

0-775700

На правах рукописи

СМИРНОВ АЛЕКСЕЙ ВЛАДИМИРОВИЧ



**ВОЛНОМЕТРИЧЕСКИЙ МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ
УРОВНЯ ЗАТРУБНОЙ ЖИДКОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ
СКВАЖИН С АДАПТАЦИЕЙ К ПАРАМЕТРАМ
ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА**

Специальность: 05.11.13 – Приборы и методы контроля
природной среды, веществ, материалов и изделий

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Йошкар-Ола
2009

Работа выполнена на кафедре информационно-вычислительных систем
ГОУ ВПО Марийский государственный технический университет (МарГТУ).

Научный руководитель: кандидат технических наук, доцент
Мясников Владимир Иванович.
МарГТУ, г. Йошкар-Ола.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Морозов Олег Геннадьевич
КГТУ им. А.Н. Туполева, г. Казань.

доктор физико-математических наук,
профессор
Леухин Анатолий Николаевич
МарГТУ, г. Йошкар-Ола.

Ведущая организация: ОАО «Волжский НИИ углеводородного
сырья», г. Казань.

Защита состоится «20» апреля 2009 года в 15-30 на заседании диссертационного Совета Д 212.079.04 Казанского государственного технического университета им. А.Н. Туполева по адресу: г. Казань, ул. Карла Маркса, д. 31.

Ваши отзывы, заверенные печатью, просим выслать по адресу 420111, г. Казань, ул. Карла Маркса, д. 10 на имя ученого секретаря.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке КГТУ им. А.Н. Туполева, с авторефератом на сайте КГТУ им. А.Н. Туполева www.kai.ru.

Автореферат разослан «__» _____ 20

Ученый секретарь
диссертационного совета
кандидат технических наук, доцент



0000546083

Линдваль В.Р.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. В настоящее время эффективное управление производственными объектами нефтедобывающих предприятий невозможно без выполнения жестких требований, предъявляемых к достоверности и комплектности собираемой информации, а также оперативности ее получения. Выполнить указанные требования можно только при максимальной автоматизации промысловых технологических процессов.

Одним из наиболее важных элементов автоматизированной системы управления добывающей скважиной является стационарный измеритель уровня затрубной жидкости. По метрологическим данным о динамике изменения уровня решаются следующие задачи, напрямую влияющие на эффективность работы оборудования:

- расчет дебита, необходимый для оптимизации технологического процесса транспортировки и последующей обработки затрубной жидкости;
- корректировка режима работы откачивающего оборудования с целью снижения вероятности выхода его из строя;
- расчет значения пластового давления, необходимого при оценке и анализе коэффициента отдачи пласта.

С точки зрения технико-экономических характеристик стационарный измеритель уровня должен удовлетворять следующим требованиям по обеспечению:

- требуемых метрологических характеристик;
- максимизации времени работы аккумуляторных батарей без подзарядки;
- минимизации массогабаритных показателей и себестоимости;
- взрывозащиты, ограничивающей максимальные величины токов и напряжений в электрических цепях прибора;
- защиты окружающей среды, не допускающей стравливание затрубного газа в атмосферу.

Существующие стационарные измерители работают по волномерическому методу, который основан на измерении времени прохождения акустического импульса от устья скважины до уровня затрубной жидкости и обратно.

Формирование зондирующего сигнала осуществляется с помощью электроклапана, кратковременно стравливающего затрубный газ в окружающую среду. Данный способ формирования импульса не оптимальный. Метрологические характеристики волномерических измерителей уровня напрямую зависят от давления газа в затрубном пространстве; при снижении избыточного давления до атмосферного прибор становится неработоспособным. Работа электроклапана требует значительных энергозатрат, что снижает время работы уровнемера без подзарядки аккумуляторов, а также усложняет организационно-технические мероприятия по обеспечению взрывозащиты

измерителя. Кроме того, он не удовлетворяет требованиям по охране окружающей среды.

В связи с этим, усовершенствование существующего волнометрического метода измерения уровня с точки зрения улучшения метрологических и эксплуатационных характеристик стационарных волнометрических измерителей является **актуальной задачей**, имеющей существенное значение для развития средств контроля природной среды.

Объект исследования – волнометрические метод и средства для измерения уровня затрубной жидкости нефтедобывающих скважин.

Предмет исследования – параметры зондирующего сигнала измерителя уровня затрубной жидкости нефтедобывающих скважин.

