

На правах рукописи

Ямалиев Виль Узбекович

**ЭКСПЛУАТАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА
СОСТОЯНИЯ ГЛУБИННОГО БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

**Специальность 05.02.13 – Машины, агрегаты и процессы
(нефтегазовая отрасль)**

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук**

Уфа 2002

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете.

Научный консультант: доктор технических наук,
профессор **Ишемгужин Е.И.**

Официальные оппоненты: - доктор технических наук,
Галеев А.С.
доктор технических наук,
профессор **Колпаков Л.Г.**
доктор технических наук,
профессор **Юртаев В.Г.**

Ведущая организация: **АНК «Башнефть»**

Защита диссертации состоится « ___ » _____ 2002г. в _____ часов на заседании диссертационного совета Д **212.289.05** в Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, г.Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке университета.

Автореферат разослан « _____ » _____ 2002г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук, профессор

И.Г. Ибрагимов

Актуальность проблемы

Проблема оценки технического состояния оборудования, находящегося в скважине возникает постоянно. Это в основном связано с его специфичным конструктивным исполнением и режимом эксплуатации, который достигает критических значений, а результаты отказов могут привести к серьезным последствиям. С другой стороны, практика показывает, что глубинное буровое оборудование часто не до конца вырабатывает свой ресурс. Увеличение ресурса можно достигнуть путем получения достоверной информации о техническом состоянии долот и забойных двигателей.

Вероятностный характер внешних воздействий затрудняет распознавание состояния глубинного оборудования. Следовательно, эффективным является подход, уменьшающий неопределенность технического состояния в связи с использованием информации, получаемой в процессе анализа случайных колебаний путем определения статистически – независимых диагностических признаков. Анализ случайных колебаний технологических параметров бурения с применением вероятностных и спектральных методов позволит сформировать максимально достоверное представление о состоянии глубинного оборудования в процессе его эксплуатации. Поэтому для снижения вероятности отказа глубинного оборудования, увеличения его технического ресурса необходимо рациональное использование информации, выделяемой на устье скважины из спектра частот колебаний сопровождающих работу глубинного оборудования.

Цель работы

Разработка вариантов оценки состояния глубинного оборудования для более полного использования его ресурса при бурении.

Основные задачи исследования

1. Анализ способов передачи, получения и обработки забойной информации технологических параметров процесса бурения.

2. Разработка системы контроля технологических параметров бурения с целью диагностирования глубинного бурового оборудования.

3. Анализ случайных колебаний технологических параметров процесса бурения.

4. Анализ спектра колебаний давления промывочной жидкости при различных осевых нагрузках на долото и износе осевой опоры шпиндельной секции турбобура.

5. Исследования изменения спектральных характеристик колебаний давления промывочной жидкости, осевой нагрузки на долото в зависимости от технического состояния глубинного бурового оборудования.

6. Разработка критериев диагностирования состояния глубинного бурового оборудования с использованием информации о случайных колебаниях технологических параметров процесса бурения.

7. Вероятностно-статистическая оценка состояния глубинного бурового оборудования, их информативность, диагностическая ценность.

8. Применение методов анализа нестационарных случайных колебаний технологических параметров процесса бурения для оценки состояния оборудования при эксплуатации .

Научная новизна

1. Спектр колебаний, значения корреляционной размерности, число выбросов, показатели энтропии и Джини, распределение энергии вейвлет-коэффициентов – характеризуют техническое состояние глубинного оборудования и являются независимыми диагностическими критериями.

2. Для стационарных, случайных колебаний технологических параметров бурения и технического состояния системы «турбобур-долото» (Т-Д) установлены следующие закономерности:

- узкополосный спектр колебаний давления жидкости в диапазоне инфранизких частот определяет работоспособное состояние системы, а уменьшение амплитуды спектра колебаний с одновременным ее

растягиванием в высокочастотную область – неработоспособное состояние системы;

- отношение мощностей колебаний случайных параметров в начале и в процессе бурения зависит от эксплуатационного состояния элементов вооружения и опоры долота, интенсивности искривления ствола скважины для пород различной буримости;
- вероятностные значения случайных колебаний числа выбросов, показателей энтропии и Джини соответствуют определенному режиму работы глубинного оборудования;
- техническое состояние забойного двигателя характеризуется спектром колебаний давления промывочной жидкости в момент отрыва породоразрушающего инструмента от забоя;
- уменьшение дисперсии и сглаживание всплеска спектра колебаний вращающего момента на роторе буровой установки соответствует износу периферийных зубьев долота, а смещение преобладающей частоты спектра колебаний момента – износу опор качения шарошек долота;

3. Для нестационарных случайных колебаний давления жидкости и осевой нагрузки установлены масштабнo–временные развертки и распределение энергии вейвлет-коэффициентов различных состояний долот.

Основные защищаемые положения

1. Методика диагностирования состояния глубинного бурового оборудования в процессе эксплуатации с применением вероятностно-статистических методов анализа случайных колебаний технологических параметров бурения в составе автоматизированных систем контроля.

2. Использование вероятностных характеристик значений амплитуды спектральной плотности, числа выбросов за установленный уровень, показателя энтропии, коэффициентов Джини и вариации случайных колебаний давления жидкости и осевой нагрузки на долото в качестве диагностических критериев оценки состояния глубинного оборудования.

3. Технические решения и способы оценки работоспособности породоразрушающего инструмента, забойного двигателя по использованию случайных колебаний технологических параметров бурения в качестве диагностических критериев.

4. Результаты лабораторных и промысловых исследований по обоснованию разработанных критериев оценки состояния глубинного бурового оборудования.

Практическая ценность

1. Разработан автоматизированный измерительно-вычислительный комплекс «Спектр», для оценки состояния глубинного оборудования при бурении скважин, который прошел успешные промысловые испытания в Нефтекамском УБР АНК «Башнефть».

2. Для практического использования разработано руководство по диагностированию глубинного бурового оборудования с использованием вероятностно-статистических методов. Руководство используется на предприятиях ООО «Лукойл -Западная Сибирь» ТПП «Когалымнефтегаз»; ООО «Лукойл – Бурение»; Нефтекамское УБР АНК «Башнефть»; Суторминское УБР № 1 ОАО «Сибнефть-ННГ»; Краснохолмское УБР АНК «Башнефть»; ООО СП «Ватойл»; ПО «Уренгойгазпром»; ОАО НК «Таркосаленефтегаз»; Буровая компания ОАО «Газпром», филиал «Тюменбургаз».

3. Предложены варианты диагностической матрицы Байеса по различным критериям с использованием колебаний давления промывочной жидкости и осевой нагрузки на долото, для оценки состояния глубинного оборудования, которые используются в учебном процессе УГНТУ.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на:

- научно-технической конференции молодых ученых и специалистов ВНИИБТ/Москва, май, 1984/ ;

- республиканских научно-технических конференциях: «Актуальные проблемы нефти и газа» (Уфа, 1984), «Вузовская наука – научно-техническому прогрессу» (Уфа, 1986), «Проблемы нефти и газа» (Уфа, 1988).

- научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых ВУЗов (Уфа, 1989, 1996, 1999, 2000, 2001);

- всесоюзных и международных конференциях: «Механика горных пород при бурении» (Грозный, 1990, 1991), «Нефть и газ Западной Сибири» (Тюмень, 1989), «Комплексное освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа СССР» (Мурманск, 1989), «Проблемы строительства скважин на нефть и газ предельно малого диаметра» (Красноярск, 1990).

- научно-практической конференции «Проблемы разработки нефтяных месторождений и подготовки специалистов в ВУЗе» (Альметьевск, 1996)

- III конгресс нефтегазопромышленников России. Секция Н «Проблемы нефти и газа» (Уфа, 2001).

Публикации

Основные результаты диссертационной работы изложены в 49 печатных работах, в том числе одном учебном пособии, 17 статьях, получено 16 авторских свидетельств СССР и 2 патента РФ.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав и основных выводов. Работа изложена на _____ страницах машинописного текста, в том числе содержит _____ рисунков, _____ таблиц, списка литературы из _____ наименований, _____ приложений.

Автор выражает благодарность сотрудникам кафедры нефтегазопромыслового оборудования за поддержку выполненной работы, д.т.н. профессору Хасанову М.М. за консультации по отдельным вопросам диссертации.

Общее содержание работы

Проведен анализ исследований по колебаниям глубинного бурового оборудования, рассмотрены способы получения и обработки забойной информации, а также изложены результаты теоретических и эксперименталь-

ных исследований, посвященных использованию случайных колебаний параметров процесса бурения для оценки состояния оборудования при эксплуатации.

Значительный вклад в изучение колебательных процессов, возникающих в бурильной колонне внесли Балицкий П.В., Васильев Ю.С., Векерик В.И., Ворожбитов М.И., Габдрахимов М.С., Галеев А.С., Ганджумян Р.А., Грачев Ю.В., Григулецкий В.Г., Гуреев И.Л., Иоаннесян Ю.Р., Ишемгужин Е.И., Керимов З.Г., Колпаков Л.Г., Копылов В.Е., Кулябин Г.А., Лебедев Н.Ф., Мавлютов М.Р., Мирзаджанзаде А.Х., Огородников П.И., Попов А.Н., Посташ С.А., Рукавицин В.Н., Санников Р.Х., Симонов В.В., Симонянц С.Л., Султанов Б.З., Эйгелес Р.М., Эскин М.С., Юнин Е.К., Юртаев В.Г., Янтурин А.Ш. и многие другие. Именно в рациональном, эффективном использовании хотя бы части колебаний, сопровождающих процесс бурения и кроются значительные резервы повышения темпов строительства скважин.

Анализ многочисленных публикаций по данной проблеме позволил систематизировать основные источники колебаний по частотным диапазонам, вне зависимости от природы их происхождения, и отметить, что во всем спектре частот колебаний бурильной колонны содержатся составляющие, обладающие высокой степенью информативности, но наибольший интерес с точки зрения оценки состояния оборудования представляет инфранизкочастотный диапазон.

Задача управления технологическим процессом, режимом бурения, рациональной эксплуатацией элементов бурильной колонны, невозможна без надежного канала связи устья с забоем скважины, но при этом необходимо учитывать специфичность условий в каждом конкретном случае, и умело подбирать средства и методы для передачи, приема, обработки и использования забойной информации.

Необходим разумный компромисс с возможностями автоматизированных измерительных систем, ее сложностью, стоимостью и ценностью получаемой забойной информации. В связи с этим, несмотря на успешное приме-

нение промышленных систем телеизмерения забойных параметров, необходим более простой метод получения забойной информации.

Поэтому, нами предложена система контроля состояния глубинного бурового оборудования при эксплуатации, основанная на анализе временных рядов замеров технологических параметров процесса бурения в диапазоне инфранизких частот, которая является естественной, удобной, исключает применение малонадежных, работающих в тяжелых условиях специальных погружных телеметрических устройств и представленной на рисунке 1.

