

На правах рукописи



Канафин Ильдар Вакифович

**ИССЛЕДОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПОЛЕЙ ПРИ
РАЗГАЗИРОВАНИИ НЕФТИ В МНОГОПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЕ
ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ТЕРМОМЕТРИИ СКВАЖИН**

Специальность 01.04.14 Теплофизика и теоретическая теплотехника

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание ученой степени
кандидата физико-математических наук**

Уфа – 2020

Работа выполнена на кафедре геофизики ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет».

Научный руководитель:

Шарафутдинов Рамиль Фаизырович
доктор физико-математических наук, профессор
кафедры геофизики ФГБОУ ВО «Башкирского
государственного университета»

Официальные оппоненты:

Булгакова Гузель Талгатовна
доктор физико-математических наук, профессор
кафедры математики ФГБОУ ВО «Уфимского
государственного авиационного технического
университета»

Федоров Константин Михайлович
доктор физико-математических наук, профессор
кафедры моделирования физических процессов и
систем ФГАОУ ВО «Тюменского
государственного университета»

Ведущая организация:

ФГБОУ ВО Уфимский государственный
нефтяной технический университет

Защита состоится « 24 » февраля 2021 г. в 15 часов на заседании диссертационного совета Д.212.274.10 при ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» по адресу: 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, 15а, ауд. 410.

Тел.: +7 (906) 107-88-05

e-mail: vradlik@gmail.com

С диссертацией можно ознакомиться в Информационно-библиотечном центре ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» и на сайте <https://diss.utmn.ru/sovet/diss-sovet-212-274-10/zashchita/967408/>

Автореферат разослан «__» _____ 2020 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д.212.274.10
д. ф.-м. н.

Удовиченко С.Ю.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. В настоящее время одним из наиболее информативных методов для диагностики состояния скважин и пластов является термометрия. Это связано с тем, что температурное поле очень чувствительно к процессам, происходящим как в нефтяном пласте, так и в стволе скважины. Данное обстоятельство, с одной стороны, дает преимущество перед остальными методами, а с другой, накладывает ограничения при интерпретации температурных аномалий в скважине. Особенно, если учесть тот факт, что на сегодняшний день интерпретация термограмм в большинстве случаев осуществляется на качественном уровне в предположении, что поток в скважине однофазный. Однако, снижение давления в скважине или пласте ниже давления насыщения нефти газом приводит к разгазированию нефти, и поэтому в стволе скважины наблюдаются многофазные газожидкостные потоки. А в скважине с многопластовой системой особенности разгазирования нефти обусловлены различием забойного давления, которые усложняют интерпретацию многих промыслово-геофизических методов, включая термометрию. В связи с этим, теоретические исследования неизотермических многофазных потоков в скважине с многопластовой системой с учетом разгазирования нефти является важной, актуальной задачей скважинной термометрии. На формирование температурного поля одновременно влияют несколько факторов: предыстория работы скважины, теплообмен с окружающими горными породами, теплофизические свойства флюидов и породы, интенсивность работы продуктивных интервалов, депрессия на пласт, разгазирование нефти в скважине и пласте и т.д. При анализе термограмм необходим одновременный учет всех этих эффектов, что невозможно без использования математических моделей термогидродинамических процессов. Поэтому важной и актуальной задачей является разработка математической модели неизотермического движения многофазного флюида в системе «скважина-пласт» с учетом термодинамических эффектов и теплоты разгазирования нефти в многопластовой системе для создания интерпретационной базы скважинной термометрии.

Цель работы: повышение эффективности термометрических методов исследований скважин и пластов при контроле за разработкой многопластовой залежи на основе использования математических моделей нестационарного неизотермического движения газированной нефти в системе «скважина-пласт».

Основные задачи исследования:

1. Анализ современного состояния теоретических и экспериментальных работ в области исследования многофазных потоков в пласте и скважине.
2. Развитие математической модели неизотермического движения газированной нефти в многопластовой системе «скважина-пласт» с учетом термодинамических эффектов и теплоты разгазирования нефти.
3. Исследование термогидродинамических процессов в многопластовой системе «скважина-пласт» при движении газированной нефти с учетом термодинамических эффектов и теплоты разгазирования нефти.
4. Определение путей практического использования разработанной математической модели при интерпретации термометрических исследований скважин и пластов.

Объектом исследования является неизотермическая фильтрация газированной нефти в многопластовой системе «скважина–нефтяной пласт».

Предметом исследования является температурное поле при движении газированной нефти в системе «скважина-многопластовая залежь» с учетом термодинамических эффектов и теплоты разгазирования нефти.

Научная новизна изложенных в диссертационной работе результатов заключается в следующем:

1. Предложена усовершенствованная математическая модель и получено численное решение задачи нестационарного движения газированной нефти в многопластовой системе «скважина-пласт» с учетом конвективного и кондуктивного теплопереноса, баротермического эффекта и теплоты фазового перехода, а также скорости проскальзывания газовой фазы относительно нефтяной в стволе скважины.
2. Установлено, что в многопластовой системе при снижении давления ниже давления насыщения нефти газом наблюдается немонотонное изменение температуры в скважине напротив пластов вследствие последовательного влияния следующих процессов: охлаждение за счет разгазирования нефти в стволе скважины в начальные моменты времени после пуска скважины в работу, повышение температуры за счет поступления менее охлажденной жидкости из пластов, последующее снижение температуры за счет разгазирования нефти в пластах.
3. Установлены условия проведения измерения температуры после пуска скважины в работу для определения работающих интервалов в многопластовой системе с использованием разработанной математической модели: во-первых, давление в скважине напротив исследуемого пласта должно быть меньше давления насыщения; во-вторых, измерение температуры необходимо провести до того момента, пока температурный сигнал из нижних пластов не достигнет исследуемого интервала скважины.
4. Установлено, что для двухпластовой системы снижение проницаемости в верхнем пласте приводит к инверсии в зависимости температуры от времени в верхнем пласте, т.к. значительное охлаждение в начальные моменты времени в результате разгазирования нефти в стволе скважины происходит в большей степени при меньшей скорости потока (низкой проницаемости верхнего пласта).
5. Показано, что при разгазировании нефти в стволе скважины наблюдается изменение градиента температуры на глубине, соответствующей фронту начала разгазирования нефти, что может быть использовано для оценки давления насыщения нефти газом на данной глубине.

Основные положения и результаты, выносимые на защиту:

1. Усовершенствованная математическая модель тепло- и массопереноса при движении газированной нефти с учетом термодинамических эффектов и теплоты разгазирования нефти в многопластовой системе, позволяющая адекватно описать процесс формирования температурного поля в пласте и скважине применительно к задачам контроля разработки нефтегазовых месторождений.

2. Результаты исследования влияния давления насыщения, растворимости газа в нефти, проницаемости пластов, давления в скважине на температурное поле в системе «скважина-многопластовая залежь».
3. Особенности формирования температурного поля в скважине при движении газированной нефти в системе «скважина-многопластовая залежь» и пути практического применения при диагностике работы отдельных пластов.

Практическая значимость работы состоит в следующем:

1. Получены фундаментальные знания о закономерностях формирования температурного поля в скважине с многопластовой системой при добыче разгазирующейся нефти.
2. Полученные результаты позволяют повысить эффективность и достоверность термометрических исследований скважин при определении работающих интервалов в многопластовой системе в условиях разгазирования нефти и могут быть использованы нефтедобывающими предприятиями, занимающимися контролем за разработкой нефтегазовых месторождений.
3. Предложенная математическая модель может быть использована при оценке давления насыщения нефти газом и коэффициента растворимости газа, а также профиля притока по результатам термометрических исследований в добывающих скважинах, эксплуатирующих два и более продуктивных интервала.

Обоснованность и достоверность результатов следует из корректности физической и математической постановки задачи; применения фундаментальных уравнений тепло- и массопереноса и апробированных численных методов решения задач неизоэнтальпического многофазного потока, сравнении результатов с известными аналитическими и численными решениями.

Личный вклад автора заключается в разработке программного кода и его тестировании, проведении численных экспериментов, участии в постановке задач и обсуждении полученных результатов.

Апробация работы

Результаты работы докладывались и обсуждались на следующих научных конференциях:

- II Всероссийская молодежная научно-практической конференция «Геолого-геофизические исследования нефтегазовых пластов». Уфа, май 2017.
- III Всероссийская молодежная научно-практической конференция «Геолого-геофизические исследования нефтегазовых пластов». Уфа, май 2018.
- III Межрегиональная школа-конференция студентов, аспирантов и молодых ученых физиков «Теоретические и экспериментальные исследования нелинейных процессов в конденсированных средах». Уфа, 2017.
- IV Международная научно-практическая конференция «Актуальные проблемы науки и техники в современном ВУЗе». Стерлитамак, 2019.
- Международная конференция EAGE «7th Understanding the Harmony of the Earth's Resources Through Integration of Geosciences». Санкт-Петербург, апрель 2016.

- Международная конференция EAGE «8th Innovations in Geosciences – Time for Breakthrough». Санкт-Петербург, апрель 2018.

Основные результаты работы докладывались автором на научных семинарах кафедры геофизики БашГУ под руководством проф. Валиуллина Р.А. Уфа, 2015–2019.

