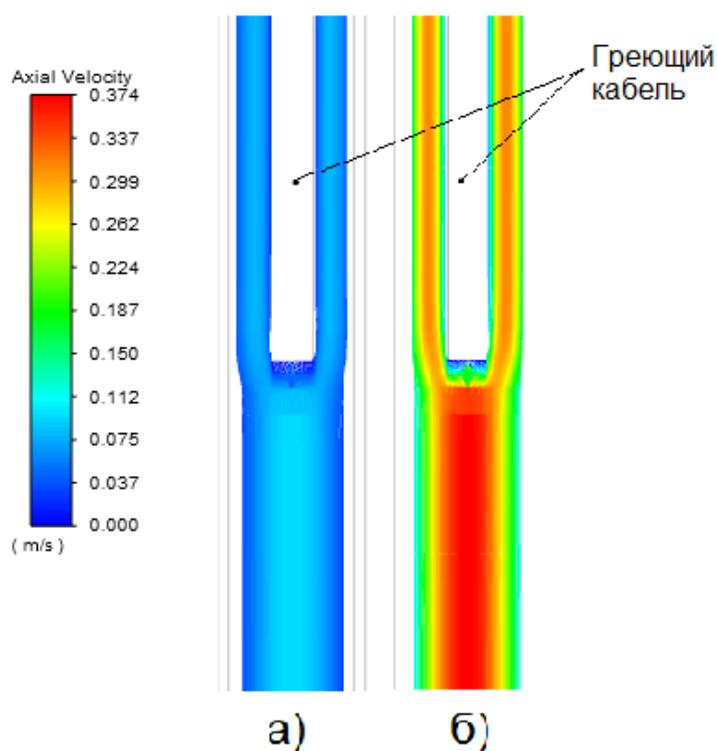


Рисунок 4.6 – Поля скоростей при дебитах равных: 12.5 (а) и 50 (б) м³/сут

На рисунке 4.7 приведено изменение температуры НКТ по длине скважины. При дебите 12.5 м³/сут температура на всем нагреваемом участке не опускается ниже 35 °С, отложение парафина не происходит. При дебите 125 м³/сут происходит снижение температуры в скважине, а участок возможного осаждения АСПО составляет 900 м.

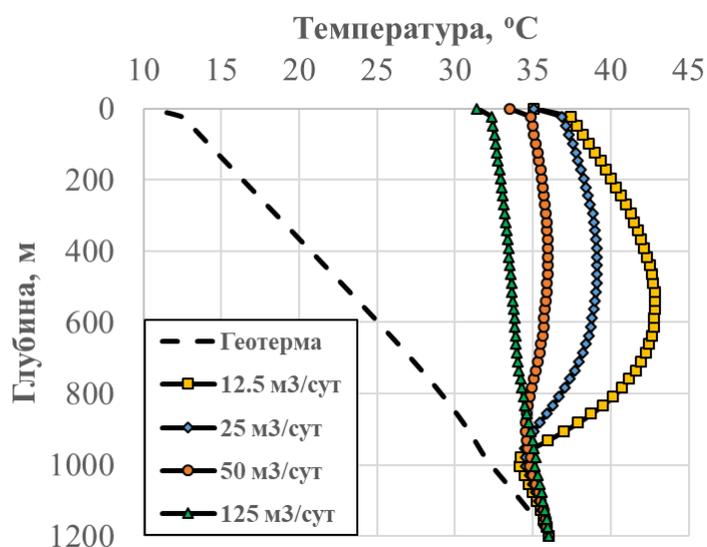


Рисунок 4.7 – Распределение температуры на внутренней стенке НКТ по глубине скважины с различным дебитом

Эффективность работы греющего кабеля существенно зависит от дебита и для высокодебитных скважин данная технология может быть неэффективной, что показано на рисунке 4.8. Увеличение дебита с 12.5 до 50 м³/сут приводит к снижению прироста температуры на устье на 9 градусов, а при дебите 250 м³/сут эффект от нагрева составляет всего 1.5 °С. Полученные результаты решения для различных дебитов представлены в таблице 4.2.

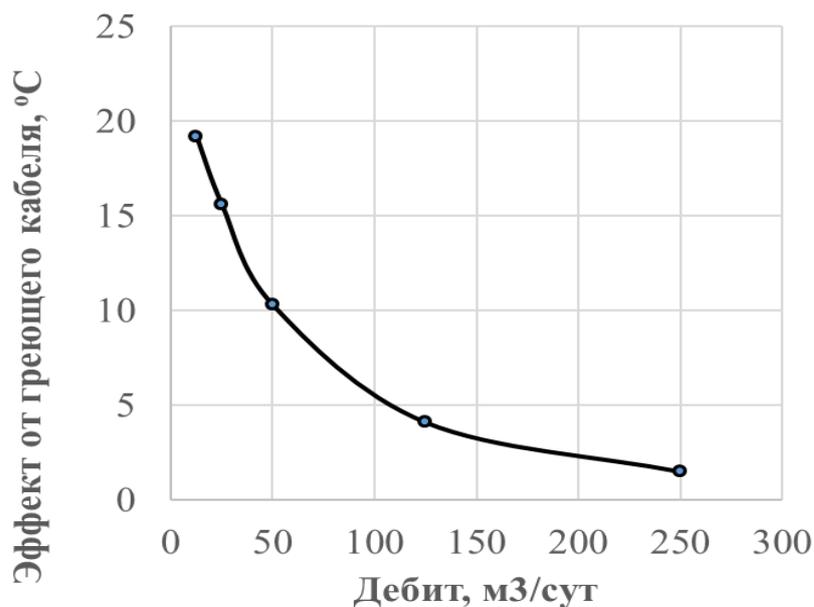


Рисунок 4.8 – Зависимость прироста температуры на устье скважины при работе греющего кабеля от дебита

Таблица 4.2 – Значения температуры на устье скважины без нагрева и с нагревом мощностью 20 Вт/м при различных дебитах

Дебит, м ³ /сут	Температура на устье скважины, °С		Эффект от нагрева, °С
	Без нагрева	С нагревом мощностью 20 Вт/м	
12.5	15.8	35	19.2
25	19.4	35	15.6
50	23.2	33.5	10.3
125	27.3	31.4	4.1
250	29.5	31	1.5

Для скважин с динамическим уровнем отличным от нуля, тепло, выделяемое греющим кабелем, менее интенсивно отводится в окружающие скважину горные породы. На участке выше динамического уровня, попутный нефтяной газ служит теплоизолирующей средой и значительно повышает эффективность нагрева нефти данной области, что показано на рисунке 4.9.

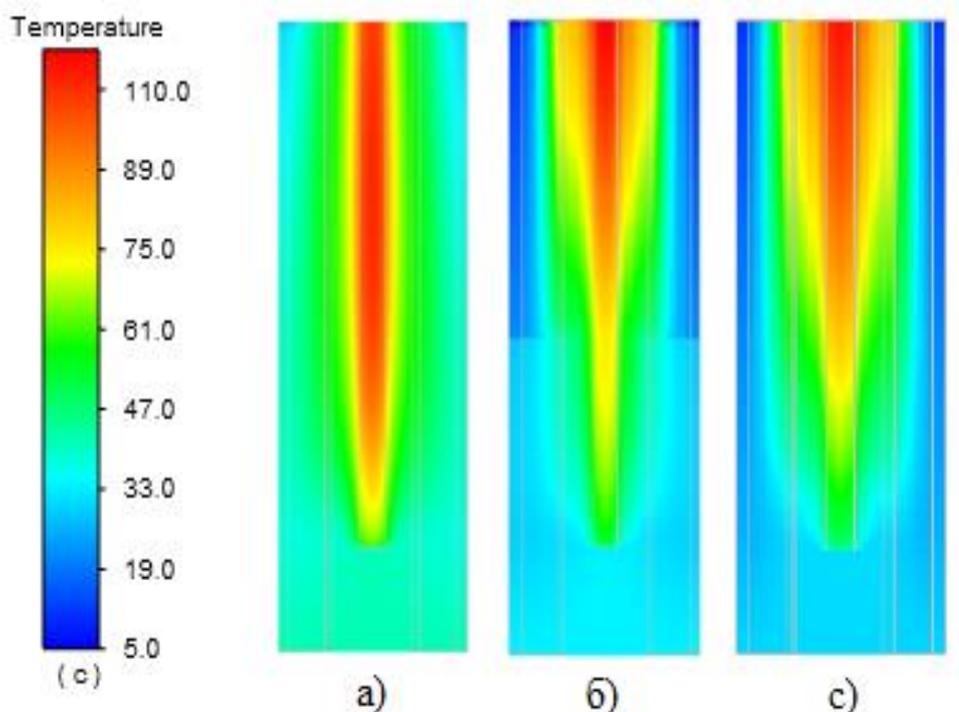


Рисунок 4.9 – Поля температур при различных динамических уровнях ($H_{\text{дин}}$): 0 м (а), 600 м (б) и 1200 м (с)

Видно, что в случае, когда попутный газ заполняет затрубное пространство по всей длине, эффективность нагрева греющим кабелем существенно возрастает (рис.4.9, с), и в этом случае можно рассматривать режим нагрева с меньшей удельной мощностью.

