

На правах рукописи



Гильмиев Денис Рустамович

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В СИСТЕМЕ:
НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ - ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА - СКВАЖИНЫ**

Специальность 01.04.14 теплофизика и теоретическая теплотехника

АВТОРЕФЕРАТ

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

Тюмень 2013

Работа выполнена на кафедре механики многофазных систем ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет»

Научный руководитель: **Шабаров Александр Борисович** доктор технических наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ.

Официальные оппоненты: **Лежнин Сергей Иванович** доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник, институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН. (г.Новосибирск)

Смирнов Александр Сергеевич кандидат физико-математических наук, главный специалист ООО «Тюменский нефтяной научный центр». (г.Тюмень)

Ведущая организация: Тюменский филиал института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН. (г.Тюмень)

Защита состоится 26 декабря 2013 г. в 16 часов на заседании диссертационного совета Д 212.274.10 при ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет» по адресу: 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская 15а, ауд. 410.

С диссертацией можно ознакомиться в Информационно-библиотечном центре ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет».

Автореферат разослан 25 ноября 2013 г.

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



ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Современные способы эксплуатации нефтегазовых месторождений требуют все большего привлечения наукоемких методов для решения задач отрасли. К числу таких задач могут быть отнесены тепловые методы в сочетании с гидроразрывом пласта (ГРП).

К трудноизвлекаемым запасам относятся низкопроницаемые пласты или месторождения с высоковязкой нефтью. Месторождения с высоковязкой нефтью разрабатываются, в основном, с применением тепловых методов. Если нефтесодержащие породы при этом являются низкопроницаемыми, то для эффективной разработки, помимо тепловых методов, необходимо применение ГРП.

Рассмотрение сложных процессов переноса тепла и массы, возникающих при разработке месторождений с применением термических методов и ГРП возможно только на основе численного эксперимента. Прямое численное моделирование для описания подобных процессов сопряжено с большими сложностями, связанными с необходимостью локального измельчения ячеек в окрестности трещины и, как следствие, использования небольших временных шагов. Поэтому изучение особенностей и закономерностей переноса массы и тепла в системе нефтяной пласт - трещины гидроразрыва – скважины, невозможно без эффективного, быстродействующего и экономного алгоритма, работающего на «крупных» сетках и физично отражающего процессы, протекающие в окрестности трещин. В связи с этим моделирование тепломассопереноса, в системе нефтяной пласт – трещины гидроразрыва – скважины является актуальной, научной и практической проблемой.

Цель диссертационной работы:

Цель данной работы состоит в изучении особенностей и закономерностей тепломассопереноса водонефтяной смеси в нефтяном пласте с трещинами гидроразрыва и в скважинах.

Основные задачи, решаемые в диссертации:

1. Разработать постановку задачи моделирования процессов тепломассопереноса водонефтяной смеси в системе: пласт-трещины гидроразрыва-скважины.
2. Разработать расчетную модель и алгоритм, позволяющий решать задачи неизотермического течения флюидов в пласте, трещинах ГРП и скважинах.
3. Создать программный комплекс, позволяющий проводить расчеты теплофизических параметров потока нефти и воды при различных вариантах расположения и параметров трещин ГРП.
4. Провести расчетно-теоретическое исследование влияния температуры закачиваемой воды на коэффициент извлечения нефти в системе скважин с трещинами ГРП.

Предметом исследования является природно-техническая система: нефтяной пласт – трещины гидроразрыва – скважины при изотермическом и неизотермическом заводнении.

Методы исследования. Для решения поставленных задач использовались методы математического моделирования, включающие в себя: математическую формулировку задач тепломассопереноса, построение эффективных численных алгоритмов, программную реализацию алгоритмов, проведение численных экспериментов и анализ полученных результатов.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Тема диссертационной работы соответствует формуле специальности 01.04.14 – «теплофизика и теоретическая теплотехника» по физико-математическим наукам, так как диссертация посвящена численному моделированию теплофизических процессов (переноса тепла и массы) в природе и технике – изучены процессы тепломассопереноса в природно-технической системе: пласт – трещины гидроразрыва – скважины. В работе исследуются параметры многофазных систем (вода, нефть, горная порода) при тепломассопереносе в пористых средах и каналах.

На защиту выносятся

1. Метод расчета неизотермического течения водонефтяной смеси в системе: пласт – трещины гидроразрыва – скважины.
2. Результаты исследования полей температуры, давления, вязкости, нефтенасыщенности и проводимости в системе пласт - трещины гидроразрыва – скважины при закачке горячей воды с учетом механизмов теплопроводности и конвекции, а так же анализ влияния этих параметров на коэффициент извлечения нефти.
3. Результаты изучения влияния проводимости трещин ГРП на динамику работы скважин.
4. Результаты комплексного исследования влияния вариантов расположения и параметров трещин ГРП на коэффициент извлечения и темп отбора нефти, полученные на основе разработанного метода.

Научная новизна. В процессе исследований и разработки теоретических и прикладных приложений получены следующие научные результаты.

1. Разработана физико-математическая модель тепломассопереноса в системе пласт – трещины гидроразрыва – скважины.
2. Разработан численный метод, позволяющий рассчитывать совместное течение флюидов и теплоперенос в «крупных» и «мелких» ячейках на трех взаимонезависимых сетках: в области пласта, трещин и скважин с условиями сопряжения по давлению, температуре, потокам тепла и массы на внутренних границах расчётной области.
3. На основе исследования по влиянию расположения и параметров трещин ГРП на количество извлекаемой нефти, для периодических систем разработки получены варианты, характеризующиеся как наибольшим коэффициентом нефтеизвлечения, так и наибольшим темпом отбора нефти.

