

УДК 681.5 : 622

И.Ф. НУГАЕВ, В.И. ВАСИЛЬЕВ, Р.И. АЛИМБЕКОВ, А.С. ШУЛАКОВ

## АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТРАЕКТОРИЯМИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГНОЗИРУЮЩИХ МОДЕЛЕЙ

Рассматривается концепция построения системы автоматизированного управления траекториями нефтегазовых скважин на основе применения современных информационных технологий, включающая обобщенную структуру системы, функциональные структуры, математическое и алгоритмическое обеспечение подсистем. Рассматривается предложенный трехуровневый принцип построения алгоритмов принятия управляющих решений на основе прогнозирующей модели движения бурового инструмента. Представлен подход к построению многорежимной прогнозирующей модели траектории скважины, лежащий в основе математического обеспечения информационно-аналитической подсистемы, решающей задачи оперативного управления траекториями скважин. *Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин; система автоматизированного управления траекториями нефтегазовых скважин; прогноз траектории; многорежимная модель движения бурового инструмента*

### ВВЕДЕНИЕ

Повышение сложности условий добычи нефти и газа, труднодоступность разрабатываемых месторождений, увеличение глубины залегания продуктивных пластов приводят к необходимости комплексной автоматизации процессов бурения нефтегазовых скважин, разработки и внедрения новых образцов забойной аппаратуры, телеизмерительных и управляющих систем, основанных на применении современных достижений в данных областях. Эффективное применение автоматизированных систем управления процессом бурения может снизить сроки бурения в 1,5–2 раза и, соответственно, на 25–30 % снизить затраты на проводку скважины, повысить точность вскрытия продуктивных пластов и, как следствие, повысить нефтеотдачу.

Перспективным направлением развития данной области является применение современных информационных технологий основанных на использовании новых поколений измерительных систем и исполнительных механизмов, к которым относятся:

- телеметрические MWD системы (Measurement While Drilling), обеспечивающие точное определение формы траектории скважины в процессе бурения;
- телеуправляемые исполнительные механизмы, обеспечивающие оперативную коррекцию траектории движения бурового инструмента в процессе бурения.

Данная статья посвящена решению задачи построения автоматизированной системы управления траекториями нефтегазовых скважин (АСУ ТС), основанной на современных информационных технологиях и методах в области автоматизации управления. Предлагаемые ниже подходы основаны на результатах многолетних исследований, проводимых в УГАТУ совместно с НИИ Технических систем «ПИЛОТ».

## 1. ПРОБЛЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ ТРАЕКТОРИЯМИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

### 1.1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Целью управления траекторией движения бурового инструмента является обеспечение следующих требований:

- достижение требуемой области для вскрытия продуктивного пласта (терминальная задача);
- обеспечение ограничений на форму траектории скважины (интегральная задача).
- информирование оператора о текущем состоянии траектории и критических ситуациях (задача контроля).

### 1.2. ПАРАМЕТРЫ ТРАЕКТОРИИ СКВАЖИНЫ

Пространственное положение точки траектории скважины определяется следующим множеством координат (рис. 1):

– прямоугольные координаты  $(x, y, z)$ ;

– цилиндрические координаты:

$\theta$  – зенитный угол, угол между касательной к траектории в данной точке траектории и вертикалью;

$\alpha$  – азимутальный угол, угол между горизонтальной проекцией касательной к траектории в данной точке и направлением на магнитный Север.

Для описания всей траектории применяется множество параметрических зависимостей вида:

$$X(l) = (\theta(l), \alpha(l), x(l), y(l), z(l)), l \in [l_0, l_k],$$

здесь  $X$  – вектор координат пространственного положения точки траектории скважины;  $l$  – длина траектории скважины (параметр).