4.3 Алгоритм определения марки греющего кабеля и параметров нагрева

Для определения комплектности и режима работы установки нагрева скважин греющим кабелем, с целью предотвращения и удаления АСПО, используются результаты решения ранее представленных математических моделей стационарных и нестационарных процессов теплопереноса в нефтяной скважине. На основе численных экспериментов определяется необходимая длина

греющего кабеля и удельная мощность нагрева, для решения проблемы АСПО с минимальным энергопотреблением. Полученные результаты используются в качестве исходных данных для выбора материала и сечения токопроводящих жил, а также питающего напряжения. Для автоматизации процесса выбора оборудования для тепловой депарафинизации нефтяной скважины греющим кабелем была написана программа ЭВМ на языке программирования VBA. Используя значения длины греющего кабеля и удельной мощности, достаточной для предотвращения осаждения парафина, алгоритм осуществляет выбор марки кабеля из базы данных основных типов и маркоразмеров нагревательных кабелей и питающего напряжения необходимого для работы на заданной удельной мощности. Критерием выбора является минимальная возможная стоимость оборудования при заданных технологических параметрах. Внешний вид таблицы выходных данных, полученных в ходе реализации программы представлен на рисунке 4.10.

Параметры оборудования							
Отрезок	Марка кабеля	Длина кабеля, м	Сечение одной ТПЖ, мм ²	Сопротивление одной ТПЖ, Ом	Линейное падение напряжения на отрезке, В	Мощность отрезка, кВт	Удельная мощность отрезка Вт/м
Отрезок от КТП до СУ	КГ-ХЛ 4х16	100	16	0.11	6.80	4.10	4.1
Отрезок от СУ до ККС-1	КГ-ХЛ 4х16	50	16	0.06	4.62	0.38	7.60
Греющий отрезок	АКГТн6х3,1-45-90-О-900В	1000	9.3	3.29	270.4	22.27	22.3
Ток, расположение кабеля и марка трансформатора							
Ток	Переменный						
Расположение кабеля	Внутри НКТ						
Трансформатор	ТС 16 380/100 У/У (понижающий)						
Технические и эксплуатационные параметры							
Входное напряжение, В	Выходное напряжение (отпайка трансформатора), В	Напряжение на выходе с учетом потерь, В	Фазный ток первичный (НН), А	Фазный ток вторичный(ВН), А	Полная потребляемая мощность, кВт	Постоянное напряжение на выходе выпрямителя, В	Постоянный ток на выходе выпрямителя, А
380	280	275.0	35.0	47.5	23.1	-	-

Рисунок 4.10 – Таблица результатов выбора оборудования для нагрева скважины с длиной кабеля 1000 м и удельной мощностью нагрева 20 Вт/м

Разработанная программа для ЭВМ «Программа расчета рациональных режимов управления работой греющего кабеля для эффективного нагрева нефтяных скважин» имеет государственную регистрацию и помогает снизить

временные и человеческие ресурсы при выборе и расчете параметров оборудования для тепловой депарафинизации нефтяных скважин.

4.4 Выбор режимов работы греющего кабеля

Современные термоэлектрические установки прогрева нефтяных скважин греющим кабелем, как правило, работают в постоянном режиме, что приводит к значительному энергопотреблению и росту капитальных затрат на борьбу с АСПО. Для решения данной проблемы были проведены численные исследования (на основе предложенной нестационарной математической модели) по определению временных интервалов включения и отключения греющего кабеля, позволяющих снизить энергопотребление для скважин № 1315 и 1502 Дороховского месторождения.

Исходные данные для численных экспериментов представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Исходные данные для скважин № 1502 и 1315

№	Наименование	Единицы измерения	Значение	
ОБЩИЕ ДАННЫЕ				
1	Габаритный размер эксплуатационной колонны (внешний)	мм	168	
2	Толщина стенки эксплуатационной колонны	мм	7,3	
3	Габаритный размер НКТ (внешний)	мм	73	
4	Толщина стенки НКТ	мм	5	
ГАБАРИТЫ ИССЛЕДУЕМОГО КАБЕЛЯ				
5	Сечение токопроводящих жил	мм ²	8	
6	Длина кабеля	м	1500	
7	Наружный диаметр кабеля	мм	21	
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ				
			Скважина №	
			1502	1315
8	Температура кристаллизации парафина	°С	40	26
9	Дебит скважины	м ³ /сут	16	35,2
10	Динамический уровень	м	1525	1494
11	Обводненность	%	5,9	2,2
12	Газовый фактор	м ³ /м ³	91	52,2
13	Глубина подвески ЭЦН	м	1787	2009

14	Температура пласта	°С	30,3	
ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МАТЕРИАЛОВ				
НЕФТЬ				
15	Плотность	кг/ м ³	798	773
16	Теплоемкость	Дж/(кг°С)	2230	2230
17	Теплопроводность	Вт/(м°С)	0.14	0.15
18	Вязкость	мПа·с	1.17	1.17
ГРУНТ				
19	Плотность	кг/ м ³	1900	
20	Теплоемкость	Дж/(кг°С)	1680	
21	Теплопроводность	Вт/(м°С)	1,82	
СТАЛЬНЫЕ ТРУБЫ				
22	Плотность	кг/ м ³	7850	
23	Теплоемкость	Дж/(кг°С)	473	
24	Теплопроводность	Вт/(м°С)	48	
ИЗОЛЯЦИЯ/ОБОЛОЧКА КАБЕЛЯ				
25	Плотность	кг/ м ³	900	
26	Теплоемкость	Дж/(кг°С)	2000	
27	Теплопроводность	Вт/(м°С)	0,38	
ТОКОПРОВОДЯЩАЯ ЖИЛА КАБЕЛЯ				
28	Плотность	кг/ м ³	8978	
29	Теплоемкость	Дж/(кг°С)	381	
30	Теплопроводность	Вт/(м°С)	387,6	

Длина расчетной области выбиралась с учетом длины греющего кабеля и глубины подвески ЭЦН. Для скважины № 1502 расчетная область составила – 1700м, а для скважины № 1315 – 2000м. Параметры дискретизации пространственно-временных шагов выбирались по принципам, описанным в предыдущих главах. Минимальный размер элементов выбран для участка внутри НКТ и составляет 0.25x10 мм, максимальный для массива земли и составляет 167x20 мм.

4.4.1 Исследование температурных полей скважины № 1502 при работе греющего кабеля в постоянном и периодическом режиме

Для оценки влияния режима работы греющего кабеля на распределение температуры в скважине, на основе разработанной нестационарной математической модели был выполнен ряд численных экспериментов, в результате

которых были получены поля температур в скважине для непрерывно работающего греющего кабеля в течение 24 часов. Далее кабель отключался и происходило охлаждение нефти в скважине до 20 °С. На рисунке 4.11 приведено изменение температуры НКТ, удельная мощность нагрева 35.3 Вт/м.

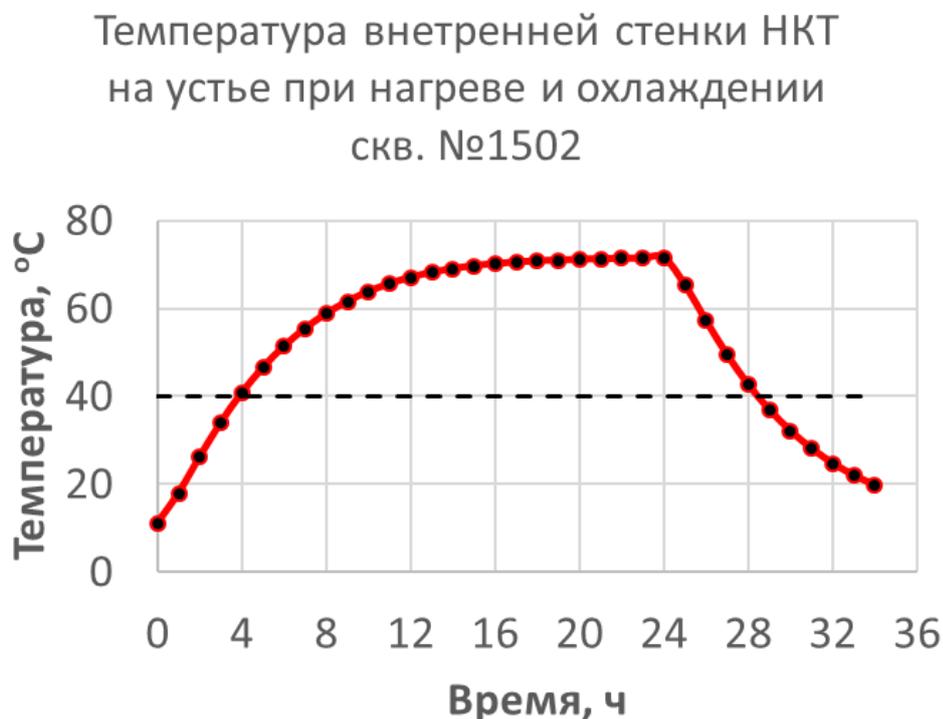


Рисунок 4.11 – Распределение температуры на устье скважины от времени при нагреве и охлаждении