Публикации. Основные положения диссертации опубликованы в 12 печатных изданиях, в том числе в 3 рецензируемых научных журналах из перечня ВАК, в 2 публикациях в изданиях, входящих в международные базы данных (Scopus), и получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы.

Благодарности.

Автор выражает благодарность научному руководителю Р.Ф. Шарафутдинову за всестороннюю поддержку при выполнении диссертационной работы. Автор выражает отдельную благодарность Т.Р. Хабирову за помощь при разработке численной модели. Автор признателен всем сотрудникам кафедры геофизики БашГУ за ценные советы, обсуждение и помощь в подготовке данной работы.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приведено обоснование актуальности выбранной темы исследования, сформулированы цели и задачи. Раскрыта практическая и теоретическая значимость результатов работы, показана научная новизна. А также изложены основные результаты, выносимые на защиту.

В первой главе приведен обзор современного состояния исследований в области моделирования многофазной фильтрации в пористой среде, а также моделирования многофазных потоков в стволе скважины. Значительный вклад в развитие данного направления внесли отечественные и зарубежные ученые: Рахматуллин Х.А., Кутателадзе С.С., Брусиловский А.И., Пыхачев Г.Б., Розенберг М.Д., Чарный И.А., Нигматуллин Р.И., Чекалюк Э.Б., Теслюк Е.В., Золотарев П.П., Хасанов М.М., Булгакова Г.Т., Wallis G.B., Taitel Y., Ducker A.E., Aziz K., Hasan A.R., Kabir C.S., Brill J.P., Shoham O., Костерин А.В., Саламатин А.Н., Шабаров А.Б., Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Филиппов А.И. и др.

Анализ работ показал, что малоизученным остается вопрос формирования температурного поля в скважине с несколькими интервалами перфорации, вскрывающих пласты многопластовой залежи при движении многофазного потока с фазовыми переходами.

Вторая глава посвящена разработке численной модели, позволяющей моделировать движение двухфазного неизотермического потока в скважине, вскрывающей несколько пластов многопластовой залежи. Приводится описание основных термогидродинамических эффектов, которые происходят при движении многофазного потока в системе «скважина-многопластовая залежь».

Неизотермическое течение газированной нефти в системе «скважина-пласт» рассматривается при следующих допущениях:

для пласта:

- одномерная осесимметричная постановка;

- однородный, горизонтальный, пористый пласт;
- капиллярные эффекты не учитываются;
- однотемпературная модель;
- газовая фаза задана как идеальный газ;
- равновесная модель разгазирования нефти согласно закону Генри;
- нефтяной компонент не испаряется в газовую фазу;
- сжимаемость скелета пренебрегается;
- скорости фильтрации фаз определяются линейным законом Дарси;
- распространение теплового поля в пласте происходит за счет конвективного и кондуктивного теплопереноса;
- учитываются Джоуля-Томсона и адиабатический эффекты и теплота разгазирования нефти;
- пренебрегается тепловыми потерями в окружающие породы;

для скважины:

- одномерная постановка;
- квазистационарное поле давления и нестационарное поле температуры;
- однотемпературная модель;
- плотности фаз зависят от давления;
- равновесная модель разгазирования нефти согласно закону Генри;
- нефтяной компонент не испаряется в газовую фазу;
- распространение теплового поля в скважине происходит за счет конвективного и кондуктивного теплопереноса, а также теплообмена с окружающей средой;
- учитывается теплота разгазирования нефти в стволе скважины;
- скорость проскальзывания газа по модели потока дрейфа.

На рисунке 1 приведена геометрия решаемой задачи. Скважина (3) имеет два интервала перфорации, вскрывающих два пласта многопластовой залежи.

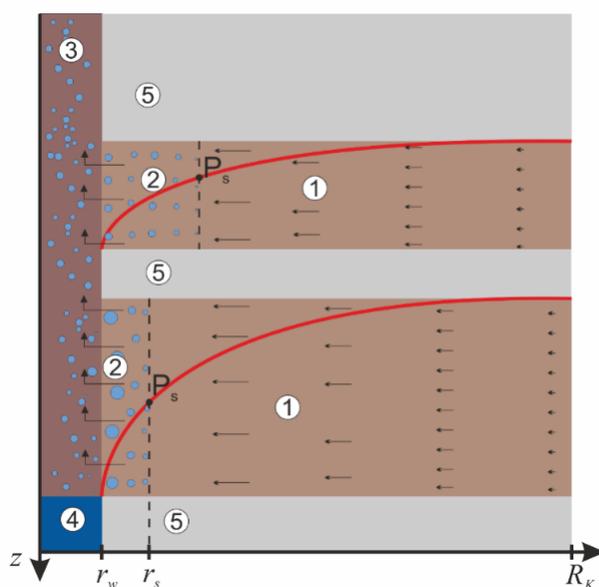


Рисунок 1 – Геометрия задачи: 1 – область однофазной фильтрации, 2 – область разгазирования нефти в пласте, 3 – скважина, 4 – вода в зумпфе скважины, 5 – непроницаемые пласты

В области пласта (1) с давлением выше давления насыщения происходит однофазная фильтрация нефти, в области пласта (2) с давлением ниже давления насыщения – двухфазная фильтрация газированной нефти и выделившегося из нефти газа.

С учетом допущений уравнение неразрывности нефтяного компонента для пласта с учетом закона Дарси записывается в виде:

$$m \frac{\partial(\rho_1 S_1 (1 - C_g))}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_1 (1 - C_g) \frac{K_r \cdot k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P_r}{\partial r} \right) \quad (1)$$

А уравнение неразрывности совместного потока фаз в пласте:

$$m \frac{\partial(\rho_1 S_1 + \rho_2 S_2)}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left[\rho_1 \frac{K_r \cdot k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2 \frac{K_r \cdot k_2(S_2)}{\mu_2} \right] \frac{\partial P_r}{\partial r} \right) \quad (2)$$

Здесь: S_i – насыщенность пласта i -ой фазой, K_r – абсолютная проницаемость пласта, k_i – фазовая проницаемость пласта, μ_i – вязкость фаз, C_g – массовая концентрация растворенного газа в нефти, P_r – давление в пласте, P_n – давление при нормальных условиях, t – время, r – радиус пласта, m – пористость пласта, ρ_i – плотности фаз.

Скорости фильтрации фаз согласно закону Дарси:

$$u_i = - \frac{K_r \cdot k_i(S_i)}{\mu_i} \frac{\partial P_r}{\partial r} \quad (3)$$

Учитывая выше приведенные допущения, уравнение неразрывности нефтяного компонента для скважины запишется следующим образом:

$$\frac{\partial(\rho_1 \alpha_1 (1 - C_g))}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial z} (\rho_1 \alpha_1 (1 - C_g) v_1) = J_1 (1 - C_g) \quad (4)$$

Уравнение неразрывности совместного потока фаз в скважине:

$$\frac{\partial(\rho_1 \alpha_1 + \rho_2 \alpha_2)}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial z} (\rho_1 \alpha_1 v_1 + \rho_2 \alpha_2 v_2) = J_1 + J_2 \quad (5)$$

Уравнение для определения давления в скважине в квазистационарном приближении:

$$\frac{\partial P_w}{\partial z} = -\rho_m g - \tau \frac{F}{S} \quad (6)$$

Плотность и скорость смеси определяются как:

$$\rho_m = \rho_1 \alpha_1 + \rho_2 \alpha_2 \quad v_m = \alpha_1 v_1 + \alpha_2 v_2 \quad (7)$$

Скорость проскальзывания фаз учитывается с помощью модели потока дрейфа:

$$v_2 = C_0 v_m + v_{slip} \quad v_{slip} = 1.53 \left(\frac{g \sigma (\rho_1 - \rho_2)}{\rho_1^2} \right)^{0.25} \quad (8)$$

Где α_i – объемная доля i фазы в стволе скважины, v_i – скорость i фазы в скважине, v_m – скорость смеси (средняя скорость потока), ρ_m – плотность смеси, C_0 – параметр профиля потока, равный 1.2, v_{slip} – скорость потока дрейфа (скорость всплытия одиночного пузырька газа в жидкости), σ – коэффициент поверхностного

натяжения на границе фаз, J_i – плотность потока массы i -й фазы из пласта в скважину, v_i – скорости фильтрации фаз, τ – касательное напряжение к стенке скважины (рассчитывается по осредненным параметрам), f – коэффициент трения для двухфазной смеси, F – периметр потока, S – площадь поперечного сечения потока, Re_m – число Рейнольдса для двухфазной смеси. Индексы: 1 – относится к нефтяной фазе, 2 – относится к газовой фазе, m – относится к смеси нефти и газа, r – относится к пласту, w – относится к скважине.

Считая, что изменение концентрации растворенного газа в нефти в рассматриваемых процессах незначительное, будем считать зависимость плотности газированной нефти от давления линейной. Таким образом, пренебрегается влиянием концентрации растворенного газа на изменение плотности нефти при изменении давления. Газ описывается уравнением состояния для идеального газа.

$$\rho_1(P) = \rho_1^{res} (1 + \beta(P - P_{res})); \rho_1^{res} = \rho_1(C_g(P_{res}), P_{res}); \rho_2(P, T) = \rho_2^n \frac{PT_n}{P_n T} \quad (9)$$

Здесь ρ_1^{res} – плотность газированной нефти при начальной концентрации растворенного газа и начальном пластовом давлении; P_{res} – начальное пластовое давление; ρ_2^n – плотность газового компонента при нормальных условиях, β – коэффициент сжимаемости нефти.

