

На правах рукописи

РОМАНОВ

Александр Валерьевич

**АВТОМАТИЗАЦИЯ РЕШЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ,  
СВЯЗАННЫХ С ПОДСЧЕТОМ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО  
СЫРЬЯ**

05.13.18 – Математическое моделирование,  
численные методы и комплексы программ

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Тюмень – 2012

Работа выполнена в ФГБОУ ВПО Тюменский государственный нефтегазовый университет.

<b>Научный руководитель:</b>	доктор технических наук, профессор <b>Туренко Сергей Константинович</b>
<b>Официальные оппоненты:</b>	<b>Ивашко Александр Григорьевич</b> , доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВПО Тюменский государственный университет, заведующий кафедрой информационных систем <b>Стрекалов Александр Владимирович</b> , доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВПО Тюменский государственный нефтегазовый университет, профессор кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений
<b>Ведущая организация:</b>	<b>ООО «Тюменский нефтяной научный центр»</b>

Защита состоится 31 мая 2012 года в 12 часов на заседании диссертационного совета Д 212.274.14 при Тюменском государственном университете по адресу: г. Тюмень, ул. Перекопская, 15А, ауд. 410.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского государственного университета по адресу: г. Тюмень, ул. Семакова, 18.

Автореферат разослан «\_\_\_» апреля 2012 г.

Ученый секретарь диссертационного совета Д 212.274.14, кандидат физико-математических наук

Ступников Андрей Анатольевич

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность работы.** Добыча углеводородного сырья стала основой экономического развития России в XX веке и продолжает оставаться таковой в новом тысячелетии. Поэтому задачи точной оценки запасов нефти, газа и конденсата, а также повышения эффективности разработки месторождений углеводородов являются актуальными и сегодня. Подсчет запасов углеводородов представляет собой сложный процесс, состоящий из множества этапов. В частности, одним из этапов является создание геологических моделей залежей, которые в настоящее время можно рассматривать в качестве особого рода математических моделей, описывающих различные характеристики геологических объектов, начиная от их структурных особенностей и заканчивая распределением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). В разное время вопросами их создания занимались такие исследователи, как Гутман И. С., Фурсов А. Я., Туренко С. К., Стрекалов А. В., Дорошенко А. А. и многие другие. Во многом точность оценок запасов углеводородов зависит от адекватности созданной геологической модели залежи имеющейся информации об объекте исследования и общим представлениям о его геологических особенностях. Следует отметить, что в большинстве случаев поля геологических параметров характеризуются неопределенностью в межскважинном пространстве, поэтому существует бесконечное множество моделей, соответствующих исходному набору скважинных данных, но различным образом представляющим объект между скважинами. Кроме того, и в самих скважинах параметры определяются с погрешностями. Вследствие этого значимым фактором при выборе той или иной реализации геологической модели является ее соответствие априорным представлениям геолога об особенностях строения изучаемого объекта и физическим законам, оказавшим влияние на свойства рассматриваемой залежи. Зачастую применение существующих на данный момент методик построения геологических моделей не позволяет получать корректные результаты, поэтому создание математического аппарата построения геологических моделей и реализация полученных решений в виде программных средств имеет важное научное и практическое значение.

**Целью данной работы** является создание новых и усовершенствование существующих алгоритмов, призванных улучшить качество математических моделей ме-

сторождений углеводородов, и разработка программного комплекса, позволяющего автоматизировать предложенные способы моделирования.

**Объектами исследования** выступают математические модели геологических параметров, имеющие различные формы представления: модели межфлюидных контактов в виде значений абсолютных отметок в скважинах и соответствующих им карт, двухмерные (2D) литологические модели залежей углеводородов и трехмерные (3D) математические модели, отражающие распределение вероятности появления коллекторов внутри пластов.

**Предметом исследования** служат закономерности поведения моделируемых свойств и их специфика при наличии некоторых геологических особенностей изучаемых нефтегазоносных пластов.

**Методом исследования** стало математическое моделирование геологического строения нефтегазоносных объектов. Оно включало в себя постановку и формализацию решаемых задач, построение эффективных численных алгоритмов отыскания их решения и реализацию предложенных алгоритмов в виде программного комплекса.

#### **Основные задачи исследования.**

1. Анализ существующей методики создания модели межфлюидных контактов в залежах углеводородов.
2. Разработка алгоритмов создания модели межфлюидных контактов с учетом физических закономерностей, характерных для процессов установления контактов в залежах, на основе использования численных методов.
3. Изучение существующих методик 2D геологического моделирования нефтегазоносных пластов с целью выявления проблем, связанных с корректностью создаваемых моделей.
4. Разработка альтернативных способов математического моделирования, которые лишены выявленных недостатков существующих методик 2D моделирования.
5. Детальное рассмотрение технологии создания полей параметров при 3D геологическом моделировании и определение этапов, приводящих к неоднозначности получаемых результатов.
6. Создание алгоритмов построения 3D полей параметров, позволяющих повысить однозначность результатов геологического моделирования.

