

На правах рукописи

Пьянков Владимир Николаевич

МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ ДЛЯ ПОДДЕРЖКИ МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Специальность 05.13.18 – Математическое моделирование,
численные методы и комплексы программ

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук



Тюмень – 2004

Работа выполнена в Тюменском государственном университете.

- Научный руководитель: доктор технических наук,
доцент Глухих Игорь Николаевич
- Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Туренко Сергей Константинович
кандидат физико-математических наук,
Ганопольский Родион Михайлович
- Ведущая организация: ФГУП «Западно-Сибирский научно-
исследовательский институт
геологии и геофизики», г.Тюмень

Защита состоится 3 июня в 13 час. 00 мин. на заседании диссертационного совета К 212.274.01 при Тюменском государственном университете по адресу: 625003, г.Тюмень, ул. Перекопская, 15а, ауд.217.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского государственного университета.

Автореферат разослан “__” апреля 2004 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета



Бутакова Н.Н.

Актуальность работы.

Реалией любого нефтедобывающего предприятия является мониторинг процесса разработки месторождения. Мониторинг включает в себя сбор и хранение геолого-промысловых данных, анализ и прогноз процессов разработки месторождения, планирование геолого-технологических мероприятий (ГТМ) с целью обеспечения воздействия на залежь. Несмотря на достаточно длительный период развития аппарата математического моделирования при решении задач нефтедобычи, эта тема не исчерпана и требует дополнительной разработки:

- в области двумерного геологического моделирования это связано с характером исходных данных (недостаточное качество, неравномерность покрытия изучаемой площади);
- в области трехмерного геологического моделирования с необходимостью получения новых эффективных алгоритмов учитывающих априорную информацию;
- в области автоматизации мониторинга разработки – математический аппарат для формализации представлений, моделирования, анализа проведенных и планируемых ГТМ, позволяющий отражать не только факт управляющего воздействия (дату, тип ГТМ и т.п.), но так же его структуру, содержание и ситуационный контекст мероприятия.

Мониторинг разработки месторождений предполагает обработку и хранение большого объема предметно-ориентированной информации. Для организации эффективной системы управления разработкой месторождения необходимо наличие в нефтяной компании интегрированной информационно-аналитической системы поддержки мониторинга (ИАС ПМ), которая позволила бы не только автоматизировать работу с этой информацией, но и обеспечила бы её эффективное использование на основе методов моделирования оптимизации и поддержки принятия управленческих решений. Задачи создания математических моделей и алгоритмов таких систем определили содержание диссертационного исследования.

Цель работы: разработка математического и алгоритмического обеспечения, программных средств ИАС ПМ разработки нефтяных месторождений.

Для достижения цели в работе решены следующие задачи:

- проведен анализ предметной области мониторинга нефтяных месторождений, разработаны концептуальные основы построения отраслевой ИАС ПМ;
- разработаны модели представлений ГТМ, обеспечивающие алгоритмизацию задач их анализа средствами ИАС ПМ;
- разработана модель функционала для построения полей геологических параметров используемых при принятии решений в разработке месторождения;
- разработан метод построения цифровых трехмерных геологических моделей в ИАС ПМ с использованием двумерных моделей;
- на основе разработанных моделей и алгоритмов реализован интегрированный программный комплекс (ИПК) «Баспро Аналитик 2000».

Научная новизна

В работе предлагаются методы решения задач, возникающих в процессе построения отраслевой ИАС ПМ, основанной на использовании постоянно-действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ). Получены следующие новые результаты:

1. Разработаны математические модели представления ГТМ, обеспечивающие алгоритмизацию и автоматизацию решения задач структурного, параметрического и ситуационного анализа ГТМ.
2. Разработана универсальная конструкция функционала для решения задач построения полей геологических параметров.
3. Разработан метод построения трехмерных геолого-математических моделей позволяющий использовать для трехмерного моделирования существующие двумерные модели.

Практическая ценность работы.

Разработанные модели и алгоритмы использовались при создании ИПК «Баспро Аналитик 2000». В настоящее время ИПК успешно используется при реализации процесса мониторинга разработки в геологических подразделениях нефтяной компании ОАО «ТНК-ВР». Ряд положений работы вошёл в регламенты «Тюменского нефтяного научного центра», регламентирующих аналитическую деятельность в подразделениях ОАО «ТНК».