Граничные и начальные условия имеют вид:

$$\begin{aligned} P_r(r_{well}) &= P_w(z, t) & S_1(r)|_{t=0} &= 1 \\ P_r(R_\kappa) &= P_w(z)|_{t=0} & S_1(R_\kappa) &= 1 \\ P_r(r)|_{t=0} &= P_w(z)|_{t=0} & \alpha_1(z)|_{t=0} &= 1 \\ P_w(z_{top}) &= P_{head} + (P_{head}^0 - P_{head}) \cdot e^{-t/\Delta t} & \alpha_1(z_{bottom}) &= 1 \end{aligned} \quad (10)$$

Здесь P_w – давление в скважине, P_{head}^0 – начальное давление на глубине z_{top} , P_{head} – заданное давление на глубине z_{top} , r_{well} – радиус скважины, R_κ – радиус контура пласта, z_{top} – глубина кровли интервала скважины, z_{bottom} – глубина подошвы интервала скважины, t – время, Δt – заданное время падения давления на устье с P_{head}^0 до P_{head} .

Уравнение энергии с учетом допущений для пласта записывается следующим образом:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} (m[\rho_1 c_1 S_1 + \rho_2 c_2 S_2]T + [1 - m] \rho_{rock} c_{rock} T) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r[\rho_1 c_1 u_1 + \rho_2 c_2 u_2]T) = \\ & = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda^* \frac{\partial T}{\partial r} \right) + m(\rho_1 c_1 S_1 \eta_1 + \rho_2 c_2 S_2 \eta_2) \frac{\partial P_r}{\partial t} - (\rho_1 c_1 u_1 \varepsilon_1 + \rho_2 c_2 u_2 \varepsilon_2) \frac{\partial P_r}{\partial r} + \\ & + J_{12}^r (c_2 - c_1) T + q J_{12}^r \end{aligned} \quad (11)$$

Где c_i – теплоемкость i -й фазы, ρ_{rock} – плотность горной породы, c_{rock} – теплоемкость горной породы, λ^* – теплопроводность насыщенной пористой среды, η_i – коэффициент адиабатического расширения фаз, ε_i – коэффициент Джоуля –

Томсона фаз, T – температура, J'_{12} – интенсивность переноса массы газового компонента из нефтяной фазы в газовую при разгазировании нефти, q – удельная теплота разгазирования нефти.

Интенсивность переноса массы при разгазировании нефти в пласте определяется из уравнения неразрывности для нефтяной фазы:

$$J'_{12} = -m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1 S_1) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_1 \frac{K_r k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P_r}{\partial r} \right) \quad (12)$$

Граничные и начальные условия для уравнения притока тепла из пласта в скважину имеют вид:

$$\begin{aligned} T(r)|_{r=0} = T_{geo} \quad -\lambda_m \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = \alpha (T - T_{in}) \\ T(R_k) = T_{geo} \quad \alpha = \frac{\lambda_m Nu_m}{2r_{well}} \end{aligned} \quad (13)$$

Уравнение энергии для скважины с учетом допущений записывается в виде:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} ([\alpha_1 c_1 \rho_1 + \alpha_2 c_2 \rho_2] T) + \frac{\partial}{\partial z} ([\alpha_1 c_1 \rho_1 v_1 + \alpha_2 c_2 \rho_2 v_2] T) = \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_m \frac{\partial T}{\partial z} \right) + U (T_{geo} - T) + \\ + q J'_{12} + (c_1 J_1 + c_2 J_2) (T - T_{in}) + (\alpha_1 c_1 \rho_1 \eta_1 + \alpha_2 c_2 \rho_2 \eta_2) \frac{\partial P_w}{\partial t} + J'_{12} (c_2 - c_1) T \end{aligned} \quad (14)$$

Где T_{geo} – невозмущенная естественная температура горных пород, G_z – геотермический градиент, J_i – интенсивность переноса массы из пласта в скважину, T_{in} – температура притекающей из пласта нефтегазовой смеси (полученная в результате решения уравнения энергии для пласта), U – коэффициент теплоотдачи нефтегазовой смеси, который определяется из выражения:

$$U = \frac{2}{r_{well}^2 \left(\frac{2}{\lambda_m Nu_m} + \left[\frac{1}{\lambda_{col}} \frac{r_{in_col}}{r_{o_col}} + \frac{1}{\lambda_{cem}} \frac{r_{in_cem}}{r_{o_cem}} \right] + \frac{T_D(t)}{\lambda_r} \right)} \quad (15)$$

$$Nu_m = 4.36, \text{ если } Re_m < 2300; Nu_m = 0.021 Re_m^{0.8} Pr_m^{0.4}, \text{ если } 2300 < Re_m < 10^5 \quad (16)$$

$$T_D(t) = \ln \left[e^{-0.3 t_D(t)} + (1.5 - 0.3719 e^{-t_D(t)}) \sqrt{t_D(t)} \right], t_D(t) = \frac{\lambda_m t}{c_m \rho_m r_{well}^2} \quad (17)$$

$$Pr_m = \frac{c_m \cdot \mu_m}{\lambda_m}, c_m = c_1 \alpha_1 + c_2 \alpha_2, \mu_m = \mu_1 \alpha_1 + \mu_2 \alpha_2, \lambda^* = [\lambda_1^{S_1} \cdot \lambda_2^{S_2}]^m \cdot \lambda_r^{1-m}, \lambda_m = \lambda_1^{\alpha_1} \cdot \lambda_2^{\alpha_2} \quad (18)$$

Здесь λ_m – коэффициент теплопроводности двухфазной смеси, λ_r – коэффициент теплопроводности породы, Nu_m – число Нуссельта, Re_m – число Рейнольдса для двухфазной смеси, Pr_m – число Прандтля для двухфазной смеси, T_D – безразмерная температура, t_D – безразмерное время. Индексы: *col* – обсадная колонна, *cem* – цемент, *in* – внутренний, *o* – внешний.

Граничные и начальные условия для уравнения энергии в скважине имеют вид:

$$T(z)|_{z=0} = T_{geo}(z) \quad -\lambda_m \frac{\partial T}{\partial z} \Big|_{z=z_{top}} = 0 \quad (19)$$

$$T(z_{bottom}) = T_{bottom}$$

Интенсивность переноса массы при разгазировании нефти в стволе скважины определяется из уравнения неразрывности нефтяной фазы в скважине:

$$J_{12}^w = J_1 - \frac{\partial}{\partial t}(\rho_1 \alpha_1) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho_1 \alpha_1 v_1) \tag{20}$$

В начальный момент времени пласт насыщен нефтью, газ растворен в нефти. Скважина заполнена нефтью. Выделение растворенного газа происходит при снижении давления в системе ниже давления насыщения. При этом равновесная массовая концентрация газа в нефти определяется по закону Генри:

$$C_g(P) = \begin{cases} \frac{1}{1 + \frac{\rho_1^n}{\rho_2^n R \cdot P}}, & \text{для } P < P_{b.p.} \\ \frac{1}{1 + \frac{\rho_1^n}{\rho_2^n R \cdot P_{b.p.}}}, & \text{для } P \geq P_{b.p.} \end{cases} \tag{21}$$

где R – коэффициент растворимости Генри ($\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{атм})$), ρ_i^n – плотности газового и нефтяного компонентов при нормальных условиях, $P_{b.p.}$ – давление насыщения нефти газом.

Фазовые проницаемости – функции насыщенностей фаз.

Вышеприведенные уравнения неразрывности и энергии для пласта и скважины решаются численно методом контрольного объема. Проведено тестирование полученных численных решений с использованием известных аналитических решений¹ (рисунок 2), решены тестовые задачи для модели скважины, произведено сравнение с коммерческим симулятором и анализ сеточной сходимости и устойчивости.

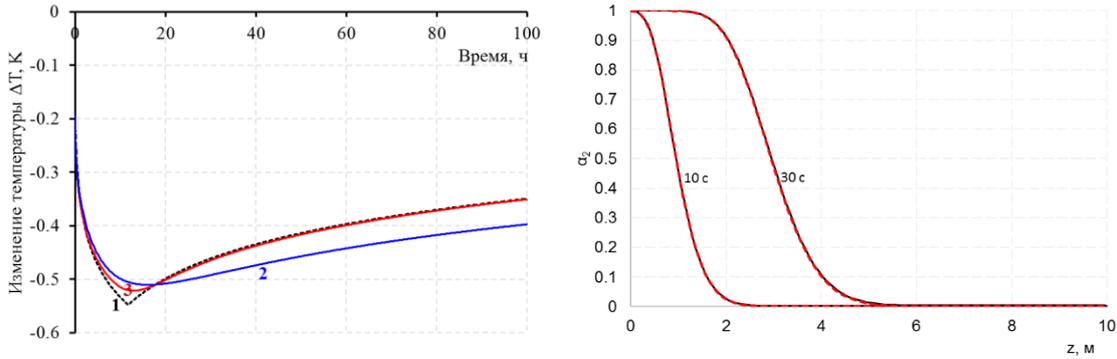


Рисунок 2 – Результаты тестирования модели пласта (а) и модели скважины (б):

1 – аналитическое решение; 2 – полная численная модель; 3 – упрощенная численная модель

Третья глава посвящена численному исследованию термогидродинамических процессов в скважине, вскрывающей несколько пластов многопластовой залежи на основе разработанной модели. Проведены многовариантные расчеты температурного поля и объемной доли фаз при вариации коэффициента растворимости газа ($0.1\text{--}2\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{атм})$), давления насыщения, давления в скважине, проницаемости пластов. Моделируется вертикальный участок ствола скважины в интервале 1000–1100 м. Задается два пласта: пласт 1 (1075–1080 м),

¹ Рамазанов А.Ш., Паршин А.В. Аналитическая модель температурных изменений при фильтрации газированной нефти. – Теплофизика высоких температур, том 50, №4, 2012, с. 606- 608.