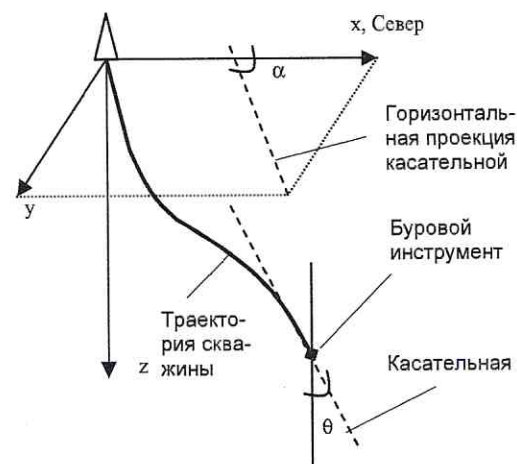


Рис. 1. Координаты траектории скважины

### 1.3. ОБЪЕКТ УПРАВЛЕНИЯ

Объектом управления является компоновка низа буровой колонны (КНБК), включающая в себя следующие компоненты:

- отклонитель КНБК;
- буровой двигатель (турбинный или электрический)
- долото;
- утяжеленные буровые трубы;
- калибрующие и стабилизирующие устройства.

Математическая модель движения бурового инструмента должна описывать траекторию скважины в форме (1) в условиях действия управляющих ( $U$ ) и возмущающих ( $V$ ) воздействий (рис. 2).



Рис. 2. Буровой инструмент как объект управления

Управляющие воздействия ( $U$ ) представляют собой множество технологических параметров: осевое давление на долото, структура и геометрические параметры компоновки низа буровой колонны и др. Возмущающие воздействия ( $V$ ) представляют собой множество геологических параметров разбуриваемой породы: углы наклона геологических пластов по зениту и азимуту, коэффициент анизотропии породы и др.

## 2. ОБОБЩЕННАЯ СТРУКТУРА САУ ТРАЕКТОРИЕЙ СКВАЖИНЫ

Основными функциями нового поколения автоматизированных систем управления траекторией скважины (АСУ ТС) являются следующие:

- информационное обеспечение – определение текущих координат бурового инструмента, фильтрация шумов измерения, компенсация ошибок измерительных систем.
- принятие управляющих решений – автоматизированная поддержка действий оператора на основе систем автоматического управления реального времени.
- осуществление управления – автоматизированное, оперативное изменение параметров бурового инструмента, в соответствии с принятым управляющим решением.

Структура САУ, обеспечивающая выполнение данных функций, представлена на рис. 3.

### 2.1. ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА

Обобщенная функциональная структура измерительной подсистемы показана на рис. 4.

*Скважинная измерительная подсистема* располагается в скважине непосредственно над буровым инструментом и обеспечивает измерение, предварительную цифровую обработку и помехозащищенное кодирование геометрических параметров траектории, включая зенитный, азимутальный и визирный углы (инклинометрия).

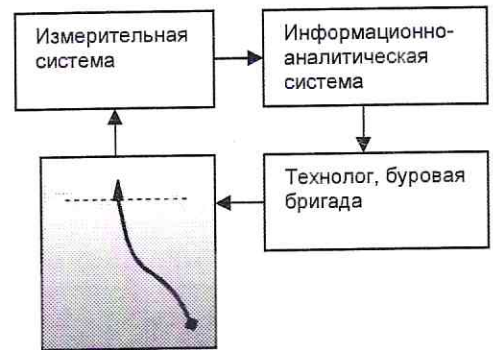


Рис. 3. Обобщенная структура САУ траекторией скважины



Рис. 4. Обобщенная структура измерительной системы

*Канал передачи данных* обеспечивает передачу измеренных данных на поверхность. Применяются кабельный и гидравлический принципы передачи данных.

*Наземная измерительная подсистема* обеспечивает измерение параметров скважины на поверхности, такие как: длина скважины, осевое давление на долото и др.

*Наземная подсистема обработки данных* обеспечивает сбор измеренных данных, цифровую фильтрацию, хранение отображение и передачу в информационно-аналитическую систему АСУ ТС.

