

## **Глава 2**

# **ВЫБОР КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**

### **2.1. КЛАССИФИКАЦИЯ СОСТОЯНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

Совокупность скважины, технологического оборудования, применяемых материалов и технологического процесса составляет объект управления при бурении скважин. Оборудование состоит из буровой установки, включающей комплекс таких технологически связанных машин и механизмов, как ротор, лебедка, талевая система, вертлюг, насосы, очистные устройства, бурильные трубы, турбобуры, долота, вышка, вспомогательные агрегаты и т.д. В составе технических средств бурения можно выделить ряд систем, имеющих самостоятельное значение, например, циркуляционную систему, систему углубления скважины, систему цементирования и др., предназначенных соответственно для приготовления и подачи в скважину бурового раствора, регулирования его свойств, разрушения пород, приготовления тампонажного раствора, закачивания его в скважину и т.д.

При бурении применяются следующие материалы: глинистое сырье; утяжелители; химические реагенты для приготовления буровых растворов, с помощью которых осуществляется вынос выбуренной породы и перенос энергии от насоса к забойному двигателю-турбобуру, предотвращается проникновение в ствол скважины флюидов из пластов, частицы выбуренной породы и утяжелителя удерживаются во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции, сохраняется устойчивость стенок скважины, уменьшается их проницаемость вне зон продуктивных горизонтов, буровое оборудование предохраняется от коррозии и др.; буферные жидкости, предназначенные для очистки стенок скважин перед цементованием, что позволяет повысить его качество; тампонажные растворы, служащие для заполнения пространства

между стенками скважины и обсадными трубами, изоляции пластов и др.

Успех бурения зависит от работоспособности технологического оборудования, свойств буровых и тампонажных растворов, режимов углубления и промывки, устойчивости стенок скважины и т.д.

Состояние — это свойство технологического объекта управления, зависящее от воздействующих факторов и определяемое совокупностью признаков (параметров). Оценка состояний технологического объекта — одна из главных задач при принятии решений по управлению. От того, в каком из множества возможных состояний находится объект, каковы внешние воздействующие факторы, зависит принятие решения по виду и мощности управляющих воздействий на него.

В процессе контроля технологических процессов требуется по заданному набору значений признаков выяснить при определенных предположениях относительно процесса, в каком состоянии он находится. Задача прогнозирования состоит в указании состояния процесса в момент  $t + \Delta t$ , если известны фрагменты траекторий изменений состояния объекта в моменты, предшествующие моменту  $t$ .

К настоящему моменту накоплен большой опыт решения задач определения состояний процессов. Решение их тесно связано с задачей выбора системы признаков, достаточно полно описывающих технологический процесс. Например, чтобы установить, работает или не работает оборудование для приготовления бурового раствора, следует его включить, а для определения соответствия его режимных параметров заданным (давление на выходе эжекторного смесителя, расход воды, барита и химреагентов, плотность, вязкость получаемых суспензий и др.) необходимо произвести ряд измерений. Для выявления причин нарушения работоспособности оборудования требуется целый комплекс экспериментальных исследований.

Там, где оценка состояний изучаемого объекта может быть проведена визуально либо по одному-двум параметрам, операции сводятся к измерению этих параметров и сравнению их значений с заданными. Некоторая неопределенность оценок объясняется в основном погрешностью измерений.

Подобная ситуация может наблюдаться при программном бурении неглубоких скважин, скважин в районах с хорошо изученными геологическими разрезами, отработанной технологией бурения и др. Однако и в этих случаях при отклонении значений параметров от заданных проектом строитель-

ства скважины для оценки состояния технологического объекта управления возникает необходимость в дополнительной информации.

Задача оценки состояний еще более усложняется при рассмотрении совокупности технологического оборудования, материалов и процессов бурения глубоких и сверхглубоких скважин в осложненных условиях. Решить ее можно путем декомпозиции изучаемой совокупности, входящей в технологический объект управления, с последующим анализом и синтезом составляющих изучаемой совокупности.

Последовательность оценки состояния технологического объекта управления следующая.

Возможные состояния разделяют на классы.

Предполагается, что объект может находиться в конечном множестве состояний, которое можно разделить в частном случае на два подмножества:  $N_1$  и  $N_2$ . Возможные  $N$  состояний объекта управления (оборудования, бурового раствора и др.) характеризуются параметрами, значения которых находятся в пределах допусков (подмножество состояний  $N_1$ ) или вне зоны допустимых предельных значений (подмножество  $N_2$ ).

Подмножество  $N_1$  включает все состояния, которые позволяют объекту выполнить возложенные на него функции. Каждое из состояний в этом подмножестве различается степенью или запасом работоспособности. Подмножество  $N_2$  объединяет состояния, характеризующиеся значениями параметров, превышающими допустимые (номинальные), включая предаварийные и аварийные.

Каждое из указанных состояний в сложных объектах может быть разбито на ряд более мелких групп. Существует и переходная зона. Переход объекта из одного состояния в другое осуществляется под воздействием различных факторов.

Разбивка множества состояний  $N$  на основании общего признака или группы признаков на подмножества (классы) является результатом логико-математического исследовательского процесса. Упорядоченное расположение классифицируемых элементов на основе установленных связей и зависимостей между их признаками представляет собой классификационную систему. Распределение производят таким образом, чтобы в системе каждый класс занимал определенное место относительно других классов. Признак или группа признаков, на основе которых осуществляют деление, называют основанием деления. В качестве такого основания используют при-

знаки, определяемые из содержания задач управления в результате аналитических или экспериментальных (статистических) исследований.

При аналитическом исследовании изучаемого объекта контроля и управления составляют дифференциальные уравнения, которые исследуют исходя из соответствующих начальных и граничных условий, и дают характеристики возможных состояний управляемого объекта.

Суть статистической классификации состоит в установлении по эмпирическим данным того, насколько параметры, характеризующие состояние объекта, группируются или распадаются на изолированные скопления. При этом должны быть решены две основные задачи: декомпозиция возможных состояний на отдельные, характеризующиеся набором признаков, и определение комплекса наиболее информативных признаков, оценивающих то или иное состояние объекта.

Основная трудность состоит в установлении того, что понимать под классом или группой, т.е. совокупностью параметров. Все способы декомпозиции состояний объектов основаны на понятиях близости или расстояния. Необходимо найти разность между параметрами, характеризующими соседние состояния объекта, и критерий оценки близости этих состояний. В качестве меры близости могут быть использованы такие характеристики, как Евклидово расстояние, угловое расстояние между векторами, мера Тапимото, расстояние Махаланобиса и др. В общем случае при декомпозиции множества возможных состояний технологического объекта управления на отдельные следует тщательно изучить их особенности и сформулировать принцип классификации с учетом возможных воздействий на объект.

При бурении скважин большую сложность представляет априорная классификация состояний технологических объектов при авариях и осложнениях, которые характеризуются значениями параметров, превышающими допустимые, а также апостериорное описание каждого состояния.

Обобщение опыта показывает [3, 31], что бурящаяся скважина может иметь в этом случае следующие состояния: поглощение, обвал, сужение ствола, нефтегазопроявление, желобообразование, водопроявление, оставление долота или шарошки, слом утяжеленной буровой, ведущей или бурильной трубы, переводника, долота, срыв резьбы, отвертывание нишпеля, прихват или заклинивание инструмента, порыв или смятие колонны, нефтяной или газовый фонтаны.

Каждое из указанных состояний может быть детализировано в зависимости от причин и последующего выбора управляющих воздействий. Например, прихваты бурового инструмента подразделяются на три типа: прихват под действием перепада давления, заклинивание колонны труб при движении в скважине, прихват вследствие сужения сечения ствола скважины.

Каждое из рассмотренных состояний или некоторые их совокупности могут быть охарактеризованы значениями некоторого комплекса технологических параметров.

Научное обоснование необходимости и достаточности состава комплекса параметров, подлежащих контролю, представляет важную задачу, для решения которой необходимо исследовать информативность всей совокупности параметров, характеризующих технологический объект управления с учетом его вида и состава.

## **2.2. ОЦЕНКА ЗНАЧИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПО АПРИОРНЫМ ДАННЫМ**

Одной из основных задач при контроле технологических процессов бурения скважин является определение комплекса контролируемых параметров.

Решение этой проблемы имеет большое технико-экономическое значение. С одной стороны, недостаток числа измеряемых параметров приводит к информационному дефициту и невозможности оценить состояние технологических процессов при бурении скважин, а следовательно, определить направление и интенсивность управляющих воздействий. Это приводит либо к перерасходу материалов и химических реагентов при регулировании свойств буровых растворов, долот и др., либо к осложнениям и авариям, т.е. к большим технико-экономическим потерям.

С другой стороны, избыточные, малоинформативные параметры практически не используются при оценке состояний технологических процессов при бурении скважин и, следовательно, затраты на их измерения и расчеты не оправданы.

Это ключевая проблема контроля и управления технологическими процессами бурения нефтяных и газовых скважин. От ее решения зависит не только эффективность технологических процессов при бурении конкретных скважин, но и качество разрабатываемых проектов на строительство после-

дующих скважин, так как информационной базой для проектирования скважин служит измерительная технологическая информация, полученная при бурении всех скважин в конкретном регионе.

Решение проблемы выбора контролируемых комплексов параметров определяет задания приборостроителям: для контроля каких параметров необходимо разрабатывать и выпускать измерительные средства, какие из контрольно-измерительных приборов включать в информационно-измерительные системы и т.д.

В большинстве работ по контролю и управлению [33, 34] подчеркивается важность и сложность решения проблемы определения комплекса контролируемых параметров технологических объектов управления. Например, К. Фукунага утверждал: "Выбор параметров — ключевая проблема в распознавании образов" [32]. В.Д. Кудрицкий, М.А. Миница, П.И. Чинаев, рассматривая принципы контроля, отмечали, что определение перечня параметров, в принципе оказывающих влияние на показатель качества, является одним из наиболее сложных и в наименьшей степени поддающихся формализации этапов анализа технологического объекта. При решении этой задачи всегда требуется индивидуальный подход к рассмотрению каждого объекта, что затрудняет создание каких-либо общих методов ее решения. Как правило, определение полного набора параметров представляет собой сложную инженерную задачу, решение которой основано на тщательном изучении структурной схемы, функциональных связей и особенностей объекта. Обычно формирование такого набора производится чисто качественно. Поэтому оно должно выполняться высококвалифицированными специалистами, опыт которых обеспечивает наиболее правильное решение задачи.

Таким образом, во многих задачах, посвященных решению проблемы контроля и оценки состояний технологических объектов управления, отмечается, что задачи формирования комплекса контролируемых параметров относятся к числу сложных и во многих случаях решаются чисто качественно, на основании экспертных оценок.

Поэтому при выборе контролируемых параметров необходимо выявлять их значимость при оценке состояний технологических процессов. Задача оценки значимости технологических параметров, подлежащих контролю при бурении скважин, относится к числу сложных, поэтому на первом этапе ее решения необходимо использовать накопленный

специалистами в области технологии бурения скважин опыт ранжирования, т.е. упорядочения параметров по степени их значимости.

Авторами проведены сбор и обработка информации о составе и значимости (рангах) параметров, подлежащих контролю при бурении скважин в различных нефтедобывающих регионах.