Апробация работы

Результаты работы докладывались на конференциях и в организациях:

1. IV международная научно-техническая конференция «Математическое моделирование физических, экономических, технических, социальных систем и процессов». Ульяновск, УлГТУ, 2001.
2. II Всероссийской научной конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна». Тюмень, ТюмГНГУ, 2002.
3. Научно-техническая конференция, посвящённая 90- летию со дня рождения В.И. Муравленко. Тюмень, ТюмГНГУ, 2002.
4. VI научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа». Ханты-Мансийск, ГУП ХМАО «НАЦ РН», 2002
5. III Всероссийской научной конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна». Тюмень, ТюмГНГУ, 2004

Научные и практические результаты работы опубликованы в печатных изданиях, получены свидетельства на регистрацию программ для ЭВМ.

Основные положения, выносимые на защиту

1. Математические модели представления ГТМ.
2. Универсальная конструкция функционала для решения задач построения полей геолого-промысловых параметров.

3. Метод построения двухмерных и трехмерных геолого-математических моделей на основе регуляризационного подхода.

Структура работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и приложений. Объем диссертации – 145 страниц, включая 26 иллюстраций и список литературы из 54 наименования.

Содержание работы

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цель работы, научная новизна, практическая значимость работы, основные положения, выносимые на защиту.

В главе 1 проведён анализ рассматриваемой предметной области. В ней выполнен обзор развития нормативной базы, на которой основывается практика мониторинга нефтяных месторождений, а так же анализ применения специальных видов геологических моделей. Цель анализа – определение направлений по развитию методов мониторинга на основе информационно-аналитических моделей. В главе предложена схема движения потоков информации и принятия решений с использованием ИАС ПМ, приведено описание общих принципов организации корпоративного банка данных нефтяной компании для обеспечения поддержки мониторинга разработки месторождений.

В главе 2 описаны разработанные автором формальные конструкции языка, информационные модели, используемые для представления и анализа ГТМ. При выборе оптимальных технологий воздействия на залежь необходим анализ эффективности уже выполненных ГТМ: используемых операций, рецептур агентов воздействия и т.п. Для решения этой задачи предложена система, позволяющая в рамках единого формализованного языка описывать ГТМ с различной степенью детальности, и учитывающая:

- тип проведенного ГТМ по принятой системе классификации, дату проведения, исполнителя ГТМ, успешность мероприятия;

- основные характеристики ГТМ (объем затраченных реагентов, созданные депрессии на пласт и т.п.);
- перечень проведенных операций (в принятой системе классификации), их последовательность, время реализации;
- параметры и ресурс каждой операции.

Первые два пункта относятся к макроуровню описания, последние - к «рецептуре» (микроуровню).

В основе языка лежит обобщенная абстрактная конструкция T :

$$T = \langle K, P, Y \rangle \quad (1)$$

где: K - класс (тип) объекта из универсума классов K ;

P – множество параметров описания объекта p_i в виде <атрибут: значение>;

Y – множество компонент объекта y_j , которое может быть пустым. В общем случае y_j задается в виде (1).

Элемент конструкции P определяет параметризацию объекта; Y предоставляет возможность иерархического описания. Существует, по крайней мере, один из атрибутов, значение которого идентифицирует конкретный объект, описываемый конструкцией T .

Выделено три основных универсума, формирующих структуру ГТМ: операции (действия) - KP , агенты (оборудование) - KA , среда операции - KS . Для каждого из классов универсума вводится зависимость $K \Rightarrow P$, позволяющая путем задания класса объекта однозначно определять множество характеризующих его параметров. Использование универсальной конструкции позволяет формировать дерево произвольной глубины. Связь между узлами дерева реализуется через включение в состав конструкции Y . При этом конечный узел дерева (в приведенных примерах это агент операции) не должен содержать компонент, т.е. его $Y = \emptyset$. При описании ГТМ в иерархической структуре, как правило, выделяются следующие четыре уровня: уровень мероприятия, уровень операции, уровень фазы (цикла) операции и уровень агента.

Для решения задач анализа ГТМ предложен набор базовых операций над элементами введенных универсумов, представленных конструкцией (1). Среди основных операций над объектами можно выделить теоретико-множественные операции и операции с последовательностями.