### 2.2. ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

Информационно-аналитическая система выполняет следующие задачи [5]:

- 1) мониторинг траектории бурящейся скважины, включая: контроль траектории скважин относительно скважин куста; контроль траектории скважины относительно проектного профиля;
- 2) поддержка принятия оперативных управляющих решений по формированию траектории скважины;
- 3) управление данными, включая ввод измеренных данных, структурирование и хранение данных, интерфейс оператора.

Обобщенная структура системы, обеспечивающая достижение поставленных задач представлена на рис. 5.

Ниже рассмотрены предлагаемые принципы построения подсистем информационно-аналитической системы.

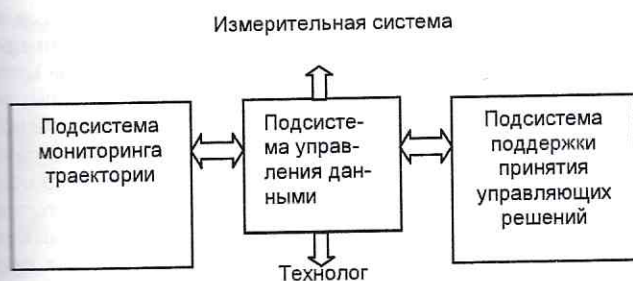


Рис.5. Обобщенная структура информационно-аналитической системы

2.2.1. ПОДСИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ДАННЫМИ

Задачи:

- ввод данных инклинометрии из измерительной системы;
- структурирование и управление данными;
- интерфейс технолога.

Оптимальная организация структуры данных системы лежит в основе эффективной работы всех модулей системы, обеспечивая их устойчивость, быстродействие, совместимость с другими информационными системами. Структура данных в рамках предложенной концепции основана на иерархическом принципе их организации: «месторождение» – «куст скважин» – «скважина» (рис. 6). Техническая реализация данной структуры осуществляется следующим образом: «месторождение» – директория файловой системы; «куст скважин» – файл базы данных; «скважина» – таблицы базы данных (таблица фактических координат траектории скважины (F), таблица координат проектного профиля скважины (P)). Запись таблицы F – координаты точки траектории скважины, соответствующие замеру инклинометрических данных. Запись таблицы P – параметры одного участка типового проектного профиля (одно-, двух-, трех- и т. д. интервальные профили).

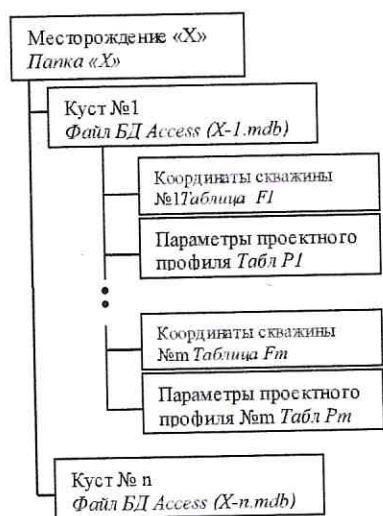


Рис. 6. Структура данных

Задача управления данными включает в себя следующие операции:

- подключение существующей базы данных и выбор рабочей скважины;
- создание новой и удаление существующей базы данных;
- создание новой и удаление существующих таблиц скважин;

Выполнение задач модуля производится на базе комплекса объектов управления базами данных DAO (Data Access Objects) с применением языка SQL.

2.2.2. ПОДСИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТРАЕКТОРИИ

Задачи:

- контроль траектории бурящейся скважины относительно проектной траектории;
- контроль траектории бурящейся скважины относительно ранее пробуренных скважин (кустовое бурение).

