

На правах рукописи



Иванов Максим Анатольевич

**АЛГОРИТМИЧЕСКИЕ И ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ 3D-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Специальность

05.13.01 – Системный анализ, управление и обработка информации
(в отрасли: промышленность)

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Томск – 2010

Работа выполнена в
Национальном исследовательском Томском политехническом университете

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор,
Ямпольский Владимир Захарович

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор,
Спицын Владимир Григорьевич

кандидат технических наук,
Сарайкин Андрей Витальевич

Ведущая организация: Институт вычислительной математики
и математической геофизики (ИВМиМГ)
Сибирского отделения Российской
академии наук (г. Новосибирск)

Защита состоится «22» декабря 2010 г. в 14.00 часов на заседании Совета по защите докторских и кандидатских диссертаций Д 212.269.06 при Национальном исследовательском Томском политехническом университете по адресу: г. Томск, ул. Советская, 84/3, ауд. 214.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке Национального исследовательского Томского политехнического университета по адресу: 634034, г. Томск, ул. Белинского, 55.

Автореферат разослан « ____ » ноября 2010 г.

Ученый секретарь
Совета по защите докторских
и кандидатских диссертаций,
кандидат технических наук



М. А. Сонькин

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Сегодня нефтегазодобыча является одной из наиболее ресурсоемких, наукоемких и высокотехнологичных отраслей производства. Поэтому в ней в полной мере востребованы современные информационные технологии (ИТ), при помощи которых создаются цифровые трехмерные модели месторождений нефти и газа с целью оценки запасов и состояния разработки, а также прогнозирования технологических показателей для выбора наиболее оптимальной стратегии разработки залежей углеводородного сырья. Стремительное развитие ИТ позволяет использовать высокопроизводительные вычислительные машины совместно с разработанными программными системами для сбора, хранения, расчета, представления и анализа различного рода данных, относящихся к процессу моделирования месторождений. Совокупность современных вычислительных систем и специализированных программных комплексов (ПК) – важнейший и необходимый инструмент для любой нефтегазодобывающей компании. Поэтому применение и развитие ИТ при моделировании процессов разработки нефтегазовых месторождений сохраняет высокую актуальность.

Примером актуальности применения ИТ в области моделирования месторождений служит большое количество программно-инструментальных средств. К числу наиболее известных российских разработок можно отнести такие ПК как, «TimeZYX», «Техсхема», «ГИД» и др. Среди зарубежных – «Petrel», «Eclipse», «Rohar», «Landmark» и др. Однако, несмотря на широкий спектр задач, которые решают указанные комплексы, на некоторых этапах гидродинамического моделирования требуется повысить уровень автоматизации и эффективности решения. В данном диссертационном исследовании анализируются слабые места существующих и широко распространенных алгоритмических и программных решений. Основное внимание уделено созданию новых алгоритмов, модернизации и совершенствованию уже существующих. Все предлагаемые алгоритмы были реализованы в виде отдельных программных модулей, назначение которых заключается в развитии и повышении эффективности применяемых в настоящее время программных средств в технологии гидродинамического моделирования месторождений нефти и газа.

Цель и задачи исследования. Целью данной работы является разработка алгоритмических и программных средств повышения эффективности процесса создания цифровых 3D-гидродинамических моделей нефтегазовых залежей. Для достижения указанной цели поставлены и решены следующие задачи:

1. Проведен анализ технологии геологического и гидродинамического моделирования с применением базовых программных комплексов, выявлены наиболее трудозатратные процессы, требующие повышения уровня автоматизации и качества полученных решений. Оценена возможность повышения эффективности рассмотренных процессов за счет существующих программных средств, установлена необходимость применения новых алгоритмических и программных решений.

2. Исследован и формализован процесс расчета водонасыщенности нефтеносного пласта, приведено обоснование применения J-функции (функции Леверетта) для данной задачи, разработан алгоритм и программно реализован в виде модуля, обеспечивающего решение указанной задачи.
3. Обоснована необходимость понижения числа ячеек модели нефтегазового месторождения при переходе от исходной геологической модели (ГМ) к гидродинамической, создан и программно реализован новый алгоритм, осуществляющий ремасштабирование ГМ.
4. Рассмотрен процесс формирования системы расстановки скважин месторождения, обоснована его значимость и необходимость повышения эффективности, созданы новые алгоритмы и программный модуль.
5. Проведен анализ процесса поддержания пластового давления (ППД) при проектировании разработки месторождений, дана оценка значимости данного процесса в контексте технологии гидродинамического моделирования в целом, разработан алгоритм регуляции системы ППД и осуществлена его программная реализация.
6. Рассмотрены вопросы обработки результатов расчета по гидродинамическим моделям (ГДМ), приведено обоснование необходимости модернизации существующего алгоритма обработки и разработан программный модуль.
7. Проведена апробация и внедрение результатов исследований и разработок в технологию моделирования месторождений нефти и газа.

Объектом исследования является область цифрового трехмерного моделирования месторождений нефти и газа.

Предметом исследования являются модели и алгоритмы, повышающие эффективность и снижающие ресурсоемкость технологии моделирования нефтегазовых месторождений.

Методологическая и теоретическая основа исследования. При рассмотрении процессов фильтрации нефти и газа в процессе эксплуатации природных месторождений следует учитывать значительное отличие размеров рассматриваемых областей и неоднородность их строения по толщине и площади. Так, например, размер пор коллектора измеряется микрометрами, толщина исследуемого пласта как правило составляет не более нескольких десятков метров, а сам пласт может простираться на многие десятки и сотни километров. При этом количество разведочных скважин, являющихся основой для формирования данных о месторождении, на первоначальном этапе редко превышает значение десять. Таким образом, ограниченность исходных данных и неоднородность продуктивного пласта как по строению, так и по фациальному составу и характеру порового пространства в полной мере оправдывают применение математического (компьютерного) и физического (лабораторного) моделирования.

Возможность описания реальных процессов при помощи математической модели является одним из основных принципов математического моделирования. Основой для создания модели является осреднение параметров по времени, пространству и статистической выборке. Подобное осреднение делает воз-

возможным осуществление перехода от дискретных распределений к непрерывным, появляется возможность использования методов дифференциального исчисления и математических аппаратов механики сплошных сред.