4. Установлено, что учет проводимости трещин существенно влияет на распределение давления как в пласте в окрестности трещины, так и внутри трещины.
5. На основе численных экспериментов по исследованию параметров системы пласт – трещины гидроразрыва – скважины установлено, что закачка горячей воды на месторождениях высоковязкой нефти может приводить к существенному увеличению коэффициента извлечения нефти по сравнению с изотермическим заводнением.

Практическая значимость работы заключается в том, что ее результаты могут быть использованы при моделировании и проектировании нефтяных месторождений, а также при создании соответствующих программных продуктов.

Обоснованность и достоверность результатов, представленных в диссертационной работе, определяется использованием законов сохранения, применением современных методов численного моделирования, решением тестовых задач, имеющих известные аналитические и численные решения, а также сравнением результатов моделирования с опытно-промышленными данными.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались на следующих научных и научно-практических конференциях и семинарах: XII научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.» г. Ханты-Мансийск 21-24 октября 2008 г.; Научно-практическая конференция ЗАО «Тюменский институт нефти и газа». г. Тюмень 20-24 апреля 2009 г.; Международная академическая конференция «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири» г. Тюмень, 16-18 сентября 2009г.; X-я юбилейная научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». г. Геленджик, 21-23 сентября 2010 г.; V Международная специализированная выставка и конференция «Нефтедобыча.

Нефтепереработка. Химия». г. Самара 20-23 октября 2010 г.; Школа – семинар “Теплофизика, гидродинамика, теплотехника” под руководством Заслуженного деятеля науки РФ, д.т.н, профессора А.Б. Шабарова (Тюмень, 2011); Международная научно-техническая конференция «Нефть и Газ Западной Сибири» г. Тюмень 19-20 октября 2011г.

Публикации. Основные положения диссертации опубликованы в 11 печатных работах, в т.ч. 7 в рецензируемых научных журналах из перечня ВАК, а так же получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения и списка литературы. Общий объем работы составляет 145 страниц, включает 73 рисунка и 7 таблиц. Список литературы содержит 129 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность выбранной темы исследований, сформулированы цели и задачи исследований, приведены основные результаты и положения, выносимые на защиту. Также приведены сведения о научной новизне, практической значимости, апробации результатов и основных публикациях. Затем кратко изложено содержание диссертации по главам.

В первой главе выполнена классификация задач, приведён обзор практических исследований и теоретических методов решения задач массопереноса жидкостей в пористой среде при наличии техногенных трещин.

Вторая глава посвящена разработке метода расчета совместного теплопереноса водонефтяной смеси в системе пласт – трещины гидроразрыва – скважины. При описании движения жидкости в пласте использовался, в частности, обобщенный закон Дарси, в трещине – двучленный закон Краснопольского – Форхгеймера, в скважине –

обобщенное уравнение Бернулли. Таким образом, движение и теплообмен в системе пласт – трещины гидроразрыва – скважины сводится к совокупности трех взаимосвязанных процессов: трехмерный теплоперенос в пласте, двумерное течение и теплоперенос в трещине и квазиодномерное течение и теплообмен в скважине.

В п. 2.2. описывается математическая постановка задачи.

Задача о нахождении полей насыщенности, давлений, температур, вязкости и скоростей фильтрации в пласте описывается следующей системой уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial m \rho_\alpha S_\alpha}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho_\alpha \bar{v}_\alpha) + \rho_\alpha q_\alpha = 0 \\ \bar{v}_\alpha = -\frac{k f_\alpha}{\mu_\alpha} \operatorname{grad}(P_\alpha - \rho_\alpha g h) \\ \frac{\partial \left[(1-m) C_R \rho_R + \sum_\alpha (m \rho_\alpha S_\alpha C_\alpha) \right] T}{\partial t} + \operatorname{div} \sum_\alpha (\rho_\alpha C_\alpha v_\alpha T) = \operatorname{div}(\lambda_{эф} \operatorname{grad}(T)) - \sum_\alpha q_{E,\alpha} \\ \rho_\alpha = \rho_\alpha^b \left[1 + \beta_\alpha (P_\alpha - P^b) \right] \\ \mu_\alpha = A_\alpha \exp(B_\alpha / T) \\ m = m^b + \beta_r (P_\alpha - P^b) \\ P_c = J(S) \sigma \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} \\ S_o + S_w = 1 \\ \alpha = w, o \end{array} \right. \quad (1)$$

Процесс неизотермического течения жидкости в скважине (*внутренняя задача*) считается квазистационарным, квазиодномерным и описывается следующей системой уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d}{dl} (\rho_{av} v_{well}) + (\rho_w q_{well,w} + \rho_o q_{well,o}) = 0 \\ \frac{dP_{well}}{dl} = \rho_{av} \left(g + \alpha_k \frac{v_{well} dv_{well}}{dl} - C_f \frac{v_{well}^2}{2D} \right) \\ \frac{d(q_{well,E,w} + q_{well,E,o} - q_{out})V}{dl} + \frac{dN_{TP}}{dl} = G_{well} \frac{d}{dl} \left(h_{well} + \frac{v_{well}^2}{2} + gz \right) \end{array} \right. \quad (2)$$