В состав комплекса параметров, подлежащих контролю при бурении глубоких скважин, например, в южных нефтегазодобывающих регионах страны, включены: нагрузка на крюк (1), давление нагнетания бурового раствора (2), подача бурового инструмента (3), расход бурового раствора на входе в скважину (4), расход бурового раствора на выходе из скважины (5), крутящий момент на механическом ключе (6), частота вращения ротора (7), крутящий момент на роторе (8), плотность бурового раствора (9), длина колонны (10), уровень бурового раствора в приемной емкости (11), газосодержание бурового раствора (12). Для проверки согласованности ранжировки параметров вычисляется статистика Фридмана (ГОСТ 12554.2–81)

$$x^2 = \frac{12}{mn(n+1)} \sum_{j=1}^n \left( \sum_{i=1}^m R_{ij} \right) - 3m(n+1), \quad (2.1)$$

а также значение  $F_n$  по формуле

$$F_n = \frac{(m-1)x_n^2}{m(n-1) - x_n^2} \quad (2.2)$$

где  $m$  – число экспертов;  $n$  – число ранжируемых параметров;  $j$  – номер параметра;  $i$  – номер эксперта;  $R_{ij}$  – ранг  $j$ -го параметра, присваиваемый ему  $i$ -м экспертом.

Согласно указанному ГОСТу при  $n \geq 8$  и  $7 \leq m \leq 12$  вычисляются значения:

$$\begin{aligned} \bar{R}_j &= \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m R_{ij}; \\ V_j &= \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (R_{ij} - \bar{R}_j)^2; \\ L &= (m-1) \sum_{j=1}^n V_j; \\ \hat{f} &= \frac{L}{(m-1) \sum_{j=1}^n V_j} - (m-1). \end{aligned} \quad (2.3)$$

Результаты вычислений показали, что  $F_n \geq F_a[n-1, \hat{f}]$ . Поэтому к наиболее значимым параметрам, подлежащим контролю при бурении глубоких нефтяных и газовых скважин в упомянутых производственных объединениях, отнесены: нагрузка на крюк (1), давление нагнетания бурового раствора (2), подача бурового инструмента (3), расход бурового раствора на входе в скважину (4), расход бурового раствора на выходе из скважины (5), крутящий момент на механическом ключе (6), плотность бурового раствора (7), уровень бурового раствора в приемной емкости (8), частота вращения ротора (9), крутящий момент на роторе (10), длина колонны (11), газо содержание бурового раствора (12).

Результаты сбора и обработки данных о составе и ранжировании контролируемых параметров при бурении скважин в объединении "Нижневартовскнефтегаз" Главтюменнефтегаза позволили включить в состав контролируемого комплекса нагрузку на крюк (1), давление нагнетания бурового раствора (2), расход бурового раствора на входе в скважину (3), расход бурового раствора на выходе из скважины (4), подачу бурового инструмента (5), момент на ключе (6), уровень бурового раствора в приемной емкости (7), плотность бурового раствора (8).

По результатам обработки данных о составе и значимости технологических параметров бурения скважин, рекомендуемых для контроля на месторождениях Татарстана в комплексе, включены нагрузка на крюк (1), давление нагнетания бурового раствора (2), подача бурового инструмента (3), момент на ключе (4), дифференциальный расход бурового раствора (5).

В зависимости от глубины бурения нефтяных и газовых скважин и применяемых буровых установок в ГОСТ 14169–79 "Системы наземного контроля бурения нефтяных и газовых скважин" (типы и основные параметры, общие технические требования) к базовым комплексам контролируемых параметров отнесены:

для буровых установок с условной глубиной бурения 8000 и 10 000 м – нагрузка на крюк, давление нагнетания бурового раствора, подача бурового инструмента, расход бурового раствора в нагнетательной линии, частота вращения ротора, крутящий момент на роторе, уровень раствора в приемных емкостях, плотность бурового раствора, температура бурового раствора, изменение расхода выходящего бурового раствора;

для буровых установок с условной глубиной бурения от



2500 до 3000 м и от 4000 до 6500 м — нагрузка на крюк, давление нагнетания бурового раствора, подача бурового инструмента, расход бурового раствора в нагнетательной линии, частота вращения ротора, крутящий момент на роторе;

для буровых установок с условной глубиной бурения до 2000 м — нагрузка на крюк, давление нагнетания бурового раствора, подача бурового инструмента.

Сравнение полученных данных экспертных оценок состава и значимости технологических параметров, рекомендуемых для контроля при бурении скважин, и состава комплексов контролируемых параметров, указанных в ГОСТ 14169—79, показало, что при бурении глубоких скважин целесообразно расширить комплекс контролируемых параметров, указанных в ГОСТе, включив в него контроль газосодержания бурового раствора, измерение длины колонн труб, измерение расхода бурового раствора на выходе из скважины; при бурении нефтяных и газовых скважин в нефтедобывающем регионе Западной Сибири рекомендуется дополнить комплекс контролируемых параметров значениями расхода бурового раствора на выходе из скважины, уровня бурового раствора в приемной емкости, плотности бурового раствора; при бурении скважин в нефтедобывающем регионе Среднего Поволжья рекомендуется в комплекс контролируемых параметров, указанный в ГОСТе, дополнительно включить контроль момента на ключе, дифференциальный расход бурового раствора.

К контролируемым показателям свойств бурового раствора на бурящейся скважине отнесены: плотность (1), условная вязкость (2), статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин после перемешивания (3), водоотдача (4), содержание водородных ионов (5), концентрация твердой фазы (6), газосодержание (7), для бурового раствора на нефтяной основе — стабильность (8).

При контроле буровых растворов в лаборатории к контролируемым, кроме указанных, отнесены реологические показатели свойств и водоотдача при повышенных температурах и давлениях, содержание твердой фазы, коллоидной составляющей, содержание в фильтрате ионов кальция, магния, карбонатов, гидрокарбонатов, хлора, сульфатов, калия и др.

Контролируемые в лаборатории показатели свойств тампонажного раствора включают плотность, растекаемость, водоотдачу, сроки схватывания, время загустевания, предел

прочности цементного камня, объемные изменения тампонажных материалов.

К контролируемым параметрам в процессе цементирования скважин отнесены плотность тампонажного раствора, давление, расход, объем.

Следует отметить, что применение эвристического метода для определения значимости и перечня контролируемых параметров позволяет избежать грубых ошибок, так как он основывается на опыте высококвалифицированных специалистов отрасли, однако получаемые данные субъективны.

### **2.3. МЕТОД ОЦЕНКИ ЗНАЧИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМ ДАННЫМ**

Объективные данные о значимости параметров технологического объекта управления получают в результате проведения специально спланированных экспериментов [31]. Сущность этого метода определения контролируемых параметров заключается в следующем.

Состояние исследуемого технологического объекта оценивают по результатам анализа его реакции на различные воздействия, под которыми понимают изменение параметров внешней среды и воздействующих факторов. Поэтому при выборе технологических параметров для контроля необходимо располагать моделью объекта контроля, которая устанавливала бы взаимосвязь между состоянием проверяемых технологических объектов при бурении скважин и соответствующими их реакциями. Эта модель — аналог реального объекта — должна учитывать наиболее существенные факторы, воздействующие на объект, и отражать изменение текущих значений параметров, характеризующих качество его функционирования.

При планировании экспериментов находят совокупность варьируемых факторов, при которых целевая функция принимает экстремальные значения. Получаемая в результате обработки данных экспериментов математическая модель включает наиболее значимые факторы технологического процесса, определяющие ход технологического процесса и выбор контролируемых параметров.

Факторы, используемые при проведении экспериментов, должны удовлетворять следующим требованиям:

позволять устанавливать необходимые значения и поддер-

живать их на определенном уровне в течение заданного промежутка времени независимо от уровней других факторов;

оказывать существенное воздействие на параметр оптимизации, под которым понимают, например, стоимость 1 м проходки;

не являться функцией других факторов.

После выбора управляемых факторов составляют планы полного (если затраты времени и средств небольшие) или дробного факторного эксперимента.

В первом случае включают все факторы, для каждого из которых устанавливают два уровня. Затем строят матрицу планирования экспериментов в виде таблицы, в строках которой записывают данные опыта, в столбцах — все возможные сочетания факторов, и проводят эксперименты.

Если невозможно или нецелесообразно проводить полный факторный эксперимент, то выполняют сокращенный или дробный факторный эксперимент, при котором произведения комбинаций факторов приравнивают к новым факторам.

При отсутствии априорной информации об эффектах взаимодействия в план включают часть полного факторного эксперимента с наибольшей разрешающей способностью и проводят эксперимент. Определяют генерирующие соотношения, показывающие, какое из взаимодействий принято незначительным и заменено новым фактором.

После построения матрицы планирования эксперимента проверяют ее свойства:

симметричность, характеризующуюся тем, что алгебраическая сумма элементов столбца каждого фактора равна нулю;

нормировку, определяемую равенством числа точек плана матрицы сумме квадратов элементов каждого столбца;

ортогональность, т.е. равенство нулю суммы построочных произведений плана матрицы двух столбцов.

Для исключения систематических ошибок опыты рандомизируют, т.е. проводят в случайной последовательности.

Полученные результаты экспериментов обрабатывают. Если проводилось  $n$  параллельных наблюдений, то определяют дисперсию воспроизводимости опытов и однородность дисперсий по критерию Кохрена, основанному на законе распределения максимальной дисперсии к сумме всех дисперсий.

Затем определяют математическую модель технологического объекта управления и находят дисперсии ошибки определения коэффициентов регрессии. Значимость коэффициентов регрессии определяют по  $t$ -критерию Стьюдента. Если какой-

либо коэффициент окажется статистически незначимым, то его не учитывают.

Методика упорядочения параметров по значимости заключается в следующем: все параметры располагаются в ряд в порядке возрастания значимости коэффициентов регрессии, а затем принимаются решения о выборе контролируемых параметров. Рассмотрим использование метода на примерах.

**Пример 1.** Воспользуемся уравнением регрессии, приведенным в работе В.И. Игнатова "Организация и проведение эксперимента в бурении", для иллюстрации метода оценки значимости контролируемых параметров по экспериментальным данным.

Зависимость стоимости 1 м проходки при бурении скважин в крепких породах  $y$  от числа оборотов долота  $x_1$ , осевой нагрузки  $x_2$  и расхода бурового раствора  $x_3$  представлена уравнением регрессии

$$y = 8,53 - 0,41x_1 - 0,41x_2 - 0,09x_3. \quad (2.4)$$

Дисперсия значений исследуемого параметра (стоимости 1 м проходки)  $S^2(y)$ , полученная по экспериментальным данным, равна 0,05.

Для определения значимых коэффициентов уравнения регрессии согласно [31] вычисляют дисперсию и среднеквадратическое отклонение ошибки определения коэффициента регрессии.

Дисперсию ошибки определения коэффициента регрессии рассчитывают по формуле

$$S^2(b_i) = \frac{S^2(y)}{Nm} = \frac{0,05}{8 \cdot 2} = 0,003, \quad (2.5)$$

где  $N$  – число точек в плане матрицы испытаний, равное 8;  $m$  – число параллельных наблюдений, равное 2.

Среднеквадратическое отклонение ошибки определения коэффициента регрессии

$$S(b_i) = \sqrt{0,003} = 0,054.$$

Значимость коэффициентов уравнения регрессии определяется по критерию Стьюдента  $t_i$ , вычисляемому по формуле

$$t_i = \frac{|b_i|}{S(b_i)}; \quad (2.6)$$

$$t_1 = \frac{8,53}{0,054} = 158; \quad t_2 = \frac{0,41}{0,054} = 7,6;$$

$$t_3 = \frac{0,41}{0,054} = 7,6; \quad t_4 = \frac{0,09}{0,054} = 1,66.$$

Критическое значение  $t_{кр}$ , определенное по табл. 3 приложения 5 [31], для числа степеней свободы  $N_{зн} = N(m-1) = 8$  при уровне значимости  $q = 5\%$  равно 2,3. Если  $t_i > t_{кр}$ , то коэффициент  $b_i$  признается значимым. В рассматриваемом случае значимыми оказались следующие коэффициенты:  $b_0$ ,  $b_1$ ,  $b_2$ .

