

На правах рукописи

Котляр Лев Андреевич

**Математическое моделирование и интерпретация нестационарных
термогидродинамических процессов в системе скважина-пласт**

Специальность: 25.00.10 – Геофизика,
геофизические методы поисков полезных ископаемых

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата физико-математических наук

Москва – 2013 г.

Работа выполнена на кафедре математики Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе (МГРИ-РГГРУ).

Научный руководитель: доктор физико-математических наук,
профессор Юдин Михаил Николаевич.

Официальные оппоненты: доктор физико-математических наук, профессор
Лухминский Борис Евгеньевич (МГРИ-РГГРУ),
кандидат технических наук,
Евстафьев Илья Леонидович
(Газпром ВНИИГАЗ).

Ведущая организация: Башкирский Государственный Университет.

Защита диссертации состоится 14 ноября 2013 г. В 15:00 на заседании диссертационного совета Д 212.121.07 при Российском государственном геологоразведочном университете им. С. Орджоникидзе по адресу: 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23, МГРИ-РГГРУ, ауд. 4-73.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке МГРИ-РГГРУ.

Автореферат разослан «___» октября 2013 года.

Учёный секретарь
диссертационного совета,
доктор физико-
математических наук

А. Д. Каринский

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

Гидродинамические исследования (ГДИ) скважин широко применяются в действующих добывающих, нагнетающих и исследовательских скважинах для определения основных фильтрационно-емкостных характеристик газовых и нефтяных пластов, которые определяются на основе измерений давления и расхода в скважине.

Наиболее распространенными при определении свойств проницаемых пластов в настоящее время являются методы интерпретации кривых восстановления давления (КВД), показаний манометра в остановленной после продолжительной добычи или нагнетания скважине. Единственность и качество результатов интерпретации при этом достигаются только в случае наличия точных данных об истории операций, предшествующих остановке скважины, а также при наличии дополнительной информации (например, о свойствах пластового флюида и структурных особенностях пласта). В таком методе интерпретации температура остается за кадром, несмотря на то, что она, как и остальные показания, регистрируется на протяжении всего исследования. Это связано с тем, что, несмотря на их высокую точность, ценность температурных показаний напрямую зависит от положения датчика в скважине относительно пласта. Наличие геотермического градиента и теплообмена между потоком флюида в скважине и окружающими породами существенно влияет на показания термометров, расположенных выше коллектора, и искажает полезный сигнал, обусловленный непосредственно свойствами коллектора. Влияние геотермического градиента наиболее велико в вертикальных или околоразвертикальных (угол отклонения от вертикали $< 5^\circ$) скважинах, к которым относится большинство исследовательских скважин. Во время исследований промысловых скважин на ранних стадиях работы дополнительная систематическая погрешность в показаниях термометров обусловлена тепловым загрязнением окружающей среды, т.е. нарушением равновесного распределения температуры, вызванным технологическими операциями, такими как бурение, циркуляция, цементирование и пр.

С развитием оптоволоконных систем передачи информации появились распределенные датчики температуры, позволяющие с высокой точностью и большим разрешением осуществлять мониторинг температуры потока внутри скважины на всем ее протяжении в течение длительного времени (десять и более лет). Однако, температура во многом осталась диагностическим параметром. Анализируя профили температуры (распределение температуры вдоль скважины), определяют включения газа в поток, выявляют протечки внутрискважинных конструкций, оценивают качество вскрытия пласта и определяют протяженность наиболее активных его областей. В мировой практике для анализа поведения внутрискважинной температуры широко

распространено применение аналитических моделей стационарных и квазистационарных профилей температуры во время регулярных режимов работы скважины. *Интерпретация нестационарных данных с помощью этих моделей является некорректно поставленной задачей, имеющей проблему множественности решения.* Таким образом, разработка нестационарной модели тепломассопереноса в связанной системе скважина-пласт, пригодной для качественного и количественного анализа полевых данных, является актуальной задачей.

Цель работы:

Разработка математической модели и программного обеспечения для описания нестационарных термогидродинамических процессов, т.е. полей температуры, давления и скоростей движения пластового флюида (жидкости или газа) в связанной системе скважина-пласт с учетом зависимости свойств газа от температуры и давления и особенностей тепломассопереноса в области притока из пласта.

Для достижения поставленных целей необходимо решить следующие задачи:

1. Выбрать основные физические допущения модели тепломассопереноса и проверить их адекватность для моделирования нестационарных показаний внутрискважинных датчиков.
2. Выбрать метод численной реализации модели, обладающий точностью и скоростью расчетов, необходимой для использования программы-симулятора при решении обратной задачи.
3. Определить группу параметров, оказывающих наибольшее влияние на исследуемые сигналы и выбрать оптимальный метод решения обратной задачи интерпретации данных и вид функционала невязки.
4. На основе информации о полях невязок в области поиска, выбрать наилучший метод оптимизации при решении нелинейных задач высокой размерности.

Научная новизна:

1. Разработана математическая модель и создана программа, позволяющие количественно описывать поведение температуры и давления в нефтяных и газовых скважинах. Исследовано влияние различных параметров модели на результаты измерения давления и температуры.
2. Разработана методика решения обратной задачи определения гидродинамических свойств нефтенасыщенных пластов с помощью совместной интерпретации данных давления и температуры. Показано,

что для стабилизации решения обратной задачи необходимо включение нестационарных температурных данных в общепринятую процедуру интерпретации нестационарных данных по давлению.

3. Показано, что использование априорных оценок для параметров, оказывающих определяющее влияние на исследуемые поля, приводит к получению более грубого квазирешения, чем при включении этих параметров в вектор неизвестных обратной задачи. К этим параметрам могут относиться не только физические свойства среды, но и систематические ошибки показаний датчиков.
4. Показано, что аномально большой температурный сигнал во время исследований на начальной стадии работы скважины является следствием возмущения поля температуры породы вокруг скважины, обусловлен предшествующими технологическими операциями в скважине. Количественная интерпретация этого сигнала позволяет в некоторых случаях оценить объем потерянного флюида и другие параметры продуктивных пластов.

Практическая ценность

Созданные симулятор и пакет программ для решения обратных задач используются сотрудниками ООО «Технологическая компания Шлюмберже» для моделирования неизотермического поведения нефтяных и газовых скважин на различных этапах работы скважины, для интерпретации данных ТГДИС в случаях, когда существенно влияние тепловых эффектов, а также в исследовательских целях. На основе результатов расчетов этих программ написаны отчеты в рамках сотрудничества с компанией Шлюмберже.

Защищаемые положения:

1. Разработанная термогидродинамическая модель для интерпретации данных ГДИС по давлению, расходу и температуре обеспечивает адекватное описывание переходных процессов, происходящие в системе скважина-пласт в различных режимах работы скважины (добыча, нагнетание), а также в остановленной скважине.
2. Разработанная методика анализа и интерпретации данных ГДИС по давлению, расходу и температуре позволяет обеспечить количественные и качественные оценки процессов, происходящих в скважине, и определение гидродинамических параметров прискважинной области флюидонасыщенных пластов.
3. Созданный пакет программ для анализа и интерпретации данных ГДИС по давлению и температуре позволяет решать обратные задачи высокой

размерности и исследовать чувствительность решения к изменению параметров модели. Универсальность структуры пакета дает возможность использовать его для решения аналогичных задач в различных прикладных областях.

Апробация работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на конференциях: X Международная конференция «Новые идеи в науках о земле», 2011, III международная молодежная научная школа-конференция «Теория и численные методы решения обратных и некорректных задач», 2011, VI международная научная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодые – наукам о Земле», XI Международная конференция «Новые идеи в науках о Земле».

Всего по теме работы опубликовано 3 печатные работы в рецензируемых журналах из перечня ВАК.

Личный вклад

Непосредственный вклад автора заключается в построении математической модели и создании программных пакетов для решения как прямых, так и обратных задач, проверке результатов расчетов. Также автор принимал активное участие в разработке методики анализа и интерпретации данных ТГИС. Все результаты, вошедшие в диссертацию, были получены лично автором.

Объем и структура работы

Диссертация состоит из 4 глав и заключения, содержит 145 страниц машинописного текста, 44 рисунков, 4 таблиц, библиографию из 132 наименований.