7. Реализация созданных алгоритмов в виде программного комплекса геологического моделирования.

**На защиту выносятся** следующие результаты, соответствующие трем пунктам паспорта специальности 05.13.18 – Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ по техническим наукам:

**Пункт 1: Разработка новых математических методов моделирования объектов и явлений.**

1. Разработан новый математический метод создания моделей межфлюидных контактов в залежах углеводородов (на основе численного метода Бройдена-Флетчера-Гольдфарба-Шанно).

2. Создан новый математический метод построения карт эффективных продуктивных толщин.

3. Усовершенствован математический метод решения задачи построения 3D трендового куба вероятности появления коллекторов.

**Пункт 4: Реализация эффективных численных методов и алгоритмов в виде комплексов проблемно-ориентированных программ для проведения вычислительного эксперимента.**

4. Создан программный комплекс решения геологических задач, связанных с подсчетом запасов углеводородного сырья, реализующий разработанные автором алгоритмы. В основу комплекса легло использование технологий «облачных» вычислений.

**Пункт 5: Комплексные исследования научных и технических проблем с применением современной технологии математического моделирования и вычислительного эксперимента.**

5. В рамках работы проведено комплексное исследование и вычислительные эксперименты по применению разработанных алгоритмов и программного комплекса для построения геологических моделей месторождений углеводородов Севера Тюменской области (Ямбургского и Северо-Пуровского).

**Научная новизна результатов.**

**Пункт 1:** В работе впервые предложен математический метод решения задачи создания модели межфлюидных контактов на основе выявления закономерностей распределения интервалов их возможного нахождения в скважинах, отыскания трендовых составляющих в исходных данных и, как следствие, построения карт

межфлюидных контактов, учитывающих процессы установления контактов в залежах. Разработанный автором алгоритм дает возможность уменьшить неопределенность и получить представление о наиболее вероятном поведении контакта на площади залежи. Также разработан новый алгоритм создания карт эффективных продуктивных толщин залежей углеводородов на основе квазитрехмерного подхода, вобравшего в себя положительные свойства как двухмерного, так и трехмерного моделирования. Кроме того, в работе представлены результаты усовершенствования существующего алгоритма построения трендовых трехмерных кубов вероятности появлений коллекторов на основе одно- и двухмерных геологических трендов, повышающего его вычислительную эффективность.

**Пункт 4:** При разработке программного комплекса впервые в сфере геологического моделирования были использованы технологии «облачных» вычислений, позволившие улучшить его технологические показатели. Кроме того, в комплексе реализованы разработанные автором алгоритмы, которые в значительной мере расширили его функциональные возможности по сравнению с существующими программными продуктами.

**Пункт 5:** В рамках работы проведен анализ и оценка достоверности результатов применения разработанных алгоритмов для построения геологических моделей залежей Ямбургского и Северо-Пуровского месторождений углеводородов.

**Соответствие диссертации паспорту научной специальности.** Научные положения диссертации соответствуют формуле специальности 05.13.18 – Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ. Результаты проведенного исследования соответствуют областям исследования специальности, конкретно пунктам 1, 4 и 5 ее паспорта.

**Личный вклад автора.** Созданные алгоритмы решения задач, связанных с подсчетом запасов углеводородов, и последующая их реализация в виде программного комплекса геологического моделирования выполнены лично автором. Основой диссертационной работы стали исследования, проведенные автором в период с 2006 по 2011 гг. при выполнении работ, связанных с моделированием залежей нефти, газа и конденсата Западной Сибири.

**Фактический материал.** Основным материалом для изучения в работе явились существующие методические рекомендации по построению двух- и трехмерных геологических моделей, а также различные программные комплексы геологиче-

ского моделирования, в алгоритмах работы которых указанные рекомендации нашли свое отражение. Кроме того, исследования были бы невозможны без привлечения исходных данных для осуществления моделирования. Такими материалами послужила информация по скважинам и геофизическим исследованиям на площади некоторых месторождений Западной Сибири. В частности, изучению подверглись данные для залежей углеводородов Уренгойского, Ямбургского, Заполярного, Северо-Каменномысского, Антипаютинского, Северо-Пуровского, Западно-Таркосалинского и других месторождений.