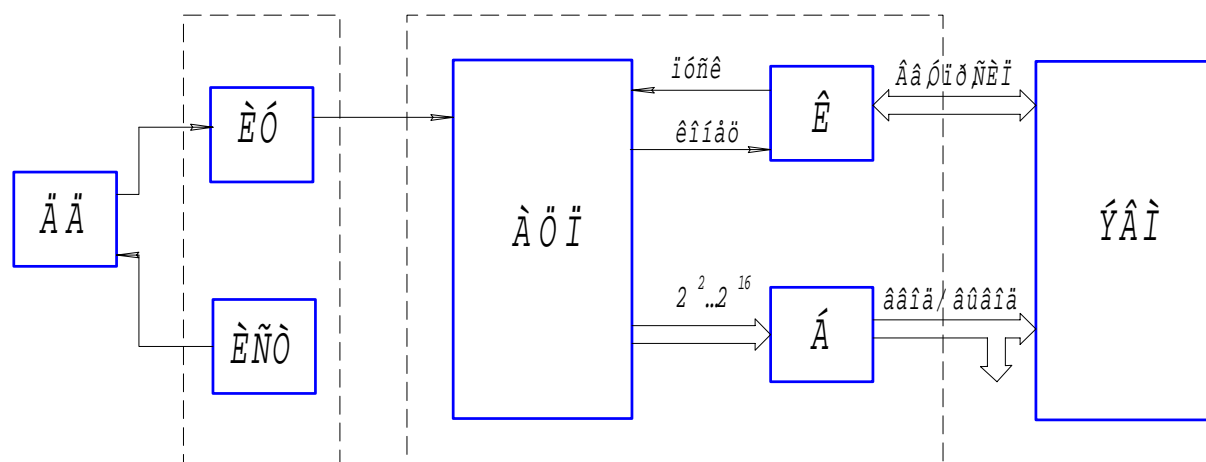


Рисунок 1 – Система контроля состояния глубинного бурового оборудования

Первичные преобразователи давления устанавливаются на гидравлических линиях индикатора веса, моментомера типа ИМРЦ или манифольдной линии. Далее сигнал по каналу связи поступает на измерительный усилитель, который обеспечивает согласование диапазона выходных сигналов датчиков с диапазоном входных сигналов АЦП. Дискретность временных рядов можно варьировать в пределах $\Delta=(1\div 30)\text{с}$, что соответствует диапазону инфранизких частот. Устройство сопряжения производит запуск АЦП, сигнал преобразуется в девятиразрядный параллельный двоичный код и поступает в ЭВМ. Сформированный массив данных подвергается вероятностно-статистическим измерениям, определяются диагностические критерии состояния оборудования, которые визуальнo контролируются блоком индикации. Пульт

управления служит для ввода оператором необходимых параметров, изменениями которых сопровождается процесс бурения скважины, а именно тип разбуриваемой породы, долота, забойного двигателя и режима бурения.

Учитывая, что даже в сравнительно простых системах возможны сложные непредсказуемые явления в работе рассматривается задача более широкого использования теории случайных функции при оценке надежности, диагностирования состояния глубинного оборудования.

Случайные колебания технологических параметров процесса бурения, такие как колебания давления промывочной жидкости, осевой нагрузки, момента на роторе буровой установки представлялись в виде последовательности случайных величин. Схема анализа случайных колебаний параметров бурения включает несколько этапов: подготовка данных для численного анализа, оценка основных свойств реализаций и непосредственный анализ данных.

Основным моментом при подготовке данных для анализа является дискретизация и квантования. При этом важно правильно выбрать величину интервала дискретизации. Согласно теореме Котельникова: шаг дискретизации должен удовлетворять условию $\Delta \leq 1/(2F_H)$, где F_H – частота Найквиста.

Чтобы представление сигнала в дискретной форме было однозначным, максимальный интервал дискретизации не должен превышать Δ . Если это может произойти, то возникает нежелательный эффект подмены частот, наложение низко и высокочастотных составляющих исходного сигнала. Для недопущения этого явления перед АЦП устанавливаются низкочастотные цифровые фильтры. Если АЦП работает правильно, то ошибка квантования имеет нулевое среднее, распределена равномерно с плотностью вероятности равной единице.

Оценку свойств реализации случайных процессов, какими являются колебания измеряемых параметров бурения, осуществляли выясняя стационарность, наличие неправдоподобных значений, периодичности и тренда, отклонение от нормальности.

Алгоритм проверки временного ряда $X(i)$ длины N на стационарность заключается в разделении ряда $X(i)$ на M равных интервалов, причем наблюдения в разных интервалах полагаются независимыми. Вычисляются статистические параметры ряда для каждого интервала. Эти оценки образуют временной ряд оценок параметров Y_i , где $1 < i < M$. Затем временной ряд оценок проверяется на наличие тренда с помощью метода наименьших квадратов или непараметрических критериев, наиболее мощным из которых является критерий инверсий. Если тренд оценки существует, то ряд рассматривается как нестационарный по этой оценке.

Работоспособность предложенной системы контроля для оценки состояния оборудования была подтверждена стендовыми и промышленными испытаниями, проведенными в Уфимском и Нефтекамском УБР, при бурении разными забойными двигателями. При бурении электробуром, анализировался спектр колебаний давления промывочной жидкости, с интервалом дискретности $\Delta = 1 \dots 30$ с. Результаты показали, что имеет место широкополосный спектр колебаний, не несущий особой информации. При турбинном бурении были отмечены изменения спектра колебаний давления по амплитуде и форме, для разного состояния долота, осмотренного после его подъема, и установлен оптимальный режим работы системы «турбобур-долото», достигаемый к середине долбления.

Эффективность процесса бурения, рационального использования турбобуров, другого забойного оборудования во многом определяется необходимой осевой нагрузкой для разрушения горной породы. Передача осевой нагрузки на долото связана с управлением при неполной информации в условиях неопределенности. Поэтому, были проведены промышленные исследования случайных колебаний осевой нагрузки в зависимости от изменения состояния глубинного бурового оборудования. Учитывая связь осевой нагрузки, действующей на турбобур с его гидравлической характеристикой, оценивались и колебания давления промывочной жидкости.

Результаты анализов показали, что каждому значению нагрузки соответствует своя преобладающая частота спектра давления, и с увеличением нагрузки на долото преобладающая частота смещается в сторону низких частот. С ростом коэффициента вариации, уменьшается интервал корреляций и процесс приобретает случайный характер.

Забойный двигатель, являющийся самым сложным из всех элементов компоновки бурильной колонны, испытывает все нагрузки, связанные с работой долота и колонны. Если состав компоновки может меняться в зависимости от условий бурения, то конструкция двигателя остается неизменной, хотя содержит такие колебательные системы, как корпус, вал и осевую опору.

С точки зрения диагностирования технического состояния турбобура, особое внимание уделяется узлу осевой опоры. Ввиду ее многоступенчатости, важно знать как происходит распределение нагрузки между ее элементами, и можно ли оценить изменения ее технического состояния по спектру колебаний давления промывочной жидкости.

Исследования были проведены в ПО «Нижневартовскнефтегаз» как на буровой, так и в турбинном цехе. Установлено, что неравномерность распределения осевой нагрузки по ступеням осевой резинометаллической опоры шпиндельной секции ведет к их повышенному износу, увеличению виброактивности турбобура. Спектр колебаний давления жидкости измерялся в первом и последнем интервале бурения применения исследуемых шпинделей с разным количеством ступеней. Результаты анализов показали на зависимость между величиной осевого износа шпинделя и спектром колебаний давления, в особенности для тех шпинделей, у которых наблюдался неравномерный износ дисков пяты при люфте более 1,5мм. Эта зависимость, позволяет сделать вывод о возможности регулирования равномерного распределения осевой нагрузки на долото по информации о спектре колебаний давления жидкости, фиксируемого на устье скважины.

При бурении скважин в ПГО «Оренбурггеология» анализировалась возможность оценки состояния долота при роторном бурении, по случайным колебаниям вращающего момента записанных с помощью индикатора крутящего момента ротора с цепным приводом типа ИМРЦ-5. Спектр колебаний момента у нового долота имеет ярко выраженный всплеск на частоте основной гармоники. Износ долота сопровождается изменением статистических характеристик сигнала. По мере износа периферийных зубьев сглаживается всплеск спектра колебаний, уменьшаются его математическое ожидание и дисперсия, а при износе опор качения шарошек происходит смещение основной частоты спектра колебаний момента. Итогом этих исследований явились разработка способа оценки работоспособности породоразрушающего инструмента, основанного на изменении качественной характеристики по спектру колебаний крутящего момента и по количественному критерию, определяемому как отношение мощностей спектров в начале и в конце каждого долбления.

Анализ случайных колебаний технологических параметров процесса бурения подразумевает расчет основных характеристик стационарных случайных процессов: плотности вероятности, среднего, дисперсии, корреляционной и спектральной функции.

В случае стационарности и эргодичности случайного процесса дискретный аналог корреляционной функции может быть представлен в виде

$$K_{xm} = \frac{1}{N-m} \left(\frac{x_0 x_m + x_{N-m} \cdot x_N}{2} + \sum_{n=1}^{N-m-1} x_n x_{n+m} \right), \quad (1)$$

где N – общее число отсчетов значений случайного процесса на интервале наблюдения T ;

m – текущий номер отсчета значений корреляционной функции;

n – текущий номер отчета значений случайного процесса.

Рассчитанные таким образом значения, аппроксимируются теоретической зависимостью. Для технологических процессов при бурении скважин лучшим вариантом является использование функции вида

$$K_x(\tau) = D_x \cdot \exp(-\alpha|\tau|) \cdot \cos(\beta \cdot \tau) \quad (2)$$

где D_x – дисперсия процесса;

α - параметр, характеризующий степень затухания кривой $K_x(\tau)$;

β - средняя частота колебаний функции $K_x(\tau)$.

Параметры α β подбираются по методу наименьших квадратов. При этом минимизируется функционал вида

$$\Phi(\alpha, \beta) = \left(\frac{K_{xM} - K_{xM}(\alpha, \beta)}{2} \right)^2 + \sum_{m=1}^{M-1} (K_{xm} - K_{xm}(\alpha, \beta))^2 \quad (3)$$

где M – максимальное значение m ($M \ll N$).

Минимизация функционала (3) может быть осуществлена различными численными методами. Так как число значений K_{xm} относительно невелико ($M \ll N$), то наиболее простым методом поиска минимума функционала (3) является метод перебора. Во множестве допустимых значений α и β вычисляются значения функционала и сравниваются между собой. Точка (α^*, β^*) , для которой функционал минимален, будет давать искомое уравнение регрессии.

Спектральная плотность вычисляется по найденным значениям корреляционной функции. При небольшой выборке этот метод является единственно возможным.

Другой подход к оценке спектральной плотности основан на непосредственном ее определении по дискретным значениям случайного процесса.

Аппроксимировать полученную совокупность значений спектральной плотности можно теоретической зависимостью

$$S_x(\omega) = D_x \left[\frac{\alpha}{\alpha^2 - (\beta + \omega)^2} + \frac{\alpha}{\alpha^2 + (\beta - \omega)^2} \right], \quad (4)$$

Результаты анализов показали, что экстремумы функционалов для зависимостей (2) и (4) не являются четко выраженными. Поэтому данные затруднения преодолевались путем совместной аппроксимации корреляционной функции и спектральной плотности исследуемого случайного процесса.

Многочисленные исследования случайных колебаний технологических параметров бурения с одновременной оценкой состояния глубинного оборудования в основном включающих «Т-Д», для районов Западной Сибири и Татарстана позволили выявить следующие закономерности представленные на рисунке 2.