Работа выполнена на кафедре математики Российского государственного геолого-разведочного университета в рамках сотрудничества с Московским научно-исследовательским центром компании Шлюмберже (Schlumberger Moscow Research Center).

Благодарность

Автор глубоко благодарен научному руководителю, доктору физико-математических наук, профессору М. Н. Юдину и консультанту, кандидату физико-математических наук, В. П. Пименову за понимание, помощь и руководство во время написания работы.

Автор признателен заведующему кафедрой математики МГРИ-РГГРУ, профессору Ю. А. Фаркову, за поддержку во время работы и учебы в аспирантуре.

Автор выражает благодарность сотрудникам департамента исследований пласта Московского НИЦ компании Шлюмберже: Б. Тювени, В. В. Шако и М. В. Сидоровой за многолетнюю поддержку исследований и участие в области моделирования и интерпретации внутрискважинных полей температуры.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность диссертационной работы, определена цель и сформулированы основные задачи, показана научная новизна и практическая значимость работы.

Использование внутрискважинных температурных измерений началось в 50х годах прошлого века, с работ В. Н. Дахнова и Д. И. Дьяконова. Это направление позже развивалось при участии таких ученых, как И. М. Кутасов и Г. А. Череменин. Они предложили использовать профили температуры вдоль скважины (каротажи) для качественной интерпретации, например, для изучения «приток-состава», при помощи квазистационарных аналитических и полуаналитических моделей. Сложность физических процессов, определяющих температурный сигнал, а также его высокая чувствительность к положению датчика в скважине стали основной причиной, по которой количественная интерпретация квазистационарных профилей температуры не получила широкого распространения.

Попытки использования нестационарных показаний точечных датчиков температуры были впервые сделаны еще в шестидесятых годах прошлого века отечественными учеными (Е. Б. Чекалюк и др.). Это направление развивалось при участии группы из Башкирского Государственного Университета (Р. А. Валлиулин, А. Ш. Рамазанов, Р. Ф. Шарафутдинов и др.). Работа этой группы посвящена изучению влияния эффекта Джоуля – Томсона, определяемого фильтрационно-емкостными свойствами пласта, на тепловое поле в скважине и окружающей среде, а также созданию методик термогидродинамических исследований скважин (ТГДИ).

В последние десятилетия эта область исследований все больше привлекала внимание специалистов из академических и коммерческих добывающих и сервисных организаций, среди которых Казанский Университет, СургутНИПИнефть, Texas A&M University, Istanbul Technical University, Halliburton, Schlumberger, Chevron и другие. В ряде публикаций рассмотрен потенциал и многочисленные успешные эксперименты по интерпретации нестационарных температурных данных. Методика интерпретации и модели, используемые для ее реализации, меняются от одного набора полевых данных к другому.

В **первой главе** «Современные модели скважинной термогидродинамики и математические основы интерпретации экспериментальных данных» приведен обзор известных моделей, описывающих процессы тепломассопереноса в нефтяных и газовых пластах и скважинах, а также обзор примеров применения этих моделей. В главе также приведено краткое сравнение существующих коммерческих программных продуктов, которые позволяют моделировать термогидродинамическое поведение нефтяных и газовых скважин и пластов во время работы в режимах добычи, нагнетания, а также в остановленных скважинах. Кроме того, кратко изложены математические основы методов решения обратных задач (регуляризация, квазирешение, максимальное правдоподобие), и приведен обзор алгоритмов решения экстремальных задач с ограничениями (которыми являются задачи интерпретации экспериментальных данных).

Поскольку математическое моделирование любых процессов заключается в создании триады модель – алгоритм – программа, выбор реализации каждой из компонент триады всегда обусловлен требованиями к конечному продукту и целями, в которых он будет использоваться. Основными техническими требованиями, выдвинутыми к программе моделирования внутрискважинных термогидродинамических процессов в сцепленной системе скважины и пластов, были высокая скорость расчета и точность, достаточная для сравнения результатов моделирования с экспериментальными данными. Согласно поставленным требованиям, в первой главе рассмотрены одномерные однофазные модели тепломассопереноса в скважине и фильтрации в проницаемой породе, которые наиболее полно описывают термодинамические эффекты, оказывающие определяющее воздействие на температурный сигнал, регистрируемый внутрискважинными термометрами.

Вопрос моделирования поля температуры и давления в скважине и окружающей породе освещался как в отечественной, так и в зарубежной литературе. Работы ученых России и стран СНГ (К.С. Басниева, С.Н. Бузинова, Х.М. Мурадова, И.М. Кутасова), а также зарубежных исследователей (Bahrami H., Baker A.C., Duru O.O., J.A. Holmes, A.R. Hasan, C.S. Kabir, D. Johnson, J. Sierra, F. Mauberge, M. Didek, A.D. Hill, C.A. Ehlig-Economides, А.Б. Золотухина) посвящены моделям, разработанным для решения прикладных задач интерпретации и мониторинга скважины. Подробному изучению и

моделированию неизотермических эффектов, возникающих при внутривластовой фильтрации многофазного потока или в условиях фазовых переходов, посвящены работы Р.А. Валиулина, А.Ш. Рамазанова, Р.Ф. Шарафутдинова, А.К. Al-Hadhrami, L. Elliot, P.G. Atkinson, A.D. Hill, C.A. Ehlig-Economides, A.R. Hasan, C.S. Kabir, H.J. Ramey, K. Yoshioka и D. Zhu. Описание наиболее полных физических моделей подземной термогидродинамики можно найти в монографиях А.Ш. Рамазанова, Г. Уоллиса, Е.Б. Чекалюк, Г.А. Череманского, К. Aziz и А. Settari, A.R.Hasan и C.S. Kabir.

Из представленного в главе краткого сравнения существующих термогидродинамических симуляторов можно заключить, что современные коммерческие программные пакеты можно разделить на две большие группы. Первая группа исследовательских пакетов (COMSOL Multiphysics, Star-CCM) позволяет моделировать широкий спектр физических задач, в основе которых лежат уравнения в частных производных. Такие программы содержат набор численных методов, позволяющий решать практически любые корректные задачи с заданной точностью. Низкая производительность, сложность создания связанных моделей и высокая рыночная цена делают этот класс программ непривлекательным в качестве симуляторов. Имея в распоряжении одну из таких программ, однако, можно верифицировать результаты разрабатываемой программы в различных предельных случаях. Ко второй группе программ относятся коммерческие программы для полевых инженеров (Eclipse, OLGA, THERMA и Ecrin), позволяющие быстро решать специализированные задачи моделирования и интерпретации данных. Главной особенностью этих программ, являющиеся модели, лежащие в их основе. Эти модели, будучи аналитическими, полуаналитическими или физически неполными, не описывают в полной мере термодинамические процессы, происходящие в связанной системе скважины и пласта.

В рамках рассмотрения задачи интерпретации данных в этой главе приведены основы методов решения обратных задач. Основными исследователями в этой области являются Ж. Адамар, который определил понятие корректности постановки задач, М.М. Лаврентьев и А.Н. Тихонов, основоположники теории решения некорректных задач и регуляризации, В.К. Иванов, А.Г. Ягола, С.И. Кабанихин, А.В. Гончарский, В.В. Степанов и другие, а также R.A. Fisher, автор статистического подхода к решению задач нелинейной регрессии, метода максимального правдоподобия. Поскольку постановка задачи интерпретации накладывает определенные физические ограничения на параметры модели, все перечисленные методы решения обратных задач сводятся к решению экстремальных задач с ограничениями. Заключительная часть главы посвящена обзору методов наложения ограничений применительно к методу Левенберга – Марквардта, а также эволюционному методу поиска глобального минимума на компакте, методу Shuffled Complex Evolution, авторства Q.Y. Duan и V.K. Gupta.

Во **второй главе** «Моделирование нестационарных полей давления, температуры и скорости в однофазной системе скважина-пласт» подробно описана математическая модель, лежащая в основе разработанной программы экспресс-моделирования внутрискважинных термогидродинамических процессов в связанной системе скважины и пластов, а также ее численная реализация. Обоснован выбор методов численного решения задач на основе поставленных технических требований к конечному программному продукту. Произведена оценка влияния вертикального кондуктивного теплообмена на температуру поступающего в скважину флюида.