Следовательно, к контролируемым параметрам в рассмотренном случае относятся число оборотов долота и осевая нагрузка, причем фактор  $x_2$  оказывает такое же влияние на показатели параметра оптимизации, как и фактор  $x_1$ . Это следует учитывать при контроле и управлении процессов бурения скважин в рассмотренных условиях.

**Пример 2.** Н.А. Мариампольским и др. получены уравнения регрессии, описывающие связь между такими показателями свойств бурового раствора, как условная вязкость ( $T$ ), показатель фильтрации ( $B$ ), статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин ( $СНС_{1/10}$ ), и значениями концентрации в процентах таких химических реагентов, как метас ( $x_1$ ), окзил ( $x_2$ ),  $Na_2CO_3$  ( $x_3$ ),  $NaCl(x_4)$ :

$$T = -2,42 + 62,23x_1 + 23,23x_2 - 2,53x_3 + 1,99x_4;$$

$$СНС_1 = 2,8 + 24,67x_1 + 16,13x_2 + 7,05x_3 + 2,17x_4;$$

$$СНС_{10} = -1,64 + 25,73x_1 + 21,93x_2 + 22,5x_3 + 2,81x_4;$$

$$B = 37,12 - 27,67x_1 - 12,3x_2 - 5,18x_3 + 1,36x_4.$$

Дисперсии значений исследуемых параметров ( $S_2$ ), полученные по экспериментальным данным, составляют: для условной вязкости – 1900, для статического напряжения сдвига через 1 мин – 860, для статического напряжения сдвига через 10 мин – 1560, для показателя фильтрации – 365,6.

Согласно формуле (2.5)

$$S^2(b_i)_T = \frac{1900}{25 \cdot 5} = 15,2; \quad S(b_i)_T = 3,89;$$

$$S^2(b_i)_{СНС_1} = \frac{860}{25 \cdot 5} = 6,88; \quad S(b_i)_{СНС_1} = 2,62;$$

$$S^2(b_i)_{СНС_{10}} = \frac{1560}{25 \cdot 5} = 12,48; \quad S(b_i)_{СНС_{10}} = 3,53;$$

$$S^2(b_i)_B = \frac{365,6}{25 \cdot 5} = 2,92; \quad S(b_i)_B = 1,7.$$

Значимость коэффициентов уравнения регрессии определяется по критерию Стьюдента  $t_i$ , вычисленному по формуле (2.6).

Для уравнения регрессии, определяющего взаимосвязь условной вязкости бурового раствора и концентрации химических реагентов, значимость коэффициентов равна:

$$t_1 = \frac{2,42}{3,89} = 0,62; \quad t_2 = \frac{62,23}{3,89} = 15,99;$$

$$t_3 = \frac{23,23}{3,89} = 5,95; \quad t_4 = \frac{2,53}{3,89} = 0,65;$$

$$t_5 = \frac{1,99}{3,89} = 0,51.$$

Критическое значение критерия  $t_{кр}$ , определенное по табл. 3 прил. 5 [32], для числа степеней свободы  $N_{3n} = N(m) = 25 \cdot 4 = 100$  при уровне значимости  $q = 5\%$  равно 1,98.

Если  $t_i > t_{кр}$ , то коэффициент  $b_i$  признается значимым.

В рассматриваемом случае значимыми оказались коэффициенты при  $x_1$  и  $x_2$ , т.е. к контролируемому следует отнести концентрации метаса и окзила.

Для уравнения регрессии, определяющего взаимосвязь статического напряжения сдвига через 1 мин и концентраций химических реагентов, значимость коэффициентов составила:

$$t_1 = \frac{2,8}{2,62} = 1,07; \quad t_2 = \frac{24,67}{2,62} = 9,4;$$

$$t_3 = \frac{16,13}{2,62} = 6,15; \quad t_4 = \frac{7,05}{2,62} = 2,69;$$

$$t_5 = \frac{2,17}{2,62} = 0,83.$$

При  $t_{кр} = 1,98$  к значимым относятся коэффициенты при  $x_1$ ,  $x_2$  и  $x_3$ , т.е. к контролируемому следует отнести концентрации метаса, окзила и  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ .

Для уравнения регрессии, определяющего взаимосвязь статического напряжения сдвига через 10 мин и концентраций химических реагентов, значимость коэффициентов равна:

$$t_1 = \frac{1,64}{3,53} = 0,46; \quad t_2 = \frac{25,73}{3,53} = 7,28;$$

$$t_3 = \frac{21,93}{3,53} = 6,2; \quad t_4 = \frac{22,5}{3,53} = 6,37;$$

$$t_5 = \frac{2,81}{3,53} = 0,79.$$

При  $t_{кр} = 1,98$  к значимым относятся коэффициенты при  $x_1$ ,  $x_2$  и  $x_3$ , т.е. к контролируемым следует отнести концентрации метаса, окзила и  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ .

Для уравнения регрессии, определяющего взаимосвязь между показателем фильтрации и концентрацией химических реагентов, значимость коэффициентов равна:

$$t_1 = \frac{37,12}{1,7} = 21,8; \quad t_2 = \frac{27,67}{1,7} = 16,27;$$

$$t_3 = \frac{12,3}{1,7} = 7,23; \quad t_4 = \frac{5,18}{1,7} = 3,04;$$

$$t_5 = \frac{1,36}{1,7} = 0,8.$$

При  $t_{кр} = 1,98$  к значимым относятся коэффициенты при  $x_1$ ,  $x_2$  и  $x_3$ , т.е. к контролируемым следует отнести концентрации метаса, окзила и  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ .

Таким образом, результаты, полученные при использовании рассматриваемого метода определения комплекса контролируемых технологических параметров по данным реализации специально спланированных экспериментов, позволяют оценить значимость коэффициентов математических моделей, а следовательно, и технологических параметров.

Однако следует отметить, что на полученный рассмотренным методом комплекс контролируемых технологических параметров накладываются все ограничения, связанные с используемой математической моделью: область применения ограничивается областью изменений, используемых при экспериментах факторов.

Недостатком метода является отсутствие связи между составом технологических параметров в контролируемом комплексе и вероятностью установления состояний технологических процессов при бурении скважин.

## **2.4. МЕТОДЫ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЙ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН И ЗНАЧИМОСТИ ПАРАМЕТРОВ**

При бурении нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях, когда трудно оценить достаточно глубоко и достоверно состояние технологического объекта управления, применяют специальные методы обработки данных — методы распознавания образов.

Сущность этих методов состоит в том, что в результате математической обработки результатов измерений комплекса признаков принимают решение о принадлежности данного состояния сложного технологического объекта к одному из классов состояний.

Исторически теория и практика решения задач оценки (распознавания) развивалась по различным направлениям, и к настоящему моменту накопилось много подходов к таким задачам и конкретным алгоритмам их решения.

Укажем некоторые из известных алгоритмов. Алгоритмы, реализующие Байесово правило минимизации среднего риска, предполагают для каждого класса объективное существование функций распределения вероятностей распознаваемых ситуаций и сводятся к восстановлению этих функций. Алгоритмы метода потенциальных функций реализуют рекуррентные процедуры построения разделяющих гиперповерхностей в пространстве признаков. Алгоритмы типа "обобщенный портрет" сводятся к построению специальных разделяющих гиперповерхностей, обладающих некоторыми экстремальными свойствами. Ряд алгоритмов реализует идею преобразования пространства признаков с тем, чтобы в новом признаковом пространстве происходило более четкое разделение рассматриваемых ситуаций на классы.

Методы распознавания состояний технологического объекта в зависимости от режима приспособления к конкретным условиям подразделяют на три вида: без обучения, обучение с учителем, самообучение.

В первом случае исходной информации достаточно для того, чтобы установить возможные классы состояний технологического объекта и по измеренным признакам отнести его к одному из классов.

При обучении с учителем используют некоторую тренировочную или обучающую выборку значений признаков, одновременно сообщая истинную принадлежность каждого состояния к одному из классов. После этого можно осуще-



ствлять классификацию новых состояний объекта управления.

При самообучении поступающая выборка признаков, характеризующих состояние технологического объекта, не сопровождается никакими указаниями относительно их истинной принадлежности.

В зависимости от имеющихся данных о признаках, требований к получаемым результатам и оперативности распознавания состояний технологического объекта управления могут быть использованы различные методы [1, 14, 32].

Для применения некоторых из них необходимы сведения о законе распределения компонент признаков и таких параметрах, как математическое ожидание и дисперсия. Это геометрический метод распознавания, метод Байеса и распознавание с помощью дискриминантных функций.

Одним из методов геометрического распознавания образов является метод главных компонент, позволяющий найти линейные комбинации компонент вектора состояния  $u_n(x_1, x_2, \dots, x_n)$ , характеризующие изменения вклада каждой из них в общую дисперсию образов. Геометрическое распознавание позволяет перейти к такой системе координат, при которой возможные состояния образуют компонентные области. Оценка состояния технологического объекта заключается в принятии решения о принадлежности рассматриваемого состояния к одной из указанных областей.

Для нахождения главных компонент вектора состояния используют ковариационную матрицу, которая для  $N$  состояний объекта, характеризующихся параметрами  $x_i$ , может быть представлена в следующем виде:

$$S = \begin{pmatrix} \text{cov}(x_1x_1) & \text{cov}(x_1x_2) & \dots & \text{cov}(x_1x_l) \\ \text{cov}(x_2x_1) & \text{cov}(x_2x_2) & \dots & \text{cov}(x_2x_l) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \text{cov}(x_lx_1) & \text{cov}(x_lx_2) & \dots & \text{cov}(x_lx_l) \end{pmatrix}, \quad (2.7)$$

где  $i - (1, 2, \dots, l)$  — индексы соответствующих элементов матрицы;  $\text{cov}(x_i x_j)$  — ковариация случайных величин, под которой следует понимать математическое ожидание произведения центрированных величин.

Алгоритм вычисления главных компонент и распознавания состояний технологического объекта приведен в работе [32]. Метод главных компонент позволяет выделить наиболее ин-

формативные параметры, характеризующие объект, но сама процедура вычислений довольно сложна.

Если возможные состояния технологического объекта известны, то на основании байесовской стратегии принятия статистических решений, обеспечивающей минимум среднего риска, и полученных значений параметров технологического объекта управления можно оценить его состояние.

При использовании метода Байеса должна быть известна плотность распределения вероятностей, например, при двух возможных состояниях  $f(x/a_1)$  и  $f(x/a_2)$  априорные вероятности состояний  $P(a_1)$  и  $P(a_2)$  и условные потери соответственно  $r_{21}$  и  $r_{12}$ .

Пространства признаков  $x$  разбивают на области  $x_1$  и  $x_2$  таким образом, чтобы минимизировать средний риск. Это означает, что при достаточно большом числе актов распознавания экономические потери от ошибок минимальны.

При использовании для оценки состояний статистически разрешающих функций — дискриминантных — находят границы областей каждого подкласса по величине компонент вектора состояния и принадлежность каждого состояния к одному из классов.

Дискриминантные функции  $u_{ij}(x)$ , являющиеся линейной комбинацией вектора состояний, рассчитывают по уравнению

$$u_{ij}(x) = [x - \frac{1}{2}(\bar{x}_i + \bar{x}_j)]S^{-1}(\bar{x}_i - \bar{x}_j), \quad (2.8)$$

где  $\bar{x}_i, \bar{x}_j$  — средние значения вектора состояния соответственно для  $i$ -й и  $j$ -й областей  $x$ ;  $S^{-1}$  — обратная ковариационная матрица для компонент вектора состояния.

