

Захарова Алена Александровна

**МОДЕЛИ, АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ,
РАЗВИВАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИЮ 3D-МОДЕЛИРОВАНИЯ
НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

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
доктора технических наук

Томск – 2009

Работа выполнена в Томском политехническом университете

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

Официальные оппоненты: доктор технических наук,
Костюченко Сергей Владимирович

доктор технических наук, профессор
Цой Евгений Борисович

доктор физико-математических наук,
Кондратьев Николай Александрович

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

Защита состоится «20» января 2010 г. в 15.00 часов на заседании Совета по защите докторских и кандидатских диссертаций Д 212.269.06 при Томском политехническом университете по адресу: г. Томск, ул. Советская, 84/3, ауд. 313.

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

Автореферат разослан « ____ » _____ 2009 г.

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

М. А. Сонькин

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Актуальность проблем, связанных с рациональным природопользованием, с повышением ресурсоэффективности имеет непреходящее значение для экономики России, особенно в такой стратегически важной области, как добыча углеводородного сырья. Поиск, разведка и разработка месторождения – это длительный и технологически сложный процесс, связанный с большими экономическими рисками, огромными информационными ресурсами, сопровождаемый проектными решениями на основе современных информационных технологий под строгим государственным контролем. Этим определяется важность комплексного подхода к решению проблемы информационного обеспечения и сопровождения всего жизненного цикла месторождения.

Существующие технологии и программные средства достигли высокого уровня и основываются на сложном математическом аппарате. Вместе с тем сохраняется актуальность и необходимость автоматизации ряда процессов и задач моделирования, создания методов, моделей и алгоритмов для более оперативной и/или эффективной оценки, как исходных данных, так и результатов моделирования, применения комплексного подхода при интеграции вычислительных и информационных ресурсов.

В создание и совершенствование методов моделирования разработки нефтяных месторождений внесли большой вклад отечественные ученые: В.Е. Андреев, К.С. Баймухаметов, П.М. Белаш, Ю.П. Борисов, Д.В. Булыгин, Ю.Е. Батурин, А.В. Гавура, А.Т. Горбунов, Р.Н. Дияшев, В.И. Дзюба, Ю.В. Желтов, С.Н. Закиров, М.М. Иванова, Г.С. Камбаров, А.В. Копытов, С.В. Костюченко, А.П. Крылов, Б.И. Леви, Е.В. Лозин, В.Д. Лысенко, М.М. Максимов, И.Т. Мищенко, Б.М. Саттаров, и многие другие. Большой вклад внесли и зарубежные ученые: A. Settari, D.L. Katz, G.R. King, I.H. Kassam, I.V. Vogel, K. Aziz, M.C. Leverett, T. Ertekin и др.

В настоящее время в мировой практике нефтяного инжиниринга созданы технологические линейки программных продуктов, обеспечивающие создание геологических, гидродинамических 3D-моделей и расчета прогнозных показателей на их основе, таких ведущих зарубежных компаний, как Schlumberger, Roxar, Landmark, а также ряд российских разработок.

Однако они не в полной мере адаптированы к российским условиям, поэтому требования российского законодательства и регламентирующих и нормативных документов на создание на их основе проектных документов связаны с избыточной трудоемкостью.

Известно, что оперативность принятия решений по управлению разработкой нефтегазовых месторождений снижает технологические и финансовые риски, а несвоевременность формирования проектных документов приводит к нарушению законодательных норм и правил.

В данном диссертационном исследовании рассматриваются вопросы повышения эффективности информационной технологии для моделирования процесса разработки нефтегазовых месторождений с применением цифровых

3D-геологических и 3D-гидродинамических моделей и связанных с ними процессов сбора, анализа данных, подсчета запасов углеводородного сырья, а также создание полного набора проектных документов.

Цель работы: Создание моделей, алгоритмов и программных средств, развивающих информационную технологию 3D-моделирования нефтегазовых месторождений, обеспечивающих снижение ее ресурсоемкости.

Для достижения цели исследования поставлены и решены **следующие задачи:**

1. Анализ эффективности существующей информационной технологии и базовых программных средств моделирования месторождений нефти и газа.
2. Оценка ресурсоемкости информационной технологии и временных затрат для 3D-моделирования при формировании проектных решений.
3. Развитие модельного, алгоритмического и программного обеспечения геолого-гидродинамического моделирования.
4. Разработка новых алгоритмических и программных средств, обеспечивающих:
 - автоматизацию процедур обработки геолого-технологической информации, а также создание трехмерных цифровых геологических и гидродинамических моделей месторождений нефти и газа;
 - статистический и пространственный анализ данных о месторождении для повышения эффективности принятия проектных решений;
 - создание мобильного ПО, замещающего трудоемкие и ресурсоемкие элементы информационной технологии, с целью создания «полевых» рабочих мест.
5. Апробация и внедрение результатов исследований и разработок в практику моделирования реальных геологических объектов и формирования проектных документов.

Методы исследования. Для решения поставленных задач в работе используются методы системного анализа, теория принятия решений, методы обработки, анализа и визуализации информации, методы математического моделирования, экспертных оценок, объектно-ориентированного проектирования и программирования.

Научная новизна. В диссертационной работе, на основании комплексного анализа состояния проблемы, предложены и разработаны новые модели, методики и алгоритмы, развивающие технологию 3D-моделирования нефтегазовых месторождений.

Научной новизной обладают следующие основные результаты:

1. Новые модели 3D-геологического и 3D-гидродинамического моделирования нефтегазовых месторождений, снижающие ресурсоемкость технологии моделирования и проектирования и созданные с учетом сформулированных концептуальных основ технологии 3D-моделирования.

2. Предложенные новые методики: оценки ресурсоемкости процессов проектирования на основе геологического и гидродинамического моделирования в соответствии со сформулированными критериями, тематического картографирования, оценки коэффициентов охвата объекта разработкой и корреляционного анализа однородности для пространственно-статистического анализа 3D-цифровых моделей месторождений, сокращают сроки выполнения анализа данных и проектных решений, снижая ресурсоемкость технологии.
3. Впервые предложен алгоритм прогноза фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта на основе оценки напряженности породы, обеспечивающие снижение затрат на формирование программных технологических линеек и повышение точности расчетов.
4. Предложенные новые алгоритмы выбора варианта апскейлинга при переходе от геологической к гидродинамической модели, сохраняющие точность модели при ремасштабировании.
5. Впервые предложен алгоритм моделирования процессов влагопереноса в геологической среде, разработанный на основе метода Монте-Карло, моделирующий контур распространения закачиваемого в поглощающую скважину флюида.

Теоретическая значимость работы заключается в решении важной научно-технической проблемы развития теории и практики 3D-цифрового геолого-гидродинамического моделирования. Предложенные в диссертационной работе и программно реализованные новые модели и алгоритмы (прогноза пьезопроводности и гидропроводности пласта, пре- и постпроцессинга, экспресс-оценки коэффициента охвата объекта разработкой, апскейлинга, моделирования закачки флюида, оценки ресурсоемкости процесса) дополняют и развивают базовые программные линейки, составляющие основу информационной технологии моделирования нефтегазовых месторождений, повышают ее мобильность и ресурсоэффективность.

Практическая значимость работы. Разработанные модели, алгоритмы и программное обеспечение нашли практическое применение при выполнении многих проектов разработки реальных нефтегазовых месторождений для построения 3D-геологических и 3D-гидродинамических моделей, а также при обосновании проектных решений по подсчету запасов, пробной эксплуатации, проектам разработки месторождений и т.п., которые прошли экспертизу соответствующих научно-технических советов нефтегазовых компаний, а также государственных комиссий по запасам (ГКЗ) и разработке (ЦКР) и переданы заказчикам для практического использования.

Программное обеспечение функционирует под управлением операционной системы Windows 2000 и выше. Объем исходного кода ПО на языках Object Pascal составляет более 5 Мб.

Созданное по результатам исследований методическое и программное обеспечение используется преподавателями и студентами Томского политех-

нического университета (ТПУ) в учебном процессе для выполнения научно-исследовательских, курсовых и выпускных квалификационных работ инженеров и магистров, а также при изучении факультативных дисциплин. Создана программа повышения квалификации и дополнительной подготовки преподавателей ТПУ.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Разработанные модели процессов 3D-геологического и 3D-гидродинамического моделирования позволяют формировать технологические линейки программных продуктов и формулировать задачи развития технологии моделирования.
2. Методики оценки ресурсоемкости технологии моделирования и предложенные принципы формирования технологии моделирования нефтегазовых месторождений позволяют оценивать трудоемкость и затратность проектов, связанных с моделированием, формировать технологические линейки программных продуктов с минимизацией затрат по их приобретению и сопровождению.
3. Методики и алгоритмы обработки данных в рамках пре- и постпроцессинга позволяют обосновать параметры моделей, повышая их адекватность, значительно сокращая время, затрачиваемое на моделирование за счет уменьшения вариантности реализаций моделей и прогнозных решений на их основе.
4. Реализованный метод прогноза пьезопроводности и гидропроводности пласта позволяет осуществлять моделирование фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта в условиях слабой изученности.
5. Созданное программное обеспечение для визуализации геофизической информации, автоматизации формирования вариантов апскейлинга 3D-геологических моделей, определения параметра J-функции для распределения водонасыщенности, автоматизации формирования систем расстановки скважин позволяют значительно сократить сроки моделирования и, как следствие, сроки формирования проектной документации, повышая их качество.
6. Предложенный стохастический алгоритм моделирования закачки жидкости в глубинный пласт позволяет осуществлять гидродинамическое моделирование указанного процесса.
7. Созданное программное обеспечение дополняет и/или замещает базовое ПО, развивая технологию моделирования нефтегазовых месторождений, в том числе при формировании соответствующей проектной документации.

Реализация результатов и их внедрение. Разработанные модели, алгоритмы и программные средства протестированы и внедрены:

1. В Томском отделении Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья.
2. В ООО «Сибнефтегазинновация».
3. В ООО «Стимул-Т».

4. В Институте «Кибернетический центр» Томского политехнического университета.

Полученные результаты исследований использовались при выполнении ряда НИР, в процессе создания 37-ми проектных документов для организаций и компаний:

1. Томское отделение Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья.
2. ООО «Сибнефтегазинновация».
3. ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК».
4. ООО «НК «Роснефть-НТЦ»».
5. ООО «Альянснефтегаз».
6. ООО «Норд Империял».
7. ООО «Стимул-Т».

На разработки, выполненные по результатам диссертации, получены пять свидетельств о регистрации программ для ЭВМ выданные Федеральной службой по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам.

Публикации. Результаты диссертации опубликованы в 50 печатных работах (из них 9 в изданиях рекомендованных ВАК для опубликования результатов докторских диссертаций).

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались 19 российских и международных научных конференциях, семинарах и совещаниях различного уровня, среди которых можно отметить следующие:

- Научно-методический семинар «Применение ГИС-технологий в геокартировании», Томск, 1999 г.
- Международная научно-практическая конференция «Ашировские чтения», Самара, 2004 г.
- Всероссийская научно-практическая конференция «Теоретические проблемы экономической безопасности России в XXI веке», Томск, 2004 г.
- Научно-практическая конференция «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области», Томск, 2004 г.
- Межрегиональный семинар «Информационные технологии в геологии и нефтедобыче» в рамках V специализированной выставки-конгресса с международным участием НЕФТЬ И ГАЗ-2004.
- Научно-техническая конференция «Приоритетные направления развития науки и технологий», 2007, 2008.
- VIII Международная научно-техническая практическая конференция «Средства и системы Автоматизации», Томск, 2007.
- Ямальский газовый форум, научно-практическая конференция «Проблемы развития и функционирования топливно-энергетического комплекса в приполярных регионах России», Новый Уренгой, 2009.

Личный вклад:

1. Постановка задач исследования и апробация результатов выполнены автором совместно с В.З. Ямпольским.
2. Описание моделей 3D-геологического и гидродинамического моделирования и моделей развития указанных процессов предложены автором.
3. Методики оценки ресурсоемкости технологии моделирования, концептуальные основы технологии сформулированы и предложены автором.
4. Методики и алгоритмы пре- и постпроцессинга предложены и реализованы автором.
5. Метод прогноза пьезопроводности и гидропроводности на основе оценки напряженности продуктивного пласта предложены В.Е. Пешковым, О.В. Крыловым, реализующее метод ПО «Баланс-Гидродинамик» и апробация выполнены автором совместно с О.В. Крыловым.
6. Проектирование и реализация ПО «Logger», «Correlation», «GMUpscale», «J-function», «WellSpacing» под руководством автора совместно с М.А. Ивановым, А.С. Силантьевым и Ю.А. Недоспасовой.
7. Проектирование и реализация ПО «GP-Storage» выполнено совместно с А.В. Мозжеловым.
8. Алгоритм стохастического моделирования гидрогеологических процессов разработан автором. Постановки задачи исследования эффективности метода Монте-Карло и предложенного на его основе алгоритма сделаны совместно с Н.Г. Марковым. Результаты этого исследования, разработка, тестирование и апробация алгоритмического и программного обеспечения ПО «Mapper3D» выполнены автором.
9. Построение 3D-геологических и 3D-гидродинамических моделей, выполнение 37 НИР и по их результатам проектных документов выполнено под руководством и при участии автора.