Перенос свойств и характеристик реальных физических сред и процессов на математическую модель происходит посредством использования различного рода зависимостей, для получения которых применяют основанное на теории подобия физическое моделирование.

Принято считать, что адекватность абстрактных и физических моделей реальным процессам достигается за счет соблюдения следующих требований в процессе создания моделей:

- полнота – содержание достаточного числа признаков реального объекта;
- непротиворечивость – включенные признаки не должны противоречить друг другу;
- реализуемость – построенная математическая модель должна допускать аналитическое или численное решение, а физическая – реализацию в искусственных условиях;
- компактность и экономичность – процессы сбора информации, подготовка и реализация модели должны быть максимально просты, обозримы и экономически целесообразны.

Основной задачей при моделировании нефтегазовых месторождений является установление качественных закономерностей, количественных соотношений и устойчивых тенденций, соответствующих широкому спектру исходных данных месторождения, при этом невозможно достичь точного количественного описания. Приоритетной задачей моделирования является не столько максимально детализированное воссоздание характеристик процесса, сколько получение достоверной модели, применение которой позволит предложить и осуществить различные технологические решения, связанные с разработкой месторождения, такие, как выбор наиболее подходящей системы разработки или метода воздействия на пласт.

Наряду с методами математического и физического моделирования в работе используются методы системного анализа, элементы теории множеств, методы обработки, анализа и визуализации информации. В процессе разработки программного обеспечения применялись методы объектно-ориентированного проектирования и программирования, а в процессе тестирования готовых программных решений – методы экспертных оценок.

Следует отметить, что теоретической базой для диссертационного исследования стали труды таких отечественных и зарубежных ученых, как: А.И. Акульшин, И.Д. Амелин, Д.В. Булыгин, Р.Д. Каневская, А.Х. Мирзаджанзаде, В.С. Ковалев, Б.Ф. Сазонов, В.С. Орлов, Х. Азиз, Г.Б. Кричлоу, Б.И. Леви, Э. Сеттари и многие другие.

Значительный вклад в развитие области цифрового 3D-моделирования месторождений нефти и газа, внесли такие томские ученые, как С.В. Костюченко, А.А. Захарова, В.З. Ямпольский и другие.

Информационная база исследования. В числе информационных источников диссертации использованы:

- научные источники в виде данных и сведений из книг, журнальных статей, научных докладов и отчетов, материалов научных конференций, семинаров;
- отечественные и зарубежные статистические отчеты, материалы разных научных и производственных организаций, фондов, институтов, в том числе результаты исследований глубинных проб нефти, воды и газа, архивы дел скважин, сведения и показатели разработки месторождений, пометрические исследования и др.;
- официальные документы в виде регламентов по проектированию разработки месторождений нефти и газа, а также кодексов законов, законодательных и других нормативных актов, в том числе положений, инструкций, докладов, проектов и отчетов, связанных с процессами создания цифровых ГМ и ГДМ нефтегазовых месторождений Томской и Тюменской областей, а также Краснодарского края;
- результаты собственных расчетов и вычислительных экспериментов.

Научной новизной обладают следующие основные результаты, полученные в работе:

1. Разработанный новый алгоритм ремасштабирования исходной ГМ, понижающий размерность ГДМ с сохранением ее точности с целью уменьшения вычислительной нагрузки и времени расчета при гидродинамическом моделировании газонефтяного резервуара, и учитывающий не только средневзвешенные значения свойств пласта, но и характер распределения коллектора в нем.
2. Созданные новые алгоритмы для автоматизации формирования системы расстановки скважин, позволяющие осуществить ее привязку к пласту и пробуренным скважинам.
3. Разработанный новый алгоритм автоматического контроля и управления процессом расчета ГДМ при использовании ПК «Eclipse», осуществляющий отключение нагнетательных скважин с целью регуляции системы ППД при проектировании разработки месторождений.
4. Предложенный модернизированный алгоритм для обработки результатов расчета ГДМ, отличающийся от существующих алгоритмов точностью обработки и полнотой представленных отчетных показателей. Оригинальность алгоритма заключается в изменении значительной части набора формул для расчета показателей и уникального кодирования имени скважины, которое обеспечивает возможность учета различных типов скважин.

Практическая значимость работы. Результаты исследования используются и могут найти более широкое применение в следующих направлениях:

- 1) хозяйственная и проектная деятельность проектно-технологических институтов и добывающих предприятий нефтяной промышленности;
- 2) образовательная деятельность высших учебных заведений и других уч-

- реждений, осуществляющих подготовку и переподготовку специалистов;
- 3) контролирующая и надзорная деятельность государственных органов за качеством проектных решений недропользователя, связанных с разработкой и эксплуатацией природных месторождений углеводородного сырья.

Разработанные в процессе проведения диссертационного исследования алгоритмические и программные средства представляют собой набор программных модулей, совместимых с программным обеспечением (ПО) компании «Schlumberger», и методическое обеспечение. Объем оригинального программного кода в скомпилированном виде для каждого из модулей составил:

- 1) модуль «J-function» – 505 Кб;
- 2) модуль «GMUpscale» – 536 Кб;
- 3) модуль «WellSpacing» – 1070 Кб;
- 4) модуль «ShutInject» – 1885 Кб;
- 5) модуль «ANOT» – 550 Кб.

Разработанные и апробированные алгоритмы и программы функционируют под управлением операционной системой Windows (версия 2000 и позднее) и применялись в научно-исследовательских и проектных институтах и нефтегазодобывающих предприятиях для повышения эффективности существующей технологии моделирования месторождений. Программное и методическое обеспечение используется при подготовке студентов, магистрантов, аспирантов, а также профильных специалистов в области моделирования нефтегазовых пластов.