На базе предложенного аппарата сформулированы задачи структурного, параметрического анализа ГТМ и предложены их решения на основе введенных мер (показателей):

- структурного сходства (нечёткого равенства) объектов

$$\mu_S(x_1, x_2) = \min \{v(x_1, x_2), v(x_2, x_1)\},$$

где: x_1, x_2 - объекты вида (1);

$v(x_1, x_2)$ – степень нечёткого включения структуры объекта x_1 в x_2 ;

- параметрического сходства объектов

$$\mu_E(P_1, P_2) = \sum_{j=1}^N \beta_j (1 - \omega_j),$$

где: P_1, P_2 - наборы параметров объектов вида (1) из одного класса;

$v(x_1, x_2)$ – степень нечёткого включения структуры объекта x_1 в x_2 ;

$\beta_j \geq 0$ – весовой коэффициент, $\sum_{j=1}^N \beta_j = 1$;

ω_j - параметр, учитывающий попадание j -ых элементов из P_1, P_2 в одно или разные подмножества домена значений;

- комплексный показатель для оценки сходства объектов:

$$\mu(x_1, x_2) = \alpha_S \mu_S(x_1, x_2) + \alpha_E \mu_E(P_1, P_2),$$

где: α_S, α_E - весовые коэффициенты.

В целях учёта ситуационного контекста, на фоне которого выполнялось (планируется) ГТМ, разработаны модели представления ситуаций на гиперграфах. Предметно, в множестве ситуаций выделяются технологическая, геологическая, промысловая ситуации. Введено формальное представление ситуаций Sit набором признаков–атрибутов: $Sit = \{A_i \mid i=1,2,3,\dots\}$. В зависимости от степени определённости значений A_i , определены: обобщенная, уточненная и конкретная ситуации, а так же

ситуация пользователя (анализируемая, текущая). Для отражения связи между ситуациями и ГТМ используются гиперграфы вида:

$$H(U, X, \Gamma),$$

где: U – множество рёбер, соответствующее множеству подмножеств значений A_i ;

X – множество ГТМ;

$\Gamma: U \rightarrow X$.

В терминах предложенного аппарата сформулированы задачи: идентификации ситуации по ГТМ; поиска ГТМ в базе знаний по описанию ситуации; сравнения ситуаций и др.

На основе полученных выше результатов излагаются основные принципы создания корпоративной базы знаний нефтяной компании, предназначенной для хранения, развития, использования опыта и эмпирических знаний специалистов.

Третья глава посвящена развитию аппроксимационных методов при построении полей параметров цифровых трехмерных и двумерных геологических моделей с использованием априорной информации, учетом неравноправности исходных данных.

В разделе 3.1 дано краткое описание классических подходов к построению полей геологических свойств и признаков. Как правило, аппроксимационная (интерполяционная) функция $P(x,y)$ заданная в двумерном пространстве находится в виде разложения по некоторому базису $\varphi_k(x,y)$, $k=1,2,3, \dots$

$$P(x, y) = \sum_{m=1}^{\infty} a_m \varphi_m \quad (5)$$

неизвестные коэффициенты a_m определяются из условий минимизации некоторого функционала:

$$\Phi(P) = \|AP - u\|_M^2 = \min \quad (6)$$

где: u – исходные данные (граничные условия), заданные на некотором множестве B ; A – оператор, возвращающий значения P на B ; M – метрика, учитывающая различную значимость исходных данных.

При решении задачи аппроксимации возникают следующие проблемы выбора: вида базисных функций $\varphi_k(x,y)$; количества базисных функций; весовых коэффициентов, определяющих метрику M . В работе рассматривается последняя из перечисленных проблем.

Анализ используемых данных при построении карт параметров позволяет выделить два типа их неравноправия. Первый тип связан с геометрическим неравноправием: исходные данные, приписанные скважинам (точкам пространства), характеризуются неравномерной плотностью распределения по площади месторождения. Учёт такой неравномерности предлагается производить с помощью весовых коэффициентов.

В работе показан следующий способ получения весовых коэффициентов. Зададим функционал (6), определяющий аппроксимацию существующей функции $u(x,y)$ сложной структуры, модельной функцией $P(x,y)$, имеющей более простую структуру в виде:

$$\Phi(P) = \int_{\sigma}^D (P(x,y) - u(x,y))^2 d\sigma \quad (7)$$

где: $d\sigma$ – площадной элемент интегрирования.