Из рисунка 4.11 видно, что при постоянном нагреве уже через 5 часов температура НКТ на устье скважины превышает температуру кристаллизации парафина на 6.6 °С. Через 20 часов наступает установившееся температурное состояние скважины, а температура на устье составляет 71.2 °С, что на 31.2 °С, превышает необходимое значение для предотвращения осаждения парафина на всей длине нагреваемого участка. При постоянной работе греющего кабеля на скважине №1502 поддержание температуры ан 31.2 °С выше требуемого значения технологически нецелесообразно и приводит к существенному перерасходованною электроэнергии на обогрев.

При отключении нагрева, температура НКТ на устье падает с 71.3 °С до 20 °С за 10 часов со средней скоростью охлаждения 5.17 °С/ч. Более интенсивное

охлаждение ($6.92 \text{ }^\circ\text{C/ч}$) наблюдается в первые 5 часов после отключения кабеля, затем скважина охлаждается менее интенсивно.

Результаты, полученные в ходе численного моделирования, представленные на рисунке 4.11, позволяют определить предварительные возможные режимы работы греющего кабеля в периодическом режиме.

Для достижения высоких показаний энергоэффективности при борьбе с АСПО с помощью греющего кабеля, необходимо рационально использовать оборудование и прогревать ствол скважины только необходимое количество времени. С этой целью проведены численные эксперименты для различных режимов нагрева кабеля. Изменялось время нагрева и время охлаждения, в течение которых источник член в уравнении (4.6) принимал значение равное заданному 35.3 Вт/м или 0 Вт/м . Результаты исследования приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Режимы работы греющего кабеля для скважины № 1502 Дороховского месторождения

№	Режим	Время нагр, ч	Время охлад., ч	Среднесуточное энергопотребление, кВт/сут	Tmax, °C	Tmin, °C	Tcp, °C
1	6/3	6	3	880	60.3	43	46.7
2	5/3	5	3	795	57.1	41.1	44.2
3	6/4	6	4	792	57.8	36.9	43.2
4	5/4	5	4	733	54.7	35.1	41.7

При сравнении режимов 6/4 и 5/3, которые имеют примерно одинаковое энергопотребление, видно, что эффективнее снижать время работы, чем время простоя греющего кабеля. Для режимов 5/4 и 6/4 температура на стенках опускается ниже температуры кристаллизации парафина, равной $40 \text{ }^\circ\text{C}$, что может привести к отложению и росту АСПО. Из рассмотренных режимов нагрева был выбран режим 5/3, представленный на рисунке 4.12.

В первые 5 часов нагрева температура НКТ на устье поднимается с 11.1 до 46.6 °С, после чего происходит отключение кабеля на 3 часа. При первом цикле нагрева и охлаждения температура на внутренней поверхности НКТ опускается на 3.5 °С ниже температуры кристаллизации парафина.



Рисунок 4.12 – Распределение температуры на устье скважины при режиме работы греющего кабеля 5/3

Второй цикл нагрева позволяет достичь на устье температуру около 56 °С, что уже превышает температуру кристаллизации парафина на 16 °С. При дальнейшем нагреве и охлаждении температура на устье варьируется в пределах 41-57 °С, процесс устанавливается.

Исходя из полученных результатов, в качестве энергоэффективного периодического режима работы греющего кабеля для скважины №1502.

При таком режиме работы энергопотребление снизится с 1272 до 795 кВт/сут, а температура уже после 9 часов работы установки будет поддерживаться выше температуры кристаллизации парафина.

4.4.2 Исследование температурных полей скважины № 1315 при работе греющего кабеля в постоянном и периодическом режиме

Аналогичное исследование было приведено для второй скважины, параметры и свойства нефти которой отличались от выше рассмотренной скважины (см. таблицу 4.2). В работе была определена удельная мощность греющего кабеля для скважины № 1315, которая составила 28.6 Вт/м.

Из рисунка 4.13 видно, что температура на всем участке прогрева превышает 27 °С уже спустя 6 ч непрерывной работы кабеля. За следующие 6 ч нагрева температура на устье повышается примерно на 13 °С, а за 24 ч достигает 45 °С. При выключении греющего кабеля температура вблизи устья снижается примерно на 5 °С за первый час. Затем охлаждение происходит более интенсивно и в последующие часы скважина охлаждается на 12.5 °С за 3 ч и еще на 14 °С за 7 ч. В совокупности температура на устье за десять часов уменьшилась с 45 до 11 °С, а скорость охлаждения составила примерно 3,4 °С/ч за все время.

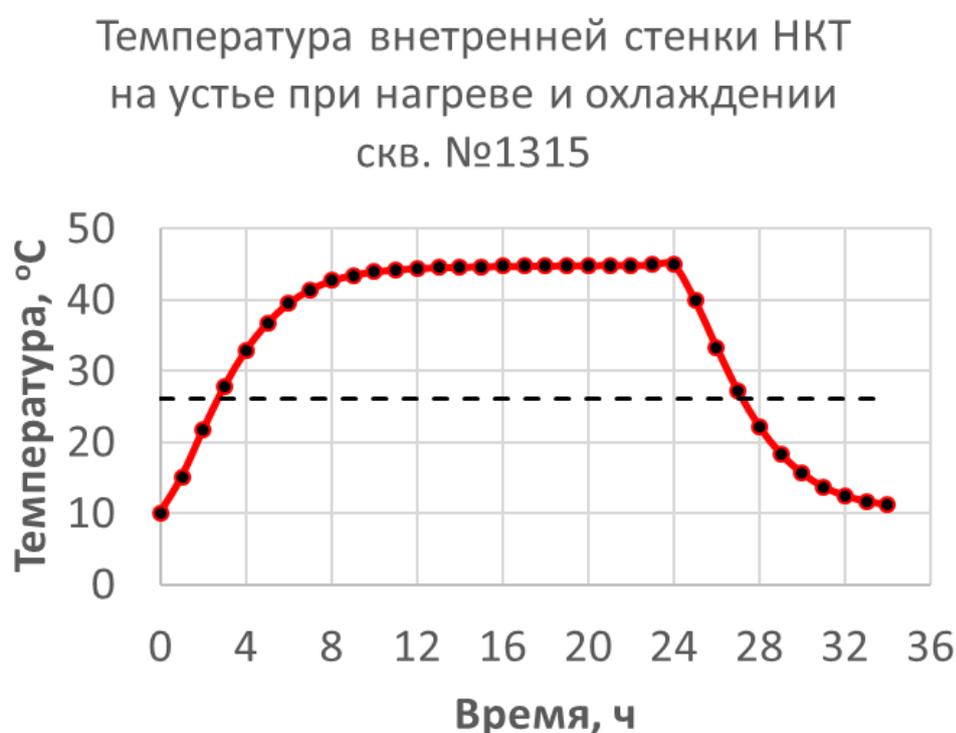


Рисунок 4.13 - Распределение температуры на устье скважины от времени при нагреве и охлаждении

Были рассмотрены следующие режимы циклического нагрева и охлаждения: 7/4, 7/3, 8/4, 8/3. Численные эксперименты проводились аналогично исследованиям для скважины, рассмотренной в предыдущем параграфе. Были получены поля температур, минимальные, максимальные и средние значения температур в скважине на каждом шаге по времени. Результаты исследования представлены в таблице 4.5

Таблица 4.5 – Предполагаемые режимы работы греющего кабеля для скважины № 1502 Дороховского месторождения

№	Режим	Время нагр, ч	Время охлад., ч	Среднесуточное энергопотребление, кВт/сут	T _{max} , °C	T _{min} , °C	T _{ср} , °C
1	7/4	7	4	662.2	41.9	21.5	30
2	7/3	7	3	722.4	42.2	26.2	31.4
3	8/4	8	4	688	43	21.6	31.8
4	8/3	8	3	756.8	43.2	26.5	32.5

Наиболее энергоэффективным режимом из рассмотренных является 7/4, при котором обогрев осуществляется в течение 7 часов, а затем кабель на 4 часа выключается и происходит охлаждение. При таком режиме температура в конце цикла охлаждения опускается до 21.5 °C. Исходя из этого стоит выбирать режим нагрева, при котором температура не опускается ниже 26 °C.