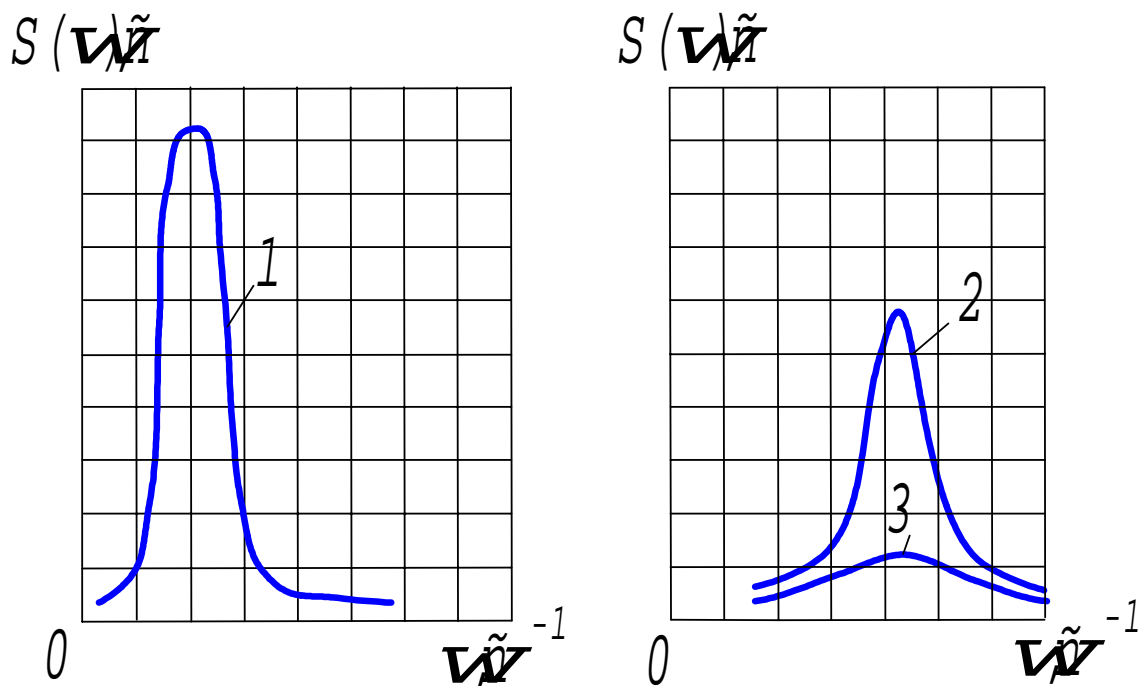


Рисунок 2 – Характерные спектры колебаний давления промывочной жидкости для различного состояния системы «Т-Д»

Кривая 1 – характерна для работоспособного состояния системы «турбобур-долото», спектр колебаний узкополосный с ярко выраженной амплитудой на преобладающей частоте.

В процессе эксплуатации системы «Т-Д» спектр колебаний (преобладающая частота) смещается в область более высоких частот с возможным небольшим изменением по амплитуде (кривая 2). Когда система «Т-Д» находится в предаварийном состоянии, преобладающая частота резко уменьшается, вплоть до «белого шума» (кривая 3).

Характерные формы кривых спектра колебаний давления были приняты в качестве диагностических признаков при оценке состояния глубинного оборудования.

Установлены существенные отличия в спектрах колебаний давления при бурении твердых и мягких пород, а при бурении различными забойными двигателями при прочих равных условиях, оказывает влияние состояние и тип долота, режим бурения.

Для повышения достоверности диагностирования системы «Т-Д», кроме контроля за характером изменения кривой спектра колебаний давления, разработан количественный критерий - ΔS

$$\Delta S = S_1 / S_2 \text{ или } S_i = a_i \cdot b_i, \quad (5)$$

где ΔS – критерий диагностирования;

S_1, S_2 – площади спектра в начале и в конце бурения;

S_i – текущая площадь спектра;

a_i – значение нормированной спектральной плотности при преобладающей частоте для текущего спектра;

b_i – ширина текущего спектра.

Анализ по критерию диагностирования (ΔS) проводился при следующих условиях. Для районов Западной Сибири: два интервала бурения 400-1160м и 1160-2020м, долото Ш-215,9МЗ-ГВ, турбобур ЗТСШ1-195, расчетная интенсивность искривления изменялась в пределах 0,0028-0,0350 град/м.

Для скважин, пробуренных Альметьевским УБР: интервал 400-1200м, долото Ш-215,9ТЗ-ГН, турбобур ЗТСШ1-195, а для интервала 1200-1800м долото Ш-215,9 ТЗ-ГНУ, винтовой двигатель Д1-195 и интенсивность искривления для этих скважин 0,0012-0,0492 град/м.

Были построены корреляционно-регрессионные модели позволяющие оценить влияние скола зубцов вооружения и люфта шарошек долота, интенсивность искривления ствола скважины и степени их взаимного воздействия на критерий диагностирования. В результате были определены эталонные значения критерия для предаварийного состояния системы «Т-Д», которые составили $\Delta S_I = 1,43$ и $\Delta S_{II} = 1,51$ для мягких пород, и $\Delta S_I = 1,11$, $\Delta S_{II} = 1,13$ для твердых разбуриваемых пород. При достижении этих эталонных значе-

ний следует рекомендовать бурильщику принимать решение о подъеме инструмента.

Возможность дифференцированного подхода к оценке состояния системы «Т-Д» была получена после того, как был проанализирован спектр колебаний давления, зафиксированный в момент отрыва бурильной колонны от забоя, в основном при промывке скважин. В этом случае спектр колебаний давления характеризует техническое состояние забойного двигателя, исключая влияние долота и различные по буримости горные породы. (А.с. № 1555469). Также установлено, что техническое состояние осевой опоры забойного двигателя можно контролировать путем измерения коэффициентов вариации давления жидкости (А.С. № 1629465).

Рассмотрены современные методы обработки случайных колебаний параметров процесса бурения для контроля состояния оборудования, которые уже давно являются универсальными, классическими в других областях. Одним из таких является коэффициент Джини, применяемый в экономике.

Алгоритм определения коэффициента Джини включает в себя построение зависимости параметров, измеренных в процессе бурения, колебаний давления и осевой нагрузки по оси ординат в %, от количества этих значений по оси абсцисс в % для различных состояний анализируемых долот. Реально полученные кривые – А, ..., В имеют различные отклонения от линии равномерного распределения - С (рис. 3). Чем больше износ долота ($B > A$), тем больше отклонение и меньше взаимосвязь между анализируемыми показателями.

В качестве диагностических критериев используем величины

$$T_P = 1 - G_P, \quad T_Q = 1 - G_Q, \quad (6)$$

где G_P, G_Q – коэффициенты Джини различных параметров;

T_P, T_Q – критерии работоспособности долота этих же параметров.

Анализ результатов исследований разработанных критериев для районов Западной Сибири показал, что минимальный износ вооружения по

цифру (B_1) и опоры долота (Π_1) соответствует следующим значениям критериев диагностирования:

$$T_P = 0,996 \dots 0,989 \text{ и } T_Q = 0,956 \dots 0,950$$

По мере увеличения износа долота критерий уменьшается:

при $B_2\Pi_2$ $T_P = 0,986 \dots 0,981$, $T_Q = 0,924 \dots 0,905$;

при $B_3\Pi_3$ $T_P = 0,979 \dots 0,967$, $T_Q = 0,838 \dots 0,811$;

при $B_4\Pi_3$ $T_P = 0,960 \dots 0,933$, $T_Q = 0,769 \dots 0,697$.

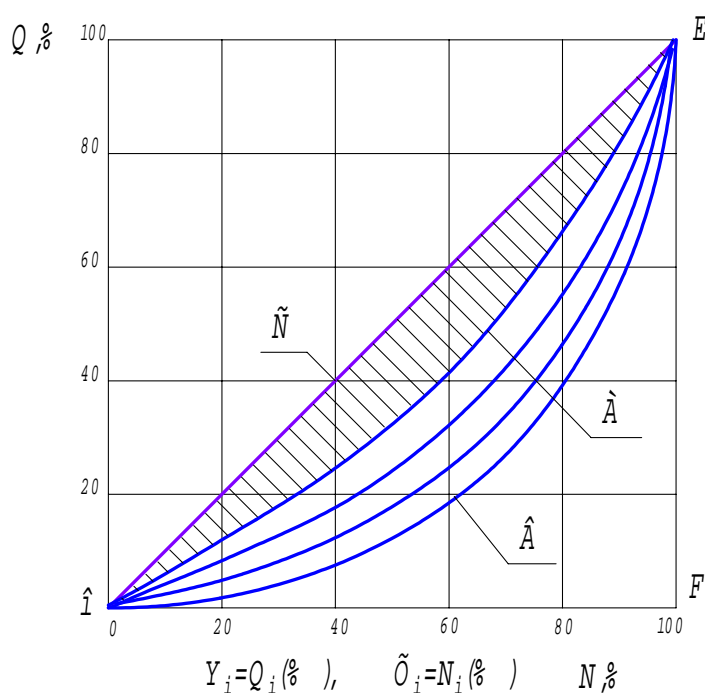


Рисунок 3 – Определение коэффициента Джини

Коэффициент Джини

$$(G) = \frac{SN - SQ}{SN},$$

где SN - площадь фигуры OEF ;

SQ – площадь фигуры $OAEF(OBYF)$.

$$SQ_i = \sum_{n=1}^n \frac{(x_{i+1} - x_i) \cdot (Y_{i+1} + Y_i)}{2}$$

Поэтому, значение критерия, соответствующее новому долоту принимаем $T_P = T_Q = 1$ (кривая C , рис. 3). Момент подъема долота (эталонный критерий) соответствующий предаварийному состоянию ($B_3\Pi_3$, $B_4\Pi_3$, кривая B)

можно определить по результатам бурения первых двух скважин на кусте. При дальнейшем бурении контролируются текущие значения критериев и по мере приближения текущих значений к эталонному, дается рекомендация бурильщику для принятия решений.

Из обширного комплекса проблем теории случайных процессов важное значение имеют задачи, связанные с выбросами траектории случайного процесса за некоторый уровень.

Реализация случайных колебаний осевой нагрузки на долото, давления промывочной жидкости, момента на роторе и других, может несколько раз пересекать некоторый фиксированный уровень, что принято характеризовать как выбросы случайного процесса за данный уровень.

Число выбросов можно вычислить, оценив спектральные функции перемещения и скорости, и соответствующие им дисперсии, или же с использованием корреляционной функции.

Для стационарного случайного процесса число выбросов за некоторый уровень «а» составит:

$$v = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{\sigma_v}{\sigma_x} \cdot e^{-\frac{(a-\bar{x})^2}{2\sigma_x^2}}, \quad (7)$$

где σ_v , σ_x – среднеквадратичные значения скорости и перемещения,
 \bar{x} – среднее значение случайного процесса.

В частном случае, при $a = \bar{x}$, т.е. когда рассматриваются выбросы за нулевой уровень

$$v = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{\sigma_v}{\sigma_x} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{-\frac{\ddot{K}_{x(\tau)}}{K_{x(\tau)}} \Big|_{\tau=0}}, \quad (8)$$

При аппроксимации случайного процесса используется корреляционная функция вида (2), а число выбросов за нулевой уровень

$$v = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\beta^2 - \alpha^2}, \quad (9)$$

Следовательно, определение числа выбросов за нулевой уровень включает в себя аппроксимацию корреляционной функции, нахождение ее параметров α , β и расчет по формулам (8) или (9).

Установлено, что в начале бурения изменение выбросов несущественно, наблюдается небольшой скачок в период приработки долота, а по мере износа долота, число выбросов уменьшается при росте коэффициента вариации, что свидетельствует о динамичности процесса.

В зависимости от типа турбобура наблюдается некоторое различие в изменении числа выбросов. Диапазон изменения числа выбросов от коэффициента вариации у турбобура А7ПЗ больше, чем у турбобура ЗТСШ1-195 ТЛ, что объясняется особенностями профилирования лопаток его турбин. При износе долота для разных турбобуров, число выбросов также меняется, подчеркивая их разную гидравлическую характеристику. Различие в числе выбросов у разных турбобуров наблюдается и с ростом глубины скважины, что, скорее всего, связано с его недогрузкой или возможной выработкой ресурса двигателя.

Поэтому, число выбросов за нулевой уровень колебаний измеряемых параметров, отражает особенности процесса бурения и состояние глубинного оборудования, что позволило разработать способ регулирования оптимальной осевой нагрузки на долото при бурении скважин (Патент РФ № 2029049). Запись случайных колебаний осевой нагрузки представляется в качестве стационарного случайного процесса. После приработки долота вычисляется число выбросов осевой нагрузки за установленный пороговый уровень, которое и принимается за критерий оптимальности. В процессе бурения поддерживают оптимальную осевую нагрузку на долото, ориентируясь на принятый критерий. По мере накопления опыта и статистического материала для соответствующего геологического разреза, применяемых типов долот, забойных двигателей, компоновок низа бурильной колонны, углов искривления скважин, параметров режима бурения можно установить оптимальное

значение критерия по числу выбросов, который и будет поддерживаться в процессе бурения.

