

Костарев Никита Александрович

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

05.13.18 – Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Научный руководитель: **Труфанова Наталия Михайловна**
доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Скульский Олег Иванович**
доктор технических наук, старший научный сотрудник, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Пермского федерального исследовательского центра Уральского отделения Российской академии наук «Института механики сплошных сред Уральского отделения Российской академии наук», лаборатория вычислительной гидродинамики, ведущий научный сотрудник
Пышноград Григорий Владимирович
доктор физико-математических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова», научное управление АлтГТУ, ведущий научный сотрудник

Ведущая организация: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Пермский государственный национальный исследовательский университет» (г. Пермь)

Защита диссертации состоится 28 декабря 2021 г. в 15⁰⁰ на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.01.09 по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29, ауд. 423б.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (<http://www.pstu.ru>).

Автореферат разослан « ____ » _____ 2021 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д ПНИПУ.01.09,
доктор физико-математических наук, доцент

А.И. Швейкин

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. 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. 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). Осложненный фонд скважин для большинства нефтедобывающих предприятий составляет более 40% всего эксплуатационного фонда.

Несовершенство используемых инженерных методик прогнозирования и борьбы с АСПО часто приводит к нерациональному решению рассматриваемой проблемы и расходованию избыточных материальных и временных ресурсов. В последние годы увеличение доли скважин, осложненных АСПО, требует не только применения современных методов борьбы с этим явлением, одним из которых является использование греющего кабеля внутри нефтяной скважины, но и их совершенствования.

Использование математического моделирования гидродинамических и тепловых процессов в скважине и окружающем пространстве с учетом греющего кабеля позволяет без существенных затрат анализировать особенности процесса добычи нефти и определять необходимые условия эффективной работы скважины без парафиновых отложений.

Степень разработанности темы исследования.

Важным аспектом борьбы с АСПО является прогнозирование длины участка скважины подверженного парафиновым отложениям. При определении участка осаждения основным фактором является температура нефтяной жидкости, что обуславливает необходимость исследования процессов теплопереноса в эксплуатационной скважине. Анализу этих процессов посвящены работы ряда ученых: Ф.А. Каменщикова, В.В. Мисника, Б.П. Поршакова, Ю.М. Проселкова, А.Ю. Намиота, А.И. Филиппова, Т. Хошанова, И.Т. Мищенко, Н.Ж. Ramey, Jr., I.N. Alves, Л.А. Ковригина, Н.Г. Мусакаева, Н.И. Хисамутдинова и других. 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. Приведены коэффициенты теплопроводности для ряда регионов и разработаны инженерные методики и аналитические решения для частных случаев. Однако представленные в большинстве исследований математические модели приводятся 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 углеродных залежей.

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 и окружающего скважину 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 p_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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Во введении показана актуальность проблемы, определены цель и задачи исследования, дана общая характеристика диссертационной работы.

Первая глава содержит анализ состояния проблемы. Представлен обзор исследований, посвященных особенностям механизма отложения парафина и проблемам тепловой депарафинизации нефтяных скважин греющим кабелем. Отмечено, что наиболее существенным фактором, влияющим на отложение асфальтосмолопарафиновых веществ, является температура нефтяной жидкости. Рассмотрены существующие математические модели, описывающие теплообмен нефтяной жидкости с породами, окружающими скважину. Основная часть моделей представлена в одномерной или двумерной постановках, решение для которых получено аналитически с использованием данных натуральных экспериментов.

Вторая глава посвящена описанию математической модели процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине. Предложена осесимметричная математическая модель стационарных процессов течения и теплопереноса в нефтяной скважине, учитывающая многослойность конструкции скважины и окружающее пространство.

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

При математическом моделировании процессов тепломассопереноса в вертикальной скважине были приняты следующие допущения: задача осесимметричная, течение ламинарное, жидкость несжимаемая, теплофизические свойства твердых материалов не зависят от температуры, бесконечный массив горных пород заменен ограниченной областью, теплофизические свойства горных

пород не изменяются по глубине, процесс отложения парафина при движении нефти не учитывается.

Конструкция и габаритные размеры (в мм) рассматриваемой расчетной области нефтяной скважины представлены на рисунке 1 (а).