Физическая модель

Модель термогидродинамических процессов, происходящих в сцепленной системе скважины и пластов, составляет задачи, описанные в Главе 1 с граничными условиями, определяемыми режимом работы скважины и типом проницаемых пластов. Выбор компонентов модели основан на целевом использовании программы для моделирования показаний призабойных датчиков температуры и давления, находящихся на небольшом расстоянии от проницаемых пластов:

1. Фильтрация описывается законом Дарси для радиально-симметричного потока в цилиндрическом пласте с изотропной проницаемостью. Скин-фактор учитывает только влияние области пониженной проницаемости вокруг скважины.

2. Осевая симметрия модели. Анизотропия пластов (например, наличие трещин) на большом расстоянии от скважины, а также наличие крупномасштабных неоднородностей породы по тепловым свойствам оказывает слабое влияние на температурный сигнал. Модель пренебрегает нерадиальностью фильтрационного потока вблизи скважины, связанного с наличием перфорационных каналов, предполагая, что этот эффект компенсируется смещением жидкости, поступающей в скважину.

3. Модель предполагает мгновенное установление теплового равновесия между флюидом, заполняющим поровое пространство, и матрицей проницаемого пласта.

4. Модель пренебрегает вертикальным теплопереносом в окружающей скважину породе, позволяя сохранить одномерность решаемых задач.

5. Перепад давления в скважине определяется с помощью квазистационарной модели, учитывающей влияние силы тяготения, трения и ускорения потока.

6. Модель пренебрегает радиальной неоднородностью температуры потока жидкости или газа вдоль сечения скважины, а также вертикальной тепловой диффузией вдоль потока в скважине.

7. Модель жидкости учитывает сжимаемость при радиальной фильтрации и не учитывает сжимаемость жидкости в скважине. Физические свойства жидкости не зависят от температуры и давления.

8. Модель газа использует уравнение состояния реального газа с постоянным фактором сжимаемости. Теплоемкость, теплопроводность и вязкость от температуры и давления не зависят, а плотность, коэффициент Джоуля – Томпсона и адиабатический коэффициент – зависят.

Выбор численных методов реализации и решения компонентов модели основан на предъявленных к конечному программному продукту технических требованиях по точности вычислений и скорости моделирования.

На рис. 1 приведена схема скважины и окружающей среды. Вертикальная или околоректильная (отклонение менее 5°) скважина переменного сечения проходит через несколько флюидонасыщенных проницаемых пластов, гидродинамически со скважиной связанных. Элементы конструкции скважины (элементы 1, 3, 5, 6, 7) и окружающая горная порода, с точки зрения задачи теплопереноса, представляют собой области различные по теплофизическим свойствам. С точки зрения задачи фильтрации, однородный пласт и прискважинная область пониженной проницаемости (элементы 2 и 4), представляют собой области различные по фильтрационно-емкостным свойствам по проницаемости.

Радиальная и вертикальная сетки подбирались исходя из конкретной задачи интерпретации полевых данных. Точность решения оценивалась с помощью сравнения результатов расчета с результатами моделирования в пакете COMSOL.

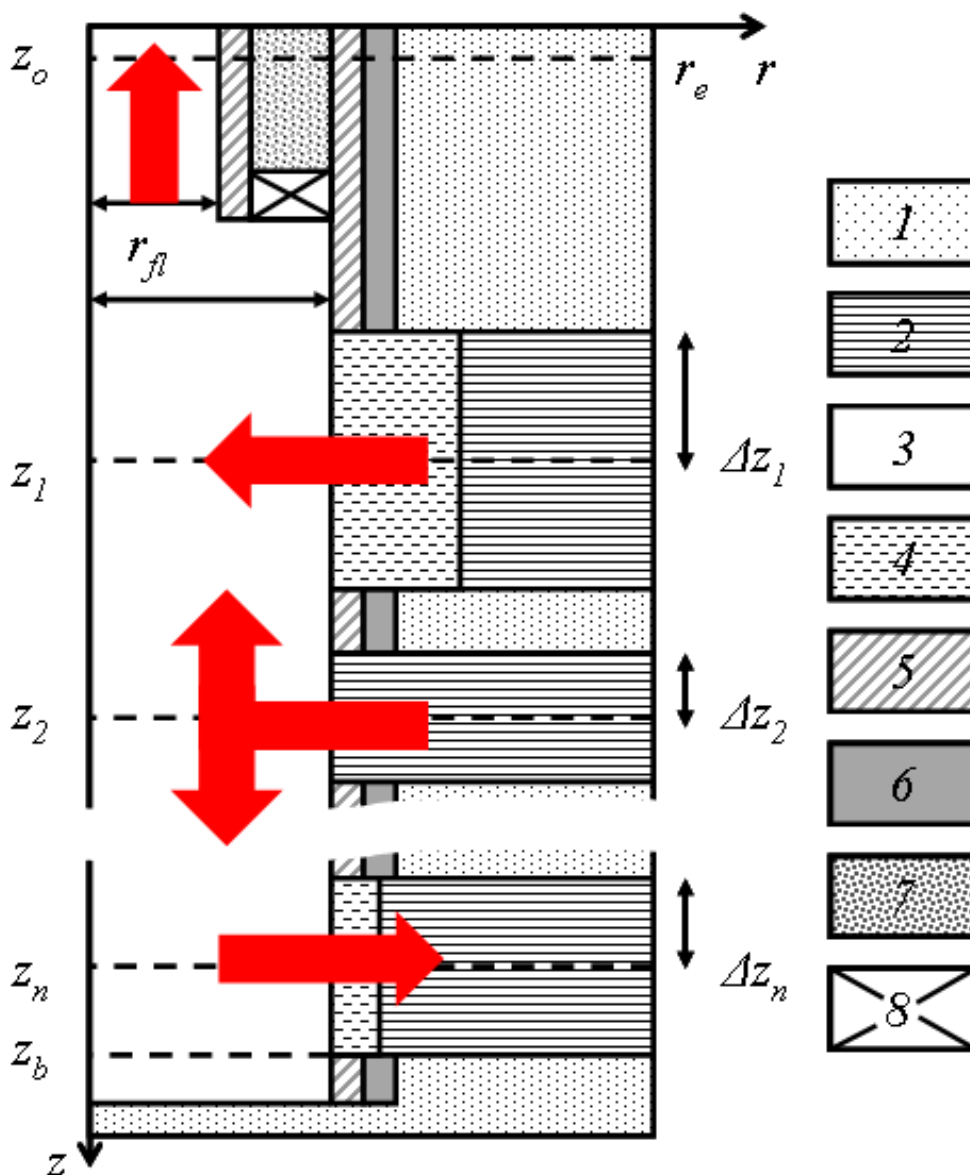


Рис. 1. Схема задачи тепломассопереноса. 1 – непроницаемая порода (формация), 2 – проницаемая порода (пласт), 3 – скважина, 4 – область пониженной проницаемости пласта, 5 – труба и обсадная колонна, 6 – цемент, 7 – кольцевой зазор, 8 – пакер. Стрелками обозначены возможные направления течения пластового флюида.

Математическая модель

Область определения

Пусть расчетная область представляет собой интервал скважины от z_0 до z_b (см. рис. 1) и проходит через n пластов, z_i – глубины центров пластов, Δz_i – половина мощности пластов, r_e – внешний радиус пластов, $r_w(z)$ – радиус скважины, в общем случае, переменный. Введем следующие обозначения:

1. $\Omega_1 = \{z \mid z \in \bigcup_{i=1,n} (z_i - \Delta z_i, z_i + \Delta z_i)\}$ – вертикальные интервалы, соответствующие проницаемым пластам,
2. $\Omega_2 = \{z \mid z \in (z_o, z_b) \setminus \overline{\Omega_1}\}$ – вертикальные интервалы, соответствующие непроницаемой породе,
3. $\Omega_3 = \{z \mid z \in (z_o, z_1 - \Delta z_1)\}$ – вертикальный интервал скважины выше интервалов притока, пластов,
4. $\Omega_4 = \{z \mid z \in (z_o, z_b) \setminus \Omega_3\}$ – вертикальный интервал скважины между пластами, в этом интервале возможно разнонаправленное движение флюида,
5. $\Omega_5 := \{r \mid r \in (r_{fl}(z), r_e)\}$ – радиальная область окружающих скважину пород,
6. $\Omega_6 := \{r \mid r \in (0, r_{fl}(z))\}$ – радиальная область скважины,
7. $\Omega_7 := \{t \mid t > 0\}$ – неограниченный интервал времени.