Взаимодействие долота с забоем скважины приводит к образованию колебаний с определенной частотой и амплитудой, которые воспринимаются валом турбобура. С другой стороны, промывочная жидкость, проходя через каналы турбинных секций, тоже вызывает колебания на очень низких частотах. Поток промывочной жидкости поддерживает эти низкочастотные колебания, с их регистрацией на устье скважины. Одной из причин изменения спектральных характеристик сигналов регистрируемых на устье, в диапазоне инфранизких частот, является нарушение оптимального режима работы турбин и турбобура при прохождении жидкости через ее ступени, на что может повлиять износ элементов секции, увеличение плотности жидкости и ряд других причин.

Поэтому, при регистрации сигналов на устье скважины одним из основных моментов является поддержание заданных ГТН параметров промывочной жидкости, так как любое ее изменение приведет к снижению достоверности диагностирования оборудования.

С этой точки зрения, был разработан комплекс мероприятий, направленных на регулирование параметров промывочной жидкости с помощью устройств механической очистки жидкости и предотвращения зашламования турбобура. Технические решения защищены авторскими свидетельствами и прошли успешные промышленные испытания на буровых АНК «Башнефть», и ПО «Тюменбургаз».

При проведении испытаний устройств для механической очистки жидкости (гидроциклонов), с целью оценки их работоспособности одновременно исследовалась зависимость между размерами частиц шлама и состоянием долота с помощью автоматизированной системы контроля. В качестве диагностических критериев оценки состояния долота использовались – статистические характеристики колебания давления жидкости, спектр колебаний дав-

ления, максимальные и минимальные значения колебаний давления, размеры частиц шлама в процессе бурения.

Оказалось, что изменение технического состояния долота правильно интерпретировал лишь один диагностический критерий, а именно дисперсия колебания давления. Значение дисперсии давления резко увеличиваются в 5-6 раз при наступлении предаварийного состояния долота, износ по коду – В₃П₃. В результате этих исследований разработан способ оценки технического состояния долота по изменению дисперсии колебаний давления жидкости (А.С. № 1741918).

Другой особенностью при испытаниях устройств для механической очистки явилась реализация технического решения по А.С. № 1503890. В качестве диагностического критерия оценки состояния долота использовались временные значения градиента давления, определяемые как изменение давления в гидроциклоне за определенный промежуток времени к величине этого промежутка времени и составившие временной ряд для последующего анализа.

Установлено, что в начале бурения, когда в гидроциклон поступают крупные частицы шлама, происходит увеличение давления в его рабочей полости. Эти изменения фиксируются анализатором в виде графика зависимости угла наклона кривой градиента давления к оси абсцисс и обозначенному - « α ». По мере износа долота в гидроциклон поступают частицы шлама более мелкой фракции, что соответствует другому углу наклона анализируемой кривой. Так, например, для скважин разбуриваемых Уфимским УБР, в начале бурения угол наклона кривой градиента давления варьировался в диапазоне $\alpha = 0 \dots 13$ град, а для предаварийного состояния долота это значение увеличилось до $\alpha = 43 \dots 50$ град.

В результате проведенных исследований разработан критерий косвенный оценки состояния долота в процессе эксплуатации с использованием устройств для механической очистки. Этот критерий основан на регистрации скорости увеличения давления жидкости при наличии крупных и мелких час-

тиц шлама, и применение которого вместе с другими известными критериями позволит повысить достоверность принятого решения о подъеме инструмента (Патент № 2029049).

При диагностировании сложных технических систем, к которым можно отнести и систему «турбобур-долото», широко используется анализ потерь информации, связанный с неполнотой контроля параметров. Одно из центральных мест в теории информации занимает понятие «энтропия системы», которая является мерой неопределенности колебаний случайных величин давления жидкости и осевой нагрузки.

Энтропия $\mathcal{E}(D)$ системы D , имеющей n возможных состояний с вероятностями возникновения $P(D_1), P(D_2), \dots, P(D_n)$ определится как

$$\mathcal{E}(D) = \sum_{i=1}^n P(D_i) \log \frac{1}{P(D_i)} = - \sum_{i=1}^n P(D_i) \log P(D_i) \quad , \quad (10)$$

Аналізу подвергнуты скважины, пробуренные в Западной Сибири. Значение энтропии определялось из графиков временных рядов замеров параметров в начале и в конце каждого долбления с фиксацией технического состояния долота. В качестве критериев работоспособности долота предложены следующие величины:

$$\Phi_p = \mathcal{E}_{2P} / \mathcal{E}_{1P} \quad , \quad \Phi_G = \mathcal{E}_{2G} / \mathcal{E}_{1G} \quad , \quad (11)$$

где Φ_p, Φ_G – критерии по давлению и нагрузке, соответственно;

индекс «1» - новое долото;

индекс «2» - текущее состояние долота.

Установлено, что в начале бурения изменения критериев диагностирования несущественно, они увеличиваются в процессе бурения скважины и ухудшения технического состояния долот. Для анализируемого района разбуривания, максимальные значения критериев (Φ) для различных состояний долот составляют:

при B_2P_2	$\Phi_p = 1,19$	$\Phi_G = 1,18$
при B_3P_2	$\Phi_p = 1,21$	$\Phi_G = 1,34$
при B_4P_2	$\Phi_p = 1,32$	$\Phi_G = 1,40$

При бурении последующих скважин на этом кусте, значения $\Phi_p = 1,32$ и $\Phi_G = 1,40$ можно принять в качестве эталонных значений для диагностирования долота.

Если предположить, что до начала бурения долото находится в работоспособном т.е. в равновесно-упорядоченном состоянии, то по мере изменения состояния долота это равновесие нарушается, возрастает энтропия давления жидкости и нагрузки. Таким образом, энтропийный подход не претендуя на роль основного, позволяет с определенной степенью точности интерпретировать процессы перехода одного состояния долота в другое.

Важное значение при анализе сложной системы «турбобур-долото», образующая множество (D) состояний имеет выбор диагностического признака (K). Прежде всего, диагностические признаки должны иметь однозначную связь с состоянием объекта диагностирования. С другой стороны, в результате воздействия внутренних и внешних случайных факторов, характеристики турбобура и долота обладают статистической изменчивостью, что может привести к возможной невоспроизводимости значений выбранных признаков при повторных испытаниях и диагностировании. Так же необходимо учитывать аппаратные неисправности, помехи, погрешности измерений и состояние системы «Т-Д» при котором значение признака может быть случайным.

Поэтому, для обеспечения достоверного определения состояния системы необходимо учитывать характеристики взаимных статистических связей признаков, что может позволить установить значения одних признаков по значениям других, а также отдавать предпочтение признакам с наибольшей диагностической ценностью и информативностью.

Для вероятностной оценки состояния глубинного оборудования предложены статистические методы распознавания, одним из которых является метод Байеса.

Метод Байеса является методической основой перехода от априорной информации, формализованной в виде априорного распределения, к апосте-

приорной, путем добавления эмпирических данных. Поступающая новая информация дает переоценку свойств объекта, т.е. постоянно происходит пересмотр априорного представления состояния системы «турбобур-долото», что позволяет получить такие же выводы, как и выводы классической статистики, но опираясь на минимальный объем данных.

В таблицах 1 и 2 приведены варианты диагностической матрицы Байеса, построенных на основе измерений колебаний давления промывочной жидкости и осевой нагрузки на долото. В качестве независимых диагностических критериев для оценки технического состояния глубинного оборудования использованы: амплитуда спектральной плотности (S); число выбросов за установленный уровень (v); энтропийный анализ (Ф); коэффициенты Джини (G) и вариации (V). Область применения предложенной матрицы ограничивается пределами обработанного статистического материала для скважин Самотлорского месторождения.

Часто в качестве диагностического критерия при оценке состояния объекта используется спектральная характеристика в той или иной форме, в частности, изменение амплитуды спектра колебания давления на преобладающей частоте. Расчетами установлено, что наибольшую информацию о состоянии исследуемой системы можно получить при значениях амплитуды спектра колебаний $S = 30 \dots 60$ с., т.к. именно в этом случае с большей уверенностью можно утверждать, что система «Т-Д» не может находиться в неисправном состоянии.

Одной из задач при оптимизации диагностирования является использование критериев с наибольшей диагностической ценностью. Диагностическая ценность критерия определяется информацией, которая вносится критерием в систему состояний объекта и выражается:

$$Z_{Di}(K_j) = \sum_{S=1}^3 P(K_{jS} / D_i) \cdot Z_{Di}(K_{jS}) \quad (12)$$

Таблица 1 - Вариант диагностической матрицы Байеса по измерениям давления промывочной жидкости

Диаг- ноз	Критерии оценки технического состояния системы «долото-турбобур», K_j														
	S, с			v, c^{-1}			Ф, энтропия			G, дж/инч			V, коэффициент вариации		
	K_{11}	K_{12}	K_{13}	K_{21}	K_{22}	K_{23}	K_{31}	K_{32}	K_{33}	K_{41}	K_{42}	K_{43}	K_{51}	K_{52}	K_{53}
	10-15	15-30	30-60	0,030- 0,035	0,035- 0,040	0,040- 0,045	1,00- 1,05	1,05- 1,15	1,15- и >	до 0,94	0,94- 0,97	0,97- 0,99	0,003- 0,020	0,020- 0,030	0,030>
D_1	0,10	0,20	0,70	0,10	0,35	0,55	0,16	0,21	0,63	0,09	0,33	0,58	0,15	0,25	0,60
D_2	0,30	0,40	0,30	0,44	0,34	0,22	0,65	0,20	0,15	0,48	0,29	0,23	0,61	0,24	0,15
$P(K_j)$	0,17	0,27	0,55	0,22	0,34	0,43	0,34	0,13	0,45	0,23	0,31	0,45	0,32	0,24	0,43
Z_{D1}	-0,76	-0,43	0,34	-1,15	0,04	0,35	-1,09	0,68	0,48	-1,36	0,08	0,36	-1,09	0,05	0,47
Z_{D2}	0,81	0,56	-0,89	1,00	0	-0,97	0,93	0,62	-1,60	1,05	-0,10	-0,97	0,92	0	-1,51

Таблица 2 - Вариант диагностической матрицы Байеса по измерениям осевой нагрузки на долото

Диаг- ноз	Критерии оценки технического состояния системы «долото-турбобур», K_j														
	S, с			v, c^{-1}			Ф, энтропия			G, дж/инч			V, коэффициент вариации		
	K_{61}	K_{62}	K_{63}	K_{71}	K_{72}	K_{73}	K_{81}	K_{82}	K_{83}	K_{91}	K_{92}	K_{93}	K_{01}	K_{02}	K_{03}
	40- 55	55- 80	80- 100	0,0020- 0,0030	0,0030- 0,0060	0,0060- 0,0080	1,00- 1,07	1,07- 1,19	1,19- и >	до 0,79	0,79- 0,91	0,91- 0,99	<0,1	0,10-0,20	0,20- 0,35
D_1	0,30	0,31	0,39	0,16	0,22	0,62	0,13	0,18	0,69	0,07	0,13	0,80	0,26	0,22	0,52
D_2	0,20	0,30	0,50	0,65	0,21	0,14	0,30	0,40	0,30	0,45	0,40	0,15	0,57	0,19	0,24
$P(K_j)$	0,26	0,30	0,43	0,34	0,21	0,44	0,18	0,26	0,54	0,21	0,23	0,56	0,37	0,21	0,41
Z_{D1}	0,20	0,04	-0,15	-1,09	0,07	0,49	-0,48	-0,53	0,34	-1,60	0,83	0,50	-0,51	0,05	0,34
Z_{D2}	-0,37	0	0,21	0,93	0	-1,44	0,73	0,62	-0,86	1,09	0,80	-1,94	0,62	-0,15	-0,78

где $P(K_{jS}/D_i)$ – вероятность попадания признака K_j в интервал «S» для системы «Т-Д» с состоянием D_i ;

$Z_{D_i}(K_{jS})$ – диагностический вес для признака K_j имеющего реализацию признака K_{jS} .