Апробация результатов исследования осуществлялась:

1. Проведением численных экспериментов для анализа функционирования разработанных модулей, оценкой результатов испытаний и сравнением с результатами работы программных аналогов и натуральных экспериментов.
2. При проведении комплексной оценки разработанного программного кода посредством системы метрик.
3. При проведении экспериментов с целью оценки экономии временных ресурсов при использовании разработанных программных модулей относительно базовой технологии моделирования.
4. Путем сравнения функциональных возможностей разработанных программных средств и существующих аналогов.
5. Путем внедрения созданного алгоритмического и программного обеспечения («GMUpscale», «WellSpacing» и «ShutInject») в Томском филиале федерального унитарного предприятия «Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья» («СНИИГГиМС») Сибирского отделения Российской академии наук и нефтяной компании «Сибнефтегазинновация-Т».
6. При использовании результатов диссертационной работы (алгоритмов и программных средств) специалистами «СНИИГГиМС» (совместно с автором) при выполнении проектов пробной эксплуатации (ППЭ) трех нефтяных месторождений, а также сотрудниками, аспирантами и студентами Института «Кибернетики» Национального исследовательского Томского

политехнического университета при выполнении ряда НИР (в процессе создания более 20 проектных документов) для следующих организаций:

- ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК».
 - ООО «НК «Роснефть-НТЦ»».
 - ООО «Норд Империл».
 - ООО «Сибнефтегазинновация-Т».
 - ООО «Стимул-Т».
7. На разработанные в рамках диссертационной работы программные модули получено четыре свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ в Федеральной службе по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам.
 8. Результаты работы были положительно оценены, а исследования дважды поддержаны государственной некоммерческой организацией «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере».
 9. Результаты диссертации опубликованы в 15 печатных работах, из них 3 статьи в журналах, которые входят в перечень изданий рекомендованных высшей аттестационной комиссией (ВАК). Основные результаты диссертационного исследования были представлены на ряде всероссийских и международных конференций, среди которых можно отметить следующие:
 - Международная научно-практическая конференция «Современные техника и технологии», Томск, 2005, 2006 г.
 - Международная научно-практическая конференция «Средства и системы автоматизации », Томск, 2007 г.
 - Всероссийская научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии», Томск, 2007–2009гг.
 - Международная научно-практическая конференция «Интеллектуальные информационно-телекоммуникационные системы для подвижных и труднодоступных объектов», Томск, 2010 г.

Базисные положения, выносимые на защиту:

1. Реализованный алгоритм расчета начальной водонасыщенности нефтеносного пласта с применением J-функции позволяет наиболее точно описать соотношение фаз воды и нефти в начальный момент разработки месторождения по сравнению с другими существующими алгоритмами.
2. Разработанный алгоритм ремасштабирования ГМ повышает эффективность взаимодействия программно-аппаратных средств с пользователем и повышает точность полученной на основе предложенной им схемы ремасштабирования ГДМ по сравнению с другими известными алгоритмами.
3. Предложенный алгоритм формирования системы расстановки скважин месторождения позволяет эффективно разместить систему в простран-

ве, обеспечивая должное обоснование для принятия решения по выбору способа разработки месторождения.

4. Реализованный алгоритм поддержания пластового давления в процессе проектирования разработки месторождения предоставляет дополнительные возможности по управлению системой ППД по сравнению с базовой технологией (ПК «Eclipse») и осуществляет контроль за процессом ППД в полностью автоматическом режиме в соответствии с заданными пользователем параметрами.
5. Модернизация алгоритма обработки результатов расчета ГДМ позволила сформировать полный отчет в соответствии с государственными стандартами Российской Федерации по итогам работы гидродинамического симулятора «Eclipse» в автоматическом режиме без вмешательства пользователя, в то время как существующие алгоритмы предполагают формирование отчета с участием специалиста для коррекции и внесения данных, расчет которых затруднен.
6. Созданное алгоритмическое и программное ПО обеспечивает снижение сроков проектирования разработки месторождений нефти и газа, повышает точность проектных решений, снижает нагрузку на специалиста, функционально дополняет существующую на данный момент технологию гидродинамического моделирования пластов, а в случаях частичного замещения отдельных продуктов, удешевляет ее.

Личный вклад:

1. Постановка задач исследования и апробация результатов осуществлялась совместно с научным руководителем, д.т.н., профессором В.З. Ямпольским и к.т.н. А.А. Захаровой.
2. Алгоритмы ремасштабирования ГМ, формирования системы расстановки скважин, контроля и управления расчетом ГДМ при проектировании системы ППД, а также обработки результатов расчета ГДМ предложены и реализованы автором.
3. Проектирование и реализация ПО «J-function», «GMUpscale», «ShutInject» и «ANOT» выполнены лично автором.
4. Проектирование и реализация ПО «WellSpacing» проведены под руководством автора совместно с А.С. Силантьевым и Т.Ю. Кобыляк.
5. Построение трехмерных ГМ и ГДМ, а также выполнение 22 НИР осуществлялось под руководством А.А. Захаровой совместно с автором и сотрудниками научно-учебной лаборатории 3D моделирования Института кибернетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Структура и объем диссертационной работы. Диссертационная работа включает: введение, четыре главы, заключение, список использованных источников, состоящий из 111 наименований, 13 приложений. Общий объем диссертации составляет 193 страницы машинописного текста. Работа содержит 78 рисунков и 21 таблицу.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обосновывается актуальность работы, формулируются цель и задачи исследования, приводится личный вклад автора, апробация результатов исследований, а также краткое содержание работы.

В **первой главе** рассмотрен процесс создания трехмерных моделей месторождений нефти и газа, в рамках которого было выделено три основных этапа:

1. Геологическое моделирование.
2. Гидродинамическое моделирование.
3. Анализ и интерпретация полученных результатов.

Каждый из указанных этапов был подробно рассмотрен в работе. Приведено поэтапное описание процесса геологического моделирования. Рассмотрена физическая основа процесса гидродинамического моделирования, которая базируется на законах сохранения массы, импульса и энергии. Приведен основной закон движения жидкости в пористой среде – закон Дарси:

$$Q = \frac{\kappa \rho g \Delta H S}{\mu L}, \quad (1)$$

где g – ускорение силы тяжести; κ – коэффициент пропорциональности, являющийся характеристикой пористой среды и не зависящий от размеров образца и свойств жидкости.