Пусть значения аппроксимируемого признака в точках с номером l (скважинах) определяются по правилу: $u_l = u(x_l, y_l)$, $P_l = P(x_l, y_l)$. Тогда при численном интегрировании с использованием каких-либо квадратурных формул функционал (7) запишется в виде:

$$\Phi(P) = \sum_{l=1}^N (P_l - u_l)^2 \cdot \sigma_l \quad (8)$$

где: σ_l - коэффициенты выбранной квадратурной формулы.

Второй тип неравноправия исходных данных связан с использованием существенно разнородной информации, полученной разными средствами и имеющей разную степень точности (например, данные сейсморазведки и скважинных измерений). Учёт влияния этого факта предполагает введение информационных весовых коэффициентов μ_l в (8), что придаст ему вид:

$$\Phi(P) = \sum_{l=1}^N (P_l - u_l)^2 \cdot \sigma_l \cdot \mu_l \quad (9)$$

Функционал внешне напоминает функционал метода наименьших квадратов:

$$\Phi(P) = \sum_{l=1}^N (P_l - u_l)^2 \cdot \alpha_l \quad (10)$$

в котором весовые коэффициенты α_l должны назначаться экспертом на основе эмпирических сведений. В работе предлагается представление этого коэффициента в виде конструкции $\alpha_l = \mu_l \cdot \sigma_l$, в которой геометрический весовой коэффициент определяется алгоритмическим путем из квадратурных формул.

Введенная конструкция дает понимание того факта, что использование равных весовых коэффициентов в слагаемых функционала (например равных 1) на практике означает некорректный учет качества исходных данных в функционале (10). Действительно, тождество $\mu_l \cdot \sigma_l \equiv 1$ при геометрической неравнозначности исходных данных, и, как следствие, отличия их геометрических коэффициентов, означает автоматическое включение в выражение (10) информационных коэффициентов $\mu_l = \frac{1}{\sigma_l}$.

Далее, принцип учета геометрической и информационной составляющих расширен на случай задания граничных условий не только в точках, но и на произвольных кривых. В результате, в общем случае функционал (10) принимает универсальный вид:

$$\Phi(P) = \sum_{l=1}^{NV} \delta_l \cdot (P_l - u_l)^2 = \sum_{l=1}^{NV} \delta_l \cdot \left(\sum_{m=1}^M a_m \cdot \varphi_{m,q} - u_{q,v} \right)^2 \quad (11)$$

где: δ_l - обобщенные весовые коэффициенты, учитывающие геометрическую и информационную составляющие при задании граничных условий на V кривых P_v (представляемых конечным набором точек) и N точек соответствующих скважинам.

Функционал (6) ориентирован на учет граничных условий, какая-либо дополнительная априорная информация в нем не учитывается. В тоже время,

зачастую карту геологического признака необходимо построить на достаточно большой области, на которой возможно существование подобластей не содержащих данных. Закономерности поведения поля в этом случае можно задавать с помощью априорно известной региональной составляющей - тренда. Использование тренда становится возможным при добавлении к минимизируемому функционалу (6) слагаемого вида $\|D(P(x,y) - T(x,y))\|_{L_2}^2$, где $T(x,y)$ - функция тренда, а D - некоторый оператор.

Функционал, который следует минимизировать будет иметь вид:

$$\Phi(a_1, \dots, a_M, t_1, \dots, t_M, \lambda_1, \dots, \lambda_N) = \sum_n \alpha_n \|D_n(P(x,y) - T(x,y))\|_{L_2} + \sum_{l=1}^N \lambda_l [P(x_l, y_l) - u_l] \quad (12)$$

Пусть введенные в функционал переменные a_b, t_m , по которым он минимизируется, входят в представление интерполирующей поверхности следующим образом:

$$P(x,y) = \sum_{l=1}^N a_l B_l(x,y) + \sum_{m=1}^M t_m T_m(x,y) \quad (13)$$

Базисные функции $T_m(x,y)$ покрывают все поле с равномерным и достаточно большим шагом, тогда их носитель может быть достаточно широким, и число коэффициентов t_m мало. Базисные функции $B_l(x,y)$ заведомо не покрывают все поле и могут даже не пересекаться.