Процесс неизотермической высокоскоростной фильтрации жидкости в трещине (*внутренняя задача*) описывается следующей системой уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial m_{grp} \rho_{\alpha} S_{grp,\alpha}}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho_{\alpha} v_{grp,\alpha}) + \rho_{\alpha} q_{grp,\alpha} = 0 \\ -\operatorname{grad}(P_{grp} - \rho_{\alpha} gh) = \frac{\mu_{\alpha}}{k_{grp} f_{grp,\alpha}} v_{grp,\alpha} + \beta \rho_{\alpha} |v_{grp,\alpha}| v_{grp,\alpha} \\ \frac{\partial \left[(1 - m_{grp}) C_{R,grp} \rho_{R,grp} + \sum_{\alpha} (m_{grp} \rho_{\alpha} S_{grp,\alpha} C_{\alpha}) \right] T_{grp}}{\partial t} + \operatorname{div} \sum_{\alpha} (\rho_{\alpha} C_{\alpha} v_{grp,\alpha} T_{grp}) = \operatorname{div}(\lambda_{grp,эф} \operatorname{grad}(T_{grp})) - \sum_{\alpha} q_{grp,E,\alpha} \\ \rho_{\alpha} = \rho_{\alpha}^b [1 + \beta_{\alpha} (P_{grp} - P^b)] \\ \mu_{\alpha} = A_{\alpha} \exp(B_{\alpha} / T) \\ m_{grp} = m_{grp}^b + \beta_{grp,r} (P_{grp} - P^b) \\ \alpha = o, w \end{array} \right. \quad (3)$$

где ρ_{α} , S_{α} , v_{α} , q_{α} , $q_{E,\alpha}$, f_{α} , μ_{α} , P_{α} , β_{α} , C_{α} – плотность, насыщенность, скорость фильтрации в пласте, удельные мощности объемных и тепловых источников/стоков отнесенные к единице объема (в пределах пласта за исключением внутренних граничных поверхностей) равны нулю, относительная фазовая проницаемость, динамическая вязкость, давление, сжимаемость, теплоемкость α -й фазы; T – температура; m , k , β_r , $\lambda_{эф}$, C_R , ρ_R – пористость, проницаемость, сжимаемость, эффективная теплопроводность, теплоемкость, плотность породы; g – ускорение свободного падения; h – глубина; $J(S)$ – безразмерная функция Леверетта; σ – коэффициент поверхностного натяжения; P_c – капиллярное давление; θ – угол смачивания; ρ_{av} – средняя плотность водонефтяной смеси; v_{well} – скорость движения водонефтяной смеси в скважине; $q_{well,w}$, $q_{well,o}$, $q_{well,E,w}$, $q_{well,E,o}$, q_{out} – удельные мощности объемных и тепловых источников/стоков нефтяной и водной фазы поступающих из пласта и трещины в скважину отнесенные к единице объема, удельный тепловой поток в окружающую среду отнесенный к единице объема; P_{well} – давление в скважине; α_k – коэффициент Кориолиса; C_f – коэффициент гидравлического сопротивления в скважине; D – внутренний диаметр скважины; G_{well} , h_{well} , – массовый расход и энтальпия

жидкости по скважине отнесенные к единице массы; N_{TP} – мощность внутренних вязкостных сил; V – объем рассматриваемого участка скважины; P_{grp} , $S_{grp,\alpha}$, $v_{grp,\alpha}$, $q_{grp,\alpha}$, $q_{grp,E,\alpha}$, $f_{grp,\alpha}$ – давление, насыщенность, скорость фильтрации в трещине, мощность объемных и тепловых источников/стоков втекающие из пласта в трещину отнесенные к единице объема, относительная фазовая проницаемость в трещине α -й фазы; T_{grp} – температура трещины; m_{grp} , k_{grp} , $\beta_{grp,r}$, $\lambda_{grp,\text{эф}}$, $C_{grp,R}$, $\rho_{grp,R}$ – пористость, проницаемость, сжимаемость, эффективная теплопроводность, теплоемкость, плотность пропанта заполняемого трещину.

При расчете взаимосвязи параметров на внутренних поверхностях – граничных областей пласт – трещина, пласт – скважина, трещина – скважина используется условие равенства давлений (4) с учетом капиллярных составляющих в пласте, а так же равенство тепловых и объемных потоков (6), (7). Причем, если для внутренней границы одной из соседних областей имеется сток, то для смежной области – источник. Площадь торцов трещины пренебрежимо мала (5)

$$P_{grp}(r, z, t) \Big|_{r=r_{well}} = P_{well}(l, t), \quad (4)$$

$$\frac{\partial P_{grp}}{\partial n} \Big|_{\text{торцы трещины}} = 0, \quad \frac{\partial T_{grp}}{\partial n} \Big|_{\text{торцы трещины}} = 0 \quad (5)$$

$$q_{\alpha} \Big|_{L1} = |q_{well,\alpha}|, \quad q_{\alpha} \Big|_{L2} = |q_{grp,\alpha}|, \quad q_{\alpha} \Big|_{L3} = |q_{well,\alpha} + q_{grp,\alpha}| \quad (6)$$

$$q_{E,\alpha} \Big|_{L1} = |q_{well,E,\alpha}|, \quad q_{E,\alpha} \Big|_{L2} = |q_{grp,E,\alpha}|, \quad q_{E,\alpha} \Big|_{L3} = |q_{well,E,\alpha} + q_{grp,E,\alpha}| \quad (7)$$

где L_i ($i=1, \dots, 3$), $i=1$ соответствует внутренней границе между пластом и скважиной; $i=2$ соответствует внутренней границе между пластом и трещиной; $i=3$ соответствует внутренней границе между пластом, трещиной и скважиной.

При постановке граничных условий полагается, что на контуре питания поддерживается постоянное давление и температура (8), потери тепла за счет теплопроводности в кровлю и подошву пласта описываются законом Фурье

(9), на устье нагнетательных скважин задается давление (10) и температура (11), на добывающих – только давление:

$$P(x, y, z, t)|_{\text{контур}} = P_K, T(x, y, z, t)|_{\text{контур}} = T_K \quad (8)$$

$$q_{\text{ном}} = -\lambda_R \frac{\partial T}{\partial z} \Big|_{\text{кровля/ подошва}} \quad (9)$$

$$P_{\text{well}}(l, t)|_{l=1} = P_{\text{уст}}, \quad (10)$$

$$T_{\text{well}}(l, t)|_{l=1} = T_{\text{уст}} \quad (11)$$

П. 2.3. посвящен численной реализации модели, основанной на методе контрольных объемов решения вышеописанной системы уравнений в частных производных.

