

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН  
ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМЕНИ АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ

ФАКУЛЬТЕТ «ЭЛЕКТРОНИКА И АВТОМАТИКА»  
КАФЕДРА «ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В УПРАВЛЕНИИ»

*На правах рукописи*

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ  
РАБОТА**

**Хайитбоева Сафарбой \_\_\_\_\_**

на тему: «Аппаратное и программное обеспечения процесса бурения скважин» по направлению 522300 - «Информатика и информационные технологии (в управлении)»  
для получения степени бакалавра

Зав.кафедрой

к.т.н., доц. Севинов Ж.У.

Руководитель

д.т.н., доц. Зарипов О.О.

Ташкент – 2016 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

стр.

ВВЕДЕНИЕ.....	
ГЛАВА I. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ СКВАЖИН .....	
1.1. Особенности процесса бурения скважин как объекта автоматизации .....	
1.2. Структура современной системы управления движением бурового инструмента и алгоритмы принятия решений по формированию управляющих воздействии .....	
1.3. Прогнозирование движения бурового инструмента в процессе принятия решений по выбору управляющих воздействий и подсистема исполнения решений .....	
ГЛАВА II. АППАРАТНОЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СКВАЖИН .....	
2.1. Общие положения и принципы построения математической модели движения компоновки низа бурильной колонны .....	
2.2. Выбор и обоснование системы уравнений, положенных в основу модифицированной кинематической модели движения компоновки низа бурильной колонны .....	
2.3. Алгоритмы прогноза траектории на основе регрессионного анализа и кинематической модели .....	
2.4. Результаты вычислительного эксперимента по оценке точности прогноза .....	
2.5. Алгоритмы терминального программного управления	

	на участке набора зенитного угла .....
2.6.	Аппаратная и программная реализация алгоритмов управления бурением .....
2.7.	Современные технологии и технические средства для информационного обеспечения процесса бурения скважин....
	Выводы по главе.....
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....
	ЛИТЕРАТУРА .....

## ВВЕДЕНИЕ

Автоматизация технологического процесса бурения разведочных скважин составляет важную часть научно-технического прогресса в проведении геологоразведочных работ. Теоретические исследования в области совершенствования управления процессом бурения и его оптимизации получили новые возможности практической реализации с появлением управляющей микропроцессорной техники и созданием на ее основе систем автоматизированного управления. Автоматизация технологических процессов на основе современной техники должна обеспечить интенсификацию производства, повышение качества и снижение себестоимости продукции. При этом необходимое условие качественного решения задачи автоматического управления процессом бурения – получение информации о состоянии процесса с требуемой оперативностью и точностью. Требуемая оперативность получения информации определяется необходимостью управления процессом в реальном масштабе времени, т.е. управляющие воздействия должны сформироваться с допустимым запаздыванием относительно изменений состояния управляемого процесса. Это обеспечивается тем, что технологические параметры должны измеряться с частотой, оптимальной для временных характеристик процесса бурения, к которым относятся длительность переходных процессов в приводе подачи бурового станка, инерциальные свойства буровой колонны, нестационарный характер процесса.

Процесс бурения скважины заключается в последовательном разрушении поверхности забоя скважины и извлечения продуктов разрушения на поверхность. Бурение скважины - сложный технологический процесс строительства ствола буровых скважин, состоящий из следующих основных операций: углубление скважины посредством разрушения горных пород буровым инструментом; удаление выбуренной породы из скважины;

крепление ствола скважины в процессе ее углубления обсадными колоннами; проведение комплекса геолого-геофизических работ по исследованию горных пород и выявлению продуктивных горизонтов; спуск на проектную глубину и цементирование последней (эксплуатационной) колонны.

Выделяют 4 категории бурения скважины в зависимости от их глубин: мелкое бурение- до 1500 м; бурение на средние глубины - до 4500 м; глубокое бурение - до 6000 м; сверхглубокое бурение - глубже 6000 м.

По характеру разрушения горных пород различают механические и немеханические способы бурения.

При разведке и эксплуатации залежей нефти и газа, которые находятся под участками, недоступными для установки бурового оборудования, а также для лучшего вскрытия залежи и в ряде других случаев используется искусственное искривление ствола скважины в заданном направлении (наклонное бурение: наклонно-направленное, кустовое, многозбойное, двухствольное).

В этой связи изучение и разработка аппаратного и программного обеспечения процесса бурения скважин представляется актуальной.

# ГЛАВА I. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

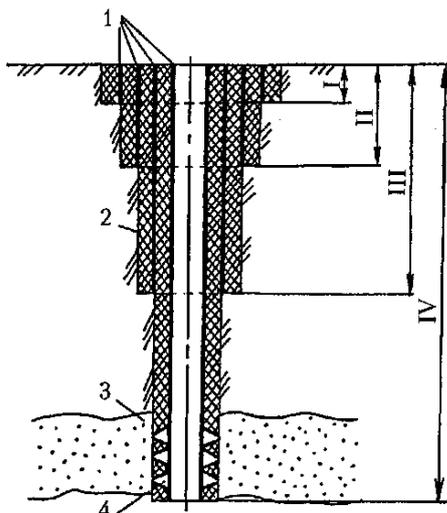
## 1.1. Особенности процесса бурения скважин как объекта автоматизации

Бурение - это процесс сооружения скважины путем разрушения горных пород. Скважиной называют горную выработку круглого сечения, сооружаемую без доступа в нее людей, у которой длина во много раз больше диаметра.

Верхняя часть скважины называется устьем, дно - забоем, боковая поверхность - стенкой, а пространство, ограниченное стенкой - стволом скважины. Длина скважины - это расстояние от устья до забоя по оси ствола, а глубина - проекция длины на вертикальную ось. Длина и глубина численно равны только для вертикальных скважин. Однако они не совпадают у наклонных и искривленных скважин [3-5].

Элементы конструкции скважин приведены на рис.1.1. Начальный участок I скважин называют направлением. Поскольку устье скважины лежит в зоне легкоразмываемых пород его необходимо укреплять. В связи с этим направление выполняют следующим образом. Сначала бурят шурф - колодец до глубины залегания устойчивых горных пород (4...8 м). Затем в него устанавливают трубу необходимой длины и диаметра, а пространство между стенками шурфа и трубой заполняют бутовым камнем и заливают цементным раствором 2.

Нижерасположенные участки скважины - цилиндрические. Сразу за направлением бурится участок на глубину от 50 до 400 м диаметром до 900 мм. Этот участок скважины закрепляют обсадной трубой 1 (состоящей из свинченных стальных труб), которую называют кондуктором II.



- 1 - обсадные трубы; 2 - цементный камень; 3 - пласт;  
4 - перфорация в обсадной трубе и цементном камне;  
I - направление; II - кондуктор; III - промежуточная колонна;  
IV - эксплуатационная колонна.

Рис.1.1. Конструкция скважины

Затрубное пространство кондуктора цементируют. С помощью кондуктора изолируют неустойчивые, мягкие и трещиноватые породы, осложняющие процесс бурения.

После установки кондуктора не всегда удается пробурить скважину до проектной глубины из-за прохождения новых осложняющих горизонтов или из-за необходимости перекрытия продуктивных пластов, которые не планируется эксплуатировать данной скважиной. В таких случаях устанавливают и цементируют еще одну колонну III, называемую промежуточной. Если продуктивный пласт, для разработки которого предназначена скважина, залегает очень глубоко, то количество промежуточных колонн может быть больше одной.

Последний участок IV скважины закрепляют эксплуатационной колонной. Она предназначена для подъема нефти и газа от забоя к устью скважины или для нагнетания воды (газа) в продуктивный пласт с целью

поддержания давления в нем. Во избежание перетоков нефти и газа в вышележащие горизонты, а воды в продуктивные пласты пространство между стенкой эксплуатационной колонны и стенкой скважины заполняют цементным раствором.

Для извлечения из пластов нефти и газа применяют различные методы вскрытия и оборудования забоя скважины. В большинстве случаев в нижней части эксплуатационной колонны, находящейся в продуктивном пласте, простреливают (перфорируют) ряд отверстий в стенке обсадных труб и цементной оболочке. В устойчивых породах призабойную зону скважины оборудуют различными фильтрами и не цементируют или обсадную колонну опускают только до кровли продуктивного пласта, а его разбуривание и эксплуатацию производят без крепления ствола скважины. Устье скважины в зависимости от ее назначения оборудуют арматурой (колонная головка, задвижки, крестовина и др.). При поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений бурят опорные, параметрические, структурные, поисковые разведочные, эксплуатационные, нагнетательные, наблюдательные и другие скважины. Опорные скважины закладываются в районах, не исследованных бурением, и служат для изучения состава и возраста слагающих их пород.

Параметрические скважины закладываются в относительно изученных районах с целью уточнения их геологического строения и перспектив нефтегазоносности. Структурные скважины бурятся для выявления перспективных площадей и их подготовки к поисково-разведочному бурению. Поисковые скважины бурят с целью открытия новых промышленных залежей нефти и газа. Разведочные скважины бурятся на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью для изучения размеров и строения залежи, получения необходимых исходных данных для подсчета запасов нефти и газа, а также проектирования ее разработки. Эксплуатационные скважины закладываются в соответствии со

схемой разработки залежи и служат для получения нефти и газа из земных недр. Нагнетательные скважины используют при воздействии на эксплуатируемый пласт различных агентов (закачки воды, газа и т.д.). Наблюдательные скважины бурят для контроля за разработкой залежей (изменением давления, положения водонефтяного и газонефтяного контактов и т.д.). Кроме того при поиске, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений бурят картировочные, сейсморазведочные, специальные и другие скважины.

По способу воздействия на горные породы различают механическое и немеханическое бурение. При механическом бурении буровой инструмент непосредственно воздействует на горную породу, разрушая ее, а при немеханическом разрушение происходит без непосредственного контакта с породой источника воздействия на нее. Немеханические способы (гидравлический, термический, электрофизический) находятся в стадии разработки и для бурения нефтяных и газовых скважин в настоящее время не применяются.

Современные технологии бурения представляют собой сложный и ответственный процесс и характеризуются набором многопрофильных операций и работ, среди которых важнейшей является проходка скважин [3-8]. Данный процесс имеет несколько наиболее существенных аспектов:

- выбор и использование технических средств, режимов их работы (технологический аспект),
- проводка ствола скважины (по заданной траектории) в заданной области пространства (навигационный аспект),
- комплекс подготовительных работ к эксплуатации скважин (геофизика, заканчивание скважин).

Соответственно, круг задач, решаемых системой управления проходкой скважины разделяется на три основные группы, характеризующие

различные стороны процесса и решаемые соответствующими подсистемами управления:

1) задачи управления технологическим режимом бурения - система управления технологическим режимом бурения на основе ряда критериев эффективности [6,9].

2) задачи управления подготовкой скважин к промышленной эксплуатации - система управления освоением скважин.

3) задачи управления траекторией скважины – система управления движением бурового инструмента (СУДБИ).

Системы управления технологическим режимом бурения и освоением скважин являются объектом постоянного внимания и усовершенствования со стороны специализированных научных и технических организаций и подразделений в силу целого ряда объективных и исторических предпосылок.

Что касается навигационного аспекта, то до недавнего времени он носил относительно второстепенный характер и решался достаточно легко. Однако, усложнение траекторий бурящихся скважин, удорожание этих скважин (исправление брака стоит дорого) выдвинули этот аспект в число важнейших.

Следует отметить, что управление проходкой скважин может проводиться на основании информации, полученной: только от наземных средств контроля, от наземных и глубинных средств контроля.

Использование только наземных средств контроля возможно в определенных случаях, в том числе благодаря, так называемым, естественным каналам связи (колонна труб, буровой раствор в стволе и затрубном пространстве, окружающая порода). Вместе с тем, характеристики естественных каналов связи подвержены случайным возмущениям, поэтому методы определения глубинных параметров данным способом весьма неточны, а в ряде случаев, и некорректны.

Применение глубинных средств контроля, особенно в сочетании с забойными механизмами изменения и стабилизации траектории, является наиболее универсальным, точным и оперативным методом для решения задач управления. При этом несомненное достоинство такого подхода имеет и обратную сторону - необходимость разработки, изготовления и эксплуатации надежно работающих технических средств в практически экстремальных условиях (жесткие ограничения по габаритам, высокий уровень механических воздействий, статического и динамического давления, зачастую высокая температура и химически агрессивный, абразивный буровой раствор).

Заметим, что навигационный аспект бурения порожден не только необходимостью попадания забоя скважины в заданную область земных недр, но и проводкой в соответствии с определенной траекторией (профилем). Существуют два основных фактора искривления ствола [3,10-12] - естественный и искусственный. Естественное искривление ствола вызывается двумя причинами - технологической и геологической.

При искусственном искривлении различают, в зависимости от вида траектории, скважины: вертикальные, наклонно - направленные скважины (ННС), горизонтальные скважины (ГС). В последнее время стали также выделять разветвленно-горизонтальные скважины (РГС). В свою очередь, ННС, ГС и РГС могут быть отнесены к скважинам со сложными траекториями (ССТ). Таким образом, ССТ можно считать такую скважину, ствол которой намеренно отклоняют от вертикали с целью достижения определенных зон или интервалов в целом ряде случаев [4,7].

В целом, по мнению целого ряда специалистов [7,9], важнейшими основаниями для применения технологи бурения ССТ являются: улучшение экономики бурения; повышение дебита скважин; повышение нефтеотдачи и извлекаемых запасов; снижение затрат на разработку и стоимости

эксплуатации; снижение потребности в морских основаниях при разработке прибрежных месторождений; сокращение затрат на разведку месторождений.

Для математического описания траектории ССТ в работе использованы следующие параметры и обозначения:

$l$  - длина скважины - расстояние по оси скважины от устья до точки замера (м);

$\theta$  - зенитный угол - угол между вертикалью и наклоном скважины (град);

$\alpha$  - азимутальный угол - угол между направлением на магнитный север и горизонтальной проекцией касательной к скважине в точке замера (град);

$\Psi$  - общее искривление скважины - угол между касательными к скважине в двух точках замера (град);

$k = \Delta\Psi/\Delta l$  - общая интенсивность искривления скважины - отношение общего искривления к длине отрезка скважины, на котором оно произошло (град/м);

апсидальная плоскость – вертикальная плоскость, проведенная через касательную к оси скважины в данной точке;

плоскость действия отклонителя - проходит через две пересекающиеся прямые: ось долота и касательную к оси скважины;

$\vartheta$  - угол перекоса отклонителя - угол перекоса осей верхней и нижней секций отклонителя;

$\varphi$  - угол установки отклонителя - угол между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя;

В процессе бурения ССТ систематически осуществляется измерение цилиндрических координат точки забоя скважины: длина скважины ( $l$ ); азимутальный угол ( $\alpha$ ); зенитный угол ( $\theta$ ); угол установки отклонителя ( $\varphi$ ).

Измеряемые координаты характеризуют траекторию скважины, и дают однозначное представление о ее пространственном положении.

При решении проблемы формирования траектории ствола ССТ применяют следующую схему двухэтапной оптимизации [4,6].

- 1) проектирование программной (оптимальной) траектории соответствующей программе оптимального управления;
- 2) реализация оперативного корректирующего управления.

На этапе проектирования (расчета) программной траектории на основе статистических моделей долгосрочного прогнозирования рассчитывается оптимальная проектная траектории ССТ  $X_{II} = X_{II}(l)$  (1) (рис.1.2), обеспечивающая достижение цели бурения и выполнение технологических требований, а также соответствующая проектная программа управления  $U_{II} = U_{II}(l)$ , определяющая порядок смены типов компоновок низа буровой колонны (КНБК) по длине скважины, обеспечивающий движение бурового инструмента по проектной траектории.