пласт 2 (1055–1060 м). Радиус скважины 0.1 м, радиус контура питания 50 м, проницаемости пластов одинаковые 100 мД.

На рисунке 3 приведены зависимости изменения температуры и объемной доли газа от времени напротив двух пластов (рис.1, пласт 1 – глубина 1075 м, пласт 2 – глубина 1055). При этом растворимость газа в нефти задана $1.5 \text{ м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{атм})$, давление насыщения 85 атм.

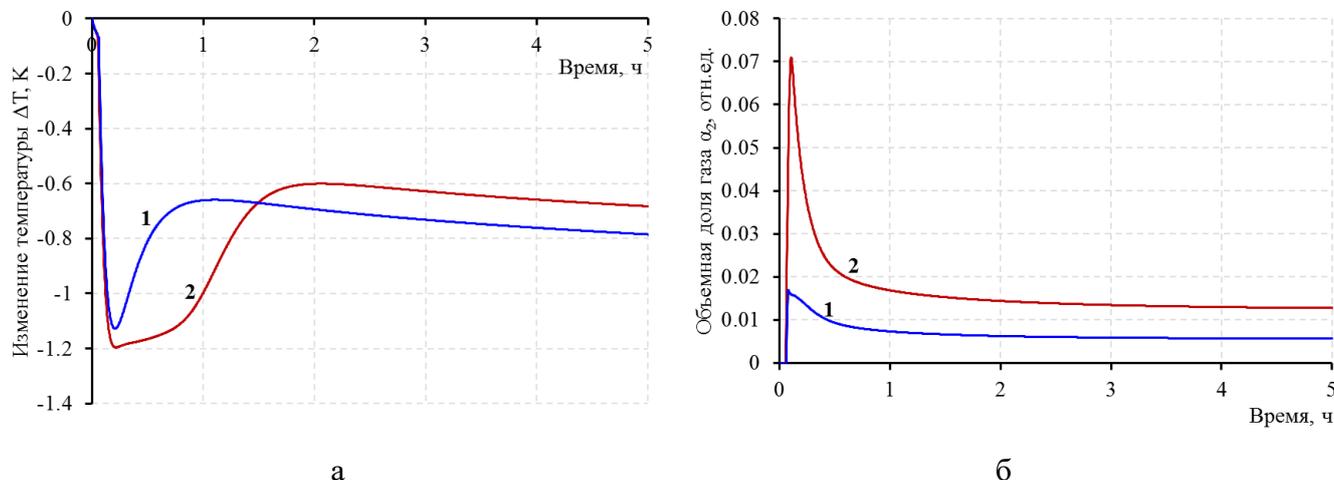


Рисунок 3 – Изменение температуры (а) и объемной доли газа (б) напротив кровли двух пластов:
1 – напротив пласта 1; 2 – напротив пласта 2

Для заданных параметров, изменение температуры во времени после пуска скважины в работу имеет немонокотный характер, связанный с охлаждением из-за разгазирования нефти в стволе скважины и притоком охлажденной нефтегазовой смеси из пластов. В первые часы добычи в процессе снижения давления в скважине охлаждение напротив верхнего пласта происходит сильнее чем напротив нижнего (рис.2а, кривая 2) вследствие большей порции выделившегося газа из нефти (рис.2б, кривая 2). Далее приток нефти из нижнего пласта приводит к резкому разогреву (рис.2а, кривая 1) до того момента, пока разгазирование в пласте не будет преобладать над эффектом дроссельного разогрева. При этом рост температуры напротив верхнего пласта происходит в два этапа: до момента 1 ч наблюдается результат калориметрического смешивания охлажденной нефтегазовой смеси, находящейся в межпластовом интервале в скважине, с нефтью из верхнего пласта. Второй этап: после 1 ч на кривой 2 наблюдается резкое повышение температуры, свидетельствующее о том, что охлажденная нефтегазовая смесь покинула межпластовый интервал и дошел уже температурный сигнал от нижнего пласта. На зависимостях температуры от времени (рис.2) наблюдается точка инверсии температуры: повышение температуры напротив верхнего пласта больше из-за указанных этапов. На обеих кривых последние участки отмечаются монотонным понижением температуры, вызванным преобладанием теплоты разгазирования нефти над дроссельным разогревом в пласте.

Далее исследуется влияние растворимости газа в нефти на тепловое поле в системе “скважина-многопластовая залежь”. Показано, что величина температурных аномалий сильно зависит от растворимости газа в нефти. При небольшом значении растворимости отрицательная температурная аномалия наблюдается в начальные моменты времени, далее отмечается положительная температурная аномалия, связанная с проявлением эффекта Джоуля-Томсона нефти. Из анализа

распределения температуры по глубине установлено, что увеличение коэффициента растворимости газа в нефти приводит к увеличению объемной доли свободного газа в стволе скважины и к более сильному охлаждению по стволу скважины.

Рассмотрим формирование температурного поля в системе «скважина-многопластовая залежь» при вариации давления насыщения. В зависимости от величины давления насыщения нефти газом и давления в скважине, разгазирование нефти может происходить только в стволе скважины или по всему стволу скважины и в пластах. Соответствующие распределения температуры и объемной доли газа в скважине, вскрывающей два пласта, через 10 ч после пуска скважины в работу представлены на рисунке 4.

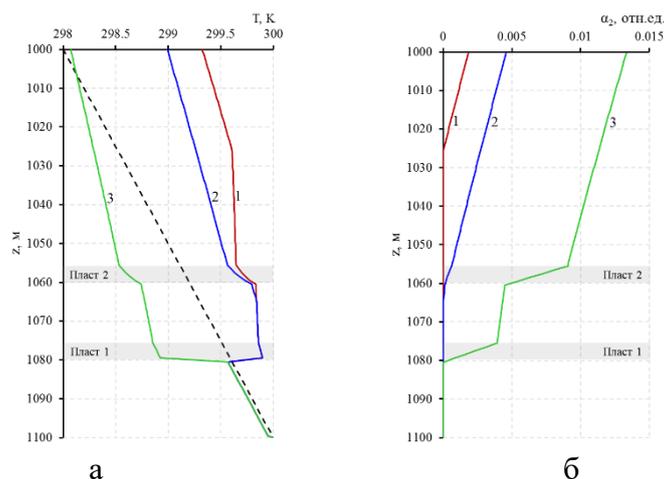


Рисунок 4 – Распределение температуры (а) и объемной доли газа (б) в скважине через 10 ч при вариации давления насыщения. Шифр кривых: 1 – $P_s = 72$ атм; 2 – $P_s = 75$ атм; 3 – $P_s = 85$ атм

Кривая 1 рис. 4 соответствует случаю разгазирования в стволе скважины. На глубине 1025 м отмечается изменение градиента температуры и начало роста объемной доли газа по пути движения флюида в стволе скважины. Кривая 2 рис.4 соответствует случаю начала разгазирования в интервале между пластами. С глубины 1065 м происходит незначительное изменение градиента температуры, и из пласта 2 притекает нефтегазовая смесь с более низкой температурой, чем в случае 1. Третий вариант (кривая 3) расчета характеризуется более высоким значением давления насыщения, при этом оба пласта имеют отрицательную температурную аномалию (относительно геотермической на данной глубине). Таким образом, по резкому изменению градиента температуры в стволе скважины выше работающих пластов появляется возможность оценки давления насыщения нефти газом.

Далее приводятся результаты исследования формирования температурного поля для различных давлений в скважине (рис.5).

Из рис.5а видно, что наблюдается снижение температуры после пуска скважины в работу (кривые 1–3), при этом в начальные моменты времени (0.5 и 1 час) работы скважины, напротив пласта 2 наблюдается повышение температуры. А в дальнейшем (рис.5в) через 10 часов работы скважины в верхнем пласте наблюдается охлаждение. Такое формирование распределения температуры по стволу скважины связано с влиянием дроссельного разогрева нефти в верхнем и нижнем пластах, теплотой разгазирования как в стволе скважины, так и в пластах и смешиванием потоков в интервалах пластов.