Контроль траектории бурящейся скважины относительно ранее пробуренных скважин включает в себя выполнение следующих операций:

1) расчет абсолютных декартовых координат траектории скважины (x, y, z) осуществляется на основе инклинометрических данных, включающих: зенитный угол  $\theta$ , азимутальный угол  $\alpha$ , длину скважины  $l$ . Базовыми соотношениями для расчета декартовых координат являются следующие:

$$\frac{dx}{dl} = \sin\theta(l) \cdot \cos\alpha(l); \frac{dy}{dl} = \sin\theta(l) \cdot \sin\alpha(l); \frac{dz}{dl} = \cos\theta(l)$$

Учитывая, что функции угловых координат являются данными инклинометрии, т. е. они имеют табличный вид, интегрирование системы уравнений возможно только численными методами, точность которых определяется выбранной аппроксимирующей функцией между узлами измерений. Достаточно высокой точностью обладает подход, основанный на методе трапеций, при котором значения углов между точками замера изменяются линейно, а траектория по дуге окружности. К методам, основанным на данном подходе, относятся: расчет по радиусу кривизны, расчет по минимуму кривизны, расчет по постоянной кривизне и др. [1].

2) Анализ сближения скважин осуществляется с целью исключения пересечения скважин куста. Для решения задачи применяется оптимизационный подход:

- от каждой точки  $X1_i$  скважины  $S1$  определяется расстояние до скважины  $S2$ ; в результате строится функция сближения  $d_{S1,S2}(X1_i)$ . Расстояние от точки  $X1_i$  до траектории  $S2$  здесь определяется как минимальное расстояние от точки  $X1_i$  до точек  $X2$  на всем интервале определения  $S2$ . Таким образом, для построения функции сближения необходимо для каждой точки скважины  $S1$  решить задачу минимизации:

$$d_{S1,S2}(X1_i) = \min_{X2 \in S2} |X1_i - X2|;$$

- степень сближения скважин  $S1$  и  $S2$  равняется минимуму функции сближения:

$$D_{S1,S2} = \min_{X1_i \in S1} d_{S1,S2}(X1_i)$$

Контроль траектории бурящейся скважины относительно проектной траектории включает в себя выполнение следующих операций:

- расчет координат проектного профиля – задача выбора типа профиля и расчета ее траектории известными методами [1].
- расчет относительных декартовых координат траектории – данная система координат, в отличие от абсолютной, развернута в горизонтальной плоскости на угол, равный проектному азимуту; в результате координатные оси имеют следующие направления: ось X – направлена на

проектный азимут; ось  $Y$  – образует с осью  $X$  правую прямоугольную систему координат; ось  $Z$  – направлена вертикально вниз.

- *сохранение проектного профиля в базе данных куста* – применение объектов комплекса DAO для заполнения строк таблицы Р-типа базы данных куста;

- *введение относительных координат скважины в базу данных куста* – применение объектов комплекса DAO для заполнения строк таблицы F-типа базы данных куста;

- *анализ отклонения траектории от проектного профиля* – задача решается на основе мониторинга траектории скважины относительно проектного профиля на базе графического интерфейса;

- *выработка рекомендаций по коррекции траектории скважины* – определение оптимальных траекторий корректирующих участков при недопустимом отклонении фактической траектории от проектной.

### 2.2.3. ПОДСИСТЕМА ПОДДЕРЖКИ УПРАВЛЯЮЩИХ РЕШЕНИЙ ПО ФОРМИРОВАНИЮ ТРАЕКТОРИИ СКВАЖИНЫ

Задачи:

- 1) построение проектных траекторий;
- 2) выработка рекомендаций по слежению за проектной траекторией;
- 3) выработка рекомендаций по достижению заданной терминальной области.

Алгоритмы выработки управляющих решений основаны на применении прогнозирующих моделей движения бурового инструмента и представляют собой трехуровневую систему:

1. *Проектный уровень управления* – на данном уровне САУ формирует желаемую проектную траекторию скважины и проектную программу управления с учетом технологических, геологических и экономических ограничений. Проектная траектория формируется на основе долгосрочных прогнозирующих моделей движения бурового инструмента. САУ на данном уровне представляет собой систему советующего типа, которая генерирует варианты траектории скважин на основе прогнозирующих моделей, предоставляя право выбора оптимальной траектории технологу буровику [2].