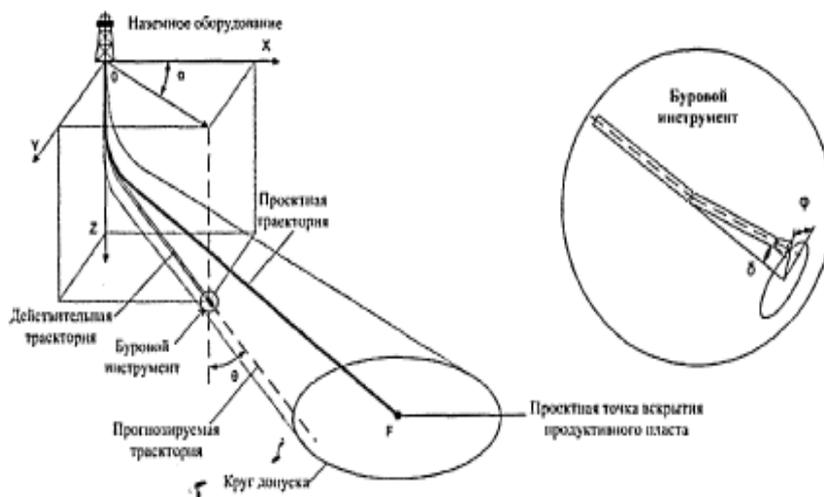


Рис.1.2. Общая схема проводки ССТ

Остановимся на некоторых вопросах формирования траектории ССТ.

*Проектная траектория ствола ССТ* состоит из нескольких типовых проектных участков. Исходной информацией для расчета проектного профиля является положение устья скважины и целевая конечная точка

вскрытия продуктивного пласта. Исходя из имеющихся условий, выбирается тип профиля и рассчитываются его участки. При расчете профиля стремятся к оптимальности, обеспечивая минимум затрат на бурение и управление, максимум безопасности и т.д. при выполнении технологических ограничений.

*Проектная программа управления* задает порядок смены КНБК и типовых управляющих воздействий по длине ствола скважины. В реальных условиях сложно провести ССТ по проектной программе, что обуславливается трудно предсказуемым характером внешних возмущающих воздействий, вызывающих «естественное» отклонение ее параметров от расчетных.

В результате действия перечисленных выше возмущающих факторов возникают существенные осложнения при проводке скважины, такие как смещения забоя фактической траектории скважины на десятки и сотни метров от проектной траектории, возникновение резких перегибов и уступов ствола скважины, что может привести к невыполнению цели бурения и возникновению аварийных ситуаций.

Эффективным способом решения данной проблемы является оперативное управление направленным бурением ССТ, т.е. выработка и осуществление корректирующего управления в процессе бурения по результатам оценки текущего состояния точки забоя, обеспечивающие достижение поставленной цели управления и требований к параметрам траектории ствола скважины. В результате, в процессе управления может быть найдена новая программа оперативного управления, отличающаяся от проектной.

Как уже отмечалось, решение задачи оперативного управления должно осуществляться с помощью системы управления движением бурового инструмента (СУДБИ).

## 1.2. Структура современной системы управления движением бурового инструмента и алгоритмы принятия решений по формированию управляющих воздействии

Ведущей мировой тенденцией в развитии СУДБИ является автоматизация процессов бурения на основе широкого применения различных технических средств, способных решать в реальном масштабе времени задачи обработки информации и формирования управляющих воздействий; создания и внедрения бурового инструмента с управляемыми параметрами, позволяющего осуществлять управление проводкой скважины без остановки самого процесса бурения; использование забойных измерительных (MWD) систем [10-17].

Обобщенная структура СУДБИ, представленная на рис.1.3, содержит следующие подсистемы:

- объект управления - буровой инструмент;
- подсистема исполнения решения;
- подсистема принятия решения;
- подсистема проектирования;
- подсистема контроля и передачи данных.

В качестве объекта управления СУДБИ здесь выступает КНБК - компоновка низа буровой колонны, т.к. она является основным формообразующим элементом, определяющим траекторию скважины.



Рис. 1.3 Обобщенная структура СУДБИ

Управление траекторией может осуществляться как путем поворота КНБК с поверхности (посредством поворота самой буровой колонны), так и непосредственно изменением параметров КНБК.

Применяемые при бурении типы КНБК с точки зрения управления можно свести к двум обобщенным типам, в порядке возрастания степени управляемости пространственной интенсивностью искривления траектории движения КНБК и ее распределения между интенсивностями изменения азимутального и зенитного углов:

- 3) неориентируемый тип КНБК (НКБК);
- 4) ориентируемые типы КНБК (ОКНБК) - включает в себя:
  - ориентируемый тип КНБК с фиксированным углом перекоса отклонителя (ФОКНБК);
  - управляемый ориентируемый тип КНБК (УОКНБК).

Под степенью управляемости здесь понимается возможность влияния на направление бурения без замены всей компоновки.

Неориентируемый тип КНБК (НКБК) предназначен для бурения прямолинейных (вертикальных, наклонных, горизонтальных) и слабо искривленных участков набора или падения зенитного угла [16].

Ориентируемые типы КНБК применяются при осуществлении интенсивного ориентируемого искривления траектории скважины. Такие

КНБК характеризуются наличием специальных отклоняющих устройств (кривой переходник, отклонитель), обеспечивающих искусственный перекося между осью скважины и осью долота (угол перекося отклонителя), позволяющий двигаться по траектории с необходимой кривизной. Направление плоскости искривления определяется углом поворота корпуса ОКНБК относительно оси скважины.

В качестве обобщенных управляющих параметров, определяющих траекторию движения ОКНБК, могут быть приняты:

1) угол установки отклонителя  $\alpha$ , т.е. угол между вертикальной плоскостью, проходящей через касательную к траектории скважины в точке забоя и осью долота ОКНБК, предназначен для распределения пространственной интенсивности искривления скважины между интенсивностями изменения азимутального и зенитного углов.

2) расчетная кривизна траектории (пространственная интенсивность искривления скважины) - связана с геометрическими параметрами отдельных элементов ОКНБК и, в основном, определяется углом перекося отклонителя и длинами направляющих частей ОКНБК.

Для ОКНБК с фиксированным углом перекося отклонителя (ФОКНБК) регулирование пространственной кривизны траектории ограничено. Требуемая пространственная ориентация плоскости искривления траектории ( $\varphi$ , град) осуществляется путем поворота колонны буровых труб с помощью привода ротора буровой колонны, и в качестве управляющего воздействия можно рассматривать угол  $\varphi_p$  поворота привода ротора буровой колонны. Таким образом, при использовании ФОКНБК возможно регулирование угла установки отклонителя, а значит, и регулирование распределением пространственной интенсивности искривления между интенсивностями изменения азимутального и зенитного углов.

Управляемый ориентируемый тип КНБК (УОКНБК) характеризуется наличием специальных телеуправляемых отклонителей, позволяющих

осуществлять автоматическое управление интенсивностью азимутального и зенитного искривления в процессе бурения путем регулирования углов перекоса и установки отклонителя непосредственно на забое. УОКНБК является универсальной компоновкой и может применяться как на участках интенсивного ориентируемого искривления траектории скважины, так и на прямолинейных (вертикальных, наклонных, горизонтальных) и слабо искривленных участках набора или падения зенитного угла.

Подсистема принятия решений (ППР) на рис.1.3 выполняет функцию выработки управляющих воздействий, обеспечивающих достижение цели управления траекторией ССТ.

Обобщенная блок - схема существующего алгоритма выработки управляющих воздействий, приведенная на рис.1.4 и включает в себя следующие характерные элементы:

1) Оператор бурения - субъект, который располагает некоторой совокупностью проектных данных по скважине, к которому поступает измерительная информация из бурящейся скважины и который наделен определенными полномочиями по принятию решения;

2) Центральная инженерно-технологическая служба (ЦИТС) исполнителя работ (Подрядчика);

3) Технологическая служба Заказчика.

Как следует из представленной блок - схемы, процедура принятия решений имеет 3 уровня:

- уровень оператора бурения;
- уровень Подрядчика;
- уровень Заказчика.

Указанные уровни представлены иерархическим набором некоторых стандартных решений и методик их принятия, формируемых в значительной степени произвольно и субъективно.

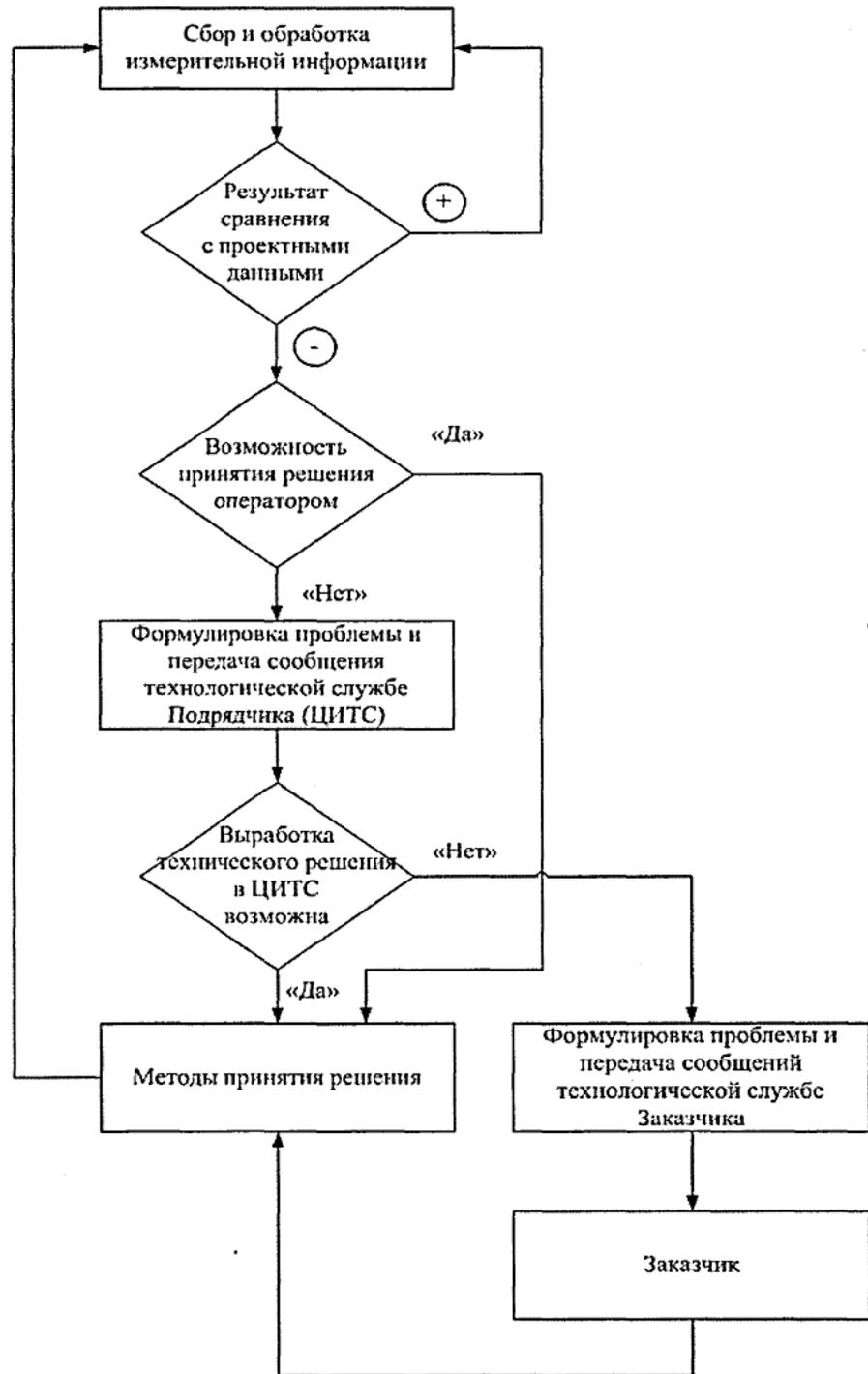


Рис.1.4. Схема существующего алгоритма выработки управляющих воздействий

Главные недостатки существующего способа принятия решений сводятся к следующему:

- определение управляющего воздействия производится на основе конкретного субъективного опыта (оператора, технолога и т.д.);
- возможности оптимизации весьма ограничены;
- процедура выработки решения может быть весьма длительной, особенно в случае использования всех 3-х уровней.

Самый эффективной формой организации подсистемы принятия решений является ее создание на основе управляющей ЭВМ, т.е. реализация автоматического принципа управления.

Вместе с тем, реализация этого принципа затруднительна вследствие целого ряда причин технического и научного порядка (и, прежде всего, отсутствие исполнительных механизмов, отвечающих определенным требованиям; отсутствие эффективного математического, алгоритмического и программного обеспечения решения задачи выработки оперативного управления на базе ЭВМ).

Важным шагом к созданию автоматической системы является решение задач, связанных с реализацией автоматизированного принципа управления; предполагающего непосредственное участие оператора в процессе бурения с использованием компьютеризированных технологий и нового поколения измерительных приборов и исполнительных механизмов.

Прежде всего для построения такой системы необходимо решить задачу разработки алгоритмического обеспечения, включая решение таких вопросов, как:

- 1) Математическая постановка задачи управления.
- 2) Выбор адекватной математической модели движения бурового инструмента.
- 3) Разработка алгоритмов управления движением КНБК различного типа на основе математической модели.

4) Разработка алгоритмов прогноза траектории движения КНБК.

Рассмотрим подробнее аспекты, связанные с разработкой математической модели движения бурового инструмента, как основополагающего вопроса.

1.3. Прогнозирование движения бурового инструмента  
в процессе принятия решений по выбору управляющих воздействий  
и подсистема исполнения решений

Прогнозирование движения КНБК является важным этапом процесса принятия решений по выбору управляющих воздействий при проводке ССТ.

Необходимость прогнозирования обусловлена неизбежностью отклонения текущей траектории от проектной и опасности невыполнения задачи бурения. Своевременное обнаружение критических ситуаций также возможно лишь на основе прогноза траектории движения бурового инструмента.

Целями прогнозирования являются [3,17-22]:

1) оценка опасности пересечения прогнозируемой траектории со стволами ранее пробуренных скважин (в основном на верхних участках проектной траектории);

2) оценка попадания траектории в цель - в конечную точку участка или в проектную точку вскрытия продуктивного пласта.

Общие требования, предъявляемые к прогнозу:

1) прогноз необходимо проводить на различных участках проектного профиля, разбуриваемых ОКНБК и НКНБК;

2) необходим учет возможности изменения параметров компоновок (в том числе угла установки отклонителя  $\alpha$  и угла перекоса отклонителя  $\beta$ );

3) необходим учет зависимости пространственной интенсивности искривления скважины от величины зенитного угла, угла перекоса отклонителя и т.д.

В зависимости от применяемых КНБК и характера управляющих воздействий, могут быть различные постановки задачи прогноза. Простейшая постановка сводится к прогнозу дальнейшего движения КНБК при неизменном составе горных пород и сохранении величины управляющих воздействий. Более сложные постановки в следующих случаях или их сочетаниях:

- отсутствие участка идентификации, пройденного с прогнозируемой КНБК;
- изменение величины управляющих воздействий;
- смену КНБК в процессе бурения.

Наиболее сложной постановкой будет задача прогноза в случае последовательного применения нескольких КНБК со сменой управляющих воздействий, когда отсутствует пройденный интервал, по которому можно было бы провести идентификацию параметров модели движения бурового инструмента.

Данному прогнозу может соответствовать прогноз движения по всему проектному профилю.

Подсистема исполнения решения (ПИР) выполняет функцию реализации управляющих воздействий, значения которых формируются в подсистеме планирования решений (рис.1.4).