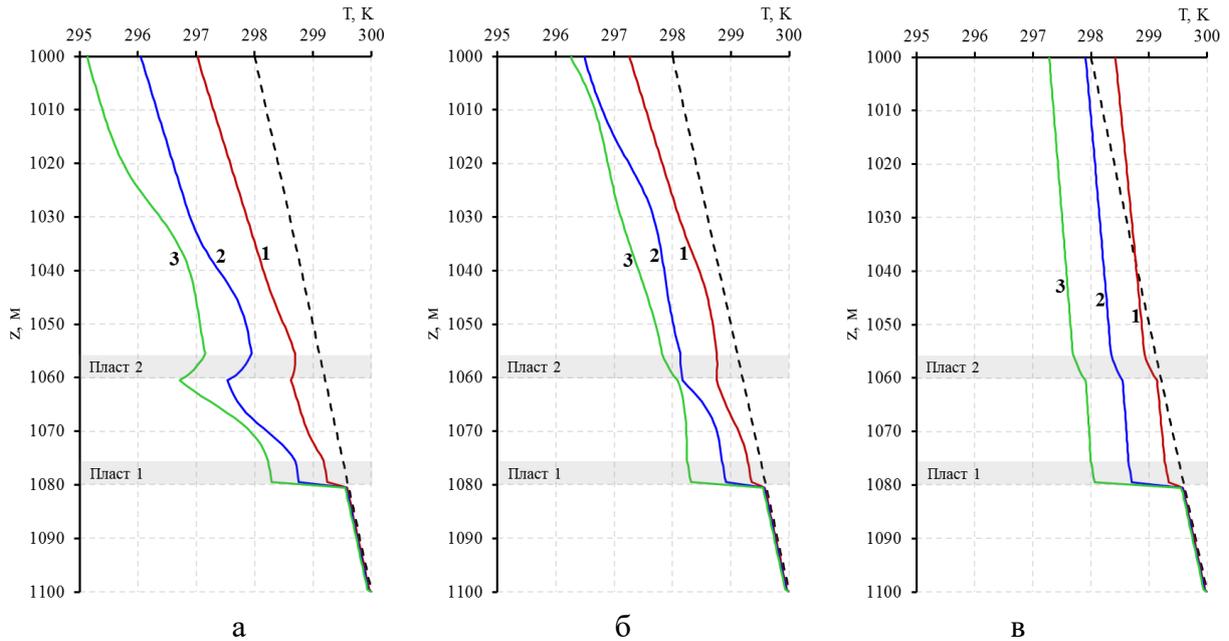


Рисунок 5 – Распределение температуры через 0.5 ч (а), 1 ч (б) и 10 ч (в) в скважине при вариации давления в скважине. Шифр кривых: 1 – $\Delta P = 20$ атм; 2 – $\Delta P = 30$ атм; 3 – $\Delta P = 40$ атм

Влияние изменения проницаемости пластов на формирование температурного поля в скважине иллюстрируется данными, представленными на рисунках 6 и 7. На рис. 6 приведены зависимости температуры от времени на глубине 1055 м при варьировании проницаемости верхнего пласта – K_2 . Проницаемость нижнего пласта постоянна и равна $K_1 = 100$ мД, проницаемость верхнего пласта варьировалась – 100, 50 и 10 мД. В формировании температурного поля в зависимости от изменения проницаемости верхнего пласта наблюдается инверсия, т.е. при небольших временах работы скважины (менее 2 часов) наибольшее охлаждение в пластах с низкой проницаемостью, а при больших временах наименьшее охлаждение (кривые 1–3, рис.6а).

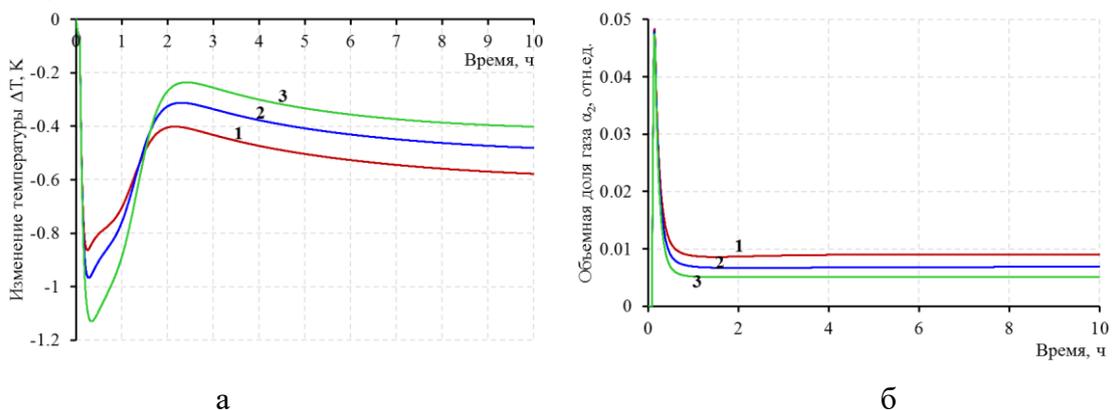


Рисунок 6 – Изменение температуры (а) и объемной доли газа (б) на глубине 1055 м при вариации проницаемости пласта 2. Шифр кривых: 1 – $K_1=100$ мД, $K_2=100$ мД; 2 – $K_1=100$ мД, $K_2=50$ мД; 3 – $K_1=100$ мД, $K_2=10$ мД

Объемная доля газа в скважине больше при лучшей проницаемости верхнего пласта (кривая 1, рис. 6б), что приводит и к большему охлаждению (кривая 1, рис. 6а) при больших временах работы скважины.

Из распределения температуры по стволу скважины (рисунок 7 а,б,в) работа верхнего пласта в случае его плохой проницаемости (кривая 3) отмечается только в первые 0.5 ч работы скважины.

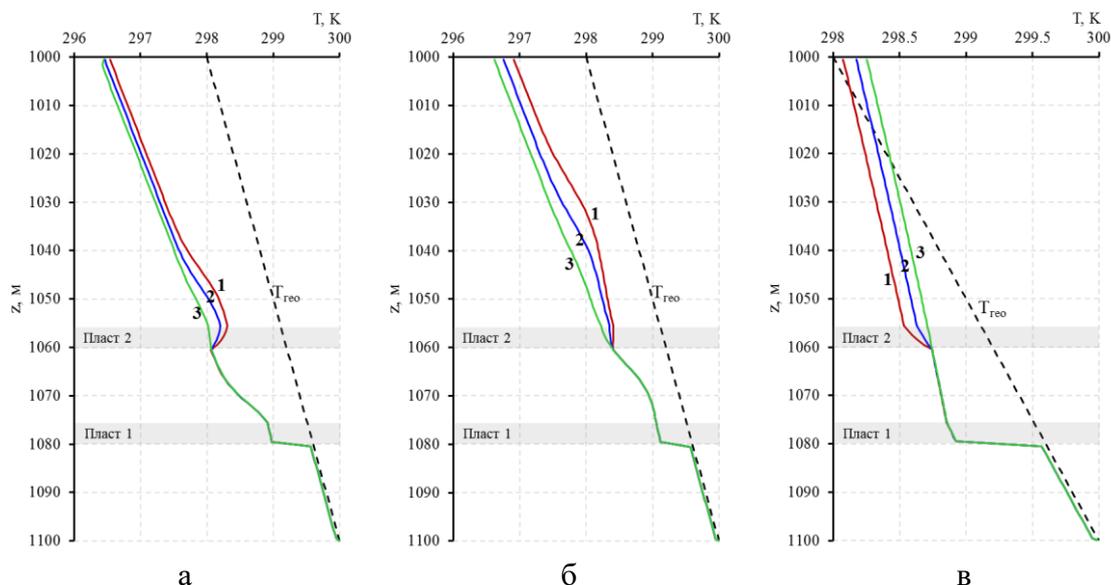


Рисунок 7 – Распределение температуры в скважине через 0.5 ч (а), 1 ч (б) и 10 ч (в) при вариации проницаемости пласта 1.

Шифр кривых: 1 – $K_1=100$ мД, $K_2=100$ мД; 2 – $K_1=100$ мД, $K_2=50$ мД;
3 – $K_1=100$ мД, $K_2=10$ мД

Далее рассматриваются особенности формирования температуры при изменении проницаемости нижнего пласта. Проницаемость верхнего пласта принята постоянной и равной 100 мД, а проницаемость нижнего пласта варьировалась в пределах: 100, 50 и 10 мД. На рис.11 приведены зависимости температуры от времени на глубине 1055 м, что соответствует точке, находящейся выше верхнего пласта.

