

6
А-29

СОВЕТ АЗЕРБАЙДЖАНСКОГО
ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
ИНСТИТУТА НЕФТИ И ХИМИИ им. М. АЗИЗБЕКОВА
ПО ПРИСУЖДЕНИЮ УЧЕНЫХ СТЕПЕНЕЙ
ПО ЭНЕРГЕТИКЕ И АВТОМАТИЗАЦИИ
ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

На правах рукописи

Г. Х. АЛИЕВ

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ
И СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ
УСТРОЙСТВ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ОБРАБОТКИ
ОПЕРАТИВНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации, представленной на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Баку — 1968

СОВЕТ АЗЕРБАЙДЖАНСКОГО ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
ИНСТИТУТА НЕФТИ И ХИМИИ им. М. АЗИЗБЕКОВА ПО ПРИСУЖДЕНИЮ
УЧЕНЫХ СТЕПЕНЕЙ ПО ЭНЕРГЕТИКЕ И АВТОМАТИЗАЦИИ
ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

На правах рукописи

Г. Х. АЛИЕВ

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ И СПЕЦИАЛИЗИ-
РОВАННЫХ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ
ОБРАБОТКИ ОПЕРАТИВНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЖИМА
РАБОТЫ СКВАЖИН

(198 - Автоматизация производственных процессов
в нефтедобывающей промышленности)

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации, представленной на соискание ученой
степени кандидата технических наук

Работа выполнена в лаборатории специализированных вычислительных устройств Института Кибернетики Академии наук Азербайджанской ССР.

Научные руководители: кандидат технических наук, старший научный сотрудник Ю.А.МАХМУДОВ (Институт Кибернетики АН Азерб.ССР), кандидат технических наук, доцент Н.Г.ФАРЗАНЕ (АЗИНЕФТЕХИМ им.М.Азизбекова).

Консультант по технологическим вопросам - кандидат технических наук, старший научный сотрудник И.Г.БЕЛОВ (Краснодарский филиал ВНИИНефть).

Официальные оппоненты:

1. Доктор технических наук, профессор П.М.БЕЛАШ
(зав.кафедрой МИНХ и ГП им.И.М.Губкина)
2. Кандидат технических наук, доцент Д.И.ВИГДОРОВ
(доцент АЗИНЕФТЕХИМ им.М.Азизбекова)

Ведущее предприятие - НИПИ "Нефтехимавтомат" (г.Сумгаит).

Автореферат разослан " _____ " 1968 г.

Защита диссертации состоится " _____ " 1968 г.
на заседании Совета Азербайджанского ордена Трудового Красного Знамени института нефти и химии им.М.Азизбекова по при-
суждению ученых степеней по энергетике и автоматизации про-
изводственных процессов.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке
АЗИНЕФТЕХИМА им.М.Азизбекова по адресу: г.Баку, проспект
Ленина, 20.

Ученый секретарь Совета,
профессор

К.Н.КУЛИЗАДЕ

322471
Центральная научная
БИБЛИОТЕКА

Задачи, поставленные директивами XXIII съезда КПСС в области автоматизации производственных процессов и повышения производительности труда во всех отраслях народного хозяйства, требуют широкого использования достижений вычислительной техники.

В нефтедобывающей промышленности, занимающей одно из ведущих мест среди других отраслей народного хозяйства, выполняются большого объема работы по обработке и анализу показателей технологического режима работы скважин.

Одним из основных показателей технологического режима работы скважин при глубиннонасосном способе добычи нефти, которым эксплуатируется более 70% скважин Советского Союза, как известно, является динамограмма работы глубинного насоса; в компрессорном способе, который в ближайшие годы получит еще большее развитие, - удельный расход рабочего агента - газа, а также величина дебита скважин при любом способе добычи нефти.

Ускоренная обработка и анализ, а также эффективное использование вышеуказанных показателей для контроля и установления оптимального режима работы скважин возможны при автоматизации процесса обработки и анализа с применением средств вычислительной техники. Исследования в этой области в настоящее время проводятся в различных организациях. Значительная работа в этом направлении проделана в АЗИНЕФТЕХИМЕ им.М.Азизбекова, НИПИ "Нефтехимавтомат"е, Грозненском филиале ВНИИКАНефтегаз, МИНХ и ГП им.акад.И.М.Губкина, ВНИИНефти, Институте автоматики УССР и др.

Опыт показывает, что решение поставленных задач требует проведения достаточно полных теоретических и экспериментальных исследований как по анализу существующих методов контроля и обработки технологических показателей, так и по разработке алгоритмов для автоматизации обработки и анализа показателей технологического режима работы скважин, рациональных схем и принципов построения и применения соответствующих вычислительных устройств. Этим вопросам и посвящена данная работа.

Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения и приложения.

В первой главе анализируется состояние вопроса применения вычислительной техники для автоматизации обработки оперативных показателей технологического режима работы скважин, а также формулируются требования, предъявляемые к разрабатываемым вычислительным устройствам.