Результаты расчетов показали, что наибольшей диагностической ценностью при обследовании системы «Т-Д» обладают следующие признаки: энтропийный анализ «Ф» и число выбросов колебания давления жидкости (v), коэффициент Джини колебания осевой нагрузки (G).

Предположим, что при исправном турбобуре долото может находиться в одном из следующих состояний D_i : D_1 – долото исправное, новое скол зубков вооружения «С»= 10%, люфт опор долота «П» до 1мм; D_2 – скол зубков «С»=10-40%, люфт до 2 мм; D_3 – скол «С» = 40-60%, люфт «П» до 3 мм; D_4 – скол «С»= 60-80%, люфт «П» до 4мм; D_5 – скол «С»>80%, люфт «П»>4мм, что соответствует предаварийному состоянию.

В таблице 3 приведены результаты расчетов вероятностей различных состояний долот при анализе по трем диагностическим признакам, обладающих наибольшей ценностью информации, для которых возможны семь различных сочетаний проявлений признаков.

Анализ полученных данных показывает, что предаварийное состояние долота (D_4 и D_5) можно прогнозировать только с вероятностью $P(D_5/A^*)=0,516$ при контроле с помощью параметров (Ф и G) и $P(D_4/A^*)=0,630$ только по параметру (Ф). С необходимой достоверностью можно определить только состояние D_3 долота, используя при этом только 2 признака (Ф и v). Следовательно, для получения более достоверных сведений о наступлении предаварийного состояния долота, необходимо использование дополнительных диагностических признаков, которые представлены в диагностической матрице Байеса, но обладали меньшей информативностью.

Таблица 3 - Вероятности возникновения различных состояний долот

Реализация признаков	Вероятность классификации состояний				
	$P(D_1/A^*)$	$P(D_2/A^*)$	$P(D_3/A^*)$	$P(D_4/A^*)$	$P(D_5/A^*)$
Ф, v и G	0	0	1,0	0	0
Ф и v	0	0	1,0	0	0
Ф и G	0	0	0,484	0	0,516
v и G	0	0,560	0,440	0	0
Только - Ф	0	0	0,245	0,630	0,125
Только - v	0,644	0,221	0,135	0	0
Только - G	0	0,275	0,392	0	0,333

Диагностическую матрицу Байеса можно применять и при диагностировании глубинного оборудования методом последовательного анализа или статистических решений. Суть этого метода заключается в том, что в начале измеряется любой диагностический признак K_j (например, спектр колебаний давления промывочной жидкости) и включается алгоритм распознавания. В зависимости от результатов сравнения полученного решения с некоторыми заранее установленными границам, либо дальнейшее накопление информации об объекте прекращается, либо измеряется очередной диагностический признак объекта. Перебирая таким образом диагностические признаки в последовательности приведенной в таблицах 1 и 2 выяснилось, что только после измерения четвертого признака удалось установить фактическое состояние долота.

Также были проведены расчеты методом последовательного анализа для наиболее информативных признаков, в порядке убывания диагностических весов. Оказалось, что для принятия решения о состоянии объекта достаточно измерить два диагностических признака, энтропию давления жидкости и коэффициент Джини осевой нагрузки.

Рассмотрены фрактальные характеристики динамики глубинного бурового оборудования. В последнее время все более широкое применение нахо-

дят методы синергетики, дающие возможность описать процессы в сложных системах различной природы с помощью некоторых универсальных представлений и моделей. Так, академик А.Х.Мирзаджанзаде предложил использовать фрактальные характеристики временных рядов замеров (размерность Хаусдорфа, показатель Херста, и другие) в качестве диагностических критериев, определяющих состояние объектов управления.

Анализируя графики временных рядов замеров технологических параметров, снятых в процессе бурения скважины, можно также заметить их фрактальную структуру, что позволяет путем применения фрактальных характеристик получать практически важную информацию о состоянии глубинного оборудования по данным его нормальной эксплуатации, т.е. без проведения активного эксперимента.

Одним из разделов современной теории динамических систем является теория динамического хаоса. Хаосом в динамических системах, в отличие от обычного шумового, можно управлять и прогнозировать на небольшие промежутки времени. Если удастся установить, что в некоторой динамической системе диагностируется детерминированный хаос, то путем изменения параметров можно упорядочить ее движение, а методы количественного анализа хаотического колебания могут быть использованы для идентификации состояний рассматриваемых объектов управления, например, путем вычисления корреляционной размерности ν и размерности реализации ν_m .

Корреляционная размерность ν определяется через корреляционный интеграл

$$C(\varepsilon) = \lim_{N \rightarrow \infty} \left[\frac{1}{N^2} \cdot \sum_{i,j=1}^N Q(\varepsilon - |\bar{x}_i - \bar{x}_j|) \right], \quad (13)$$

где $Q(z)$ – функция Хевисайда:

$$Q(z) = \begin{cases} 1, & z \geq 0 \\ 0, & z < 0 \end{cases},$$

\bar{x}_i – вектор, описывающий положение изображающей точки в фазовом пространстве в момент времени $t_i = t_0 + i \cdot \tau$ ($i = 1, 2, \dots, N$);

τ - некоторый заданный промежуток времени;

N – объем выборки.

Величина $C(\epsilon)$ определяет относительное число пар точек, расстояние между которыми не более ϵ . Размерность ν определяется по наклону зависимости $\ln C(\epsilon)$ от $\ln \epsilon$.

Если рассмотреть новое фазовое пространство размерности « m », точки которого определяются векторами $\bar{Y}_j^{(m)} = \{x_j, x_{j+1}, \dots, x_{j+m-1}\}$, сконструированными из последовательных значений величины x ($j=1, 2, \dots, n=N-m+1$), то при изменении t мы получим в этом пространстве траекторию, производящую некоторое множество, корреляционную размерность которой ν_m можно вычислить через (13).

Величина корреляционной размерности является мерой упорядоченности движения и в качестве таковой может служить диагностическим критерием, определяющим состояние изучаемых объектов управления.

Используя графики временных рядов замеров колебаний давления промывочной жидкости и значений корреляционных размерностей оценивалось состояние долота в процессе эксплуатации.

Некоторые возможные причины возникновения динамического хаоса при бурении скважин можно объяснить используя уравнение продольных колебаний вала турбобура, которое после небольших преобразований приводит к уравнению Дюффинга. Это уравнение допускает существование хаотичных колебаний при достаточно большой амплитуде возмущающей силы и при частотах, принадлежащих интервалу неоднозначности амплитудно-частотной характеристики.

Поэтому на изменение корреляционной размерности может оказать влияние износ вооружения или люфт опоры долота, так как именно эти неисправности приводят к возникновению колебаний с частотой меньшей, чем частота колебаний от зубчатости долота, а по амплитуде превышают амплитуду последних. Износ опор шарошек долота может сказаться на увеличении амплитуды вынуждающей силы. Следовательно, возникновение детермини-

рованного хаоса можно объяснить нелинейными колебаниями вала турбобура, а своевременный контроль значений корреляционной размерности может позволить избежать аварий с глубинным буровым оборудованием.

Анализируя зависимость $\ln C_m(\epsilon)$ от $\ln \epsilon$ было выявлено, что размерность v_m медленно увеличивается и при $m=13$ перестает расти, что свидетельствует о том, что зарегистрированные колебания давления жидкости имеют детерминированную основу.

На этой основе был разработан способ оценки состояния долота в процессе эксплуатации по изменению корреляционной размерности колебаний давления жидкости (А.С. № 1800011). На рисунке 4 показана реализация этого способа. По мере износа долота значение v_m растет. В качестве диагностического критерия принята величина $d = v_2/v_1$, где v_1 – корреляционная размерность для нового долота, v_2 – корреляционная размерность текущего состояния долота. Для рассматриваемого примера $d = 1,4$. Это значение можно принять в качестве эталонного при бурении последующих скважин Нижневартовским УБР-2 и по нему принимать оперативное решение при оценке состояния оборудования.

Поведение динамической системы можно охарактеризовать с помощью фазовых портретов. Для этого, временная последовательность замеров давления жидкости и осевой нагрузки, развертывалась в ряд наборов с последовательно возрастающими сдвигами (разностью фаз). Эти наборы и представляли собой ряд дискретных переменных, необходимых для реконструирования аттрактора.

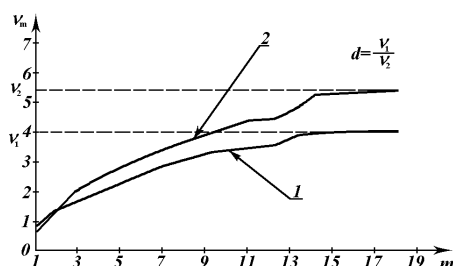


Рисунок 4 - Зависимость v_m от размерности m :

1 – новое долото; 2 – отработанное долото.

Разработан алгоритм определения фазовых портретов в трехмерной системе координат для различных «элементарных» сигналов и временных рядов замеров параметров бурения. Установлена разная форма аттрактора для нового и изношенного долота при анализе временных рядов колебаний осевой нагрузки. В начале бурения вид аттрактора сгруппирован в определенной области фазового пространства, а по мере износа долота фазовый портрет данного сигнала будет иметь хаотичную структуру в виде «белого шума».

Таким образом, в результате анализа реконструированных аттракторов на основе сигналов временных рядов замеров параметров процесса бурения можно провести заключение о развитии дефектов в системе и предсказать наступление ее предельного состояния.

Помимо классических методов анализа временных рядов замеров параметров бурения, часто применяют специальные методы в случаях, когда необходимо провести анализ процесса с меняющимися во времени характеристиками, или перейти к другому более информативному представлению исходного временного ряда, раскладывая его на составляющие. Именно этим объясняется повышенное внимание к методу обработки временных рядов замеров параметров, вейвлет - анализу.

Этот метод заключается в разложении исходного сигнала по базисным функциям, полученным из некоторого прототипа (mother wavelet) путем сжатия, растяжения и сдвигов по времени. Английский термин «wavelet» означает «маленькая волна» или «всплеск». Этим названием подчеркивается то обстоятельство, что вейвлеты быстро спадают до нуля за пределами некоторого конечного интервала и имеют нулевое среднее по всей прямой в отличие, например, от бесконечно осциллирующих синусоид, по которым сигнал раскладывается в рамках традиционного анализа Фурье.

Компактность вейвлетов позволяет осуществить локальный анализ сигналов и проследить изменчивость их частотно- масштабных характеристик. Поэтому основные приложения вейвлет –анализа заключаются в лока-

лизации точек разладок, как правило связанных с изменением состояний объекта и проведении частотно- временного анализа, в особенности для нестационарных сигналов.

На рисунке 5 приведены графики разложения сигнала в частотно- временной плоскости. Фурье –анализ локализует лишь частотную область, и не локально во времени в координатной форме. Реальные сигналы представляют собой сумму составляющих, частота которых тем больше, чем меньше их продолжительность. Поэтому необходимо, чтобы высокочастотная информация была извлечена из относительно малых интервалов времени, а низкочастотная информация добывается на более продолжительных отрезках времени и это возможно с помощью вейвлет – функции.

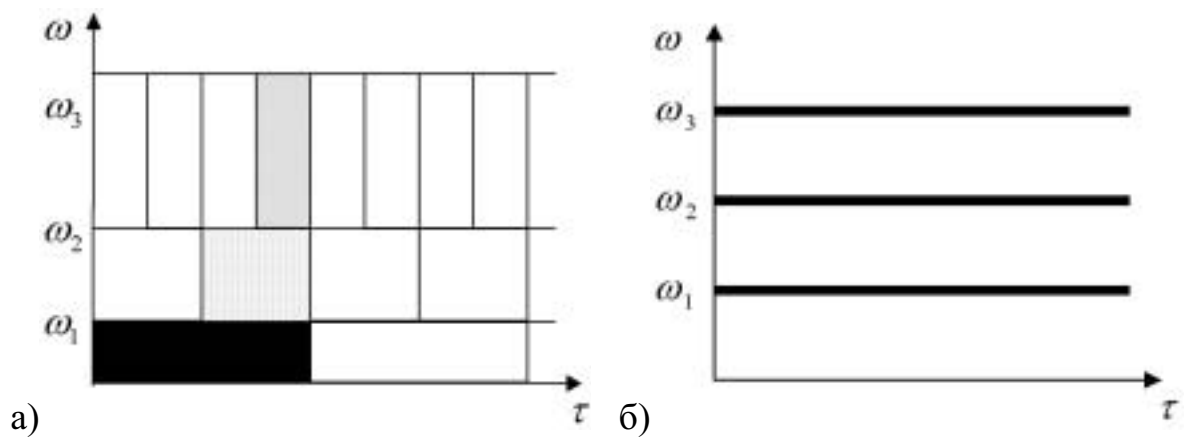


Рисунок 5 – Частотно-временная локализация

а) вейвлет- преобразование;

б) преобразование Фурье.