По результатам расчетов температурных режимов работы установки принято решение внедрить режим работы установки при котором 8 часов осуществляется нагрев и затем 3 часа охлаждение (рисунок 4.14).

Режим работы кабеля 8/3 часа для скважины
№1315

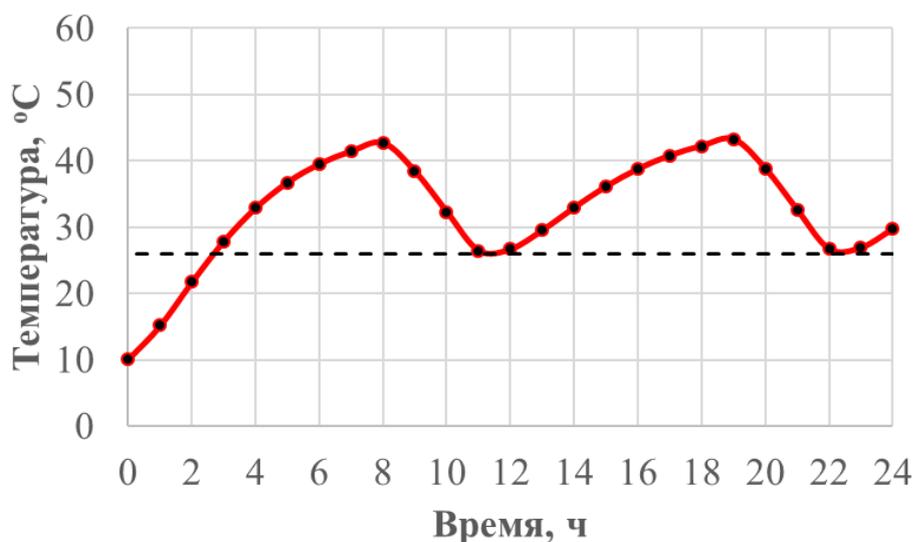


Рисунок 4.14 - Распределение температуры на устье скважины при режиме работы греющего кабеля 8/3

При данном режиме температура НКТ на устье не опускается ниже $26.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и в среднем составляет $32.5\text{ }^{\circ}\text{C}$. После внедрения режима необходимо отслеживать параметры работы скважины и термоэлектрической установки. При проявлении признаков парафиновых отложений в скважине, даны рекомендации о необходимости уменьшить время охлаждения минимум на 1 час.

Увеличение времени нагрева не приводит к значительному улучшению показаний температуры, поэтому оптимально уменьшать время отключения кабеля.

Исходя из полученных выше результатов, было предложено в качестве более энергоэффективного режима для скважины №1315 Дороховского месторождения следующие параметры работы термоэлектрической установки:

Время работы = 8 ч

Время охлаждения = 3 ч

При таком режиме работы среднесуточное энергопотребление снизится с 1032 до $722.4\text{ кВт}\cdot\text{ч}$ и экономия электроэнергии составит $309.6\text{ кВт}\cdot\text{ч}$ за сутки или примерно $113\text{ МВт}\cdot\text{ч}$ в год.

Предложенные режимы внедрены в рамках опытно-промышленных испытаний и в настоящий момент успешно используются на скважинах №1315 и №1502 Дороховского месторождения более 6 месяцев. Наличие парафиновых отложений в скважинах оценивается с помощью дебита, буферного давления и загрузки погружного электродвигателя, показания которых косвенно свидетельствуют об отсутствии АСПО. Реализация периодического режима работы греющего кабеля позволяет экономить около 287 МВт*ч электроэнергии в год с двух скважин.

Выводы к главе 4

1. Разработана нестационарная пространственная математическая модель процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем.
2. Проведен анализ устойчивости и сходимости численного решения. Определено соотношение шагов пространственно-временной сетки.
3. Определено значение необходимой удельной мощности нагрева кабеля для скважин
4. Проведено численное исследование нестационарного периодического нагрева нефтяной скважины греющим кабелем. Показана зависимость распределения температуры на устье скважины от времени нагрева и охлаждения.
5. Разработаны рациональные режимы работы греющего кабеля с минимальным энергопотреблением.

Заключение

1. Разработана пространственная математическая модель процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с учетом реологических и теплофизических характеристик нефтяной жидкости и элементов многослойной конструкции скважины.
2. Разработана нестационарная пространственная математическая модель процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем.
3. Определены пространственно-временные параметры дискретизации расчетной области модели, дающие приемлемое решение поставленной задачи.
4. Проведены численные эксперименты оценки влияния допущений на процессы течения и теплопереноса в нефтяной скважине.
5. Показано удовлетворительное соответствие результатов, полученных при численной реализации предложенной математической модели с экспериментальными данными и результатами других авторов.
6. На основе численных исследований было оценено влияние технологических, реологических, теплофизических и геологических параметров на распределение температуры в скважине.
7. На основе численной реализации нестационарной пространственной математической модели предложены рациональные режимы работы греющего кабеля, позволяющие сократить временные и материальные затраты на борьбу с парафиновыми отложениями при добыче нефти.
8. Результаты реализации разработанных математических моделей процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине были использованы при проведении опытно-промышленных испытаний технологии подбора индивидуального режима работы термоэлектрической установки «Warm Stream 1-VP» производства ООО «НПО «ПермНефтеГаз» на объектах ООО «ЛУКОЙЛ ПЕРМЬ» на скважинах № 1502 и 1315 Дороховского месторождения.

Список аббревиатур, сокращений и обозначений

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

АСВ – асфальтосмолистые вещества;

ВСО – внутреннее скажинное оборудование.

ГТС – гидротехнические сооружения.

КПД – коэффициент полезного действия.

КРС – капитальный ремонт скважины.

МОП – межочистной период.

МРП – межремонтный период.

НКТ – насосная-компрессорная труба.

ОДНГ – отдел добычи нефти и газа.

ОПЗ – обработка призабойной зоны.

ПДНГ – предприятие по добыче нефти и газа.

ПЗП – призабойной зоны пласта.

ПНГ – попутный нефтяной газ.

ППД – поддержание пластового давления.

СПО – спуско-подъемные операции.

ШВН – штанговый винтовой насос.

ШГН – штанговый глубинный насос

ШСН – штанговый скважинный насос.

УЭВН – установка с винтовым насосом и электроприводом.

УЭЦН – установка электроцентробежных насосов.

ЭЦН – электроцентробежный насос.

Список литературы

1. Аббакумова, Н.А. Выявление причин неуспешности технологий увеличения нефтеотдачи / Н.А. Аббакумова, Л.М. Петрова, Т.Р. Фосс, Г.В. Романов // Материалы Межд. научно-практической конф. «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов». Казань : Издво «ФЭН» АН РТ. – 2007. – С. 47-50.
2. Абашев, Р. Г. О классификации асфальто-смоло-парафиновых отложений на нефтепромысловом оборудовании / Р. Г. Абашев // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 6. – С. 48-49.
3. Агаев С.Г., Землянская Е.О., Гультияев С.В. Парафиновые отложения Верхнесалатского месторождения нефти Томской области // Нефтепереработка и нефтехимия. 2006. №3. С. 8-12.
4. Адонин, А.Н. Выбор способа добычи нефти. / А.Н. Адонин. – М. : Недра, 1971. – 184 с.
5. Амирханов, И.М. Закономерности изменения свойств пластовых жидкостей при разработке нефтяных месторождений. / И.М. Амирханов. – М. : ВНИИОЭНГ, 1980. – 48 с.
6. Антипин, Ю.В. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти / Ю.В. Антипин, М.Д. Валеев, А.Ш. Сыртланов. – Уфа : Башк. кн. изд-во, 1987. – 168 с. 5. А.с. 633887 СССР, МКИ5 С 09 К 3/00, Е 21 В 43/00. Реагент для удаления асфальтеносмоло-парафиновых отложений [Текст] / Н.В. Смольников, В.Ф. Будников, В.А. Симонов и др. (СССР): опубл. 25.11.78.
7. Ахсанов, Р.Р. Влияние легких углеводородов и их композиций на растворимость парафиновых отложений / Р.Р. Ахсанов, Ф.М. Шарифуллин, Б.Г. Карамышев, Р.Г. Тухбатуллин, Г.П. Харланов, О.М. Куртаков // Нефтепромысловое дело. – 1994. – №7-8. – С. 12-16.
8. Бабалян, Г.А. Борьба с отложениями парафина. / Г.А. Бабалян. – М. : Недра, 1965. – 339 с.