Анализ состояния вопроса автоматизации работы глубиннонасосных скважин и существующей методики расшифровки динамограмм, разработанной И.Г.Беловым, позволяет наметить два возможных направления в решении задач автоматизации обработки и анализа динамограмм:

1) разработка методов и устройств, позволяющих запоминать и автоматически совмещать элементы теоретической динамограммы нормальной работы насоса с телединамограммой на экране динамоскопа - выполнение простейшей обработки телединамограмм, что даст возможность диспетчеру выявлять основные сведения о работе глубинного насоса;

2) разработка алгоритма анализа динамограмм, что позволит передать функции диспетчера по анализу динамограмм цифровой вычислительной машине (ЦВМ).

В этой главе выявлены требования, предъявляемые к устройству автоматической обработки телединамограмм для наиболее распространенной на нефтяных промыслах системы телединамометрирования типа ЧТП (частотная телемеханика, промышленная). Кроме того, показана целесообразность определения

таких характерных точек динамограммы, которые определенным образом были бы связаны с физическими процессами, происходящими в глубинном насосе при определенных режимах его работы, и разработки на их основе алгоритма анализа динамограмм. Это позволит существенно уменьшить число точек динамограммы, вводимых в память ЦВМ и на основе полученного алгоритма можно будет разработать несложное специализированное цифровое вычислительное устройство для автоматического анализа динамограмм при централизованном контроле работы глубиннонасосных скважин.

Анализ технологии компрессорного способа добычи нефти показывает, что дальнейшее развитие автоматизации работы компрессорных скважин требует автоматизации подсчета удельного расхода рабочего агента, подаваемого в скважины, что позволит не только освободить обслуживающий персонал от ручной обработки данных, но и создаст реальную возможность для автоматического поиска и установления оптимального режима работы компрессорных скважин с применением ЦВМ.

В работе показано, что одним из эффективных путей решения задачи автоматизации подсчета удельного расхода рабочего агента - газа является разработка централизованного метода исчисления расхода газа и дебита скважины с применением специализированного вычислительного устройства.

Вторая глава диссертации посвящена разработке алгоритма анализа динамограмм, методике количественной оценки телединамограмм и созданию устройства автоматической обработки телединамограмм для систем телединамометрирования ЧТП. При разработке алгоритма анализа необходимо было сначала выявить основные виды динамограмм, часто встречаемых на промыслах. С этой целью был собран статистический материал по телединамометрированию глубиннонасосных скважин за несколько лет по различным нефтяным промыслам Азербайджана (НПУ Орджоникидзе-нефть", Карадагнефть, НПУ им.26 бакинских комиссаров и др.). В результате обработки этого материала определены наиболее часто встречаемые типы неполадок в работе глубинного насоса.

При разработке алгоритма автоматического анализа динамограмм стремление было направлено к тому, чтобы по возможности использовать минимальное число параметров динамограммы. В результате теоретического исследования и анализа большого количества практических динамограмм показана возможность расшифровки последних с использованием выявленных семи характерных параметров, в качестве которых выбраны:

1. Нагрузка на полированный шток в начале хода вверх (P_1), определяемая как расстояние от нулевой линии усилия динамограммы до точки касания перпендикуляра к левому контуру последней.

2. Максимальная нагрузка на динамограмме (P_2).

3. Нагрузка на полированный шток в конце хода вверх (P_3), определяемая как расстояние от нулевой линии усилия динамограмм до точки касания перпендикуляра к правому контуру последней.

4. Минимальная нагрузка на динамограмме (P_4).

5. Фактическая величина потери хода полированного штока на расстояние штанг и сокращение труб (λ_1), определяемая как горизонтальная проекция расстояния от точки касания перпендикуляра к левому контуру динамограммы до точки пересечения линии восприятия нагрузки с теоретической линией ($P_{шт} + P_{ж}$).

6. Фактическая величина потери хода полированного штока на растяжение труб и сокращение штанг (λ_2), определяемая как горизонтальная проекция расстояния от точки касания перпендикуляра к правому контуру динамограммы до точки пересечения линии снятия нагрузки с теоретической линией $P_{шт}$.

7. Часть фактической величины потери хода полированного штока на растяжение труб и сокращение штанг (λ_3), определяемая как горизонтальная проекция расстояния от точки касания перпендикуляра к правому контуру динамограммы до точки пересечения линии снятия нагрузки с теоретической линией ($P_{шт} + 0,5 \cdot P_{ж}$).

На основе этих параметров и некоторых расчетных данных глубиннонасосной скважины разработан алгоритм автоматического анализа динамограмм "параллелограммного" типа, очертания которых хорошо согласуются с очертанием теоретической динамограммы нормальной работы насоса.

Разработанный алгоритм включает в себя ряд математических операций, осуществляемых по приведенным ниже формулам: условная средняя нагрузка на динамограмме

$$P_{cp} = \frac{P_1 + P_3}{2}; \quad (1)$$

отношение тангенса фактического угла наклона линии восприятия нагрузки к тангенсу теоретического угла наклона линии восприятия нагрузки

$$\Delta_1 = \frac{(N_B - P_1) \cdot K}{\lambda_1}; \quad (2)$$

отношение тангенса фактического угла наклона линии снятия нагрузки к тангенсу теоретического угла наклона линии восприятия нагрузки

$$\Delta_2 = \frac{(P_3 - N_H) \cdot K}{\lambda_2}; \quad (3)$$

отношение тангенса "первой" части фактического угла наклона линии снятия нагрузки к тангенсу теоретического угла наклона линии восприятия нагрузки

$$\Delta_2^I = \frac{(P_3 - N'_B) \cdot K}{\lambda_3}; \quad (4)$$

отношение тангенса "второй" части фактического угла наклона линии снятия нагрузки к тангенсу теоретического угла наклона линии восприятия нагрузки

$$\Delta_2^{II} = \frac{(N'_B - N_H) \cdot K}{\lambda_2 - \lambda_3}; \quad (5)$$