Численная модель пласта

В результате аппроксимации системы уравнений (1) на конечно-разностной сетке, по IMPES схеме, получаем уравнения для давления, водонасыщенности и температуры в матричном виде:

$$A^{n+1} P^{n+1} = b^n + (TR_{\text{well}} + TR_{\text{grp}}) \lambda^n P_U^n \quad (12)$$

$$S^{n+1} = S^n + \frac{\Delta t}{mV} (L_w^n - Q_w^n) \quad (13)$$

$$A_t^{n+1} T^{n+1} = H^n T^n + (Q_{E,w}^n + Q_{E,o}^n) \quad (14)$$

где P^{n+1} , S^{n+1} , T^{n+1} , A^{n+1} , A_t^{n+1} – вектора пластового давления, водонасыщенности и температуры, матрица проводимости, матрица содержащая теплопроводность и конвективные члены на $n+1$ временном слое; b^n , λ^n , H^n – вектор капиллярно-гравитационных членов и сжимаемости породы нефти воды, подвижность водонефтяной смеси, вектор объемной теплоемкости породы воды и нефти; Q_α^n , $Q_{E,\alpha}^n$ – вектора объемных расходов и мощности тепловых источников/стоков α -фазы; L_w^n – разностный оператор потоков водной фазы; TR_{well} , TR_{grp} – проводимости скважины и трещины ГРП с пластом.

Система алгебраических уравнений (12) содержит неизвестную величину P^{n+1} и P_U^n , где:

$$P_U^n = \begin{cases} P_{well}^{m,n} & \text{если } L1 \\ P_{grp}^{m,n} & \text{если } L2 \end{cases} \quad (15)$$

Распределение давление в скважинах $P_{well}^{m,n}$ и трещинах $P_{grp}^{m,n}$ описывается системами уравнений (2),(3).

Учет скважины в численной модели пласта

Результат аппроксимации системы уравнений (2):

$$v_{well,av,s+1}^{m,n} = v_{well,av,s}^{m,n} \frac{A_s^m}{A_{s+1}^m} - \frac{(Q_{well,o,i,j,k}^{m,n} + Q_{well,w,i,j,k}^{m,n})}{A_s^m} \quad (16)$$

$$\frac{P_{well,s+1}^{m,n}}{\rho_{av,s+1}^{m,n}} + \alpha_{k,s+1}^{m,n} \frac{(v_{well,av,s+1}^{m,n})^2}{2} + z_{s+1}^m g = \frac{P_{well,s}^{m,n}}{\rho_{av,s}^{m,n}} + \alpha_{k,s}^{m,n} \frac{(v_{well,av,s}^{m,n})^2}{2} + z_s^m g + l_{mp,s}^{m,n} \quad (17)$$

$$T_{well,s+1}^{m,n} = T_{well,s}^{m,n} + \frac{1}{C_{av,s}^{m,n}} \left(\frac{P_{well,s}^{m,n} - P_{well,s+1}^{m,n}}{\rho_{av,s}^{m,n}} + \alpha_{k,s}^{m,n} \frac{(v_{well,s}^{m,n})^2 - (v_{well,s+1}^{m,n})^2}{2} + g(z_s^m - z_{s+1}^m) \right) + \frac{(Q_{well,E,w,i,j,k}^{m,n} + Q_{well,E,o,i,j,k}^{m,n}) - Q_{out,s}^{m,n}}{(q_{well,w,s}^{m,n} + q_{well,o,s}^{m,n}) \cdot \rho_{av,s}^{m,n}} + l_{mp,s}^{m,n} \quad (18)$$

здесь $v_{well,av,s}^{m,n}$, $P_{well,s}^{m,n}$, $T_{well,s}^{m,n}$, $\rho_{av,s}^{m,n}$, $C_{av,s}^{m,n}$, $\alpha_{k,s}^{m,n}$, – скорость, давление, температура плотность, теплоемкость, коэффициент Кориолиса водонефтяной смеси на (s)-ном участке m -й скважины на n -м временной слое; $Q_{well,\alpha,i,j,k}^{m,n}$, $Q_{well,E,\alpha,i,j,k}^{m,n}$ – объемный расход и мощность тепловых источников/стоков α -й фазы втекающего из пласта и трещины в (s)-й участок m -й скважины на n -м временном слое на уровне (i,j,k)-го разностного блока; $q_{well,w,s}^{m,n}$, $q_{well,o,s}^{m,n}$ – объемный расход воды и нефти на s-ном участке по длине m -й скважины; $l_{mp,s}^{m,n}$ – удельная работа сил трения отнесенная к единице массы на s-ном участке m -й скважины в n -й момент времени; $Q_{out,s}^{m,n}$ – мощность тепловых потерь от скважины в горную породу на s-ном участке m -й скважины в n -й момент времени; A_s^m , z_s^m – внутренняя площадь сечения скважины, абсолютная

отметка глубины s -го сечения m -й скважины; g – ускорение свободного падения.