**Степень обоснованности и достоверности полученных результатов.** Обоснованность результатов работы predetermined использованием в качестве ее основы фундаментальных теоретических положений математики и геологии. Достоверность результатов подтверждена применением разработанных математических методов и программного комплекса, их реализующего, для подсчета запасов углеводородов ряда месторождений Западной Сибири.

**Апробация работы.** Основные результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях: XIV всероссийская научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов (г. Тюмень, 2006 г.); XV всероссийская научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов (г. Тюмень, 2008 г.); всероссийская научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых (г. Тюмень, 2009 г.); XVI всероссийская научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов (г. Тюмень, 2010 г.); всероссийская научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых (г. Тюмень, 2010 г.); VII Всероссийская научно-техническая конференция «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна», посвящённая 100-летию Николая Байбакова (г. Тюмень, 2011 г.); Международная научно-техническая конференция, посвященная 55-летию ТюмГНГУ (г. Тюмень, 2011 г.); всероссийская научно-практическая конференция, посвященная 50-летию юбилею Союза научных и инженерных организаций Тюменской области (г. Тюмень, 2011 г.).

**Публикации.** По результатам исследований, выполненных в рамках диссертации, опубликовано восемь печатных работ, из них три – в рецензируемых изданиях.

**Практическая значимость работы** определяется повышением эффективности решения задач, связанных с геологическим моделированием залежей углеводородов, что обусловлено улучшением качества получаемых моделей вследствие внедрения в общую процедуру моделирования предложенных алгоритмов. В частности, они были использованы при подсчете запасов для залежей углеводородов таких месторождений, как Северо-Пуровское, Ямбургское, Заполярное, Северо-Каменномысское и других. Работы, проведенные для перечисленных месторождений, прошли защиту в ФБУ «ГКЗ», а запасы углеводородов были поставлены на Государственный баланс.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованной литературы и приложений. Объем работы – 177 страниц (в том числе 27 страниц приложений), она содержит 7 таблиц и 52 рисунка. Библиография включает 114 наименований публикаций отечественных и зарубежных авторов.

Автор выражает глубокую признательность научному руководителю, доктору технических наук, профессору Сергею Константиновичу Туренко за всестороннюю помощь и внимание к работе, оказанные во время написания диссертации.

За предоставленные советы, замечания, помощь и поддержку автор искренне благодарен своим коллегам – сотрудникам ООО «ТюменНИИгипрогаз»: Александру Александровичу Дорошенко, Алексею Александровичу Дорошенко, Анатолию Владимировичу Ершову, Максиму Александровичу Новоженину, Олегу Станиславовичу Белоногову и Артему Валерьевичу Бушуеву.

## **КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** автором формулируются цели исследования, ставятся задачи, которые необходимо решить в рамках данной работы, а также рассматривается актуальность ее тематики. Кроме того, здесь отмечаются научная новизна и практическая значимость выполненных изысканий.

**В первой главе** приведен анализ существующих методов решения рассматриваемых геологических задач. В §1.1 представлена общая постановка задачи геологического моделирования. Здесь дано определение цифровых геологических моделей пластов и приведены особенности различных видов используемых в настоящее время моделей. В §1.2 рассматриваются общие принципы и этапы геологического мо-



делирования залежей углеводородов. Далее в главе приведен детальный анализ алгоритмов решения некоторых геологических задач, а именно: создания модели межфлюидных контактов (§1.3), построения карт эффективных продуктивных толщин залежей углеводородов (§1.4) и комплексирования различных видов трендов для целей трехмерного геологического моделирования (§1.5). Здесь выявлены многочисленные проблемы, связанные с их использованием, и обозначены условия получения некорректных результатов. Также в рамках первой главы дана характеристика наиболее распространенным алгоритмам восстановления двух- и трехмерных полей геологических параметров.

**Во второй главе** представлены разработанные алгоритмы решения геологических задач, связанных с подсчетом запасов углеводородов.