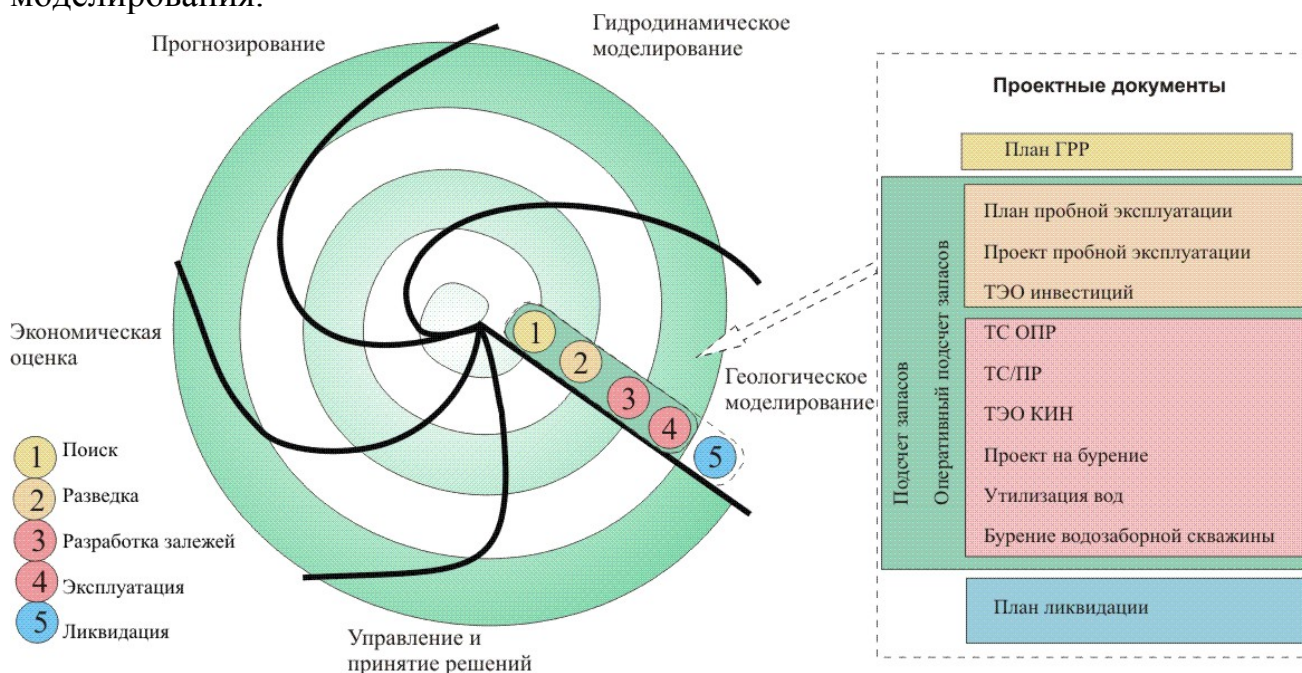
Структура и объем работы. Диссертационная работа включает: введение, четыре главы, заключение, список использованных источников, состоящий из 200 наименований, 9 приложений. Общий объем диссертации составляет 278 страниц машинописного текста. Работа содержит 118 рисунков и 14 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обосновывается актуальность работы в данном научном направлении, формулируются цель и задачи исследования, отмечен личный вклад автора и апробация результатов исследований.

В **первой главе** с системных позиций описан жизненный цикл месторождений (ЖЦМ) и показана роль проектных решений при сопровождении разведки и разработки нефтегазовых месторождений. Определена значимость 3D-геологического и гидродинамического моделирования при управлении разработкой, принятии решений и создании проектных документов (рис.1). Отмечена

особая важность создания и сопровождения постоянно действующих геолого-технологических моделей и необходимость применения при этом 3D-моделирования.



где ГРП – геологоразведочные работы, ТЭО – технико-экономическое обоснование, ТС ОПР – технологическая схема опытно-промышленных работ, ПР – проект разработки, КИН – коэффициент извлечения нефти

Рис. 1. Связь проектно-технологических решений, стадий ЖЦМ и этапов моделирования

Проведен анализ методов, алгоритмов и программных систем, применяемых при моделировании нефтегазовых месторождений. По результатам анализа выделены базовые программные средства, обеспечивающие технологию моделирования месторождений. Несмотря на то, что ведущими отечественными компаниями и организациями, такими как ОАО «ЦГЭ», ОАО «Пангея», РГУ нефти и газа им. Губкина, МГУ им. Ломоносова, ИПМ им. Келдыша, ООО «ПетроАльянс», ЗАО «Тюменский институт нефти и газа», ИМП им. Келдыша, группа компаний Таймзикс и др. в настоящее время создан ряд программных продуктов и систем, лидерами в данной области остаются такие компании, как Schlumberger Information Solutions, Landmark Graphics Corporation и Roxar Software Solutions.

В работе представлены технологические линейки программных продуктов, комплексно обеспечивающие процесс моделирования. Проведен сравнительный анализ их функциональности, выявлены основные преимущества и недостатки использования линеек отечественного и зарубежного программного обеспечения (ПО).

В первой главе также изложены основные методы, применяемые при геологическом и гидродинамическом моделировании, которые реализованы в современных программных системах и комплексах.

По результатам анализа и оценки выявлены и сформулированы проблемы применения упомянутого программного обеспечения для геолого-

гидродинамического моделирования нефтегазовых месторождений и изложены пути их решения, а именно, предложено:

1. Формирование конфигураций технологических линеек ПО геолого-гидродинамического моделирования при выполнении проектных решений, минимизирующих затраты на приобретение оборудования и сокращение трудозатрат на моделирование.
2. Разработка алгоритмических и программных средств для технологии моделирования, обеспечивающих:
 - автоматизацию процедур обработки геолого-технологической информации, а также создание трехмерных цифровых геологических и гидродинамических моделей месторождений нефти и газа, обоснование на их основе прогнозных решений;
 - дополнение существующих программно-технологических линеек с целью расширения их функциональных и/или улучшения технических характеристик;
 - развитие средств статистического и пространственного анализа для повышения эффективности принятия экспертных решений, повышение качества моделирования и проектирования;
 - разработку мобильных программных средств, замещающих трудоемкие и ресурсоемкие элементы информационной технологии, создание тем самым «полевых» рабочих мест.
3. Тестирование созданных алгоритмических и программных средств на реальных данных нефтегазовых месторождений.
4. Аprobация и внедрение результатов исследований и разработок в практику моделирования реальных геологических объектов и формирование проектных документов.

Во **второй главе** предложено описание моделей процессов геологического и гидродинамического моделирования, анализ которых позволил сформулировать основные критерии, по которым оценивается эффективность проектного решения и всего процесса моделирования, а именно:

- Оперативность получения реализаций модели и на их основе проектного документа, т.е. затрачиваемое время.
- Стоимость создания проектных решений и моделирования, складывающаяся из затрат на оплату труда специалистов, стоимости применяемых программных средств и затрат на их сопровождение.
- Качество выбранной реализации, наиболее адекватной по результатам анализа большего числа реализаций, либо на основании высококвалифицированного экспертного решения.

Предложена методика оценки временных затрат на создание проектного решения. Суммарная оценка T складывается:

$$T = T(\text{GM}) + T(\text{GDM}) + T(P_{TD}),$$

где $T(GM)$, $T(GDM)$ и $T(P_{TD})$ соответственно время, затрачиваемое на геологическое, гидродинамическое моделирования и составление проектной документации;

$$T(P_{TD})=1,5x(1+k),$$

где k – коэффициент характеризующий сложность P_{TD} ; $x = \overline{(1,6)}$, $x \in \{1,2\}$ – простой объект, $x \in \{2,4\}$ – средней сложности, $x \in \{4,6\}$ – сложный объект подсчета или разработки.

Сложность моделирования зависит не только от геологической сложности объекта, но и от степени его изученности, которую предложено оценивать следующим образом.

Сформирован перечень основных исходных данных и введены соответствующие параметры, оценивающие их объем:

1. *Сейсмические исследования.* k_S – коэффициент, в зависимости от вида (2D или 3D-съемка) и плотности сейсмических исследований характеризующий влияние указанного вида исследований на точность модели.

2. *Геофизические исследования скважин (ГИС).* k_{GIS}' – коэффициент, отвечающий за полноту исследований ($k_{GIS}'=0,5$, если ПГИС – промыслово-геофизические, $k_{GIS}'=1$, если полный комплекс ГИС), k_{GIS} – коэффициент, характеризующий влияние на точность оценки модели в зависимости от плотности ГИС (количество исследованных скважин на км²) и площади объекта (залежи, месторождения или геологического участка).

3. *Наличие и количество проб флюидов (нефти, газа, воды) и исследования керна.* $k_{Ф1}$ – коэффициент, отвечающий за полноту исследований свойств нефти, $k_{Ф2}$ – за полноту исследований свойств газа, $k_{Ф3}$ – конденсата, $k_{Ф4}$ – воды. Тогда $k_{Ф}$ – комплексный коэффициент, оценивающий степень изученности флюидов и учитывающий перечисленные составляющие.

4. *Исследования на образцах керна.* $k_{к1}$ – коэффициент, характеризующий полноту исследований фильтрационно-емкостных свойств пород (процент выноса керна), $k_{к2}$ – капиллярно- и порометрии, $k_{к3}$ – относительные фазовые проницаемости, $k_{к4}$ – коэффициент вытеснения ($K_{выт}$).

5. *Гидродинамические испытания (ГДИ) скважин на различных режимах.* $k_{ГДИ}$ – коэффициент, характеризующий полноту (количество испытаний на скважину) и характер ГДИ.

6. *История разработки.* $k_{МЭР}$ – коэффициент, характеризующий срок разработки и объемы эксплуатации месторождения (количество добывающих и нагнетательных скважин).

Геологические условия также влияют на точность моделей (k_G). Так $k_{Г1}$ – коэффициент, характеризующий сложность объекта (месторождения) и складывается из оценки таких параметров, как расчлененность, количество продуктивных пластов, состав флюида, наличие тектонических нарушений, региональная изученность аналогичных коллекторов. Значение коэффициента $k_{Г2}$ характеризует величину объекта по классификации «малое»-«среднее»-«большое» месторождение в зависимости от площади и количества извлекаемых запасов в соответствии с методическими указаниями по подсчету запасов.

Таким образом, степень изученности моделей k – это функция от следующих параметров:

$$k = f(k_S, k_{\text{ГИС}}, k_{\Phi}, k_{\text{ГДИ}}, k_{\kappa}, k_{\text{МЭР}}, k_{\Gamma}).$$

Рассмотрены значения перечисленных выше коэффициентов, определяющих точность геологических и гидродинамических моделей.

Значение оценочного коэффициента $k_{\text{ГИС}}$ определяется качеством и объемом исследований. «Ценность» промыслово-геофизических исследований можно условно приравнять к $1/2$ полного комплекса ГИС. Таким образом $k_{\text{ГИС}}$ можно принять показателем, обратным плотности. При этом расчет плотности сети скважин, охваченных ГИС, рассчитывается путем деления площади участка/залежи (S) на сумму числа скважин (n_1), в которых выполнен полный комплекс ГИС, и половины числа скважин, где выполнены только ПГИ (n_2), т.е. $S/(n_1 + n_2/2)$.

Сложность месторождения определяется также количеством фаз (составляющих флюид – смесь пластовой воды и углеводородных компонентов, залегающих на месторождении). Так k_{Φ} можно представить:

$$k_{\Phi} = \prod_{i=1}^4 k_{\Phi i}, i = \overline{1,4}: \begin{cases} 1, \text{ нефть;} \\ 2, \text{ газ;} \\ 3, \text{ конденсат;} \\ 4, \text{ вода.} \end{cases}$$

При этом,

$$k_{\Phi 1} = \begin{cases} 1, & \text{имеется глубинная проба;} \\ 0.5, & \text{только поверхностная;} \\ 0.1, & \text{по аналогии (нет проб).} \end{cases}$$

$$k_{\Phi 2-4} = \begin{cases} 1, & \text{свойства и компонентный состав;} \\ 0.5, & \text{компонентный состав;} \\ 0.1, & \text{по аналогии (нет проб).} \end{cases}$$

Исследования на образцах керна оценим при помощи коэффициента k_{κ} :

$$k_{\kappa} = \frac{\sum_{j=1}^4 k_{\kappa j}}{4}, j = \overline{1,4}: \begin{cases} 1, \text{ ФЕС;} \\ 2, \text{ капиллярно – и порометрия;} \\ 3, \text{ ОФП;} \\ 4, \text{ Квыт} \end{cases}$$

где $k_{\kappa j} = \begin{cases} 1, & \text{выполнено исследование} \\ 0, & \text{иначе (по аналогии).} \end{cases}$

ГДИ, как отмечалось выше, выполняются как в открытом стволе (ИП), так и в интервале перфорации. Если взять за единицу второй вид ГДИ, то ИП можно считать 0,5 от первого. При этом на скважинах могут выполняться многократные ГДИ (n_i'), а фонд скважин n . Тогда коэффициент достоверности по ГДИ можно рассчитать следующим образом:

$$k_{\text{ГДИ}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{ГДИ}i}}{n},$$

где

$$k_{\text{гди}} = \begin{cases} 0, & \text{нет испытаний в } i\text{-ой скважине;} \\ 0,5, & 1 \text{ ГДИ в открытом стволе в } i\text{-ой скважине;} \\ 1, & \text{ГДИ в интервале перфорации в } i\text{-ой скважине;} \\ 1 + \frac{n_i}{100}, n_i' & - \text{испытаний в } i\text{-ой скважине.} \end{cases}$$

В среднем срок разработки месторождения считается равным 25 лет, поэтому можно принять $k_{\text{экс}} = 0,04t$, где t – текущий срок разработки оцениваемого объекта.