Учет трещины в численной модели пласта

Система уравнений (3) аппроксимируется аналогично (1):

$$A_{grp}^{\gamma} P_{grp}^{n+1} = b_{grp}^n + TR_{grp} \lambda^n P^n \quad (19)$$

$$S_{grp}^{n+1} = S_{grp}^n + \frac{\Delta t}{m_{grp} V_{grp}} (L_{grp,w}^n - Q_{grp,w}^n) \quad (20)$$

$$A_{grp,t}^{n+1} T_{grp}^{n+1} = H_{grp}^n T_{grp}^n + (Q_{grp,E,w}^n + Q_{grp,E,o}^n) \quad (21)$$

Система (19-21) отличается от системы (12-14) тем, что вектор b_{grp}^n содержит только гравитационные члены, так как для описания движения жидкости в трещине использован нелинейный закон фильтрации, матрица проводимости A_{grp}^{γ} содержит в себе члены, отвечающие за местные сопротивления F_{ND}^{γ} .

В п.2.4 описан алгоритм решения «*расщепленной задачи*» совместного переноса массы и тепла, основанный на равенстве объемных и тепловых потоков между пластом, трещиной и скважиной.

Третья глава посвящена исследованию влияния проводимости трещин ГРП на динамику работы скважин. Произведен сравнительный анализ вариантов фильтрации жидкости в пласте с трещинами ГРП конечной и бесконечно большой проводимостью.

В частности исследуется процесс притока жидкости к одиночной добывающей скважине, пересеченной трещиной гидравлического разрыва пласта, сравниваются распределение давления в окрестности трещины с конечной и бесконечно большой проводимостью (рис. 1).

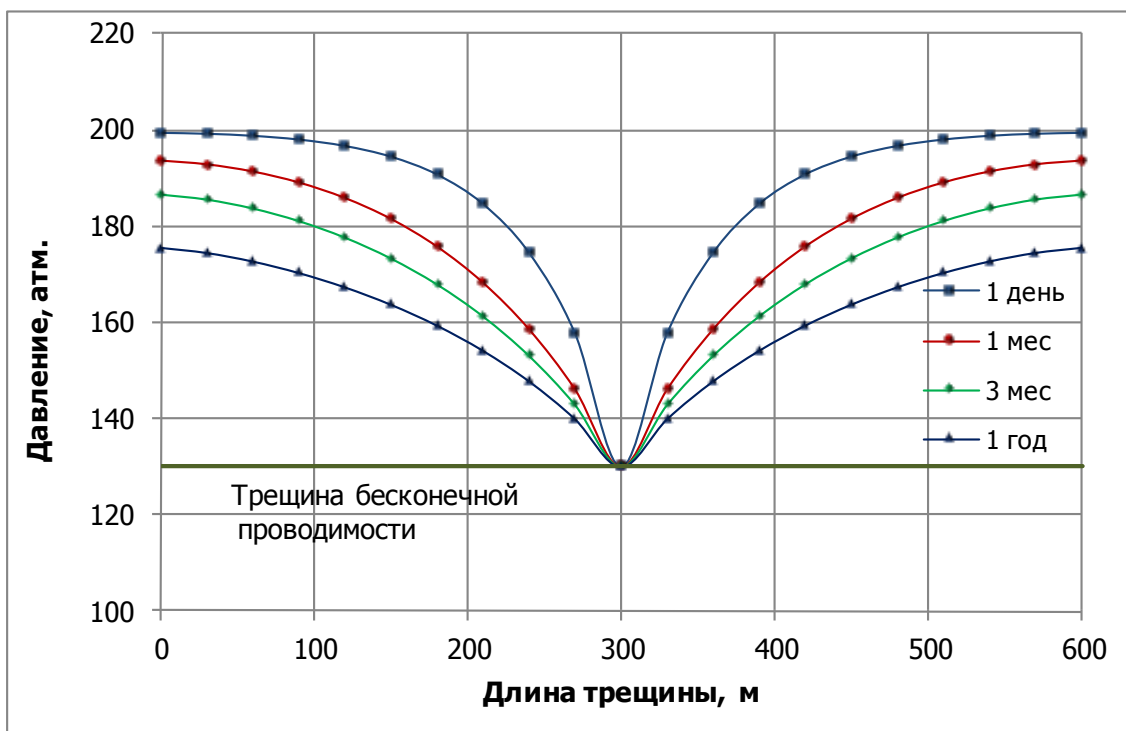


Рис. 1 – Эпюра распределения давления по длине трещины конечной проводимости и трещины с бесконечно большой проводимостью

Как показали гидродинамические расчеты на конкретных примерах, учет проводимости трещин существенно влияет на распределение давления как в окрестности, так и внутри трещины конечной проводимости.

Аналогичные расчеты проводились и для горизонтальных скважин. Изучались особенности распределения давления и профиля притока по длине перфорированного участка скважины для вариантов с учетом потерь давления по длине и без учета.

Четвертая глава посвящена исследованию влияния вариантов расположения и параметров трещин ГРП на коэффициент извлечения и темп отбора нефти для периодических систем расстановки скважин.

В частности для трехрядных систем расстановки скважин расчеты на моделях показали, проведение ГРП на скважинах только первого добывающего ряда дает лучший эффект по количеству отобранной нефти. В данном варианте не происходит быстрого продвижения фронта вытесняемой воды от нагнетательных скважин к скважинам второго стягивающего ряда, в отличие от варианта с проведением ГРП на скважинах второго ряда.