2. *Следящий уровень управления*. Задача уровня – компенсация отклонений от проектной траектории в процессе бурения в условиях действия случайных возмущающих воздействий. Применяются алгоритмы принятия решения на основе прогнозирующих моделей и нечеткой логики, описанные в [4].

3. *Программный уровень управления* – целью данного уровня управления является определение достижимости заданной конечной области траектории на основе прогноза и соответствующая коррекция проектной программы управления. Обобщенный алгоритм управления включает в себя следующие этапы:

- идентификация прогнозирующей модели движения бурового инструмента;
- прогноз траектории скважины до ожидаемой точки вскрытия продуктивного пласта;
- оценка достижимости допустимой терминальной области и принятие решения о дальнейшей стратегии бурения:
  - если допустимая терминальная область достижима, то бурение по текущей программе управления;
  - если допустимая терминальная область не достижима, то коррекция программы управления.

Поиск корректирующей программы управления осуществляется на основе оптимизации прогноза траектории скважины с применением метода динамического программирования. В качестве критерия оптимальности принят аддитивный критерий:  $J=J_1+J_2$ , где  $J_1$  – интегральный критерий, отражающий суммарное отклонение прогнозируемой траектории от проектной,  $J_2$  – терминальный критерий представляющий собой отклонений прогнозируемой точки вскрытия от проектной.

### 3. ПОСТРОЕНИЕ ПРОГНОЗИРУЮЩЕЙ МОДЕЛИ ДВИЖЕНИЯ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА

Сложность моделирования траекторий движения бурового инструмента обусловлена множеством изменяющихся факторов бурения, учет которых требует изменения структуры и параметров модели. Моделирование траекторий объектов данного типа предполагает применение многорежимной модели, представляющей собой комплекс взаимодействующих моделей, отражающих поведение объекта в изменяющихся условиях.

Анализ известных моделей движения бурового инструмента [1] показывает следующую связь между моделью и факторами бурения:

- *структура модели* определяется структурой моделируемой компоновки низа бурильной колонны (КНБК);

- *параметры модели* определяются параметрами элементов КНБК, технологическими и геологическими факторами бурения.

Многорежимная модель движения бурового инструмента может быть представлена в виде следующего множества [6]:

$$MM = \{ M_i(\Phi) \}, i=1, \dots, n, \quad (1)$$

где  $M_i$  – модель движения КНБК со структурой  $i$ -го типа (модель  $i$ -го режима);  $n$  – число моделируемых режимов;

$\Phi$  – множество факторов бурения, определяющих параметры модели:

$$\Phi = \{ \Phi_1, \Phi_2, \Phi_3 \}.$$

Здесь  $\Phi_1$  – множество параметров элементов КНБК:

$$\Phi_1 = \{ \Phi_{11}, \Phi_{12} \},$$

где  $\Phi_{11}$  – геометрические параметры (диаметры, длины, углы перекоса, расположение элемента относительно долота и др.);

$\Phi_{12}$  – характеристики материала (модуль упругости, жесткость, удельный вес);

$\Phi_2$  – множество технологических параметров бурения (осевое давление, скорость вращения долота, расход жидкости и др.);

$\Phi_3$  – множество геологических параметров разбуриваемой породы (углы падения пластов, коэффициент анизотропии и др.).

Классы моделей для различных режимов бурения соответствуют различным классам структур КНБК:

- по принципу бурения (роторный, турбинный, электро);
- по наличию отклоняющих элементов (ориентируемые, не ориентируемые);
- по наличию опорно-центрирующих и калибрующих элементов.

В качестве общей формы модели режима бурения целесообразно применение системы диф-

дифференциальных уравнений относительно переменных состояния вида:

$$dX/dL = F(X, \Phi), \quad (2)$$

где  $X$  – вектор переменных состояния, характеризующих движение бурового инструмента в пространстве;

$dX/dL$  – вектор производных переменных состояния по длине траектории;

$F$  – нелинейная векторная функция;

$\Phi$  – множество факторов бурения.