На практике чаще применяют не закон Дарси (1), а формулу Дюпюи, которая является модификацией закона Дарси:

$$q_o = \frac{Kh(\bar{P}_r - P_{wf})}{18.41\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]},$$

где q_o – дебит нефти (м³/сут);

K – проницаемость (мД) – (эффективная проницаемость нефти);

h – эффективная мощность пласта (м);

P_r – среднее пластовое давление (атм);

P_{wf} – забойное давление (атм);

μ_o – вязкость нефти (сПз) – (в пластовых условиях);

B_o – объемный коэффициент нефти (м³/м³);

r_e – радиус дренирования (м);

r_w – радиус скважины (м);

S – скин-фактор.

В первой главе отмечено, что в гидродинамических симуляторах базовых ПК используется стандартная трехфазная трехкомпонентная изотермическая модель черной нефти («*black-oil*»). Эта модель применяется для моделирования большинства задач, возникающих в процессе разработки месторождений. Модель «*black-oil*» и обычно используемые допущения имеют вид:

$$\begin{aligned} \operatorname{div}(\lambda_w(\nabla p_w - \gamma_w \nabla D)) &= \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi_w \frac{S_w}{B_w} \right) + \tilde{q}_w, \\ \operatorname{div}(\lambda_o(\nabla p_o - \gamma_o \nabla D)) &= \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi_o \frac{S_o}{B_o} \right) + \tilde{q}_o, \end{aligned}$$

$$\operatorname{div}(\lambda_g(\nabla p_g - \gamma_g \nabla D) + R_{g,o} \lambda_o(\nabla p_o - \gamma_o \nabla D)) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi_g \left(\frac{S_g}{B_g} + R_{g,o} \frac{S_o}{B_o} \right) \right) +$$

$$(\tilde{q}_g + R_{g,o} \tilde{q}_o),$$

$$p_o - p_g = P_{cog},$$

$$p_o - p_w = P_{cow},$$

$$S_w + S_o + S_g = 1,$$

где используются следующие обозначения для функций:

$p_w = p_w(t, x, y, z)$ – давление водяной фазы;

$p_o = p_o(t, x, y, z)$ – давление нефтяной фазы;

$p_g = p_g(t, x, y, z)$ – давление газовой фазы;

$S_p = S_p(t, x, y, z)$ – насыщенность p -ой фазы, $p = o, g, w$;

$\lambda_p = k \frac{k_{rp}}{B_p \mu_p}$ – подвижность фазы;

$k = k(p_w, p_o, p_g, x, y, z)$ – тензор абсолютной проницаемости;

$\phi_p = \phi(p_p, x, y, z)$ – пористость;

$k_{rp} = k_{rp}(S_w, S_g)$ – относительная фазовая проницаемость;

$\mu_p = \mu_p(p_p)$ – вязкость фазы;

$B_p = B_p(p_p)$ – коэффициент объемного расширения фазы;

$\gamma_p = \rho_p g$ – вертикальный градиент давления;

$D = D(x, y, z)$ – вектор глубины;

$\rho_p = \rho_p(p_p)$ – массовая плотность фазы;

$P_{cog} = P_{cog}(S_g)$ – капиллярное давление в системе нефть-газ;

$P_{cow} = P_{cow}(S_w)$ – капиллярное давление в системе вода-нефть;

$R_{g,o} = R_{g,o}(p_o)$ – растворимость газа в нефтяной фазе;

$\tilde{q}_p = \tilde{q}_p(p_p, S_w, S_g, t, x, y, z)$ – источник фазы – скважина;

$g = \text{const}$ – известная постоянная величина.

Для дискретизации уравнений физической модели в симуляторах базовых ПК используется обычная для таких задач конечно-разностная аппроксимация по пространственным и временным переменным.

Наиболее часто в симуляторах используется стандартная аппроксимация по пространству на прямоугольной блочно-центрированной сетке. Для вычисления коэффициентов уравнений, зависящих от насыщенностей, используется стандартная аппроксимация по потоку.

После рассмотрения вопросов, связанных с физической и математической моделью гидродинамического моделирования, приведено описание подэтапов гидродинамического моделирования, включающее в себя следующие аспекты:

- понижение размерности геологической модели (ремасштабирование);
- анализ, обработка и подготовка данных относительных фазовых проницаемостей, а также физико-химических данных флюидов и породы;
- анализ, обработка и подготовка данных о скважинах: схема расстановки, параметры и мероприятия и т.д.;
- расчет модели в гидродинамическом симуляторе.

Далее кратко отмечено содержание этапа анализа и интерпретации результатов моделирования.

В первой главе также приведен анализ технологии моделирования месторождений с применением таких базовых программных комплексов, как ПК «Petrel» и ПК «Eclipse» компании Schlumberger (Рис. 1).

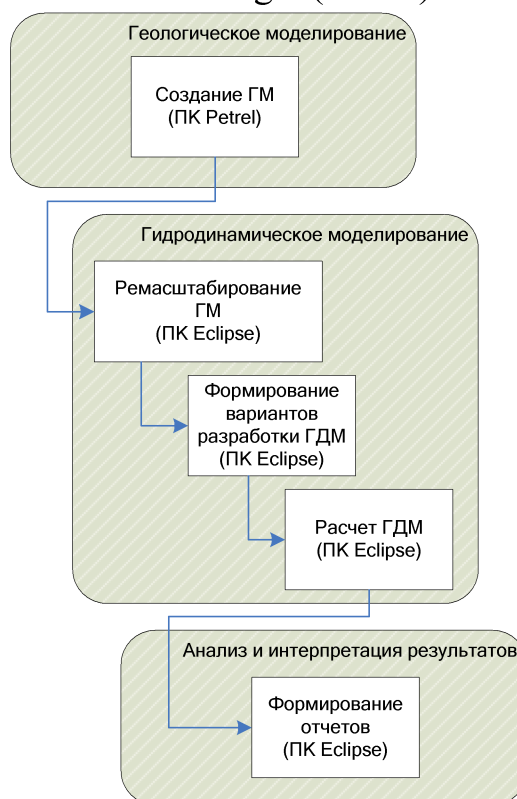


Рис. 1. Схема процесса моделирования с применением ПО компании «Schlumberger»

Информационные процессы технологий «Schlumberger» и других известных производителей программного обеспечения, как правило, имеют определенное сходство, так как подчинены единой логике формирования цифровых трехмерных моделей. Отличия заключаются лишь в реализации отдельных алгоритмических и программных модулей комплексов, которые обеспечивают выполнение отдельных функций соответствующих этапов моделирования.