Тогда:

1. Область определения функции давления P_w в скважине:

$$P_w = P_w(z, t), D(P_w) = \overline{\Omega_1 \cup \Omega_2} \times \overline{\Omega_7}. \quad (1)$$

2. Область определения функции температуры T_w в скважине:

$$T_w = T_w(z, t), D(T_w) = \overline{\Omega_1 \cup \Omega_2} \times \overline{\Omega_7}, \quad (2a)$$

если скважина работает в режиме добычи или нагнетания. Если скважина остановлена, то область определения становится:

$$D_1(T_w) = \overline{\Omega_4} \times \overline{\Omega_7}. \quad (2б)$$

3. Область определения функции температуры в породе T_r :

$$T_r = T_r(z, r, t), D(T_r) = \overline{\Omega_1 \cup \Omega_2} \times \overline{\Omega_5} \times \overline{\Omega_7}, \quad (3a)$$

если скважина работает в режиме добычи или нагнетания. Если скважина остановлена, то область определения становится:

$$D_1(T_r) = \overline{\Omega_3} \times \overline{\Omega_5} \cup \overline{\Omega_6} \times \overline{\Omega_7}. \quad (3б)$$

4. Область определения функции давления в окружающей породе P_r :

$$P_r = P_r(z, r, t), D(P_r) = \overline{\Omega_1} \times \overline{\Omega_5} \times \overline{\Omega_7}. \quad (4)$$

Система уравнений

Распределение давления в скважине определяется из решения квазистационарного уравнения [Чекалюк, 1965]:

$$\frac{\partial P_w}{\partial z} = f \cdot \rho_f \cdot \frac{v_w \cdot |v_w|}{r_{fl}} + \rho_f \cdot g \cdot \cos \theta + \rho_f \cdot v_w \cdot \frac{\partial v_w}{\partial z}, \quad (5)$$

где ρ_f – плотность текущего флюида, жидкости или газа, v_w – линейная скорость его течения в скважине, g – ускорение свободного падения, θ – угол отклонения оси скважины от вертикали f – коэффициент трения, r_{fl} – радиус трубы. Коэффициент трения однофазного потока зависит от режима течения и вычисляется по формулам Хааланда. Начальное распределение давления в скважине определяется следующим соотношением:

$$P_w(z, t=0) = \max_{z \in \Omega_4} (P_0(z)) + \rho_f(z, t=0) \cdot \cos(\theta(z)) \cdot (z - \arg \max_{z \in \Omega_4} (P_0(z))), \quad (5^0)$$

где $P_0(z)$ – начальное распределение давления в проницаемых пластах. Граничное условие для давления в скважине задается на нижней границе z_b , которое, в свою очередь, управляется условием заданного массового потока $G_s(t)$ через верхнюю границу (а), либо условием заданного давления $P_g(t)$ в определенной точке скважины (например, в месте положения датчика z_g) (б):

$$P_w(z = z_b, t) = P_b(t) = \begin{cases} \arg \min_{P_b(t)} \left[G(z = z_o, t) - \frac{dM}{dt} - G_s(t) \right]^2, & (a) \\ \arg \min_{P_b(t)} \left[P_w(z = z_g, t) - P_g(t) \right]^2. & (b) \end{cases} \quad (5^*)$$

Задача (5) численно интегрируется методом контрольных объемов с использованием явной схемы.

Распределение давления в проницаемых газовых пластах определяется из уравнений фильтрации [Чекалюк, 1965]:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P_r}{Z \cdot T_r} \right) = \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{P_r}{Z \cdot T_r} \cdot \frac{k}{\mu \cdot \phi} \cdot r \cdot \frac{\partial P_r}{\partial r} \right], \quad (6a)$$

где $k = k(z, r)$ – поле распределения проницаемости в пластах, $\phi = \phi(z, r)$ – поле распределения пористости в пластах, Z – фактор сжимаемости газа. В нефтяных пластах давление определяется из решения уравнения фильтрации [Басниев, 1993]:

$$\frac{\partial P_r}{\partial r} = \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{k}{\mu \cdot c_i \cdot \phi} \cdot r \cdot \frac{\partial P_r}{\partial r} \right], \quad (6б)$$

где c_i – сжимаемость нефти. В независимости от типа насыщающего флюида, начальное распределение давления в пласте – однородное:

$$P_r(z, r, t = 0) = P_0(z). \quad (6^o)$$

Внешнее граничное условие $r = r_e$ для уравнений фильтрации может быть двух видов: условие первого рода, если на внешней границе находится контур питания (a) или условие второго рода, если пласт замкнут (b):

$$P_r(r = r_e, t) = P_r(r = r_e, t = 0), \quad (a)$$

$$\frac{\partial P_r}{\partial r}(r = r_e, t) = 0. \quad (b) \quad (6^e)$$

На внутренней границе $r = r_w$ используется условие сопряжения со скважиной:

$$P_r(z, r = r_{fl}(z), t) = P_w(z, t). \quad (6^w)$$

Поток массы на границе сопряжения скважины и породы определяется соотношением [Чекалюк, 1965]:

$$\zeta(z, t) = \begin{cases} 2\pi \cdot \cos(\theta(z)) \cdot \left[\rho_f \cdot \frac{k}{\mu} \cdot r \cdot \frac{\partial P_r}{\partial r} \right] (z, r = r_w, t), & z \in \Omega_1, \\ 0, & z \in \Omega_2. \end{cases} \quad (7)$$

Задача (6) численно интегрируется методом контрольных объемов по схеме Кранка – Николсона для уравнения (6a) и по полунеявной схеме для уравнения (6b). Задачи (5) и (6) интегрируются совместно, сопряжение по потоку массы (7) осуществляется методом простой итерации.

Профиль температуры в скважине определяется из решения уравнения тепломассопереноса [Hasan, Kabir, 2002]:

$$c_f \cdot \rho_f \cdot A \cdot \frac{\partial T_w}{\partial t} - c_f \cdot G \cdot \frac{\partial T_w}{\partial z} = q_{if} + q_{fr} + q_{ht} + q_{ad}, \quad (8)$$

где A – площадь поперечного сечения трубы, c_f – удельная теплоемкость флюида в скважине, q_{if} – мощность источника или стока тепла, связанного с удельным притоком или оттоком массы, q_{fr} – мощность силы трения, q_{ht} – мощность теплотерь в окружающую породу, а q_{ad} – мощность адиабатического эффекта. Начальное распределение температуры в скважине определяется геотермальным распределением температуры в окружающей породе:

$$T_w(z, t = 0) = T_\Gamma(z). \quad (8^o)$$

Однородное условие для температуры в скважине ставится на нижней границе в случае режима добычи и соответствует поведению температуры в зумпфе (a). Если скважина работает в режиме нагнетания, условие первого рода ставится на верхней границе (b):

$$\begin{aligned} T_w(z = z_b, t) &= T_w(z = z_b, t = 0), & (a) \\ T_w(z = z_o, t) &= T_{inj}, & (b) \end{aligned} \quad (8^*)$$

где T_{inj} – температура нагнетаемого в скважину флюида.

Задача (8) интегрируется численно методом контрольных объемов, используя разностную схему против потока при одностороннем движении флюида в скважине, в остановленной скважине при наличии разнонаправленного движения флюида в области притока используются центральные разности.