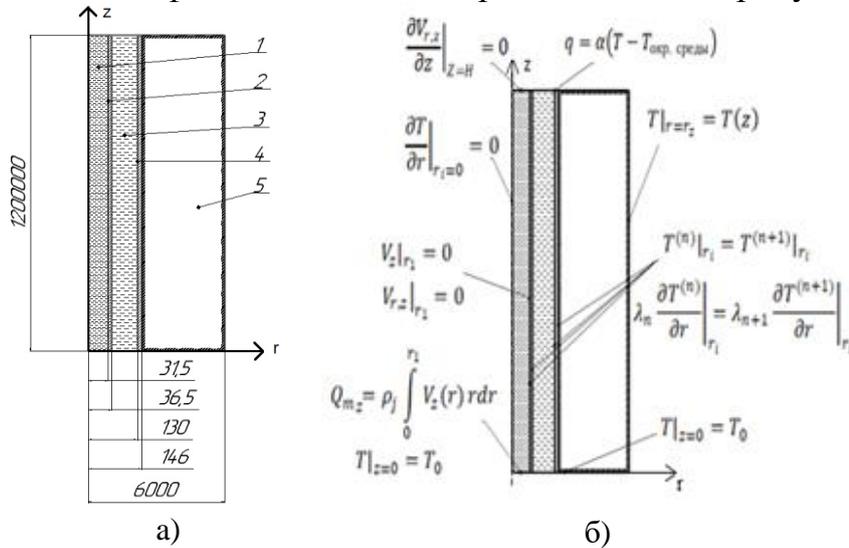


Рисунок 1 – а) продольное сечение нефтяной скважины: 1 – добываемая нефтяная жидкость; 2 – насосно-компрессорная труба (НКТ); 3 – затрубное пространство; 4 – обсадная колонна; 5 – грунт, окружающий скважину; б) граничные условия

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

Уравнение несжимаемости:

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

Уравнения движения для нефтяной жидкости:

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

$$\rho_H \left(V_{Hr} \frac{\partial V_z}{\partial r} + V_{Hz} \frac{\partial V_z}{\partial z} \right) = - \frac{\partial P_H}{\partial z} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \mu_H \left(\frac{\partial V_z}{\partial r} + \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(2 \cdot \mu_H \frac{\partial V_z}{\partial z} \right) + \beta(T - T_0)g. \quad (3)$$

Уравнение энергии для нефтяной жидкости и попутного нефтяного газа:

$$c_j \rho_j \left(V_r \frac{\partial T}{\partial r} + V_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_j \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_j \frac{\partial T}{\partial z} \right) + q_v. \quad (4)$$

Уравнение теплопроводности для твердых элементов конструкции скважины:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_i \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_i \frac{\partial T}{\partial z} \right) = 0. \quad (5)$$

Зависимость вязкости нефти от температуры и скорости сдвига:

$$\mu_H = \mu_0 \cdot e^{\frac{U}{kT}} \cdot \dot{\gamma}^{n-1}. \quad (6)$$

Зависимость теплопроводности и теплоемкости нефти от температуры:

$$\lambda_H = \lambda_{20} \cdot (1 - \alpha \cdot [T - 20]), \quad (7) \quad c_H = 4.187 \cdot \rho_H^{-\frac{1}{2}} \cdot (0.403 - 4.05 \cdot 10^{-4} \cdot T). \quad (8)$$

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_H – теплопроводность нефти; λ_{20} – теплопроводность нефти при 20 °С; α – температурный коэффициент теплопроводности нефти.

Решение системы дифференциальных уравнений (1-8) дополненное граничными условиями, представленными на рисунке 1 (б), осуществлялось методом конечных объемов в программном пакете ANSYS Fluent.

Для дискретизации исследуемой области использовалась ортогональная двумерная сетка прямоугольной формы. Триангуляция конечно-элементной сетки производилась методом экструзии от забоя к устью скважины. В местах контакта разнородных сред и повышенных градиентов для значений скорости, температуры и давления использовалась более мелкая сетка (рисунок 2), что позволило увеличить точность и сходимости решения. Пространственный шаг сетки по координате z для всех областей одинаковый и составляет 5-20 мм. Количество и размер элементов для каждой области скважины были получены в результате итерационного процесса решения задачи и представлены в таблице 1. Общее число элементов для всей расчетной области скважины, не влияющее на результаты решения, составило 9.96 млн. (рисунок 3).

Таблица 1 – Параметры сетки конечных элементов для расчетных областей нефтяной скважины

Параметры сетки	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

Для выбора алгоритма (схемы) численной реализации поставленной задачи (1)-(8), 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.

Таблица 2 – 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

Алгоритм (SIMPLE) основан на последовательном решении уравнения движения, неразрывности и энергии по схеме предиктор-корректор. Такой подход не требует больших вычислительных ресурсов, однако сходимость решения относительно медленная.

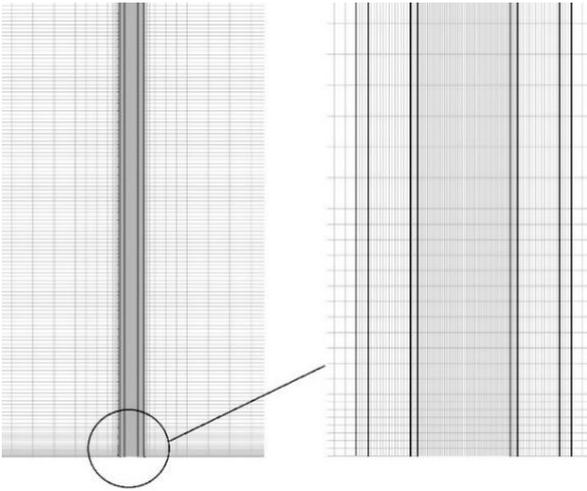


Рисунок 2 – сетка конечных элементов на входе в насосно-компрессорную трубу

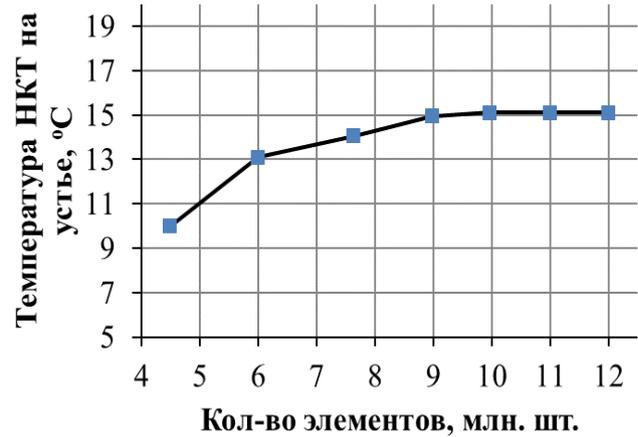


Рисунок 3 – Зависимость температуры НКТ на устье скважины от количества элементов