В §2.1 рассмотрена задача создания моделей межфлюидных контактов. Как было показано в первой главе, применяемая в настоящее время методика решения этой задачи трудоемка, а результаты, получаемые с ее помощью, могут содержать значительные неточности. Автором предложены методы автоматизированного создания моделей межфлюидных контактов. Для их реализации использованы различные математические алгоритмы, описание которых необходимо для понимания сущности предлагаемых методов. Обзор этих алгоритмов приведен в первой части раздела, а собственно предлагаемые методы – в его конце. При этом следует отметить, что для упрощения понимания авторских алгоритмов их описание производится на примере решения задачи только для газоводяного контакта. Все сказанное можно отнести также к газонефтяному и водонефтяному типам контактов (с соответствующей заменой терминов). Исходными данными выступают скважины ( $N$  – количество скважин), в которых определены их координаты  $\vec{X} = (X_1, X_2, \dots, X_N)$  и  $\vec{Y} = (Y_1, Y_2, \dots, Y_N)$ , абсолютные отметки нижних газонасыщенных пропластков  $\vec{H} = (H_1, H_2, \dots, H_N)$  и верхних водонасыщенных пропластков  $\vec{L} = (L_1, L_2, \dots, L_N)$ . Следует сказать, что для скважин, находящихся за пределами контура залежи, отметки  $H_i$  отсутствуют (поскольку в них не вскрыто газонасыщенных прослоев), а для скважин, лежащих внутри чисто газовой зоны, нет значений  $L_i$  (пласт в таких скважинах не представлен пропластками коллекторов, насыщенными водой). Также необходимо отметить, что  $H_i$  и  $L_i$  для некоторых скважин могут совпадать. Задача состоит в

отыскании значений  $\vec{Z} = (Z_1, Z_2, \dots, Z_N)$ , представляющих собой прогнозируемые абсолютные отметки контакта в скважинах, удовлетворяющие следующему условию:

$$L_i \leq Z_i \leq H_i, i = 1, 2, \dots, N \quad (1)$$

В качестве математической основы для решения поставленной задачи автором предлагается использовать функционал следующего вида:

$$f(\vec{Z}, \vec{T}) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (Z_i - T_i)^2}{N-1}} \rightarrow 0 \quad (2)$$

Как видно из выражения (2), функцией, минимум которой предлагается отыскивать, выступает стандартное отклонение предполагаемых абсолютных отметок межфлюидного контакта в скважинах от некоторой его трендовой составляющей, значения которой неизвестны.

Для залежи, где процесс установления межфлюидного контакта находится на завершающей стадии, разница его абсолютных отметок в любых точках должна быть минимальна. Математически это выражается в виде функционала (4) (после подстановки (3) в (2)):

$$T_1 = T_2 = \dots = T_N = \frac{\sum_{i=1}^N Z_i}{N} \quad (3)$$

$$f(\vec{Z}) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (Z_i - \frac{\sum_{i=1}^N Z_i}{N})^2}{N-1}} \rightarrow 0 \quad (4)$$

Предлагаемый функционал представляет собой задачу нахождения минимума функции многих переменных. Для ее решения использован квазиньютоновский метод Бroyдена-Флетчера-Гольдфарба-Шанно (BFGS) в модификации L-BFGS-B.

Для создания модели горизонтальных контактов подход на основе (4) подходит хорошо. Однако, для большого числа залежей наблюдаются межфлюидные контакты наклонного и наклонно-волнистого типов. В этом случае в качестве члена функционала (2), относительно которого происходит отыскание стандартного отклонения, предлагается использовать уравнение поверхности первого порядка (плоскости):

$$T_i = a \cdot X_i + b \cdot Y_i + c, i = 1, 2, \dots, N \quad (5)$$

где  $a, b, c$  – коэффициенты уравнения поверхности первого порядка.

В этом случае функционал (2) примет вид:

$$f(\vec{Z}, a, b, c) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (Z_i - (a \cdot X_i + b \cdot Y_i + c))^2}{N-1}} \rightarrow 0 \quad (6)$$

Предложенный алгоритм в общем случае позволяет создавать модели наклонных межфлюидных контактов с выявлением трендовой составляющей, однако в частных случаях проявляет некоторые особенности, которые могут отрицательно сказаться на качестве получаемых результатов. Для их учета предлагается алгоритм, базирующийся на построении триангуляционной сети Делоне. Здесь можно использовать несколько модифицированный функционал (2):

$$f(\vec{Z}_1, \vec{Z}_2) = \sqrt{\frac{U \cdot \sum_{j=1}^U (Z_{1j} - Z_{2j})^2 \cdot W_j}{(U-1) \cdot \sum_{j=1}^U W_j}} \rightarrow 0 \quad (7)$$

$$W_j = \frac{1}{(\sqrt{(X_{1j} - X_{2j})^2 + (Y_{1j} - Y_{2j})^2})^M} \quad (8)$$