9. Бабалян, Г.А. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ / Г.А. Бабалян, Б. И. Леви, А.Б. Тумасян, Э.М. Халимов – М. : Недра, 1983. – 216 с.
10. Баймухаметов М.К. Совершенствование технологий борьбы с АСПО в нефтепромысловых системах на месторождениях Башкортостана. Автореферат диссертации на соискание учёной степени к.т.н. Уфа, 2005.
11. Биккулов, А.З. Органические нефтяные отложения и их утилизация / А.З. Биккулов, Р.Г. Нигматуллин, А.К. Камалов, В.Ю. Шолом. – Уфа, 1997. – 180 с.
12. Борсуцкий, З.Р. Исследование механизма магнитной обработки нефтей на основе результатов лабораторных и промысловых испытаний / З.Р. Борсуцкий, С.Е. Ильясов // Нефтепромысловое дело – 2002. – № 8. – С. 28 – 37.
13. Борсуцкий, З. Р. Магнитная защита от парафиноотложений на месторождениях нефти Пермской области / З. Р. Борсуцкий, П.М. Южанинов, Г. Г. Михиевич и др. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 72 – 75.
14. Бронфин, Н. Б. Состав отложений нефти / Н. Б Бронфин// Сборник науч. тр. СоюздорНИИ, 1971. - Вып.9. – С. 69-72.
15. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
16. Бухаленко, Е. И. Оборудование и устройства для механизации работ при электропрогреве скважин / Е. И. Бухаленко, Р. А. Закиров. – М., 1985. – 41 с. - Сер. Машины и нефтяное оборудование: обзор. информ./ ВНИИОЭНГ
17. Волков, В. А. О математических моделях кристаллизации частиц в двухфазном потоке / В. А. Волков, В. А. Муслиев, Ч. Г. Пирумов // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1989. – №6. – С. 77-84.
18. Гарифуллин, Ф.С., Серазетдинов Ф.К., Рябоконт Н.А. О технологиях предотвращения и удаления асфальто-смоло-парафиновых отложений на месторождениях НГДУ "Краснохолмскнефть" / Ф.С. Гарифуллин, Ф.К. Серазетдинов, Н.А. Рябоконт // Науч.-темат. обзор. Сер. Техника и технология

добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. – М. : ВНИИОЭНГ. – 1990. – Вып. 9. – С. 15-19.

19. Глущенко, В.Н. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия / В.Н. Глущенко, В.Н. Силин. – М. : Интерконтракт Наука, 2009. – 475 с. 14. ГОСТ 20287-74 Методы определения температуры застывания. Введ. 1976-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1987. – 15 с.

20. Глущенко, В. Н. Смешивание последовательно движущихся жидкостей в трубах / В. Н. Глущенко // Интервал: науч. техн. журн. – 2009. – № 2. – С. 36 - 42.

21. Головкин, С. Н. Оценка технологии применения удалителей асфальтосмолопарафиновых отложений / С. Н. Головкин, Ю. В. Шамрай, Н. И. Арефьева, И. Н. Головин, В. И. Лапшин // Нефтепромысловое дело. – 1983. – № 9. – С. 16-17.

22. Губайдуллин, А. А. Компьютерное моделирование процессов в оснащенной электроцентробежными насосами нефтегазовой скважине / А. А. Губайдуллин, Н. Г. Мусакаев, С. Л. Бородин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 5. – С. 59-65.

23. Гумеров, Р. Р. Анализ причин образования асфальто-смолопарафиновых отложений на Приобском месторождении / Р. Р. Гумеров, М. Н. Рахимов, А. Р. Филиппова // Экологические проблемы нефтедобычи - 2014: материалы IV Междунар. науч.-практ. конф. с элементами науч. шк. для молодёжи: сб. науч. ст. - Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2014. – С. 85 - 86.

24. Гумеров, Р. Р. Сравнительный анализ технологий по предупреждению и удалению АСПО и матрица их применения на месторождениях ОАО «Газпром нефть» / Р. Р. Гумеров, М. Н. Рахимов, В. В. Рагулин // Нефтегазовое дело. - 2011. - Т.9, № 2. - С. 87-90.

25. Гусев, В. И. Методы совершенствования технологии эксплуатации скважин при добыче вязких нефтей / В. И. Гусев, Н. М. Шерстнев, Е. Л. Полубоярцев // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 4. – С. 40-43.

26. ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94) Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости, ASTM D 445 "Стандартный метод испытаний для определения кинематической вязкости прозрачных и непрозрачных жидкостей и вычисления динамической вязкости". – 8 с.

27. ГОСТ 9.908-85 Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости. Введ. 1987-01-01. М. : Изд-во стандартов, 1999. – 17 с.

28. ГОСТ Р 9.905-2007 Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования. Введ. 2009-01-01. М.: Стандартиформ, 2007. – 20 с.

29. ГОСТ Р 9.907-2007 Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы, сплавы, покрытия металлические. Методы удаления продуктов коррозии после коррозионных испытаний. Введ. 2009-01-01. М. : Стандартиформ, 2007. – 19 с.

30. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. Введ. 2002-07-01. М.: Стандартиформ, 2002. – 11 с.

31. Ерофеев А.А., Турбаков М.С., Мордвинов В.А. К расчету распределения температуры насыщения нефти парафином в добывающих скважинах Сибирского нефтяного месторождения // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. – 2010. – № 5. – С. 57–60.

32. Жданов, К. Т. Об образовании смолопарафиновых отложений в нефтепроводах / К. Т. Жданов //Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981. - Вып.3. – С. 11-12.

33. Залятов М.Ш., Ибрагимов Н.Г., Сокрюкин Е.В. Борьба с парафиноотложениями путем электропрогрева НКТ. Проблемы разработки нефтяных месторождений и подготовки специалистов в вузе: тез. докл. науч.-практ. конф. – Альметьевск, 1996. – С. 64.

34. Зевакин Н.И., Мухаметшин Р.З. Парафиноотложения в пластовых условиях горизонта Д1 Ромашкинского месторождения / Сборник научных трудов ТатНИиПИНефть. ВНИИОЭГ, 2008.
35. Ибрагимов, Г.З. Химические реагенты для добычи нефти : Справ. рабочего / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов. – М. : Недра, 1986. – 240 с.
36. Ибрагимов, Г.З. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти / Г.З. Ибрагимов, Н.И. Хисамутдинов. – М. : Наука, 1983. – 226 с.
37. Ибрагимов, Н.Г. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков. – Уфа: ООО Изд-во науч.-техн. лит. “Монография”, 2003. – 302 с.
38. Ибрагимов, Н.Г. Повышение полноты очистки поверхности внутрискважинного оборудования от органических отложений : дис. ... канд. техн. наук : 05.15.06 / Ибрагимов Наиль Габдулбариевич. – Уфа, 1999. – 296 с.
39. Ибрагимов, Н.Г. Повышение эффективности добычи нефти на месторождениях Татарстана / Н.Г. Ибрагимов. – М.: Недра, 2005. – 316 с.
40. Ибрагимов, Н.Г. Создание технологического комплекса повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии : дис. ... док. техн. наук: 25.00.17 / Ибрагимов Наиль Габдулбариевич. – Москва, 2005. – 276 с.
41. Ибрагимов, Н.Г. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Н.Г. Ибрагимов, В.П. Тронов, И.А. Гуськова. – Москва : Нефтяное хоз-во, 2010. – 238 с.
42. Иванова, Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268-284.
43. Казакова, Л. П. Твердые парафины нефти / Л. П. Казакова. - М.: Химия, 1986. – 171 с.

44. Каменщиков Ф. А. Тепловая депарафинизация скважин. – М. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 253с.
45. Кащавцев, В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. – М. : 2004. – 432 с.
46. Ковригин Л.А. Температурное поле нагревательного кабеля в нефтяной скважине / Н.М. Труфанова, А.Е. Буренков, В.В. Смильгевич. // Информационные управляющие системы: Межвуз. Сб. науч. Тр./ Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2001, с.143-145.
47. Коробов, Г.Ю. Исследование процессов адсорбции и десорбции ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений в поровом пространстве карбонатного коллектора / Г.Ю. Коробов, М.К. Рогачёв // Нефтегазовое дело. – 2016. – №1. – С. 89-100.
48. Коганов, О. Я. Исследование парафино-смолистых отложений нефтепровода «Дружба» / О. Я. Коганов // Нефтяное хозяйство. - 1966. - № 11. - С. 57-58.
49. Костарев Н. А., Труфанова Н. М. Исследование процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с учетом процесса парафинообразования // Автоматизированные системы управления и информационные технологии : материалы все-рос. науч.-техн. конф. (г. Пермь, 23 мая 2017 г.) : в 2 т. Т. 2 / М-во образования и науки Рос. Федерации, Перм. нац. исслед. политехн. ун-т. - Пермь : Изд-во ПНИПУ, 2017. - С. 136-142.
50. Костарев Н. А., Труфанова Н. М. Исследование процессов тепломассопереноса нефти в скважине с учетом отложения парафина на стенках насосно-компрессорной трубы // Научно-технический вестник Поволжья. - 2017. - № 3. - С. 111-114.
51. Костарев Н. А., Труфанова Н. М. Управление тепловыми процессами в нефтяной скважине с помощью греющего кабеля // Электротехника. - 2017. - № 11. - С. 60-64.