Второй метод (Coupled) основан на совместном решении системы уравнений, что приводит к увеличению требований к вычислительным ресурсам ЭВМ, но значительно повышает сходимость решения, табл. 2. 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} .

Для оценки адекватности разработанной математической модели процессов теплопереноса в нефтяной скважине в осесимметричной постановке было проведено сравнение результатов численной реализации модели с результатами, полученными по инженерной методике, разработанной на основе экспериментальных данных для западных месторождений Туркменистана, а также с моделью Алвеса адаптированной для российских месторождений, в которой предлагается приближенное аналитическое решение уравнений сохранения импульса и изменения энтальпии в одномерной постановке, имеющее ряд ограничений. По инженерной методике, получено значение глубины, равное 305.5 м, где температура нефти соответствует температуре кристаллизации парафина, принятой 28 °C. Из рис. 4 видно, что результаты, полученные по разработанной математической модели,

хорошо согласуются с инженерной методикой, а температура на рассматриваемой глубине составляет 28.3 °C.

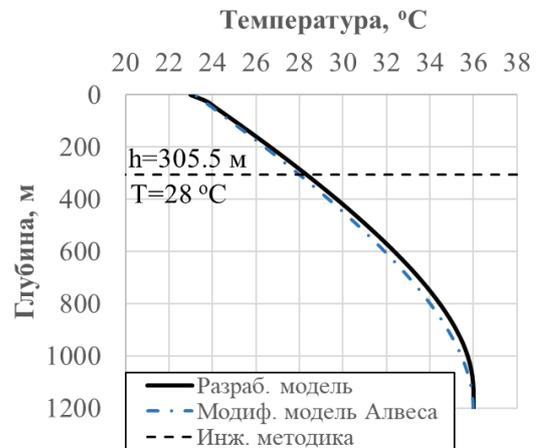


Рисунок 4 – Сравнение разработанной модели с экспериментальной методикой и моделью Алвеса адаптированной для российских месторождений

При сравнении результатов с моделью Алвеса, адаптированной для российских месторождений, различие по температуре на всем рассматриваемом участке не превышает 0.5 °C.

При сравнении результатов реализации предложенной математической модели, экспериментальной методики и модифицированной модели Алвеса

полученных при различных величина дебита, температуры забоя, геотермы и кристаллизации парафина, максимальное рассогласование результатов не превышало 8% или 2 °С. Сопоставление полученных результатов сделать вывод об адекватности разработанной математической модели.

В третьей главе представлены результаты численных исследований влияния реологических, технологических и теплофизических характеристик на температурное состояние нефтяной скважины. Получены поля скоростей, температур, динамической вязкости для скважин с различными характеристиками. Определена продолжительность участков начала процесса отложения парафинов в зависимости от ряда факторов.

Одним из технологических параметров добычи нефти является динамический уровень скважины, величина которого определяет глубину нахождения нефти в затрубном пространстве. Выше динамического уровня находится попутный нефтяной газ, который выступает в качестве теплоизоляции и ухудшает условия отвода тепла от добываемой жидкости к горным породам. Для оценки влияния величины динамического уровня на глубину возможного начала отложения парафина и температурное поле скважины были проведены численные эксперименты, результаты которых приведены в табл. 3 и на рис. 5.

Таблица 3 – Значения средней температуры по длине НКТ, температуры на устье и глубины начала отложения парафина для различных величин динамического уровня и типа горных пород

Параметры	Динамический уровень			Теплопроводность горных пород, Вт/(м·°С)		
	Н _{дин} =0 м	Н _{дин} =600 м	Н _{дин} =1200 м	Мел	Известняк глинистый	Песчаник глинистый
				0.91	1.82	3.64
T _{сред.нкт} , °С	27.6	29.4	32.3	28.6	27.6	30
T _{уст} , °С	15.5	23.3	26	17.4	15.5	14.5
H _{отлож} , м	1077	1077	906	1053	1077	1102

В результате численных экспериментов показано, что изменение динамического уровня с 0 м (в затрубе нефть) до 1200 м (в затрубе попутный нефтяной газ) привело к росту температуры на внутренней стенке насосно-компрессорной трубы в устье на 10.5 °С, при этом глубина отложения парафина 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 нефтяной жидкости.

Температурное поле нефтяной скважины определяется условиями теплопередачи в окружающие горные породы, которые могут иметь различные теплофизические свойства. Были проведены численные исследования процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине для различных типов горных пород, с разной теплопроводностью (таблица 3, рисунок 6). При стационарной постановке задачи, показано что заметное влияние на температуру в скважине оказывает теплопроводность горных пород, что представлено.