Обобщенная структура ПИР включает в себя следующие основные элементов:

1) буровой мастер (буровая бригада) - обеспечивает координацию и функционирование элементов ПИР, вследствие ручного характера большинства операций по реализации управления траекторией ССТ на серийных буровых установках;

- 2) средства реализации управления, включая следующие:
  - подъем на поверхность и спуск в забой КНБК;
  - формирование структуры КНБК;
  - формирование геометрических параметров КИЕК;
  - пространственную ориентацию КНБК в забое.

Современное развитие ПИР характеризуется разработкой и внедрением средств, обеспечивающих автоматизацию процесса реализации управления. Данные средства предполагают наличие исполнительных механизмов, обеспечивающих телерегулирование параметров КНБК без остановки процесса бурения.

На основании вышеупомянутого можно сделать вывод о том, что современный уровень развития средств реализации управляющих воздействий на буровой инструмент позволяет осуществлять автоматизированное управление траекторией С СТ.

Таким образом, обобщая выше изложенное можно заключить следующее. Значение навигационного аспекта бурения ССТ возрастает в силу целого ряда объективных причин. В то же время, возможности повышения эффективности существующих систем направленного бурения ограничены из-за недостатков подсистемы принятия решения, несовершенства средств контроля траекторных параметров бурения. Повышение эффективности оперативного управления траекторией бурения ССТ необходимо осуществлять на основе автоматизации процесса с использованием методов интеллектуального управления, высоконадежных и точных средств измерений и систем передачи информации. Выработка управляющих воздействий, обеспечивающих высокое качество управления траекторией бурения, достижима на основе алгоритмического и программного обеспечения, базирующегося на адекватных и точных математических моделях движения КНБК и использовании современных компьютерных технологий.

Анализ существующих средств контроля параметров траектории ствола скважины показал, что наиболее приемлемыми для скважинных измерений являются феррозондовые преобразователи азимута, а в качестве датчиков наклона - датчики угла с использованием физического маятника (акселерометры, преобразователи на основе вращающихся трансформаторов). Причем, как показывают результаты исследований и накопленный опыт, наиболее перспективным для СУДБИ является применение инклинометрического преобразователя с жесткозакрепленными трехосными феррозондами и акселерометрами. В то же время, существующие средства не обеспечивают требуемую точность и достоверность контроля в условиях глубинных измерений (воздействие температурных полей, механических перегрузок, искажений магнитного поля Земли, при жестких ограничениях на габариты и доступность).

Для передачи глубинной информации наилучшим образом для СУДБИ подходят гидроакустические каналы связи, отсутствие применения которых в нашей стране объясняется недостаточной их изученностью.

## ГЛАВА II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДВИЖЕНИЯ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И АЛГОРИТМЫ ПРОГНОЗА ТРАЕКТОРИИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

### 2.1. Общие положения и принципы построения математической модели движения компоновки низа бурильной колонны

Большинство исследований прогнозирования неконтролируемого искривления скважин при бурении направлены на установление причин искривления скважин и влияние различных факторов, таких как фрезерующая способность долота, накат на стенку скважины, геологические условия и др. [15, 23-28].

На основе теоретических результатов и накопленного опыта сформировались различные методы прогноза искривления скважин. Эти методы позволяют решить задачу идентификации каждой из применяемых компоновок с учетом статистики естественных искривлений скважин, теоретических результатов, применяемой технологии и геологических условий [25]. Разработаны различные частные программы, обеспечивающие применение этих методов для расчета и подбора необходимых компоновок для проводки скважины по траектории и прогнозирования искривления скважин. Обзор основных результатов в данной области приведен в монографии [3]. Ряд работ посвящен математическому моделированию процессов бурения и прогноза искривлений [15, 27-30].

Зачастую, в качестве общего подхода к построению модели движения КНБК принимается известная концепция объединения кинематического и статистического подходов, для которого справедливо соотношение [6]:

$$\frac{dx_i}{dL_H} = F_1(x, U, L_H) + \Delta F_i(x, A, L_H) \quad (2.1)$$

где  $F_1$  - функция построенная на базе кинематических представлений движения КНБК, определяющая основные закономерности движения и включающая в себя в явном виде следующие параметры;

$x(\varphi, \theta, \alpha, x, y, z)$  - вектор координат состояния;

$U[k(L_H), \varphi(L_H)]$  - вектор управляющих параметров в режиме ОКНБК;

$L_H$  - текущая длина скважины;

$\Delta F_i$  - функция, определяющая влияние неучтенных геологических факторов на процесс формирования траектории;

$A$  - вектор параметров, оцениваемых в процессе бурения по текущим инклинометрическим данным. На основе данного подхода, в [13] получена математическая модель:

$$\begin{aligned} \frac{d\theta}{dL_H} &= \frac{2}{L_B} \cdot \left[ \left( \gamma_{oc} + \frac{f \cdot F_y}{F_{oc}} + \beta_{nc} \right) \cdot \cos \varphi - \frac{f \cdot Q_n \cdot \sin \theta}{F_{oc}} + \delta_1 \right] \\ \frac{d\alpha}{dL_H} &= \frac{2}{L_B} \cdot \left[ \left( \gamma_{oc} + \frac{f \cdot F_y}{F_{oc}} + \beta_{nc} \right) \cdot \frac{\sin \varphi}{\sin \theta} + \delta_2 \right] \end{aligned} \quad (2.2)$$

где  $f$  - коэффициент фрезерующей способности долота;

$F_y$  - упругая отклоняющая сила, действующая в плоскости искривления отклонителя;

$Q_n$  - составляющая веса направляющего участка КНБК, действующая вниз перпендикулярно к оси компоновки;

$\gamma_{uc}$  - угол поворота оси долота под действием осевой нагрузки и веса забойного двигателя;

$\beta_{nc}$  - угол несоосности компоновки и скважины;

$\delta_1, \delta_2$  - коэффициенты, учитывающие влияние анизотропии пород (статистические составляющие);

$L_H$  - длина хорды между точкой касания нижней образующей турбобура стенки скважины и точки на долоте.

Очевидным недостатком данной модели является наличие статистической составляющей, представленной коэффициентами  $\delta_1$  и  $\delta_2$  которая может быть зачастую значительной и трудно поддающейся универсализации при различных условиях.

В ряд исследований, посвященных построению модели движения бурового инструмента используется представление КНБК в виде недеформируемого или частично деформируемого стержня [7, 16]. Как известно [22], простейшая конструкция КНБК (так называемая гладкая компоновка) включает в себя долото, забойный двигатель и УБТ. В практике бурения нефтяных и газовых скважин допускаются весьма малые искривления скважин, поэтому КНБК на всем протяжении должна быть максимально жесткой на изгиб. На этом основании гладкая компоновка в скважине обычно представляется сжатой, тяжелой, упругой балкой с, возможно, переменной по длине жесткостью. Диаметр долота всегда больше диаметров УБТ и двигателей. Отсюда следуют граничные условия - со стороны забоя - шарнирное закрепление балки, другой конец балки - в точке первого касания КНБК со стенкой скважины. Так как в окрестности точки касания возникает значительная поперечная сила, то можно считать этот конец балки упруго зафиксированным. Эти предположения достаточны для расчета сжатой балки, а значит, и всех сил и моментов, действующих на КНБК.

Для случая КНБК с опорными элементами - низ бурильной колонны оснащается несколькими центрирующими опорными элементами. Такие КНБК можно представить в виде неразрезной сжатой балки на шарнирных опорах. Со стороны забоя опорным элементом служит долото, верхней опорой служит точка первого касания, которая всегда существует. И здесь граничные условия - такие же, как для гладкой компоновки. Методы, используемые в теории сопротивления материалов [17], в частности, теорема трех моментов, позволяют вычислить все действующие на КНБК силы и

моменты. Установка надцолотных опорно-центрирующих элементов не изменяет принципиально модели для гладкой компоновки. Все неориентируемые компоновки по своим геометрическим параметрам осесимметричны, что является характерным признаком данных КНБК.

К числу ориентируемых компоновок относятся КНБК, содержащие кривой переводник с забойным двигателем, а также отклоняющие устройства с накладкой, с эксцентричным шпилем и некоторые другие. Такие компоновки представляются также упругими или жесткими балками с учетом их геометрических параметров. Действие отклонителей обусловлено, как правило, их так называемой вписываемостью в забой. Граничные условия для КНБК с отклони- телем такие же, как для гладкой компоновки: со стороны забоя - шарнирное закрепление балки, другой конец балки - в точке первого касания КНБК со стенкой скважины.

В работе [9] изложен метод построения динамических уравнений движения КНБК. При этом учитывается тот факт, что в точке первого касания существуют большие прижимающие силы. Логично предположить, что буровая колонна (или верхний конец КНБК) в точке первого касания со стенкой скважины имеет кривизну одинаковую с осевой линии буровой колонны и скважины в этой точке равны. Отсюда возникает возможность вычислить перерезывающие силы в точке касания в сечении колонны двумя способами:

- а) исходя из связи моментов и перерезывающих сил в сечениях упругих стержней, например, в плоскости изгиба;
- б) с использованием методов теории сопротивления материалов или теории стержней с учетом всех активных сил и моментов, действующих на КНБК.

Уравнения равновесия перерезывающих сил приводят к уравнениям движения КНБК в виде:

$$Gy_{x^3}''' = Gy_{x^3}'''(a_1, a_2, a_3, \dots);$$

где  $a_i$  - механические, геометрические, технологические и другие параметры компоновки и режима бурения;

$G, y$  - жесткость на изгиб и прогиб стержня соответственно.

Таким образом объединяются кинематический и динамический подходы к построению движения КНБК и предоставляется возможность учесть все факторы, влияющие на это движение.

## 2.2. Выбор и обоснование системы уравнений, положенных в основу модифицированной кинематической модели движения компоновки низа бурильной колонны

На данном этапе решается задача построения математической модели движения бурового инструмента как объекта управления для решения задач прогноза и оперативного управления бурением ССТ.

В качестве базовой - рассмотрим конструкцию ориентируемой КНБК, включающую в себя отклонитель с турбинным или винтовым двигателем и кривым переводником. Действие такого отклонителя обычно определяют по его вписываемости без учета упругих деформаций. Учет упругих свойств отклонителя необходим на этапе конструирования и выбора оптимальной компоновки, для расчета отклоняющих сил, проходимости в скважине и т.д.

В задачах управления и прогноза траектории бурения необходимо знать уравнения движения отклонителя в пространстве, в забое. Выведем эти уравнения по методике изложенной в [9,11]. Пусть  $(O, x, y, z)$  - декартова передвижная система координат. Ось  $z$  направлена по вертикали вниз, оси  $y, x$  ориентированы по сторонам света в горизонтальной плоскости (рис.2.1). Пусть  $(M, x', y', z')$  такая же подвижная система координат, связанная с отклонителем. Ось  $Mz'$  направлена по верхнему плечу отклонителя. Ось  $Mx'$  расположена в плоскости отклонителя, а ось  $- My'$  нормально к ней.

Положения репера  $(M, x', y', z')$  будем определять углами Эйлера  $\theta, \alpha, \varphi$  [8]. В данном случае  $\theta$  - угол зенита,  $\alpha$  - угол азимута,  $\varphi$  - угол поворота плоскости отклонителя. В процессе бурения по мере углубления скважины все углы будут функциями  $l$  - длины скважины по стволу, отсчитываемой от любой фиксированной точки:  $\theta(l), \alpha(l), \varphi(l)$ . Правила отсчета углов указаны на рис.2.1. Там же:  $ML_H$  - линия узлов, т.е. линия пересечения горизонтальной плоскости  $\pi$  и плоскости  $\pi'$  осей  $Mx', My'$ . Отклонитель  $MA, AB$  находится в плоскости  $\pi'$  осей  $Mx', Mz'$ .

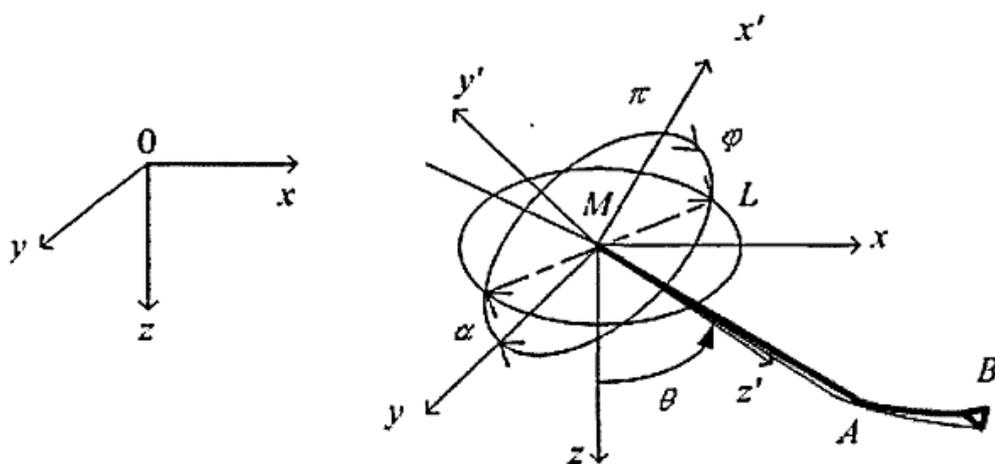


Рис. 2.1. Схема действия отклонителя в скважинной системе координат

Пусть  $\bar{e}_1, \bar{e}_2, \bar{e}_3$  - орты осей, соответственно,  $Mx', My', Mz'$ . Напишем уравнения движения триэдра  $M, \bar{e}_1, \bar{e}_2, \bar{e}_3$ , которые называются деривационными формулами [4]:

$$\begin{aligned} \dot{\bar{e}}_1 &= r\bar{e}_2 - q\bar{e}_3, \\ \dot{\bar{e}}_2 &= -r\bar{e}_1 + p\bar{e}_3, \\ \dot{\bar{e}}_3 &= q\bar{e}_1 - p\bar{e}_2 \end{aligned} \quad (2.3)$$

где на основе подходов [4] можно определить составляющие вектора Дарбу:

$$\begin{aligned}
 p &= \dot{\theta} \sin \varphi - \dot{\alpha} \sin \theta \cos \varphi, \\
 q &= \dot{\theta} \cos \varphi + \dot{\alpha} \sin \theta \sin \varphi, \\
 r &= \dot{\alpha} \cos \theta + \dot{\varphi}, \\
 (0 \leq \theta \leq \pi, 0 \leq \alpha \leq 2\pi, 0 \leq \varphi \leq 2\pi,)
 \end{aligned}
 \tag{2.4}$$

Как и выше, точками обозначены производные по длине дуги  $l$ . Вектор угловой скорости вращения триэдра равен

$$\bar{\omega} = p\bar{e}_1 + q\bar{e}_2 + r\bar{e}_3
 \tag{2.5}$$

Вторая группа уравнений получается следующим образом. Если  $O\bar{M}$  (рис.2.1) - радиус-вектор толчки  $M$  триэдра, то

$$O\bar{M} = \bar{e}_3
 \tag{2.6}$$

по построению. С другой стороны по таблице косинусов [4,14]:

$$\bar{e}_3 = \sin \theta \cos \alpha \bar{e}_1^0 + \sin \theta \sin \alpha \bar{e}_{21}^0 + \cos \theta \bar{e}_3^0$$

где  $\bar{e}_j^0$  орты системы координат  $0, x, y, z$ . Тогда равенство (2.6) в координатах  $x, y, z$  можно переписать в виде:

$$O\bar{M} = x\bar{e}_1^0 + y\bar{e}_2^0 + z\bar{e}_3^0.$$

где

$$\dot{x} = \sin \theta \cos \alpha, \quad \dot{y} = \sin \theta \sin \alpha, \quad \dot{z} = \cos \theta.
 \tag{2.7}$$

Системы уравнений (2.3), (2.4), (2.7) описывают движение подвижного триэдра  $(M, \bar{e})_j$ , произвольно скрепленного с кривой, когда начало его (точка  $M$ ) движется вдоль кривой с единичной скоростью. Если углы  $\theta, \psi, \varphi$  даны как функции  $l$ , то они описывают таким образом определенную кривую. Действительно, система дифференциальных уравнений (2.3), (2.4), (2.7) имеет общее решение:  $x(l), y(l), z(l); \theta(l), \alpha(l), \varphi(l)$ ; где первые три функции определяют параметрические уравнения кривой:  $x(l), y(l), z(l)$ . Эта кривая линия определена с точностью до ее положения в пространстве.