где  $U$  – количество ребер триангуляции между точками скважин;  $\vec{X}_1 = (X_{1_1}, X_{1_2}, \dots, X_{1_U})$ ,  $\vec{Y}_1 = (Y_{1_1}, Y_{1_2}, \dots, Y_{1_U})$ ,  $\vec{Z}_1 = (Z_{1_1}, Z_{1_2}, \dots, Z_{1_U})$  – векторы координат и абсолютных отметок межфлюидного контакта в первых скважинах ребер триангуляции;  $\vec{X}_2 = (X_{2_1}, X_{2_2}, \dots, X_{2_U})$ ,  $\vec{Y}_2 = (Y_{2_1}, Y_{2_2}, \dots, Y_{2_U})$ ,  $\vec{Z}_2 = (Z_{2_1}, Z_{2_2}, \dots, Z_{2_U})$  – векторы координат и абсолютных отметок межфлюидного контакта во вторых скважинах ребер триангуляции;  $\vec{W} = (W_1, W_2, \dots, W_U)$  – вектор весовых коэффициентов ребер триангуляции, рассчитываемых на основе расстояний между скважинами (длин ребер триангуляции);  $M$  – степень влияния расстояний между скважинами на значения весовых коэффициентов, обычно принимается значение  $M = 2$ .

Для получения наилучших, по мнению автора, результатов необходимо совместить алгоритмическую основу метода аппроксимации произвольной плоскостью с функционалом метода, базирующегося на триангуляции Делоне:

$$f(\vec{Z}, a, b, c) = Q \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (Z_i - (a \cdot X_i + b \cdot Y_i + c))^2}{N-1}} + G \cdot \sqrt{\frac{U \cdot \sum_{j=1}^U (Z_{1j} - Z_{2j})^2 \cdot W_j}{(U-1) \cdot \sum_{j=1}^U W_j}} \rightarrow 0 \quad (9)$$

где  $\vec{Z}$ ,  $\vec{Z}_1$  и  $\vec{Z}_2$  являются различными представлениями одних и тех же данных;  $Q$ ,  $G$  – весовые коэффициенты, обычно принимаемые равными 1.

Описание алгоритма выглядит следующим образом (алгоритм №4). Первым шагом является нахождение значений, максимально приближенных к горизонтальной плоскости. Далее происходит создание триангуляции Делоне. При этом отыскивается оптимальное количество ребер триангуляции ( $U = \phi(\vec{X}, \vec{Y})$ ). Затем производится определение весовых коэффициентов, рассчитанных на основе расстояний, вычисленных между соседними скважинами. На каждой последующей итерации алгоритма происходит аппроксимация значений в скважинах трендом, заданным аналитически ( $a, b, c \ni f(a, b, c) \rightarrow 0$ ), и очередной расчет положения контакта ( $\vec{Z} \ni f(\vec{Z}) \rightarrow 0$ ) по формуле (9). Выход из алгоритма осуществляется при достижении заданной точности приближения.

Следующей задачей, рассмотренной во второй главе, стало построение карт эффективных продуктивных толщин залежей углеводородов (§2.2).

Прежде всего необходимо отметить, что в качестве базового нужно использовать метод, основанный на расчете коэффициента песчанистости по продуктивной части пласта, поскольку учет структурного фактора обязателен при создании карт эффективных продуктивных толщин. Для определения корректного коэффициента песчанистости в насыщенной части пласта необходимо создать карту отношения общих толщин продуктивной части пласта к его толщине в целом:

$$\gamma(x, y) = \frac{H_{on}(x, y)}{C(x, y) - B(x, y)} \quad (10)$$

где  $\gamma(x, y)$  – карта относительных толщин продуктивной части пласта;  $H_{on}(x, y)$  – карта общих продуктивных толщин пласта;  $B(x, y)$  – карта кровли пласта;  $C(x, y)$  – карта подошвы пласта.

После определения значений относительной толщины продуктивной части пласта производится создание карты коэффициента песчанистости по продуктивной части пласта. В качестве входных данных для нее служит полученная карта относи-

тельных толщин и информация по скважинам. Так как карты представляют собой цифровые сетки, то расчет значений коэффициента песчаности может производиться в каждом узле по отдельности (то есть  $\forall R \in (x, y)$ ) по приведенному ниже алгоритму. Для каждой из скважин отыскиваются значения эффективных и общих толщин в соответствии с  $\gamma(x, y)_R$ :

$$H_{эф_k}(\gamma) = \chi(\gamma), H_{о_k}(\gamma) = \varepsilon(\gamma), k = 1, 2, \dots, M \quad (11)$$

Затем по каждой скважине вычисляется коэффициент песчаности:

$$K_{песч_k}(\gamma) = \frac{H_{эф_k}(\gamma)}{H_{о_k}(\gamma)}, k = 1..M \quad (12)$$

После этого полученные значения коэффициента песчаности по скважинам интерполируются в рассматриваемую точку (узел сетки  $R$ ):

$$K_{песч}(x, y)_R = f(K_{песч_1}(\gamma), K_{песч_2}(\gamma), \dots, K_{песч_M}(\gamma)) \quad (13)$$

При умножении созданной карты коэффициента песчаности по продуктивной части пласта на карту его общих толщин по продуктивной части получается карта эффективных продуктивных толщин:

$$H_{эфп}(x, y) = H_{он}(x, y) \times K_{песч}(x, y) \quad (14)$$

где  $H_{эфп}(x, y)$  – карта эффективных продуктивных (нефте- или газонасыщенных) толщин;  $H_{он}(x, y)$  – карта общих продуктивных толщин;  $K_{песч}(x, y)$  – карта коэффициента песчаности по продуктивной (нефте- или газонасыщенной) части пласта.