Находят средние значения компонент вектора состояния по классам, их среднеквадратичные отклонения, обратную ковариационную матрицу, разность и полусумму средних величин компонент векторов состояний, по которым вычисляют коэффициенты дискриминантных функций:

$$C_{ij}^k = \begin{bmatrix} C_{ij}^1 \\ C_{ij}^2 \\ \dots \\ C_{ij}^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{11}S_{12}\dots S_{1k} \\ S_{21}S_{22}\dots S_{2k} \\ \dots \\ S_{k1}S_{k2}\dots S_{kk} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \bar{x}_{i1} - \bar{x}_{j1} \\ \bar{x}_{i2} - \bar{x}_{j2} \\ \dots \\ \bar{x}_{ik} - \bar{x}_{jk} \end{bmatrix}, \quad (2.9)$$

где  $i, j = 1, 2, \dots, m$  — число классов;  $k = 1, 2, \dots$  — число компонент вектора состояния.

Дискриминантные функции в общем виде могут быть представлены следующим образом:

$$u_{ij}(x) = x' C_{ij}^k + C^0. \quad (2.10)$$

После построения дискриминантных функций устанавливаются принадлежность состояния объекта к тому или иному классу. Эту процедуру следует производить по той выборке, по которой осуществляли обучение.

В работе [32] предложено для выбора контролируемых параметров использовать метод ветвей и границ, основанный на построении дерева ветвления. Каждой вершине разветвления соответствует некоторое множество решений, для которых определяются оценки границ целевой функции и отсеиваются бесперспективные решения.

Однако реализация этого метода затруднена из-за отсутствия исходной информации и существенных объемов вычислительных работ, обусловленных необходимостью реализации большого числа переборных различных вариантов.

В работе [34] представлена взаимосвязь объекта, средств контроля и управления в виде контура управления, в котором происходит циркуляция информации, и введен критерий объективности контроля, равный отношению количества информации, приобретенной при контроле некоторых параметров, к энтропии системы.

Для определения оптимального состава контролируемых параметров предложено максимизировать функцию

$$D = e^{-t \sum_{i=1}^n \lambda_i x_i} \sum_{i=1}^n b_i x_i, \quad (2.11)$$

где  $t_i$  — время контроля  $i$ -го параметра;  $\lambda_i$  — интенсивность отказов;  $x_i$  — переменная, значение которой определяет, принят  $i$ -й параметр к контролю ( $x_i = 1$ ) или не принят ( $x_i = 0$ );  $b_i$  — критерий объективности контроля, равный отношению количества информации, приобретенной при контроле  $i$ -го параметра, к энтропии системы.

При решении указанной задачи нелинейного программирования исследуемое уравнение представляется как функция некоторых переменных. Путем решения задачи целочисленного линейного программирования находят набор  $x_i$ , максимизирующий указанную функцию. Однако реализация указанного метода затруднена из-за отсутствия необходимой исходной информации.

Во многих случаях трудно установить закон распределения

значений параметров, характеризующих состояние технологического объекта управления. Поэтому весьма перспективны методы обработки информации, не требующие знания этого закона и его основных параметров. К ним относится метод потенциальных функций, последовательная диагностическая процедура и др.

При использовании метода потенциальных функций оценка состояния технологического объекта управления основывается на совокупности признаков, причем параметры распределения признаков могут быть неизвестными. Используемая потенциальная функция имеет следующий вид:

$$\Phi(x) = \sum_{i=1}^n \exp \left[ -D \sum_{j=1}^k (x_j - x_{ij}^2)^2 \right], \quad (2.12)$$

где  $D$  — постоянная;  $n$  — число реализаций состояний данного класса;  $k$  — число признаков.

Функцию  $\Phi(x)$  можно рассматривать как некоторое подобие функции потенциала, создаваемого электрическим зарядом. Потенциал в точке нахождения заряда имеет небольшое значение и убывает с известной скоростью по мере удаления от этой точки.

Для оценки состояния технологического объекта управления вычисляют потенциальную функцию для каждого из классов состояний. Наибольшее ее значение соответствует классу искомого состояния технологического объекта. Проверку достоверности получаемых результатов проводят по обучающим выборкам.

Метод последовательной диагностической процедуры [1, 3, 14] также не требует сведений о генеральных совокупностях компонент вектора состояния управляемого объекта. В нем используют отношения правдоподобия Вальда о принадлежности состояния объекта к тому или иному классу.

Его сущность заключается в следующем. Известные статистические характеристики (компоненты) двух состояний (А и Б) группы объектов  $x_{11}, x_{12}, \dots, x_{in}$  и  $x_{21}, x_{22}, \dots, x_{2n}$  могут быть разбиты на 5—10 интервалов (градаций). Отнесение объекта к одному из состояний может быть осуществлено по отношению вероятностей

$$\frac{P(x_{11}^r)}{P(x_{21}^r)} \cdot \frac{P(x_{12}^p)}{P(x_{22}^p)} \cdot \dots \cdot \frac{P(x_{1n}^k)}{P(x_{2n}^k)}, \quad (2.13)$$

где  $x_{11}^r, x_{12}^p, \dots, x_{1n}^k$  — значения компонент первого состояния (А) в соответствующих градациях ( $r, p, \dots, k$ );

$x_{21}^r, x_{22}^p, \dots, x_{2n}^k$  — значения компонент второго состояния (В) в тех же градациях.

Обычно устанавливают пороги для указанного соотношения, переход за которые означает нахождение объекта в одном из возможных состояний. Для удобства вычислений диагностическое соотношение представляют в следующем виде:

$$10 \lg \frac{\alpha}{1-\beta} \leq 10 \lg \frac{P(x_{11}^r)}{P(x_{21}^r)} + 10 \lg \frac{P(x_{12}^p)}{P(x_{21}^p)} + \dots + 10 \lg \frac{P(x_{1n}^k)}{P(x_{2n}^k)} \leq 10 \lg \frac{1-\alpha}{\beta}, \quad (2.14)$$

где  $\alpha$  — ошибка первого рода, т.е. вероятность неправильного отнесения первого состояния (А) объекта ко второму (В);  $\beta$  — ошибка второго рода, т.е. вероятность отнесения второго состояния (В) к первому (А).

Каждое слагаемое в диагностическом соотношении называется диагностическим коэффициентом и обозначается так:

$$DK(x_n^k) = 10 \lg \frac{P(x_{1n}^k)}{P(x_{2n}^k)}. \quad (2.15)$$

Диагностические коэффициенты вычисляют для всех градаций соответствующих признаков.

Последовательная диагностическая процедура распознавания состояния технологического объекта управления относится к числу наглядных и простых. Поэтому ее широко используют для оценки состояний объектов в бурении [1, 3, 14].

Рассмотрим применение описанного метода на примере.

**Пример.** При разработке рецептуры бурового раствора на нефтяной основе контролировали плотность, условную вязкость, статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин. Подготовленные пробы подвергали воздействию высокой температуры (180 °С). Одни из них выдерживали ее, другие — нет (табл. 2.1). Данные таблицы были обработаны методом последовательной диагностической процедуры, результаты представлены в табл. 2.2.

Значения условной вязкости и плотности были разбиты на 8 градаций, а статического напряжения сдвига через 1 и 10 минут — на 5, вычислены частотности для всех градаций и соответствующие диагностические коэффициенты.

Таким образом, по данным обучающей выборки табл. 2.1 построена диагностическая таблица 2.2.

Таблица 2.1

**Данные обучающей выборки**

1-й класс (не выдержали прогрева)				2-й класс (выдержали прогрев)			
$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	T, с	СНС <sub>1</sub> × × 10 Па	СНС <sub>10</sub> × × 10 Па	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	T, с	СНС <sub>1</sub> × × 10 Па	СНС <sub>10</sub> × × 10 Па
1,35	81	41	75	1,46	135	68	81
1,46	67	34	48	1,50	63	43	60
1,33	42	6	14	1,49	76	18	30
1,34	56	9	21	1,50	70	25	50
1,43	60	9	15	1,47	120	3	6
1,49	49	8	9	1,55	52	3	9
1,38	136	36	63	1,48	90	1,5	3
1,47	38	9	12	1,56	120	6	12
1,39	40	15	18	1,52	63	3	6
1,36	92	15	24	1,49	68	6	21
1,47	62	18	21	1,45	120	54	57
1,41	60	12	18	1,55	87	117	192
1,52	45	18	30	1,57	145	204	221
1,41	30	6	15	1,44	85	30	33
1,33	13	3	6	1,43	75	105	118
1,51	73	12	24	1,41	164	135	150
1,54	140	60	78	1,37	63	36	39
1,74	52	36	66	1,36	67	36	45
1,50	52	1,5	3	1,51	89	6	15
—	—	—	—	1,49	87	72	24
—	—	—	—	1,42	126	24	27
—	—	—	—	1,43	85	36	39
—	—	—	—	1,46	66	27	36
—	—	—	—	1,45	58	27	33
—	—	—	—	1,41	40	3	3

При необходимости определить, к какому классу относится буровой раствор по данным измерения плотности, вязкости, предельного статического напряжения сдвига через 1 и 10 мин, необходимо при заданных допустимых вероятностях ошибок первого и второго рода по таблице найти соответствующие диагностические коэффициенты, а затем эти коэффициенты последовательно просуммировать. Каждый раз после добавления очередного диагностического коэффициента к сумме предыдущих проверяют, выполнено ли основное диагностическое соотношение [3].

Если нарушается правая или левая часть соотношения, делают вывод о том, что проба бурового раствора относится к первому или второму классу. Если же сумма диагностических коэффициентов находится внутри заданных пороговых значений, то делают вывод о невозможности на основании имеющейся информации диагностировать состояние бурового раствора.

Для определения принадлежности исследуемого бурового раствора к первому или второму классу устанавливают вели-

Таблица 2.2

## Результаты диагностической обработки данных

Граница диапазона		Частость		Сглаженная частость		Диагностический коэффициент
1	2	1	2	1	2	
<i>Условная вязкость</i>						
30	47	0,28	0,04	0,21	0,08	4,10
48	64	0,39	0,20	0,25	0,16	1,94
65	81	0,17	0,24	0,08	0,19	-0,11
82	98	0,06	0,24	0,09	0,18	-2,80
99	115	0	0	0,04	0,11	-4,59
116	132	0	0,16	0,03	0,11	-5,90
133	149	0,11	0,08	0,04	0,07	-2,10
150	164	0	0,04	0,02	0,05	-3,34
<i>Плотность</i>						
1,33	1,36	0,26	0,04	0,14	0,04	5,80
1,37	1,39	0,11	0,04	0,12	0,07	2,51
1,40	1,42	0,11	0,12	0,12	0,12	0,19
1,43	1,45	0,05	0,20	0,11	0,16	1,71
1,46	1,48	0,21	0,16	0,15	0,17	-0,57
1,49	1,51	0,16	0,24	0,13	0,17	-1,16
1,52	1,54	0,11	0,04	0,09	0,11	-0,73
1,55	1,57	0	0,16	0,04	0,10	-4,16
<i>Напряжение сдвига через 1 мин</i>						
1,50	28,2	0,74	0,57	0,34	0,29	0,76
28,3	54,9	0,21	0,26	0,24	0,24	0,05
55,0	81,6	0,05	0,09	0,14	0,16	-0,58
81,7	108,3	0	0,04	0,03	0,17	-3,43
108,4	135,0	0	0,04	0,01	0,04	-8,20
<i>Напряжение сдвига через 10 мин</i>						
3	32	0,74	0,48	0,33	0,27	0,76
33	61	0,05	0,39	0,21	0,27	-1,00
62	90	0,21	0,04	0,17	0,16	0,32
91	119	0	0,04	0,15	0,07	-1,93
120	150	0	0,04	0,02	0,03	-1,60

чины ошибок первого и второго рода. Допустим, что  $\alpha = 0,2$ , а  $\beta = 0,3$ .