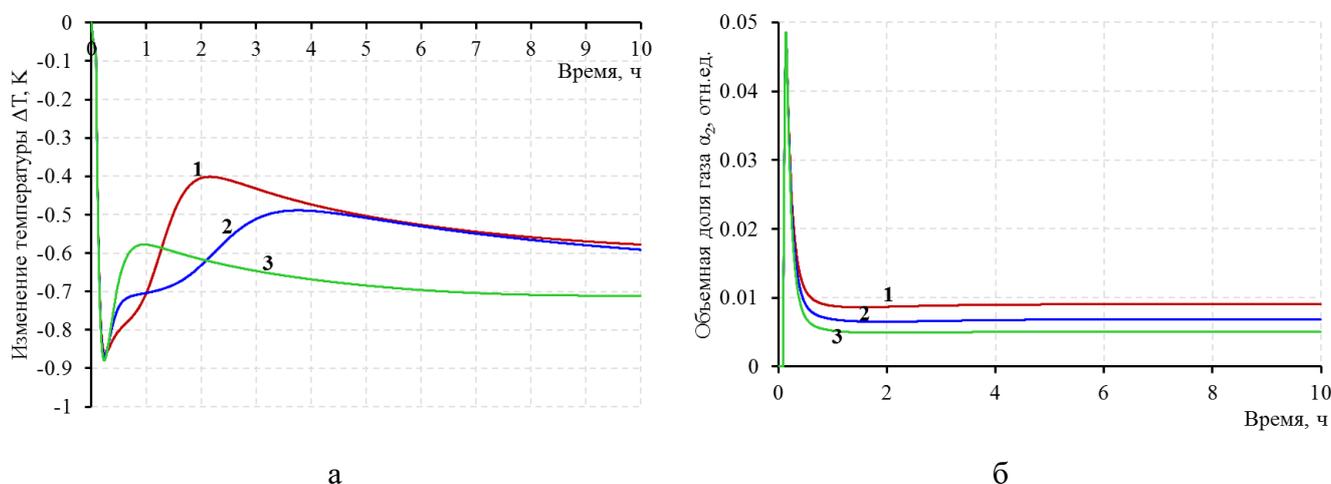


Рисунок 8 – Изменение температуры (а) и объемной доли газа (б) на глубине 1055 м при вариации проницаемости пласта 1. Шифр кривых: 1 – $K_1=100$ мД, $K_2=100$ мД; 2 – $K_1=50$ мД, $K_2=100$ мД; 3 – $K_1=10$ мД, $K_2=100$ мД

В начальные моменты работы скважины, величина отрицательной температурной аномалии одинакова для всех случаев изменения проницаемости из-за разгазирования в стволе скважины (рис.8а). В дальнейшем на характер изменения температуры будут оказывать влияние изменение температуры нижнего пласта, межскважинного интервала и верхнего пласта. Дальнейший разогрев обусловлен притоком более теплой жидкости из пласта. На кривых 1 и 2 можно выделить две ступени изменения температуры, что говорит о влиянии теплового потока из нижнего пласта. Соответствующие распределения температуры по глубине приведены на рис.12 в моменты 0,5, 1 и 10 ч после пуска скважины в работу.

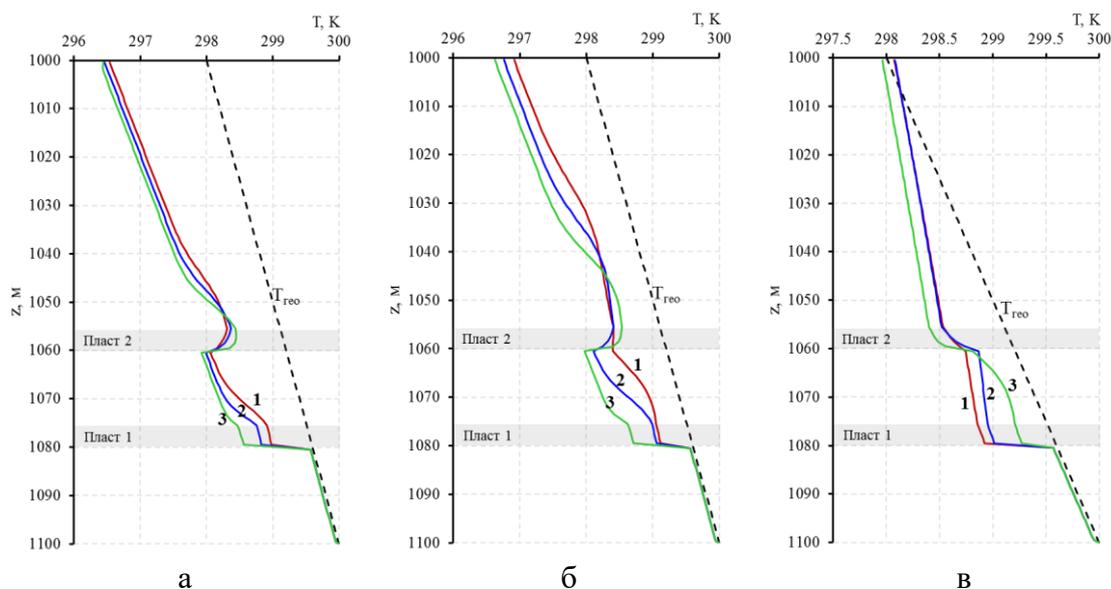


Рисунок 9 – Распределение температуры в скважине через 0,5 ч (а), 1 ч (б) и 10 ч (в) при вариации проницаемости нижнего пласта. Шифр кривых: 1 – $K_1=100$ мД, $K_2=100$ мД; 2 – $K_1=50$ мД, $K_2=100$ мД; 3 – $K_1=10$ мД, $K_2=100$ мД

Низкая проницаемость нижнего пласта (кривая 3, рис.9) приводит к формированию области снижения температуры в интервале между пластами и напротив нижнего пласта как в первые часы после пуска скважины в работу, так и в последующие моменты времени. В этом случае, независимо от соотношения проницаемостей нижнего и верхнего пластов, по температурным аномалиям можно оценить работу верхнего и нижнего пластов.

При работе скважины, вскрывающей несколько пластов многопластовой залежи, возникают ситуации, когда приток флюида из верхних пластов по данным термометрии не удастся определить (малые температурные аномалии) вследствие экранирующего влияния большого потока жидкости из нижних работающих пластов. В этом случае, для повышения информативности термометрии при выявлении работающих верхних пластов, предлагается на основе математического моделирования рассчитать условия снижения давления в скважине таким образом, чтобы разгазирование нефти происходило только в верхнем пласте. Для такой ситуации работы скважины, верхние пласты в случае их работы будут отмечаться изменениями градиентов температуры (рис.10б,в).

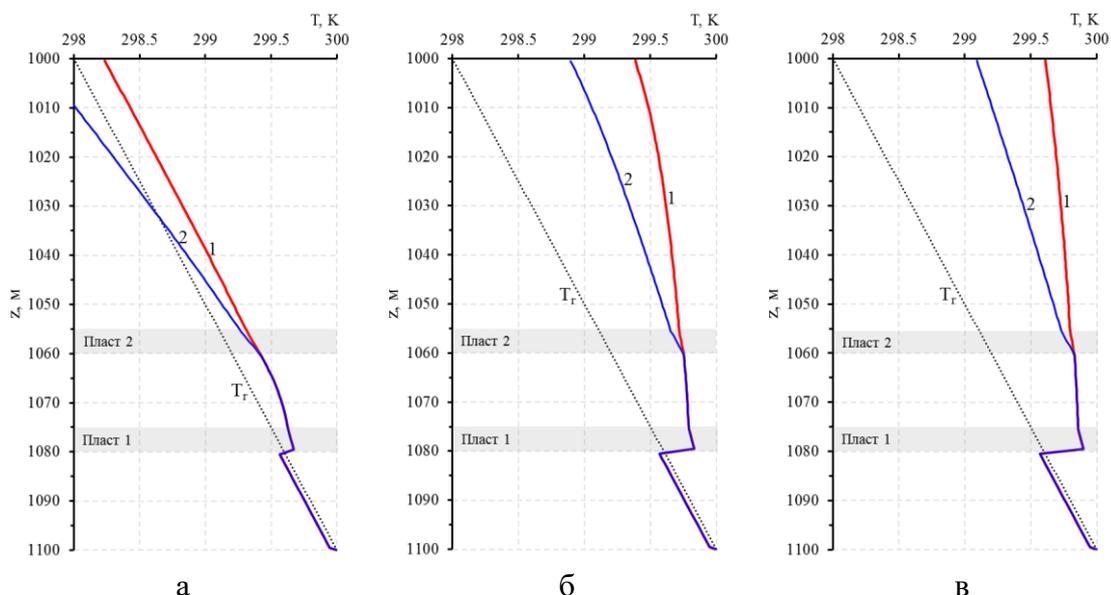


Рисунок 10 – Распределение температуры в скважине через 1 ч (а), 5 ч (б) и 10 ч (в) при определении работы верхнего пласта.

Шифр кривых: 1 – без разгазирования; 2 – разгазирование в верхнем пласте

Из результатов моделирования видно, что в первые часы после пуска скважины (кривая 2, рис.10а) в работу, приток флюида из верхнего пласта по термометрии определить невозможно ввиду того, что приток газа из пласта незначительный и разгазирование в стволе скважины “экранирует” температурный сигнал из верхнего пласта. А после 5 часов, верхний работающий интервал уверенно отмечается на термограмме (кривая 2, рис.10б,в).

В четвертой главе рассмотрены пути практического применения разработанной математической модели. В частности, она была опробована при количественной интерпретации результатов промыслово-геофизических исследований скважины с разгазированием нефти в стволе скважины. Для обработки были использованы данные, зарегистрированные в фонтанирующей скважине (рис. 11а), которые включают термометрию, манометрию, плотностнометрию и влагометрию. Из рис.11а видно, что с глубины 1330.6 м плотность в стволе скважины начинает уменьшаться, показания влагомера также убывают. Таким образом, выделяющийся газ из нефти уменьшает плотность, температуру и диэлектрическую проницаемость флюида в скважине. Из распределения давления определено значение давления насыщения нефти газом – 147,9 атм, которое соответствует изменению градиента температуры.