52. Костарев Н. А., Труфанова Н. М. Исследование процессов тепломассопереноса нефти в вертикальной скважине с учетом влияния греющего кабеля // Научно-технический вестник Поволжья. - 2016. - № 4. - С. 108-111.

53. Костарев Н. А., Труфанова Н. М. Исследование процесса тепломассопереноса в нефтяной скважине // Научно-технический вестник Поволжья. - 2015. - № 4. - С. 126-129.

54. Костарев Н. А., Труфанова Н. М. Моделирование процесса тепломассопереноса при промывке нефтяной скважины оборудованной глубинным насосом с полыми штангами // XXI Зимняя школа по механике сплошных сред : тез. докл., [г. Пермь, 18-22 февр. 2019 г.] / М-во науки и высш. образования Рос. Федерации, Урал. отд-ние Рос. акад. наук, Ин-т механики сплошных сред УрО РАН - фил. Федер. гос. бюджет. учр. науки Перм. федер. исслед. центра Урал. отд-ния Рос. акад. наук. - Пермь : Новопринт, 2019. - С. 158.

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

56. Купцов С. М. Температурное поле эксплуатационной скважины / С. М. Купцов // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина. 2009. № 4. С. 62-68

57. Кучумов, Р. Я. Анализ и моделирование эффективности эксплуатации скважин, осложненных парафино-солеотложениями / Р. Я. Кучумов, М. Ф. Пустовалов, Р. Р. Кучумов. – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2005. – 186 с.

58. Лутфуллин, Р. Р. Обзор методов борьбы с АСПО в скважинах при добыче нефти / Р. Р. Лутфуллин // Материалы конференции АО «Татнефть» по вопросам борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при добыче нефти. – Альметьевск, 1999. – С. 19 – 22.

59. Люшин, С. Ф. Борьба с отложениями парафина при добыче нефти / С. Ф. Люшин, В. А. Рассказов, Д. М. Шейх-Али и др. - М.: Гостоптехиздат, 1961. – 150 с.
60. Люшин, С. Ф. О влиянии состава твердых углеводородов при формировании парафиновых отложений / С. Ф. Люшин Р. Р. Иксанова // Борьба с отложениями парафина: сб. - М.: Недра, 1970. – С. 114
61. Люшин, С.Ф. Оценка методик расчета склонности вод к отложению гипса при добыче нефти / С.Ф. Люшин, Г.В. Галеева, А.А. Глазков // РНТС. Сер. нефтепромысловое дело. М. : ВНИИОЭНГ. – 1983. – №6. – С. 8-10.
62. Макиенко Г.П. Кабели и провода, применяемые в нефтегазовой индустрии / Г.П. Макиенко –П.: Стиль-МГ, 2004. - 560 с.
63. Макиенко Г.П. Кабели нагревательные и борьба с отложениями парафина при добычи нефти / А.Е. Буренков, М.А. Долгошапка, В.Г. Савченко, В.П. Жога // Пермская область для нефтегазовой промышленности. Пермь: Стиль-МГ, 2002. - 176 с.
64. Малышев, А.Г. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиногидратообразованием / А.Г. Малышев, Н.А. Черемисин, Г.В. Шевченко // Нефтяное хозяйство. – №9. – 1997. – С. 62-69.
65. Малышев, А. Г. Применение греющих кабелей для предупреждения парафиногидратообразований нефтяных скважин / А. Г. Малышев, Н. А. Черемисин // Нефтяное хозяйство. – 1990. - № 6. – С. 58 - 60.
66. Мазепа, Б. А. Защита нефтепромыслового оборудования от парафиновых отложений / Б. А. Мазепа. – М.: Недра, 1972. – 119 с.
67. Мазепа, Б. А. Изучение характера парафинизации нефтесборных систем и промыслового оборудования / Б. А. Мазепа. - М.: Недра, 1965. – С. 234
68. Минеев Б.П., Болигатова О.В. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти // Нефтепромысловое дело. 2004. №12. С. 41-43.
69. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко. – М. : Нефть и газ, 2007. – 826 с.

70. Муслимов, Р.Х. Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения / Р.Х. Муслимов. – Издательство Казанского университета, 1979. – 211 с.

71. Мусакаев, Н. Г. О математических схемах, описывающих процесса кристаллизации парафина в газонефтяных скважинах // Труды Международной конференции RDAMM–2001. – Т. 6, Ч. 2, Спец. Выпуск. С 318-322

72. Мусакаев, Н. Г. Математическое моделирование работы скважины в осложненных условиях : специальность 01.02.05 "Механика жидкости, газа и плазмы" : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук / Мусакаев Наиль Габсалямович. – Тюмень, 1996. – 16 с.

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

74. Нагимов, Н.М. Эффективность воздействия на АСПО различных углеводородных композитов / Н.М. Нагимов, Р.К. Шакиров, А.В. Шарифуллин, В.Г. Козин // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №2. – С. 68-70.

75. Намиот, А.Ю. К вопросу об изменении температуры по стволу нефтяной или газовой скважины / А. Ю. Намиот. //Разработка нефтяных месторождений и гидродинамика пласта: Тр.ВНИИ. – М.: Гостоптехиздат, 1956. - Вып.8. - С. 53 - 58.

76. Небогина Н.А., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Особенности формирования и осадкообразования водонефтяных эмульсий // Нефтепереработка и нефтехимия. 2008. №1. С. 21-23.

77. Непримеров, Н. Н. Экспериментальное исследование некоторых особенностей добычи парафинистой нефти / Н. Н. Непримеров. – Казань: Издательство Казанского университета, 1958.

78. Никулин, В. Ю. Методические вопросы расчета температуры продукции в добывающих скважинах / В. Ю. Никулин // Проблемы разработки

месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2016. – № 1. – С. 148-151.

79. Опыт борьбы с отложениями парафина: сб/ ВНИИОЭНГ. – М., 1967. – 67 с. – Сер. Добыча.

80. Оськин, И.А. О роли асфальтенов в процессе кристаллизации парафина / И.А. Оськин // Нефтяное хозяйство. – 1967. – № 10. – С. 46–47.

81. Пат. 2129583 (РФ) МПК С09К3/00, Е21В37/06. Состав для удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений / В.П. Баженов; В.Ф. Лесничий; В.Н. Глущенко; В.М. Шуверов; Н.И. Кобяков; Л.М. Шипигузов; Р.С. Рахимкулов; Ю.Г. Герин; А.И. Антропов; В.Г. Рябов : опубл. 27.04.1999.

82. Пат. 2165953 (РФ) МПК С09К3/00, Е21В37/06. Состав для удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений / В.В. Рагулин, М.М. Хасанов, Е.Ф. Смолянец, А.А. Даминов, С.В. Шимкевич, Л.А. Мамлеева, И.Р. Рагулина : опубл. 27.04.2001.

83. Пат. 2183650 (РФ) МПК С09К3/00, Е21В37/06. Состав для удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений/ А.Г. Михайлов, В.В. Рагулин, Е.Ф. Смолянец, М.М. Хасанов : опубл. 25.05.2001.

84. Пат. 2011800 (РФ). Состав для удаления асфальтосмолопарафинистых отложений в водонагнетальных скважинах / М.К. Баймухаметов, В.А. Веденин, М.Ю. Доломатов, М.Б. Ежов, Т.А. Исмагилов, В.А. Котов, М.К. Рогачев, А.Г. Телин, Н.Ш. Тимерханов, Н.И. Хисамутдинов : опубл. 30.09.1994.

85. Пат. 2146003 (РФ). Способ обработки призабойной зоны скважины / А.Ф. Закиров, М.Ш. Залятов, Н.Г. Ибрагимов, Ф.Ф. Халиуллин, А.В. Янин : опубл. 27.02.2000.

86. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.

87. Петрова, Л.М. Формирование состава остаточных нефтей / Л.М. Петрова. – Казнь : Изд-во «ФЭН», 2008. – 204 с.