Распределение температуры в породе определяется из решения уравнений двух видов: для проницаемого пласта и для непроницаемой породы. Уравнение теплопереноса в непроницаемой породе выглядит так [Карслоу, Егер, 1964]:

$$\frac{\partial T_r}{\partial t} = \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \kappa \cdot \frac{\partial T_r}{\partial r} \right), z \in \Omega_2, \quad (9a)$$

где $\kappa = \kappa(r, z)$ – коэффициент температуропроводности породы. Уравнение тепломассопереноса в проницаемых пластах имеет вид [Чекалюк, 1965]:

$$\frac{\partial T_r}{\partial t} - v_r \cdot C \cdot \frac{\partial T_r}{\partial r} = \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \kappa \cdot \frac{\partial T_r}{\partial r} \right) + \varepsilon_0 \cdot v_r \cdot C \cdot \frac{\partial P_r}{\partial r} + \phi \cdot C \cdot \eta_s \cdot \frac{\partial P_r}{\partial t}, z \in \Omega_1, \quad (9б)$$

где v_r – линейная скорость фильтрации флюида, C – отношение объемных теплоемкостей пластового флюида и флюидонасыщенного пласта, ε_0 – коэффициент Джоуля – Томсона, η_s – адиабатический коэффициент. Начальное радиальное распределение температуры в пластах, как и в скважине, определяется геотермальным профилем температуры:

$$T_r(z, r, t = 0) = T_\Gamma(z), \quad (9в)$$

граничное условие на внешней границе расчетной области – постоянное значение температуры:

$$T_r(r = r_e, t) = T_r(r = r_e, t = 0). \quad (9г)$$

На внутренней границе для температуры в пласте также ставятся условия сопряжения со скважиной в зависимости от режима работы пласта. Если пласт работает на добычу, ставится однородное условие второго рода (9^{wa}), если пласт работает в режиме приема флюида, используется условие первого рода (9^{wb}):

$$\begin{aligned} z \in \Omega_1: \quad \frac{\partial T_r}{\partial r}(z, r = r_\Pi(z), t) &= 0, & (a) \\ T_r(z, r = r_\Pi(z), t) &= T_w(z = z_i, t). & (b) \end{aligned} \quad (9^{w1})$$

На внутренней границе для температуры в области непроницаемой породы ставится условие сопряжения со скважиной через равенство теплового потока через стенку скважины:

$$z \in \Omega_2 : 2\pi \cdot \left[r \cdot \lambda_f \cdot \frac{\partial T_r}{\partial r} \right] (z, r = r_{fl}(z), t) = -q_{ht}. \quad (9^{w2})$$

При моделировании остановленной скважины, в области скважины, где нет течения флюида (перетоков) область решения уравнений (9а) и (9б) расширяется до оси скважины и на границе используется условие осевой симметрии:

$$\frac{\partial T_r}{\partial r} (z, r = 0, t) = 0. \quad (9^{w3})$$

Отметим, что при пренебрежении вертикальным теплообменом в окружающей скважину породе, отсутствует необходимость ставить граничные условия на границах области $D(T_r)$ и $D_1(T_r)$.

Задача (9) в любой постановке интегрируется численно методом контрольных объемов с использованием схемы Кранка – Николсона. Сопряжения с задачей (8) по тепловому потоку q_{ht} осуществляется методом простой итерации.

В **третьей главе** «Теоретические основы и структура программного комплекса для решения обратных задач» приведены методы, лежащие в основе пакета программ для решения нелинейных коэффициентных обратных задач, описана структура пакета, подробно описаны возможности программы по анализу поведения решения обратной задачи.

Пакет программ, специально разработанный для исследования математических моделей и интерпретации данных термогидродинамических исследований нефтяных и газовых скважин, состоит из трех модулей:

1. симулятор;
2. модуль вычисления функционала невязки;
3. модуль решения задачи оптимизации.

Симулятор – это программа решения задачи моделирования термогидродинамических процессов в сопряженной системе скважины и пластов при заданных параметрах системы. Математическая модель симулятора может быть любой степени сложности, и при этом оставаться адекватной изучаемому явлению. Для эффективной работы пакета, основным требованием, предъявляемым к симулятору, является скорость его работы. В зависимости от изучаемой величины, границ изменения исследуемых параметров объекта и априорной информации о чувствительности к ним, можно даже поступиться точностью вычислений, чтобы получить априорные

оценки, уменьшить область исследования и продолжить с более точными расчетами. Модель разработанного симулятора описана во второй главе.

Выбор функционала невязки – один из ключевых вопросов, который встает при сравнении экспериментальных данных и модельных расчетов. При выборе функционала следует руководствоваться представлениями о скорости изменения сравниваемых величин, о характере шума, содержащегося в экспериментальных данных, об ограничениях, определенных выбором математической модели и пр. В зависимости от метода решения обратной задачи, функционал может иметь вид взвешенной и невзвешенной L_2 -нормы, функции максимального правдоподобия или другой. Особняком стоит вопрос о выборе вида функционала невязки при решении задачи совместной регрессии двух и более наблюдаемых величин.

Модуль решения задачи оптимизации выполняет техническую работу по перебору изучаемых параметров объекта для получения точки минимума выбранного функционала невязки. В терминах теории решения обратных задач выбор метода оптимизации осуществляется на основе информации о линейности оператора решения прямой задачи, размерности задачи и области определения исследуемых параметров. Для линейных задач используется алгоритм Левенберга – Марквардта, для решения нелинейных задач – метод Shuffled Complex Evolution.

Передача информации между модулями в пакете осуществляется через текстовые файлы, что позволяет легко изменить метод оптимизации или функционал невязки. На рис. 2 схематично представлена работа пакета.

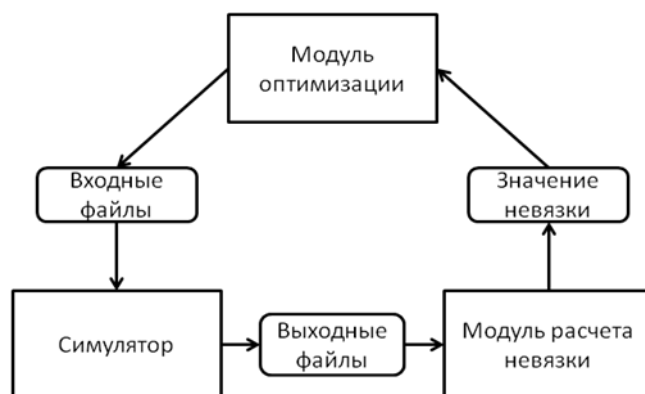


Рис. 2. Схема работы пакета решения обратных задач.

Разработанный интерфейс пакета программ позволяет не только решать обратные задачи, но и проводить анализ чувствительности результатов моделирования к изменению параметров путем построения поверхностей отклика и графиков торнадо.

Работа разработанного комплекса испытывалась при решении задачи интерпретации данных термогидродинамических исследований скважин. Однако созданный интерфейс позволяет легко изменять симулятор и модуль расчета невязки для исследования моделей в других областях исследований. Единственным требованием является наличие текстового задания входных параметров для запуска симулятора. Гибкость пакета определяется тем, что величину любого параметра во входных файлах можно найти, используя заранее созданную «карту параметров». Например, при наличии нескольких входных текстовых файлов «координатами» каждого параметра на такой карте будут три числа: номер файла, номер строки в файле и номер столбца в строке.

В четвертой главе «Методика использования показаний призабойных термометров и примеры ее применения» приведен пример возможностей разработанного пакета по воспроизведению полевых данных, приведено описание методики совместной интерпретации данных давления и температуры и примеры ее применения.