Раздел 3.2 посвящен формализации методов оценки качества трехмерных геологических моделей. Процедуры экспертизы сведены в граф анализа, в котором наряду с принятыми критериями адекватности модели в скважинах, предлагается использовать критерии, основанные на адекватности связанных с ними функциональных распределений. В качестве одного из таких распределений автором предлагается гистограмма значений поля геологического признака, названного «спектром».

В предлагаемом методе оценки адекватности «спектров» множество ячеек модели рассматривается как генеральная совокупность событий - p^{model} , множество исходных данных в скважинах, как выборочная

совокупность p^{well} . В качестве критерия, характеризующего степень подобия гистограмм, помимо их визуального сходства, используется величина их среднеквадратичного отклонения:

$$CP = \sqrt{\sum_{m=1}^M |p_m^{wells} - p_m^{model}|^2} \quad \text{где } M \text{ – число диапазонов спектра.}$$

Высокая степень подобия фактических и модельных данных выражается в малом значении критерия CP, уровень значимости которого устанавливается экспертом.

Раздел 3.3 посвящен разработке методов построения двумерных и трехмерных моделей на основе регуляризационного подхода [Тихонов А.Н., Арсенин В.Я.] и введенного автором принципа эквивалентности. Наиболее распространённый вариант построения трехмерной модели предполагает представление геологического пространства декартовым произведением

независимых двумерных подпространств - слоёв: $\Omega^3 = \prod_{k=1}^K \Omega^2_k$. Геометрия

каждого слоя $Z_k(x, y)$ определяется по формуле:

$Z_k(x, y) = t_k \cdot Z_{KP}(x, y) + (1 - t_k) \cdot Z_{П}(x, y)$, где $t_k \in [0, 1]$ параметр, определяющий границу k -го слоя; $Z_{KP}(x, y)$, $Z_{П}(x, y)$ - поверхности кровли и подошвы пласта.

Аппроксимирующий функциональный базис $\varphi_m = \varphi_m(x - x_m, y - y_m)$ [Волков А.М. 1988] при условии совпадения сеток функций и областей их определения образует линейное пространство. Так, в случае суммы двух

функций: $P_1 + P_2 = \sum_{m=1}^M a_{m,1} \varphi_m + \sum_{m=1}^M a_{m,2} \varphi_m = \sum_{m=1}^M (a_{m,1} + a_{m,2}) \varphi_m$. Сумма, как видно,

является ассоциативной и коммутативной, а операция над функциями сводится к выполнению операций над их коэффициентами.

В зависимости от способа представления поля распределения коллектора выделяют два типа моделей. Первый тип $\tilde{F}^3(x, y | k)$ - интерполяционный, при построении моделей которого предполагается, что коллектор распространен везде, а область определения - односвязанная. Вторым тип $\hat{F}^3(x, y | k)$ -

идентификационно-интерполяционный, при построении моделей которого решается задача идентификации зон отсутствия коллектора $\check{D}_k^3(x, y)$ в каждом слое, совместно образующих семейство $\check{D}^3 = \{\check{D}_k^3(x, y) | k = 1, K\}$. Область определения модели этого типа является многосвязанной.

Для сравнения двумерных и трехмерных моделей, последние приводят к двумерному виду $G^2(x, y)$ в результате послойного суммирования с использованием весовых коэффициентов (мощностей слоев или ассоциированных с ними параметров) $\omega_k(x, y)$:

$$G^2(x, y) = \sum_{k=1}^K \omega_k(x, y) \sum_{m=1}^M a_{k,m} \varphi_m \quad (14)$$

Модель $F^3(x, y | k)$ считается эквивалентной $F^2(x, y)$ (Σ_z - эквивалентной), если для полей параметров выполняется равенство функций $G^2(x, y)$ и $F^2(x, y)$ в области определения $D^2(x, y)$.

В результате выводов, Σ_z - эквивалентность была установлена для моделей интерполяционного типа, что связано с линейностью преобразований, используемых при их построении. Установленное соотношение позволило автору предложить алгоритмы построения двумерных моделей эквивалентных трехмерным.

Для моделей идентификационно-интерполяционного типа принцип Σ_z - эквивалентности не выполняется: поля параметров моделей $F^2(x, y)$ и $\hat{G}^2(x, y)$ не совпадают, и это отличие будет тем сильнее, чем больше неоднородность среды. Данный факт связан с отсутствием свойств линейности преобразований, использованных при построении таких моделей.