Для оценки влияния величины дебита нефти на распределение температуры внутри нефтяной скважины были выполнены численные эксперименты для величин

дебита: 12.5, 25, 50, 125 м³/сут. На рисунке 7 представлены поля температур и скоростей. Рост дебита с 12.5 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 в 4 раза с 0.087 до 0.351 м/с. С увеличением дебита с 12.5 до 125 м³/сут температура на устье скважины возрастает на 11.8 °С, а глубина отложений парафина уменьшается на 147 м. (табл. 4).

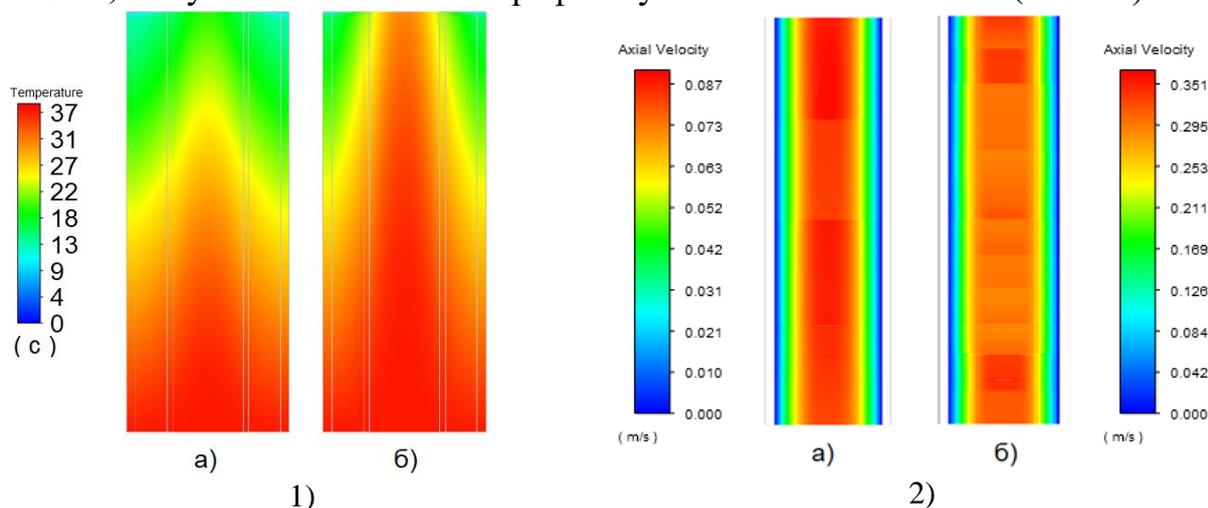


Рисунок 7 - поля температур (1) и поля скоростей (2) в скважине при дебитах равных: а) – 12.5 м³/сут; б) – 50 м³/сут

Таблица 4 – Значения средней температуры по длине НКТ, температуры на устье и глубины начала отложения парафина для различных дебитов скважины

Параметр	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

В численных экспериментах рассматривались маловязкая парафинистая и высоковязкая смолистая нефти, реологические характеристики которых были получены экспериментально на ротационном вязкозиметре Rheotest 4.1 [3].

Были получены распределения температуры потока нефти и на стенке НКТ по глубине скважины при постоянной вязкости и с учетом зависимости от температуры и скорости сдвига для маловязкой парафинистой и высоковязкой смолистой нефти при дебитах 12.5 и 50 м³/сут, таблица 5.

Таблица 5 – 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
$\mu_{зобой}$, Па·с	0.812	0.441	0.812	0.812	0.142	0.134	0.142	0.142
$\mu_{устье}$, Па·с	3.3	0.51	0.812	0.812	0.465	0.247	0.142	0.142
T _{ср.нкт} , °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

Из таблицы 5 видно, что несмотря на существенное изменение вязкости по длине нефтяной скважины, значения температуры и глубины отложения парафина не изменяется во всех рассмотренных случаях. Данный факт объясняется незначительным вкладом диссипативных источников тепла ввиду малых значений вязкости и скоростей сдвига.

Четвертая глава посвящена численным исследованиям процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем. Оценено влияние параметров добычи на эффективность тепловой деапарафинизации скважин греющим кабелем. Определена удельная мощность и интенсивность нагрева для предотвращения выпадения АСПО на стенках глубинно-насосного оборудования. Предложены рациональные режимы работы греющего кабеля с минимальным энергопотреблением на примере скважин Дороховского месторождения.