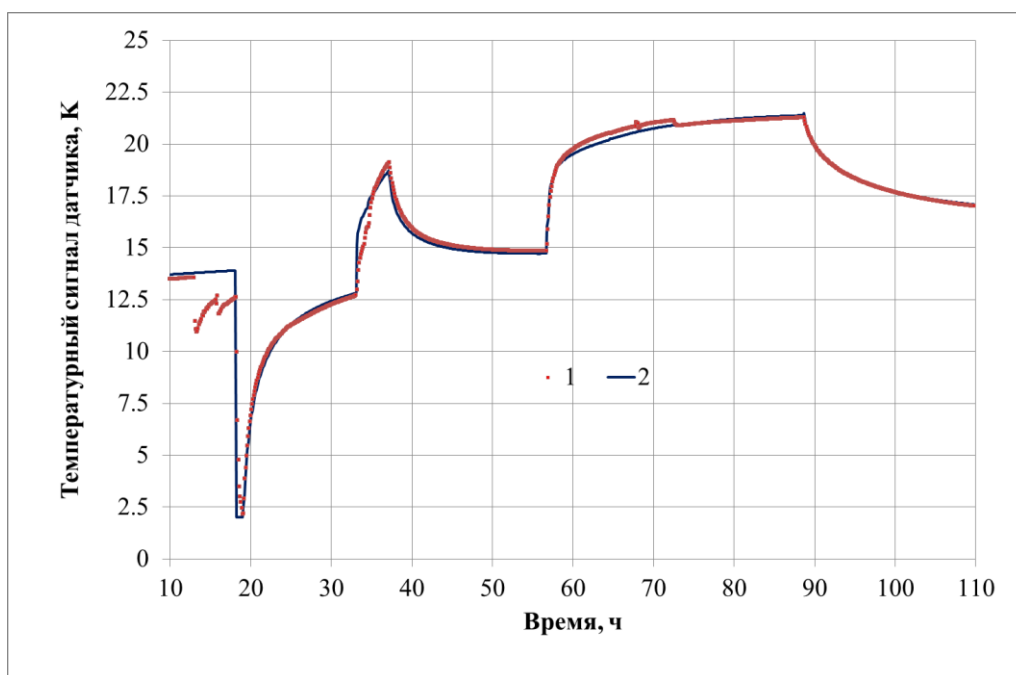


Рис. 3. Пример воспроизведения показаний датчика аномальной амплитуды.

Расстояние между датчиком и пластом – 55 м.

Проведено исследование возможностей программы по моделированию теплового загрязнения среды для воспроизведения температурного сигнала аномальной амплитуды (рис. 3). В рамках этого исследования был проведен анализ чувствительности сигнала к различным параметрам модели, которые характеризуют как проницаемый пласт, так и тепловое загрязнение (рис. 4).

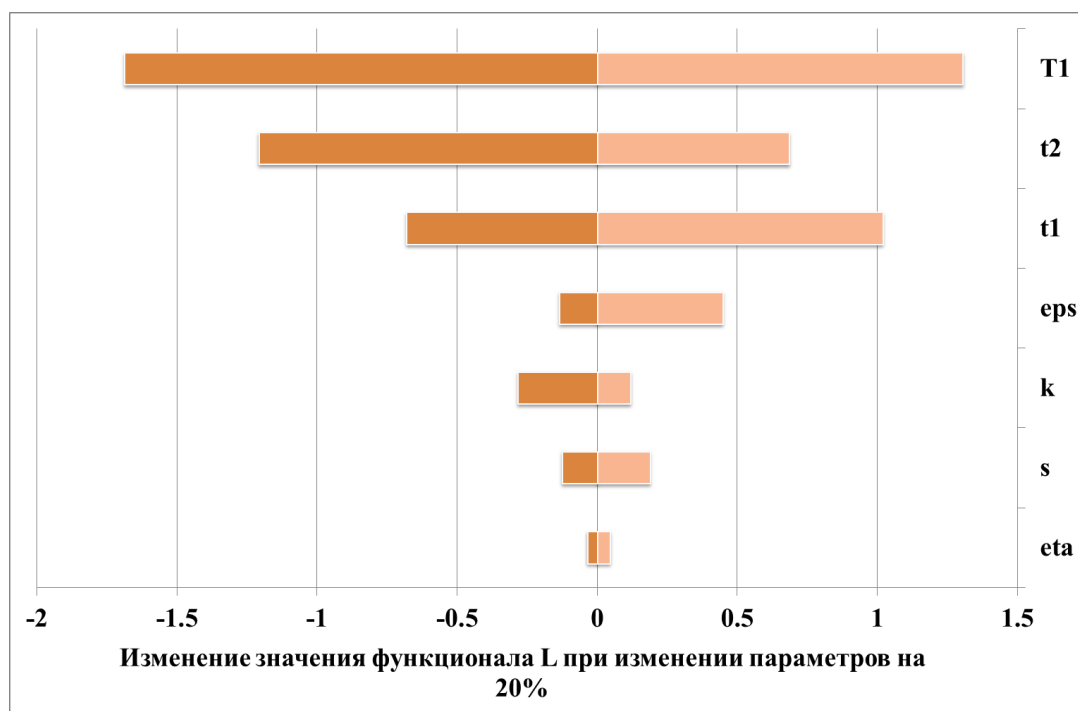


Рис. 4. Анализ чувствительности сигнала к свойствам пласта, флюида и параметрам, характеризующим тепловое загрязнение.

Как отмечалось в статье [Котляр и др., 2012], температурные показания датчиков, расположенных в непосредственной близости от верхних границ интервалов притока, можно использовать для профилирования зоны притока, а также для определения фильтрационно-емкостных свойств пласта.

В условиях исследований в промысловых скважинах anomальное поведение температуры и/или давления может осложнить процесс интерпретации данных. В зависимости от конфигурации области притока и положения датчика, сигнал оказывается более или менее чувствителен к параметрам пласта (рис. 5). В случае наличия такой чувствительности температурного сигнала к фильтрационно-емкостным параметрам пласта можно решить задачу нелинейной регрессии полевых данных и получить значения этих параметров.

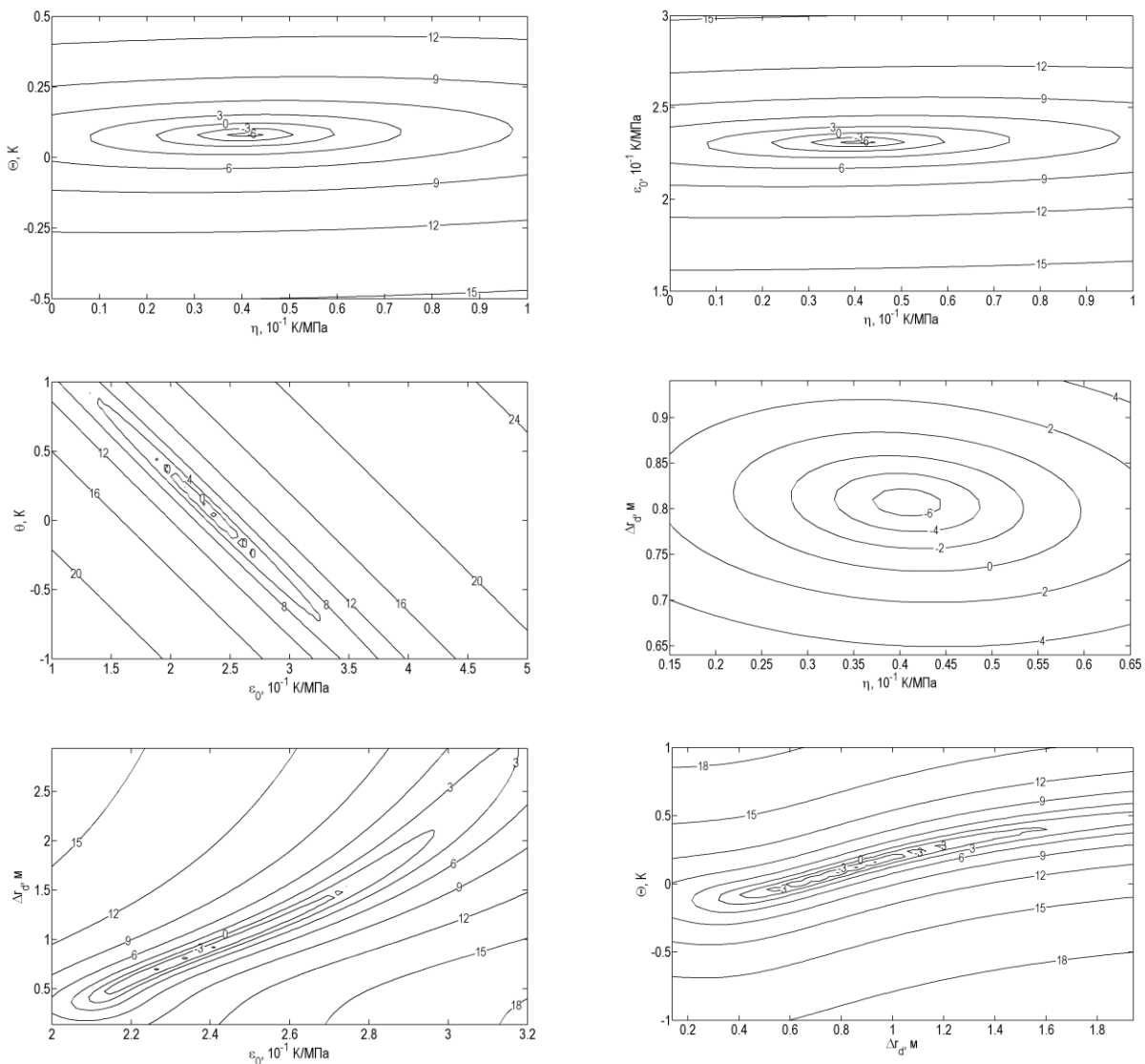


Рис. 5. Поверхность отклика функционала невязки.