Использование трехмерных моделей при мониторинге требует расширения возможностей по учёту в них разнородной априорной информации, при минимальных затратах на создание и последующую модификацию. Достижение этой цели видится в использовании регуляризационных методов. Предлагается, что роль стабилизатора, выражающего закономерности изменения свойств по площади и

учитываемого в уравнении коэффициентом γ , будет играть двумерная модель $F^2(x, y)$:

$$\Phi(\tilde{F}^3) = \left\| \tilde{F}^3(x, y | k) - u \right\|_M^2 + \gamma \cdot \left\| \tilde{G}^2(x, y) - F^2(x, y) \right\|_{L_2}^2 \quad (15)$$

В частности, при построении $\tilde{F}^3(x, y | k)$ и $F^2(x, y)$ на основе одних и тех же данных и алгоритмов, стабилизатор, в соответствии с принципом эквивалентности, равен нулю. Влияние стабилизатора на результат будет проявляться лишь в том случае, если $F^2(x, y)$ содержит существенно иную информацию по сравнению с использованной при построении ЦТАГМ. Решение задачи (15) сводится к решению системы линейных уравнений, относительно $K \cdot M$ неизвестных коэффициентов $a_{m,k}$:

$$\sum_{k=0}^K \sum_m^M a_{m,k} \left(\sum_{l=1}^N \alpha_l \varphi_{m,l} \varphi_{t,l} + \gamma \cdot \sum_{i,j} ((\omega_k \varphi_m \varphi_t)_{i,j}) \right) = \sum_{l=1}^N \alpha_l \sum_{k=1}^K \varphi_{t,l} u_l^k + \gamma \sum_{i,j} \sum_{k=1}^K (\varphi_t \cdot f)_{i,j} \quad (16)$$

Здесь $t = 1, K \cdot M$, а γ определяется по итерационному алгоритму с использованием информации об установленном уровне погрешности. Задачу построения модели идентификационно-интерполяционного типа в регуляризационной постановке сводится к минимизации функционала:

$$\Phi(F^3) = \left\| \hat{F}^3(x, y | k) - u \right\|_M^2 + \gamma \cdot \left\| \hat{G}^2(x, y) - \tilde{G}^2(x, y) \right\|_{L_2}^2 \quad (17)$$

Вследствие эквивалентности моделей $F^2(x, y)$ и $\tilde{F}^3(x, y | k)$, в стабилизаторе вместо $F^2(x, y)$ можно использовать $\hat{G}^2(x, y)$.

Четвёртая глава посвящена описанию структуры и интерфейсов ИПК «БАСПРО Аналитик 2000» и основным результатам решения задач мониторинга Росташинского месторождения с использованием представленных в работе алгоритмов.

Основные результаты диссертации

1. Предложены математические модели представления и анализа ГТМ; ситуационные модели для решения задач анализа ГТМ с учётом

геологической, технологической и промышленной ситуаций, на фоне которой выполняется ГТМ.

2. Разработана универсальная конструкция функционала для построения полей геологических параметров в случае неравнозначной исходной информации.

3. На основе введенных принципов эквивалентности геологических моделей разработаны алгоритмы построения трехмерных и двумерных моделей.

4. На основе полученных теоретических результатов разработан и внедрён в промышленную эксплуатацию программный комплекс «БАСПРО Аналитик 2000» в ОАО «ТНК».

Основное содержание диссертационной работы изложено в следующих публикациях:

1. Джафаров И.С., Пьянков В.Н. Концепция ОАО «ТНК» в области создания и эксплуатации постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. - 2002. - №6. - С.23-26.

2. Джафаров И.С., Львов В.И., Пьянков В.Н., Алтунин А.Е. Корпоративный банк данных геолого-промышленной информации Тюменской нефтяной компании // Нефтяное хозяйство. - 2002. - №6. - С. 55-58.

3. Пьянков В.Н. Новые информационные технологии в управлении добычей нефти // Нефтяное хозяйство. - 1997. - №10. - С. 76-78.

4. Глухих И.Н., Пьянков В.Н. Математический аппарат гиперграфов в задачах моделирования ситуаций в нефтедобыче // Математическое моделирование физических, экономических, технических, социальных систем и процессов: Тр. IV международной науч.-техн. конф. – Ульяновск: УлГТУ, 2001. - С. 52-54.