где
$$K = \frac{H \cdot P \cdot \left(\frac{1}{f_{\text{шт}}} + \frac{1}{f_{\text{мп}}} \right)}{2100 \cdot m}, \quad N_H = \frac{P_{\text{шт}}}{P},$$

$$N_B = \frac{P_{\text{шт}} + P_{\text{ж}}}{P}, \quad N_B' = \frac{P_{\text{шт}} + 0,5 \cdot P_{\text{ж}}}{P};$$

$P_{\text{шт}}$ - теоретическое значение веса штанг $P_{\text{шт}} = \sum q_i \cdot l_i$;

$P_{\text{ж}}$ - теоретическое значение веса жидкости $P_{\text{ж}} = 0,1 \cdot F \cdot H \cdot \gamma$;

ρ, m - соответственно, масштаб усилия и хода динамограммы.

Кроме того, алгоритм включает в себя ряд логических операций, проводимых над результатами вычислений и величинами характерных параметров динамограммы. Конечным результатом вышеуказанных математических и логических операций является однозначный ответ о фактическом состоянии глубинного насоса.

Все сказанное подробно иллюстрируется блок-схемой алгоритма, представленной на рис. I, где в первых двух прямоугольниках, отмеченных пунктиром, указывается, какие предварительные операции необходимо произвести для последующего анализа динамограмм, а все остальные прямоугольники означают определенные математические или логические операции. Сама операция указана в прямоугольнике. Буквы A и P во всех прямоугольниках соответственно обозначают оператор вычисления и сравнения.

Во всех логических операциях сравнение нагрузок ($P_{\text{ср}}$ с N_H , P_2 с N_B и т.д.) производится обычным методом: больше или меньше, сравнение же величин Δ_1 , Δ_2 , Δ_2^I , Δ_2^II , $\frac{\Delta_1}{\Delta_2}$ с "I" производится с допуском $\pm 0,15$.

Разработанный алгоритм позволяет также вычислять по динамограмме основные количественные данные, а именно: коэффициент подачи и наполнения насоса, приведенное напряжение в штангах, глубину обрыва штанг и т.д. Как видно из формул (I-5), для анализа динамограмм, а также определения количественных данных по динамограмме, кроме семи характерных ее параметров, в памяти ЦВМ необходимо иметь следующие постоянные величины, характеризующие данную скважину:

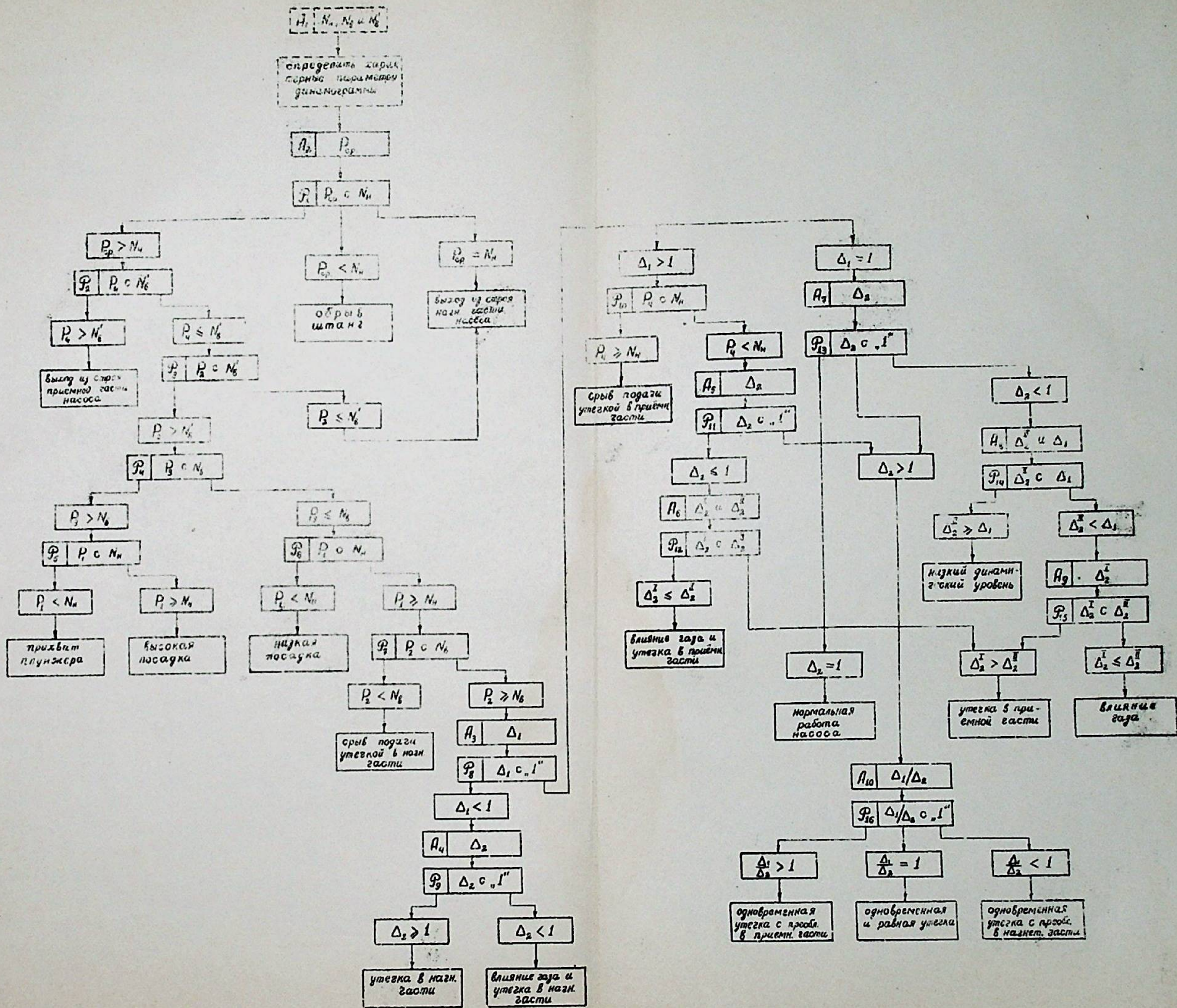


РИС. 1

$q, \ell, F, H, f_{шт}, f_{тр}$ и γ (q - вес одного погонного метра штанг в жидкости, кг/м; ℓ - длина колонны штанг, м; F - площадь поперечного сечения плунжера, см²; H - глубина спуска насоса, м; $f_{шт}$ - площадь поперечного сечения штанг, см²; $f_{тр}$ - площадь поперечного сечения тела труб, см²; γ - удельный вес жидкости, г/см³), а также масштаб усилия и хода динамограммы.

В этой главе и в приложении приводятся практические примеры по использованию алгоритма для анализа различных видов динамограмм.

По разработанному алгоритму было проанализировано как вручную, так и при помощи ЭЦВМ "БЭСМ-2М" большое количество динамограмм, полученных с различных нефтяных промыслов Азербайджана. Результаты анализа показали хорошее совпадение выявленных неполадок по алгоритму с фактическими промышленными данными. Все это позволяет заключить, что разработанный алгоритм вполне пригоден и может быть использован для автоматического анализа динамограмм с применением средств вычислительной техники. Далее предлагаются варианты структурных схем использования ЦВМ для анализа телединамограмм.

Ввиду того, что в настоящее время не имеется достаточно хорошо разработанных методов количественной оценки телединамограмм, нами были проведены исследования в этом направлении и разработаны две различные методики по количественной оценке некоторых параметров телединамограмм. По первой из них для обработки телединамограмм используются эталонные теоретические динамограммы нормальной работы насоса, рассчитанные на основе эксплуатационных данных скважины и построенные на кальке, где, кроме истинной нулевой линии, отмечается и условная нулевая линия, определенная по телединамограмме, а также величина расчетного значения нагрузки в крайнем нижнем положении полированного штока.

Для второй методики в качестве эталона использованы телединамограммы типа "низкий динамический уровень", частота встречаемости которых, как было выявлено при статистическом исследовании, является наибольшей и легко обнаруживается по внешнему виду динамограммы. В отличие от первой эта

методика не требует снятия динамограмм гидравлическим динамометром на скважине.

Используя признаки правильного расположения фактической линии веса штанг телединамограммы по отношению к теоретической (в первой методике), а также признаки нормального расположения фактической линии веса жидкости телединамограмм типа "низкий динамический уровень" по отношению к теоретической (во второй методике), масштаб телединамограммы изменяется до тех пор, пока не выполняются указанные условия. В результате этих операций телединамограмма и теоретическая динамограмма нормальной работы насоса оказываются совмещенными по элементам, чем и достигается выполнение простейшей обработки телединамограмм.

Практическая проверка обеих методик в системе телединамометрирования ЧТП подтвердила возможность более точной расшифровки телединамограмм путем их простейшей обработки. В связи с этим было разработано устройство, позволяющее одновременно с получением на экране динамоскопа телединамограммы получать совмещенную с ней теоретическую динамограмму в постоянных масштабах усилий и хода.

При этом элементы теоретической динамограммы вычисляются один раз и запоминаются в устройстве: значения $P_{шт}$ и $P_{жк}$ запоминаются в виде напряжения, а для получения линий восприятия и снятия нагрузки используется линейный участок кривой заряда конденсатора. Используя принцип периодического и различного во времени заряда конденсатора за один такт, импульсами от генератора пилы получается теоретическая линия восприятия нагрузки и линия веса жидкости, а за другой такт теоретическая линия веса штанг и линия снятия нагрузки. Таким образом, на экране динамоскопа получается теоретическая динамограмма нормальной работы насоса. Разработанное устройство было испытано в промышленных условиях в системе телединамометрирования ЧТП с использованием двухлучевого осциллографа. Результаты испытаний подтвердили полную его работоспособность.