Пусть k_G складывается из произведения k_{G1} и k_{G2} . Если k_{G1} – коэффициент характеризует сложность объекта (месторождения), то в соответствии с методическими указаниями по классификации запасов, его можно классифицировать по трем категориям (простое $k_{G1}=1$, среднее $k_{G1}=0,75$, сложное $k_{G1}=0,5$). Значение коэффициента k_{G2} характеризует величину объекта по классификации «малое»-«среднее»-«большое» (соответственно $k_{G2}=1$, $k_{G2}=0,75$, $k_{G2}=0,5$) месторождение в зависимости от площади и количества извлекаемых запасов в соответствии с методическими указаниями по подсчету запасов.

Таким образом, коэффициент, определяющий степень изученности R_G и R_{GD} , можно определить, как среднеарифметическое значение выше перечисленных коэффициентов, пронормированное вектором коэффициентов, отвечающих за значимость параметров $C = \{c_1, \dots, c_5\}$.

К числу перечисленных в начале раздела *критериев* относится и *стоимость* разработки моделей и проектной документации. Значение данного критерия формируется в зависимости от уровня цен на рынке, изменения определяются уровнем инфляции и другими процессами, которые происходят в экономике государства. Таким образом, оценку проекта по данному критерию можно представить, как функцию $f(k_\phi, k_G)$, где k_ϕ – коэффициент, характеризующий финансовую стабильность, уровень цен и другие отягощающие проект экономические аспекты.

Предложенные методики позволяют оценивать сложность проектного решения и трудоемкость моделирования. Повышение эффективности моделирования возможно за счет расширения функциональных возможностей информационной технологии и реализованных в ней моделей процессов.

По результатам исследований предложено развитие моделей геологического и гидродинамического моделирования.

Геологическое моделирование (GM).

На входе процесса имеем исходный набор геологической и/или технологической информации I_G , на выходе – множество описаний $\{R_{Gk}\}$ (множество реализаций геологической модели) размерностью n .

Обозначим через F_G преобразование исходного описания в конечное:

$$I_G \xrightarrow{F_G} \{R_{Gk}\}.$$

Конечное описание $R_{Gk} \in R_G$, являющееся реализацией геологической модели, которая становится основой для выполнения проекта.

Преобразование F_G представляет собой множество последовательно выполняемых процедур по обработке, визуализации, анализу данных с последующим расчетом множества реализаций геологической модели с помощью специализированного ПО (представленного ранее и именуемого базовым). При этом разработчиком выполняется сбор исходных данных D_G , выбор из числа n -реализаций удовлетворяющего решения R_{Gk} и создание непосредственно проектного документа P_T из множества проектных документов P .

Повышение эффективности моделирования достигается посредством создания и использования дополнительного ПО, таким образом, появления в моделях преобразования F_{ss} , описывающего работу библиотеки дополнительных функций на всех этапах моделирования. Так, в модели процесса GM предлагается применение дополнительных или замещающих преобразований при обработке исходного набора геолого-технологической информации, формировании реализаций R_G , выборе итоговой реализации и формировании проектного документа P_T (рис. 2).

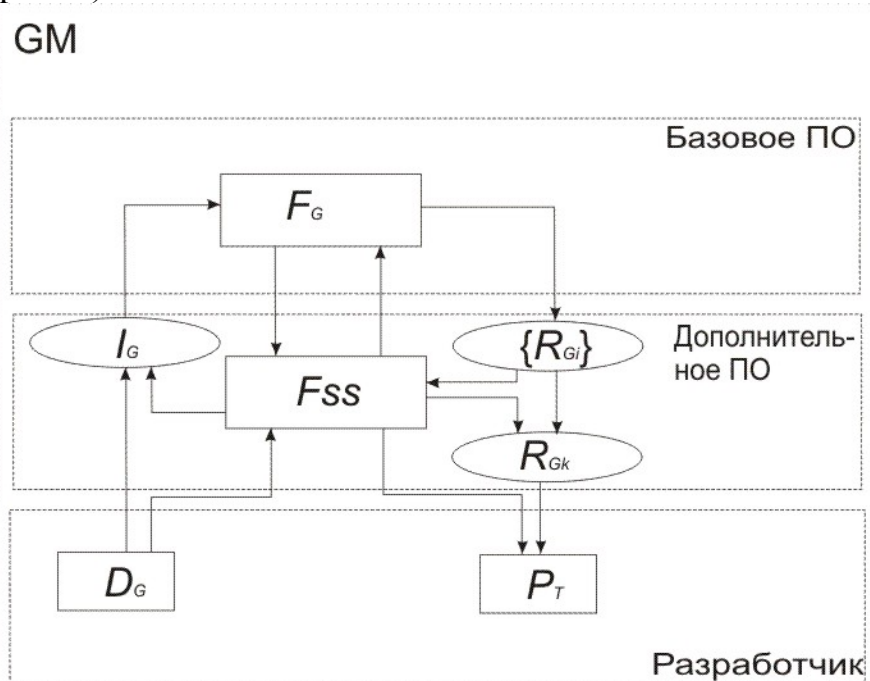


Рис. 2. Модель процесса геологического моделирования

Гидродинамическое моделирование (GDM).

На входе процесса имеем исходный набор: результаты геологического моделирования – выбранную реализацию R_{Gk} и комплекс геолого-технологической информации (по результатам бурения, исследований, эксплуатации скважин) I_{GD} , на выходе – множество описаний $\{R_{GDi}\}$ (множество реализаций геологической модели) размерностью m .

Обозначим через F_{GD} преобразование исходного описания для создания GDM в конечное:

$$I_{GD} \xrightarrow{F_{GD}} \{R_{GDi}\}.$$

Преобразование F_{GD} представляет собой множество последовательно выполняемых процедур по обработке, визуализации, анализу данных с последующим расчетом множества реализаций гидродинамической модели в среде специализированного базового ПО. При этом разработчиком выполняется сбор исходных данных D_{GM} , выбор из числа m -реализаций удовлетворяющего решения R_{GDk} .

Обозначим через F_{POP} преобразование исходного описания в конечное:

$$R_{GDk} \xrightarrow{F_{POP}} \{POP_t\}$$

Таким образом, описание $R_{GDk} \in R_{GD}$, являющееся реализацией гидродинамической модели, становится основой для формирования множества прогнозных решений POP посредством F_{POP} преобразования.

Разработчик осуществляет выбор предпочтительных реализаций POP_t из множества возможных POP и формирует проектный документ P_{TD} из множества проектных документов P .

В модели процесса GDM применение дополнительных или замещающих преобразований предлагается при обработке исходного набора геологическо-технологической информации, формировании альтернативных реализаций R_{GD} , выборе предпочтительной реализации, формировании набора прогнозных реализаций и выборе итоговых прогнозных реализаций для проектного решения P_{TD} , создание которого также осуществляется с использованием библиотеки преобразований F_{ss} (рис. 3).

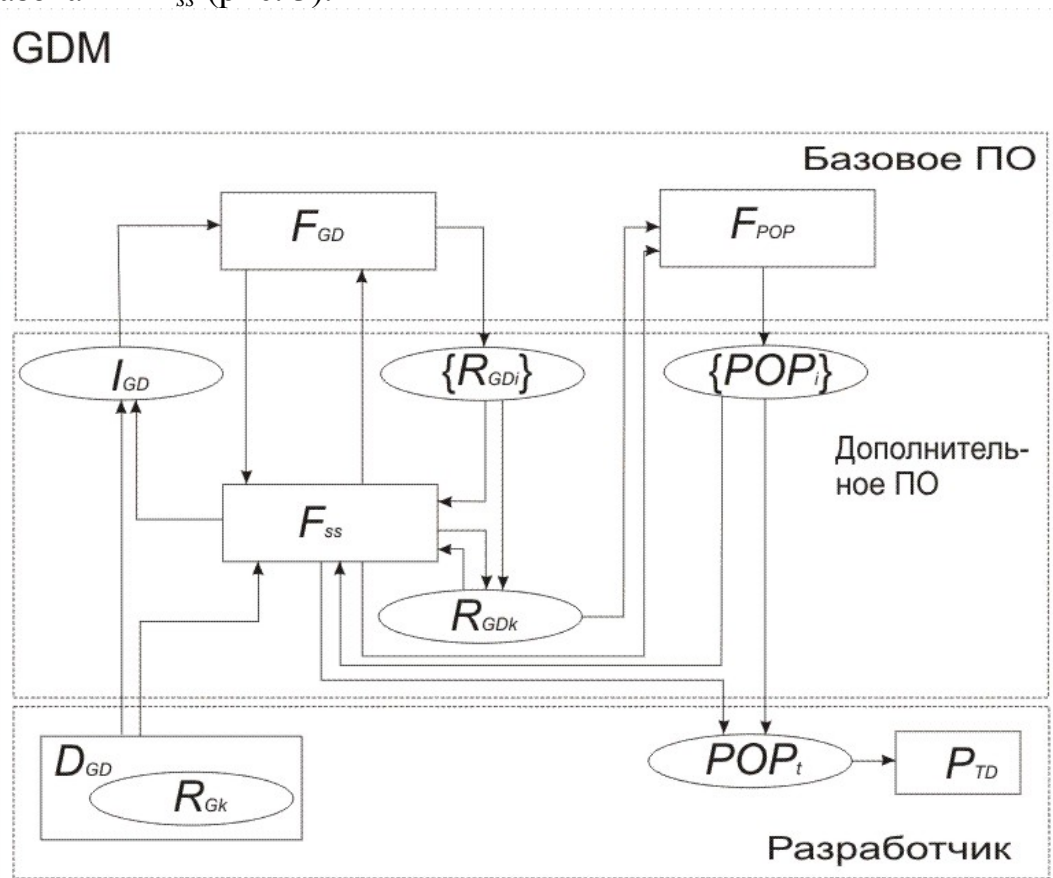


Рис. 3. Модель процесса гидродинамического моделирования

Формирование информационной технологии моделирования нефтегазовых месторождений предложено осуществлять в соответствии с рядом принципов, а именно: модульность, мобильность, многоальтернативность, многозадачность и многокритериальность.

В главе предложена функциональная схема технологии моделирования месторождений.

Под ресурсоемкостью информационной технологии предложено понимать совокупность затрачиваемых ресурсов для обеспечения ее функционирования и создания проектных решений. К основным ресурсам, которые следует оценивать и учитывать при формировании технологии моделирования в рамках того или иного проекта, относятся **время** и **цена**. Аспект качества проекта будем относить к субъективным оценкам, поэтому в работе он не рассматривается.

На обозначенные ресурсы влияют следующие факторы:

- Стоимость программных средств.
- Стоимость информационного сопровождения.
- Квалификация и уровень владения ПО разработчиками проектных решений.
- Время формирования реализаций моделей и их оценка.

Оценку ресурсоемкости GM и GDM при выполнении проектов предложено выполнять следующим образом:

$$R = f(t_{PD}, S),$$

где R - пронормированный показатель, являющийся функцией от времени реализации проекта t_{PD} , а также стоимости S модулей базового ПО и его информационного сопровождения компаниями-производителями.

$$t_{PD} = \sum_{i=1}^n t_i,$$

$$t_i = f(k, P_{TD}, k_s),$$

$$S = \sum_{j=1}^m (S_j + S_{sj}),$$

где n – число реализуемых этапов моделирования при выполнении проекта,

k – степень изученности, характеризующая объем исходных данных и влияющая на время обработки и интерпретации геолого-технологической информации,

P_{TD} – формируемый проектный документ,

k_s – коэффициент, характеризующий субъективные факторы, в частности уровень квалификации исполнителей проектного документа,

m – число модулей, применяемых при выполнении текущего проекта,

S_j – стоимость i -го программного модуля в технологической линейке ПО, применяемого при моделировании,

S_{sj} – стоимость сопровождения и информационной поддержки i -го программного модуля.

Минимизация t_{PD} позволит повысить эффективность технологии, а средства, при помощи которых достигается минимизация, являются средствами развития информационной технологии.

Таким образом, с целью снижения ресурсоемкости технологии по критериям «цена»–«время разработки»–«эффективность решения», предложено формировать технологические цепочки ПО в соответствии со сформулированными принципами построения технологии и в зависимости от решаемых задач.

Для полнофункционального обеспечения технологии моделирования месторождений нефти и газа предлагается в дополнение к комплексу базовых программных средств, прошедших апробацию в России и рекомендованным государственными контролирующими органами для формирования проектной документации использовать дополнительный набор оригинальных авторских программных средств, предложенных в настоящей работе.

К проектам, включающим геологическое и гидродинамическое моделирование относятся 7 основных проектных документов (П1-П7), а учитывая, что GM и GDM выполняются последовательно, то имеет место последовательность 9-ти основных этапов (I-IX). На рис. 4 при помощи условных обозначений представлена степень реализации базового ПО, возможность его замещения аналогами или возможность доработки с целью повышения качества и оперативности работы.