Последней задачей, алгоритм решения которой представлен во второй главе, является комплексирование одно- и двумерных трендов для целей трехмерного моделирования (§2.3).

За основу необходимо принять алгоритм так называемого «масштабирования». Тогда решение можно представить в виде:

$$p_k' = p_k \cdot \frac{P_{ij}}{M}, \text{ при } P_{ij} < M \quad (15)$$

$$p_k' = 1 - \overline{p_k} \cdot \frac{\overline{P_{ij}}}{M}, \text{ при } P_{ij} > M \quad (16)$$

где  $p_k'$  – значение вероятности появления коллекторов в  $k$ -ом пропластке трансформированного геолого-статистического разреза (ГСР);  $p_k$  – значение вероятности

появления коллекторов в  $k$ -ом пропластке исходного ГСР;  $\overline{p_k}$  – значение вероятности появления неколлекторов в  $k$ -ом пропластке исходного ГСР;  $P_{ij}$  – значение коэффициента песчаности с карты в рассматриваемой точке  $(i, j)$ ;  $\overline{P_{ij}} = 1 - P_{ij}$  – величина, обратная значению коэффициента песчаности с карты в рассматриваемой точке  $(i, j)$ ;  $M$  – среднее арифметическое значение, полученное по исходному ГСР;  $\overline{M} = 1 - M$  – величина, обратная среднему арифметическому значению, полученному по исходному ГСР.

Однако, картина не будет полной, если не рассмотреть случай, когда слои трехмерной сетки внутри каждого отдельного столбца имеют различную толщину. В этом случае величину  $M$  из формул (15) и (16) нужно заменить на следующее выражение:

$$M = \frac{\sum_k p_k \cdot h_k}{\sum_k h_k} \quad (17)$$

где  $p_k$  – значение вероятности появления коллекторов в  $k$ -ом пропластке исходного ГСР;  $h_k$  – толщина  $k$ -ого пропластка исходного ГСР;  $M$  – средневзвешенное на толщину значение, полученное по исходному ГСР.

**В третьей главе** приведено описание моделей процессов решения рассматриваемых задач. Такие модели были созданы с использованием методологии функционального моделирования IDEF0. В начале главы (§3.1) представлены концептуальные особенности и некоторые базовые элементы методологии. Далее в §3.2-§3.4 рассмотрены собственно функциональные модели.

**В четвертой главе** приведено описание созданного программного комплекса геологического моделирования.

В начале главы (§4.1) дан обзор программного обеспечения, применяемого для целей подсчета запасов углеводородов, где оно классифицировано по степени адаптации к решению задач такого рода.

Далее представлена характеристика информационных технологий, именуемых «облачными» (§4.2). Модель «облачных» вычислений определяется как модель обеспечения повсеместного доступа по требованию к общим вычислительным ресурсам, которые могут быть гибко сконфигурированы для решения задач различной

степени сложности и оперативно предоставлены или освобождены при условии минимизации эксплуатационных расходов потребителя и временных затрат на обращение к провайдеру.

Созданный программный комплекс геологического моделирования, основанный на применении современных «облачных» технологий, описан в §4.3. Все разработанные алгоритмы имеют в основе формализованное представление решаемых задач, что позволило реализовать их в виде программных модулей с использованием различных языков высокого уровня. Следует отметить, что базовым программным продуктом, функциональные возможности которого были расширены в рамках выполнения данных работ, явился программный комплекс Irap RMS компании Roxar.

Концепция внедрения новых процедур, реализующих созданные алгоритмы, предусматривала различные способы его выполнения. Так, для задачи комплексирования одно - и двухмерных трендов оказалось достаточным создание программного модуля (скрипта) на внутреннем языке программирования IPL, поскольку все необходимые для этого процедуры в нем существуют. Касательно двух других рассмотренных задач следует сказать, что их решение невозможно в рамках предлагаемых IPL функциональных возможностей. В связи с этим программные модули для них были созданы с использованием среды программирования Delphi в виде консольных приложений. Все необходимые данные при этом в нужном формате выгружаются из Irap RMS с помощью автоматизированных процедур (скриптов) IPL. Запуск на выполнение указанных консольных приложений Delphi также осуществляется посредством IPL. После окончания их работы результаты загружаются в Irap RMS автоматически.