Тогда значения левого и правого порогов в неравенстве (2.14) равны:

$$10 \lg \frac{1 - \alpha}{\beta} = 10 \lg \frac{1 - 0,2}{0,3} = 4,2;$$

$$10 \lg \frac{\alpha}{1 - \beta} = 10 \lg \frac{0,2}{1 - 0,3} = 5,4.$$

Соотношение диагностической процедуры определяется неравенством

$$-5,4 < \sum_{i=1}^n DK(x_i^j) < 4,2,$$

где  $i = 1, 2, 3, \dots, n$  — номера параметров.

Рассмотрим порядок классификации бурового раствора на примере пробы № 1 первого класса, имеющей следующие параметры:

$$\rho = 1,35 \text{ г/см}^3; T = 81 \text{ с};$$

$$\text{СНС}_1 = 4,1 \text{ Па}; \text{СНС}_{10} = 7,5 \text{ Па}.$$

В соответствии с указанными данными диагностические коэффициенты находят по табл. 2.2:

$$DK_1 = 5,8; DK_2 = -0,11;$$

$$DK_3 = 0,05; DK_4 = 0,32.$$

Сумма диагностических коэффициентов равна 6,06 и превышает правый порог. Следовательно, анализируемый раствор относится к первому классу.

Если сумма диагностических коэффициентов не выходит за пороговые значения, то это означает, что используемых параметров недостаточно для классификации состояния бурового раствора, т.е. необходимо контролировать дополнительные параметры.

В работах [13, 30] рассмотрено применение диагностической процедуры для установления типа прихвата бурильной колонны при бурении скважин, оценки состояния крепи скважин после повторного цементирования и др.

При установлении типа прихвата бурильной колонны, состояния скважины после цементирования и др. использовались диагностические коэффициенты 20 технологических параметров, причем приоритет их применения определялся величиной информативности.

Методика по выбору технологических параметров сводилась к следующему: все параметры располагались в ряд в порядке убывания величины их информативности, а затем принималось решение о выборе контролируемых параметров.

Основной недостаток рассмотренного метода выбора контролируемых технологических параметров — неопределенность конечного результата, т.е. при использовании выбранного комплекса контролируемых технологических парамет-



ров невозможно оценить вероятность установления состояний технологических процессов при бурении скважин.

## **2.5. ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ КОМПЛЕКСА КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**

Иногда при изучении статистических закономерностей, сложных физических явлений, взаимосвязи технологических процессов наступает момент, когда появляется новая идея, которая позволяет рассматривать всю совокупность полученных и накопленных данных и понятий комплексно, с новых позиций.

Это дает возможность не только лучше осмыслить имеющуюся информацию об изучаемом объекте или явлении и соединить, казалось бы, различные понятия воедино, но, главное, дает ключ к решению актуальных поставленных задач.

Ключом к решению задачи определения комплекса технологических параметров, которые необходимо контролировать для оценки состояний технологических объектов при бурении скважин и управлении ими, явилось представление контроля как вероятностного процесса, зависящего от информативности используемых параметров.

Это была главная идея, которая, по сути дела, позволила по-новому решить проблему обоснования комплекса контролируемых параметров технологических процессов при бурении скважин.

Анализ результатов контроля состояний большого числа технологических объектов при бурении нефтяных и газовых скважин показал, что установление даже одного состояния различных технологических объектов осуществляется при использовании различной информативности, а следовательно, и числа технологических параметров. Например, установление типа прихватов колонн бурильных труб, происшедших при бурении скважин в УБР объединения "Укрнефть", осуществлялось в 29 случаях при использовании таких технологических параметров, как глубина, на которой находилось долото в момент прихвата, и тип породы в зоне прихвата, с суммарной информативностью 3,8; в 17 случаях — по значениям таких технологических параметров, как глубина, на которой находилось долото в момент прихвата, тип породы в зоне прихвата, пластовое давление в зоне прихвата, с сум-

марной информативностью 4,9; в 7 случаях — по значениям таких технологических параметров, как глубина, на которой находилось долото в момент прихвата, тип породы в зоне прихвата, пластовое давление в зоне прихвата, разность давлений столба бурового раствора и пластового давления, суммарной информативностью 6,1; в остальных случаях кроме упомянутых параметров использовались плотность, условная вязкость, статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, показатель фильтрации, а также длина утяжеленных буровых труб.

Установление по промысловым данным типа прихвата колонны буровых труб при бурении скважин в объединении "Грознефть" осуществлялось в одних случаях с использованием одного-двух технологических параметров, таких как глубина нахождения долота в момент прихвата и тип породы; в других случаях кроме упомянутых технологических параметров были использованы также пластовое давление, разность пластового и гидростатического давлений, плотность, условная вязкость, статическое напряжение сдвига бурового раствора и др.

Аналогичные результаты многократно наблюдались при классификации состояний крепи скважин, результатов повторного цементирования скважин и др.

Все это свидетельствует о том, что установление состояний технологических процессов при бурении скважин зависит от многих факторов и относится к числу случайных.

Из-за вероятностного характера процесса установления состояний технологических объектов бурения скважин решения о составе комплекса контролируемых параметров часто оказывались ошибочными: число контролируемых параметров было либо недостаточным, либо избыточным, со всеми вытекающими последствиями.

Такая неопределенность в выборе комплекса контролируемых параметров вселяла неуверенность в полноте контроля технологических процессов при бурении скважин, а следовательно, и в результатах оценки состояний технологических процессов при бурении скважин и выборе управляющих воздействий.

Именно поэтому во многих работах [32, 34] отмечается сложность проблемы обоснования комплекса технологических параметров, необходимого для контроля и управления технологическими процессами. Эта трудность усугублялась еще и тем, что используемые технологические параметры, различные по физической сущности и размерности (на-

пример, глубина, проницаемость, давление, условная вязкость и т.д.), рассматривались отдельно друг от друга. Прямое сопоставление таких параметров невозможно.

Как же следует определять комплекс технологических параметров, подлежащих контролю для оценки состояний технологических процессов при бурении скважин и управления ими?

Как учесть при этом случайный характер установления состояния технологических процессов?

Ответы на эти важные практические вопросы дают статистические закономерности, обнаруженные при анализе большого количества результатов контроля состояний технологических процессов при бурении нефтяных и газовых скважин, и выбор единой меры сравнения всех параметров, используемых при установлении состояний технологических объектов.

В качестве единой обобщенной меры сравнения различных по физической природе и размерности параметров используется информативность, количественно характеризующая величину расхождения между классами состояний.

Сущность вероятностно-статистического метода определения комплекса контролируемых параметров заключается в следующем.

По статистическим результатам установления состояния технологического объекта управления при бурении скважин и вычисленным значениям информативности используемых при этом технологических параметров находят вид и параметры статистического распределения, т.е. зависимость вероятности определения состояния технологического процесса при бурении скважин от информативности параметров.

По статистическому распределению определяют суммарную информативность технологических параметров, обеспечивающую заданную вероятность установления состояния технологического процесса при бурении скважин. По величине суммарной информативности составляют конкретный перечень контролируемых технологических параметров.

Таким образом, упомянутый метод позволяет определить комплекс контролируемых технологических параметров, обеспечивающий установление с заданной вероятностью состояния технологических процессов при бурении скважин.

Статистические законы распределения (экспоненциальное, нормальное, гамма-распределение и др.) довольно часто используются при определении различных технических характеристик. Например, при оценке значений вероятности бе-

зотказной работы технических средств за заданное время при исследовании их надежности, уровня вероятности кондиционных изделий при контроле качества продукции и др. были сначала определены по статистическим данным законы распределений соответственно наработок на отказ, кондиционных изделий и т.д., а затем эти законы распределения широко использовались в практике оценки надежности, качества продукции и др.

При использовании различных подходов (эвристического, экспериментального, статистического) для формирования комплекса параметров контроля и управления технологическими процессами при бурении нефтяных и газовых скважин возникает задача сравнения всех известных и используемых параметров.

Непосредственное сравнение различных по физической сущности и размерности параметров технологических процессов, например, таких, как нагрузка на крюк и расход бурового раствора, давление и температура, плотность и время, прочность тампонажного камня и проницаемость и т.д., невозможно.

Для сравнения таких параметров необходима единая объективная мера. Эта мера должна быть свойственна и применима ко всем сравниваемым параметрам и характеризовать их относительную долю участия в оценке состояний технологического процесса и управления процессом.

В качестве такой единой обобщенной меры сравнения параметров технологических процессов предлагается использовать информативность.

Под *информативностью* параметра понимают относительную величину, количественно характеризующую меру расхождения между классами состояний технологического процесса. Она характеризует вклад соответствующего параметра в определение состояния технологического процесса и управления им.

Согласно [31, 32] информативность как мера расхождения между двумя классами состояний технологических объектов определяется статистически по выборкам параметров, диапазоны значений которых разбиты на  $n$  интервалов, по формуле

$$I(x_n^k) = \sum_{k=1}^S [P(x_{1n}^k) - P(x_{2n}^k)] \lg \frac{P(x_{1n}^k)}{P(x_{2n}^k)}, \quad (2.16)$$

где  $x_{11}^r, x_{12}^p, \dots, x_{1n}^k$  — значения параметров в соответствующую

щих интервалах  $r, P, \dots, k$ , характеризующих первое состояние объекта;  $x_{21}^r, x_{22}^p, \dots, x_{2n}^k$  — значения параметров в соответствующих интервалах  $r, P, \dots, k$ , характеризующих второе состояние объекта;  $P_{1n}^k, P_{2n}^k$  — вероятности значений параметров в интервалах  $r, P, \dots, k$ , соответствующих первому и второму состоянию технологического объекта.

Информативность параметров — безразмерная величина, численно равная сумме произведения логарифма отношения вероятностей значений параметров в соответствующих интервалах  $r, P, \dots, k$ , для различных состояний технологического объекта и алгебраической разности этих вероятностей по всем интервалам, т.е. для всего диапазона измерения параметра.

Анализ уравнения (2.16) показывает, что информативность параметра всегда величина положительная как при  $P(x_{1n}^k) > P(x_{2n}^k)$ , так и при  $P(x_{1n}^k) < P(x_{2n}^k)$ . Чем больше разница в значениях  $P(x_{1n}^k)$  и  $P(x_{2n}^k)$ , тем большую информативность имеет параметр, и наоборот.

С. Кульбаком доказано, что "... информативность есть аддитивная и непрерывная функция..." случайных величин.

Рассмотрим примеры определения информативности технологических параметров.

**Пример.** Промысловые материалы по 40 скважинам, из которых по результатам испытаний 31 скважина была зацементирована качественно и 9 с дефектами, включают данные о разности плотностей цементного и бурового растворов, типе добавки в нижнюю порцию цемента, суммарном времени промежуточных промывок при спуске обсадной колонны, растекаемости цементного раствора, полном времени цементирования, прочности при изгибе цементного камня, времени промывки скважины перед спуском обсадной колонны, плотности бурового раствора, высоты столба жидкости в затрубном пространстве.

Данные о разности плотностей тампонажного и бурового растворов для всей совокупности скважин представлены в табл. 2.3.

Диапазон полученных значений разности плотностей тампонажного и бурового растворов от 0,09 до 0,64 г/см<sup>3</sup> разбивают на семь интервалов. Затем подсчитывают частоты, т.е. число скважин, имеющих значения разности плотностей тампонажного и бурового растворов, соответст-

Таблица 2.3

Разность плотностей тампонажного и бурового растворов для 9 некачественно зацементированных скважин, г/см <sup>3</sup>	Разность плотностей тампонажного и бурового растворов для 31 удовлетворительно и качественно зацементированной скважины, г/см <sup>3</sup>
0,5; 0,57; 0,55; 0,35; 0,42; 0,64; 0,59; 0,1; 0,51	0,35; 0,16; 0,37; 0,23; 0,35; 0,14; 0,4; 0,35; 0,48; 0,19; 0,27; 0,4; 0,52; 0,09; 0,45; 0,25; 0,3; 0,44; 0,43; 0,14; 0,3; 0,4; 0,35; 0,47; 0,21; 0,36; 0,43; 0,25; 0,4; 0,2; 0,4

вующие каждому интервалу диапазона для обеих групп скважин.