88. Предотвращение отложения парафина и асфальтосмолистых веществ в добыче нефти на месторождениях с различными геолого-физическими условиями // Обзор. информ. Сер.: Нефтепромысловое дело. – 1987. – Вып. 7 (136). – С. 58.
89. Проселков Ю.М. Теплопередача в скважинах. – М.: Недра, 1975. – 224 с.
90. Петрова Л.М., Форс Т.Р., Юсупова Т.Н., Мухаметшин Р.З., Романов Г.В. Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений // Нефтехимия. 2005. Т.45. №3. С. 189-195.
91. Пинягин Д. С., Костарев Н. А., Труфанова Н. М. Анализ процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине при использовании призабойных нагревателей // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления = Perm National Research Polytechnic University Bulletin. Electrotechnics, Information Technologies, Controlsystems. - 2019. - № 30. - С. 211-226.
92. Прозорова, И.В. Вибрационный способ и ингибирующие присадки для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / И.В. Прозорова, Ю.В. Лоскутова, Н.В. Юдина, С.В. Рикконен // Нефтегазовые технологии. – 2000. – № 5. – С. 13–16.
93. Прозорова, И. В. Комплексное воздействие виброструйной магнитной активации и присадок различного типа для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / И. В. Прозорова, Ю. В. Лоскутова, Н. В. Юдина и др. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 11. – С. 102 - 104.
94. Проскураков, В. А. Химия нефти и газа / В. А. Проскураков, А. Е. Драбкин. - Л.: Химия, 1981. – С. 359
95. Пудовкин М. А. Температурные процессы в действующих скважинах / М. А. Пудовкин, А. Н. Саламатин, В. А. Чугунов. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1977.
96. Рагулин, В.В. Исследование особенностей измерения температуры насыщения нефти парафином и разработка рекомендаций по предотвращению его отложений : дис. ... канд. техн. наук : 05.15.06 / Рагулин Виктор Владимирович. – Уфа, 1980. – 163 с.

97. Рагулин, В.В. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов / В.В. Рагулин, Е.Ф. Смолянец, А.Г. Михайлов, О.А. Латыпов, И.Р. Рагулина // Нефтепромысловое дело. – 2001. – № 5. – С. 33-36.

98. Рагулин, В. В. К методологии выбора технологии предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений и очистки от них нефтепромысловых коммуникаций для месторождений нефти ОАО «Юганскнефтегаз» / В. В. Рагулин, Н. М. Шавалеев, О. А. Латыпов, Е. Ф. Смолянец // Башкирский химический журнал. – 2001. – № 2. – С. 76-80.

99. Разницын В.В. Методы борьбы с парафином на месторождении Узень // Нефтепромысловое дело. 1979. № 10. С. 26-27.

100. Рогачев, М.К. Реология нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие / М.К. Рогачев, Н.К. Кондрашева. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2000. – 89 с.

101. Рогачев, М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295 с.

102. Рыбак, Б. М. Анализ нефти и нефтепродуктов / Б. М. Рыбак. - М.:ГНТИНГТЛ, 1962. – 880 с

103. Садыков, А. Н. Особенности состава асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах месторождений Западной Сибири / А. Н. Садыков, Р. Ш. Нигматуллина, Д. Ф. Фазлыев, Ф. Р. Фаррахова, Р. Г. Шакирзянов // Проблемы химии нефти: науч. тр. - Новосибирск: Наука, 1992. – С. 302-305.

104. Салатинян И.З., Факеев В.М. Предупредительные меры борьбы с отложениями твердых веществ при эксплуатации нефтяных скважин // Науч.-тех. сб. по доб. нефти Всесоюз. нефтегаз. н.-и. ин-та. – М., 1962. – Вып. 16. – С. 88–93.

105. Сафин, С.Г. Исследование растворимости АСПО в побочных продуктах газового конденсата / С.Г. Сафин, А.В. Валиуллин, С.С. Сафин // Нефтепромысловое дело. 1993. – № 1. – С. 24-26.

106. Сергиенко С.Р., Таимова Б.А., Таталаев Е.И. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти. М.: Наука, 1959. 412 с.

107. Сизая, В.В. Химические методы борьбы с отложениями парафина / В.В. Сизая // Обзор зарубежной литературы. Сер. Нефтепромысловое дело. – М. : ВНИИОЭНГ. – 1977. – 41 с.

108. Смольников И.В., Разницын В.В., Кулиджанов Ю.Я. Борьба с отложениями парафина в насосно-компрессорных трубах // Нефтепромысловое дело. – 1979. – Вып. 7. – С. 38–40.

109. Сорокин С.А., Хавкин С.А. Особенности физико-химического механизма образования АСПО в скважинах // Бурение и нефть. 2007. №10. С. 30-31.

110. Сорокин А.В., Табакаева А.В. Влияние газосодержания нефти на формирование АСПО в подъемнике скважины // Бурение и нефть. 2009. №2. С. 25-26

111. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Ш.К. Гиматудинов, Р.С. Андриасов [и др.]. – М.: Недра, 1983. – 455 с.

112. СТП-03-153-2001 Методика лабораторная по определению растворяющей и удаляющей способности растворителей АСПО // Стандарт предприятия АНК Башнефть, – 2001.

113. Строганов, В.М. Некоторые аспекты удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений с применением углеводородных растворителей / В.М. Строганов, М.Б. Турукалов, Ю.П. Ясьян // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2006. – № 12. – С. 25-28.

114. Татьянаина, О.С. Исследование эффективности реагентов, предупреждающих образование парафиновых отложений : Сб. науч. тр. ТатНИПИнефть. – 2009. – С. 341-347.

115. Ташбулатов Р.Р. Прогнозирование вязкостно-температурных характеристик течения смесей при совместной транспортировке различных нефтей в системе магистральных нефтепроводов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19; ;[Место защиты: ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»], 2019.- 135 с.

116. Телин, А. Г. Резонансная колебательная деструкция водородных связей как причина метастабильности эмульсий под действием магнитного поля / А. Г. Телин, М. А. Силин, М. Ю. Доломатов, В. А. Докичев // Электротехнические и информационные системы и комплексы. – 2014. - Т. 10, вып.3. – С. 113-124.

117. Тороп, О.В. Оценка термобарических показателей депарафинизации горячей нефтью подземного оборудования скважин / О.В. Тороп // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 8. – С. 46-49.

118. Тронов, В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В.П. Тронов. – М. : Недра, 1969. – 192 с.

119. Тронов, В. П. Промысловая подготовка нефти / В. П. Тронов. – М.: Недра, 1977. – 271 с.

120. Тронов, В.П. Влияние скорости потока на интенсивность парафинизации нефтепромыслового оборудования / В.П. Тронов, И.А. Гуськова, И.В. Гуськов // Нефть Татарстана. – 1999. – №3-4(5-6). – С. 33-36.

121. Труфанова Н. М., Костарев Н. А., Рыков А. А., Зорихина Л. И. Анализ эффективности тепловой обработки нефтяной скважины при различных расходах и типах теплоносителя // Инновационные технологии: теория, инструменты, практика: материалы XI Междунар. интернет-конф. молодых ученых, аспирантов, студентов (15 нояб.-31 дек. 2019 г.) / М-во науки и высш. образования Рос. Федерации, Перм. нац. исслед. политехн. ун-т. - Пермь : Изд-во ПНИПУ, 2020. - С. 221-225.

122. Турбаков, М. С. Результаты определения термодинамических условий образования АСПО в скважинах сибирского нефтяного месторождения / М. С. Турбаков, А. А. Ерофеев // ПерГТУ. – 2010. - №11. – С. 106 - 107.

123. Турбаков М.С. Определение температуры насыщения нефти парафином для месторождений Верхнего Прикамья / А.В. Лекомцев, А.А. Ерофеев // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 123–125.

124. Турбаков М.С. Анализ эффективности технологий предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений на месторождениях

Пермского Прикамья/ С.Е. Чернышов, Е.Н. Устькачкинцев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 122–123.

125. Унгер, Ф. Г. Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов / Ф. Г. Унгер, Л. Н. Андреева // Институт химии нефти Сибирского отделения РАН. – Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1995.

126. Уметбаев, В.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин с применением растворителей АСПО на примере месторождений Республики Башкортостан: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Уметбаев Вадим Вильевич. – Уфа, 2003. – 155 с.

127. Филиппов А. И. К теории теплообмена потока жидкости в стволе скважины при компрессорном испытании, освоении и опробовании // Изв.вузов. Сер. Нефть и газ. 1986.Т. 34, №12. С. 60–65.

128. Филиппов А. И. Температурное поле в действующей скважине / П. Н. Михайлов, О. В. Ахметова // Сибирский журнал индустриальной математики. Январь–март, 2004. Том VII, № 1 с. 17-21

129. Хазипов, Р. Х. Подбор растворителей для удаления органических отложений / Р. Х. Хазипов, М. Г. Герасимова // Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 6. – С. 8-19.