Таким образом, для конечного пользователя решение всех задач, рассмотренных в рамках данной работы, проходит в полностью автоматизированном режиме, что позволяет значительно сократить временные затраты и, в конечном счете, увеличить производительность труда.

Отличительной особенностью предлагаемого технологического решения поставленных задач стало использование новейших способов доставки потребителю программного продукта – посредством применения «облачных» технологий. Пользователи, имеющие доступ к сети Internet, обращаются к серверу провайдера, на котором установлен программный комплекс геологического моделирования, для работы со своими проектами. При этом практически никакого значения не имеет, на ка-

кой платформе работает устройство, с помощью которого осуществлен доступ к предоставляемым услугам, каковы его вычислительные мощности и прочие параметры: необходимыми условиями являются лишь наличие широкополосного канала связи к сети Internet и браузера, поддерживающего современные протоколы передачи данных. При их соблюдении работа с программным комплексом геологического моделирования будет возможна, поскольку всю вычислительную нагрузку возьмет на себя сервер провайдера услуг.

**В пятой главе** представлены результаты использования разработанных алгоритмов для геологического моделирования и подсчета запасов углеводородов.

Алгоритм автоматизированного создания моделей межфлюидных контактов в залежах углеводородов был использован для установления положения газоводяного контакта сеноманской залежи Ямбургского месторождения углеводородов (§5.1). Газоводяной контакт сеноманской залежи Ямбургского месторождения был определен с помощью всех четырех предложенных алгоритмов с последующим сопоставлением полученных результатов и выбором наилучшего с точки зрения имеющихся данных (каковым стал алгоритм №4). На качественном уровне получаемые с помощью предложенных алгоритмов результаты не уступают тем, которых добиваются с использованием традиционного подхода. В первую очередь это связано с выявлением в исходных данных трендовых составляющих, которые в случае применения предложенных алгоритмов определяются аналитически. Кроме того, заложенные в основу алгоритмы поиска минимума функции многих переменных предполагают отыскание значительно более точного решения, чем того может добиться исследователь, использующий традиционную методику. Относительно трудозатрат необходимо признать, что применение подхода, основанного на изучении схем обоснования контакта, связано с несопоставимо большими потерями времени на выполнение операции создания модели контактов, чем при использовании программы, реализующей предлагаемые алгоритмы. Так, определение положения ГВК в 424 скважинах, вскрывающих его в сеноманской залежи Ямбургского месторождения, займет у исследователя минимум 1-2 дня. Для сравнения: время работы программы составляет 5-10 секунд, что на несколько порядков быстрее, чем выполнение указанной операции без ее использования.

Алгоритм квазитрехмерного моделирования был использован для создания геологической модели залежей пласта БТ<sub>6</sub> Северо-Пуровского месторождения угле-



водородов (§5.2). С целью сопоставления результатов моделирования были построены карты как по предлагаемой, так и по стандартной методикам. В процентном отношении наибольшие расхождения отмечаются в приконтурных зонах, поскольку именно там в значительной степени проявляются погрешности двухмерного подхода к построениям. Кроме того, неточности выявляются и около границ залежей, связанных с тектоническими нарушениями, за которыми расположены скважины.

Для оценки достоверности полученных результатов была построена трехмерная модель коэффициента песчаности, с ее помощью были получены карты эффективных газонасыщенных толщин, с которыми было проведено сопоставление аналогичных карт, построенных с использованием стандартной методики 2D моделирования и алгоритмом квазитрехмерного моделирования. Исследование показало, что квазитрехмерное моделирование в отличие от стандартной методики позволяет получить результат, практически идентичный тому, который имеет место при использовании трехмерных моделей. При этом скорость вычислений с помощью квазитрехмерного моделирования была на порядок выше (20 сек.), чем расчет с использованием трехмерного подхода (25 мин.).

Еще одним способом оценки эффективности алгоритма моделирования является определение его устойчивости к отсутствию данных. Для такой характеристики, как эффективный объем залежи предлагаемый алгоритм квазитрехмерного моделирования для рассматриваемого объекта показал приблизительно в 1,5 раза лучшую устойчивость, чем стандартная методика двухмерного моделирования. При рассмотрении прогностических свойств толщин алгоритм квазитрехмерного моделирования показал приблизительно на 10 % относительных лучшую эффективность, чем стандартная методика.