В третьей главе проведен анализ существующей методики подсчета расхода газа, измеряемого дроссельными устройствами, и предложена уточненная методика исчисления расхода газа с применением средств вычислительной техники.

Как известно, при измерении расхода газа по методу переменного перепада давления, при постоянной его температуре, объемный расход равен

$$V = c \cdot \sqrt{\Delta P \cdot P} \quad (6)$$

где ΔP - перепад давления на сужающем устройстве, P - давление газа перед сужающим устройством, c - постоянная величина.

Величина расхода газа за определенный промежуток времени определяется путем обработки кривых записи параметров ΔP и P на диаграмме. По существующей методике для подсчета расхода газа за определенный промежуток времени текущие значения $\sqrt{\Delta P}$ и \sqrt{P} усредняются корневыми планиметрами и далее по результатам планиметрирования средний расход определяется как

$$V_{ср.пл} = c \cdot \frac{1}{\alpha_2 - \alpha_1} \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} \sqrt{\Delta P} d\alpha \cdot \frac{1}{\alpha_2 - \alpha_1} \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} \sqrt{P} d\alpha \quad (7)$$

где $V_{ср.пл}$ - средний расход, определенный по результатам планиметрирования,

$\alpha_2 - \alpha_1$ - угол поворота диаграммы в определенном интервале времени.

Истинное среднее значение расхода должно вычисляться как среднее из мгновенных расходов, т.е.

$$V_{ср.ист} = c \cdot \frac{1}{\alpha_2 - \alpha_1} \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} \sqrt{\Delta P \cdot P} d\alpha \quad (8)$$

где $V_{ср.ист}$ - истинный средний расход.

Из сравнения выражений (7) и (8) следует, что $V_{ср.пл} \neq V_{ср.уст.}$
так как

$$\frac{1}{\alpha_2 - \alpha_1} \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} \sqrt{\Delta P} d\alpha \cdot \frac{1}{\alpha_2 - \alpha_1} \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} \sqrt{P} d\alpha \neq \frac{1}{\alpha_2 - \alpha_1} \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} \sqrt{\Delta P \cdot P} d\alpha$$

Таким образом можно заключить, что применяемый в настоящее время метод обработки диаграмм существующими планиметрами, дающими пораздельный результат вычисления средних значений $(\sqrt{\Delta P})_{ср}$ и $(\sqrt{P})_{ср}$, имеет принципиальные погрешности и поэтому исчисление расхода с их помощью ведет к дополнительной погрешности.

В работе дана оценка методической погрешности обработки диаграмм. Для этого, задаваясь аналитическими выражениями $\Delta P = f_1(\alpha)$ и $P = f_2(\alpha)$, близкими к практическим кривым записи, для различных законов изменения ΔP и P производился расчет расхода по формулам (7) и (8). Расчеты показали, что погрешность обработки диаграмм существующими методами — величина переменная, зависящая от вида планиметрируемой кривой, и в зависимости от вида последней она может достигать 4 + 5%.

В условиях нефтедобывающей промышленности, где число точек измерения расхода газа достаточно велико и требуется информация о величине этих расходов с большой частотой для контроля технологических процессов, целесообразность применения вычислительной техники для автоматизации подсчета расхода газа становится очевидной. Применение вычислительной техники позволит не только избавиться от методической ошибки подсчета расхода, но создаст также необходимые условия для автоматического централизованного подсчета расхода газа для различных объектов нефтедобывающей промышленности.

По предлагаемой методике цифрового подсчета расхода газа в каждой точке измерения устанавливаются датчики давления и перепада давления, которые опрашиваются системами телемеханики по определенной программе. Полученные от этих датчиков сигналы передаются в решающую часть вычислительного устройства, устанавливаемого в диспетчерском пункте. В устройстве эти

сигналы преобразуются в цифровой код и далее определяется расход газа в течение короткого времени Δt по формуле (6). Принимается, что за время Δt значения давления P и перепада давления ΔP остаются практически постоянными. Полученное значение расхода ($V_{\Delta t}$) запоминается в виде цифрового кода в оперативном запоминающем устройстве (ОЗУ). После этого устройство дает команду в систему телемеханики и последняя подключает следующую точку измерения; выполняются аналогичные операции, и полученный расход для второй точки записывается во вторую ячейку памяти ОЗУ и т.д.

Таким образом, в любой момент времени в ячейках памяти будут записаны суммарные расходы для каждой точки за время от начала измерения до рассматриваемого момента.

Четвертая глава посвящена разработке и анализу специализированного цифрового вычислительного устройства централизованного подсчета расхода газов по предложенной методике и его экспериментальной проверке. В работе дан анализ различных вариантов схем построения такого устройства с целью выбора наиболее подходящей схемы. Анализ показал, что при их реализации основной объем по необходимому количеству элементов составляет решающая часть устройства, где необходимо выполнить операции умножения, преобразования из двоичной системы в десятичную и извлечение квадратного корня. Сравнительный анализ различных схем извлечения квадратного корня показал, что для применения в устройстве централизованного подсчета расхода газов наиболее подходящей является схема извлечения квадратного корня в число-импульсной системе, разработанная в Институте автоматизации УССР, и схема извлечения квадратного корня в кодо-импульсной системе, разработанная в Институте Кибернетики АН Азербайджанской ССР. Указанные схемы оцениваются в работе по необходимому количеству элементов при различной разрядности представления чисел. Как показал сравнительный анализ, схему извлечения квадратного корня в число-импульсной системе целесообразно использовать в случае, когда разрядность представления данных не превышает 7-8 двоичных разрядов. При большей разрядности

представления данных схема извлечения квадратного корня в кодо-импульсной системе становится более экономичной. В разработанном устройстве, исходя из точности подсчета расхода, разрядность представляемых данных в двоичном коде выбрана равной 10-ти, то поэтому использована схема извлечения квадратного корня в кодо-импульсной системе.