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

Уравнение несжимаемости:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial(r \cdot V_r)}{\partial r} + \frac{\partial V_z}{\partial z} = 0. \quad (9)$$

Уравнения движения для нефтяной жидкости:

$$\rho_H \left(\frac{\partial V_r}{\partial t} + V_{Hr} \frac{\partial V_r}{\partial r} + V_{Hz} \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) = - \frac{\partial P_H}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot 2 \cdot \mu_H \frac{\partial V_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu_H \left(\frac{\partial V_z}{\partial r} + \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) \right), \quad (10)$$

$$\rho_H \left(\frac{\partial V_z}{\partial t} + V_{Hr} \frac{\partial V_z}{\partial r} + V_{Hz} \frac{\partial V_z}{\partial z} \right) = - \frac{\partial P_H}{\partial z} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \mu_H \left(\frac{\partial V_z}{\partial r} + \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(2 \cdot \mu_H \frac{\partial V_z}{\partial r} \right) + \beta(T - T_0)g. \quad (11)$$

Уравнение энергии для нефтяной жидкости и попутного нефтяного газа:

$$c_j \rho_j \left(\frac{\partial V_r}{\partial t} + V_r \frac{\partial T}{\partial r} + V_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_j \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_j \frac{\partial T}{\partial z} \right) + q_v. \quad (12)$$

Уравнение теплопроводности для твердых элементов конструкции скважины:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda_i \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_i \frac{\partial T}{\partial z} \right) = c_i \rho_i \frac{\partial T}{\partial t}. \quad (13)$$

Уравнение теплопроводности для токопроводящих жил кабеля:

$$c_{\text{ТПЖ}} \rho_{\text{ТПЖ}} \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda_{\text{ТПЖ}} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) + q_{v \text{ ТПЖ}}. \quad (14)$$

Уравнение теплопроводности для оболочки кабеля:

$$c_{\text{обол}} \rho_{\text{обол}} \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda_{\text{обол}} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right). \quad (15)$$

Зависимость вязкости нефти от температуры и скорости сдвига:

$$\mu_H = \mu_0 \cdot e^{\frac{U}{kT}} \cdot \dot{\gamma}^{n-1}. \quad (16)$$

Зависимость теплопроводности и теплоемкости нефти от температуры:

$$\lambda_H = \lambda_{20} \cdot (1 - \alpha \cdot [T - 20]), \quad (17) \quad c_H = 4.187 \cdot \rho_H^{-\frac{1}{2}} \cdot (0.403 - 4.05 \cdot 10^{-4} \cdot T). \quad (18)$$

Тепловой поток от токопроводящих жил греющего кабеля:

$$q_{v \text{ ТПЖ}} = \iint_S \frac{I^2}{\sigma} dS. \quad (19)$$

Здесь t – время, с; I – номинальный ток кабеля, А; σ – коэффициент удельной электропроводности жил кабеля, См/м.

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 равной 35 °С.

Решение задачи (9)-(19), дополненной краевыми условиями, 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. Для оценки сходимости и точности решения нестационарной задачи тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем были проведены численные исследования пространственно-временных шагов дискретной области.

Из рис. 8 (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.

Влияние величины шага по времени снижается с ростом рассматриваемых временных интервалов работы греющего кабеля, что показано на рис. 8 (б). При работе греющего кабеля в течение 24 часов влияние временного шага незначительное и разница в полученных результатах не превышает 0.04 °С.

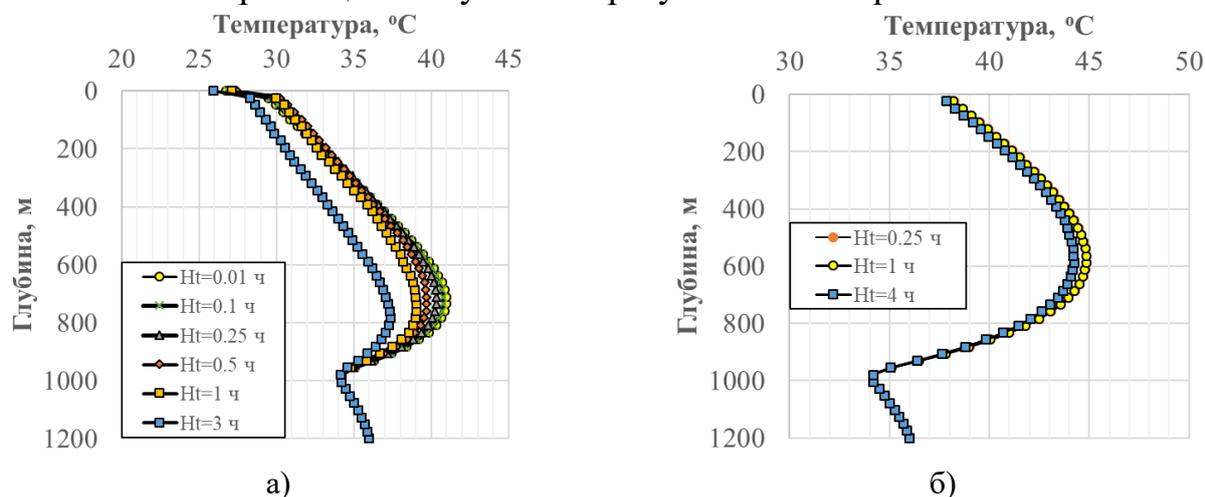


Рисунок 8 – Распределение температуры НКТ по глубине при работе кабеля: 3 часа (а) и 24 часа (б) с различным шагом по времени

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

С целью определения необходимой мощности нагрева скважины греющим кабелем были получены кривые распределения температуры в нефтяной скважине при удельной мощности нагрева 20, 30 и 40 Вт/м. Из представленных на рисунке 9 кривых видно, что при нагреве в постоянном режиме температура не опускается ниже температуры кристаллизации парафина во всех трех случаях. При мощности

20 Вт/м (кривая 3) температура внутренней стенки НКТ в устье равно 36.5 °С, что является приемлемым режимом эксплуатации скважины.