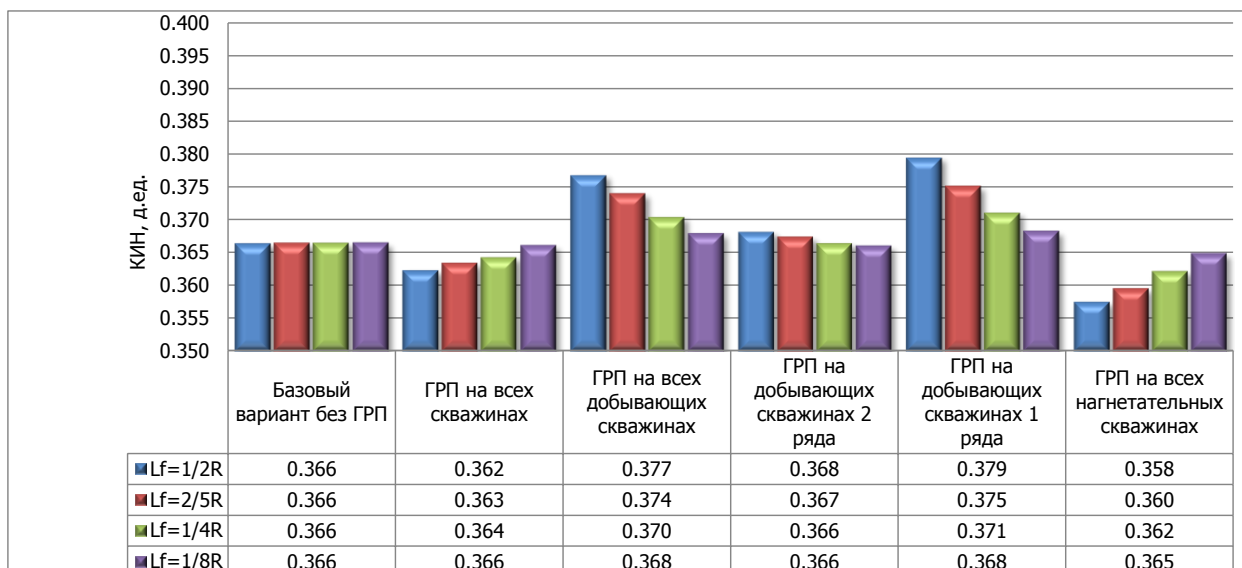


Рис. 2 – Влияние расположения и длин трещин ГРП на коэффициент извлечения нефти при трехрядной системе расстановки скважин.

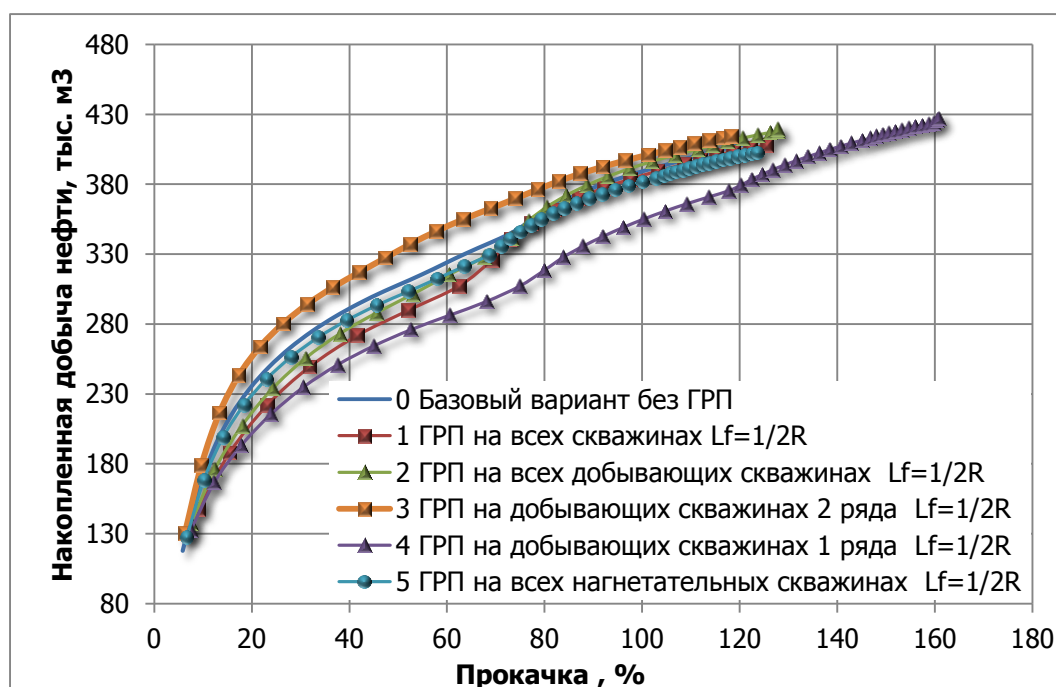


Рис. 3 – Накопленная добыча нефти при различных вариантах размещения трещин ГРП на скважинах трехрядной системы разработки

Из рисунка 3, где под прокачкой понимается отношение накопленной закачки воды к поровому объему пласта, следует, что вариант с расположением ГРП на скважинах первого добывающего ряда характеризуется наибольшим коэффициентом нефтеизвлечения, но эффект по интенсификации (темп отбора нефти) от гидроразрыва на скважинах второго ряда выше, чем ГРП на скважинах первого ряда.

В пятой главе приведены результаты расчетно-параметрического исследования воздействия на пласт путем закачки горячей и холодной воды в сочетании с гидроразрывом пласта.