Результатом вейвлет - преобразования $w(s, \tau)$ будет разложение сигнала по семейству $\psi_0((t-\tau) / s)$, образованному из единственной функции $\psi_0(t)$ с помощью переносов и растяжений во времени.

Выбор анализируемого вейвлета определяется тем, какую информацию необходимо извлечь из сигнала. Каждый вейвлет имеет характерные особенности, поэтому иногда с помощью разных вейвлетов можно полнее выявить и подчеркнуть те или иные свойства анализируемого сигнала.

В результате проведения многочисленных исследований на модельных (гармонический, трендовый, импульсный) и других видах сигналов, полученных в результате бурения скважин в Западной Сибири, нами для последующего анализа был выбран материнский вейвлет DOG (Different of Gaussians) с параметром производной $m=2$, который называется МНАТ вейвлет. Выявлены преимущества вейвлет – анализа по сравнению с классическими методами анализа.

Вейвлет –преобразование позволяет: локализовать особые точки; проанализировать частотную и амплитудную изменчивость сигнала; выявить нерегулярные выбросы функции и ее производных; вычислить фрактальные характеристики сигнала.

В качестве одной из возможностей метода на рисунке 6 представлено вейвлет –преобразование двух модельных сигналов с помощью МНАТ-вейвлета.

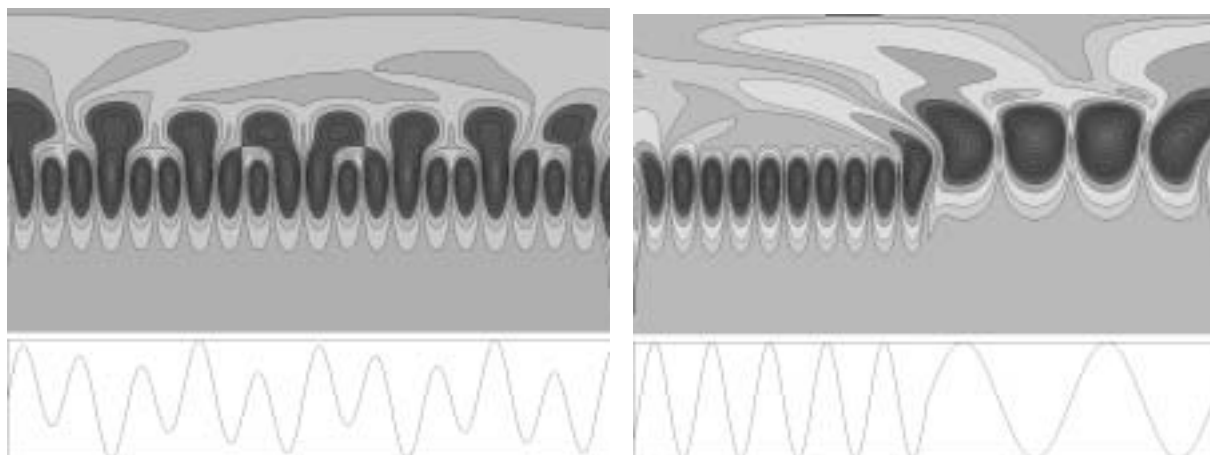


Рисунок 6 – Результат МНАТ – преобразования для модельных сигналов

В нижней части рисунка 6 приведены распределения значений коэффициентов разложения $w(s, \tau)$, по горизонтали – отложено время или параметр сдвига τ , по вертикали временной масштаб – ось S в логарифмическом масштабе. Причем светлые тона соответствуют большим значениям коэффициентов w . Как видно МНАТ – анализ позволяет четко различить два сигнала и обнаружить момент разладки для второго сигнала.

В ряде случаев вейвлет – представление можно рассматривать как формализацию приемов анализа временных рядов, разработанных ранее, исходя из других позиций. Так, существует глубокая связь между методами обнаружения системы состояния по изменению производной сигнала и вейвлет – анализом. Это показано на рисунке 7 с помощью МНАТ – преобразования функции с особенностью – разрывом производной. Нижняя часть вейвлет-анализа точно указывает на расположения этой особенности.

Эту точку можно было бы обнаружить и напрямую, путем численного дифференцирования временного ряда. Однако, как известно, дифференцирование экспериментальных данных является некорректной операцией из-за неустойчивости относительно ошибок замеров. Поэтому диагностирование по производной при наличии «шумов» затруднительно. А вот вейвлет – преобразование, как показывают расчеты, дает устойчивые результаты даже при большой «зашумленности» данных. Регуляризирующие алгоритмы вычисления производных связаны с удалением шумов и перемасштабированием, что и делает вейвлет – преобразование.

Кроме модельных сигналов, вейвлет – анализу были подвергнуты временные ряды замеров давления жидкости и осевой нагрузки при одновременном контроле за состоянием долота. Были установлены следующие закономерности.

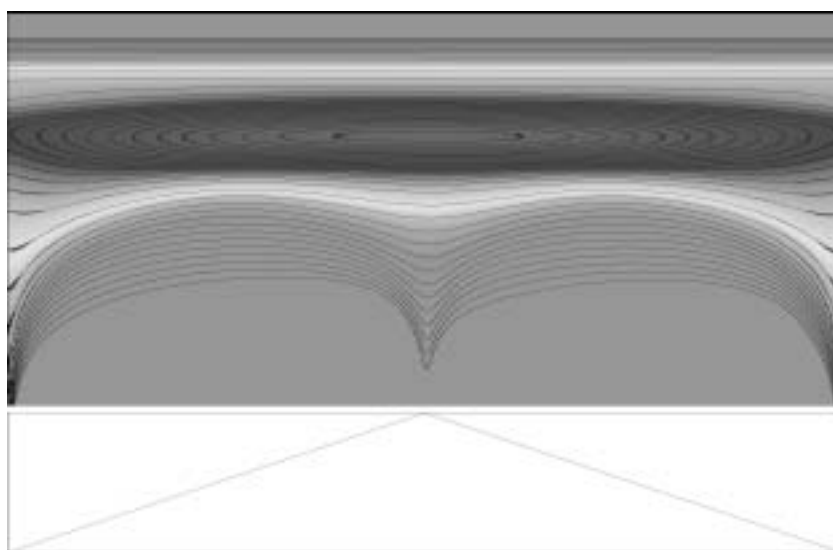


Рисунок 7 – Вейвлет – анализ функции с разрывом производной

На рисунке 8 приведены результаты вейвлет – анализа колебаний осевой нагрузки $G(t)$ в начале и в конце работы долота, которое после подъема на поверхность оказалось практически неизношенным. Когда долото новое (картина 1), различаются многочисленные периодически повторяющиеся детали в верхней части картины, что соответствует низкочастотным модам колебаний сигнала. При небольшом повреждении долота (картина 2) характерно появление высокочастотных составляющих в нижней части, а периодически повторяющиеся детали укрупняются, растягиваются.

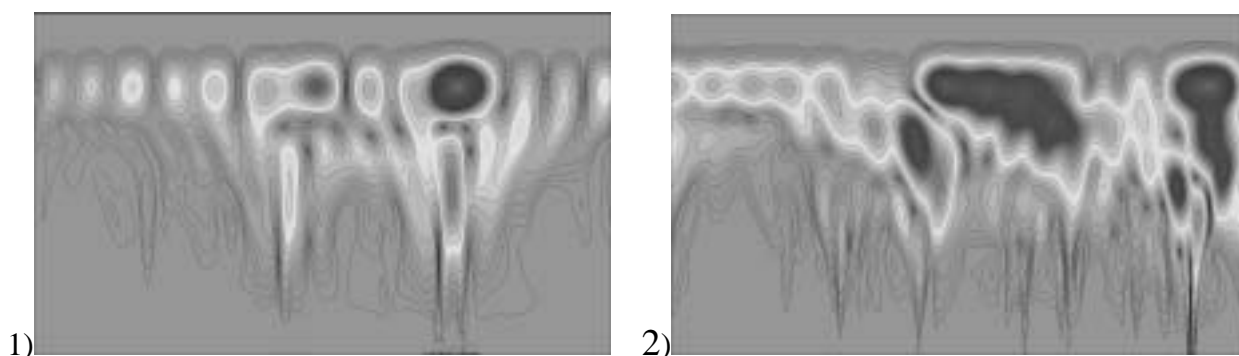


Рисунок 8 – Масштабно-временная развертка для неизношенного долота:

1) начало долбления; 2) конец долбления.

На рисунке 9 представлены вейвлет –преобразования колебаний $G(t)$ с той разницей, что долото после подъема оказалось сильно изношенным. В низкочастотной области на протяжении всего интервала бурения масштабы деталей сохраняются, прослеживается похожая на периодическую структуру. Когда долото изнашивается (картина 2), мы видим увеличение мелкомасштабных деталей в высокочастотной области, что говорит, по нашему мнению о наличии беспорядочных, хаотических колебаний долота, вызванных его повреждениями.

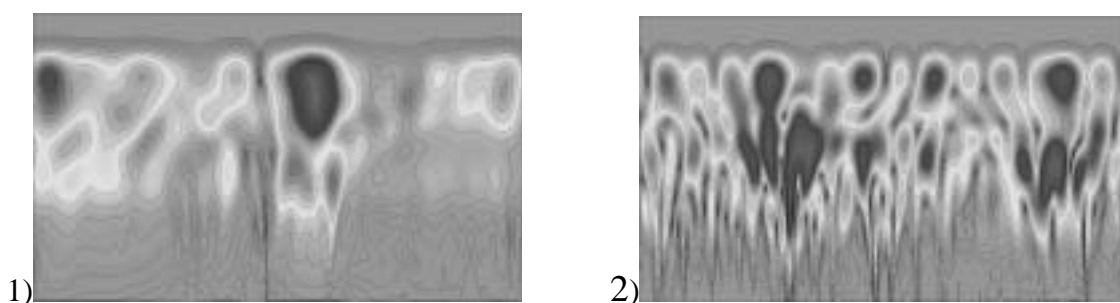


Рисунок 9 – Масштабно-временная развертка для изношенного долота:

1) начало долбления; 2) конец долбления.

Кроме качественной характеристики изучаемой реализации случайного процесса и которую мы можем видеть на экране компьютера, не маловажное значение имеет и количественная оценка.

Для количественной характеристики вейвлет – преобразования необходимо использовать его энергетические характеристики.

Полная энергия сигнала может быть записана через амплитуду вейвлет –преобразования в виде:

$$E(f) = \int_{-\infty}^{\infty} f^2(t) \cdot dt = c^{-1} \iint w^2(s, \tau) \frac{ds \cdot d\tau}{s^2}, \quad (14)$$

где $w^2(s, \tau)$ характеризует энергетические уровни (плотность энергии) исследуемого сигнала $f(t)$ в пространстве $(s, \tau) = (\text{масштаб}, \text{время})$.

Проведенные расчеты показали, что для количественной оценки технического состояния долота могут быть использованы величины:

$$X_G = \frac{E(G^K)}{E(G^H)} \quad \text{и} \quad X_P = \frac{E(P^K)}{E(P^H)}, \quad (15)$$

где $E(G)$ и $E(P)$ – полная энергия колебаний осевой нагрузки и давления промывочной жидкости;

индексы «н» и «к» - обозначают начало и конец работы одним долотом.