Поскольку от вычислительного устройства не требуется большого быстродействия, точнее, быстродействие ограничивается системой телемеханики, то выбран последовательный принцип построения решающей части устройства. В качестве основных элементов были выбраны трехтактные феррит-диодные элементы. На их основе были составлены схемы умножения, извлечения квадратного корня и преобразования двоичных чисел в десятичную систему. При этом оказалось, что для построения указанных схем необходимо около 85 логических и 80 простых феррит-диодных элементов.

С целью сокращения количества элементов отдельные схемы решающей части были совмещены, т.е. была разработана схема, которая позволяет выполнять все три операции. За счет использования в ней отдельных регистров в различных операциях получен выигрыш в количестве элементов около 15%. На основе этой схемы и других разработанных блоков был сконструирован опытный образец устройства, который далее был привязан к системе телемеханики "Ставрополь", разработанной НИИ "Нефтехимавтомат". Для подключения вычислительного устройства к этой системе разработана также схема сочетания его с указанной системой.

Опытный образец разработанного вычислительного устройства после длительных лабораторных испытаний прошел промышленные испытания в сочетании с системой телемеханики на промыслах Ставропольского Газопромыслового Управления. Во время промышленных испытаний производилась обработка и регистрация величин давления, мгновенного и суточного расхода газа, а также адреса объекта по 10 скважинам. В целом было обработано и зарегистрировано около 5000 сигналов телеизмерения. Погрешность подсчета расхода не превышала 0,3%.

Проведенные лабораторные и промышленные испытания подтвердили, что разработанное устройство хорошо согласуется с системой телемеханики; оно работоспособно и рекомендовано для внедрения совместно с телемеханической системой "Ставрополь".

Пятая глава посвящена разработке специализированного цифрового вычислительного устройства для автоматизации подсчета дебита нефтяных скважин в системе АГМ (автоматизированный групповой мерник). Это устройство также построено на трехтактных феррит-диодных элементах.

На основе изучения и анализа технологии добычи, а также телеизмерения дебита скважин в системе АГМ показано, что одним из эффективных путей решения вопроса автоматизации подсчета дебита является разработка для этой цели специализированного цифрового вычислительного устройства. Преимущество применения такого устройства, по сравнению с аналоговым, заключается в том, что при подсчете дебита необходимо запоминание и использование постоянных параметров для большого числа мерников и скважин, а также использование промежуточных результатов вычислений, чего не обеспечивает простое аналоговое устройство. Разработанное специализированное цифровое вычислительное устройство, работая совместно с системой АГМ, должно обеспечить: преобразование замеров уровня воды и нефти в цифровой код; подсчет и регистрацию дебита скважин по нефти и по общей жидкости, а также регистрацию номера мерника и скважин; запись результатов на перфоленту для последующей их статистической обработки на ЦВМ. В связи с этими требованиями были разработаны и проанализированы различные варианты схем построения цифрового вычислительного устройства автоматического подсчета дебита.

Ввиду того, что в системе АГМ предусмотрены два варианта измерения дебита - в "полностью опорожненном мернике" и на "постоянный остаток нефти" и для каждого из этих случаев используются соответствующие формулы, то для того, чтобы созданное специализированное вычислительное устройство обеспечивало автоматический подсчет дебита по обоим вариан-

там, формулы подсчета дебита были преобразованы в следующий вид:

$$Q = K_t \cdot [(H_B + H_H + H_y^*) \cdot S_M \cdot 10^{-3} + Q_r], \quad (9)$$

$$G = K_t \cdot \gamma_H (H_H \cdot S_M \cdot 10^{-3} + q^*), \quad (10)$$

где Q - дебит скважины по общей жидкости, м³/сутки;
 G - дебит скважины по нефти, т/сутки;
 K_t - коэффициент времени по программе замера; H_B - уровень воды в мернике, мм; H_H - уровень нефти в мернике, мм; H_y^* - условный уровень установки индикатора, мм (при измерении "на постоянный остаток нефти в мернике" - высота столба жидкости от начала измерения до "нулевого уровня");
 S_M - площадь сечения мерника, м²; Q_r - объем "гуся мерника", м³; γ_H - удельный вес нефти, т/м³; q^* - объем нефти находящейся в "гусе мерника" м³ (при измерении "в полностью опорожненном мернике": $q^* = Q_r \cdot C$, а при измерении "на постоянный остаток нефти": $q^* = (Q_r \cdot C - H_{п.о.} \cdot S_M)$, где C - коэффициент обводненности жидкости, находящейся в трубе, соединенной с мерником; $H_{п.о.}$ - высота столба нефти в цилиндрической части мерника, объем которой равен объему постоянного остатка, мм).