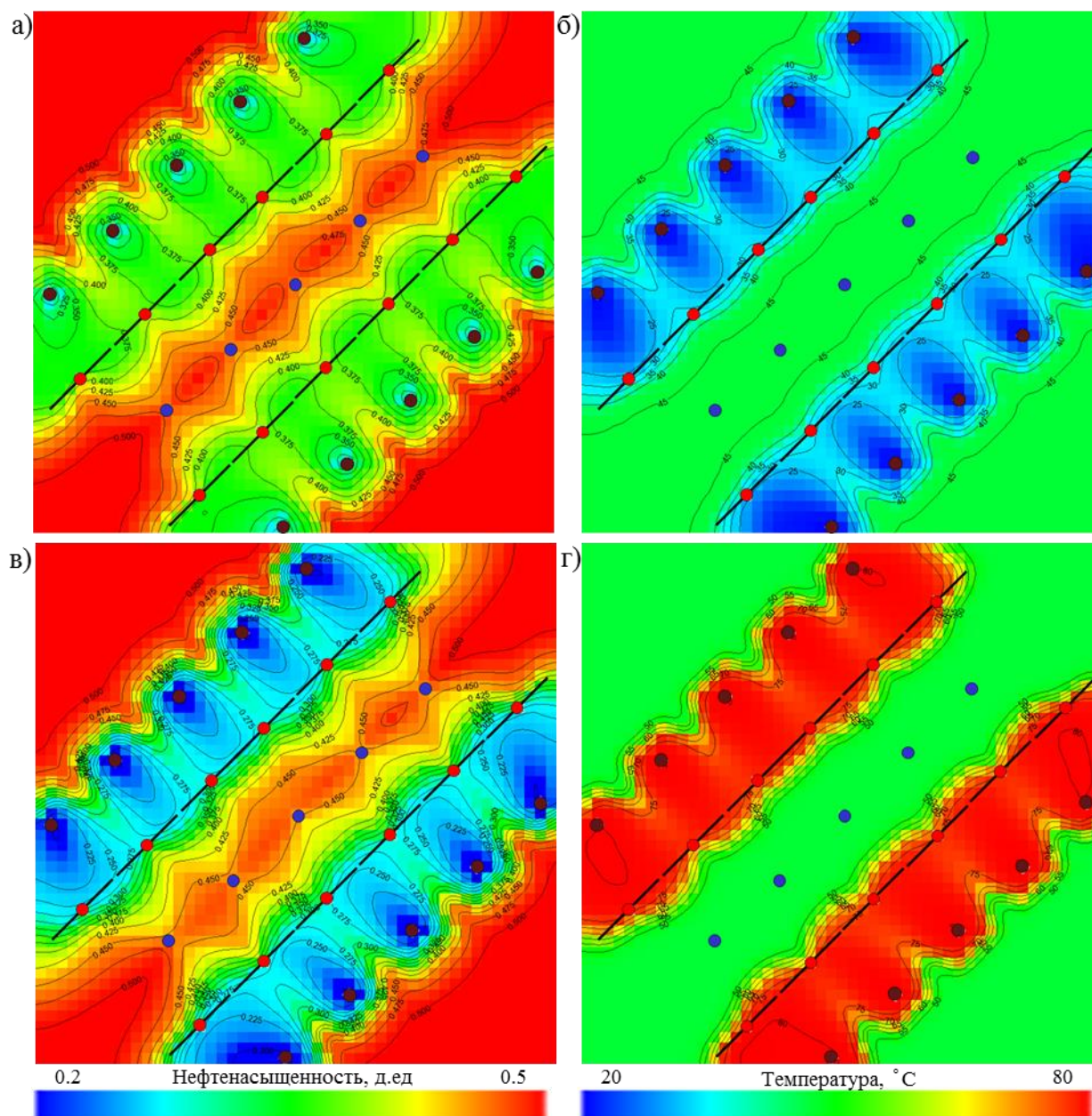


Рис. 4. Поле распределения нефтенасыщенности а) и температуры б) при закачке холодной воды с температурой 20°C; нефтенасыщенности в) и температуры г) при закачке горячей воды с температурой 80°C; на момент обводнения скважин первого ряда 97% ● – нагнетательная скважина, ● – добывающая скважина 1-го ряда, ● – добывающая скважина 2-го ряда

Представленные карты распределения нефтенасыщенности и температуры (рис. 4) свидетельствуют, что при закачке горячей воды вязкость нефти снижается, что в соответствии с обобщенным законом Дарси, при фиксированной водонасыщенности, приводит к росту скорости

фильтрации нефти и к увеличению коэффициенту нефтеизвлечения. При закачке холодной воды скорость движения нефти снижается. Вблизи первого добывающего ряда скважин происходит рост водонасыщенности, что приводит к преждевременному обводнению скважин. При этом невыработанной нефти в районе скважин первого добывающего ряда остается больше, чем при закачке горячей воды.

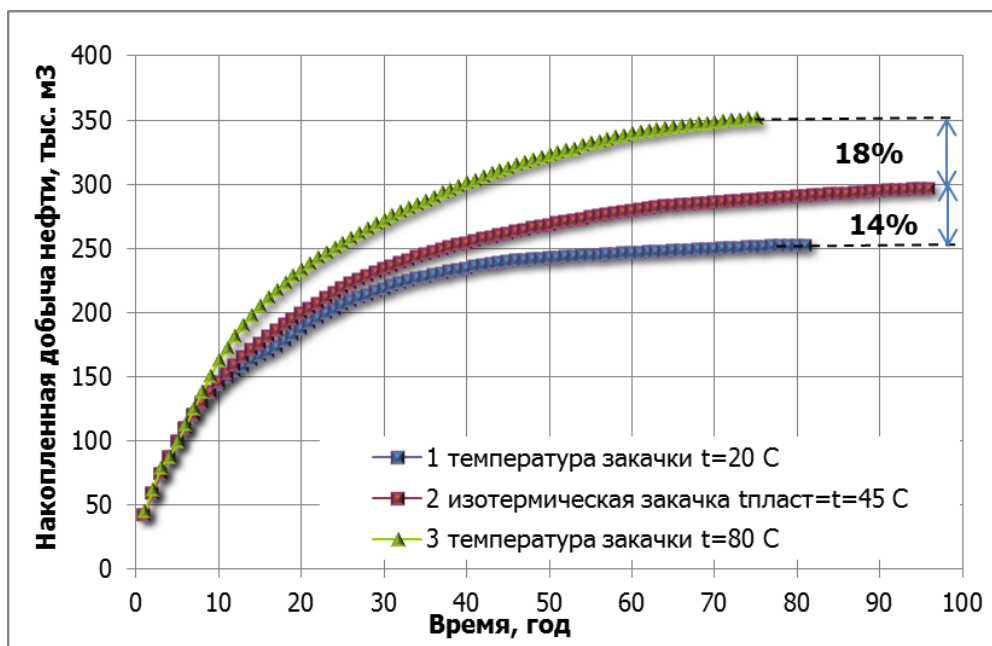


Рис. 5 – Накопленная добыча нефти при закачке теплоносителя с различной температурой