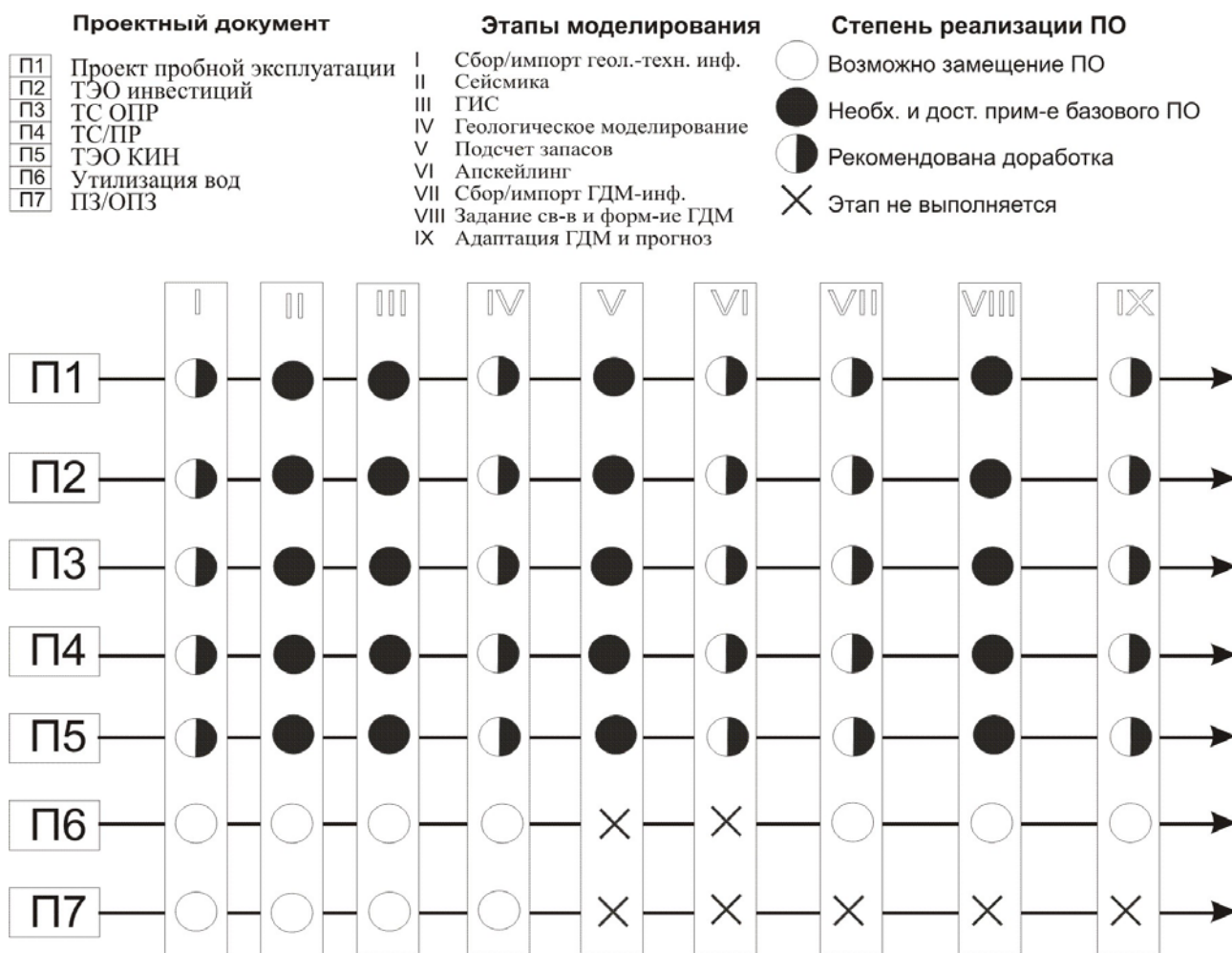


Рис. 4. Схема предлагаемого развития функционала базового ПО

Следует отметить, что на каждом этапе моделирования выполняются задачи, при выполнении которых требуется автоматизация.

На основе анализа основных обменных форматов данных, используемых в процессе GM и GDM, предложена схема обмена форматами исходных данных и результатов моделирования при разработке проектных документов и обеспечения мониторинга месторождений на основе постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ), а также схема взаимодействия программных средств и дополняющих технологию набора модулей.

Для дополнения и развития технологии моделирования с целью сокращения ресурсоемкости последней предложен комплекс алгоритмических и программных средств.

I. Для организации мониторинга нефтегазовых месторождений и сопровождения процесса геолого-гидродинамического моделирования:

1. Схема базы данных месторождений и организации хранения информации о R_G , R_{GD} , P_T и P_{TD} .

Информацию о месторождениях, моделях и проектные документы предложено обрабатывать и хранить в рамках системы управления данными (СУД) «GP-Storage». Для анализа и оперативного доступа к информации о месторождении предложены логическая и физическая модели базы данных, а хранения моделей – структура файлового хранилища.

Для обеспечения доступа к базе данных разработаны алгоритмы записи и экспорта данных.

2. Алгоритмические и программные средства для обработки информации о месторождениях в рамках пре- и постпроцессинга при геолого-гидродинамическом моделировании.

Пре- и постпроцессинг предусматривает визуализацию и анализ большого числа данных, преимущественно пространственно-координированных. Поэтому важно обрабатывать информацию об объектах с учетом их пространственного положения. Для решения указанных задач предложено использовать такой подход, как тематическое картирование. В работе предложена методика тематического картирования с применением геоинформационных систем на примере MapInfo Professional, изложен алгоритм и рекомендации по его применению.

Для анализа взаимосвязи пространственных показателей предложено применять корреляционный анализ на основе 2D-grid (парные, частные и множественные коэффициенты корреляции). Изложены методика проведения такого анализа и реализующие ее алгоритмы.

При оценке эффективности разработки оперируют таким показателем, как коэффициент охвата ($k_{охв}$), который характеризует охват залежи при разработке вытеснением (отбор из добывающих скважин) и заводнением (вытеснение флюида от нагнетательных скважин).

Пусть $W(n)$ – множество скважин реализации R_{GDk} (для оценки текущего состояния разработки и оценки охвата вытеснением) или предполагаемой i -й реализации $\{POP_i\}$ (для экспресс оценки эффективности системы разработки), $W_i = \{N_i, t_i, x_i, y_i\} = \{N_{ip}, t_{ip}, x_{ip}, y_{ip}\} \cup \{N_{ii}, t_{ii}, x_{ii}, y_{ii}\}$, где n – количество скважин,

$ip=\overline{(1,n_p)}$, n_p – количество добывающих скважин, $ii=\overline{(1,n_i)}$, n_i – количество нагнетательных скважин, $Q(m)$ – контур водонефтяного контакта (ВНК).

При этом каждая скважина характеризуется такими показателями, как q_o – дебит нефти ($\text{м}^3/\text{сут.}$), а параметры проницаемости, эффективной мощности пласта, пластового и забойного давлений, радиус скважины, дефект призабойной зоны, радиус дренирования задаются или для каждой скважины индивидуально, или средние показатели для всех скважин месторождения/залежи.

В работе представлен алгоритм расчета площадей, охваченных процессом вытеснения и заводнения для определения $k_{\text{охв}}$.

При оценке $k_{\text{охв}}$ необходимо учитывать сложности контура ВНК.

Для количественной оценки геометрической сложности предложена формула расчета соответствующего коэффициента.

Применение представленной методики позволяет оперативно оценить эффективность предлагаемых реализаций R_{GD} и на их основе прогнозных решений с целью сокращения числа заведомо неэффективных решений, что значительно снижает ресурсоемкость проекта. Применение методики изложено в работе.

Таким образом, прогнозные показатели $k_{\text{охв.выт}}$, рассчитанные при помощи предложенного алгоритма экспресс-оценки указанного параметра, отличаются не более чем на 5-10% от результатов, полученных по результатам GDM (на основе 3D моделей в среде базового ПО).

II. Для 3D-геологического моделирования:

1. Алгоритмическое обеспечение вьювера для геофизической информации.

При формировании проектной документации нужны мобильные средства визуализации исходных данных. Предложенное алгоритмическое и программное обеспечение является таким мобильным вьювером для ГИС-информации. В главе приведены основные алгоритмы и схема обработки геофизических данных.

2. Метод прогноза пьезопроводности и гидропроводности пласта.

На гидропроводность существенно влияют действующие напряжения в массиве, увеличивая или уменьшая гидропроводность продуктивного пласта. В работе представлен метод расчета ФЕС, разработанный на основе модели упруго-вязкого тела, описанной при помощи уравнения Коши и кинематических уравнений, отражающих закон распределения скоростей деформации.

После проведенных таким образом расчетов градиента деформации (U) и данных гидродинамических исследований гидропроводности (E), пьезопроводности (H) имеем в скважинах 3 вектора:

$$\begin{aligned} U_1, U_2, \dots, U_i, \dots, U_n; \\ E_1, E_2, \dots, E_i, \dots, E_n; \\ H_1, H_2, \dots, H_i, \dots, H_n, \end{aligned}$$

где n — число скважин.

Необходимо определить функции зависимостей:

$$\begin{aligned} \ln E &= F1(\ln U), \\ \ln H &= F2(\ln E), \end{aligned}$$

Таким образом, предложенный метод и реализующий его алгоритм не имеют аналогов и позволяют на основе малого объема исходной геолого-технической информации прогнозировать ФЕС и снизить риски при разведке и разработке нефтегазовых месторождений

3. Алгоритм расчета функции распределения нефтенасыщенности.

Продуктивный пласт насыщен смесью воды и углеводородов (нефть, газ, вода). Сумма коэффициентов насыщения каждой фазой равна единице. В 3D-моделях осуществляют расчет доли водонасыщенности, подразумевая, что оставшееся насыщение приходится на долю углеводородов. Расчет начальной водонасыщенности пласта играет важную роль, поскольку указанное свойство значительно влияет на объем запасов углеводородов (нефть, газ, конденсат) в модели, и на дебиты скважин, обводненность продукции в них.

Для нахождения коэффициентов J-функции, отвечающей за распределение водонасыщенности, необходимо прологарифмировать уравнение вида $y = ax^b$, чтобы привести его к линейной зависимости. Тогда полученная система в общем виде будет выглядеть следующим образом:

$$A \cdot \bar{x} = \bar{f},$$

где A – матрица $m \times m$, $\bar{x} = (x_1, x_2, \dots, x_m)^T$ – искомый вектор,

$\bar{f} = (f_1, f_2, \dots, f_m)^T$ – заданный вектор.

В данном случае результатом логарифмирования будет являться уравнение вида $\lg y = \lg a + b \lg x$. На основе этого уравнения составляется 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.

К реализации предложен алгоритм расчета J-функции для определения распределения в 3D-геологической модели водонасыщенности на основе метода Гаусса.

III. Для 3D-гидродинамического моделирования:

1. Алгоритмы ремасштабирования при переходе от геологической к гидродинамической модели.

При переходе от R_G к R_{GD} для ускорения выполнения расчетов (часто и для возможности их выполнения) применяют ремасштабирование (загрубление, апскейлинг) — уменьшение размерности за счет объединения однородных по ФЕС ячеек модели. Предложено алгоритмическое и программное обеспечение для определения интервалов апскейлинга R_G по результатам статистического анализа свойств 3D-модели.

Пусть необходимо осуществить переход от реализации R_G к реализации R_{GD} :

$$R_G \rightarrow R_{GD}, R_G: \{P_i\}, i=\overline{1, n},$$

$$P_i = 3D_grid(n_x \times n_y \times n_z) = \bigcup_{j=1}^{n_z} 2D_grid_j(n_x \times n_y)$$

где n – количество параметров реализаций 3D-моделей R_G и R_{GD} ,
 $3D_grid(n_x \times n_y \times n_z)$ – трехмерный куб, описывающий свойство 3D-ГМ или ГДМ, размерностью $n_x \times n_y \times n_z$ соответственно по осям x , y и z ,
 $2D_grid_j(n_x \times n_y)$ – слои $3D_grid$, размерностью $n_x \times n_y$.

Тогда необходимо найти решение L_{GD} , определяющее границы последовательно объединяемых слоев R_G , а именно:

$$L_{GD}(n_z),$$

где L_{GD_i} число последовательно объединяемых слоев для i -го слоя R_{GD} ,
 n_z – число слоев R_{GD} .

При этом выполняется:

$$P_{iR_{GD}}(i_x, i_y, i_z) = \frac{\sum_{k=1}^{L_{GD_i}} P_{R_G}(i_x, i_y, i_z)}{L_{GD_i}}, j = \overline{1, n_z}.$$

Критерием для объединения слоев R_G является максимальная однородность объединяемых слоев по группе параметров $\{P_i\}$.

В работе предложено и реализовано несколько алгоритмов для решения указанной задачи, рекомендованные для R_G , сформированных с применением стохастических и детерминированных методов.

Оценена эффективность применения разработанных алгоритмов.

2. Алгоритм автоматической генерации вариантов расстановки скважин с целью получения прогнозных показателей.

При создании проектной документации осуществляется расчет большого числа прогнозных вариантов разработки. Для автоматизации ряда процессов, выполняемых работ в ходе построения R_{GD} месторождений нефти и газа, предлагается алгоритм автоматической генерации вариантов расстановки скважин с целью получения прогнозных показателей.