Возможность использования формул (9) и (10) для обоих вариантов измерения дебита достигнута тем, что константы H_y^* и q^* в устройстве запоминаются либо в прямом коде (при измерении "в полностью опорожненном мернике"), либо в дополнительном (при измерении "на постоянный остаток нефти").

Анализ различных вариантов схем построения вычислительного устройства показал, что наиболее подходящим является подсчет дебита в кодо-импульсной и число-импульсной системе. Последняя очень заманчива тем, что уровни нефти и воды в системе АГМ легко преобразовать в число-импульсную систему. Исходя из этого, была разработана схема вычислительного устройства, которая, работая совместно с системой АГМ, преобразует уровни нефти и воды в соответствующее им число импульсов и производит подсчет дебита в число-импульсной сис-

теме. Проведенный анализ схем данного устройства как при оперировании с двоичными, так и с двоично-десятичными числами, однако, выявил, что для его построения требуется сравнительно большое количество элементов, особенно логических. Поэтому была разработана схема устройства в кодо-импульсной системе.

Ввиду того, что значения некоторых констант в формулах (9) и (10) - целые числа (K_t , H_y^* , $H_{п.о.}$), а некоторых - дробные (S_M , Q_r , γ_H , C), то благодаря выбору соответствующего масштабного коэффициента все величины в устройстве представлены в дробном виде, что позволило несколько упростить схему устройства. В результате анализа различных вариантов была разработана и построена наиболее экономичная схема специализированного цифрового вычислительного устройства для подсчета дебита в кодо-импульсной системе, оперирующей 12 разрядными двоичными числами. Постоянные константы мерника и скважины запоминаются в устройстве на диодах и выбираются системой АГМ при измерении дебита соответствующей скважины.

Произведен анализ погрешностей автоматического подсчета дебита разработанным вычислительным устройством и показано, что основная погрешность определяется погрешностью преобразования уровней воды и нефти в код (δ_y), которая обуславливается нестабильностью частоты генератора, заполняющей счетчик импульсов, а также нестабильностью числа оборотов синхронного двигателя датчика уровня (δ), и может достигать до 3% и более.

В целях обеспечения необходимой точности (0,2%) подсчета дебита возникла необходимость корректировки результатов преобразования. Для этого было рекомендовано использование реперного расстояния (l_p) на разделительной трубке датчика уровня системы АГМ. При этом, во время движения магнитного индикатора датчика уровня вверх, кроме измерения уровня воды и нефти, одновременно производится измерение и реперного расстояния - l_p , по результатам которого в устройстве автоматически корректируются результаты измерения уровня воды и нефти.

Произведена оценка точности и выведено выражение, характеризующее δ_y после коррекции:

$$\delta_y \% = (\delta\%)^2 \cdot 10^{-2}, \quad (II)$$

Во время длительных лабораторных испытаний устройства были имитированы функции системы АГМ и получена надежная работа устройства.

В шестой главе рассмотрена возможность использования данных (Q, V), получаемых от устройств подсчета дебита и расхода рабочего агента, для автоматического выбора и установления режима работы компрессорных скважин. Известно, что поддержание расхода рабочего агента на постоянном значении в период между исследованиями скважин (несколько месяцев) не соответствует оптимальному режиму лифта. Показана целесообразность проведения исследований скважины в зависимости от изменения ее характеристик, что, в свою очередь, требует проведения замеров удельного расхода рабочего агента (V') через небольшие интервалы времени.

Так как зависимость $V' = f(V)$ имеет экстремальный характер и при минимальном значении V' производительность лифта соответствует наибольшему к.п.д., то при эксплуатации компрессорных скважин обслуживающий персонал стремится поддерживать такой режим, который обеспечил бы минимальное значение функции $V' = f(V)$. Этот режим и считается наиболее экономичным режимом работы компрессорных скважин. Однако практическая реализация этого режима на многих скважинах вручную не удается.

В то же время применение средств вычислительной техники позволит автоматически устанавливать требуемый режим. При этом данные, получаемые от устройства централизованного подсчета расхода рабочего агента и устройства подсчета дебита по определенной программе должны передаваться в промышленную ЦВМ, в которой вычисляется удельный расход рабочего агента соответствующей скважины. Кроме того, ЦВМ придают функции экстремального регулятора "шагового" типа. При каждом новом шаге ЦВМ выдает команду на изменение "задания"

регулятора расхода рабочего агента, подаваемого в скважину. В ЦВМ для каждой скважины запоминается значение удельного расхода рабочего агента, соответствующее оптимальному режиму и являющееся показателем изменения ее работы.

Все это позволит эксплуатировать компрессорные скважины на наиболее экономичном режиме.

В заключении сформулированы основные результаты данной работы.

1. Проведен анализ состояния существующих способов обработки следующих нефтепромысловых данных: динамограммы работы глубинных насосов, расходов рабочего агента — газа, измеряемых дроссельными устройствами, и дебита нефтяных скважин в системе АГМ; показана целесообразность автоматизации обработки этих данных с применением средств вычислительной техники.

2. Собран и обработан статистический материал по динамометрированию с различных нефтяных промыслов Азербайджана и выявлены основные виды часто встречаемых неполадок в работе глубинного насоса.