130. Хабибуллин, З.А. Борьба с парафиноотложениями в нефтедобыче / З.А. Хабибуллин, З.М. Хусаинов, Г.А. Ланчаков. – Уфа : УГНТУ, 1992. – 105 с. 79. Хабибуллин, З.А.

131. Хайбуллина, К.Ш. Обоснованный выбор растворителя для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / К.Ш. Хайбуллина, Г.Ю. Щербаков // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. Материалы VIII Всероссийской конференции – Пермь : Изд-во Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2015. – С. 173-176.

132. Хайбуллина, К.Ш. Разработка комплексной технологии удаления и предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в системе «пласт-скважина» / К.Ш. Хайбуллина // XII Всероссийская научно-техническая

конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» : Тезисы докладов. – М. : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2018. – 117 с.

133. Хохлов, Н.Г. Удаление асфальто-смолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарлан - нефть» / Н.Г. Хохлов, Р.Р. Вагапов, З.М. Шагитов, А.С. Мустафин // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. 110-111.

134. Хошанов, Т. Выбор рациональной технологии удаления смолопарафиновых отложений растворителем / Т. Хошанов, Н. Ширджанов // Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 3. – С. 14-16.

135. Чанышев Р.О. Проблемы борьбы с парафиноотложениями / ВНИИЭгазпром. – М., 1986. – Вып. 5. – 42 с.

136. Чаронов, В. Я. Современная технология очистки нефтяных скважин от парафина / В. Я. Чаронов, М. М. Музагитов, А. Г. Иванов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 4. – С. 55 - 57.

137. Черемисин, Н. А. Исследование механизма образования парафиногидратных пробок в нефтяных скважинах с целью совершенствования методов борьбы с ними: дис. канд. тех. наук : 05.15.06 / Н. А. Черемисин. - Тюмень, 1992. - 124 с

138. Черыгова, М.А. Повышение эффективности промывки скважин, осложненных асфальтосмолопарафиновыми отложениями, в условиях аномальнонизкого пластового давления разработкой многофункциональной технологической жидкости : дис. ... канд. техн. наук: 02.00.11 / Черыгова Мария Александровна. – Москва, 2015. – 125 с.

139. Шангараева, Л.А. Исследования адсорбционно- десорбционных свойств состава для предотвращения солеотложений в скважинном оборудовании / Л.А. Шангараева, А.В. Петухов // Современные проблемы науки и образования. – № 6. – 2012. – С. 146.

140. Шарифуллин, А.В. Механизм удаления нефтяных отложений с применением композиционных составов / А.В. Шарифуллин // Технологии нефти и газа. – 2007. – № 4. – С. 45-50.
141. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2006. №6. С.19-24.
142. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хамидуллин Р.Ф. Состав и структура асфальтено-смоло-парафиновых отложений Татарстана // Технологии нефти и газа. 2006. №4. С. 34-41.
143. R. Banki et al., Mathematical formulation and numerical modeling of wax ..., Heat Mass Transfer(2008), doi:10.1016/j.ijheatmasstransfer.2007.11.012
144. Cranford B. New Trends in chemical control of Parafin // Drilling and production Practice. – 1957. – Vol. 37 (IV).
145. M.R. Daneshvar Garmroodi, A. Ahmadpour A numerical study on two-phase core-annular flows of waxy crude oil/water in inclined pipes // Chemical Engineering Research and Design. - 2020. Vol. 159. Pages 362-376
146. Erika C.L. et. al. Modeling and simulation of paraffin solubility in circular pipes in laminar regime flow, // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2016. Vol. 141. Pages 70-81
147. Fengrui Sun A numerical study on the non-isothermal flow characteristics of superheated steam in ground pipelines and vertical wellbores / Fengrui Sun, Yuedong Yao, Xiangfang Li, He Li, Gang Chen, Zheng Sun // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. Vol. 159. Pages 68-75
148. Hugh D., Murphy J. Enhanced interpretation of temperature surveys taken during injection or production // Petrol. Technol. 1982. V. 34, N6. P. 1313–1326.
149. H.J. Ramey, Jr., Wellbore heat transmission, Journal of Petroleum Technology 14 (4), 872-875.
150. I. N. Alves, F. J. S. Alhanati, and O. Shoham, “A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipeline.” SPE Production Engineering, vol. 7, no. 4, pp. 363-367, 1992.]

151. Kostarev N.A., Trufanova N.M. Modeling and Control of the Temperature Field of Oil Well Equipped with a Heating Cable // *Advances in Automation II : Intern. Russian Automation Conf., RusAutoConf 2020, 6 -12 Sept. 2020, Sochi; Russian Federation.* - Cham : Springer, 2021. - P. 265-274. – [Lecture Notes in Electrical Engineering, ISSN 1876-1100 ; vol. 729].

152. Kostarev N.A., Trufanova N.M Simulation and automation of thermal processes in oil well // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* [Electronic resource]. - 2018. - Vol. 327- 6 p. – Mode of access : <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/327/5/052018/pdf>. - Title from screen. - DOI 10.1088/1757-899X/327/5/052018.

153. Kostarev N.A., Trufanova N.M Control of the Thermal Processes in an Oil Well with a Heating Cable // *Russian Electrical Engineering.* - 2017. - Vol. 88, № 11. - P. 755-759.

154. Kovrigin L.A. Automatic control system for removal of paraffin deposits in oil well in permafrost region by thermal method / I. B. Kukharchuk // *Chemical Engineering Research and Design = Chemical Engineering Research & Design.* - 2016. - Vol. 115, part. A- P. 116-121.

155. Philippe Laffez Temperature modelling of an oil well // *Mathematical and Computer Modelling.* - 1993. Vol. 17. Issue 1. Pages 3-12

156. Savioli G.B. Stability analysis and numerical simulation of 1-D and 2-D radial flow towards an oil well / G.B. Savioli, P.M. Jacovkis, M.S. Bidner // *Computers & Mathematics with Applications.* - 1997. Vol. 33. Issue 3. Pages 121-135

157. Tarom N., Hossain M.M. “Using ANSYS to Realize a Semi-Analytical Method for Predicting Temperature Profile in Injection/Production Well,” *World Academy of Sci., Eng. and Technol.* Chicago, p. 1006, 2012.

Приложение А



614025, Пермский край, г.о. Пермский, г. Пермь, ул. Героев Хасана, стр. 46Б
тел.: (342) 270 10 11, 270 12 13
e-mail: info@permneftegaz.ru, https://permneftegaz.ru/

ООО «НПО «Пермнефтегаз»
ОГРН 1105904002511
ИНН 5904224525 КПП 590401001
ОКАТО 57401380000 ОКПО 65110047

«16» июня 2021 г.

СПРАВКА о внедрении результатов диссертационного исследования Костарева Никиты Александровича

Настоящим подтверждаем, что результаты диссертационной работы Н.А. Костарева на тему «Автоматизация и управление процессами тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем» были использованы компанией ООО «НПО «ПермНефтеГаз» при проведении опытно-промышленных испытаний технологии подбора индивидуального режима работы термоэлектрической установки «Warm Stream 1-VP» производства ООО «НПО «ПермНефтеГаз» на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Разработанная в диссертационной работе математическая модель процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем, была использована при расчете наиболее энергоэффективного режима работы термоэлектрических установок «Warm Stream 1-VP» на скважинах № 1502 и 1315 Дороховского месторождения. Расчетный эффект от внедрения технологии составляет приблизительно 287 МВт*ч в год экономии электроэнергии с двух скважин. В настоящий момент индивидуальные параметры работы термоэлектрической установки внедрены на объекты и ведется мониторинг за их работой и состоянием.

Начальник производства
По доверенности №09 от 03 марта 2021 г.



А.А. Рыков

Приложение Б

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

RU **2021616832**

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
(12) ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

Номер регистрации (свидетельства): 2021616832	Автор: Костарев Никита Александрович (RU)
Дата регистрации: 27.04.2021	Правообладатель: Костарев Никита Александрович (RU)
Номер и дата поступления заявки: 2021615874 18.04.2021	
Дата публикации: 27.04.2021	
Контактные реквизиты: nikostarev@gmail.com	

Название программы для ЭВМ:

Программа расчета рациональных режимов управления работой греющего кабеля для эффективного нагрева нефтяных скважин

Реферат:

Программа предназначена для выбора оборудования и режима его работы при обогреве нефтяных скважин греющим кабелем. Рациональный режим нагрева выбирается на основе исходных данных скважины, путем численного моделирования процессов тепломассопереноса. Функции программы: расчет распределения температуры внутри скважины при обогреве греющим кабелем, подбор длины и марки кабеля, определение необходимой мощности нагрева для решения проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений, расчет электрических характеристик установки и режима работы. ОС: Windows XP и выше.

Язык программирования: Visual Basic

Объем программы для ЭВМ: 397 КБ