Помимо компании «Schlumberger», сегодня на рынке информационных технологий представлено много других компаний, занимающихся разработкой программного обеспечения для нефтепользователей, причем как российских: ОАО «ЦГЭ», ОАО «Пангея», ЗАО «Тюменский институт нефти и газа», ООО «СургутНИПИнефть», ЗАО «УфаНИПИнефть» и т.д., так и зарубежных: Roxar Software Solutions, Western Atlas, Landmark Graphics и др. Большая часть программных систем и комплексов перечисленных компаний имеют как несомненные достоинства, так и отдельные недостатки.

В работе подробно рассмотрены недостатки каждого из основных этапов современной технологии моделирования месторождений и приведены результаты данного анализа в виде схем. Отмечено, что основным из недостатков является высокая стоимость данных программных продуктов и решений. Современные российские разработки, имеющие существенно меньшую стоимость

продуктов, не позволяют осуществить полный цикл моделирования месторождений, обеспечивая возможность решения отдельных задач. Исключением можно считать ПК «TimeZYX», который обеспечивает достаточно широкий спектр функций. Однако и данный комплекс на текущий момент функционально уступает зарубежным конкурентам и прежде всего продуктам компании «Schlumberger». Кроме того, он не обеспечен действенной системой сопровождения, что весьма актуально для производства. Другой характерной особенностью зарубежных разработок, помимо высокой стоимости, является слабая ориентация на российское законодательство, стандарты и регламентные документы, что так же создает российским потребителям затруднения в работе с ними.

Все это свидетельствует о необходимости развития технологии моделирования нефтяных и газовых месторождений, опираясь при этом на лучшие достижения базовых ПК.

В первой главе работы также были представлены процессы, требующие повышения уровня автоматизации и качества полученных решений. Рассмотрены существующие алгоритмические и программные средства, повышающие функциональность базовых ПК. Отмечена актуальность разработки и применения новых алгоритмов и программ, для решения таких задач, как:

- расчет J-функции и начальной водонасыщенности нефтяного пласта;
- выбор слоев исходной ГМ при ремасштабировании с целью понижения размерности ГДМ;
- формирование системы расстановки скважин;
- управление системой ППД в процессе расчета ГДМ;
- формирование отчетной регламентной документации.

В работе рассмотрены способы расчета начальной водонасыщенности пласта и приведено обоснование применения J-функции.

Рассмотрен процесс ремасштабирования ГМ и обоснована необходимость его применения при гидродинамическом моделировании месторождений нефти и газа.

Описаны основные этапы и показана значимость процессов формирования схемы разработки, управления системой ППД и создания отчетной регламентной документации.

Во **второй главе** описываются алгоритмы, предложенные автором для автоматизации отдельных этапов процесса формирования трехмерных моделей месторождений нефти и газа.

Формализован процесс расчета водонасыщенности (S_w) нефтеносного пласта с применением J-функции:

$$S_w = \left(\frac{3.183(\rho_{\text{воды}} - \rho_{\text{нефти}})gH}{A\gamma \cos(\theta)} \sqrt{\frac{K}{\Phi}} \right)^{\frac{1}{B}},$$

где K – проницаемость (мД);

Φ – пористость (доли ед.);

γ – поверхностное натяжение нефть/пластовая вода (дин/см);

θ – угол смачиваемости (град.);

h – высота относительно зеркала свободной воды (м);

$\rho_{\text{воды}}$ – плотность воды (кг/м³);
 $\rho_{\text{нефти}}$ – плотность нефти (кг/м³).

На примерах с реальными данными рассмотрен процесс обработки исходных данных капиллярметрии и подготовки на их основе набора данных для аппроксимации J-функции. Рассмотрена система уравнений

$$\begin{cases} n \lg a + b \sum_{i=1}^n \lg x_i = \sum_{i=1}^n \lg y_i \\ \lg a \sum_{i=1}^n \lg x_i + b \sum_{i=1}^n (\lg x_i)^2 = \sum_{i=1}^n \lg x_i \lg y_i \end{cases}$$

где n – количество экспериментальных значений.

Приведены методы решения данной системы и реализован алгоритм расчета водонасыщенности (Рис. 2).

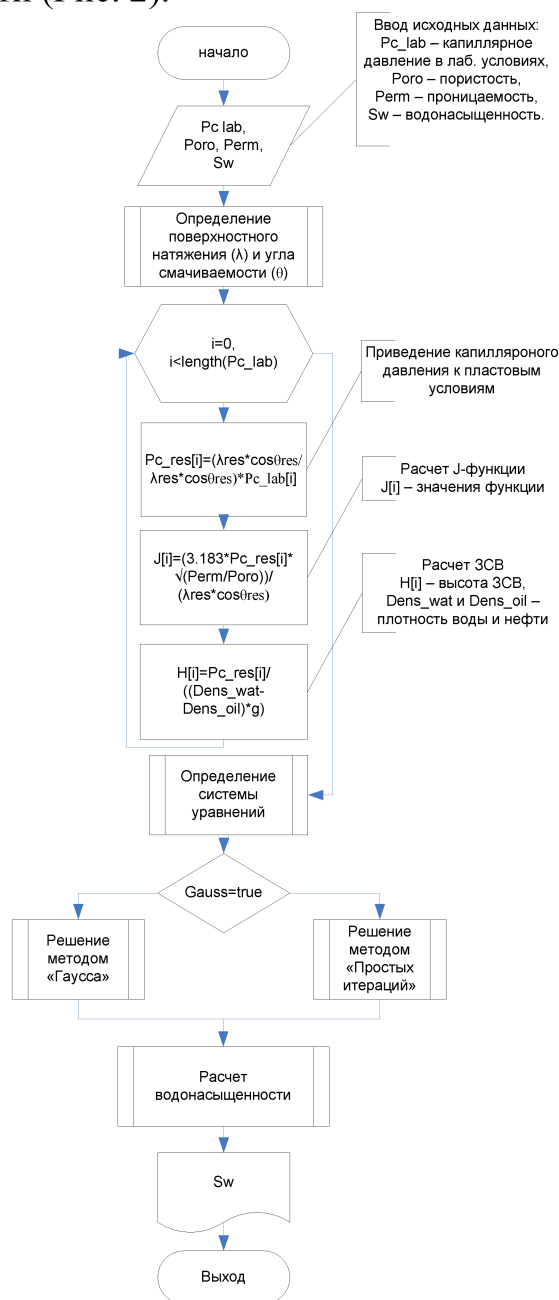


Рис. 2. Схема алгоритма расчета водонасыщенности (J-функция)

Предложены и описаны принципы горизонтального и вертикального ремасштабирования в ПК «Eclipse». Приведена подробная реализация разработанного алгоритма вертикального ремасштабирования ГМ, основанного на комбинированном применении средневзвешенных свойств пласта, а также расчета корреляции между соседними геологическими ячейками.