Причем отметим, что пределы интегрирования при вычислении энергии в начале и в конце долбления должны быть одинаковыми. Когда долото новое пределы изменений критериев составили:

$$X_P = 4,58 \div 8,84; \quad X_G = 5,41 \div 9,83.$$

По мере эксплуатации долота, ухудшения его состояния, величины критериев уменьшились и к концу долбления в зависимости от различного технического состояния долот, составили:

$$X_P^{\min} = 2,50 \div 3,50; \quad X_G^{\min} = 2,00 \div 4,00 \quad (\text{износ долота} - B_1\Pi_1, B_1\Pi_2)$$

$$X_P^{\max} = 0,30 \div 0,40; \quad X_G^{\max} = 0,20 \div 0,40 \quad (\text{износ долота} - B_3\Pi_3, B_4\Pi_3)$$

Максимальное значение критериев работоспособности X_P и X_G можно рекомендовать как эталонное значение при разбурировании последующих

скважин на кусте. В процессе бурения необходимо контролировать текущие значения критериев и по мере их приближения к эталонным принимать оперативное решение.

Разработана система распознавания состояния глубинного бурового оборудования, основанная на построении сетей, состоящих из нейронных элементов и представленной на рисунке 10. Задача нейронной сети (НС) сводится к классификации входного сигнала X (например колебания давления промывочной жидкости) на некоторое число признаков D_i , приведенной на стр.27 автореферата, с последующим распознаванием фактического состояния долота. Необходимым условием успешной работы НС является определение количества критериев (классов) K_i , используемых в сети. Для данной сети выбран матричный способ программирования и пять независимых статистических критериев: энтропия, Джини, дисперсия, значения полной энергии сигнала путем вейвлет – анализа, максимальное значение спектра колебаний на преобладающей частоте.

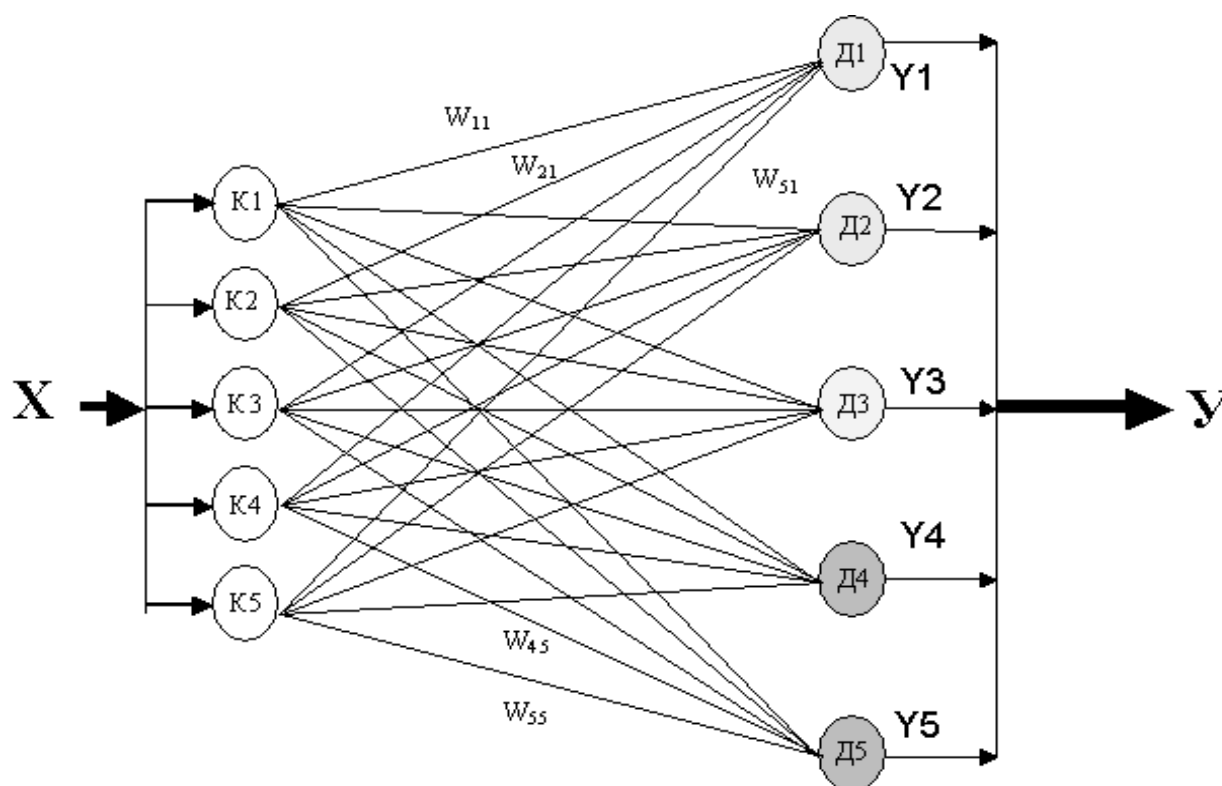


Рисунок 10 - Вариант нейронной сети для глубинного оборудования

Обучение НС:

1. Оптимальное распределение значений весовых коэффициентов сети.

Всем весам присваивается одно и тоже значение.

$$w_{ij} = \frac{1}{\sqrt{n}}, \quad (16)$$

где w_{ij} - вес i -го входа j -го нейрона;

n - общее количество нейронов.

2. Подача исходных данных на входы , их нормирование.

3. Нахождение выхода каждого нейрона (Y_1, \dots, Y_5) по наибольшему значению и определение «выигравшего» нейрона.

4. Корректировка весов «выигравшего» нейрона:

$$w_m = w_m + \alpha \cdot (x_m - w_m) \quad (17)$$

где w_m - весовой коэффициент m -го входа;

x_m - значение на входе m ;

α - скорость обучения, чаще всего малая положительная числовая константа.

Подбор правильного значения коэффициента α имеет большое влияние на скорость обучения сети. Оптимальным для данной сети оказалось значение α , равное 0.025.

5. Обучение прекращается после того, как количество идущих подряд удачных классификаций для каждого нейрона будет равно некоторой величине. Эта величина лежит на отрезке [40:100].

После завершения обучения работа НС начинается с процесса распознавания, который во многом схож с обучением. Результатом распознавания (Y) будет является номер «выигравшего» нейрона (D_i), т.е. $Y \in D_i$.

Работоспособность НС была проверена при бурении скважин на кусте 769 «б». На первой пробуренной скважине № 30570 этого куста происходило обучение сети с определением для каждого нейрона (D_i) наибольшего значения каждого критерия (K_i). При бурении следующей скважины № 30569 сеть

распознавала состояние долот в процессе каждого долбления путем сравнения наибольших и текущих значений пары $(K_i - D_i)$, которые соответствуют определенным образам.

В качестве примера на рисунке 11 показана гистограмма распознавания состояния долота в четвертом долблении, когда долото после подъема оказалось сильно изношенным ($B_4\Pi_3$), близкое к предаварийному состоянию. Такое состояние долота было классифицировано НС еще до начала подъема долота на глубине 1600 м.



Рисунок 11 - Результат работы нейронной сети на четвертом долблении

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Выполнен численный анализ случайных колебаний давления промывочной жидкости и осевой нагрузки на долото. Разработаны алгоритмы и программы для оперативного слежения за изменениями корреляционной функции и энергетическими спектрами анализируемых случайных колебаний.

2. Установлены особенности спектра колебаний давления промывочной жидкости при различных осевых нагрузках на забой и износе осевой опоры шпинделя турбобура. По мере увеличения осевой нагрузки снижается преобладающая частота спектра колебаний давления.

3. Разработаны способы диагностирования технического состояния турбобура по спектру колебаний давления промывочной жидкости, измеренному в момент отрыва бурильной колонны от забоя, и по изменению коэффициента вариации давления жидкости при бурении.

4. Установлены характерные формы кривых спектров колебаний технологических параметров при изменении технического состояния глубинного оборудования в процессе бурения. Работоспособное состояние оборудования определяется преобладающей частотой процесса, а смещение преобладающей частоты в область более высоких частот с уменьшением по амплитуде вплоть до «белого шума» характерно для предаварийного состояния оборудования.

5. Предложен количественный критерий оценки состояния глубинного оборудования, определяемый как отношение мощностей случайных колебаний в начале и в процессе бурения. С применением этого критерия установлены корреляционные зависимости между износом элементов вооружения и опоры долота, интенсивностью искривления ствола скважины и, спектром колебаний давления промывочной жидкости для различных по буримости горных пород, типов долот и забойных двигателей.

6. Число выбросов случайного процесса за нулевой уровень отражает особенности процесса бурения и изменения состояния оборудования, что позволило разработать способ регулирования оптимальной осевой нагрузки на долото.

7. Предложены варианты диагностической матрицы Байеса по статистически независимым критериям, определенными по анализу спектров, выбросов, энтропии, коэффициентам Джини и вариации случайных колебаний давления жидкости и осевой нагрузки. Установлена диагностическая ценность каждого критерия. На конкретных примерах определены наиболее информативные значения по спектру колебаний давления и оптимальные сочетания критериев при различных состояниях глубинного бурового оборудования.

8. Для оценки состояния глубинного бурового оборудования впервые использован вейвлет – анализ, метод обработки временных рядов замедленных нестационарных случайных колебаний параметров процесса бурения. Предложено контролировать состояние оборудования в процессе эксплуатации по масштабнo-временной развертке сигнала и значениям полной энергии колебаний давления жидкости и осевой нагрузки на долото.

9. Разработана система распознавания технического состояния глубинного бурового оборудования, основанная на классификации образов, поступающих на нейронную сеть.

Основное содержание диссертации отражено в следующих научных трудах:

1. Ямалиев В.У., Ишемгужин И.Е. Диагностирование бурового и нефтепромыслового оборудования: Учеб. пособие. – Уфа: Изд. УГНТУ, 2000. – 83с.

2. Ишемгужин Е.И., Ямалиев В.У., Горшунова Л.П., Шайдаков В.В. Перспективы совершенствования гидроциклонов по патентным материалам // Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Межвуз. науч-тематич. сб. – Уфа, 1985. – С.86-90.

3. Ишемгужин Е.И., Шайдаков В.В., Ямалиев В.У. Экспертный метод определения весовых коэффициентов при комплексной оценке турбобуров // Современные проблемы буровой и нефтепромысловой механики: Межвуз. науч-тематич. сб. – Уфа. – 1986. – С. 36-41.

4. Ямалиев В.У. Некоторые результаты использования потока промывочной жидкости в турбинном бурении // Тез. докл. науч.-технич. конф. / Проблемы нефти и газа. – Уфа, 1988. – С. 49.

5. Ишемгужин Е.И., Ямалиев В.У., Султанов Б.З. и др. Статистические исследования шпиндельной секции турбобура для оценки технического состояния забойного бурового оборудования. – Рукопись деп. в ВНИИОЭНГ. – УНИ. – Уфа, 1988. –14с.

6. Ишемгужин Е.И., Султанов Б.З., Ямалиев В.У. и др. Использование спектрально-корреляционного анализа при контроле параметров режима бурения // Механика горных пород при бурении: Тез. докл. всесоюз. конф. - Секция 1. – Грозный, 1988. - С.74.

7. Ямалиев В.У., Зотов А.Н. Оценка технического состояния породоразрушающего инструмента по вращающему моменту на бурильном инструменте // Нефть и газ Западной Сибири: Тез. докл. II всесоюз. конф. – Тюмень, 1989. – С.99-100.

8. Ишемгужин Е.И., Ямалиев В.У., Султанов Б.З. Использование спектра колебаний давления промывочной жидкости для оценки технического состояния долота при турбинном бурении // Изв.ВУЗов. – Нефть и газ.- 1989.-№5.-С.31-34.