Пусть $W(n)$ – множество пробуренных на месторождении скважин

$$W_i = \{N_i, t_i, x_i, y_i\}, i = \overline{1, n},$$

где N_i – идентификационный номер i -й скважины,
 t_i – тип скважины (добывающая, нагнетательная),
 x_i – координата x i -й скважины,
 y_i – координата y i -й скважины.

$Q(m)$ – контур ВНК (полигон/полилиния); $A(k)$ – виды расстановок, где k – количество реализуемых видов расстановок; B – расстояние между скважинами, характеризующее плотность сетки скважин (га/скв.); C – угол поворота системы расстановки по определению разработчиком R_{GD} , например, согласно ориентации контура $Q(m)$.

Таким образом, необходимо найти совокупность скважин $W_R(n')$, внутри контура ВНК с координатами x_i' и y_i' , назначение которых (добывающие или

нагнетательные – определяется в соответствии с выбранным типом расстановки), заданной плотностью (га/скв.) и углом поворота:

$$W_R(n'): W_{Ri} = \{N_i', t_i', x_i', y_i'\} \Rightarrow \{W, Q, A, B, C\}.$$

3. Алгоритм прогноза контура распространения закачиваемых флюидов в поглощающие скважины.

Для моделирования распространения флюида предложено применять стохастический метод Монте-Карло, в рамках которого рассматривается перенос частиц в неоднородных различной физической природы средах, и который не использовался ранее для решения гидрогеологических задач. Описаны параметры моделирования и гидродинамические параметры, которые участвуют в решении гидродинамических задач.

Постановка задачи моделирования переноса мезочастиц (частиц, характеризующих некоторый объем закачиваемого флюида), распространяющихся в гидрогеологической среде следующая. Пусть G_0 — ограниченная в пространстве область и $p_s(r', \Omega; \Omega)$ — индикатриса рассеяния (условная плотность распределения направлений рассеяния Ω мезочастиц). В точке $r_0 \in G_0$ расположен источник распространения мезочастиц мощностью E_0 и с равновероятными направлениями Ω_0 начальной скорости. Параметры dl_{xy}^r и dl_z^r — скорости распространения мезочастиц в точке r соответственно в направлениях x, y и z . Масса мезочастицы $\omega_i = V/k$, где V — объем жидкости, который источник сообщает породе, а k — пересчетный коэффициент увязки (для унификации пространственных данных в соответствии с единицами измерения параметров модели и предъявляемыми критериями точности моделирования). C_0^r — содержание жидкости в точке r геологической среды до начала моделирования; C_N^r — активная влагоемкость пород в точке r ; $p_B(dl_{xy}^r)$ — вероятность того, что часть объема мезочастицы продолжает движение вдоль оси z ; $ht = f(p_B, dl_{xy}^r, C_0^r, C_N^r)$ — величина поглощенного породой в точке r объема мезочастицы. Опишем предложенный алгоритм решения этой задачи.

Шаг 1. Если мощность источника $P = \sum E_0 > 0$, то выполнять шаги 2—8, иначе конец алгоритма.

Шаг 2. $r_i = r_0$, $\omega_i = f(V/k)$.

Шаг 3. Вычисление Ω_i . Если $(r_i \in G_0) \& (\omega_i > 0)$, то выполнять шаги 4—8, иначе на шаг 9.

Шаг 4. $r_i'(r_x, r_y, r_z) = f(\Omega_i, dl_{xy}, dl_z)$.

Шаг 5. Вычислить $p_B(dl_{xy}^r)$, если $p_B > 0$, то на шаг 6, иначе на шаг 8.

Шаг 6. Вычислить $ht = f(p_B, dl_{xy}^r, C_0^r, C_N^r)$.

Шаг 7. $C_N^r(r_i') = C_N^r(r_i') + ht$; $\omega_i = \omega_i - ht$.

Шаг 9. $P = P - f(V/k)$, на шаг 1.

Тестирование алгоритма осуществлялось на примере 3D-геологических моделях различной сложности.

В целом, во II главе предложен ряд моделей, методик и алгоритмов для развития информационной технологии 3D-моделирования, один из которых (прогноз распространения контура закачиваемого флюида) приведен выше.

В третьей главе диссертации представлена программная реализация алгоритмических решений, развивающих информационную технологию моделирования месторождений.

ПО для 3D-геологического моделирования месторождений включает:

1. ПО «Logger» для визуализации геофизической информации.
2. ПК «Баланс-гидродинамик» для прогнозирования зон повышенной напряженности пласта.
3. ПО «J-function» для расчета J-функции.
4. ПО «Correlation» для корреляции пространственно распределенных данных.

ПО для 3D-гидродинамического моделирования месторождений:

1. ПО «GMUpscale» для ремасштабирования геологических моделей.
2. ПО «WellSpacing» для генерации вариантов расстановки скважин.
3. ПО «Mapper 3D» для моделирования контура распространения флюида, закачиваемого в поглощающую скважину.

Работоспособность ПО «Logger» тестировалась на реальных данных геофизических исследований в скважинах, удобный и интуитивно понятный пользовательский интерфейс позволяет применять его специалистам различной квалификации. Пример работы приведен на рис. 7.

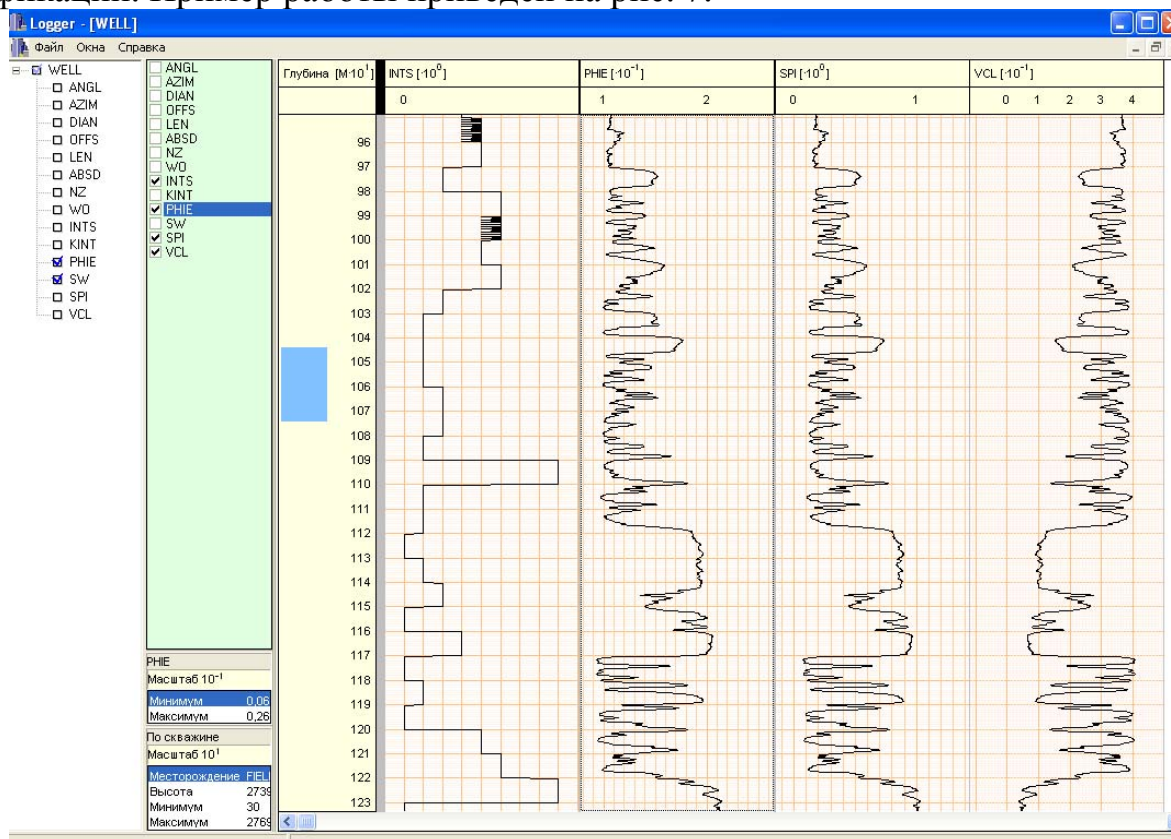


Рис. 7. Пример работы ПО «Logger»

Реализация метода прогноза пьезопроводности и гидропроводности и описывающих его алгоритмов в ПК «Баланс-гидродинамик» демонстрируют применение геоинформационного подхода, что позволяет значительно расширить функционал ПО и качество работы с пространственно координированными

ми данными. Пример пользовательского интерфейса и результаты расчетов приведены на рис. 8.

ПО «J-function» также тестировалось на основе реальных 3D-геологических моделей. Осуществлялась статистическая обработка результатов, оценивалась коррелируемость свойства водонасыщенности в 3D-геологической модели и результатов ГИС и лабораторных исследований керна.

Тестирование ПО «Correlation» осуществлялось на основе реальных данных для выявления фациальной неоднородности слоев. Созданное ПО является удобным и мобильным инструментальным средством для проведения исследований и определения взаимосвязи явлений с учетом их пространственного проявления. Пример работы ПО «Correlation» приведен на рис. 9.

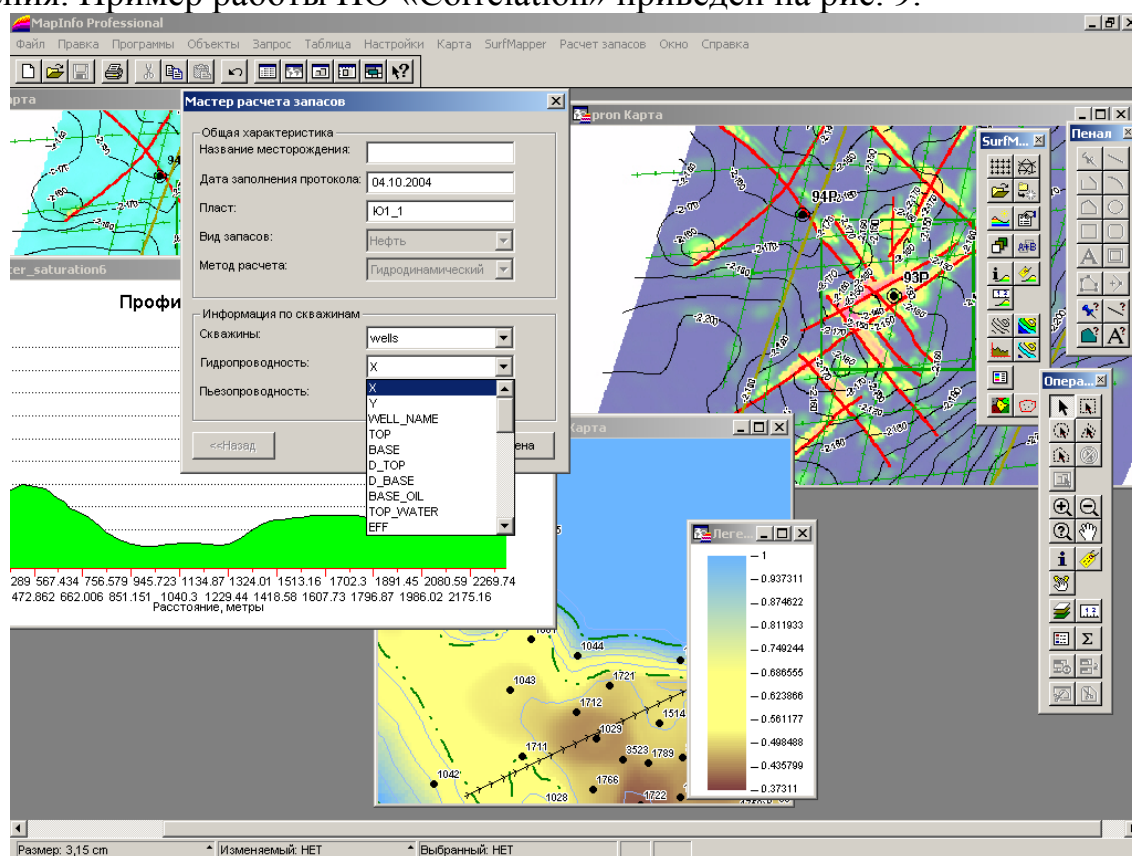


Рис. 8. Пример работы ПК «Баланс-гидродинамик»

Тестирование ПО «GMUpscale» выполнялось на основе 3D-геологических моделей, созданных при помощи детерминированных и стохастических методов распределения свойств модели. Качество выполненного апскейлинга при переходе от геологической к гидродинамической модели оценивалось как визуально, так и с применением модуля «Экспертиза» (ПО TimeZYX), рекомендованного ЦКР для оценки качества цифровых моделей. Полученные таким образом геолого-статистические разрезы приведены на рис. 10.

ПО «WellSpacing» осуществляет построение рядных и площадных систем расстановки скважин с учетом условий, изложенных выше. Схема создания системы расстановки скважин в ПО «WellSpacing» приведена на рис. 11.