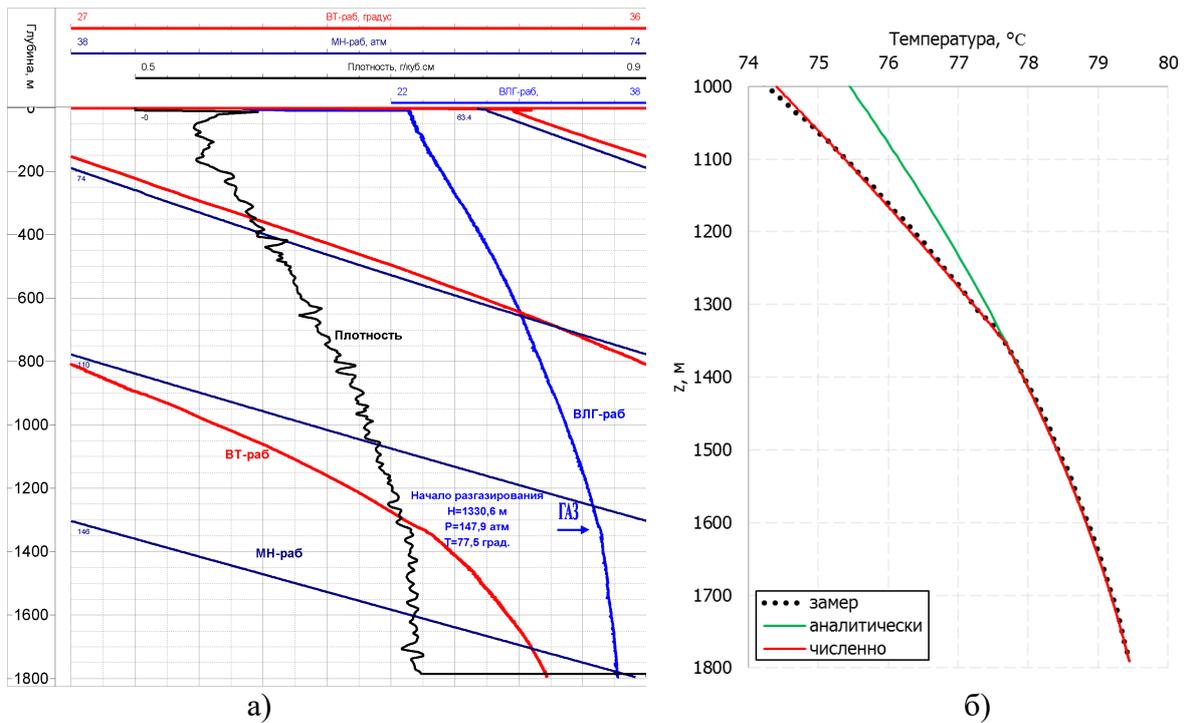


Рисунок 11 – Результаты исследования распределения температуры, давления, состава по стволу фонтанирующей скважины (а) и сопоставление полученного решения с зарегистрированными данными (б)

Согласно предложенному подходу, при интерпретации термограмм, произведена оценка дебита в скважине на основе использования аналитического решения по модели Э.Б. Чекалюка² (22) распределения температуры в скважине и исходных данных. От забоя скважины и до глубины начала разгазирования предполагается однофазный поток нефти. Из рис. 11б видно, что в области однофазного потока температурные кривые хорошо согласуются. Для значения $B = 233 \text{ м}$, $\alpha = 0,55 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ дебит скважины равен $53 \text{ м}^3/\text{сут}$.

$$T(z) = T_0 - G \cdot z + G \cdot B(1 - e^{-z/B}) + \Delta T \cdot e^{-z/B} \quad (22)$$

$$B = \frac{c_f \rho_f Q}{2\pi r_w \alpha}$$

Для того, чтобы убедиться в том, что изменение градиента температуры в скважине связано именно с разгазированием нефти использована численная модель. Коэффициент растворимости газа в нефти варьировался в пределах от 0,1 до $2 \text{ м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{атм})$.

В результате многократных расчётов (решения обратной задачи) хорошее согласование расчётной температурной кривой с зарегистрированной достигнуто при коэффициенте растворимости $0,5 \text{ м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{атм})$.

Как видно из рис. 11б, наблюдается хорошее согласование расчетных и промысловых термограмм, при этом максимальное отклонение составило $0,02 \text{ }^\circ\text{C}$.

Далее приведены результаты интерпретации данных термометрических исследований скважины в условиях разгазирования с использованием математической модели при определении работающих интервалов в скважине,

² Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. – 238с.

вскрывающей три пласта. Показано, что создание условия разгазирования нефти в верхнем пласте приводит к увеличению температурной аномалии и позволяет выявить приток газированной нефти из верхнего пласта на фоне работающих нижних пластов.

В качестве практического материала использованы данные промыслово-геофизических исследований в одной из скважин месторождения Западной Сибири (рис.12).

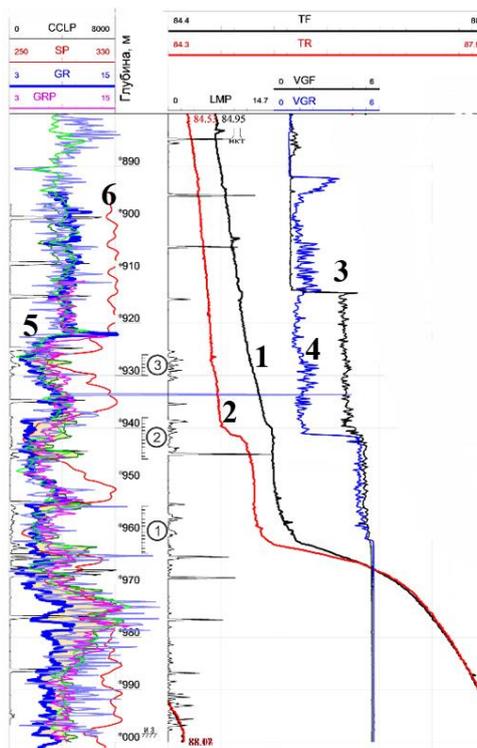


Рисунок 12 – Результаты промыслово-геофизических исследований скважины
 Шифр кривых: 1 - термометрия в остановленной скважине, 2 - термометрия в работающей скважине, 3,4 - влагометрия, 5 - гамма каротаж, 6 - данные ПС

Согласно предварительным оценкам ПГИ скважина работает газированной нефтью с приблизительным дебитом нефти – 23,5 т/сут. О притоке газированной нефти свидетельствует понижение температуры в работающей скважине (по сравнению с остановленной) напротив пластов (1–3, рис.12). Основной работающий пласт – 2. Причем основной приток газированной нефти отмечается из верхней половины перфорированного интервала. Пласты 1 и 3 работают значительно слабее. Верхний перфорированный интервал работает всей мощностью газированной нефтью. Нижний интервал перфорации работает через столб застойной воды (подошва – слабо водой, остальная часть газированной нефтью). Обводненность продукции на дату исследований (по промысловым данным) – 1,5%. На дату проведения исследований заколонные перетоки отсутствуют.

На основе многовариантных расчетов (решения обратной задачи) с использованием разработанной математической модели было достигнуто хорошее совмещение термограмм в режиме работы скважины (рис. 13).

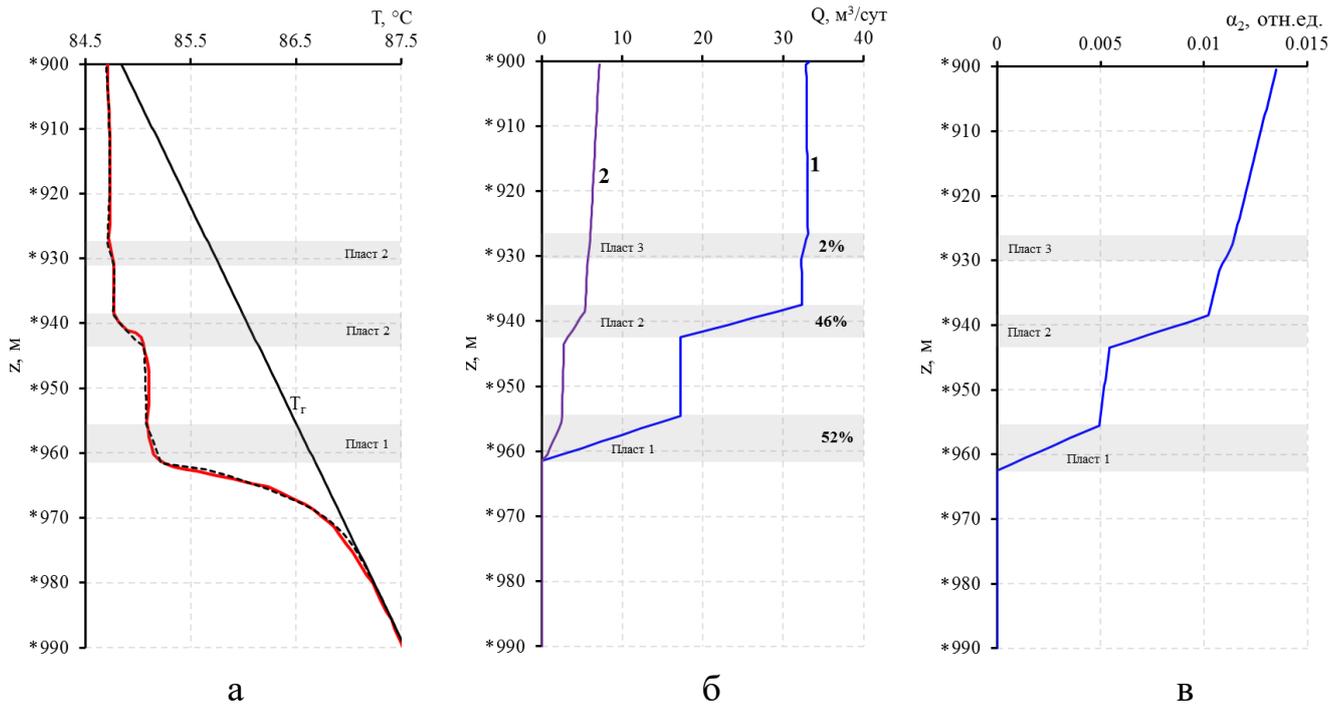


Рисунок 13 – Сопоставление расчетных данных с полевыми данными.