Расчет средневзвешенного значения выбранного свойства для отдельно взятого пласта осуществляется по формуле:

$$\overline{Avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (Prop[i] * Ntg[i] * Bulk[i])}{\sum_{i=1}^n (Ntg[i] * Bulk[i])},$$

где \overline{Avg} – средневзвешенное значение выбранного свойства по пласту;

$Prop[i]$ – массив значений выбранного свойства;

$Ntg[i]$ – массив значений свойства песчанистости;

$Bulk[i]$ – массив значений свойства объема пород;

n – количество активных ячеек цифровой трехмерной модели соответствующего пласта.

Расчет коэффициента корреляции осуществляется по формуле:

$$r = 1 - \frac{6 \sum_{i=1}^n d^2}{n(n^2-1)},$$

где $\sum_{i=1}^n d^2$ – сумма квадратов разностей рангов;

n – число парных наблюдений, которое соответствует количеству ячеек в пределах продуктивного пласта одного из рассматриваемых слоев с учетом соответствующих ячеек второго слоя.

Для ремасштабирования исходной ГМ с использованием средневзвешенных значений последовательно рассчитываются разности средневзвешенных значений свойств соседних слоев по формуле:

$$\Delta avg_j = \left| \frac{\sum_{i=1}^{j-1} Avg_i}{j-1} - Avg_j \right|,$$

где Δavg_j – разность средневзвешенных значений свойств слоев в диапазоне от первого слоя до последнего слоя группы и текущего слоя под номером j ;

i – номер первого слоя в группе;

\overline{Avg} – средневзвешенное значение выбранного свойства по пласту.

При ремасштабировании ГМ с применением корреляционного алгоритма, в случае если коэффициент корреляции соседних слоев больше или равен заданному в настройках способа значению, соседние слои объединяются, иначе подобное объединение считается недопустимым.

Результаты работы обоих алгоритмов по выбранному свойству объединяются таким образом, чтобы границы интервалов объединенных слоев итогового разбиения не выходили за границы обоих алгоритмов. Если представить результаты работы каждого метода в виде множества двоичных чисел Z_a и Z_b , состоящих из $N-1$ элементов, где N – количество слоев исходной геологической модели, значение “1” является признаком объединения соседних слоев, а “0” означает, что слои не объединяются. Таким образом, результатом итогового разбиения слоев геологической модели будет являться множество двоичных чисел Z_c такое, что

$$Z_c = Z_a \cup Z_b.$$

Подобное объединение применяется не только в том случае, когда необходимо учесть результаты работы разных методов, но и в случае когда необходимо объединить результаты группировки слоев на основе более чем одного свойства модели.

В работе предложены алгоритмы формирования схемы разработки месторождения. Реализован алгоритм выбора системы расстановки скважин.

Рассмотрен способ расчета плотности сетки скважин с учетом планирования мероприятий по интенсификации притока нефти из пласта:

$$\rho = \frac{s}{N_i Mult_i + N_p Mult_p},$$

где $Mult_i$ и $Mult_p$ – соответствующие множители для нагнетательных и продуктивных скважин.

Предложены алгоритмы поиска варианта размещения новой сетки скважин относительно пробуренных ранее на месторождении скважин, как в случае поворота сетки, так и в случае ее смещения.

Предложена модель данных для описания состояния и взаимосвязи скважин в процессе управления системой ППД при гидродинамическом моделировании и разработан алгоритм для реализации указанной задачи.

Рассмотрен принцип действия алгоритма на реальных данных, а также разработан механизм получения данных от ядра симулятора и правила управления состоянием скважины.

В работе предложен алгоритм для формирования отчета по результатам расчета ГДМ. Приведены отличия в работе алгоритма и существующего аналога. Предложен новый подход для формирования кода скважины (Табл. 1).

Таблица 1

Формирование кода скважины

| Параметр | Мнемоника | Значение по умолчанию |
|---|-----------|--|
| Скважина относится к типу механизированных | <i>M</i> | По умолчанию скважина относится к данному типу. Если скважина не механизированная, то мнемоника указывается в коде скважины. |
| Скважина введена из эксплуатационного бурения | <i>D</i> | По умолчанию скважина относится к данному типу. Если скважина не введена из эксплуатационного бурения, то мнемоника указывается в коде скважины. |
| Скважина введена из разведочного бурения | <i>E</i> | По умолчанию скважина не относится к данному типу. Если скважина введена из разведочного бурения, то мнемоника указывается в коде скважины. |
| Скважина переведена с других объектов | <i>T</i> | По умолчанию скважина не относится к данному типу. Если скважина переведена с других объектов, то данная мнемоника указывается в коде скважины. |
| Скважина является нагнетательной, но введена с отработкой | <i>W</i> | По умолчанию скважина относится к данному типу. Если скважина не введена с отработкой, то данная мнемоника указывается в коде скважины. |
| Скважина относится к типу резервных | <i>R</i> | По умолчанию скважина не относится к данному типу. Если скважина является резервной, то мнемоника указывается в коде скважины. |

В **третьей главе** диссертации представлена программная реализация рассмотренных ранее (во второй главе) алгоритмических решений, а именно был создан набор таких программных модулей, как:

- «J-Function» – расчет значений начальной водонасыщенности пласта;
- «GMUpscale» – ремасштабирование ГМ;
- «WellSpacing» – формирование схемы разработки;
- «ShutInject» – управление системой ППД в процессе расчета ГДМ;
- «ANOT» – формирование отчетной регламентной документации.