Определяют частоты для каждой группы скважин, равные отношению частот к общему числу скважин в соответствующей группе.

Например, для первого интервала первой группы частота равна 1, частота — 0,111, а для второй группы того же интервала частота равна 4, а частота — 0,13 и т.д.

При вычислении сглаженных частот условно расширяется на два интервала число интервалов значений разности плотностей тампонажного и бурового растворов в сторону меньших и больших значений от границ диапазона. Сглаженные частоты определяют по формуле

$$\bar{P}(x') = 0,1[P(x^{-1}) + 2P(x^0) + 4P(x^1) + 2P(x^2) + P(x^3)], \quad (2.17)$$

где  $P(x^{-1})$  — значение частоты в предыдущем интервале;  $P(x^0)$  — значение частоты в предыдущем интервале;  $P(x^1)$  — значение частоты в интервале, для которого определяется сглаженная частота;  $P(x^2)$  — значение частоты в последующем интервале;  $P(x^3)$  — значение частоты в интервале, расположенном через один интервал от интервала, для которого определяется сглаженная частота.

Подсчитанные сглаженные частоты для обеих групп скважин представлены в табл. 2.4.

Информативность технологического параметра по интервалам диапазона его значений определяют по формуле

$$I(x') = 5 \lg \frac{P(x'_{11})}{P(x'_{21})} [\bar{P}(x'_{11}) - \bar{P}(x'_{21})], \quad (2.18)$$

где  $\bar{P}(x'_{11})$ ,  $\bar{P}(x'_{21})$  — сглаженные частоты для первого интервала диапазона значений параметра для первой и второй групп скважин.

Таблица 2.4  
Сглаженные частоты для двух групп скважин

Интервал	Частота в интервалах		Частость в интервалах		Сглаженная частость в интервалах		Информативность
	1	2	1	2	1	2	
0,09–0,16	1	4	0,11	0,13	0,044	0,094	0,07
0,17–0,24	0	4	0	0,13	0,033	0,146	0,36
0,25–0,32	0	5	0	0,16	0,044	0,193	0,47
0,33–0,40	1	11	0,11	0,355	0,099	0,229	0,23
0,41–0,48	1	6	0,11	0,193	0,166	0,167	0,00
0,49–0,56	3	1	0,33	0,032	0,199	0,687	0,20
0,57–0,64	3	0	0,33	0	0,211	0,026	0,84
$\sum_{k=1}^{S=7} I_i = 2,17$							

Информативность технологического параметра в целом

$$I(x) = \sum_{k=1}^S I(x_1^k).$$

Вычисленные указанным способом значения информативности технологических параметров представлены в табл. 2.4.

По данным табл. 2.4 определена информативность параметров эмульсионного бурового раствора: условной вязкости, плотности, статического напряжения сдвига через одну минуту, статического напряжения сдвига через десять минут. Результаты вычислений приведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5  
Значения информативности параметров эмульсионного бурового раствора

Граница диапазона		Вероятность значения параметра		Диагностический коэффициент	Информативность
1	2	1-е состояние	2-е состояние		
<i>Условная вязкость</i>					
30	47	0,21	0,08	4,10	0,26
48	64	0,25	0,16	1,94	0,09
65	81	0,18	0,19	–0,11	0
82	98	0,09	0,18	–2,80	0,12
99	115	0,04	0,11	–4,59	0,17
116	132	0,03	0,11	–5,90	0,24
133	149	0,04	0,07	–2,10	0,03
150	164	0,02	0,05	–3,34	0,04
$\sum_{i=1}^8 I_i = 0,95$					

Продолжение табл. 2.5

Граница диапазона		Вероятность значения параметра		Диагностический коэффициент	Информативность
1	2	1-е состояние	2-е состояние		
<i>Плотность</i>					
1,33	1,36	0,14	0,04	5,80	0,29
1,37	1,39	0,12	0,07	2,51	0,07
1,40	1,42	0,12	0,12	0,19	0
1,43	1,45	0,11	0,16	-1,71	0,05
1,46	1,48	0,15	0,17	-0,57	0,01
1,49	1,51	0,13	0,17	-1,16	0,02
1,51	1,54	0,08	0,11	-0,73	0,01
1,55	1,57	0,04	0,10	-4,16	0,02
					$\sum_1^8 I_i = 0,57$
<i>Статическое напряжение сдвига через 1 мин</i>					
1,50	28,2	0,34	0,19	0,76	0,02
28,3	54,9	0,24	0,24	0,05	0
55,0	81,6	0,14	0,16	-0,58	0,01
81,7	108,3	0,03	0,17	-3,43	0,07
108,4	135,0	0,04	0,04	-8,20	0,12
					$\sum_1^5 I_i = 0,22$
<i>Статическое напряжение сдвига через 10 мин</i>					
3	32	0,33	0,27	0,76	0,02
33	61	0,21	0,27	-1,00	0,03
62	90	0,17	0,16	0,32	0
91	119	0,15	0,07	-1,93	0,03
120	150	0,02	0,03	-1,60	0,01
					$\sum_1^5 I_i = 0,09$

Суммарная информативность составила: условной вязкости – 0,95; плотности – 0,57;  $СНС_1$  – 0,22;  $СНС_{10}$  – 0,09. Наибольшую информативность имеют условная вязкость, плотность, статическое напряжение сдвига через 1 мин.

Таким образом, введение единой обобщенной меры – информативности – позволяет сравнивать различные по физической сущности и размерности параметры технологических процессов при бурении скважин, подобно тому, как введение и использование понятия коэффициента полезного действия позволило сравнивать различные по конструкции, принципу действия и используемой энергии двигатели, преобразователи и др.

Однако информативность как характеристика меры сравнения технологических параметров не позволяет определить



достаточность контролируемого комплекса параметров для установления состояний технологических процессов при бурении скважин.

## 2.6. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ

Эффективность системы контроля состояний технологических объектов при бурении скважин зависит от ее способности выполнять заданные функции. Для оценки этой способности необходимы некоторые критерии.

В связи с тем, что процесс контроля состояний технологических объектов относится к вероятностным, зависящим от информативности используемых параметров, предлагается для оценки способности систем контроля устанавливать состояния технологических объектов, использовать характеристики, аналогичные в некотором смысле количественным характеристикам надежности технических средств [14]: вероятность факта установления состояний технологических процессов, частота и интенсивность установления состояний технологических процессов.

Отличие предлагаемых характеристик процессов классификаций состояний технологических объектов от характеристик надежности заключается в том, что в предлагаемых характеристиках в качестве аргумента используется информативность, а в характеристиках надежности — время.

Рассмотрим сущность предлагаемых характеристик.

Под вероятностью определения состояния технологического объекта управления следует понимать вероятность того, что при определенном числе и информативности признаков технологический объект может быть отнесен к одному из классов состояний; статистически устанавливается как отношение числа реализаций классификаций состояний объектов  $n(I_k)$  при использовании комплекса признаков  $k$  с суммарной информативностью  $I_k$  к общему числу реализаций  $N_0$ :

$$P(I) = \frac{n(I_k)}{N_0}. \quad (2.19)$$

Из этой формулы следует, что вероятность определения состояния технологического объекта управления — возрастающая функция информативности используемых признаков, которая может изменяться от нуля до единицы.

Как информационная количественная характеристика, она позволяет установить изменение неопределенности при оцен-

ке состояния в зависимости от числа и информативности используемых признаков, охватывать большее число признаков, оценивать информационные возможности контрольно-измерительных систем при проектировании и эксплуатации.

Величиной, обратной вероятности определения состояния объекта, является вероятностная величина  $h(I_k)$ , характеризующая невозможность оценки состояния объекта при заданном числе и информативности используемых признаков. Статистически ее можно рассчитать так:

$$h(I_k) = 1 - P(I_k) \approx 1 - \frac{n(I_k)}{N_0}. \quad (2.20)$$

Считается, что дополнительная информация уменьшает степень неопределенности энтропии состояния объекта. При применении в качестве решающего правила последовательной диагностической процедуры степень неопределенности имеет другой характер изменения при добавлении данных о дополнительных параметрах объекта: до момента, пока сумма диагностических коэффициентов не превышает заданный порог, неопределенность состояния объекта не изменяется; при равенстве или превышении суммой заданного порога появляется определенность в оценке состояния, и его можно отнести к одному из классов состояний. Следовательно, характеристика изменения неопределенности в рассматриваемом случае пороговая или релейная. Это основная особенность изменения энтропии состояния объекта при применении последовательной диагностической процедуры.

Вероятность определения состояния и ее обратная величина не полностью характеризуют процесс классификаций состояний технологического объекта управления. Поэтому вводятся дополнительные понятия или информационные характеристики: частота и интенсивность правильной оценки состояний технологических объектов управления при определенной информативности комплекса параметров.

Под частотой определения состояний технологических объектов следует понимать отношение приращения числа реализаций классификации состояний объектов при добавлении к комплексу используемых признаков тех из них, которые имеют информативность  $\Delta I_k$ , к общему (предельному) рассматриваемому числу реализаций классификаций состояний.

Статистически эту величину находят так:

$$f(I) = \frac{n(I_k)}{N_0 \Delta I_k}. \quad (2.21)$$

Если совокупность признаков, характеризующих состояние изучаемого объекта, изменяется по шкале признаков непрерывно или квазинепрерывно, то можно представить вероятностное толкование предельной частоты. При увеличении на  $\Delta I_k$  информативности признаков изменяется число реализаций классификаций  $n(I_k)$ :

$$n(I_k) = N(I_k + \Delta I_k) - N(I_k), \quad (2.22)$$

где  $N(I_k + \Delta I_k)$  — число реализаций классификаций состояний объектов при информативности параметров  $I_k + \Delta I_k$ .

На основании формулы (2.22) можно записать:

$$N(I_k) = N_0 P(I_k); \quad (2.23)$$

$$N(I_k + \Delta I_k) = N_0 P(I_k + \Delta I_k). \quad (2.24)$$

Учитывая соотношения (2.21), (2.22), (2.24), получим следующую формулу:

$$f(I_k) = \frac{N_0 [P(I_k + \Delta I_k) - P(I_k)]}{N_0 \Delta I_k} \quad (2.25)$$

Предельное значение этого выражения таково:

$$f(I_k) = \lim_{\Delta I_k \rightarrow 0} \frac{P(I_k + \Delta I_k) - P(I_k)}{\Delta I_k} = P'(I_k). \quad (2.26)$$

Частота определения состояний объектов есть плотность распределения по информативности вероятности классификации. Следовательно,

$$P(I_k) = \int_0^I f(I) dI; \quad (2.27)$$

$$h(I_k) = 1 - \int_0^I f(I) dI. \quad (2.28)$$

Подставляя выражение (2.26) в формулу (2.27), получим:

$$f(I_k) = \frac{P'(I)}{\Delta I_k}. \quad (2.29)$$

Таким образом, между частотой определения состояний объектов и вероятностью этого определения существует однозначная зависимость. Следует отметить, что приведенные соотношения справедливы при любых законах распределения реализаций распознавания состояний. Частота определения состояний наиболее полно характеризует общую информативность комплекса используемых признаков. Вероятность определения, математическое ожидание и дисперсия являются характеристиками распределения, которые могут быть вычислены по известной частоте классификации.