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 9.

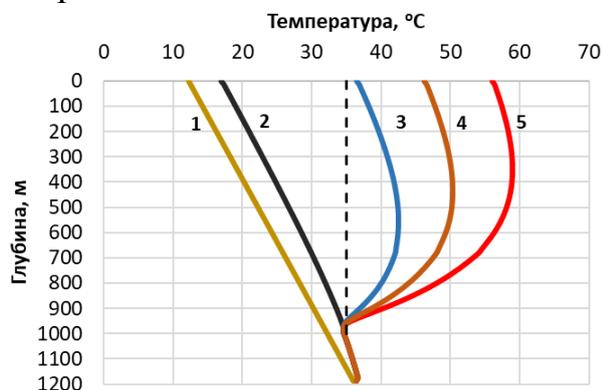


Рисунок 9 - Распределение температуры на стенке НКТ по глубине при разной мощности нагрева: 1 – геотерма; 2 – без нагрева; 3 – 20 Вт/м; 4 – 30 Вт/м; 5 – 40 Вт/м

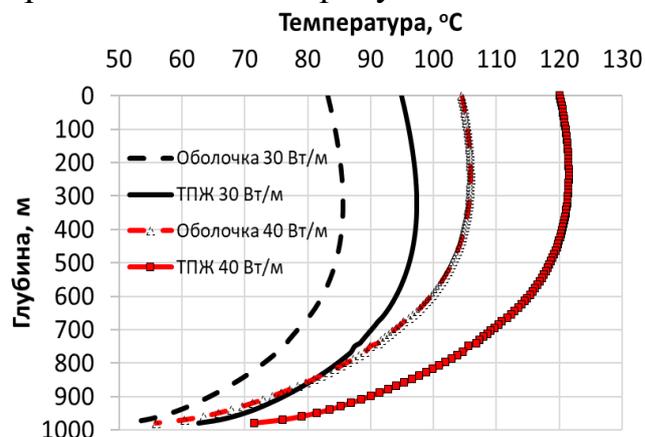


Рисунок 10 - Распределение температуры на поверхности токопроводящей жилы (ТПЖ) и оболочки кабеля по длине

Из рисунка 9 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 °С. Длительно допустимая температура нагрева ТПЖ для рассматриваемого кабеля составляет 120°С. Это позволило сделать вывод о том, что кабель нельзя длительно эксплуатировать в постоянном режиме с мощностью нагрева равной 40 Вт/м при данных технологических параметрах.

Было исследовано 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. 11. Это объясняется снижением времени контакта нефтяной жидкости с греющим кабелем, вызванное увеличением скорости потока.

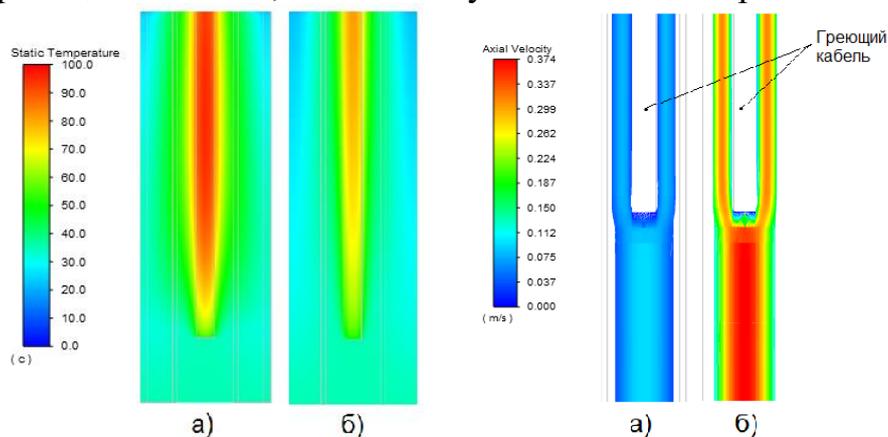


Рисунок 11 – Поля температур и скоростей для дебитов 12.5 (а) и 50 (б) м³/сут

На рисунке 12 показано, что с ростом дебита значительно снижается эффективность работы греющего кабеля. При дебите 12.5 м³/сут температура на всем нагреваемом участке не опускается ниже 35 °С, отложение парафина не

происходит. При дебите $125 \text{ м}^3/\text{сут}$ происходит снижение температуры в скважине, а участок возможного осаждения АСПО составляет 900 м.

Эффективность работы греющего кабеля существенно зависит от дебита и для высокодебитных скважин данная технология может быть неэффективной, что показано на рисунке 13. Увеличение дебита с 12.5 до $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ приводит к снижению прироста температуры на устье на $9 \text{ }^\circ\text{C}$, а при дебите $250 \text{ м}^3/\text{сут}$ эффект от нагрева составляет всего $1.5 \text{ }^\circ\text{C}$.