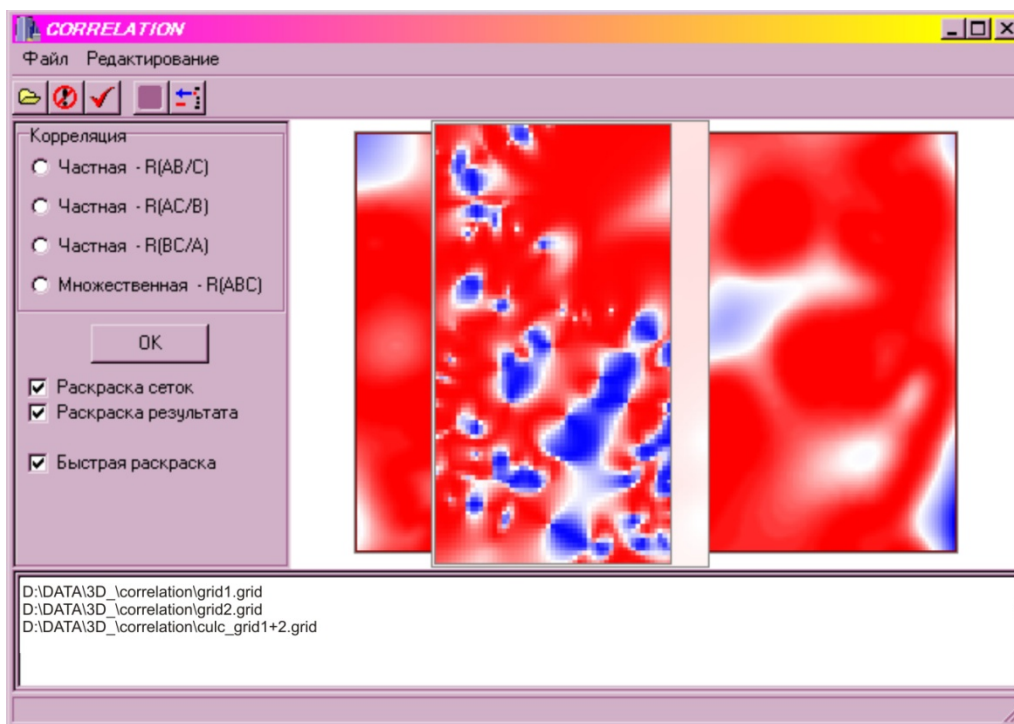


Рис. 9. Пример работы ПО «Correlation»

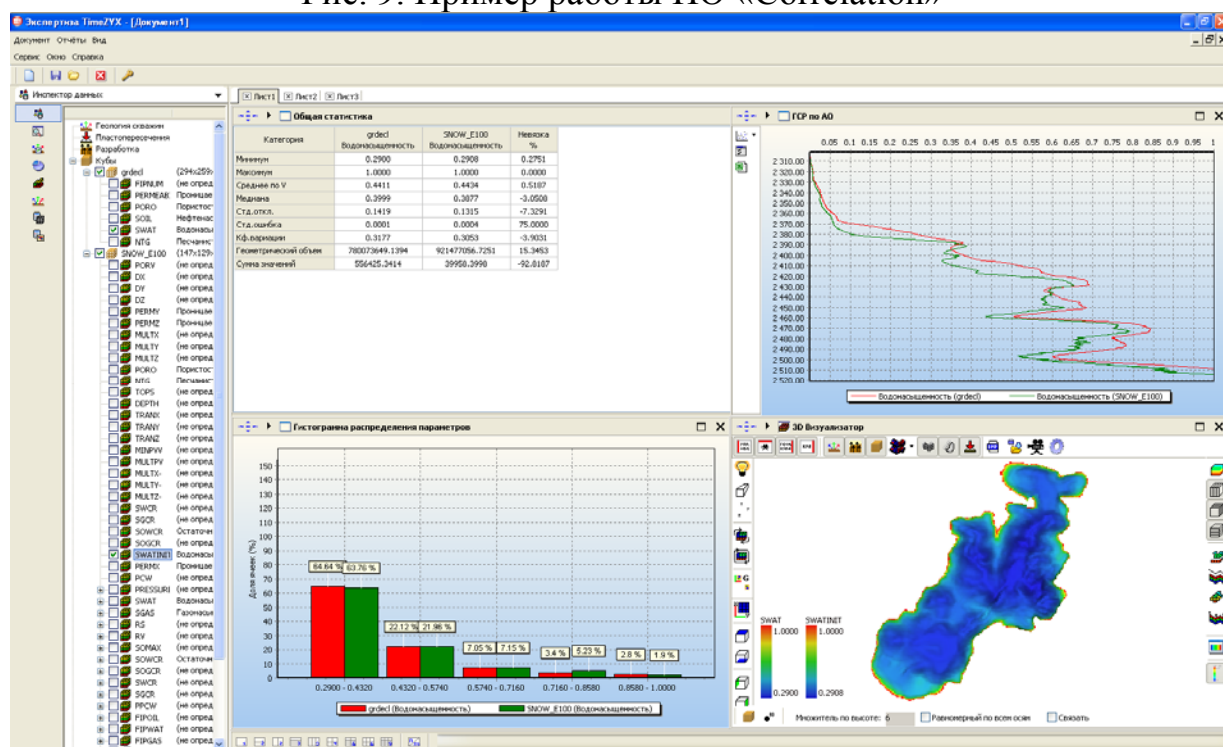


Рис. 10. Результаты экспертизы апскейлинга с применением ПО «GMUpscale»

Тестирование ПО «Mapper 3D» осуществлялось на тестовых однородных слоистых 3D-геологических моделях и реальных моделях водоносного пласта. Результаты моделирования приведены на рис. 12.

Система управления данными «GP_Storage» позволяет осуществлять хранение, анализ и визуализацию данных, в том числе пространственных, пример приведен на рис. 13.

Интерфейс пользователя и расчетные алгоритмы реализованы в среде программирования Delphi. Представленное выше программное обеспечение реализовано с учетом принципов формирования технологии, сформулированным и предложенным в главе II. Тестирование осуществлялось на основе реальных данных о нефтегазовых месторождениях. Оценка эффективности алгоритмов изложена в главе IV.

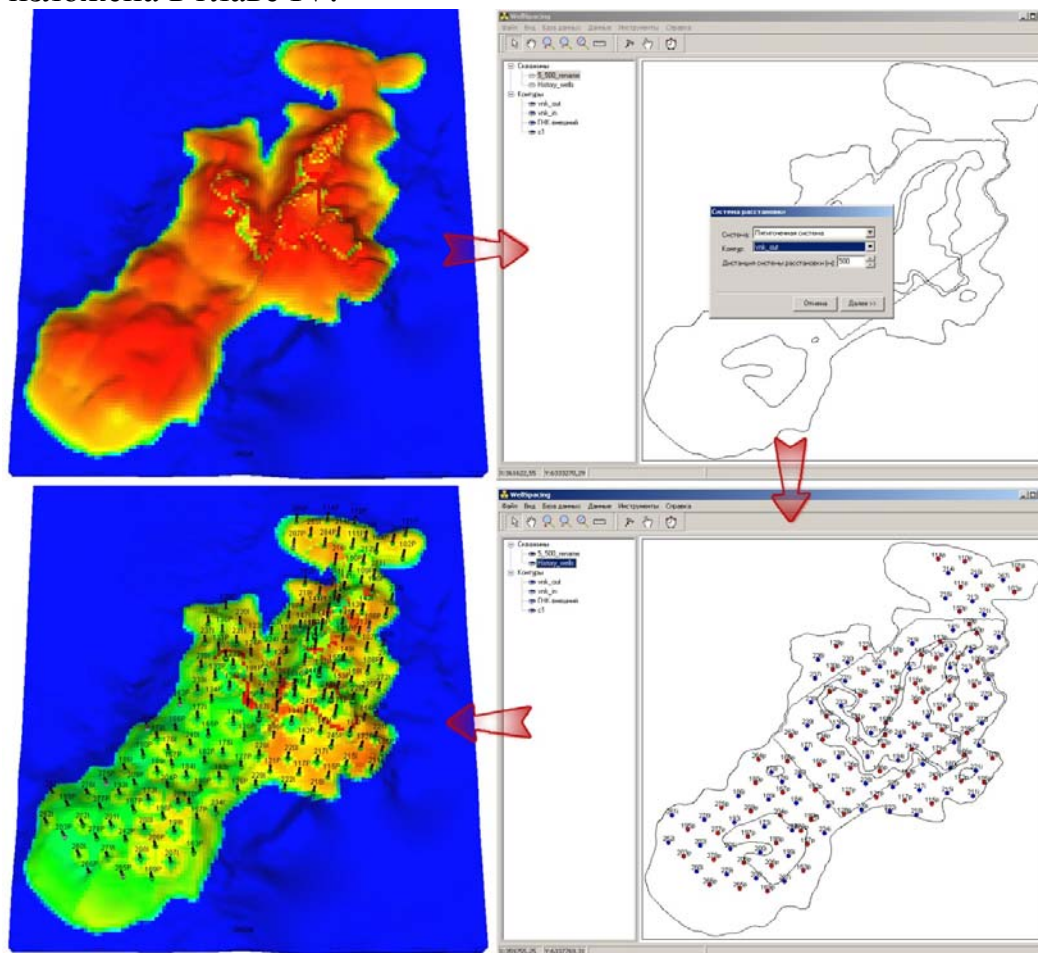


Рис. 11. Схема создания системы расстановки скважин в ПО «WellSpacing»

В **четвертой** главе представлено применение предложенных моделей, алгоритмических и программных решений на реальных данных месторождений нефти и газа.

Тестирование и апробация предложенных в работе алгоритмических и программных средств проводилось на основе реальных трехмерных цифровых геологических и гидродинамических моделей. При этом апробация результатов осуществлялась при выполнении 37 научно-исследовательских работ, в 6-ти проектах из которых строились двумерные геологические модели, в 24-х – трехмерные геологические модели, в том числе в 8-ми осуществлялось моделирование закачки жидкости в поглощающие скважины. В 13-ти проектах строились трехмерные гидродинамические модели, на основе которых выполнялись прогнозные расчеты вариантов разработки нефтегазовых месторождений.

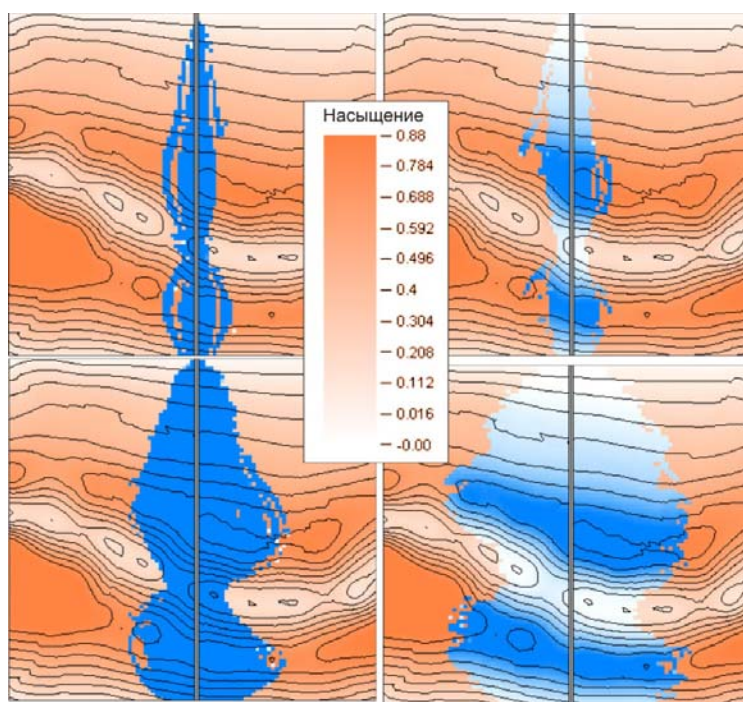


Рис. 12. Результаты моделирования закачки жидкости в скважину с применением ПО «Mapper 3D»

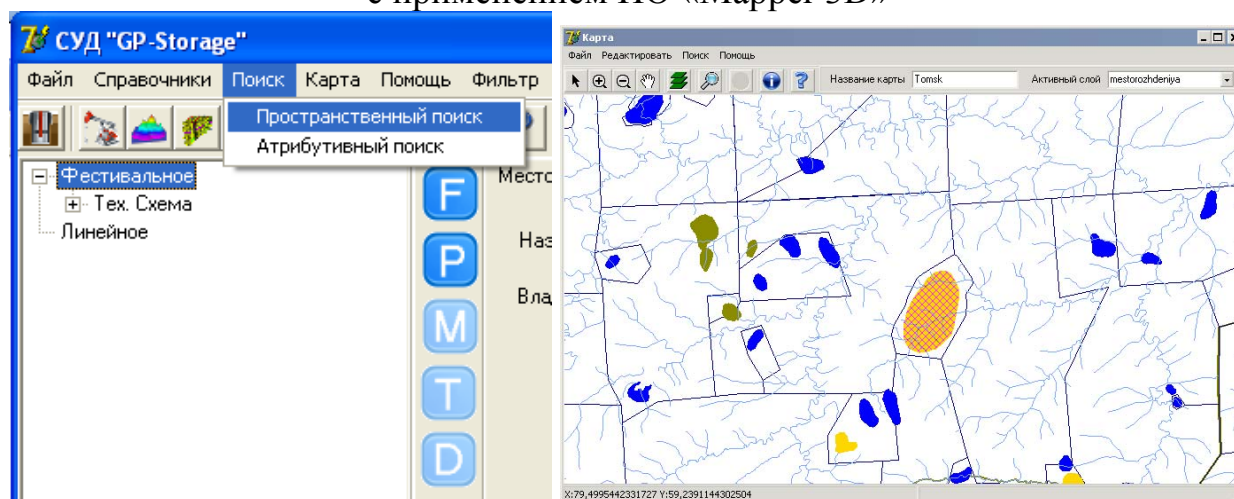


Рис.13. Пример пользовательского интерфейса СУД «GP-Storage»

Как было отмечено ранее, построение трехмерных цифровых моделей месторождений осуществлялось при выполнении ряда проектных документов, прошедших экспертизу и защиту в Государственной комиссии по запасам, Центральной комиссии по разработке, согласование в государственных органах:

1. Подсчет запасов углеводородного сырья – 9 проектов.
2. Проект пробной эксплуатации – 5 проектов.
3. Техничко-экономическое обоснование инвестиций – 1 проект.
4. Технологическая схема – 2 проекта.
5. Техничко-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти– 1 проект.
6. Проекты разработки – 4 проекта.
7. Обоснование утилизации сточных и подтоварных вод путем закачки в поглощающие скважины – 7 проектов.