Под интенсивностью классификаций состояний технологических объектов управления следует понимать отношение приращения числа ее реализаций при использовании признака с информативностью  $\Delta I$  к оставшемуся числу реализаций из рассматриваемого первоначально  $N_0$ . Статистически эту величину можно рассчитать по формуле

$$W(I_k) = \frac{n(I_k + \Delta I_k)}{[N_0 - n_p(I_k)]\Delta I_k}, \quad (2.30)$$

$$\text{где } n_p(I_k) = \frac{N(I_k) + N(I_k + \Delta I_k)}{2}, \quad (2.31)$$

$\Delta I_k$  — приращение информативности признаков в используемом комплексе.

Вероятностное определение интенсивности классификации состояний объектов можно получить, преобразовав уравнение (2.30):

$$W(I_k) = \frac{N_0[P(I_k + \Delta I_k) - P(I_k)]}{N_{cp}\Delta I_k}. \quad (2.32)$$

Переходя к пределу при  $\Delta I_k \rightarrow 0$ , получим:

$$W(I_k) = \frac{P'(I_k)}{1 - P(I_k)}, \quad (2.33)$$

откуда

$$f(I_k) = W(I_k)h(I_k). \quad (2.34)$$

Уравнения (2.19), (2.29), (2.34) устанавливают зависимость между вероятностью определения состояния, ее частотой и интенсивностью реализаций.

Интенсивность реализаций классификации состояний технологических объектов управления — важная характеристика, являющаяся функцией числа и информативности используемых признаков, т.е. объема получаемой информации, и

позволяющая наглядно установить наиболее характерные признаки, подлежащие контролю.

Вероятность, частота оценки состояний, интенсивность ее реализаций — количественные характеристики контрольно-информационных систем.

Однако из-за присущих им недостатков каждая в отдельности не может достаточно полно описывать способность информационных систем решать задачи классификации состояний технологических объектов управления. Поэтому считаем, что только совокупность рассмотренных характеристик позволяет сформулировать научно обоснованные технические требования к разработке информационно-измерительных систем, с помощью которых достаточно достоверно могут быть оценены состояния технологических объектов управления.

**Пример.** При установлении типа прихвата в 102 скважинах методом последовательной диагностической процедуры были обработаны данные по всем скважинам. При этом были рассчитаны информативности следующих параметров:  $x_1$  — количества ингибитора в буровом растворе ( $I_1 = 3$ ),  $x_2$  — перепада давления на пласт ( $I_2 = 0,8$ ),  $x_3$  — температуры в зоне прихвата ( $I_3 = 0,8$ ),  $x_4$  — пластового давления в зоне прихвата ( $I_4 = 0,7$ ),  $x_5$  — типа породы в зоне прихвата ( $I_5 = 0,7$ ),  $x_6$  — глубины прихвата ( $I_6 = 0,6$ ),  $x_7$  — предельного статического напряжения сдвига бурового раствора через 1 мин ( $I_7 = 0,5$ ),  $x_8$  — предельного статического напряжения сдвига через 10 мин ( $I_8 = 0,4$ ).

По типам прихватов расклассифицированы все скважины. Распределение по комплексу параметров числа правильных оценок типа прихвата показано в табл. 2.6. В первом ее столбце приведены обозначения:  $x_{1-2}$  означает, что при классификации использовались параметры  $x_1$ ,  $x_2$  и т.д. Во втором

Таблица 2.6

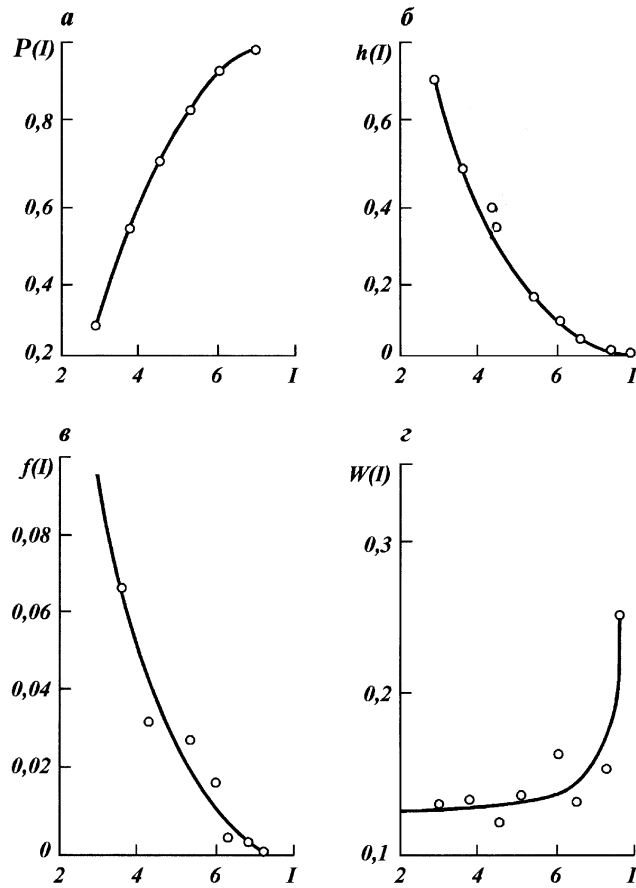
**Распределение по комплексу параметров числа правильных оценок типа прихвата**

$x_i$	$I$	$n(I)$	$P(I)$	$h(I)$	$f(I)$	$W(I)$
$x_1$	3,0	29	0,28	0,72	0,095	0,11
$x_{1-2}$	3,8	25	0,53	0,47	0,065	0,11
$x_{1-3}$	4,6	16	0,68	0,32	0,034	0,09
$x_{1-4}$	5,3	11	0,79	0,21	0,021	0,11
$x_{1-5}$	6,0	15	0,94	0,06	0,024	0,15
$x_{1-6}$	6,6	3	0,97	0,03	0,045	0,10
$x_{1-7}$	7,1	2	0,99	0,01	0,0028	0,14
$x_{1-8}$	7,5	1	1,00	0,00	0,0014	0,26

столбце указаны соответствующие комплексу параметров первого столбца суммарные информативности, а в третьем — даны соответствующие количества распознаваний.

Данные остальных столбцов табл. 2.6 рассчитаны по формулам (2.19), (2.20), (2.21), (2.30).

По данным табл. 2.6 построены зависимости  $P(I)$  и  $h(I)$ ,  $f(I)$  и  $W(I)$ , которые приведены на рис. 1. Из рисунка видно, что



**Рис. 1. Зависимость от информативности параметров:**

*a* — вероятности установления типа прихвата бурильной колонны; *б* — вероятности невозможности установления типа прихвата бурильной колонны; *в* — частоты определения типа прихвата бурильной колонны; *г* — интенсивности распознавания типа прихвата бурильной колонны

точки кривых имеют некоторый разброс вследствие конечных значений промежутков  $\Delta I_k$ , ограниченного числа данных и их дискретности.

Зависимости  $P(I)$  и  $h(I)$  показывают, что с увеличением информативности комплекса используемых параметров вероятность правильной оценки возрастает. Если диагностике поддаются все рассматриваемые объекты, то вероятность распознавания приближается к единице при использовании наибольшего комплекса параметров.

На рис. 1, в представлена зависимость частоты определения состояний от информативности используемых параметров, из которой следует, что на начальном участке частота определения высока. Это объясняется наличием большого числа технологических объектов с явно выраженными признаками типа прихвата. Далее частота определения состояний уменьшается. Это связано с уменьшением общего числа рассматриваемых реализаций.

Зависимость интенсивности классификации состояний от информативности комплекса используемых параметров показана на рис. 1, г.

Как следует из рассматриваемой зависимости, интенсивность классификации состояний при увеличении информативности комплекса параметров на 70 % практически не изменяется, а затем резко возрастает, что объясняется уменьшением числа оставшихся реализаций оценки состояний из рассматриваемых.

Расчеты для других случаев распознавания состояний технологических объектов также показали, что интенсивность классификаций практически не изменяется при увеличении информативности, а значит, используемого комплекса параметров. Отсюда следует вывод, что если исключить из рассмотрения случаи, не требующие распознавания состояний объектов, а также учесть, что условия бурения и режимы бурения в рассматриваемых совокупностях, как правило, близки к стационарным, то интенсивность классификаций может быть принята практически постоянной величиной и использоваться в расчетах.

Для различных случаев установления состояний технологических объектов при бурении скважин на основании статистических данных определяются интенсивности классификаций и составляются каталоги на них.

Закон распределения случайных величин определяет связь между возможными значениями случайной величины и соответствующими им вероятностями. Если известна функция

распределения случайной величины и ее параметры, то случайная величина полностью определена.

Поэтому при исследованиях случайных величин стремятся найти функцию их распределений.

Подобным образом поступили, например, при исследованиях надежности технических средств, когда на основании данных об отказах технических средств определяли случайную величину – время наработки на отказ, а затем находили распределение ее значений, т.е. устанавливали зависимость между возможными значениями времени наработки на отказ и соответствующими им вероятностями.

Это позволило разработать требования к надежности создаваемых технических средств, определить пути выполнения этих требований, оценить фактическую надежность технических средств.

Определение вида (закона) распределения значений информативностей технологических параметров, т.е. значений информативностей комплекса технологических параметров, которые позволяют с заданной вероятностью устанавливать состояние технологического процесса, проводится впервые.

Обработку промысловых данных для установления закона распределения информативностей признаков, характеризующих технологический объект, производят в такой последовательности: по статистическим данным строят эмпирическую кривую; выдвигают гипотезу о функции плотности исследуемой случайной величины, исходя из физической сущности процессов, вида экспериментальной кривой и технологических факторов, влияющих на ее вид; вычисляют параметры эмпирического распределения; эмпирическую кривую выравнивают по теоретической кривой; сравнивают по критерию  $\chi^2$  эмпирическую и теоретическую кривые и определяют функцию, дающую наилучшее согласование.

Для определения вида и характеристик распределения информативностей технологических параметров при установлении состояний технологических процессов были обработаны промысловые материалы о результатах бурения скважин в различных нефтедобывающих производственных объединениях.

Рассмотрим примеры определения вида распределения информативностей технологических параметров при установлении типа прихвата бурильной колонны в скважинах при ремонте обсадной колонны путем повторного цементирование скважин и др.



**Пример 1.** Для определения вида и характеристик распределения информативностей технологических параметров в 36 случаях установления типа прихвата бурильной колонны при бурении скважин в б. объединении "Белоруснефть" были обработаны промысловые данные.

Технологические параметры, использованные при установлении одного из трех типов прихвата бурильной колонны, имеют следующие значения информативностей, вычисленные по формуле (2.16): глубина скважины ( $I_1 = 0,13$ ), глубина нахождения долота в момент прихвата ( $I_2 = 0,2$ ), тип породы ( $I_3 = 1,4$ ), пластовое давление ( $I_4 = 0,4$ ), разность пластового и гидростатического давлений ( $I_5 = 0,23$ ), плотность ( $I_6 = 0,47$ ), условная вязкость ( $I_7 = 0,33$ ), статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин ( $I_8 = 0,36$ ,  $I_9 = 0,23$ ), показатель фильтрации бурового раствора ( $I_{10} = 1,4$ ), вид работ ( $I_{11} = 0,96$ ), длина утяжеленной бурильной колонны ( $I_{12} = 0,05$ ), зазор между стенками скважины и бурильной колонны ( $I_{13} = 0,67$ ), угол искривления скважины в момент прихвата ( $I_{14} = 0,1$ ), температура в зоне прихвата ( $I_{15} = 0,04$ ), количество нефти в буровом растворе ( $I_{16} = 1,12$ ), количество понизителя вязкости в буровом растворе ( $I_{17} = 0,75$ ).

Установление типа прихвата бурильной колонны при использовании указанных параметров осуществлялось в 3-х случаях при использовании технологических параметров с суммарной информативностью 1,4, в 12 случаях — с суммарной информативностью 2,8, в 5 случаях — 4, в 5 случаях — с суммарной информативностью 4,9, в 3 случаях — с суммарной информативностью 6,3 и т.д.