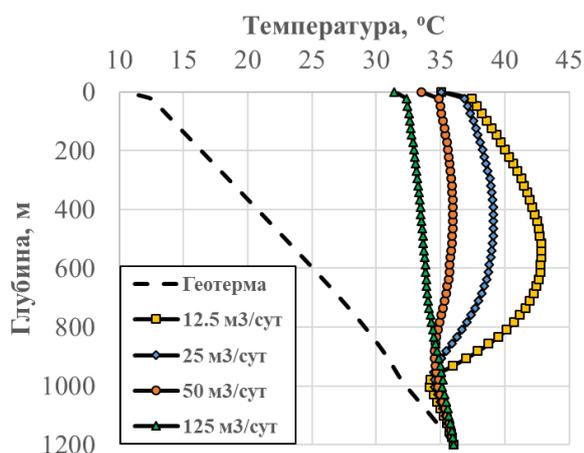


Рисунок 12 – Распределение температуры на внутренней стенке НКТ по глубине скважины с различным дебитом

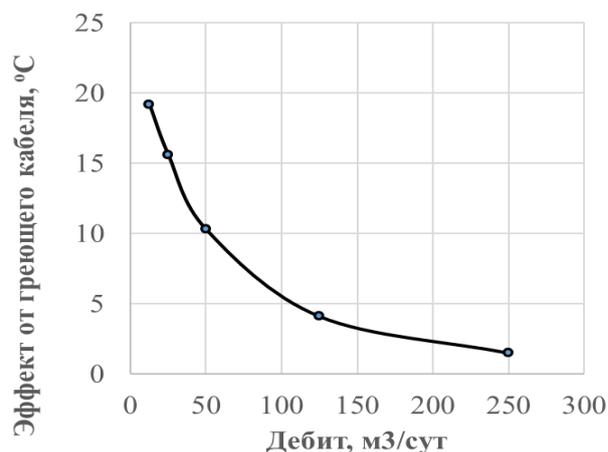


Рисунок 13 – Зависимость прироста температуры на устье скважины при работе греющего кабеля от дебита

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 теплоизоляцией и значительно повышает эффективность нагрева данной области, что показано на рисунке 14.

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 по определению временных интервалов работы и отключения греющего кабеля, позволяющих снизить энергопотребление для скважин № 1315 и 1502 Дороховского месторождения.

Основные технологические параметры рассматриваемых скважин представлены в таблице 6.

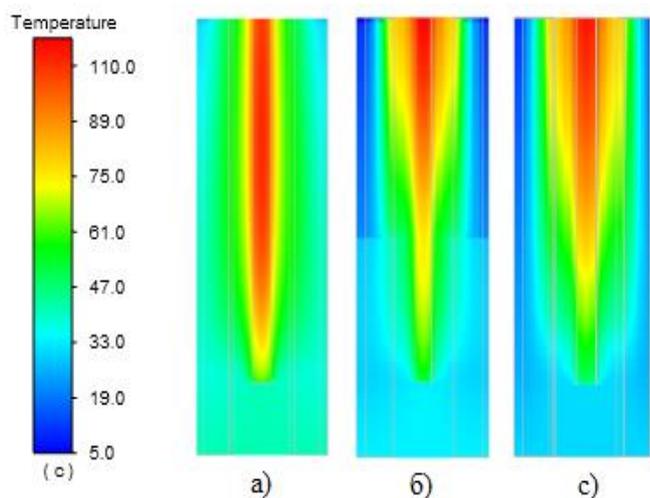


Рисунок 14 – Поля температур при различных динамических уровнях ($H_{\text{дин}}$): 0 м (а), 600 м (б) и 1200 м (с)

Таблица 6 – Основные технологические параметры для скважин № 1315 и 1502

№ скважины	Дебит, м ³ /сут	Динамический уровень, м	Температура кристаллизации парафина	Удельная мощность нагрева, Вт/м	Длина кабеля, м	Геотермический градиент, °С/10м
1315	35.2	1494	26	28.6	1500	0.2
1502	16	1525	40	35.3	1500	0.1

Выбор времени работы и отключения кабеля (нагрев/охлаждение) осуществлялся путем многократных численных экспериментов при различном времени нагрева и охлаждения. На каждом временном шаге отслеживалась температура насосно-компрессорной трубы на устье нефтяной скважины, а выбор режима работы кабеля осуществлялся из условия, что температура на устье не должна опускаться ниже температуры кристаллизации парафина, значение которой обозначено пунктирной линией на рисунках 15-16, а ее отличие для скважин обусловлено различным химическим составом нефти.

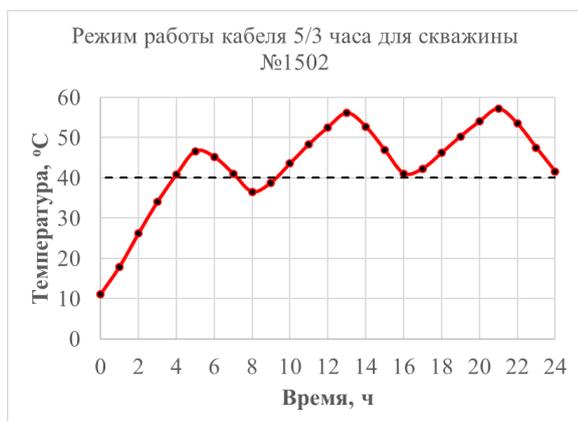


Рисунок 15 – Распределение температуры на устье скважины № 1502 при режиме работы греющего кабеля 5/3 ч



Рисунок 16 – Распределение температуры на устье скважины № 1315 при режиме работы греющего кабеля 8/3 ч

Анализ полученных температурных зависимостей, представленных на рисунках 15-16, позволяет сделать выводы о том, что уже за первые сутки периодической работы греющего кабеля удастся выйти на режим, при котором температура на устье будет поддерживаться выше температуры кристаллизации парафина, что является условием для предотвращения его отложения.