Выявление трендовых составляющих в моделируемых параметрах при создании трехмерной модели проводилось для сеноманской залежи Ямбургского месторождения (§5.3). Критерием эффективности решения задачи комплексирования принято считать соответствие получаемых результатов исходным данным. В заданном контексте это означает следующее. В качестве горизонтальной составляющей тренда была использована карта коэффициента песчаности, полученная как частное от деления карты эффективных толщин на карту общих толщин пласта. Таким образом, предполагается, что суммарные эффективные толщины по трехмерному тренду должны быть близки к исходной карте эффективных толщин пласта. Для

предложенного алгоритма модифицированного масштабирования с учетом толщин прослоев карта, полученная из комплексированного куба-тренда, оказалась практически идентичной исходной. Для других методик результаты комплексирования выявили значительные отличия от исходной карты.

**В приложениях** приведены дополнительные материалы, необходимые для понимания результатов диссертационной работы: описание рассмотренных залежей Ямбургского и Северо-Пуровского месторождений, примеры работы созданного автором программного комплекса геологического моделирования, диаграммы функционального моделирования IDEF0, карты газоводяного контакта, созданные с помощью авторских математических методов, геолого-статистические разрезы по скважинным данным и корреляционные зависимости для Ямбургского месторождения углеводородов.

**Основные результаты диссертационной работы** заключаются в следующем:

1. Проведен анализ методики создания моделей межфлюидных контактов и выявлены проблемы ее использования.
2. Разработаны алгоритмы автоматизированного создания моделей межфлюидных контактов, позволяющие получать лучшие результаты при меньших временных затратах.
3. Изучены существующие алгоритмы построения двухмерных геологических моделей и выявлены проблемы, возникающие при их использовании.
4. Создан алгоритм квазитрехмерного моделирования, который дает возможность строить модели, близкие по характеристикам к результатам трехмерного моделирования.
5. Детально рассмотрены технологии 3D моделирования и показаны особенности использования трендов.
6. Предложен алгоритм комплексирования одно- и двухмерных трендов, лишенный недостатков, присущих существующим в настоящее время способам проведения такой операции.
7. Созданные алгоритмы решения задач, связанных с подсчетом запасов углеводородов, реализованы в виде программного комплекса геологического моделирования, основанного на применении технологий «облачных» вычислений.

8. Разработанные алгоритмы опробованы при подсчете запасов залежей Ямбургского, Северо-Пуровского, Заполярного, Северо-Каменномысского и других месторождений.

**Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах.**

**Ведущие периодические издания:**

1. Романов А. В. Реализация методики построения карт эффективных нефте- и газонасыщенных толщин с использованием квазитрехмерного подхода // Журнал «Территория Нефтегаз». – 2011. – №10. – С. 20-24.

2. Романов А. В. Реализация методики прогнозирования положения межфлюидных контактов в залежах углеводородов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – №6. – С. 316-324. – URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Romanov/Romanov\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Romanov/Romanov_1.pdf)

3. Романов А. В. Решение задач создания трехмерных параметров на основе одно- и двухмерных геологических трендов // Журнал «Территория Нефтегаз». – 2011. – №8. – С. 30-33.

**Остальные издания:**

4. Романов А. В. Квазитрехмерное моделирование как инструмент создания геологических моделей (на примере газового месторождения Западной Сибири) // Научно-техническое творчество и новаторство: тенденции и перспективы: Материалы всероссийской научно-практической конференции, посвященной 50-летию юбилею Союза научных и инженерных организаций Тюменской области. – Тюмень, 2011. – С. 17-18.

5. Романов А. В. Использование методики квазитрехмерного геологического моделирования на примере Северо-Пуровского нефтегазоносного месторождения // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз». – Тюмень: Флат, 2011. – С. 95-97.

6. Романов А. В. Моделирование геологического строения нефтегазоконденсатных залежей в среде программного комплекса Irap RMS // Проблемы развития газовой промышленности Сибири: Сборник тезисов докладов XV научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2008. – с. 28-29.

7. Дорошенко А. А., Ершов А. В., Романов А. В., Новоженин М. А. Применение БД Open Works для хранения геолого-геофизической информации // Пробле-

мы развития газовой промышленности Сибири: Сборник тезисов докладов XVI научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2010. – С. 320-321.

8. Дорошенко А. А., Ершов А. В., Романов А. В. Реализация палеогеоморфологического анализа в среде программного комплекса Irap RMS // Проблемы развития газовой промышленности Сибири: Сборник тезисов докладов XVI научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2010. – С. 19-20.

Подписано к печати 04.2012 г.  
Формат 60x84 1/16  
Печать RISO  
Бум. писч. № 1  
Тираж 100 экз.

---

Отпечатано с готового набора.  
ООО «ТюменНИИгипрогаз»  
625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2  
Отдел выпуска и оформления документации