Данные о количестве актов установления типа прихвата бурильной колонны и суммарной информативности используемых при этом технологических параметров приведены ниже.

$n_i$ .....	3	12	5	5	3	1	1	2
$I$ .....	1,4	2,8	3,9	4,9	6,3	7,2	7,6	8,4

Анализ приведенных данных позволяет выдвинуть гипотезу о том, что при установлении типа прихвата бурильной колонны значения суммарной информативности используемых технологических параметров имеют усеченное гамма-

распределение с коэффициентами  $m = 1,5$  и  $I = \frac{1}{2}$ .

Плотность гамма-распределения информативностей технологических параметров при установлении типа прихвата бурильной колонны определяется формулой

$$Y(I) = \frac{0,35I^{0,5}e^{-0,5I}}{\Gamma(1,5)\Gamma_{1,9}(1,5)}. \quad (2.35)$$

В табл. 2.7 сведены теоретические значения вероятностей установления типа прихвата бурильной колонны для интервалов  $\Delta I$ .

Из данных табл. 2.7 следует, что величина информативности технологических параметров, при которой происходило установление типа прихвата бурильной колонны, изменяется в диапазоне от 1,4 до 8,4.

Интервал квантования равен 1.

Для указанных данных составлен статистический ряд (см. табл. 2.7).

Для проверки согласованности выбранного теоретического распределения со статистическими данными определены значения критерия  $\chi^2$  для каждого интервала статистического ряда, величина суммы которых равна  $\chi_0^2 = \sum_1^7 \chi_i^2 = 1,42$ .

По значениям  $\chi_0^2$  и числу степеней свободы  $r = l - s = 5$  по таблице [31] определяется доверительная вероятность  $\nu = 0,92$ .

Следовательно, гипотеза о том, что информативность технологических параметров, используемых при установлении типа прихвата бурильной колонны, имеет усеченное гамма-распределение, может быть принята.

**Пример 2.** По промысловым материалам о 89 прихватах колонны при бурении скважин на Сахалине определено распределение значений информативности технологических параметров типов прихватов.

В состав технологических параметров, информативность которых была вычислена по формуле (2.16), входили: глубина

Таблица 2.7

Интервал информативностей $\Delta I$	Статистическое количество классификаций $n_c^*$	Теоретическое значение вероятности $P_i$	Теоретическое количество классификаций $p_i$	Значения критерия $\chi_i^2$
2 – 3	12	0,25	9	1
3,1 – 4	5	0,16	6	0,17
4,1 – 5	5	0,11	4	0,25
5,1 – 6	3	0,08	3	0
6,1 – 7	2	0,05	2	0
7,1 – 8	1	0,03	1	0
8,1 – 9	1	0,03	1	0

скважины ( $I_1 = 0,4$ ), глубина нахождения долота в момент прихвата ( $I_2 = 0,76$ ), тип породы ( $I_3 = 0,3$ ), пластовое давление ( $I_4 = 0,7$ ), разность пластового и гидростатического давлений ( $I_5 = 0,8$ ), плотность ( $I_6 = 0,4$ ), условная вязкость ( $I_7 = 0,2$ ), статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин ( $I_8 = 0,19$ ,  $I_9 = 0,47$ ), показатель фильтрации бурового раствора ( $I_{10} = 0,02$ ), вид работ ( $I_{11} = 0,9$ ), длина утяжеленной бурильной колонны ( $I_{12} = 0,14$ ), зазор между стенками скважины и бурильной колонной ( $I_{13} = 0,09$ ), угол искривления скважины в месте прихвата ( $I_{14} = 0,14$ ), температура в зоне прихвата ( $I_{15} = 0,9$ ), количество нефти в буровом растворе ( $I_{16} = 0,1$ ), количество химреагентов, понижающих вязкость бурового раствора ( $I_{17} = 0,3$ ), количество химреагентов, понижающих водоотдачу бурового раствора ( $I_{18} = 0,18$ ), количество ингибитора в буровом растворе ( $I_{19} = 3,18$ ), количество смазочных добавок в буровом растворе ( $I_{20} = 1,5$ ).

Установление типа прихвата бурильной колонны при использовании указанных параметров осуществлялось в 28 случаях при использовании технологических параметров с суммарной информативностью 5,63, в 14 случаях — с суммарной информативностью 6,5, в 18 случаях — с суммарной информативностью 7,32, в 13 случаях — с суммарной информативностью 8,1, в 6 случаях — с суммарной информативностью 8,8 и т.д.

Данные о числе актов установлений типов прихватов бурильной колонны и суммарной информативности используемого при этом комплекса технологических параметров приведены ниже.

$n_i$ .....	28	14	18	13	6	4	1	1	1	3
$I_i$ .....	5,63	6,5	7,3	8,1	8,78	9,2	9,6	10	10,6	11,4

Анализ приведенных данных позволят выдвинуть гипотезу о том, что при установлении типов прихватов бурильной колонны значения суммарной информативности используемого комплекса технологических параметров имеет усеченное гамма-распределение с коэффициентами  $m = 3$  и  $\lambda =$

$$= \frac{1}{2}.$$

Плотность гамма-распределения определяется формулой

$$Y(I) = \frac{0,22I^{0,5}e^{-0,5I}}{\Gamma(3)}, \quad (2.36)$$

где  $\Gamma(3)$  — гамма-функция.

Таблица 2.8

**Статистический ряд**

Интервалы информативностей $\Delta I$	Статистическое количество классификаций $n_c^*$	Теоретическое значение вероятностей $P_i$	Теоретическое количество классификаций $n_i$	Значение критерия $\chi_i^2$
4,9 – 6	28	0,247	22	1,64
6,1 – 7	14	0,18	16	0,25
7,1 – 8	18	0,146	13	0,69
8,1 – 9	13	0,112	10	0,9
9,1 – 10	11	0,084	8	1,13
10,1 – 11	5	0,078	7	0,57

Определены и сведены в табл. 2.8 теоретические значения вероятностей установления типа прихвата бурильной колонны для интервалов  $\Delta I$ .

Из табл. 2.8 следует, что величина информативности комплекса технологических параметров, при которой осуществлялось установление типа прихвата бурильной колонны, — случайная, с диапазоном изменения от 4,9 до 11. Интервал квантования составляет 1.

Для указанных данных составлен статистический ряд (см. табл. 2.8).

Для проверки согласованности выбранного теоретического распределения со статистическими данными определены значения  $\chi^2$  — меры расхождения между теоретическими и статистическими значениями числа установлений типа прихвата бурильных колонн и суммарное их значение  $\chi_0^2 = 5,18$ .

По значению  $\chi_0^2$  и числу степеней свободы  $r = l - s = 4$  по таблице [31] определяется доверительная вероятность  $\nu = 0,23$ . Так как вероятность достаточно велика, то гипотеза о том, что значения информативностей комплекса технологических параметров, используемого при установлении типа прихвата бурильной колонны, имеют усеченное гамма-распределение, может быть принята.

Таким образом, распределение информативностей технологических параметров бурения скважин, используемых для установления устойчивости их стенок, согласуется с гамма-распределением.

Авторами проведены исследования распределения информативностей технологических параметров, полученных при бурении нефтяных и газовых скважин на Северном Кавказе, Украине и в других регионах.

Результаты всех проведенных исследований показали, что основным законом распределения информативностей технологических параметров скважин при установлении типа прихвата инструмента, устойчивости приствольной зоны и др., в различных нефтедобывающих объединениях является гамма-распределение.

Этот вывод основополагающий, и он послужил основой для разработки вероятностно-статистического метода обоснования комплекса контролируемых параметров бурения скважин в осложненных условиях.

Сущность вероятностно-статистического метода определения комплекса контролируемых параметров технологических процессов при бурении скважин в осложненных условиях заключается в следующем: для заданной вероятности установления состояния скважины при бурении в осложненных условиях по распределению информативностей параметров находят значение суммарной информативности параметров.

По значениям суммарной информативности и информативностей конкретных технологических параметров определяют комплекс технологических параметров, контроль которых обеспечивает с заданной вероятностью установление состояний технологических процессов при бурении скважин.

Последовательность расчета комплекса параметров следующая:

- устанавливают совокупность возможных состояний, подлежащих распознаванию;
- выбирают метод распознавания;
- устанавливают порядок расчета комплекса параметров;
- составляют таблицу информативностей параметров;
- на ее основании вычисляют значения информационных характеристик.

По суммарной информативности определяют виды и число контролируемых параметров технологического объекта управления.

Рассмотрим примеры определения комплекса контролируемых параметров.

**Пример 3.** Воспользуемся исходными данными, приведенными в примере 1. В упомянутом примере рассматриваются прихваты бурильной колонны. В качестве метода распознавания использована последовательная диагностическая процедура. Определены информативности параметров, используемых для оценки типа прихвата, и зависимость вероятностей установления типа прихвата от информативности параметров (формула 2.35). Результаты вычисления по формуле (2.35) по-

казывают, что для вероятности установления типа прихвата, равной 0,95, суммарная информативность параметров составляет 7. При вычислениях использованы таблицы [31] при условии, что  $k = 2n = 5,6$ ,  $\lambda = 0,65$ .

Следовательно, для установления типа прихвата бурильной колонны с указанной вероятностью достаточно определить параметры, суммарная информативность которых не превышает 7. К таким параметрам могут быть отнесены: тип породы, водоотдача бурового раствора, пластовое давление, глубина нахождения долота, температура в зоне прихвата, плотность бурового раствора, вид работ, статическое напряжение сдвига бурового раствора через 1 мин, зазор между стенками скважины и колонной, статическое напряжение сдвига через 10 мин, число понизителей водоотдачи в буровом растворе, количество нефти в буровом растворе.

**Пример 4.** Воспользуемся исходными данными по установлению устойчивости приствольной зоны при бурении скважин на Сахалине (пример 2).

В качестве метода распознавания использована последовательная диагностическая процедура. Определены информативности параметров, используемых для оценки устойчивости стенок скважин, и зависимость вероятностей установления типа прихвата от информативности параметров.

Значение случайной величины – суммарной информативности технологических параметров, соответствующей заданной вероятности установления состояний устойчивости стенок скважины, определяется по табл. 11 [31] в связи с тем, что гамма-распределение является частным случаем хи-квадрат-распределения при условии  $k = 2n$ .

Для вероятности установления состояния устойчивости стенок скважины, равной 0,9, при числе степеней свободы  $k = 2n = 4,6$  значение суммарной информативности параметров равно 8.

Следовательно, для установления устойчивости стенок скважин с вероятностью 0,9 достаточно контролировать параметры, суммарная информативность которых не превышает 8. К таким параметрам относятся количество смазочных добавок в буровом растворе, количество ингибитора в буровом растворе, глубина нахождения долота в момент прихвата, тип породы, пластовое давление, разность пластового и гидростатического давлений, вид работ, статическое напряжение сдвига, количество нефти в буровом растворе, температура в зоне прихвата, угол искривления скважины в зоне прихвата.

Следует учитывать, что вследствие различного влияния геолого-технологических факторов при бурении скважин в различных регионах одинаковые параметры могут отличаться по информативности.

Для определения комплекса контролируемых параметров, необходимых для оценки состояний технологических процессов при бурении скважин, требуется знать зависимости информативностей технологических параметров от конкретных условий бурения скважины (геологических, технологических, геофизических и др.) и их возможных состояний. Однако указанные зависимости для большинства технологических параметров еще не получены, поэтому предлагается расчеты комплекса контролируемых параметров проводить при допущении, что все однотипные признаки для решения однородных задач по оценке состояния технологического объекта имеют одинаковую информативность и интенсивность распознавания, равные их среднестатистическим значениям, независимо от условий работы технологического объекта управления.

Аналогичным образом могут быть определены комплексы контролируемых параметров для всех технологических процессов бурения скважин.