Предложенные режимы внедрены в рамках опытно-промышленных испытаний и в настоящий момент успешно используются на скважинах №1315 и №1502 Дороховского месторождения. 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.

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 теплопереноса 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.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи, опубликованные в изданиях ВАК РФ:

1. **Костарев, Н. А.** Управление работой греющего кабеля на основе математической модели процессов теплопереноса в нефтяной скважине / Н. А. Костарев, Н. М. Труфанова // Прикладная математика и вопросы управления. – 2021. – № 2. – С. 115-132
2. Пинягин, Д. С. Численное исследование тепловых процессов в скважине с призабойным нагревателем / Д. С. Пинягин, **Н. А. Костарев**, Н. М. Труфанова // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2020. – № 36. – С. 48-62
3. Пинягин Д. С., **Костарев Н. А.**, Труфанова Н. М. Анализ процессов теплопереноса в нефтяной скважине при использовании призабойных нагревателей // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления - 2019. - № 30. - С. 211-226.
4. Труфанова, Н. М. Исследование влияния величины дебита и температуры забоя на температурное поле скважины / Н. М. Труфанова, А. В. Козьминых, **Н. А. Костарев** // Научно-технический вестник Поволжья. – 2017. – № 4. – С. 205-207
5. **Костарев Н. А.**, Труфанова Н. М. Исследование процессов теплопереноса нефти в скважине с учетом отложения парафина на стенках насосно-компрессорной трубы // Научно-технический вестник Поволжья - 2017. - № 3. - С. 111-114
6. Труфанова, Н. М. Исследование процессов теплопереноса нефти в вертикальной скважине с учетом влияния греющего кабеля / Труфанова Н. М.,

Костарев Н. А. // Научно-технический вестник Поволжья. – 2016. – № 4. – С. 108-111

Статьи, опубликованные в изданиях, индексируемых в базе Scopus и Web of Science:

7. **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.

8. **Kostarev, N. A.** Simulation and automation of thermal processes in oil well / N. A. Kostarev, N. M. Trufanova // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering - 2018. - Vol. 327- 6 p

9. **Kostarev N.A,** Trufanova N.M. Modeling and Control of the Temperature Field of Oil Well Equipped with a Heating Cable. In: Radionov A.A., Gasiyarov V.R. (eds) Advances in Automation II. RusAutoConf 2020. Lecture Notes in Electrical Engineering, vol 729. Springer, Cham.

Патенты:

10. Свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ № 2021616832 от 27.04.2021. «Программа расчета рациональных режимов управления работой греющего кабеля для эффективного нагрева нефтяных скважин». / **Н. А. Костарев.** Заявка № 2021615874; поступл. 18.04.2021.

Статьи, опубликованные в других изданиях:

11. Н. М. Труфанова Анализ эффективности тепловой обработки нефтяной скважины при различных расходах и типах теплоносителя / Н. М. Труфанова, **Н. А. Костарев,** А. А. Рыков, Л. И. Зорихина // Инновационные технологии: теория, инструменты, практика: материалы XI Междунар. интернет-конф. молодых ученых, аспирантов, студентов – Пермь : 2020. – С. 221-225.

12. **Н. А. Костарев,** Н. М. Труфанова Моделирование процесса тепломассопереноса при промывке нефтяной скважины оборудованной глубинным насосом с полыми штангами / Н. А. Костарев, Н. М. Труфанова // Тез. докл. XXI Зимней школы по механике сплошных сред / ИМСС УрО РАН [и др.]. – Пермь : Новопринт, 2019. – С. 158.

13. **Костарев, Н. А.** Управление температурным полем нефтяной скважины, оборудованной греющим кабелем, при периодическом режиме нагрева / Н. А. Костарев, Н. М. Труфанова // Инновационные технологии: теория, инструменты, практика. – 2018. – Т. 1. – С. 161-167.

14. **Н. А. Костарев** Разработка системы эффективного нагрева нефтяной скважины греющим кабелем, основанной на численном моделировании процессов тепломассопереноса // Материалы регионального конкурса инновационных проектов по программе УМНИК – 2018 : тез. выступлений - Пермь. - С. 69-71.

15. **Н. А. Костарев** Исследование процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с учетом процесса парафинообразования / Н. А. Костарев, Н. М. Труфанова // Автоматизированные системы управления и информационные технологии : материалы все-рос. науч.-техн. конф. (г. Пермь, 23 мая 2017 г.) : в 2 т. Т. 2 . - Пермь : Изд-во ПНИПУ, 2017. - С. 136-142.