9. Ишемгужин Е.И., Шайдаков В.В., Ямалиев В.У., Зиннуров Р.М. Анализ каналов связи с забоем скважины с целью повышения эффективности использования элементов КНБК //Современные проблемы буровой и нефтепромысловой механики: Межвуз. науч.-тематич. сб.– Уфа. – 1989. – С. 68-77.

10. Ямалиев В.У. Оценка технического состояния турбобура по спектру колебаний давления промывочной жидкости // В кн.: Комплексное освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа СССР.- Мурманск, 1989.- С. 22-23.

11. Ямалиев В.У. Повышение достоверности диагностирования забойного бурового оборудования путем совершенствования системы очистки бурового раствора // Тез. докл. науч.-технич. конф./ Диагностика, ресурс и прочность оборудования при добычи и переработке нефти.- Уфа, 1989.- С. 49.

12. Жулаев В.П., Ямалиев В.У., Яковлев В.В., Вальдман И.Я. Разработка смесителя для аэрации промывочной жидкости при бурении структурно-поисковых скважин //Современные проблемы буровой и нефтепромысловой механики: Межвуз. науч.-тематич. сб. – Уфа, 1990. – С.7-9.

13. Ишемгужин Е.И., Заикина О.А., Вахитов Р.Н, Ямалиев В.У. Метод логических схем при оценке надежности турбобура // Современные проблемы буровой и нефтепромысловой механики: Межвуз. науч.-тематич. сб. – Уфа, 1990. – С.141-143.

14. Ишемгужин Е.И., Шайдаков В.В., Ямалиев В.У., Заикина О.А. Условия работы турбобуров и разработка мероприятий по повышению их надежности // Тез. докл. науч.-технич. конф. всесоюз. / Проблемы строительства скважин на нефть и газ предельно малого диаметра. – Красноярск, 1990.- С.14-15.

15. Ишемгужин Е.И., Горшунова Л.П., Ямалиев В.У. Оценка развития отдельных направлений нефтяной техники с использованием спектрально-корреляционного анализа. // В кн.: Химическое и нефтяное машиностроение. –М., 1991.- С.12-15.

16. Заикина О.А., Ишемгужин Е.И., Ямалиев В.У. Об оценке нагрузки на долото при бурении наклонных и горизонтальных скважин // Международная конференция.- Механика горных пород при бурении: Тез. докл. – Грозный, 1991. – С.45.

17. Ямалиев В.У. Разработка технических средств для механической очистки бурового раствора и результаты промысловых испытаний.- Современные проблемы буровой и нефтепромысловой механики: Межвузовский научно-тематический сборник УНИ. – Уфа, 1992. – С.26-33.

18. Ишемгужин Е.И., Ямалиев В.У., Заикина О.А. и др. Применение спектрального анализа для оценки технического состояния забойного бурового оборудования при бурении скважин Нефтекамского УБР // В кн.: Современные проблемы буровой нефтепромысловой механики: Межвузовский научно-тематический сборник УНИ.-Уфа, 1992. – С.61-65.

19. Хасанов М.М., Ямалиев В.У., Ишемгужин И.Е. Метод косвенной оценки технического состояния забойного бурового оборудования. // В кн. Современные проблемы буровой и нефтепромысловой механики: Межвузовский научно-тематический сборник УНИ. – Уфа, 1992. – С.81-88.

20. Пашинский В.В., Ишемгужин И.Е., Ямалиев В.У. и др. К оценке передаточной функции системы бурильная колонна – скважина (устье-забой). // Современные проблемы буровой и нефтепромысловой механики: Межвуз. науч. - тематич. - Уфа, 1996. – С.117-121.

21. Ямалиев В.У., Ишемгужин Е.И. Исследование влияния интенсивности искривления ствола скважины на спектр колебаний давления промывочной жидкости // Современные проблемы буровой и нефтепромысловой механики: Межвуз. науч. –тематич.сб. – Уфа, 1996. – С.101-103.

22. Ишемгужин И.Е., Ишемгужин А.И., Пашинский В.В., Ямалиев В.У. Оценка корреляционных функций при исследовании динамики бурильной колонны. // Современные проблемы буровой и нефтепромысловой механики: Межвуз. науч.-тематич. сб.– Уфа, 1996. – С. 134-138.

23. Ямалиев В.У., Ишемгужин И.Е. Методика распознавания технического состояния забойного бурового оборудования в процессе эксплуатации по методу средних // В кн.: Проблемы разработки нефтяных месторождений и подготовки специалистов в ВУЗе.- Альметьевск, 1996. – С.106-107.

24. Ямалиев В.У., Ишемгужин И.Е. Применение спектра колебаний давления промывочной жидкости для оценки технического состояния забойного бурового оборудования в АНК «Башнефть» // В кн.: Проблемы разработки нефтяных месторождений и подготовки специалистов в ВУЗе.- Альметьевск, 1996. – С.105.

25. Пашинский В.В, Ямалиев В.У., Ишемгужин И.Е.Стенд для исследования динамических свойств бурильной колонны // Методы кибернетики химико-технологических процессов (КХТП-V-99). Т.2. Кн.2: Сб. тез. докл. науч-технич. конф. – Уфа.- УГНТУ, 1999. – С.210-211.

26. Ямалиев В.У., Ишемгужин И.Е., Пашинский В.В. Алгоритм оценки корреляционной функции при диагностировании глубинного оборудования // В кн.: Научно-технические достижения и передовой опыт в нефтегазовой промышленности: Сб. науч.тр. / Уфа: УГНТУ, 1999. – с.190-193.

27. Ямалиев В.У, Имаева Э.Ш. Энтропийный анализ изменения технического состояния породоразрушающего инструмента. // Проблемы нефтедобычи Волго-Уральского региона. – Сб. докл. науч-технич. конф. -Уфа, 2000. -С.47-48.
28. Ямалиев В.У, Имаева Э.Ш. Применение вероятностно-статистического метода для диагностирования нефтяного оборудования. // Проблемы нефтедобычи Волго-Уральского региона. – Сборник докладов научно-технической конференции. -Уфа, 2000. -С.112-113.
29. Ямалиев В.У. Вероятностные оценки распознавания состояний забойного бурового оборудования // III конгресс нефтегазопромышленников России. Секция Н «Проблемы нефти и газа». – Науч. труды. –Уфа, 2001. – С. 208.
30. Хасанов М.М., Якупов Р.Н., Ямалиев В.У. Вейвлет анализ в задаче диагностирования нефтепромыслового оборудования // Вестник инжинирингового Центра ЮКОС, 2001.- № 2.- С.22-25.
31. Ямалиев В.У. Вероятностный подход распознавания состояний объекта управления // «Нефтегазовое дело». – http://www.ogbus/net/authors/Yamaliiev/yam_1.pdf.- №7.- 19.11.2001.
32. А.с. № 1122813 (СССР). Фильтр бурильной колонны / Е.И. Ишемгужин, В.В. Шайдаков, В.У. Ямалиев и др. - Заявл.15.04.83., № 3579472/22-03. Оpubл. // Открытия. Изобретения. - 1984. -№ 41.
33. А.с. № 1301511 (СССР). Гидроциклон / В.У. Ямалиев, Ишемгужин Е.И., Б.З. Султанов, и др. - Заявл. 10.11.85., № 3974112/31; Оpubл. //Открытия. Изобретения. - 1987. -№ 13.
34. А.с. № 1389861 (СССР). Установка для тонкой очистки бурового раствора / В.У. Ямалиев А.В. Лягов, Б.З. Султанов, и др. - Заявл. 21.11.86., № 4149832/31; Оpubл. //Открытия. Изобретения. - 1988. -№ 15.
35. А.с. № 1407564 (СССР). Гидроциклон / Е.И. Ишемгужин., В.В. Шайдаков, В.У. Ямалиев и др. - Заявл. 19.01.87., № 4184205/31; Оpubл. //Открытия. Изобретения. - 1988. -№ 25.

36. А.с. № 1427059 (СССР). Способ определения работоспособности породоразрушающего инструмента / Е.И. Ишемгужин, Б.З. Султанов, В.У. Ямалиев и др. – Заявл. 03.09.87, № 4301919/23-03; Оpubл. // Открытия. Изобретения. – 1989. - № 33.

37. А.с. № 1503890 (СССР). Гидроциклон / Б.З. Султанов, А.А. Ишмурзин, В.У. Ямалиев и др. - Заявл. 30.11.87., № 4334683/31; Оpubл. //Открытия. Изобретения. - 1988. -№ 25.

38. А.с. № 1506094 (СССР). Способ определения работоспособности породоразрушающего инструмента / Е.И. Ишемгужин., Б.З. Султанов, В.У. Ямалиев и др. - Заявл. 30.09.87., № 4301919/23-31; Оpubл.// Открытия. Изобретения. - 1989. -№ 33.

39. А.с. № 1555469 (СССР). Способ определения степени износа породоразрушающего инструмента / Е.И. Ишемгужин, Б.З. Султанов, В.У. Ямалиев и др. - Заявл. 27.06.88., №4448583/31-03; Оpubл.//Открытия. Изобретения. - 1990. -№ 13.

40. А.с. № 1563280 (СССР). Турбобур / Е.И. Ишемгужин, Б.З. Султанов, В.У. Ямалиев и др. - Заявл. 29.10.87., № 4321638/23-03. – ДПС №315.- не публикуется.- Б.И., 1997. -№ 17.

41. А.с. № 1572707 (СССР). Гидроциклон / В.У. Ямалиев, Е.И. Ишемгужин, Б.З. Султанов и др. - Заявл. 20.09.88., № 4496967/31; Оpubл. //Открытия. Изобретения. - 1990. -№ 23.

42. А.с. № 1581871 (СССР). Струйный насос/ Б.З. Султанов, В.П. Жулаев, В.У. Ямалиев и др. - Заявл. 20.09.88., № 4484360/25-29; Оpubл.//Открытия. Изобретения.- 1990. -№ 28.

43. А.с. № 1629455 (СССР). Способ определения степени износа опор турбобура / Е.И. Ишемгужин, Б.З. Султанов, В.У. Ямалиев и др. - Заявл. 10.03.88., №4391324/03; Оpubл. //Открытия. Изобретения. - 1991. -№ 7.

44. А.с. № 1692649 (СССР). Аппарат для тонкой очистки бурового раствора / Б.З. Султанов, Е.И. Ишемгужин, В.У. Ямалиев и др. - Заявл. 19.09.89., № 4739107/31; Оpubл. // Открытия. Изобретения. - 1991. -№ 43.

45. А.с. № 1710857 (СССР). Струйный насос/ Б.З. Султанов, В.В. Яковлев, В.У. Ямалиев и др. - Заявл. 23.03.90., № 4805099/25-29; Оpubл.// Открытия. Изобретения. - 1992. -№ 5.

46. А.с. № 1741918 (СССР). Способ оценки работоспособности гидроциклона / В.У. Ямалиев, Е.И. Ишемгужин, А.Р. Брот и др. - Заявл. 21.05.90., № 4843211/26; Оpubл. // Открытия. Изобретения. - 1992. -№ 23.

47. А.с. № 1800011 (СССР). Способ определения работоспособности породоразрушающего инструмента / А.Х. Мирзаджанзаде, Е.И. Ишемгужин, В.У. Ямалиев и др. - Заявл. 12.02.91., № 4910926/03; Оpubл. //Открытия. Изобретения. - 1993. -№ 9.

48. Патент РФ 2029049 Способ определения работоспособности породоразрушающего инструмента / В.У. Ямалиев, Е.И. Ишемгужин, А.Р. Брот и др. - Заявл. 21.05.90., № 4844173/03; Оpubл. //Открытия. Изобретения. - 1995. -№ 5.

49. Патент РФ 2124125. Способ регулирования оптимальной осевой нагрузки на долото при бурении скважин / И.Е. Ишемгужин, В.У. Ямалиев, В.В. Пашинский и др. - Заявл. 12.03.97., № 97103910/03; Оpubл.//Открытия. Изобретения. - 1998. -№ 36.