В рассматриваемом случае триэдр  $M, x', y', z'$  скреплен с отклонителем так, что вектор  $\bar{e}_3$  направлен по верхнему плечу отклонителя и по касательной к кривой в точке  $M$ , а плоскость отклонителя лежит в плоскости

$x', z'$  и переко́с направлен в сторону оси  $Mx'$  (рис.2.1). В результате этого, составляющая угловой скорости  $\dot{\psi}$  по оси  $Mx'$  будет равна нулю

$$p = 0, \quad (2.8)$$

причем ее составляющая по оси  $My'$ , равная

$$q = k \quad (2.9)$$

$k$  - кривизна траектории в плоскости отклонителя.

Уравнения (2.3), (2.4), (2.7) совместно с (2.8), (2.9) представляют собой уравнения движения отклонителя в забое. Так как угол  $\varphi$  - здесь известная функция или же определяемая из других дополнительных условий, то для определения движений отклонителя, т.е. траектории бурения, достаточны уравнения (2.7) - (2.9).

Запишем уравнения (2.8), (2.9) в явном виде:

$$\begin{aligned} \dot{\theta} \sin \varphi - \dot{\alpha} \sin \theta \cos \varphi &= 0, \\ \dot{\theta} \cos \varphi - \dot{\alpha} \sin \theta \sin \varphi &= q \end{aligned} \quad (2.10)$$

Разрешая их относительно  $\dot{\alpha}, \dot{\theta}$  находим:

$$\begin{aligned} \dot{\theta} &= k \cos \varphi, \\ \dot{\alpha} &= k \frac{\sin \varphi}{\sin \theta}, \end{aligned} \quad (2.11)$$

Присоединим сюда уравнения:

$$\dot{x} = \sin \theta \cos \alpha, \quad \dot{y} = \sin \theta \sin \alpha, \quad \dot{z} = \cos \theta \quad (2.12)$$

Система из пяти уравнений (2.11), (2.12) описывает уравнения движения управляемого объекта - турбинного или винтового отклонителя с кривым переводником. В них подлежащие определению функции зависят от глубины по стволу  $l: \theta = \theta(l), (0 \leq \theta \leq \frac{\pi}{2})$  - угол зенита;  $\alpha = \alpha(l), 0 \leq \alpha \leq 2\pi$  - угол азимута;  $x, y, z$  - декартовы координаты точек осевой линии ствола скважины.

Определим далее величину  $k$  исходя из параметров отклонителя и величины осевой нагрузки.

На рис.2.2 приведена расчетная схема жесткого отклонителя, учитывающая влияние упругих деформаций на его действие. Прежде всего из  $\triangle MAB$  и условия вписываемости его в окружность радиуса  $R$  выводится формула [13]:

$$R = \frac{L_B + L_H}{2 \sin(\vartheta - \beta)}, \quad (2.13)$$

где  $R$  - радиус гипотетической окружности, в которую должен быть вписан отклонитель;  $L_B$  - длина верхнего плеча отклонителя,  $L_H$  - длина нижнего плеча отклонителя;  $\vartheta$  - угол перекоса отклонителя;  $\beta$  - угол несосности отклонителя и скважины. Здесь угол  $\beta$  определяется из соотношения:

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{D - d}{2L_H}, \text{ где } D, d - \text{соответственно диаметры долота и}$$

отклонителя.

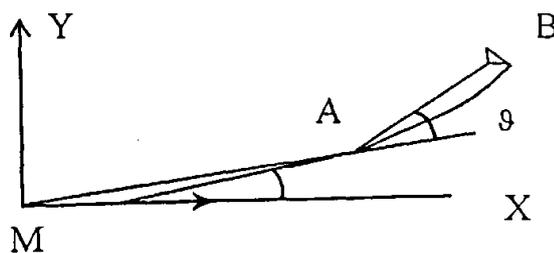


Рис.2.2. Расчетная схема жесткого отклонителя

Верхнее плечо отклонителя  $AM$  находится под действием эксцентрично нагруженной продольной силой  $P$  упругой колонны. Эксцентриситет  $\varepsilon$  здесь находится как:

$$\varepsilon = L_H \sin \vartheta \quad (2.14)$$

Для рассматриваемого случая уравнение изогнутой оси получено в виде [26]:

$$y = \varepsilon \frac{(1 - \cos pX)}{\cos pL_B}, \quad p^2 = \frac{P}{G};$$

где  $X$  - текущая координата;  $G$  - жесткость на изгиб отклонителя;  $P$  - осевая сила;  $p$  - параметр.

Таким образом, тангенс угла  $\lambda$  прогиба колонны равен:

$$\operatorname{tg} \lambda = \varepsilon \frac{P \sin pL_B}{\cos pL_b} \quad (2.15)$$

Поскольку имеет место неравенство:

$$p^2 = \frac{P}{G} \ll 1,$$

то можно принять  $\sin pL_B \approx pL_B$ ,  $\cos pL_B \approx 1$ . Подставляя значение  $\varepsilon$  из (2.14) в (2.15), получаем

$$\lambda \approx \operatorname{tg} \lambda \approx \frac{9PL_B L_H}{G} \quad (2.16)$$

Прибавим угол  $\lambda$  к углу  $\vartheta$  в (2.11). В результате получим

$$R = \frac{L_B + L_H}{2 \sin(\vartheta \frac{PL_H L_B}{G} + \vartheta - \beta)} \quad (2.17)$$

В силу малости угла под знаком синуса можно принять приближенно

$$\sin(\vartheta \frac{PL_H L_B}{G} + \vartheta - \beta) \approx \vartheta(1 + \frac{PL_H L_B}{G}) - \beta.$$

Обозначим  $\chi(P, \vartheta) = \frac{1}{R}$  через интенсивность искривления с учетом упругих деформаций равную

$$\chi(P, \vartheta) = 2 \frac{\vartheta(1 + \frac{PL_H L_B}{G}) - \beta}{L_B + L_H} \quad (2.18)$$

Используя формулу (2.18) для случая бурения в плоскости, можно путем интегрирования вычислить угол отклонения траектории. При этом учитываем, что

$$\chi(P, \vartheta) = \frac{d\psi}{dl}, \quad (2.19)$$

где  $\psi$  - угол отклонения траектории;  $l$  - длина дуги траектории. Интегрируя обе части выражения (2.19), находим

$$\psi(l) - \psi(l_0) = 2 \frac{g(1 + \frac{PL_H L_B}{G}) - \beta}{L_B + L_H} (l - l_0), \quad (2.20)$$

где  $\psi(l_0)$  - угол в начале бурения, например, для  $l_0 = 0$ .

### 2.3. Алгоритмы прогноза траектории на основе регрессионного анализа и кинематической модели

Как показывает анализ, возможны следующие подходы к прогнозированию траектории скважины (рис.2.3):

– краткосрочный прогноз - основан на регрессионном анализе пробуренной траектории скважины. Достаточная точность прогноза в данном случае обеспечивается на интервале не более 100 м, при отсутствии замены КНБК;

– долгосрочный прогноз - основан на применении кинематической математической модели движения КНБК с учетом особенностей разбуриваемой породы, замены КНБК. Достаточная точность прогноза в данном случае обеспечивается на интервале до 1000 м.

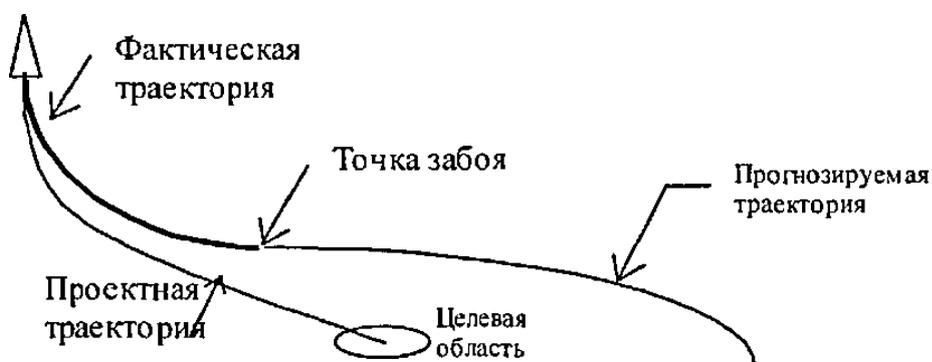


Рис.2.3. Общая схема прогнозирования траектории

Рассмотрим более подробно алгоритмы краткосрочного прогноза. Основная цель совершенствования краткосрочного прогноза - повышение его точности на основе формирования прогнозирующей функции (ПФ), учитывающей реальные геолого-технологические условия бурящейся скважины.

Координаты сферической системы:

- зенитный угол ( $\theta$ ) - угол между касательной к оси скважины и вертикальной прямой в точке касания;
- азимутальный угол ( $\alpha$ ) - азимут горизонтальной проекции касательной к стволу скважины в точке измерения;
- длина ствола скважины от устья до точки измерения (1).

Координаты прямоугольной системы [23]:

- ось  $X$  - касательная к магнитному меридиану в направлении к магнитному северу;
- ось  $Y$  - направлена в сторону магнитного востока;
- ось  $Z$  направлена вертикально вниз.

На основании проведенного анализа, принят следующий подход к выбору системы прогнозируемых координат:

1) основная система - сферические координаты, применительно к которым синтезируются прогнозирующие функции в параметрической форме:

$$\alpha = f_1(l); \theta = f_2(l); \quad (2.32)$$

2) вспомогательная система - прямоугольные координаты, рассчитываемые косвенно на основе прогнозируемых сферических координат:

$$y = y(\alpha, \theta, l); z = z(\alpha, \theta, l); x = x(\alpha, \theta, l). \quad (2.33)$$

Правые части выражений (2.33) определяются решением системы дифференциальных уравнений (2.12):

$$\begin{aligned} dx/dl &= \sin(\theta) \cos(\alpha); \\ dy/dl &= \sin(\theta) \sin(\alpha); \\ dz/dl &= \cos(\theta). \end{aligned} \tag{2.34}$$

В качестве базовых математических моделей для анализа могут быть приняты:

- 1) физическая модель [7]:

$$\begin{aligned} d\theta/dl &= k \cos(f); \\ d\alpha/dl &= k \sin(f)/\sin(\theta) \end{aligned} \tag{2.35}$$

где  $k$  - текущая пространственная кривизна скважины;

$f$  - угол закрутки колонны;

- 2) эмпирическая модель [23]:

$$d\theta/dl = r - b\theta^2, \tag{2.36}$$

где  $r, b$  - эмпирические коэффициенты корреляции, указанные в [23].

Проведенный анализ математических моделей и инклинограмм пробуренных скважин позволяет сделать следующие выводы:

- 1) непосредственное применение уравнений физических моделей в качестве ПФ нецелесообразно по следующим причинам: параметры модели являются физическими характеристиками технологического процесса, определение которых на основе регрессионного анализа невозможно из-за отсутствия соответствующих данных; нелинейный характер дифференциальных уравнений существенно усложняет процесс регрессионного анализа;

- 2) целесообразна аппроксимация физических моделей функциями, имеющими достаточно простую структуру и включающими в себя безразмерные параметры, определяемые в результате регрессионного анализа.

- а) Класс прогнозирующих функций для зенитного угла

При выборе класса ПФ для зенитного угла учитываются следующие соображения:

1) согласно физической модели (2.35), уравнения для зенитного угла  $\theta$  не зависят от азимута  $\alpha$  и содержат в качестве единственного аргумента длину скважины ( $l$ );

2) проведенный анализ решений системы (2.35) для различных значений параметров  $k$  и  $f$  показал возможность ее аппроксимации на коротких участках (20 ... 50 м) степенными полиномами по длине скважины ( $l$ ) не выше 3 - го порядка. Порядки полиномов для различного характера изменения параметров  $k$  и  $f$  приведены в таблице 2.1, где  $M_t$  - порядки алгебраических уравнений регрессии.

Таблица 2.1.

$M_t$	$k$	$f$
0	0	-
1	const	0
2	var	0
3	var	const
3	var	var

3) использование степенных полиномов позволяет применить стандартные методы регрессионного анализа для определения коэффициентов прогнозирующей функции.

Учитывая вышеизложенное, примем в качестве класса, в рамках которого осуществляется выбор прогнозирующей функции зенитного угла, степенной полином в функции от длины скважины ( $l$ ):

$$\theta = a_0 + a_1 l + \dots + a_p l^p \quad (2.37)$$

Здесь  $p$  - порядок полинома, который может принимать значения от 0 до 3.

б) Класс прогнозирующих функций для азимутального угла

Выбор класса ПФ для азимутального угла основан на следующем:

1) согласно физической модели (2.35), уравнения для азимута  $\alpha$  зависят от зенитного угла  $\theta$  и длины скважины  $l$ ;

2) анализ решений системы (2.35) при различном характере изменения значений  $k$  и  $f$  показывает возможность аппроксимации значений  $\alpha$  на коротких участках (20...50 м) степенными полиномами по длине скважины  $l$  и зенитному углу  $\theta$ . Порядки полиномов для различного характера изменения  $k$  и  $f$  приведены в таблице 2.2, где  $Ma$  - порядок полинома;

Таблица 2.2

Ma	K	f
0	0	-
0	Const	0
0	var	0
2	var	const
3	var	var

3) как и выше, использование полиномов позволяет применять стандартные методы регрессионного анализа для определения коэффициентов прогнозирующей функции.

Полная система регрессионных уравнений для аппроксимации азимутального угла для различных комбинаций аргументов  $(\theta, l)$  составляет 24 уравнения.

Таким образом, в качестве класса, в рамках которых осуществляется выбор прогнозирующей функции азимутального угла, определен степенной полином от 2-х аргументов - длины скважины и зенитного угла:

$$\alpha = P_1(l) + P_2(\theta), \tag{2.38}$$

где

$$P_1(l) = b_0 + b_1 l + \dots + b_{p_1} l^{p_1}, \quad (p_1 = 0 \dots 3),$$

$$P_2(\theta) = c_0 \theta + \dots + c_{p_2} \theta^{p_2}, \quad (p_2 = 0 \dots 3),$$

Выбор критерия оптимальности прогнозирующей функции в данном случае подразумевает выбор оптимальной структуры и значений коэффициентов ПФ для зенитного и азимутального углов в заданном классе функций (2.37) - (2.38).

Для математической постановки задачи оптимизации требуется определение следующих элементов:

- 1) оптимизируемые параметры ПФ и область их определения;
- 2) критерий оптимальности и его функциональная зависимость от оптимизируемых параметров.

Ниже будем полагать, что в качестве оптимизируемых параметров ПФ выступают:

- 1) сложность полинома по аргументу ( $S(X)$ ) - скалярная величина, равная максимальной степени данного аргумента в структуре ПФ. Для полинома

$$P(l_1 \theta) = b_0 + b_1 l + \dots + b_{p_1} l^{p_1} + b_{p_1+1} \theta + \dots + b_{p_1+p_2} \theta^{(p_2)},$$

имеем:  $S_x(l) = p_1$ ;  $s_x(\theta) = p_2$ ;

- 2) коэффициенты;
- 3) длина интервала обучения (регрессии):  $\Delta n_{\text{ИО}}$ .