Построение геологических и гидродинамических моделей месторождений нефти и газа.

Для сбора и анализа геолого-геофизической и промысловой информации при построении 3D-геологических моделей, применялось ПО «Logger», «GP-Storage», алгоритмы и методики пре- и постпроцессинга, представленные в главе II. На рис. 14 показан пример полученной таким образом 3D-геологической модели.

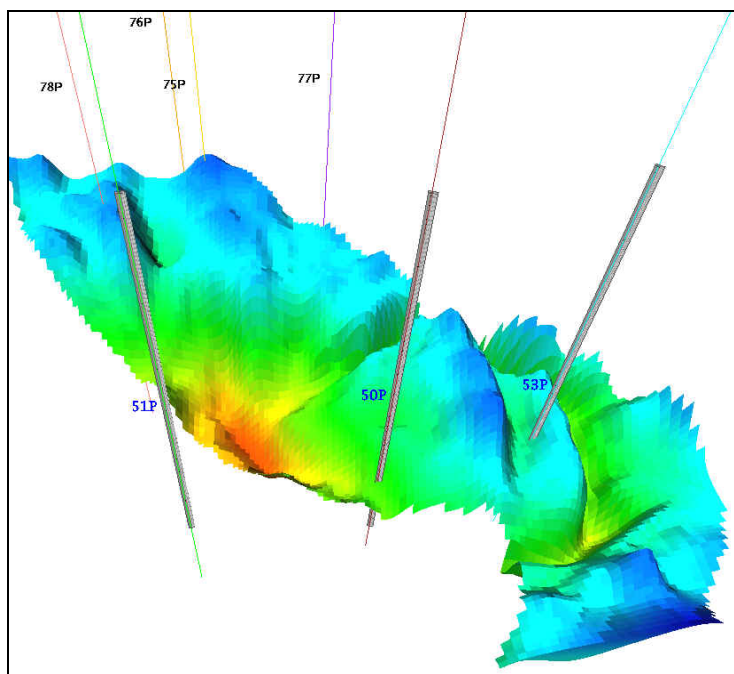


Рис. 14. Изометрическое изображение каркаса 3D-геологической модели

На этапе создания гидродинамической модели выполнено загрубление геологической модели при помощи ПО «Correlation» и «GMUpscale». Полученные диапазоны загрубления изображены на рис. 15.

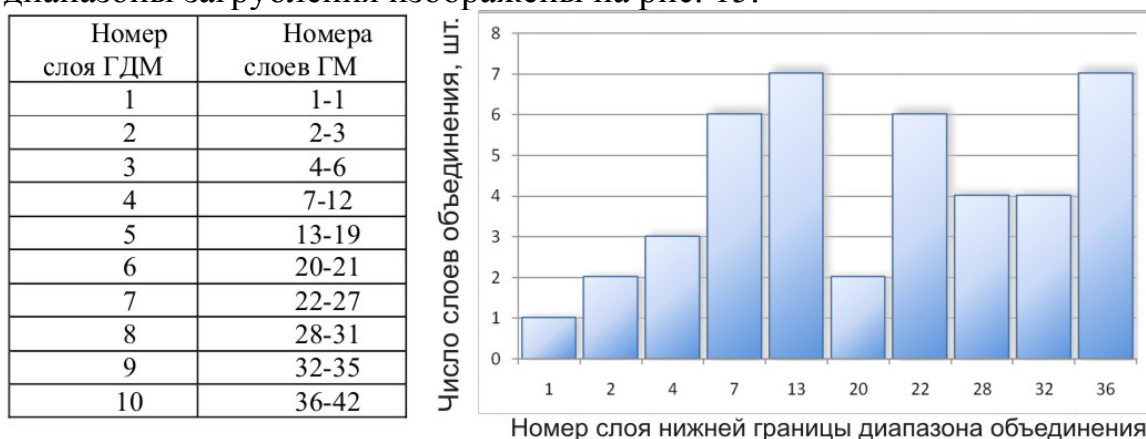


Рис. 15. Рассчитанные диапазоны апскейлинга геологической модели

Для повышения эффективности (в плане снижения ресурсоемкости GDM) создания гидродинамической модели и на их основе прогнозных вариантов разработки, дополнительно к перечисленному, применялось алгоритмическое и программное обеспечение «WellSpacing».

В качестве базовых программных модулей для построения геологической и гидродинамической моделей применялись соответственно ПО Petrel и Eclipse компании Schlumberger.

Прогнозирование геолого-технологических показателей разработки на основе 3D-цифровых моделей месторождений.

Прогноз технологических показателей разработки осуществлялся на основе различных систем разработки, сформированных при помощи ПО «WellSpacing». Примеры расстановок и полученных на их основе результатов моделирования прогноза приведены на рис. 16.

Для обоснования выбора систем расстановок и их плотности, анализа эффективности полученных результатов моделирования использовались методики оценки коэффициента охвата (расхождение с полученными в результате 3D-гидродинамического моделирования составило не более 8%) и тематического картирования.

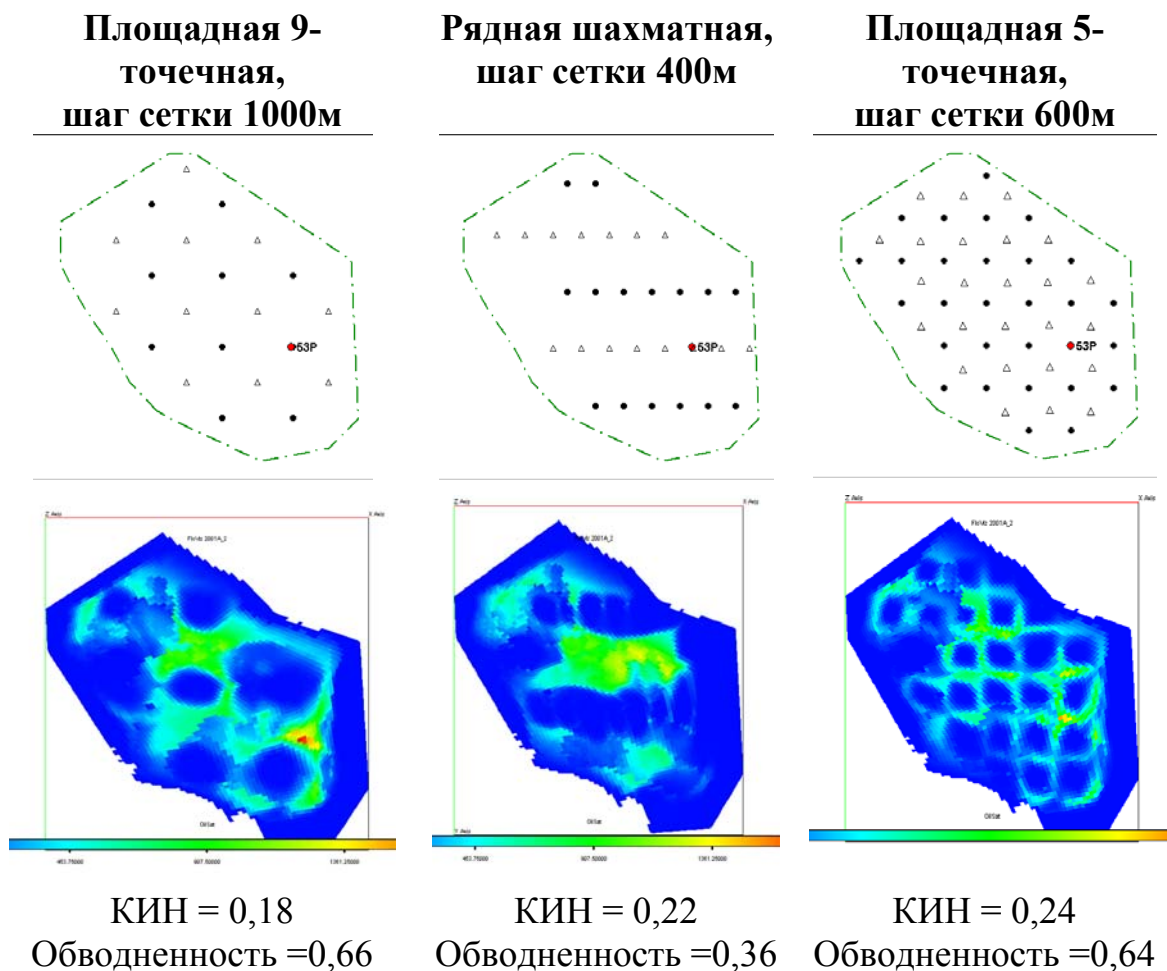


Рис. 16. Примеры систем разработки (сверху)
и результатов моделирования
в виде карт остаточной нефтенасыщенности (снизу)

Прогноз ФЕС на основе оценки напряженности продуктивного пласта.

Тестирование и апробация изложенного в работе метода прогноза ФЕС пласта и реализованного на его основе ПК «Баланс-Гидродинамик» осуществлялась на примере 5 месторождений Томской области.

В работе приведены результаты прогноза ФЕС пласта нефтяного месторождения Томской области по состоянию на 2005 г. В среде ПК «Баланс-гидродинамик» построены карты напряженности, пьезопроводности и гидропроводности и на их основе карты проницаемости.

Проектная деятельность на данном месторождении осуществляется на протяжении четырех лет. Получены характеристики по данным результатов моделирования по состоянию разработки на 2005 г. (фонд скважин – 5 шт.) и оценена достоверность результатов бурением новых скважин (в 2009 г. фонд скважин - 30 шт.). На рис. 17 показаны скважины, на основе которых осуществлялся прогноз ФЕС в 2005 г. (131, 132 и 135) и пробуренные после 2005 г. Скважины представлены на гриде, характеризующем прогнозный коэффициент проницаемости по состоянию изученности на 2005 г. Диаграммами показано сопоставление прогнозных (ПК «Баланс-гидродинамик») и фактических показателей коэффициентов проницаемости. Анализ полученных значений показал достаточно точную прогнозную оценку - ошибка достоверности не превысила 20%.

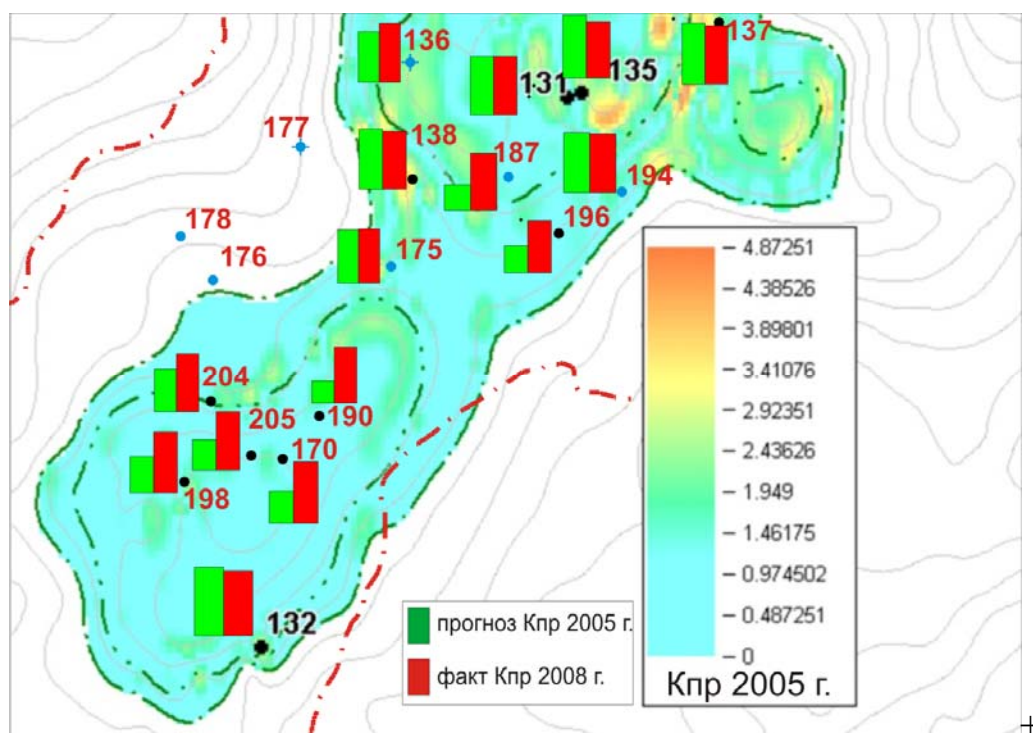


Рис. 17. Сопоставление прогнозных (2005 г. при помощи ПК «Баланс-Гидродинамик») и фактических (2009 г.) показателей коэффициентов проницаемости

Прогноз зон распространения закачиваемых флюидов при утилизации сточных и подтоварных вод.