5. Глухих И.Н., Пьянков В.Н., Заболотнов А.Р. Ситуационные модели в корпоративных базах знаний геолого-технологических мероприятий // Нефтяное хозяйство. - 2002. - №6. - С.45-48.

6. Пьянков В.Н., Глухих И.Н. Математическое моделирование геолого-технологических мероприятий // Математическое и информационное моделирование. - Тюмень: ТГУ, 2002. - Вып. 4. - С. 60-68.
7. Глухих И.Н., Пьянков В.Н. Моделирование задач анализа геолого-технологических мероприятий // Математическое и информационное моделирование. - Тюмень: ТГУ, 2002. - Вып. 4. - С. 69-78.
8. Пьянков В.Н., Медведев Е.А., Чехонин Г.Д. Разработка системы мониторинга геолого-технологических мероприятий // Математическое и информационное моделирование. - Тюмень: ТГУ, 2002. - Вып. 4. - С. 79-84.
9. Пьянков В.Н. Алгоритмы идентификации параметров модели Баклея-Левретта в задачах прогноза добычи нефти // Нефтяное хозяйство. - 1997. - №10. - С. 62-65.
10. Кутрунов В.Н., Пьянков В.Н., Дмитриевский М.В., Каскадные алгоритмы обработки геофизической информации // Вестник Тюменского университета. - Тюмень: ТГУ, 2001. - №2. - С. 190-197.
11. Пьянков В.Н., Кутрунов В.Н., Дмитриевский М.В. Схемы решения аппроксимационных задач при задании граничных условий на кривых // Математическое и информационное моделирование. - Тюмень: ТГУ, 2002. - Вып. 4. - С. 7-17.
12. Пьянков В.Н., Дмитриевский М.В. Универсальная конструкция функционала в задачах аппроксимации полей параметров // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: Мат. докл. II Всероссийской науч. конф. Мат. докл. - Ч. 4. – Тюмень, 2002. - С. 80-82.
13. Пьянков В.Н., Дмитриевский М.В. Построение математических моделей месторождений с использованием методов регуляризации // Моделирование технологических процессов нефтедобычи. – Тюмень, Вып. 3, Ч. 1. - С. 74-80.
14. Пьянков В.Н., Дмитриевский М.В. Один способ учёта данных различной информационной значимости в задачах построения интерполяционных и аппроксимационных сплайнов на подпространствах // Нефть и газ: проблемы недропользования, добычи и транспортировки: науч.-техн. конф.

посвящённая 90- летию со дня рождения В.И. Муравленко. Мат. докл. – Тюмень, ТюмГНГУ, 2002. - С. 5-7.

15. Джафаров И.С., Пьянков В.Н., Сыртланов В.Р., Исмагилов Р.Г. Самотлорское месторождение современные подходы к решению задач разработки // Нефтяное хозяйство. - 2002. - №6. - С. 27-30.

16. Пьянков В.Н., Сыртланов В.Р., Майсюк Д.М. Построение единой геологической модели Самотлорского месторождения // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: VI науч.-практ. конф. Мат. докл. 2002 г. -Ханты-Мансийск, 2003. т.2. С. 152-159.

17. Пьянков В.Н., Сыртланов В.Р., Филев А.И. Экспертная система оценки качества построения геолого-технологических моделей месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2002. - №6. С. 31-34.

18. Билалов Т.С., Пьянков В.Н. Интегрированный программный комплекс геолого-промыслового анализа «БАСПРО-Аналитик» // Нефтяное хозяйство. - 1997. - №10. - С. 73-75.

Авторские свидетельства на программные продукты:

1. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ №2001611672 «GTM» Российское агенство по патентам и товарным знакам, М., 2001, (авторы: Пьянков В.Н, Смирнов А.В, Кончичев М.М).

2. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ №2001611676 «Geoline» Российское агенство по патентам и товарным знакам, М., 2003. (авторы: Пьянков В.Н, Сидоров А.В, Сергеева Н.С, Кончичев М.М и др.)

3. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ №2001611674 «Cubista» Российское агенство по патентам и товарным знакам, М., 2001, (авторы: Пьянков В.Н, Цушко В.В, Сергеева Н.С и др.)

4. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ №2001611670 «Charvi» Российское агенство по патентам и товарным знакам, М., 2001, (авторы: Пьянков В.Н, Смирнов А.В, Кончичев М.М и др.)