Учитывая то, что для заданной сложности ( $S$ ) и интервала обучения ( $\Delta n_{\text{ИО}}$ ), коэффициенты ПФ определяются однозначно, в дальнейшем в качестве оптимизируемых параметров принимаются сложность ПФ ( $S$ ) и длина интервала обучения  $\Delta n_{\text{ИО}}$ .

Оптимальность ПФ в общем случае определяется степенью совпадения прогнозируемой траектории, полученной на ее основе, с реальной траекторией. В условиях же оперативного формирования ПФ необходима ее априорная оценка, которая может осуществляться, например по степени

совпадения траектории с данными интервала регрессии на основе вычисления среднеквадратического отклонения

$$J_1 = \frac{1}{n_1 - n_0} \sqrt{\sum_{i=n_1}^{i=n_2} (x_{\text{э}i} - x_{2_{\text{н}pi}})^2}, \quad (2.39)$$

где  $x_{\text{э}i}$  - экспериментальные точки ( $i = n_1, \dots, n_2$ );

$x_{\text{н}pi}$  - точки, вычисленные на основе ПФ;

$n_1 - n_0 = \Delta n_{\text{ИР}}$  - длина интервала регрессии.

Для решения данной задачи можно также воспользоваться критерием регуляризации, связанным с разделением интервала регрессии на два подинтервала [26]:

1) интервал обучения (ИО) - обеспечивает определение коэффициентов ПФ с заданной сложностью по критерию (2.39);

2) интервал контроля (ИК) - обеспечивает оценку экстраполирующих свойств полученной ПФ по среднеквадратическому отклонению от реальной траектории на заданном интервале:

$$J_2 = \frac{1}{n_2 - n_1} \sqrt{\sum_{i=n_1}^{i=n_2} (x_{\text{э}i} - x_{2_{\text{н}pi}})^2}, \quad (2.40)$$

где  $n_2 - n_1 = \Delta n_{\text{БР}}$  - длина интервала контроля.

На рис.2.4 представлена последовательность изменений координаты  $X$ , состоящая из  $(n_3 - n_0)$  точек. Точка с номером  $n_1$  делит экспериментальную последовательность на интервал контроля и интервал обучения;  $(n_3 - n_2)$  - длина интервала прогноза (ИП).

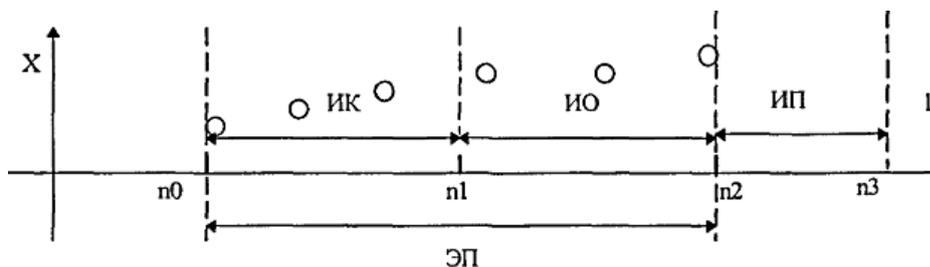


Рис.2.4. Последовательность изменений координаты

Практические исследования показали, что лучшие результаты по точности прогноза достигаются при учете аддитивной составляющей в критерии регуляризации - среднеквадратичной ошибки на интервале обучения. В связи с этим, в качестве критерия оптимальности ПФ в дальнейшем применяется обобщенная величина:

$$J = k_1 \cdot J_1 + k_2 \cdot J_2, \quad (2.41)$$

где  $k_1, k_2$  - весовые коэффициенты ( $k_1, k_2 \in [0,1 \dots 1,0]$ );

$J_1, J_2$  - соответственно среднеквадратические отклонения ПФ от реальной траектории на интервалах контроля и обучения.

При решении задачи оптимального синтеза ПФ будем полагать, что известны:

- 1) экспериментальная последовательность данных:

$$\theta_i, \alpha_i, l_i (i = n_0, \dots, n_3);$$

- 2) длина интервала контроля:  $\Delta n_{ИК}$
- 3) классы ПФ (2.37) - (2.38);
- 4) ограничения на сложность ПФ и длину интервала обучения:

$$\begin{aligned} S_{\min} < S_{\alpha} < S_{\max}; S_{\min} < S_{\theta} < S_{\max}; \\ \Delta n_{\max} \geq \Delta n_{ИО} \geq \Delta n_{\min} \end{aligned} \quad (2.42)$$

Требуется определить оптимальные значения сложностей ПФ  $S_{\theta}, S_{\alpha}$  и длины интервалов обучения  $(\Delta n_{ИО, \theta}, \Delta n_{ИО, \alpha})$ , обеспечивающие минимум критериев (2.41) для значений  $\theta$  и  $\alpha$  удовлетворяющие ограничениям (2.42):

$$\begin{aligned} S_{\theta_{opt}}, \Delta n_{ИО\theta_{opt}} : J_{\theta} \rightarrow \min, \\ S_{\alpha_{opt}}, \Delta n_{ИО\alpha_{opt}} : J_{\alpha} \rightarrow \min \end{aligned} \quad (2.43)$$

Данная задача относится к классу многокритериальных задач нелинейного программирования. Остановимся на ее решении более подробно.

Алгоритм синтеза ПФ для зенитного угла предусматривает, что класс ПФ для зенитного угла  $\theta$ , согласно (2.37), имеет вид степенного полинома от

длины скважины  $l$ . Сложность этого полинома определяется его порядком ( $S$ ), параметры  $(\alpha_i)$  - являются функцией экспериментальных данных  $\theta_i, l_i$  и зависят от длины интервала обучения  $\Delta n_{\text{ИО}\theta}$ .

$$\theta(l) = P_S(l) = a_0 + a_1 l + \dots + a_S l^S.$$

Цель синтеза ПФ - поиск значений  $S_\theta, \Delta n_{\text{ИО}\theta}$ , а минимизирующих критерий оптимальности ПФ (2.41) для координаты  $\theta$ :

$$S_{\theta \text{opt}}, \Delta n_{\text{ИО}\theta \text{opt}} : J_\theta \rightarrow \min. \quad (2.44)$$

Ограничения на оптимизируемые параметры определяются соотношениями:

$$\begin{aligned} \Delta n_{\text{ИО}\theta \text{min}} \leq \Delta n_{\text{ИО}\theta} \leq (n_2 - \Delta n_{\text{ИК}}) \\ S_{\theta \text{min}} < S_\theta < S_{\theta \text{max}}; \end{aligned}$$

где  $\Delta n_{\text{ИО}}$  - минимальная длина интервала обучения, принятая равной 3 точкам, для вычисления коэффициентов полинома не выше 3-го порядка с помощью метода наименьших квадратов (МНК);

$\Delta n_{\text{ИК}\alpha}$  - длина ИК интервала контроля, принятая равной 2 точкам;

$$S_{\alpha \text{min}} = 0; S_{\alpha \text{max}} = 3.$$

Предложенный алгоритм поиска основан на последовательном переборе вариантов ПФ различной сложности ( $S_i$ ) с оптимизацией на каждом шаге длины интервала обучения  $\Delta n_{\text{ИО}i}$ .

Таким образом определяется ПФ, имеющая оптимальную сложность и длину интервала обучения.

Алгоритм синтеза ПФ для азимутального угла предусматривает, что класс ПФ для азимутального угла, согласно (2.38), имеет вид степенного полинома от длины скважины  $l$ , и зенитного угла. Сложность ПФ определяется порядком этого полинома ( $S = (S_\alpha(l), S_\alpha(\theta))$ ), параметры  $b_i$  - составом экспериментальных данных и длиной интервала обучения  $\Delta n_{\text{ИО}\alpha}$ :

$$\alpha(l, \theta) = b_0 + b_1 l + \dots + b_{p_1} l^{p_1} + b_{p_1+1} \theta + \dots + b_{p_1+p_2} \theta^{(p_2)}, \quad (2.45)$$

Цель синтеза ПФ - поиск значений  $S_\alpha$  и  $\Delta n_{IO\alpha} >$  минимизирующих критерий оптимальности ПФ (2.41) для координаты  $\alpha$  :

$$S_{\alpha, \text{opt}}, \Delta n_{IO\alpha, \text{opt}} : J_\alpha \rightarrow \min.$$

Ограничения на оптимизируемые параметры определяются соотношениями:

$$\begin{aligned} \Delta n_{IO\alpha \min} &\leq \Delta n_{IO\alpha} \leq (n_0 - \Delta n_{IK}) \\ S_\alpha(l)_{\min} &< S_\alpha(l) < S_\alpha(l)_{\max}; \\ S_\alpha(\theta)_{\min} &< S_\alpha(\theta) < S_\alpha(\theta)_{\max}, \end{aligned}$$

где  $\Delta n_{IO\alpha \min}$  - минимальная длина интервала обучения, принятая равной 3 точкам для вычисления коэффициентов полиномов ПФ не выше 3-го порядка с помощью МНК;

$\Delta n_{IK\alpha}$  - длина ИК интервала контроля принята равной 2 точкам;

$$S_{\alpha \min} = 0; S_{\alpha \max} = 3.$$

Алгоритм поиска основан на последовательном переборе вариантов ПФ различной сложности ( $S_i$ ) с оптимизацией на каждом шаге длины интервалы обучения  $\Delta n_{IO\alpha i}$ .

После расчета всех вариантов ПФ по сложности, из них выбирается оптимальный по критерию регулярности ( $J$ ):

$$S_{\alpha \text{opt}} : J(S) = \min(J_{\text{opt}})$$

Определение доверительного интервала прогноза определяется следующими факторами:

- 1) допустимой потерей точности прогнозирования по длине интервала прогноза;
- 2) требуемой точностью прогноза.

На основании сказанного, предложим следующий алгоритм выбора доверительного интервала прогноза.

Будем полагать, что скорость возрастания ошибки прогноза определяется скоростью возрастания на интервале контроля относительно интервала обучения:

$$V = (\sigma_{ИК} - \sigma_{ИО}) / (\Delta l_{ИК} + \Delta l_{ИО}) \quad (2.46)$$

где  $\sigma_{ИК}$  - среднеквадратическое отклонение данных на интервале контроля;

$\sigma_{ИО}$  - среднеквадратическое отклонение на интервале обучения;

$\Delta l_{ИК}, \Delta l_{ИО}$  - соответственно длины интервалов контроля и обучения.

Допуская сохранение скорости потери точности, прогнозируемая точность определяется соотношением:

$$\sigma_{П} = \sigma_{ИК} + V \cdot \Delta l_{ПР} \quad (2.47)$$

где  $\Delta l_{ПР}$  - интервал прогноза по длине скважины..

Условие обеспечения требуемой точности ( $\sigma_{ДОП}$ ) можно представить в виде неравенства :

$$\sigma_{ДОП} \geq \sigma_{ИК} + V \Delta l_{ПР} .$$

Отсюда доверительный интервал прогноза находится как :

$$\Delta l_{ДОВ} \leq (\sigma_{ДОП} - \sigma_{ИК}) / V \quad (2.48)$$

где  $\sigma_{ДОП}$  - допустимая абсолютная ошибка прогноза;

величина  $V$  вычисляется по формуле (2.49). Для дискретной последовательности данных:

$$\begin{aligned} V &= (\sigma_{ИК} - \sigma_{ИО}) / (\Delta n_{ИК} - \Delta n_{ИО}); \\ n_{ДОВ} &\leq (\sigma_{ДОП} - \sigma_{ИК}) / V, \end{aligned} \quad (2.49)$$

где  $\Delta n_{ИК}$  и  $\Delta n_{ИО}$  - соответственно число точек в интервале контроля и обучения;

$n_{ДОВ}$  - число точек, образующих доверительный интервал прогноза.

Для оценки степени совпадения ПФ с фактической траекторией можно принять величину относительного отклонения прогнозируемых координат от фактических:

а) для зенитного угла:

$$\varepsilon_0 = \frac{1}{n_2 - n_1} \sqrt{\sum_{i=n_1}^{i=n_2} (\theta_{\Phi i} - \theta_{2_{\text{ПП}i}})^2} \cdot 100\%; \quad (2.51)$$

где  $\theta_{\Phi}$ ,  $\theta_{\text{ПП}}$  - соответственно фактическое и прогнозируемое значения зенитного угла;

$n_1, n_2$  - соответственно номера начальной и конечной точек интервала прогноза;

$\theta_{cp} = (\theta_{\Phi.n_2} + \theta_{\Phi.n_1})/2$  - среднее значение фактического зенитного угла;

б) для азимутального угла:

$$\varepsilon_{\alpha} = \frac{1}{n_2 - n_1} \sqrt{\sum_{i=n_1}^{i=n_2} (\alpha_{\Phi i} - \alpha_{\text{ПП}i})^2} \cdot 100\%; \quad (2.52)$$

где  $\alpha_{\Phi}$ ,  $\alpha_{\text{ПП}}$  - соответственно фактическое и прогнозируемое значения азимутального угла;

$n_1, n_2$  - соответственно номера начальной и конечной точек интервала прогноза;

$\alpha_{cp} = (\alpha_{\Phi.n_2} + \alpha_{\Phi.n_1})/2$  - среднее значение фактического азимутального угла на интервале прогноза.

Для оценки степени повышения точности по сравнению с существующим методом, применена величина снижения относительного отклонения координат  $\theta$  и  $\alpha$  от фактической траектории:

$$\begin{aligned} \Delta\varepsilon_{\theta} &= \varepsilon_1 - \varepsilon_2; \\ \Delta\varepsilon_{\alpha} &= \varepsilon_1 - \varepsilon_2 \end{aligned} \quad (2.55)$$

где  $\varepsilon_1$  и  $\varepsilon_2$  - соответственно степени совпадения предложенной и существующей ПФ.

Для получения значений указанных выше оценок необходимо:

1) выбрать известную ПФ - прототип;

2) провести вычислительный эксперимент на основе реальных данных по ранее пробуренной скважине.

В качестве ПФ - прототипа ниже выбрана эмпирическая модель, применяемая в современной практике бурения [23]. Эта модель представляет собой ПФ с эмпирически выбранными коэффициентами, предназначенными для прогноза изменения зенитного угла соответственно на участках его набора и падения:

1) ПФ для участка набора зенитного угла, получаемая на основе интегрирования дифференциального уравнения:

$$d\theta/dl = r - b\theta^2, \quad (2.53)$$

где  $k, b$  - эмпирические коэффициенты корреляции.

2) ПФ для участка падения зенитного угла:

$$\theta = e^{ml} (\theta_0 + n/m) - n/m, \quad (2.54)$$

где  $\theta_0$  - зенитный угол в исходной точке прогноза;  $n, m$  - эмпирические коэффициенты.

#### 2.4. Результаты вычислительного эксперимента по оценке точности прогноза

План проведения вычислительного эксперимента включает в себя следующие этапы:

- выбор анализируемого участка траектории;
- выбор исходной точки прогноза;
- задание допустимой погрешности прогноза;
- синтез ПФ;
- определение доверительного интервала прогноза;
- прогноз траектории на основе выбранной ПФ;
- оценка точности прогноза;

- прогноз траектории на основе ПФ-прототипа;
- оценка точности прогноза с использованием ПФ-прототипа;
- оценка повышения точности прогноза.

Рассмотрим подробнее основные этапы вычислительного эксперимента, проведенного на базе инклинограммы пробуренной скважины передгиссарского НГРЭ. Фактическая траектория представлена здесь данными в виде 29 точек (таблицу 2.3):

$$\alpha_i, \theta_i, l_i \quad dl = l_i - l_{i-1} = 10m; \quad i = 0, \dots, 28;$$

Таблица 2.3.