Как показывает анализ известных моделей движения КНБК [1], уравнения (2) могут быть записаны в виде:

$$\begin{cases} \frac{d\theta}{dl} = f_\theta(\theta, \Phi); \\ \frac{d\alpha}{dl} = f_\alpha(\theta, \Phi); \\ \frac{dx}{dl} = f_x(\alpha, \theta); \\ \frac{dy}{dl} = f_y(\alpha, \theta); \\ \frac{dz}{dl} = f_z(\theta) \end{cases} \quad (3)$$

где  $\theta, \alpha, x, y, z$  – переменные состояния, представляющие собой соответственно зенитный и азимутальный углы (цилиндрические координаты), а также прямоугольные координаты  $x, y, z$ , т.е.:

$$X = (\theta, \alpha, x, y, z);$$

$f_\theta, f_\alpha$  – функции, вид которых определяется структурой КНБК (отклоняющие факторы).

$f_x, f_y, f_z$  – функции, определяющие взаимосвязь между цилиндрическими и декартовыми координатами:

$$\begin{aligned} f_x(\theta, \alpha) &= \sin \theta \cdot \cos \alpha; \\ f_y(\theta, \alpha) &= \sin \theta \cdot \sin \alpha; \\ f_z(\theta) &= \cos \theta. \end{aligned} \quad (4)$$

Таким образом, структура модели (3) для конкретного режима бурения определяется структурой функций  $f_\theta, f_\alpha$ . Известны эффективные подходы к построению данных функций основанные на различных концепциях моделирования. В частности, учитывающие влияния таких факторов как отклоняющая сила, угол поворота оси долота, длина направляющего участка КНБК, рассчитываемых на основе факторов бурения ( $\Phi$ ) [1].

Моделируемая траектория, представляющая собой решение системы (3), принимает вид множества функций (фазовой траектории):

$$X(l) = (\theta, \alpha, x, y, z), l \in [l_0, l_k] \quad (5)$$

Большинство факторов, определяющих параметры модели ( $\Phi$ ), могут быть замерены или рассчитаны. Однако ряд факторов, таких как коэффициент фрезерования, коэффициент анизотропии, углы падения пластов не всегда могут быть достаточно точно оценены априорно. В данном случае осуществляется их идентификация как коэффициентов функций  $f_\theta, f_\alpha$  на основе регрессионного анализа инклинометрических данных ранее пробуренных участков скважины [4].

Построение траектории скважины в форме (5) представляет собой задачу Коши для системы (3).

Дано:

$$1) \text{ начальные условия: } X_0 = (\theta_0, \alpha_0, x_0, y_0, z_0);$$

2) план моделирования - интервалы бурения с заданными структурами КНБК:

$$l_1 < l < l_2, \text{ КНБК 1-го типа;}$$

...

$$l_{n-1} < l < l_n, \text{ КНБК } n\text{-1-го типа;}$$

3) многорежимная модель движения бурового инструмента, описывающая применяемые типы КНБК:  $dX/dl = F_i(X, \Phi), i = 1, \dots, n-1$ ;

Требуется:

определить траекторию скважины в форме:  $\theta = \theta(l); \alpha = \alpha(l); x = x(l); y = y(l); z = z(l), l \in [l_1, l_n]$ .

Общим подходом к решению данной задачи является применение численных методов интегрирования системы дифференциальных уравнений (3). В частности, алгоритм решения, основанный на методе Эйлера, представлен на рис. 7.