3. Разработан алгоритм анализа динамограмм с использованием семи выявленных ее характерных параметров. Последние увязаны определенным образом с физическими процессами, происходящими в глубинном насосе при определенных режимах его работы. Алгоритм проверен на большом числе практических динамограмм и получены хорошие результаты. Даны различные структурные схемы использования алгоритма для анализа телединамограмм при централизованном контроле работы глубинно-насосных скважин с применением ЦВМ.

4. Разработана и экспериментально проверена методика количественной оценки некоторых параметров телединамограмм путем использования теоретических динамограмм нормальной работы насоса и телединамограмм типа "низкий динамический уровень".

5. Предложена схема, разработано и испытано устройство для автоматической обработки телединамограммы в системе телединамометрирования типа ЧП. Данное устройство запоминает и автоматически совмещает элементы теоретической динамограммы нормальной работы насоса с телединамограммой на экране динамоскопа.

6. Проведен анализ существующей методики подсчета расхода рабочего агента - газа по круговым диаграммам и выявлена методическая погрешность обработки диаграмм расходомеров - дифманометров. Предложена методика цифрового подсчета расхода газов и показана возможность ее реализации при централизованном сборе информации о расходе газов в технологических потоках с применением средств вычислительной техники.

7. Исследованы и разработаны различные варианты схем построения специализированного цифрового вычислительного устройства для централизованного подсчета расхода газов; выбран наиболее подходящий вариант схемы построения устройства с точки зрения простоты и количества элементов. На основе выбранной схемы создан опытный образец специализированного цифрового вычислительного устройства, которое было подключено к системе телемеханики, испытано в промышленных условиях и рекомендовано к внедрению.

8. Показана целесообразность разработки специализированного цифрового вычислительного устройства для автоматического подсчета дебита в системе АПМ, разработаны и проанализированы схемы его в число-импульсной и кодо-импульсной системах. Построена наиболее подходящая с точки зрения простоты и количества элементов схема устройства в кодо-импульсной системе.

9. Произведен анализ погрешностей подсчета дебита разработанным вычислительным устройством и предложен метод преобразования измеряемых уровней в код, при котором исключается погрешность от нестабильности частоты генератора, заполняющей счетчик импульсов, и погрешность от нестабильности числа оборотов синхронного двигателя датчика уровня; выведена зависимость, характеризующая точность преобразования уровней в код после коррекции.

10. Произведен анализ существующей методики исследования компрессорных скважин и показано, что проведение исследований целесообразно поставить в зависимость от изменения характеристик скважин; разработана методика установления и поддержания наиболее экономичного режима работы компрессорных скважин с применением ЦВМ.

По вопросам, связанным с темой диссертационной работы сделаны доклады: 1) на первой Всесоюзной конференции по применению информационной и управляющей вычислительной техники в комплексной автоматизации нефтяной и нефтехимической промышленности (Сумгаит, сентябрь, 1963); 2) на научной сессии Академии наук Азербайджанской ССР (Баку, апрель, 1964); 3) на республиканской конференции по технической кибернетике (Тбилиси, ноябрь, 1964); 4) на научной сессии Института Математики и Механики и Института Кибернетики Академии наук Азербайджанской ССР (Баку, сентябрь, 1967); 5) на IX научно-технической конференции Института "Гипро-ниигаз" (Саратов, апрель, 1968).

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1. Алиев Г.Х., Ибрагимов И.А., Махмудов Ю.А., Фарзана Н.Г. К вопросу применения вычислительной техники для комплексной автоматизации компрессорного способа добычи нефти. Изв. ВУЗов "Нефть и газ", № 6, 1962.

2. Ибрагимов И.А., Фарзана Н.Г., Махмудов Ю.А., Алиев Г.Х. Об одном методе централизованного исчисления расхода газов с применением средств вычислительной техники. Изв. ВУЗов "Нефть и газ", № 4, 1963.

3. Алиев Г.Х., Махмудов Ю.А. Вопросы применения информационно-вычислительных машин в комплексной автоматизации процессов добычи нефти. Материалы I Всесоюзной конференции по применению информационной и управляющей вычислительной техники в комплексной автоматизации нефтяной и нефтехимической промышленности, АЗИНТИ, 1966.

4. Белов И.Г., Алиев Г.Х. Методика определения истинного положения нулевой линии и масштаба усилия для телединамограммы работы глубинных насосов, ВНИИОЭНГ "Нефтепромысловое дело", № 1, 1966.

5. Алиев Г.Х., Алиев Н.Ш. Способ снятия телединамограмм глубинных насосов с постоянным масштабом усилия. АЗИНТИ, Листок технической информации, сер. "Нефтедобывающая промышленность", № 93, 1965.

6. Алиев Г.Х., Маммудов Ю.А. Цифровое вычислительное устройство для группового подсчета расхода газов. Тезисы доклада на республиканской конференции по технической кибернетике, г.Тбилиси, 1964.

ФГ 09349. Заказ 832. Тираж 200. Подписано к печати 29/УШ-68 г.
Печ. лист 1,5. Типография АЗИНЕФТЕХИМа им.М.Азизбекова,
Баку-ГСП, проспект Ленина, 20.