	Начальное значение	Конечное значение
Длина траектории (м)	0	290
Зенитный угол (град, мин)	2°	51° 36
Азимутальный угол (град, мин)	11°	108°5

В качестве исходной точки прогноза приняты следующие данные:

$$n_2 = 18; l_{n_2} = 180; \theta_{n_2} = 27 \text{ град } 39 \text{ мин}; \alpha_{n_2} = 93,2 \text{ град.}$$

Результаты синтеза оптимального и коэффициентов ПФ для сложности  $S = 1$  приведены в табл. 2.4 и на рис.2.5

Таблица 2.4

№ п/п	$\Delta n_{\text{ИО}}$	$\sigma_{\text{ИО}}$	$\sigma_{\text{ИК}}$	$J$	$\varepsilon_1$	$a_0$	$a_1$	$a_2$
1	2	0,05	1,28	0,67	1,65	11,51	0,13	0
2	3	0,29	0,5	,39	0,63	75	0,158	0
3	4	,33	1,32	0,82	0,35	4,54	0,17,	0

Таким образом получаем:  $\Delta n_{\text{ИО, опт,1}} = 3$  точки;  $J_{\text{опт,1}} = 0,39$  град;  
 $\theta(l)_{\text{опт,1}} = 6,75 + 0,1581 \cdot l$ .

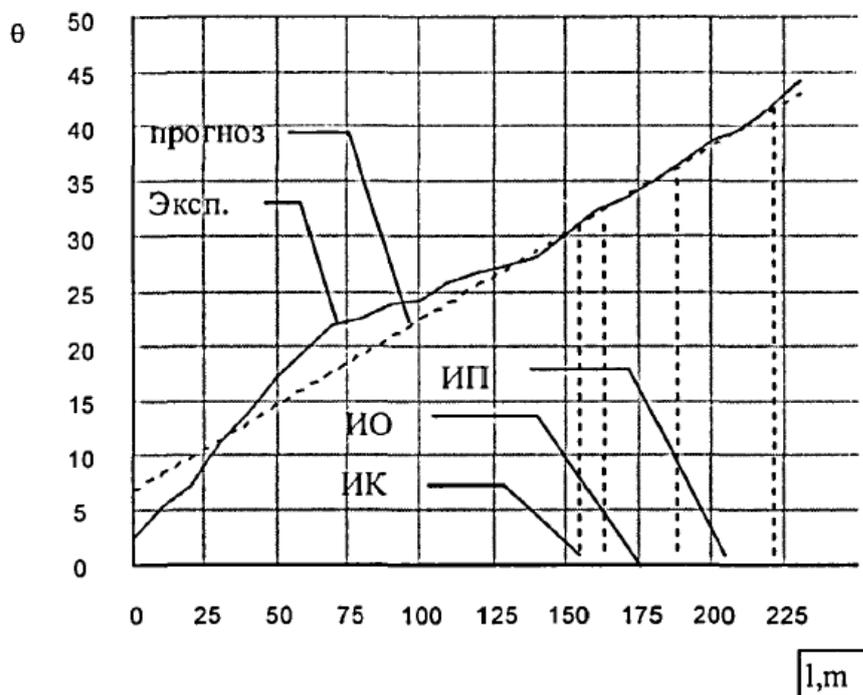


Рис.2.5. Результаты синтеза по табл.2.4

Результаты синтеза  $\alpha$  оптимальных значений  $\Delta n_{\text{ИО}}$  и коэффициентов ПФ для  $S = 2$  приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5

№ п/п	$\Delta n_{\text{ИО}}$	$\sigma_{\text{ИО}}$	$\sigma_{\text{ИК}}$	$J$	$\varepsilon_1$	$a_0$	$a_1$
1	3	0,16	1,2	0,9	-50,838	0,859	-0,002
2	4	0,15	2,12	1,5	-34,467	0,662	-0,002
3	5	0,3	1,3	1,1	4,897	0,176	-4,464E-5
4	6	0,4	0,3	0,46	25,689	-0,088	7,857E-4
5	7	0,4	0,7	0,68	30,204	-0,147	9,762E-4

Здесь:

$$\Delta n_{\text{ИО, опт,2}} = 6; J_{\text{опт,2}} = 0,46 \text{ град.}; \theta(l)_{\text{опт,2}} = 25,6 - 0,08 \cdot l + 7,85 \cdot 10^{-4} \cdot l^2.$$

Результаты синтеза оптимальных значений Апио и коэффициентов ПФ для  $S = 3$  приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6

№	$\Delta n_{ИО}$	$\sigma_{ИО}$	$\sigma_{ИК}$	$J$	$\varepsilon_1$	$a_0$	$a_1$	$\Delta n_{ИО}$
1	4	0,15	2,6	1,375	-0,787	0,025	0,002	-8,333E-6
2	5	0,19	2,2	1,195	293,507	-5,49	0,037	-7,917E-5
3	6	0,8	4,4	2,6	230,064	-4,263	0,029	-6,25E-5

Здесь:

$$\Delta n_{ИО, опт, 2} = 5; J_{опт, 2} = 1,19 \text{ град.};$$

$$\theta(l)_{опт, 2} = 293.5 - 5.49 + 0.037 - 7.91 \cdot 10^{-5};$$

Анализируя сводные результаты, представленные в таблице 2.7, можно осуществить выбор по оптимальной сложности ПФ:

Таблица 2.7

S	$J_{опт, S}$	$\Delta n_{ИО}$
1	0,39	3
2	0,46	6
3	1,19	5

Очевидно, что:

$$S_{опт} = 1; \Delta n_{ИО, опт} = 3 \text{ точки}; J_{опт} = 1,19 \text{ град.}; \theta(l)_{опт} = 6, 5 + 0,158 \text{ 1.}$$

Доверительный интервал прогноза определяется следующим образом:

$$\sigma_{доп} = 1 \text{ град.};$$

$$V = (\sigma_{ИК} - \sigma_{ИО}) / (\Delta n_{ИК} - \Delta n_{ИО}) = (0,5 - 0,2) / (2 + 3) = 0.06 \text{ град/точку};$$

$$n_{доп} \leq (\sigma_{доп} - \sigma_{ИК}) / V = (1 - 0,5) / 0,06 \approx 8,3 \text{ точки};$$

$$l_{доп} \leq \Delta l n_{доп} = 8 - 10 = 80 \text{ м}; n_{доп} = 5; l_{доп} = 50 \text{ м.}$$

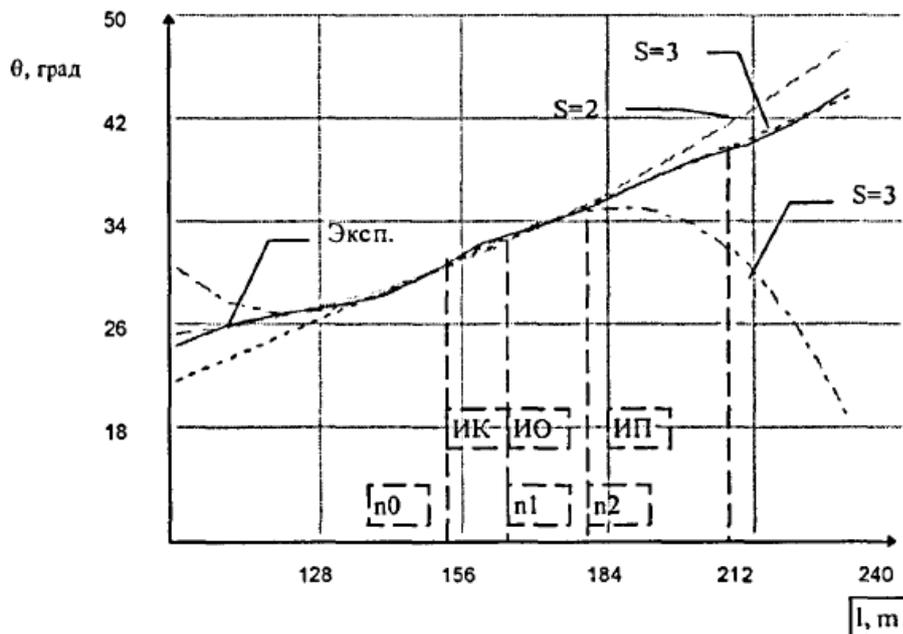


Рис.2.6. Результаты синтеза по табл. 2.5 и 2.6.

Анализируя представленные на рис. 2.6 и рис. 2.7 результаты прогноза траектории, можно сделать следующие выводы:

– точность прогноза с помощью ПФ-прототипа, определяемая среднеквадратическим отклонением на интервале прогноза, составляет  $\sigma_{1_{III}} = 2,5$  град;

– относительная погрешность на интервале прогноза равна  $\varepsilon_1 = 16,1$  %;

– точность прогноза с помощью синтезированной ПФ, вычисляемая в виде среднеквадратического отклонения на интервале прогноза, составляет  $\sigma_{2_{III}} = 0,39$  град;

– относительная погрешность на интервале прогноза равна  $\varepsilon_2 = 4$  %;

– повышение точности за счет оптимального выбора ПР составляет  $\Delta\varepsilon = \varepsilon_1 - \varepsilon_2 = 16,1 - 4 = 13,1\%$ .

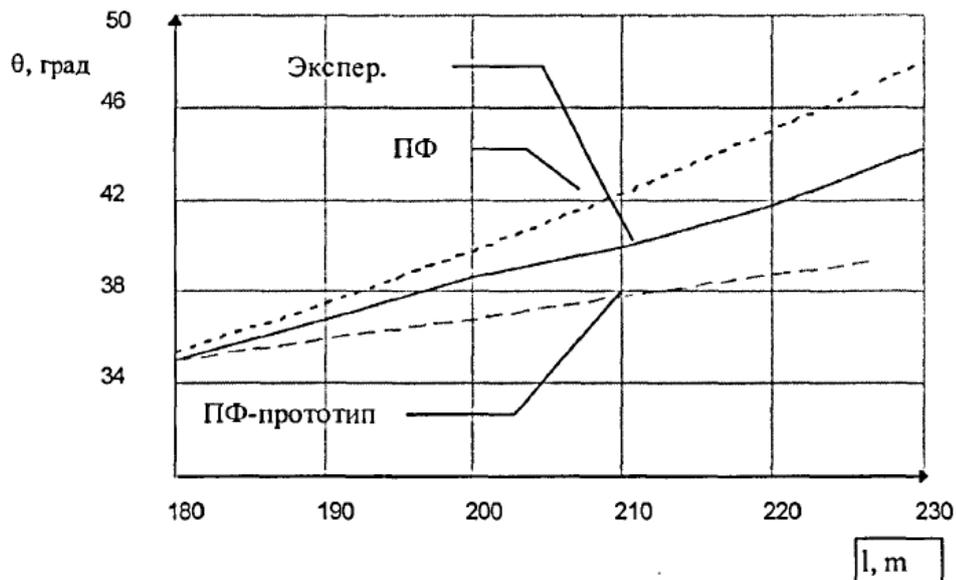


Рис.2.7. Сводные результаты анализа эффективности алгоритма прогноза

Сводные результаты анализа эффективности прогноза алгоритма для различных исходных данных ( $n_2$ ) для рассматриваемой траектории представлены в таблице 2.8:

Таблица 2.8

$n_2$	$S_{on}$ $m$	$\Delta n_{но,он}$ $m$	$\sigma_{2ип}$ (град)	$\sigma_{1ип}$ (град)	$\varepsilon_2$ (%)	$\varepsilon_1$ (%)	$\Delta\varepsilon$ (%)
18	1	3	0,63	2,5	4	16,1	12,1
20	2	5	0,3	2,8	2,8	16,2	14,6
22	1	3	0,23	3,6	8,7	19,5	16,8
23	2	5	0,26	2,69	3,1	ИД	8,5

Как видно из таблицы, среднее повышение эффективности использования синтезированной ПФ относительно ПФ-прототипа на примере рассмотренной скважины составило 13 %, что свидетельствует о целесообразности применения предложенных алгоритмов для прогноза траектории скважины в процессе бурения.

## 2.5. Алгоритмы терминального программного управления на участке набора зенитного угла

С целью построения обобщенного алгоритма управления на участке набора зенитного угла были исследованы точностные характеристики различных алгоритмов одно-, двух-, трех- и т.д. интервального управления, соответствующего (3.14) - (3.15). В результате исследования трех-интервального управления ( $n=3$ ) было получено множество координат конечных точек. Тем не менее, остался невыясненным вопрос: могут ли решения меньшей размерности ( $n < 3$ ) обеспечить необходимую точность, задаваемую предельно допустимыми отклонениями по направлению и координатам скважины от проектной точки. Поэтому, помимо трех-интервального управления также исследовались алгоритм 2-х интервального ( $n=2$ ) неравномерного управления, а также алгоритмы  $n$ -интервального равномерного управления ( $n=1,2,3..$ ) для диапазона глубины  $Z_n = 0...R$ , где  $R = 340\text{м}$  - радиус искривления траектории.

С целью сравнения точностных характеристик рассматриваемых алгоритмов введем следующий обобщенный критерий точности:

$$J_T = a_{TD}J_{TD} + a_{Tat}J_{Tat}; \quad (3.17)$$

где  $J_{TD}$  - терминальный критерий точности в пространстве декартовых координат,  $J_{Tat}$  - терминальный критерий точности в пространстве угловых координат,  $a_{TD}a_{Tat}$  - весовые положительные коэффициенты,  $a_{TD} + a_{Tat} = 1$ . В свою очередь, здесь

$$J_{TD} = \frac{dist_D(T_{\phi\kappa}, T_{\eta\kappa})}{R_d}; \quad J_{Tat} = \frac{dist_{at}(T_{\phi\kappa}, T_{\eta\kappa})}{\psi_d}; \quad (3.18)$$

где,  $dist_D(T_{\phi\kappa}, T_{\eta\kappa})$  и  $dist_{at}(T_{\phi\kappa}, T_{\eta\kappa})$  соответственно, отклонения фактической траектории в данной точке от заданной в декартовых и угловых координатах;

$R_d$  - допустимый радиус отклонения;  $\psi_d$  предельно допустимое отклонение по направлению.

Моделирование показало, что для алгоритмов 1 2, 3-х и т.д. интервального равномерного, а также для 2-х интервального неравномерного управления наилучшей конечной точкой, характеризуемой максимумом критерия точности управления для достижимых точек на заданной глубине  $Z_n$ , является точка, расположенная в начале координат, и направление, совпадающее с направлением оси  $OZ$ .

Графики зависимостей критерия (функционала) точности и составляющих отклонений по координатам и направлению для различных значений  $n$ , в зависимости от величины конечной глубины  $Z_n$ , приведены на рис.2.8 (а,б). Там же приведены графики относительных зависимостей рассмотренных величин, по отношению к величине  $kh = Z_n/R$ . Из приведенных графиков видно, что, в общем случае, 2-х интервальное неравномерное (2Н) управление в сравнении с трехинтервальным ( $n=3$ ) имеет худшие точностные характеристики.

Моделирование проводилось следующим образом. Прежде всего было показано, что 3-х интервальное неравномерное управление обеспечивает попадание в любую достижимую проектную точку по направлению и декартовым координатам. Следовательно, множество достижимых точек может быть получено моделированием траектории исходя из 3-х интервального неравномерного управления, программа которого  $\{\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3, l_1, l_2, l_3\}$  выбирается случайным образом, с дальнейшей сортировкой конечных точек по интервалам конечного смещения траектории для получения приблизительно равномерной выборки. Далее, для выбранного многоинтервального метода управления случайным образом разыгрывалась начальная программа управления, которая затем оптимизировалась методом

направленного перебора для нахождения минимума критерия точности попадания в конкретную точку.

Проведем анализ графиков критериев точности и отклонений по направлению и декартовым координатам в зависимости от конечной глубины  $Z_n$ . Заметим, что точность по декартовым координатам и направлению ограничивается конечными значениями, например, диаметром ствола скважины  $d = 300\text{ м}$  и погрешностью инклинометров  $\Delta\psi = 0.1\text{ град}$ . Поэтому при небольших глубинах увеличение количества интервалов управления  $n$  (от одного до трех) может не привести к повышению точности.