Расчеты проведенные на модельных месторождениях показали (рис. 5), что закачка нагретой воды до 70-80°C позволяет увеличить накопленную добычу нефти на 18% по сравнению с изотермической закачкой. Результаты, полученные на модельной задаче, согласуются с имеющимся опытом по закачке горячей воды на различных месторождениях^{1 2} где средний прирост дополнительно добытой нефти составил от 19% до 29%.

Немонотонное изменение кривизны графиков накопленной добычи нефти (рис. 5) в зависимости от прокачки связано с автоматическим отключением при численном моделировании рядов добывающих скважин, вследствие их обводнения до уровня 97%.

¹ Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов // Москва: Недра, 1988 г.

² Антониади Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. // Москва: Недра, 1995 г.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

В диссертации получены следующие основные результаты:

1. Предложена постановка задачи о моделировании процессов теплопереноса водонефтяной смеси в системе пласт – трещины гидроразрыва – скважины.
2. Разработан численный метод, алгоритм и комплекс программ, позволяющий рассчитывать совместное течение флюидов в «крупных» и «мелких» ячейках на трех взаимонезависимых сетках, позволяющий существенно экономить затраты машинного времени. Метод предназначен для решения задач фильтрации и теплообмена в системе скважин с трещинами ГРП, а также для решения задач о течении и теплообмене различных сред в скважинах с переменным расходом по длине.
3. Выявлено, что учет проводимости трещин существенно влияет на распределение давления как вблизи, так и внутри трещины конечной проводимости.
4. На основании численного эксперимента установлено, что для трехрядной системы наибольший КИН достигается в варианте с расположением ГРП на скважинах первого добывающего ряда. Наибольший темп отбора нефти достигается в варианте с расположением ГРП на скважинах второго добывающего ряда.
5. На примере модельного месторождения вязкой нефти расчетным путем установлено, что при закачке холодной воды (20°C), в районе скважин первого стягивающего ряда трехрядной системы разработки, остаются целики невыработанной нефти. Закачка нагретой воды до $70-80^{\circ}\text{C}$ позволяет увеличить накопленную добычу нефти на 18%, по сравнению с изотермическим заводнением.

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК

1. Гильмиев Д.Р. Расчет входных дебитов горизонтальных скважин. /Д.Р. Гильмиев, Р.Р. Баисов, Л.С. Бриллиант. // Нефтяное хозяйство. 2011 – № 2 – С.100-101.
2. Гильмиев Д.Р. Моделирование динамики обводнения скважин пересеченных трещиной гидроразрыва пласта. / Д.Р. Гильмиев. // Научно-Технический вестник Поволжья. 2011 – № 5 – С. 27-31.
3. Гильмиев Д.Р. Моделирование притока жидкости к трещине конечной проводимости. / Д.Р. Гильмиев. // Известия высших учебных заведений. Нефть и Газ. 2012 – №3 – С. 66-69
4. Гильмиев Д.Р. Гидродинамическая модель фильтрации жидкости в пласте при наличии трещин гидроразрыва. / Д.Р. Гильмиев. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С.108-110.
5. Гильмиев Д.Р. Влияние длин трещин гидроразрыва на коэффициент охвата при прорыве. / Д.Р. Гильмиев. // Известия высших учебных заведений. Нефть и Газ. 2013 – №4 – С. 36-39.
6. Гильмиев Д.Р. Эффективность гидроразрыва пласта при рядной системе расстановки скважин. / Д.Р. Гильмиев, А.Б. Шабаров. // Вестник ТюмГУ. 2013 – № 7 – С. 54-63.
7. Гильмиев Д.Р. Моделирование неизотермического заводнения нефтяного пласта с трещинами гидроразрыва. / Д.Р. Гильмиев, А.Б. Шабаров. // Инновации и инвестиции. 2013 – № 7 – С. 32-38.

Публикации в других изданиях

8. Примаков С.С. Тепловые методы повышения эффективности разработки месторождений высоковязких нефтей горизонтальными скважинами. / С.С. Примаков, А.С. Русанов, Д.Р. Гильмиев. // Труды XII научно-практической конференции «Пути реализации нефтяного и рудного потенциала ХМАО – Югры». – Ханты-Мансийск, 2008. – С. 64-71.
9. Гильмиев Д.Р. Физико-математическая модель расчета активной части длины горизонтальной скважины. / Д.Р. Гильмиев. // Тезисы докладов международной академической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири». – Тюмень, 2009. – С.28.
10. Гильмиев Д.Р. Влияние условий нестационарной фильтрации на длину рабочей части горизонтальной скважины. / Д.Р. Гильмиев, М.В. Федоров // Тезисы докладов X-ой юбилейной научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». – Геленджик, 2010. Издательство М.: «Нефтяное хозяйство», 2010. – С.25.
11. Гильмиев Д.Р. Численное исследование фильтрации неньютоновских жидкостей в пористой среде. / Д.Р. Гильмиев. // Материалы Международная научно-технической конференция «Нефть и Газ Западной Сибири». Том 1. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – С.177-180.
12. Программа расчета фильтрации водонефтяной смеси в пласте с вертикальными трещинами ГРП «FluxSim» Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. №2012618782 от 29.09.2012