После анализа ряда примеров данных полевых исследований скважин была предложена методика совместной обработки данных давления и температуры. Эта методика позволяет повысить качество интерпретации термогидродинамических исследований скважин и состоит из следующих шагов:

- определение гидродинамических (фильтрационных) параметров пласта на основе анализа нестационарного давления;
- создание модели скважины и пласта, основываясь на имеющихся данных о скважине, пласте и флюиде, а также полученных из анализа КВД значений;
- выбор неизвестных параметров, которые будут определяться в процессе решения обратной температурной задачи, например, свойства флюида,

коллектора, непроницаемых пород, начальное распределение температуры и т.п.;

- оценка границ возможного изменения выбранных параметров;
- автоматический поиск наилучшего приближения путем минимизации целевого функционала в выбранной области изменения параметров;

Примеры применения этой методики приведены в статьях автора. В ходе интерпретации данных с помощью функционала разработанного пакета для решения обратных задач, на одном из наборов полевых данных было произведено исследование влияния формулировки невязки на решение (рис. 6 и 7). При проведении промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в промежутке между каротажными скважинами были произведены измерения температуры, давления и расхода внутрискважинными датчиками, неподвижно расположенными напротив верхней кромки проницаемого пласта. Была произведена попытка определения фильтрационно-емкостных параметров пласта в условиях отсутствия информации о свойствах пласта и пластового флюида.

Исследование заключалось в сравнении последовательного подхода к интерпретации данных расхода $Q(t_i)$ (задача 10) и температуры $T(t_j)$ (11) и совместной регрессии двух наборов данных (12):

$$R_Q(u) = \ln \left[\sum_{i=1}^N (Q_{sim}(t_i, u) - Q(t_i))^2 \right], u^* = \arg \min_{u \in D_u} (R_Q(u)), \quad (10)$$

$$R_T(v, \theta, u^*) = \ln \left[\sum_{j=1}^M (T_{sim}(t_j, v, u^*) - T(t_j) - \theta)^2 \right], v^* = \arg \min_{v \in D_u} (R_T(v, \theta, u^*)), \quad (11)$$

$$R_{TQ}(u, v, \theta, \gamma) = \left(\frac{M}{2} \right) \ln \left[\sum_{j=1}^M (T_{sim}(t_j, v, u) - T(t_j) - \theta)^2 \right] + \\ + \left(\frac{N}{2} \right) \ln \left[\sum_{j=1}^N (Q_{sim}(t_j, u) - \gamma \cdot Q(t_j))^2 \right], (u^*, v^*) = \arg \min (R_{TQ}(u, v, \theta, \gamma)), \quad (12)$$

где Q_{sim} – вектор модельных показаний расходомера, T_{sim} – вектор модельных показаний термометра, $u = (\ln(c_i), k_e, s)$ и $v = (\Delta r_d, \varepsilon_0, \eta)$ – векторы искомых параметров. k_e – проницаемость пласта, s – скин-фактор пласта, Δr_d – толщина призабойной области пониженной проницаемости, ε_0 – коэффициент Джоуля-Томсона, η – адиабатический коэффициент, θ – систематическая ошибка показаний термометра, где γ – систематическая ошибка показаний расходомера.

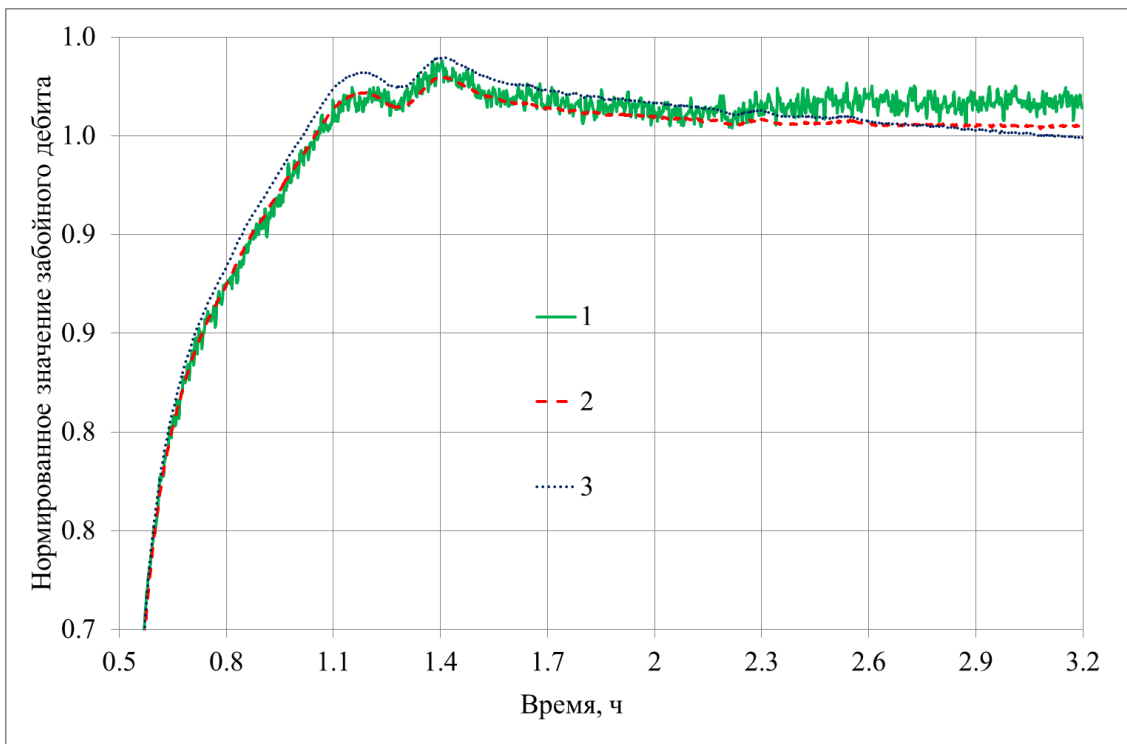


Рис. 6. Сравнение модельного давления для наборов параметров полученных из решений задачи разными методами.