Все разработанные модули имеют однородный, интуитивно понятный и удобный программный интерфейс, что облегчает и ускоряет процесс обучения новых пользователей. Пример работы программного модуля «WellSpacing» приведен на рис. 3.

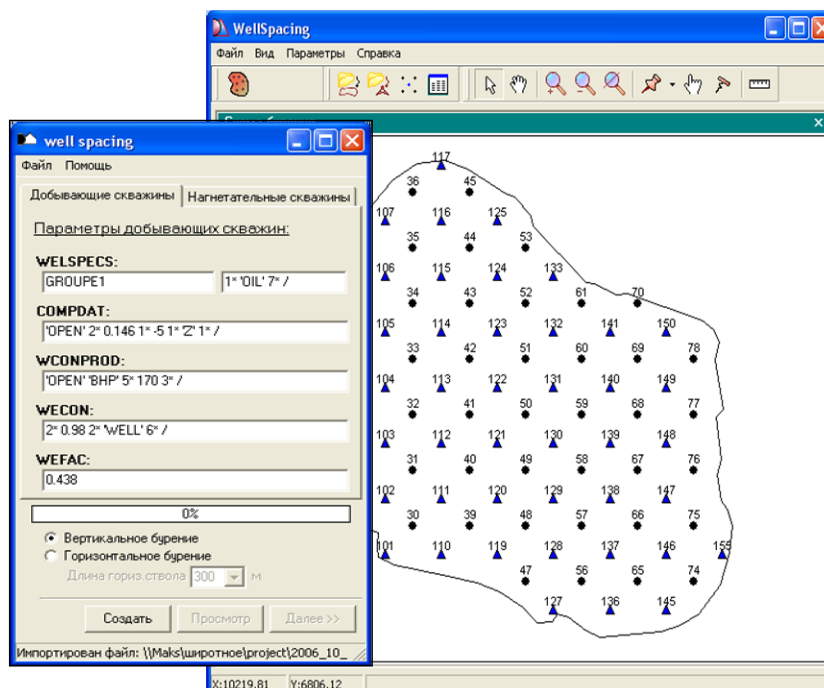


Рис. 3. Пример интерфейса программного модуля «WellSpacing»

В **четвертой главе** представлено применение предложенных моделей, алгоритмических и программных решений на реальных данных месторождений нефти и газа. Обобщенные сведения об объемах тестирования разработанных алгоритмов и программ приведены в табл. 2.

Таблица 2

Сведения о назначении и объеме экспериментов

| Название модуля | Назначение эксперимента | Объем данных | Количество |
|-----------------|--|--------------|--------------|
| J-Function | Формирование системы уравнений и экстраполяция J-функции | 5 Кб | более 50 |
| GMUpscale | Поиск слоев для осреднения двумя методами и объединение результатов | 120 Мб | более 500000 |
| ShutInject | Управления процессом ППД в ходе расчета модели на симуляторе «Eclipse» | 2 Гб | более 30 |
| WellSpacing | Формирование системы расстановки скважин | 2 Гб | более 50 |
| ANOT | Формирование отчетных показателей | 2 Гб | более 100 |

По данным табл. 2 видно, что тестирование разработанных программных модулей проведено в достаточно полном объеме. Для отдельных модулей, таких как «GMUpscale» и «ShutInject», процесс тестирования занял значительно больше времени. Детальность и объем исследований при тестировании тоже варьируется в зависимости от сложности решаемой задачи при помощи разработанных средств.

Следует отметить, что для тестирования применялись контрольные данные с уже известным результатом их расчета. Результаты, полученные с применением программных модулей автора, соотносились с результатами, полученными альтернативными программными средствами или базовыми ПК. По результатам проведенных тестов сделан вывод об эффективности применения разработанных программных модулей, использование которых, снижает нагрузку на специалиста, повышает точность полученных решений, расширяет функциональность, а также позволяет экономить временные и денежные средства при гидродинамическом моделировании месторождений нефти и газа (Табл. 3).

Таблица 3

Сокращение сроков реализации этапов гидродинамического моделирования при применении разработанного авторского ПО

| ПО | Процесс | Объем данных | | Время, мин | | | |
|----------------------------------|---------------------------------|-----------------------|------------------------|---------------------------|-----|-----------------------------|-----|
| | | | | Без средств автоматизации | | Со средствами автоматизации | |
| | | min | max | min | max | min | max |
| J-function | Расчет водонасыщенности | 10 образцов керна | 50 образцов керна | 5 | 20 | 1 | 1 |
| GMUpscale | Ремасштабирование ГМ | 9 слоев ГД модели | 40 слоев ГД модели | 15 | 45 | 3 | 5 |
| WellSpacing | Формирование системы разработки | 5 скважин | 60 скважин | 20 | 200 | 5 | 20 |
| ShutInject | Настройка системы ППД | 5 скважин | 60 скважин | 30 | 240 | 6 | 26 |
| ANOT | Формирование отчетов | 3 варианта разработки | 8 вариантов разработки | 45 | 150 | 4 | 8 |
| Итого: | | | | 115 | 655 | 19 | 60 |
| Экономия времени, количество раз | | | | | | 6 | 11 |

Как видно из таблицы, применение разработанных авторских модулей в процессе моделирования месторождений нефти и газа совместно с ПК «Petrel» и «Eclipse» позволяет сократить временные издержки на моделирование в 6-11 раз.

В четвертой главе отмечено, что для осуществления экспертизы решений, полученных при помощи разработанных программных модулей, применялись дополнительные программные средства. Результаты экспертизы свидетельствуют о высоком качестве полученных решений.

Производилась оценка программного кода разработанных модулей с использованием набора метрик, применяемых в ПО «SourceMonitor» компании

«Campwood Software» (США). Данная оценка позволяет сделать вывод о высокой сложности реализованных алгоритмов и существенном объеме исходного кода. В общей сложности приведены данные по 17 метрикам.

Разработанные алгоритмические и программные средства применялись при выполнении 22 НИР. Обоснованность предложенных алгоритмических и программных решений подтверждена успешной защитой указанных проектов в научно-технических советах предприятий и комиссиях контролирующих государственных органов.