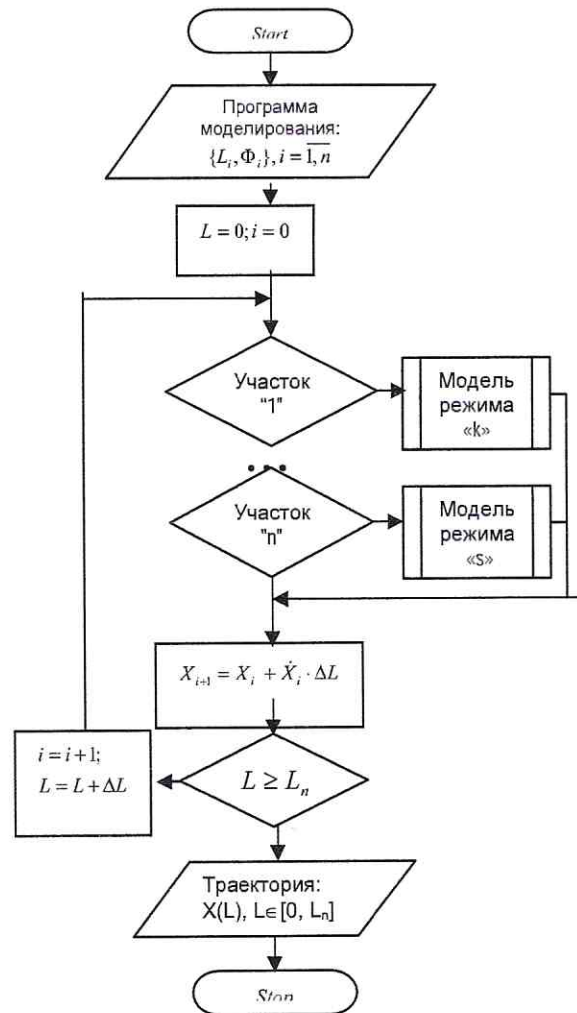


Рис. 7. Алгоритм многорежимного моделирования траектории скважины

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассматривается концепция построения системы автоматизированного управления траекториями нефтегазовых скважин на основе применения современных информационных технологий, включающая обобщенную структуру системы, функциональные структуры математическое и алгоритмическое обеспечение подсистем. Рассматривается предложенный трехуровневый

принцип построения алгоритмов принятия управляющих решений на основе прогнозирующей модели движения бурового инструмента. Представлен подход к построению многорежимной прогнозирующей модели траектории скважины, лежащий в основе математического обеспечения информационно-аналитической подсистемы, решающей задачи оперативного управления траекториями скважин.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сушон, Л. Я. Управление искривлением наклонных скважин в Западной Сибири / Л. Я. Сушон, П. В. Емельянов, Р. Т. Муллагалиев. М.: Недра, 1988. 124 с.
2. Алимбеков, Р. И. Компьютеризированные технологии управления бурением наклонно – направленных скважин / Р. И. Алимбеков, В. И. Васильев, И. Ф. Нугаев // Нефтяное хозяйство, 2000, №12. С. 120-122.
3. Nugaev, I. F. Computerized technology of control and decision support oil well directed drilling / I. F. Nugaev, V. I. Vasilyev, R. I. Alimbekov, A. S. Shulakov // Proc. Of 4-th Int. Conf. On Computer Science and Information Technologies (CSIT 02), Greece, 2002. P. 104-110.
4. Нугаев, И. Ф. Алгоритмы оперативного управления и прогнозирования в процессе бурения наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных скважин / И. Ф. Нугаев, Р. И. Алимбеков, В. И. Васильев // Вестник УГАТУ, 2004, Т 5, №1(9). С. 134-140.
5. Нугаев, И. Ф. Концепция построения информационно-аналитической системы контроля параметров траектории бурящейся скважины / И. Ф. Нугаев, Р. И. Алимбеков, В. И. Васильев // Мехатроника, автоматизация, управление, 2005, №8. С. 30-34.
6. Нугаев, И. Ф. Автоматизированная система моделирования траекторий наклонно-направленных скважин / И. Ф. Нугаев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, 2006, № 6. С. 14-18.