Шифр кривых: красная линия – зарегистрированные данные, пунктирная черная линия – результаты моделирования

Для сравнения использована термограмма в режиме работы скважины (кривая 1, рис.13а).

Распределение температуры в зумпфе скважины получено на основе аналитического решения по Модели Чекалюка:

$$T(z,t) = \Delta T \cdot \operatorname{erfc} \left[\frac{\Delta z}{2\sqrt{at}} \right] \quad (23)$$

где ΔT – разность температуры между притекающей жидкостью и геотермическим распределением на подошве пласта; Δz – расстояние от подошвы пласта до глубины z ; a – коэффициент температуропроводности пород; t – время работы скважины. Хорошее согласование термограмм в зумпфе скважины достигнуто при $a \cdot t = 17.47 \text{ м}^2$.

На рисунке 13б приведен профиль притока, полученный по результатам моделирования. Дебит скважины по нефтяной фазе составил $33 \text{ м}^3/\text{сут}$, по газу – $7 \text{ м}^3/\text{сут}$. Дебит по результатам моделирования отличается от общего дебита по оценкам ПГИ ($23,5 \text{ т/сут}$), это может быть связано с тем, что в условиях газожидкостного потока в скважине приборы учета расхода (например, механический расходомер) в значительной степени теряют информативность. Наибольший дебит соответствует нижнему пласту 1 (52%), из верхнего пласта 3 приток наименьший (2%).

Таким образом, использование математической модели позволило уточнить дебит скважины по нефти, определить дебит по газу, а также уточнить профиль притока в скважине с тремя интервалами перфорации.

Разработанную математическую модель также можно использовать для планирования проведения промыслово-геофизического исследования скважин. В частности, путем подбора режима работы скважины, условий разгазирования нефти,

хронологии проведения термогидродинамических исследований для повышения информативности термометрии при определении работающих интервалов и количественной оценке расходных параметров.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Предложена усовершенствованная численная модель тепло- и массопереноса при многофазной фильтрации с учетом термодинамических эффектов и теплоты фазового перехода при разгазировании нефти в системе «скважина-многопластовая залежь», которая позволяет адекватно описывать процесс формирования температурного поля.
2. Показано, что при разгазировании нефти в стволе скважины наблюдается увеличение градиента температуры почти в два раза на глубине, соответствующей фронту начала разгазирования нефти, при значении коэффициента Генри $0.5 \text{ м}^3/\text{м}^3/\text{атм}$ и теплоты разгазирования 168 кДж/кг .
3. Установлено, что в скважине, вскрывающей несколько пластов многопластовой залежи, наблюдается немонотонный характер изменения температуры в скважине напротив верхнего пласта, связанное с охлаждением за счет разгазирования нефти в стволе скважины в начальные моменты времени после пуска скважины в работу, а в дальнейшем с повышением температуры за счет прихода менее охлажденной жидкости из пласта с последующим снижением температуры за счет разгазирования нефти в пласте.
4. Установлены условия проведения измерения температуры после пуска скважины в работу для определения работающих интервалов в скважине, вскрывающей несколько пластов, с использованием разработанной математической модели: во-первых, давление в скважине напротив исследуемого пласта должно быть меньше давления насыщения; во-вторых, измерение температуры необходимо провести до того момента, пока температурный сигнал из нижних пластов не достигнет исследуемого интервала скважины.
5. Установлено, что в скважине, вскрывающей два пласта, снижение проницаемости в верхнем пласте приводит к инверсии в зависимости температуры от времени в верхнем пласте, т.к. значительное охлаждение в начальные моменты времени в результате разгазирования нефти в стволе скважины происходит в большей степени при меньшей скорости потока (низкой проницаемости верхнего пласта).
6. Показана возможность оценки давления насыщения, коэффициента растворимости газа и определения работающих интервалов в скважине, вскрывающей несколько пластов многопластовой залежи, с использованием разработанной математической модели.
7. Предложен подход для оценки профиля притока по данным термометрии в скважине, вскрывающей несколько пластов, на основе решения обратной задачи с использованием разработанной математической модели.

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях, входящих в международные базы данных

1. Kanafin, I.V. Nonstationary temperature processes research equilibrium degasation of oil in well-formation system / R.F. Sharafutdinov, R.A. Valiullin, T.R. Khabirov, I.G. Nizaeva, I.V. Kanafin // 8th Saint Petersburg International Conference and Exhibition: Innovations in Geosciences – Time for Breakthrough. – Saint Petersburg, 2018. DOI: 10.3997/2214-4609.201800109
2. Kanafin, I.V. Features of thermohydrodynamic studies of directional wells with multiphase flow / R.F. Sharafutdinov, R.A. Valiullin, A.S. Ramazanov, T.R. Khabirov, I.V. Kanafin // 7th Saint Petersburg International Conference & Exhibition Understanding the Harmony of the Earth's Resources through Integration of Geosciences. – Saint Petersburg, 2016. – ISBN: 978-94-6282-179-8. – ISSN: 2214-4609. DOI: 10.3997/2214-4609.201600252

Публикации в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК РФ

3. Kanafin I.V., Sharafutdinov R.F., Khabirov T.R. Numerical Investigation of the Temperature Field in a Multiple-Zone Well During Gas-Cut Oil Motion. – Journal of Applied Mechanics and Technical Physics, 2019. Vol. 60. Issue 5. Pp. 889-898. DOI: 10.1134/S0021894419050122 (Шарафутдинов Р.Ф., Канафин И.В., Хабилов Т.Р. Численное исследование температурного поля в скважине с многопластовой системой при движении газированной нефти // ПМТФ. 2019. Т.60, №5. С.125–135.)
4. Канафин И.В. Особенности формирования температурного поля в скважине с многопластовой системой при разгазировании нефти / Р.Ф. Шарафутдинов, И.В. Канафин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 2 (22). С. 96-109. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-96-109
5. Канафин И.В. Численное исследование температурного поля в системе «скважина — пласт» при разгазировании нефти / Р. Ф. Шарафутдинов, И. В. Канафин, Т. Р. Хабилов, И. Г. Низаева // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Том 3. – № 2. – С. 8-20. DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-2-8-20

Публикации в других изданиях

6. Канафин И.В. Исследование нестационарного теплового поля в пласте и скважине при многофазной фильтрации / И.В. Канафин, Р. Ф. Шарафутдинов, М.Ф. Закиров, А.Ш. Рамазанов. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.–2017.–№5.–С.20-25. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-5-20-25 (из перечня ВАК)
7. Канафин И.В. Исследование температурного поля при равновесных фазовых переходах в системе «скважина-пласт» // Сборник трудов IV Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки и техники в современном ВУЗе». – Стерлитамак. – 2019. С. 81-85.

8. Канафин И.В. Численное исследование газожидкостного потока в системе "скважина-пласт" // Сборник научных статей по материалам III Всероссийской молодежной научно-практической конференции "Геолого-геофизические исследования нефтегазовых пластов". – Уфа. – 2018. – С. 64-67.
9. Канафин И.В. Исследование нестационарных тепловых полей при фильтрации газированной нефти // Сборник научных статей по материалам II Всероссийской молодежной научно-практической конференции "Геолого-геофизические исследования нефтегазовых пластов". – Уфа. – 2017. – С. 103-105.
10. Канафин И.В. Исследование температурного поля в скважине при многофазном течении с разгазированием в стволе скважины // Сборник материалов III Межрегиональной школы-конференции студентов, аспирантов и молодых ученых физиков «Теоретические и экспериментальные исследования нелинейных процессов в конденсированных средах». – Уфа. – 2017. – С. 137-138.

Свидетельства о регистрации программы для ЭВМ

11. Свидетельство №2017618305 Российская Федерация. Симулятор для расчета нестационарной температуры и давления двухфазного течения в пласте и вертикальной скважине: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ / Канафин И.В., Шарафутдинов Р.Ф., Валиуллин Р.А., Мусина А.Р.; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО Башкирский государственный университет. – №2017615146, заявл. 31.05.2017.
12. Свидетельство №2016615040 Российская Федерация. Автоматизированная обработка данных скважинной термометрии и их визуализация: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ / Канафин И.В., Шарафутдинов Р.Ф., Федотов В.Я., Мусина А.Р.; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО Башкирский государственный университет. – №2016612391, заявл. 18.04.2016.