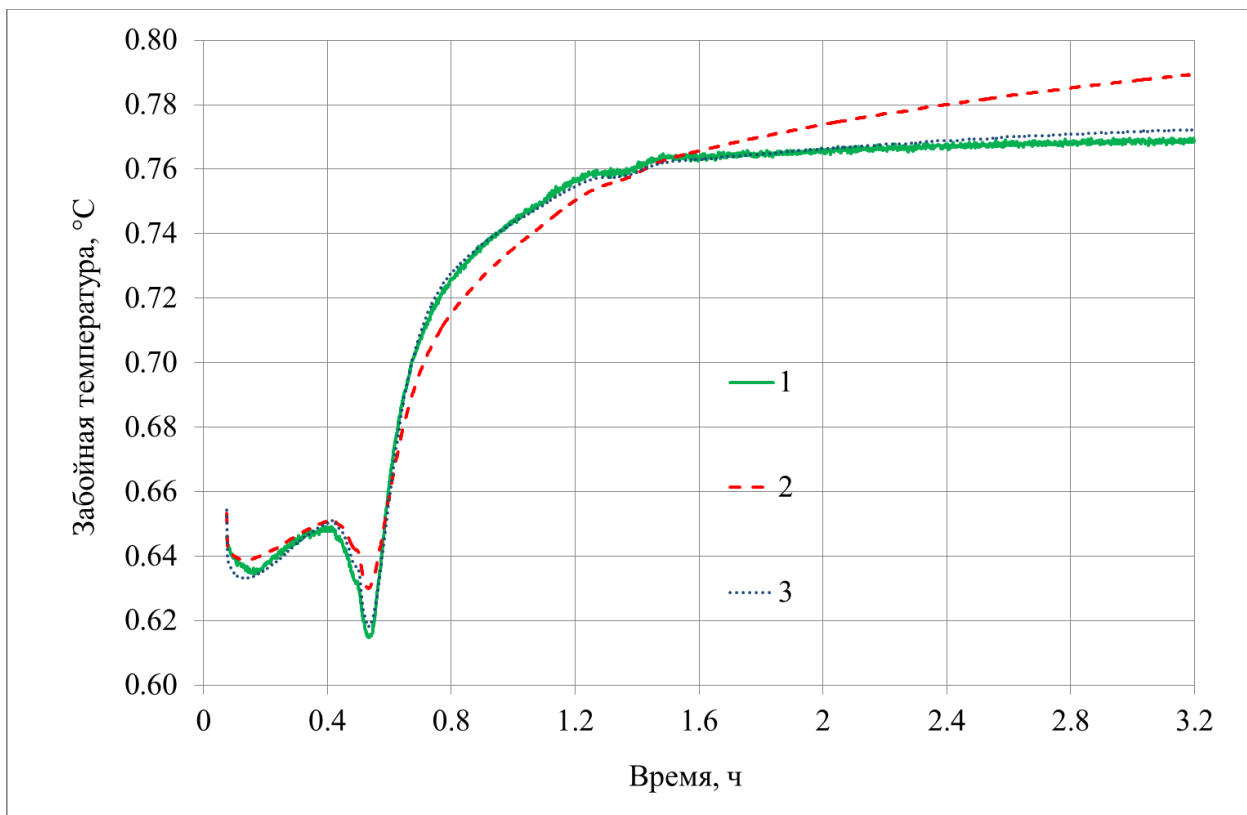


Рис. 7. Сравнение модельной температуры для наборов параметров полученных из решений задачи разными методами.

В заключении сформулированы основные выводы диссертационной работы:

1. Разработана математическая модель для описания нестационарных термогидродинамических процессов, происходящих в промысловых и исследовательских нефтяных и газовых скважинах, а также в окружающей их породе. В основе модели лежат однофазные уравнения тепломассопереноса в скважине и пласте. Модель учитывает влияние основных эффектов, оказывающих воздействие на тепловое поле системы скважина-пласт, как эффект Джоуля – Томсона, адиабатический эффект, кондуктивная теплопередача в горной породе и кондуктивно/конвективная теплопередача в пласте.
2. На основе модели разработан алгоритм и создана программа (симулятор) для численного моделирования нестационарных термогидродинамических процессов, происходящих в связанной системе скважина-пласт во время работы скважины в различных режимах. Типичное время моделирования испытания скважины не превышает 10 минут, что делает симулятор пригодным для анализа и интерпретации данных термогидродинамических исследований скважин.
3. Проверка работоспособности симулятора осуществлялась путем сравнения результатов расчета с аналитическими, полуаналитическими и численными решениями, полученными с помощью коммерческих лицензионных программных продуктов, в частности COMSOL Multiphysics.
4. Разработан комплекс программ для решения обратных задач по определению фильтрационно-емкостных свойств пластов и параметров околоскважинного пространства в рамках термогидродинамических исследований скважин.
5. Структура комплекса, реализованная в виде отдельных исполняемых файлов с текстовым интерфейсом, позволяет менять модули, что, в свою очередь, дает возможность исследовать зависимость решения обратной задачи от выбранной модели исследуемого объекта или метода решения.
6. Методы оптимизации, реализованные в комплексе, позволяют решать как линейные, так и нелинейные обратные задачи. В рамках исследования эффективности работы комплекса был предложен и реализован параллельный алгоритм метода оптимизации первого порядка Shuffled Complex Evolution.
7. Пакет программ включает в себя дополнительные модули, позволяющие исследовать решение обратных задач путем построения поверхностей отклика функционала невязки, а также исследовать чувствительность модели к различным параметрам с помощью построения графиков-торнадо.
8. В ходе исследования и анализа полевых данных термогидродинамических исследований скважин с помощью разработанного комплекса было обнаружено существенное влияние тепловой инерции скважинных термометров. Для воспроизведения этого эффекта была разработана

одномерная модель датчика с эффективными теплофизическими параметрами, определенными из сравнения с результатами двумерного численного моделирования реальных датчиков.

9. Показано, что аномально большой температурный сигнал, зарегистрированный скважинными термометрами во время исследований на начальной стадии работы скважины, является следствием возмущения поля температуры породы вокруг скважины. Это возмущение обусловлено предшествующими технологическими операциями в скважине: бурением, циркуляцией и возможным проникновением флюида в проницаемые пласты. Для воспроизведения этого эффекта модель симулятора была дополнена двумя режимами работы скважины: циркуляция флюида без проникновения в пласт и выстойка неперфорированной скважины. Было показано, что количественная интерпретация этого сигнала позволяет в некоторых случаях оценить объем потерянного флюида.
10. Была предложена методика совместной интерпретации данных температуры и давления, полученных во время ГДИС, направленная на повышение качества интерпретации данных. Методика была опробована на наборах полевых данных, классическая интерпретация которых для получения фильтрационно-емкостных параметров пластов осложнена различными факторами. Было показано, что совместная интерпретация данных по температуре и давлению может дать оценку свойствам пласта даже в случае, когда классический метод интерпретации гидродинамических данных с помощью кривой восстановления давления не применим.
11. Анализ полевых данных с помощью разработанного программного комплекса показал необходимость расширения и адаптации модели симулятора для успешной качественной и количественной интерпретации температурных данных. Одним из наиболее важных шагов в этом направлении является переход к многофазной модели течения в системе.

Список опубликованных работ по теме диссертации

Издания из перечня ВАК:

1. *Котляр Л.А., Пименов В.П., Шако В.В.* Оценка возможности определения профиля притока нефтяной скважины по термометрии переходных процессов. – М.: Известия ВУЗов. Геология и разведка. №3, 2011. 4 стр.
2. *Котляр Л.А., Пименов В.П., Сидорова М.В., Шако В.В.* Об одной методике интерпретации нестационарных данных термогидродинамических исследований нефтяных скважин. – М.: Известия ВУЗов. Геология и разведка. №4, 2012. 5 стр.
3. *Котляр Л.А., Сидорова М.В.* О совместной интерпретации данных нестационарной баро- и термометрии скважины. – М.: Известия ВУЗов. Геология и разведка. *В печати*

Прочие издания:

1. *Котляр Л.А., Пименов В.П., Юдин М.Н.* Применение метода регуляризации Тихонова для решения обратной задачи термометрии скважины // X Международная конференция «Новые идеи в науках о земле», РГГРУ, Москва, 2011. 1 с.
2. *Котляр Л.А.* Решение обратной задачи интерпретации данных термогидродинамических исследований скважин // III международная молодежная научная школа-конференция «Теория и численные методы решения обратных и некорректных задач», Академгородок, Новосибирск, 2011. 2 с.
3. *Котляр Л.А.* О применении метода максимального правдоподобия для интерпретации данных термогидродинамических исследований нефтяных скважин // VI международная научная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодые – наукам о Земле», РГГРУ, Москва, 2012. 2 с.
4. *Котляр Л.А., Сидорова М.В., Сулейманов Р.Р.* Анализ влияния формы функции невязки и количества неизвестных параметров на решение обратной задачи // VI международная научная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодые – наукам о Земле», РГГРУ, Москва, 2012. 2 стр.
5. *Котляр Л.А.* Об особенностях интерпретации нестационарных температурных данных, полученных на ранней стадии работы скважины // XI Международная конференция «Новые идеи в науках о Земле», РГГРУ, Москва, 2013. 2 стр.