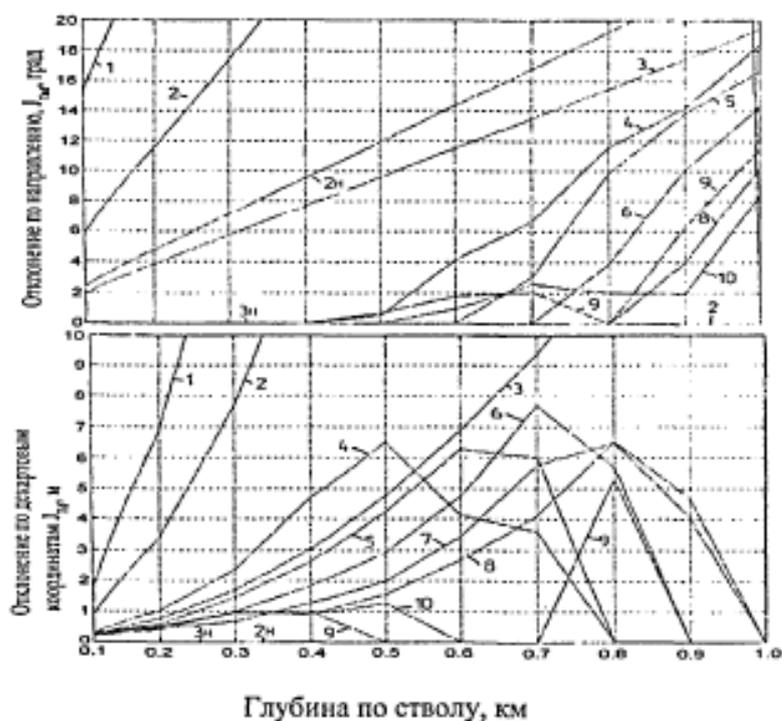


Рис.2.8. а) Терминальные показатели точности алгоритмов  $n$  - интервального управления

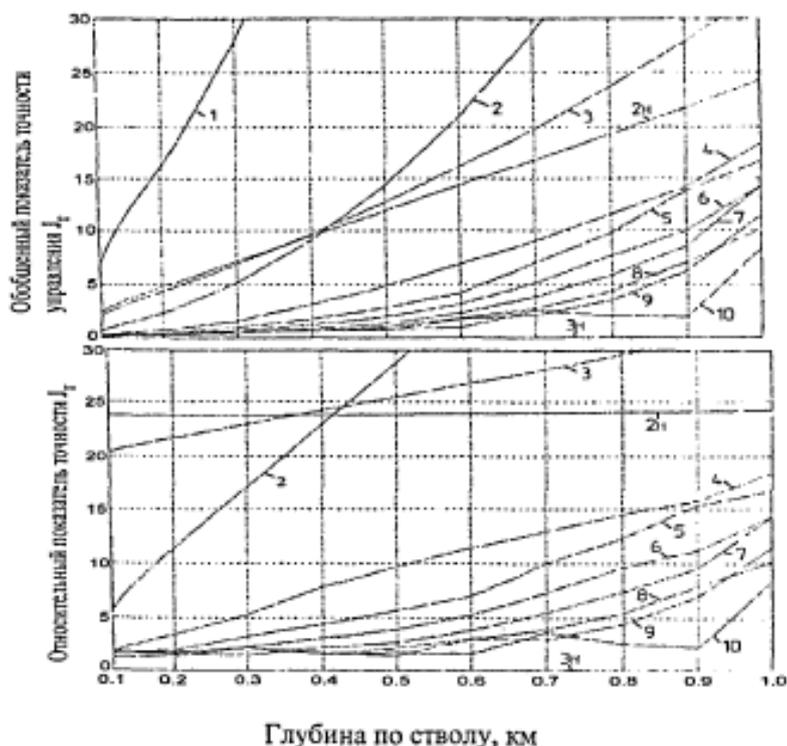


Рис.2.8. б). Терминальные показатели точности алгоритмов  $n$  - интервального управления

К тому же, в некоторых случаях при бурении на большие глубины может быть достаточно управления с менее чем тремя интервалами управления. Поэтому предлагается следующий обобщенный алгоритм управления на участке набора зенитного угла:

- 1) поиск одноинтервального управления ( $n=1$ ) с варьированием угла установки отклонителя (1 варьируемый параметр);
- 2) поиск двухинтервального управления ( $n=2$ ) с варьированием углов установки отклонителя на первом и втором интервалах, а также варьированием длины первого интервала (3 варьируемых параметра);
- 3) поиск трехинтервального управления ( $n=3$ ) с варьированием углов установки отклонителя на первом, втором и третьем интервалах, а также варьированием длин первого и второго интервалов (5 варьируемых параметров).

Данный алгоритм обеспечивает выполнение следующих условий:

1) если для конкретной конечной точки удовлетворительное одноинтервальное управление не найдено, то это является достаточным условием того, что, в случае двухинтервального управления, ни один из его интервалов не будет малой длины, причем значения углов установки отклонителя на первом и втором интервалах не будут даже примерно одинаковы;

2) аналогично, если не будет найдено подходящее двухинтервальное управление, то это является достаточным условием того, что для трехинтервального управления ни один из его интервалов не будет малой длины, значения углов установки отклонителя двух соседних интервалов здесь также не будут даже примерно одинаковы.

## 2.6. Аппаратная и программная реализация алгоритмов управления бурением

Для реализации разработанных алгоритмов управления направленным бурением предлагается структура перспективной СУДБИ, представленной на рис.2.9.



- если прогнозируемая траектория  $X(l) \in G$ , где  $G$  - допустимая область расположения скважины, то бурение продолжается в соответствии с текущей программой управления;
- если  $X(l) \notin G$ , то производится коррекция программы управления и проектной траектории.

Структурные схемы построения аппаратных и программных средств приведены на рис.2.10, рис. 3.11 [5, 8, 11]. Сложность решаемых при этом задач обуславливает целесообразность и необходимость внедрения компьютеризированных технологий на всех этапах обработки измерительной информации и выработки решений по управлению [29].

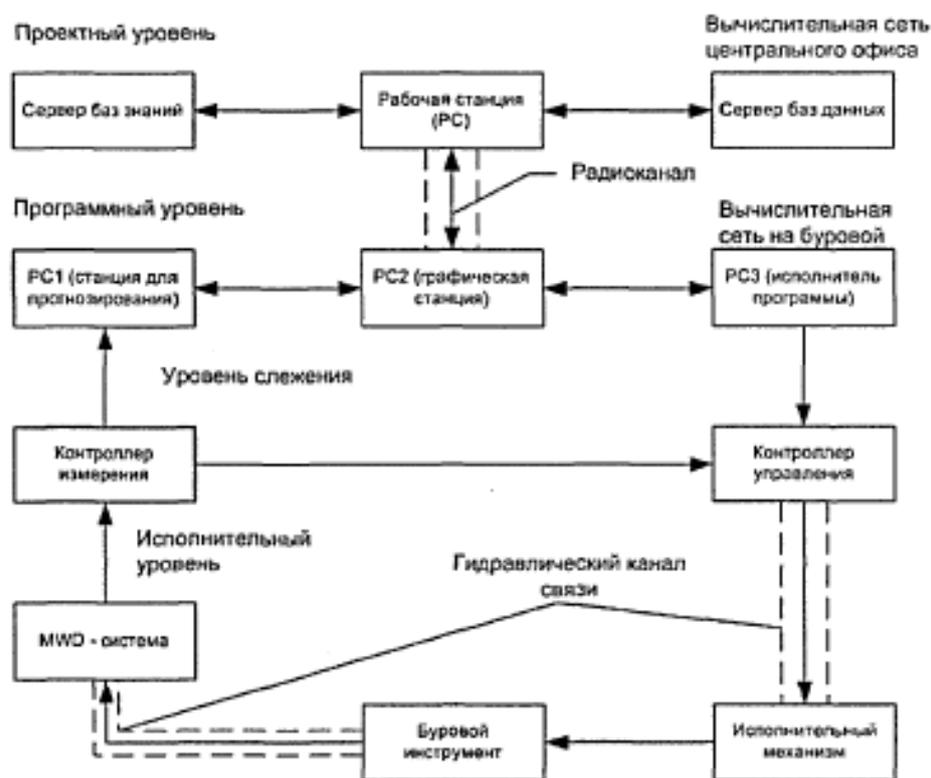


Рис.2.10. Структура аппаратных средств

Аппаратные средства системы управления (рис.2.10) включают в себя следующие уровни:

- 1) проектный уровень, в состав которого входят рабочие станции и серверы в центральном офисе вычислительной сети;
- 2) уровень прогнозирующего управления, имеющий рабочие станции в вычислительной сети на буровой, связанный с вычислительной сетью центрального офиса;
- 3) уровень слежения, включающий контроллер обработки измеренных данных и следящий регулятор;
- 4) исполнительный уровень, в который входят - телеметрическая система, исполнительные механизмы (приводы), буровой инструмент (объект управления).

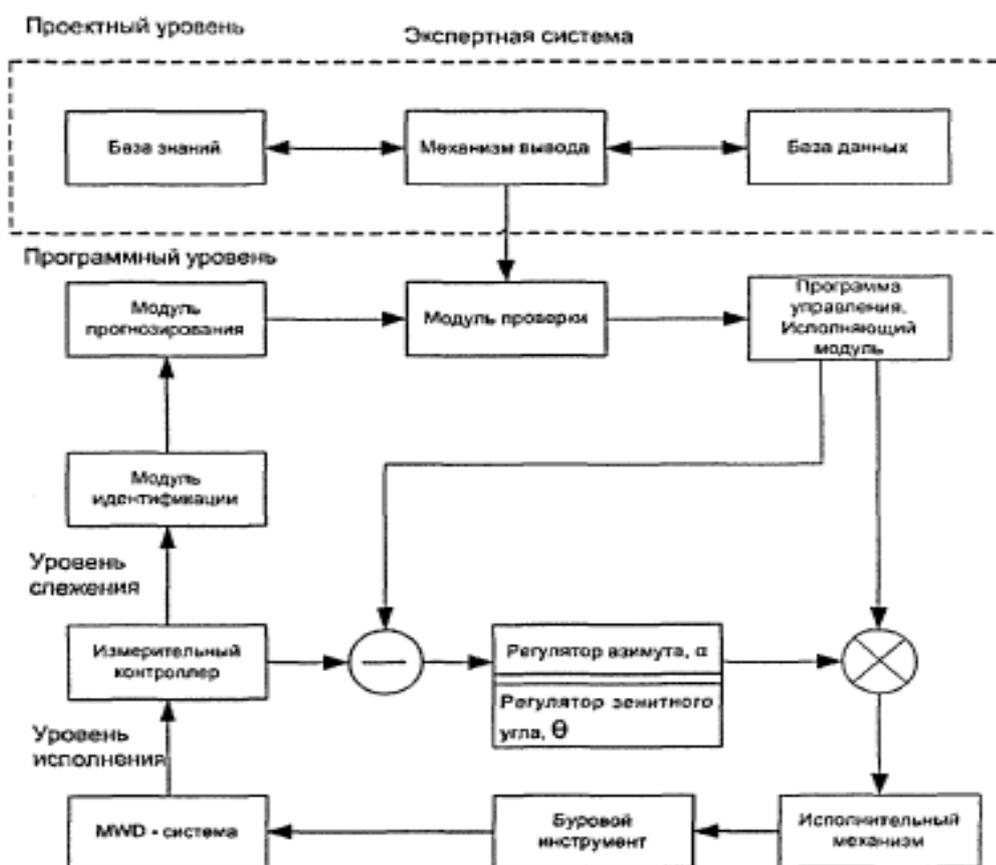


Рис.2.10. Структура программных средств

Прикладное программное обеспечение (рис.2.10) также имеет иерархическую многоуровневую организацию:

- 1) проектный уровень - экспертная система, включающая в себя:
- базу знаний, созданную на основе знаний экспертов-технологов;
  - базу данных по бурящейся скважине;
  - базу данных по аналогичным скважинам на этом месторождении, кусте;
  - механизм вывода на основе данных о проектной траектории и программы управления;

2) уровень прогнозирующего управления - содержит:

- модуль идентификации модели движения бурового инструмента;
- модуль прогнозирования траектории ствола скважины;
- модуль проверки прогноза;
- исполняющий модуль коррекции программы.

3) уровень слежения - включает:

- регулятор азимута;
- регулятор зенитного угла;
- модуль адаптации параметров регуляторов;
- модуль сбора и обработки измерительной информации (измерительный контроллер);

4) исполнительский уровень поддерживается:

- прикладными программами измерений и передачи информации по каналу связи;
- программными драйверами исполнительных механизмов;
- сервисными программами.

Представленная структура программных и аппаратных средств позволяет обеспечивать высокую эффективность и качество управления движением бурового инструмента за счёт:

- возможности сформировать оптимальную проектную траекторию скважины;

- наличия прогнозирующего уровня управления, позволяющего при необходимости оперативно, непосредственно на буровой, скорректировать проектную траекторию и программу управления бурением. При этом данный уровень управления за счет связи с проектным (доступ и пополнение базы знаний и данных) и уровнем слежения (коррекция программы) обеспечивает универсальность и гибкость решения задач управления движением КНБК;
- возможности контроля и диагностики забойного оборудования, прогнозирования и предупреждения критических ситуаций в процессе бурения на основе опыта и знаний квалифицированных экспертов - операторов, технологов;
- реализация предложенной структуры, с учетом современного состояния техники, вполне возможна и целесообразна в силу перечисленных достоинств, имеются конкретные решения программных элементов этой системы [26, 27].

## 2.8. Современные технологии и технические средства для информационного обеспечения процесса бурения скважин

Информационное обеспечение процесса бурения нефтяных и газовых скважин является наиболее важным звеном в процессе строительства скважин, особенно при введении в разработку и освоении новых нефтегазовых месторождений.

Требования к информационному обеспечению строительства нефтегазовых скважин в данной ситуации заключаются в переводе информационных технологий в разряд информационно-обеспечивающих и информационно-воздействующих, при которых информационное сопровождение наряду с получением необходимого объема информации

давало бы дополнительный экономический, технологический, или иной эффект [10-14].

В информационном обеспечении процесса строительства скважин особенно важную роль играют геолого-технологические исследования (ГТИ). Основной задачей службы ГТИ являются изучение геологического строения разреза скважин, выявление и оценка продуктивных пластов и повышение качества строительства скважин на основе получаемой в процессе бурения геолого-геохимической, геофизической и технологической информации. Оперативная информация, получаемая службой ГТИ, имеет большое значение при бурении разведочных скважин в малоизученных регионах со сложными горно-геологическими условиями, а также при проводке наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Основные требования к современной станции ГТИ - это надежность, многофункциональность, модульность и информативность.

Структура станции приведена на рис.2.11. Она построена на принципе распределенных удаленных систем сбора, которые объединены между собой с использованием стандартного последовательного интерфейса. Основными низовыми системами сбора являются концентраторы, предназначенные для развязки последовательного интерфейса и подключения через них отдельных составных частей станции: модуля газового каротажа, модуля геологических приборов, цифровых или аналоговых датчиков, информационных табло.