Применение и внедрение практических результатов диссертационной работы подтверждается представленными актами о внедрении, справками об использовании результатов исследований, а также свидетельствами о регистрации авторских прав.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

В ходе диссертационной работы были получены следующие основные научные и практические результаты:

1. Проведен анализ и рассмотрены этапы цифрового 3D-гидродинамического моделирования нефтяных и газовых месторождений с точки зрения достаточности алгоритмических и программных средств. Выявлены отдельные процессы, требующие повышения уровня автоматизации и точности решений. Формализованы и обоснованы выбранные подходы в решении поставленных задач.
2. Разработаны новые алгоритмы и программные модули, повышающие эффективность 3D-гидродинамического моделирования, обеспечивающие решение таких важных задач, как:
 - расчет значений начальной водонасыщенности нефтяного пласта;
 - ремасштабирование ГМ;
 - формирование системы расстановки скважин;
 - управление системой ППД в процессе расчета гидродинамической модели;
 - формирование отчетности.
3. Проведено тестирование и апробация разработанных программных модулей на реальных данных месторождений Томской области. Результаты расчетов сопоставлялись с известными. Экспериментально подтверждена эффективность применения разработанных алгоритмов и программных модулей.
4. Проведена экспертиза решений, полученных на основе разработанного ПО, а также осуществлен анализ программного кода с помощью системы метрик. Результаты экспертизы и анализа положительные.

Для подтверждения внедрения и применения результатов диссертации представлено 5 актов о внедрении и 1 справка об использовании результатов исследований, а также 4 свидетельства о регистрации авторских прав.

Результаты диссертации опубликованы в 15 научных работах (3 ВАК) и представлены на 12 всероссийских и международных конференциях, использо-

ваны при выполнении работ по 22 НИР и были дважды поддержаны государственной некоммерческой организацией «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере».

СПИСОК ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ

1. Иванов М.А., Захарова А.А. Разработка информационной технологии для прогноза состояния месторождений нефти и газа. Современная техника и технологии. Труды 11 Международной научно-практической конференции. 29 марта – 2 апреля, Томск, 2005. Томск: ТПУ. 2005 С. 238–239.
2. Иванов М.А., Захарова А.А. «АНОТ» – Система анализа данных и подготовки отчетов на основе результатов трехмерного гидродинамического моделирования месторождений нефти и газа. // Матер. 12 Международной научно-практической конференции «Современная техника и технологии». 27 марта – 31 марта Томск, 2006. Томск: ТПУ. 2006 С. 65–67.
3. Иванов М.А., Ямпольский В.З., Захарова А.А., Чернова О.С. Анализ программного обеспечения для трехмерного моделирования и оптимизации разработки месторождений нефти и газа // Известия ТПУ. Т. 309. №7. 2006. С. 50–55.
4. Иванов М.А., Бормашов Д.А. Разработка инструментария для обработки геолого-геофизических данных с помощью методов кластеризации и классификации для решения задачи выявления однородных интервалов на коротажных диаграммах. // Матер. V Всерос. науч.-практич. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии», Томск, 2007.
5. Иванов М.А., Захарова А.А., Силантьев А.С. Автоматизация формирования, анализ и выбор систем разработки месторождений нефти и газа // Матер. V Всерос. науч.-практич. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии», Томск, 2007.
6. Иванов М.А., Бараматова С.В. Картопостроение на основе трехмерных моделей нефтегазовых месторождений // Матер. V Всерос. науч.-практич. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии», Томск, 2007.
7. Иванов М.А., Алхимов К.Ю., Захарова А.А. Разработка программной системы для анализа и формирования отчетов результатов моделирования месторождений нефти и газа // Матер. V Всерос. науч.-практич. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии», Томск, 2007.
8. Иванов М.А., Захарова А.А. Программное обеспечение «Well Spacing» для формирования схем разработки месторождений нефти и газа // Матер. IX Междунар. науч.-практич. конф. «Средства и системы автоматизации», Томск, 2007.
9. Иванов М.А., Захарова А.А., Силантьев А.С. Программный модуль «ShutInject» автоматической регуляции системы поддержания пластового давления в 3D-моделях нефтегазовых месторождений // Матер. IX между-

- народной науч.-практич. конф. «Средства и системы автоматизации», Томск, 2007.
10. Иванов М.А., Захарова А.А. Взаимодействие программных средств в процессе моделирования месторождений нефти и газа // Матер. VI Всерос. науч.-практич. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии», Томск, 2008.
 11. Иванов М.А., Захарова А.А. Автоматизация расчета водонасыщенности продуктивного пласта нефтегазового месторождения на основе j-функции // Сб. трудов Всероссийской конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии», Томск, 26–28 февраля 2008 г., ТПУ. С. 478–480.
 12. Иванов М.А., Захарова А.А. Оптимизация процесса цифрового 3D-моделирования месторождений нефти и газа // Известия ТПУ. Т. 312. №5. 2008. С. 119-125.
 13. Иванов М.А., Захарова А.А., Программное обеспечение «GMUPSCALE» для ремасштабирования геологической модели месторождений нефти и газа // Известия ТПУ. Т. 314. №5. 2009. С. 110–113.
 14. Иванов М.А., Кобыляк Т.Ю., Захарова А.А. Алгоритм формирования оптимальной сетки скважин нефтегазового месторождения с учетом существующей системы разработки // Матер. VII Всерос. науч.-практич. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии», Томск, 2009.
 15. Иванов М.А., Захарова А.А., Ямпольский В.З. Метод и программный модуль для ремасштабирования трехмерных геологических моделей месторождений нефти и газа // Проблемы информатики. 2010. Т. 7, №3. С. 24–35.

Свидетельства об официальной регистрации программных систем разработанных на основе результатов диссертации:

1. WellSpacing / М.А. Иванов [и др.] // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009611809 от 24.02.2009.
2. Комплекс программно-инструментальных средств для оптимизации технологии цифрового 3D-геолого-гидродинамического моделирования нефтегазовых месторождений / М.А. Иванов [и др.] // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009612623 от 22.05.2009.
3. GMUpscale / М.А. Иванов [и др.] // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009614135 от 08.06.2009.
4. J-function / М.А. Иванов [и др.] // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009614136 от 08.06.2009.