Моделирование закачки осуществлялось на месторождениях Томской области, Ханты-Мансийского АО и Красноярского края. При помощи ПО

«Logger» выполнялся анализ ГИС-информации и выделение границ пластов. Моделирование прогнозируемых объемов закачки выполнялось с применением ПО «Mapper 3D». В табл. 1 приведены прогнозируемые объемы закачиваемого флюида и полученные по результатам моделирования радиусы его распространения (R_1 – радиус минимального удаления закачиваемого флюида от ствола скважины, R_2 – радиус максимального удаления, R_1 - R_2 – зона диффузии на границе контура распространения закачиваемого флюида). На рис. 18 приведены графические результаты.

Таблица 1.

Динамика распространения закачиваемой жидкости

Годы	Прогнозируемый объем нагнетания, тыс.м ³	R1	R2	R2-R1
1	182.5	27.60	45.50	17.90
2	365	39.03	64.35	25.32
3	547.5	47.80	78.81	31.01
4	730	55.20	91.01	35.81
5	912.5	61.71	101.75	40.03

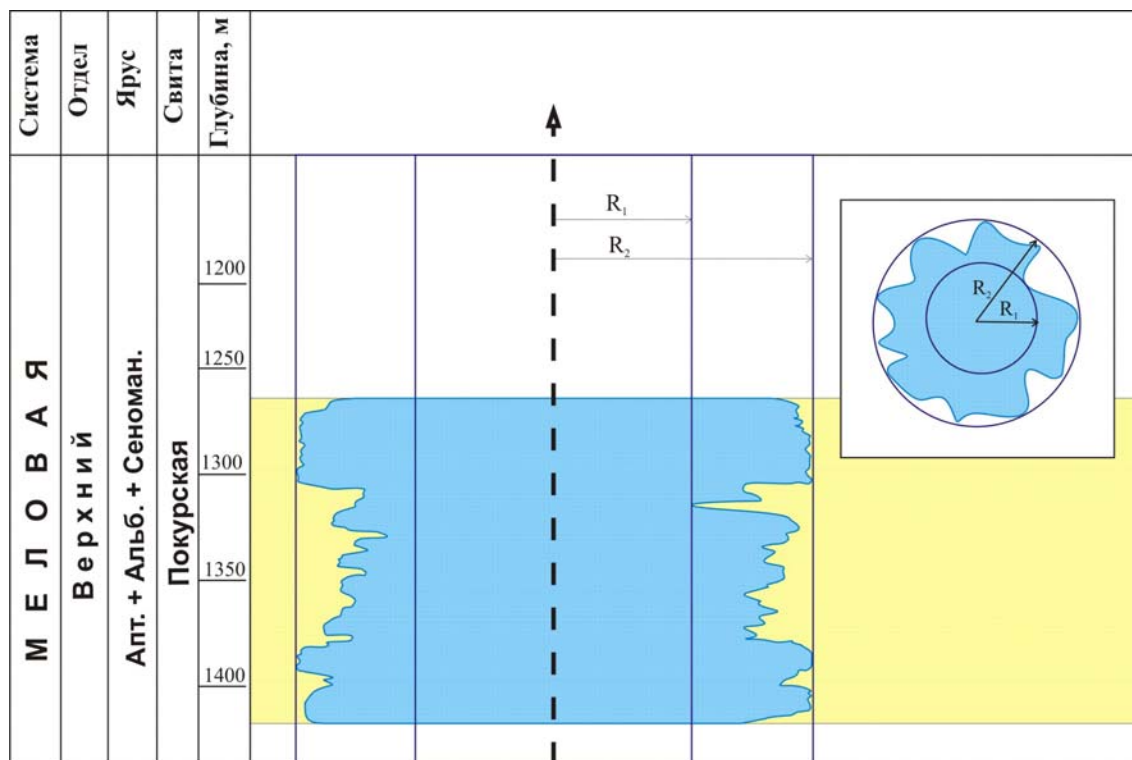


Рис. 18. Предельный контур распространения флюида за 5 лет

Оценка эффективности применения разработанных моделей, алгоритмических и программных средств.

Объем (в среде СУД GP-Storage) созданных баз данных и хранилища данных проектов и моделей по итогам работы составил 330 Гб. При этом ис-

ходные данные составили 12,8 Гб. Сведения и материалы по защищенным проектам 13,5 Гб. Остальной объем памяти занимают многовариантные геологические, гидродинамические и на их основе прогнозные модели месторождений нефти и газа.

Эффективность применения методик, алгоритмов и программных средств при 3D-моделировании и проектировании месторождений нефти и газа на всех этапах ЖЦМ оценена при помощи следующих основных критериев:

- Повышение точности получаемых решений.
- Сокращение затрачиваемого времени на выполнение операций и этапов.
- Обеспечение многовариантности решений.
- Экономическая эффективность за счет снижения стоимости применяемого ПО.
- Экономическая эффективность за счет снижения трудозатрат.

Таким образом, снижение временных затрат на проведение соответствующих этапов моделирования и проектирования при применении созданного алгоритмического и программного обеспечения составило до 90%.

Обобщенная качественная оценка эффективности применения предложенных модельных, алгоритмических и программных средств может быть представлена следующим образом:

Таблица. 2

Эффективность применения алгоритмического
и программного обеспечения

ПО	Критерии					Стадия ЖЦМ (1- 5)	Этап моделирования
	Время	Материальные средства и финансы	Функциональность (расширение/добавление)	Точность проектных и управленческих решений	Наличие аналогов		
Logger	+		+		+	1-4	ГМ
Correlation	+		+	+		1-3	ГМ, ГДМ, прогноз
GP-Storage	+	+	+		+	1-5	ГМ, ГДМ, прогноз
GMUpscale	+	+	+	+		1-4	ГДМ
J-function	+	+	+	+		1-4	ГМ
Пре- и пост-процессинг	+	+	+	+		1-4	ГМ, ГДМ, прогноз
WellSpacing	+	+	+	+	+	1-3	ГДМ, прогноз
Баланс-Гидродинамик	+	+	+	+		1-3	ГМ, ГДМ, прогноз
Mapper3D	+		+	+		3-4	ГДМ

Эффективность применения разработанных моделей, алгоритмов и программных средств подтверждается представленными шестью актами о внедре-

нии, пятью документами об использовании результатов и пятью свидетельствами о регистрации авторских прав на программное обеспечение.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

В процессе выполненных теоретических и экспериментальных исследований получены следующие основные результаты:

1. Выполнен обзор и анализ отечественных и зарубежных информационных, алгоритмических и программных средств, используемых при моделировании нефтегазовых месторождений.
2. С системных позиций описаны модели и процессы геологического и гидродинамического моделирования.
3. Предложены методики оценки эффективности проектных решений, временных затрат на моделирование, существенно влияющих на ресурсоемкость процесса моделирования. Предложена классификация методов исследований объекта моделирования и проектирования.
4. Сформулированы предложения по развитию моделей процессов 3D-геологического и 3D-гидродинамического моделирования и предложена формула оценки ресурсоемкости информационной технологии.
5. Сформулированы предложения по дополнению функционала базового ПО, показаны роль и место предложенных в работе методических, алгоритмических и программных средств для решения проектных задач с существенно меньшими затратами ресурсов.
6. Создана схема БД месторождений и проектов, предложена структура файлового хранилища для сбора и хранения данных о месторождении, проектах и моделях.
7. Разработаны новые методики, алгоритмические и программные средства для пре- и постпроцессинга, включающие корреляционный анализ, тематическое картирование, оценку коэффициентов охвата вытеснением.
8. Разработаны новые алгоритмические и программные средства для 3D-геологического моделирования:
 - прогноза пьезопроводности и гидропроводности пласта в условиях его слабой изученности;
 - мобильный выювер для визуального анализа геофизической информации и т.п.;
 - расчета функции распределения нефтенасыщенности и обоснования параметров J-функции по результатам статистического анализа геолого-геофизической информации.
9. Разработаны новые алгоритмические и программные средства для 3D-гидродинамического моделирования:
 - ремасштабирования при переходе от геологической к гидродинамической модели;
 - генерации вариантов расстановки скважин с привязкой к пробуренным скважинам;

- прогноза контура распространения закачиваемых флюидов в поглощающие скважины.

10. Разработанные модели, алгоритмическое и программное обеспечение внедрены и используются в шести организациях, что подтверждено соответствующими актами.

Результаты диссертационной работы представлены в 37 отчетах по НИР и 50 научных работах, основные из которых приведены ниже.

СПИСОК ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ

1. Марков Н.Г., Захарова А.А., Ковин Р.В., Ананьина В.П., Гаряев Р.И., Савицкий Р.В. Геоинформационная система для решения задач гидрогеологии // Информационные технологии, 1997, №4, с. 29-33.
2. Захарова А.А., Ковин, Р.В., Марков Н. Г. Геоинформационные системы и технологии в геологии: тенденции развития, опыт разработки и перспективы // В сбор. научных статей «Инновационные методы и технологии нефтегазописковых работ и возможные пути их реализации в юго-восточных районах Западной Сибири», Томск: Изд-во Томского ЦНТИ, 2000, с. 75-87.
3. Захарова А.А., Марков Н.Г. Применение метода Монте-Карло для решения практических гидрогеологических задач. Перспективы обеспечения сырьевыми ресурсами топливно-энергетического комплекса Томской области, Томск: Изд-во Томского ЦНТИ, 2001, с. 94-100.
4. Пешков В.Е., Захарова А.А., Соляник А.С., Тихомирова Н.О., Крылов О.В. Составление карт гидродинамических параметров и плотностей запасов по результатам сейсморазведочных работ и испытания скважин — один из путей оценки перспектив нефтегазоносности нетрадиционных коллекторов юрского возраста. Сборник научных трудов «Геологическое строение и нефтегазоносность отложений юго-востока Западно-сибирской плиты (Томская область) г. Новосибирск. Изд-во ФГУП «СНИИГГиМС» СО РАН, 2006, стр.27-33.
5. Федоров Б.А., Останкова О.С., Чернова О.С., Захарова А.А. Применение седиментологических моделей при проектировании разработки Широного месторождения // Нефтяное хозяйство. — 2006. — № 8. — С. 58–62.
6. Захарова А.А. Минимизация размерности трехмерных моделей нефтегазовых месторождений. Известия ТПУ, №7, Том 309, 2006, стр. 55-59.
7. Захарова А.А. Методика анализа цифровых моделей нефтегазовых месторождений на основе тематического картирования. Известия ТПУ, №7, Том 309, 2006, стр. 60-65.
8. Ямпольский В.З., Захарова А.А., Иванов М.А., Чернова О.С. Анализ программного обеспечения для трехмерного моделирования и оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Известия ТПУ, №7, Том 309, 2006, стр. 50-55.
9. Пешков В.Е., Соляник А.С., Крылов О.В., Захарова А.А., Тихомирова Н.О. Обоснование модели прогнозирования проницаемости параметров

продуктивных пластов при освоении нефтяных и газовых месторождений. Известия ТПУ, №3, Том 310, 2007, С. 19-21.

10. Захарова А.А., Иванов М.А. Оптимизация процесса цифрового 3D-моделирования месторождений нефти и газа. Известия ТПУ, №5, Том 312, 2008, стр. 119-125.
11. Захарова А.А. Метод и алгоритм оценки коэффициентов охвата вытеснением и заводнением. Известия ТПУ, №5, Том 314, 2009, стр. 105-109.
12. Захарова А.А., Жидкова Н.А. Математическое обеспечение программного модуля PWRI-FRAC для прогнозирования параметров трещины в нагнетательных и поглощающих скважинах при давлениях закачки выше давления гидроразрыва пласта. Известия ТПУ, №1, Том 314, 2009, стр. 66-71.
13. Захарова А.А., Иванов М.А. Программное обеспечение «GMUPSCALE» для ремасштабирования геологической модели месторождений нефти и газа. Известия ТПУ, №5, Том 314, 2009, стр. 110-113.
14. Захарова А.А., Ямпольский В.З. Оптимизация технологии моделирования нефтегазовых месторождений на основе цифровых 3Д геологических и гидродинамических моделей. Проблемы информатики, №2, Новосибирск. Изд-во ИВМиМГ СО РАН. 2009, стр. 38-42.

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

1. WellSpacing / А.А. Захарова [и др.] // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009611809 от 24.02.2009.
2. Балан-Гидродинамик / А.А. Захарова [и др.] // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009612364 от 24.03.2009.
3. Комплекс программно-инструментальных средств для оптимизации технологии цифрового 3D-геолого-гидродинамического моделирования нефтегазовых месторождений / А.А. Захарова [и др.] // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009612623 от 22.05.2009.
4. Upscaling / А.А. Захарова [и др.] // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009612867 от 08.06.2009.
5. J-function / А.А. Захарова [и др.] // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009614136 от 08.06.2009.

Захарова Алена Александровна

**МОДЕЛИ, АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ,
РАЗВИВАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИЮ 3D-МОДЕЛИРОВАНИЯ
НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

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

Автореферат диссертации
на соискание ученой степени доктора технических наук