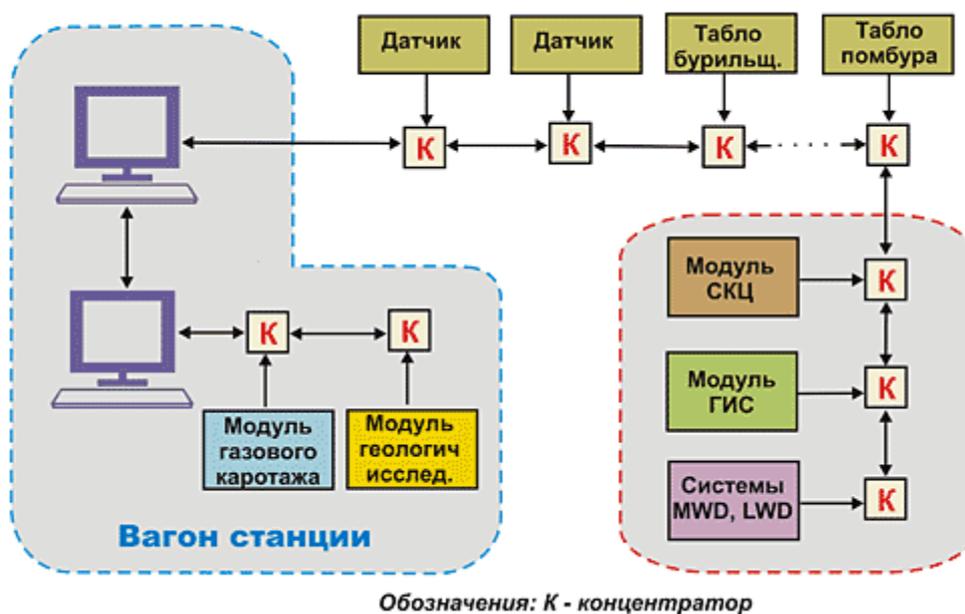


Рис.2.11. Упрощенная структурная схема станции ГТИ

Концентраторы одновременно должны обеспечивать гальваническую развязку цепей связи и питания. В зависимости от возложенных на станцию ГТИ задач количество концентраторов может быть разным - от нескольких единиц до нескольких десятков штук. Программное обеспечение станции ГТИ обеспечивает полную совместимость и слаженную работу в единой программной среде всех технических средств.

Датчики технологических параметров, используемые в станциях ГТИ, являются одной из самых важных составных частей станции. От точности показаний и надежности работы датчиков во многом зависит эффективность службы ГТИ при решении задач по контролю и оперативному управлению процессом бурения. Однако из-за тяжелых условий эксплуатации (широкий диапазон температур от  $-50$  до  $+50$  °С, агрессивная среда, сильные вибрации и т.д.) датчики остаются самым слабым и ненадежным звеном в составе технических средств ГТИ.

Принципы измерения датчиков и их конструктивные решения выбраны применительно к отечественным буровым установкам старого образца, и

поэтому на современные буровые установки и тем более на буровые установки иностранного производства их монтаж затруднителен.

Наличие широкого выбора первичных преобразователей высокой точности и высокоинтегрированных малогабаритных микропроцессоров позволяет разработать высокоточные, программируемые датчики с большими функциональными возможностями. Цифровая часть электронной платы для всех типов датчиков однотипная и отличается только настройкой внутренней программы, что делает ее унифицированной и взаимозаменяемой при ремонтных работах. Внешний вид датчиков приведен на рис.2.12.



Рис.2.12. Датчики технологических параметров

Датчик нагрузки на крюке имеет ряд особенностей (рис.2.13). Принцип действия датчика основан на измерении силы натяжения талевого каната на

"мертвом" конце с применением тензометрического датчика усилий. Датчик имеет встроенный процессор и энергонезависимую память. Вся информация регистрируется и хранится в этой памяти. Объем памяти позволяет сохранить месячный объем информации. Датчик может комплектоваться автономным источником питания, который обеспечивает работу датчика при отключении внешнего источника питания.



Рис.2.13. Датчик веса на крюке

Информационное табло бурильщика предназначено для отображения и визуализации информации, получаемой от датчиков. Внешний вид табло представлен на рис.2.14.

На лицевой панели пульта бурильщика расположены шесть линейных шкал с дополнительной цифровой индикацией для отображения параметров: крутящий момент на роторе, давление ПЖ на входе, плотность ПЖ на входе, уровень ПЖ в емкости, расход ПЖ на входе, расход ПЖ на выходе. Параметры веса на крюке, нагрузки на долото по аналогии с ГИВ отображены на двух круговых шкалах с дополнительным дублированием в цифровом виде. В нижней части табло расположены одна линейная шкала для отображения скорости бурения, три цифровых индикатора для отображения параметров - глубина забоя, положение над забоем, газосодержание. Алфавитно-цифровой индикатор предназначен для вывода текстовых сообщений и предупреждений.



Рис.2.14. Внешний вид информационного табло

Непрерывный анализ суммарного газосодержания производится с помощью выносного датчика суммарного газа. Преимущество данного датчика перед традиционными анализаторами суммарного газа, размещаемыми в станции, заключается в оперативности получаемой информации, так как датчик размещается непосредственно на буровой и время задержки на транспортировку газа с буровой на станцию исключается. Кроме этого, для комплектации станций разработаны газовые датчики для измерения концентраций неуглеводородных компонентов анализируемой газовой смеси: водорода  $H_2$ , окиси углерода  $CO$ , сероводорода  $H_2S$  (рис.2.15).



Рис.2.15. Датчики для измерения содержания газа

Дальнейшее развитие мониторинга бурения было связано с расширением источников информации. Во-первых, это автоматизированные источники – станции ГТИ различных отечественных производителей (каждая из которых исторически имеет свой формат данных), MWD/LWD системы, системы каротажа на трубах, любые другие измерительные комплексы на буровой, видеомониторинг. Во-вторых, это данные производственной отчетности (суточные рапорта, сводки и т.д.), также вовлеченные в общую технологию мониторинга.

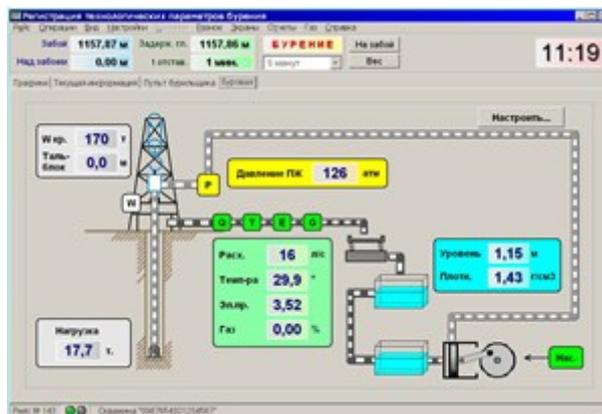
Успешное строительство скважин в сложных горно-геологических условиях, поисковых и разведочных скважин, наклонно-направленных скважин с большими отходами и горизонтальных скважин невозможно без эффективного информационного обеспечения процесса бурения. Для получения информации о процессе бурения используются комплексы по сбору, обработке и анализу данных о процессе бурения скважин.

Для обеспечения приемлемой работы бурения, скорости обработки, просмотра и печати данных разработаны несколько аппаратно-программная продукция. При разработке программного обеспечения комплекса были использованы новейшие инструментальные программные средства. Программное обеспечение комплекса состоит из системы сбора и обработки информации комплекса на буровой, системы передачи информации и банка данных. Прикладное программное обеспечение приема данных, установленное у удаленного пользователя, принимает переданную информацию и автоматически формирует на удаленном компьютере банк данных.

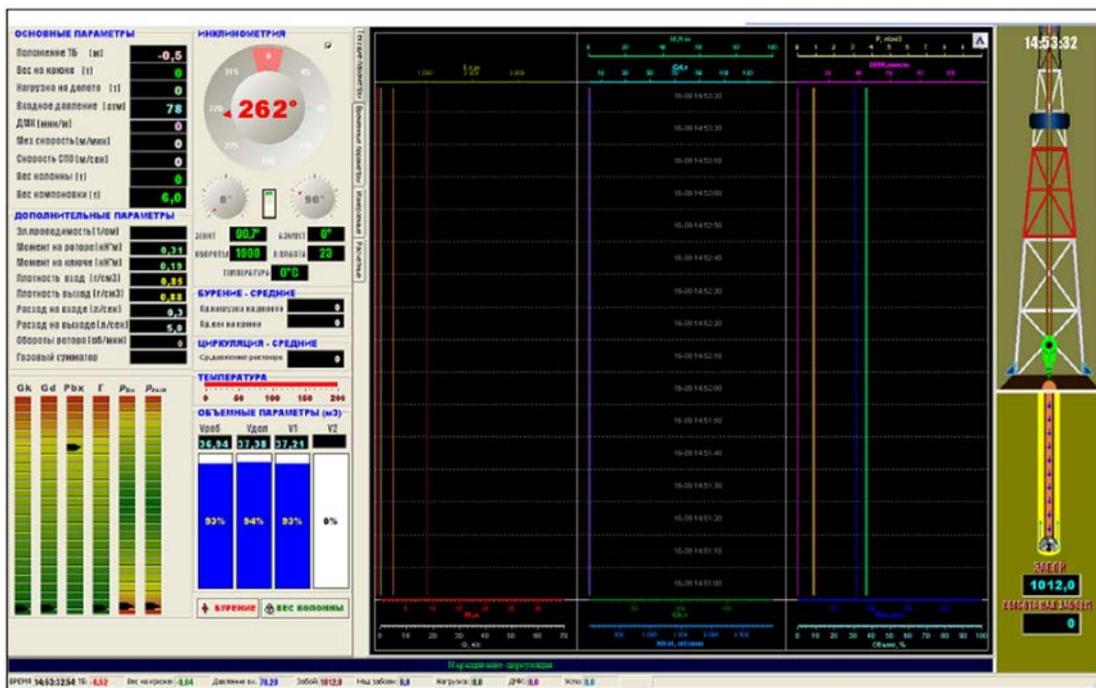
В настоящее время основным направлением развития комплекса является совершенствование его программного обеспечения с целью расширения круга оперативных задач, решаемых автоматически без участия оператора, и улучшения возможностей по отображению получаемой информации. Комплекс постоянно совершенствуется в соответствии с



### Программный комплекс «РЕГИСТРАЦИЯ»:



### Программный комплекс «Волга-супервайзер»



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основании проведенного анализа выбран эффективный подход к формированию математической модели движения КНБК, используя который разработана математическая модель движения ФОКНБК в процессе бурения скважины на основе предложенной расчетной схемы и объединения кинематического и динамического подходов к построению моделей.
2. Осуществлен выбор и обоснование системы уравнений, положенных в основу модифицированной кинематической модели движения компоновки низа бурильной колонны.
3. Приведены алгоритмы прогноза траектории на основе регрессионного анализа и кинематической модели.
4. Приведены результаты вычислительного эксперимента по оценке точности прогноза.
5. Изучены алгоритмы терминального программного управления на участке набора зенитного угла.
6. Осуществлена аппаратная и программная реализация алгоритмов управления бурением.
7. Изучены современные технологии и технические средства для информационного обеспечения процесса бурения скважин.
8. Предложенная структура программных и аппаратных средств обеспечивает не только высокую эффективность алгоритмов оперативного управления бурением, их универсальность, гибкость, но и возможность контроля и диагностики забойного оборудования, выявления возможных критических ситуаций в процессе бурения и т.п., используя при этом опыт и знания квалифицированных экспертов - операторов, технологов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Каримов И. Юксак маънавият – енгилмас куч. – Т.: “Маънавият”, 2008, 173-б.
2. Каримов И. Ўзбекистон мутақилликка эришиш остонасида. – Т.: Ўзбекистон, - 2011.
3. Абдуллаев Н.Д, Петров Ю.П. Теория и методы проектирования оптимальных регуляторов. - Л.: Энергоатомиздат, 2005.-240 с.
4. Алимбеков Р.И., Ахметзянов В.З., Шулаков А.С. Устройство для ориентирования бурового инструмента при проводке наклонно-направленных скважин // Республ. межотрасл. науч.-произв. конф. по автоматизации и механизации трудоемких производственных процессов на предприятиях республики: Тез. докл. Уфа, 2002. С. 102 - 103.
5. Алимбеков Р.И., Васильев В.И., Нугаев И.Ф., Шулаков А.С. Компьютеризированные технологии управления бурением в нефтяной и газовой промышленности //Нефтяное хозяйство. 2000. №12. С.120 - 122.
6. Барский И.Л., Гусман А.М., Ивина А.Б. Метод управления динамикой бурильной колонны// Нефтегазовые технологии. 2000. №1.
7. Батенко А.П. Системы терминального управления. - М.: Радио и связь, 2007.- 160 с.
8. Брук В.М., Петров О.А. Методы многокритериальной оптимизации проектных решений. - Л: СЗПИ, 1990. - 76 с.
9. Ковшов Г.Н., Алимбеков Р.И., Жибер А.В. Инклинометры. (Основы теории и проектирование). Уфа: Гилем, 1998. - 380с.
10. Колесников Н.А., Григулецкий В.Г., Горин Г.И. Современные проблемы бурения нефтяных и газовых скважин // Изв.вузов, сер. «Нефть и газ». 1992. № 1. С.37-40.

11. Кудрявцев А.В., Шулаков А.С. Использование RISC - контроллеров в интеллектуальных системах контроля параметров бурения скважин // «Интеллектуальное управление в сложных системах - 99» Респуб. науч.-техн. конф. Уфа, 1999. С.96 - 98.
12. Международный обзор: тенденции развития нефтяной и газовой промышленности мира в 2003 г // Нефтегазовые технологии. 2004. №1 С. 12-18.
13. Солодовников В.В., Тумаркин В.И. Теория сложности и проектирование систем управления. -М.: Наука, 1990. - 168 с.
14. Brakal J.D. Azar J.J. Prediction of wellbore trajectory considering bottom hole, assembly and drill-bit SPE. Drill.Eng. -2009. 4, #2.-109-118/.
15. Nugaev I.F., Vasilyev V.I., Alimbekov R.I., Shulakov A.S. Computerized technology of control and decision support for oil - welldirected drilling.//Proc. of 4th Intern. Workshop on Computer Science and Information Technologies (CSIT'02), Greece, 2002.p.p. 104-110.
16. Справочник по теории автоматического управления / Под ред. А.А. Красовского. - М.: Наука, 1987. - 712 с.
17. Воскобойников Ю.Е. Устойчивые методы и алгоритмы параметрической идентификации. – Новосибирск: НГАСУ (Сибстрин), 2006.
18. Левицкий А.З. Геолого-технологические исследования на стадии заканчивания скважин. М.: «Нефть и газ» РГУНГ им. Губкина. 2005.
19. Левицкий А.З., Командровский В.Г., Тенишев В.М., Шилкин И.В. Компьютерные и информационные технологии в решении задач оперативного управления бурением Ч. 1,2, 3, М.: «Нефть и газ» РГУНГ им. Губкина. 1999, 2000, 2001.
20. Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. М.: «Нефть и газ» РГУНГ им. Губкина. 1997.

21. Ляшенко Г.В., Штыфель А.П., Кульчицкий В.В., Сазонов А.А., Ларионов А.С., Щебетов А. А., Александров В. Л. Парадигма управления строительством скважин. НТЖ «Инженер-нефтяник». № 3-2009. - С. 17-20.
22. Мальцев А.В., Дюков Л.М. Приборы и средства контроля процесса бурения. Справочное пособие. М.: Недра. 1989, Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. М.: Госгортехнадзор. 2003. ПБ-08-624-03.
23. Технология бурения нефтяных и газовых скважин, под ред А.И.Сиивака. М.: Недра. 2003.
24. [www.ziyonet.uz](http://www.ziyonet.uz)
25. [www.google.uz](http://www.google.uz)
26. [www.pdf-search-engine.com](http://www.pdf-search-engine.com)
27. [www.book.ru](http://www.book.ru)
28. [www.burnlib.com](http://www.burnlib.com)
29. [www.loadbooks-2011.ru](http://www.loadbooks-2011.ru)
30. [www.mirknig.com](http://www.mirknig.com)