Целью работы является развитие существующего волнометрического метода измерения уровня затрубной жидкости нефтедобывающих скважин в направлениях улучшения характеристик обнаружения и повышения точности измерения времени задержки эхосигнала, а также совершенствования эксплуатационных характеристик стационарных волнометрических измерителей уровня на основе адаптации зондирующих сигналов к затрубному пространству.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Провести анализ существующих волнометрических метода и средств для измерения уровня затрубной жидкости с целью определения основных факторов, влияющих на характеристики обнаружения и оценки времени запаздывания эхосигнала; выявить наиболее перспективные пути улучшения данных характеристик.

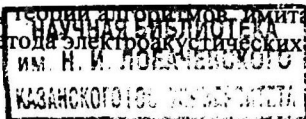
2. Разработать математическую модель затрубного пространства нефтедобывающих скважин с целью определения параметров адаптации к нему зондирующих сигналов, а также для обеспечения возможности компьютерного моделирования процесса измерения.

3. Исследовать возможности применения кодированных сигналов для улучшения точностных характеристик оценки времени запаздывания эхосигнала, в частности, при генерации которых нет необходимости в изменении фазы сигнала.

4. Провести статистическое исследование шумо-помеховых ситуаций в затрубном пространстве действующих нефтедобывающих скважин с целью учета мешающих факторов при обнаружении сигнала.

5. Синтезировать алгоритм работы стационарного волнометрического измерителя уровня, определяющий параметры зондирующего сигнала в зависимости от характеристик выбранной скважины и требуемой точности обнаружения, а также минимизации затрачиваемой на генерацию сигнала энергии.

Методы исследования. При решении поставленных задач использовались методы теории вероятностей и математической статистики, теории статистических решений, теории алгоритмов, имитационное моделирование систем с применением метода электроакустических аналогий.



Достоверность обеспечивается корректным использованием методов математического моделирования, сопоставлением теоретических результатов с результатами полунатурного и натурного моделирования, а также практическим внедрением на предприятиях.

Научная новизна.

1. Разработана математическая модель распространения акустических сигналов по стволу нефтедобывающей скважины, учитывающая характерные особенности затрубного пространства как акустического волновода.

2. Предложен способ кодирования акустического сигнала с помощью модифицированного кода Баркера, при генерации которого нет необходимости менять фазу.

3. Предложены способ обработки модифицированного сигнала Баркера при его обнаружении, в основу которого положена дополнительная математическая обработка входящего потока данных, и структура обнаружителя.

Практическая ценность работы.

1. Разработана программа компьютерного моделирования процесса распространения акустического сигнала в затрубном пространстве нефтедобывающей скважины.

2. Разработан алгоритм работы волномерического измерителя уровня, определяющий параметры зондирующего сигнала в зависимости от характеристик нефтедобывающей скважины. Применение алгоритма позволяет обеспечить необходимые вероятностные и точностные характеристики обнаружения, а также минимизировать затраты энергии на генерацию зондирующего сигнала.

3. Получены статистические характеристики возможных шумопомеховых ситуаций в затрубном пространстве нефтедобывающих скважин, позволяющие сформулировать требования к обнаружителю эхосигнала.

Апробация работы. Содержание и основные результаты работы докладывались и обсуждались на:

- Международной научно-технической конференции «Измерение, контроль, информатизация» (Барнаул, 2007 г.);
- Международной молодежной научной конференции «XIV Туполевские чтения» (Казань, 2006 г.);
- Всероссийской научно-практической конференции «Информационные технологии в профессиональной деятельности и научной работе» (Йошкар-Ола, 2007-2008 г.)
- на ряде Всероссийских конференциях, проводимых в г. Йошкар-Ола.

Публикации. По результатам научных исследований опубликовано 13 печатных работ, 3 из которых – в изданиях, включенных в перечень ВАК. Получен патент РФ на изобретение и 2 свидетельства об отраслевой регистрации разработки.

Реализация и внедрение результатов работы. Полученные результаты использованы ЗАО «Автограф» (г. Йошкар-Ола) в НИР по разработке стационарного измерителя уровня затрубной жидкости нефтедобывающих скважин и в учебном процессе МарГТУ при курсовом проектировании.

На защиту выносятся.

1. Математическая модель распространения акустических сигналов по затрубному пространству нефтедобывающих скважин.
2. Алгоритм работы измерителя уровня, работающего по методу волнометрирования, определяющий параметры зондирующего сигнала в зависимости от характеристик нефтедобывающей скважины и требуемой точности измерения.
3. Способ повышения точности определения уровня при ограниченной мощности излучателя с применением модифицированного кода Баркера, синтез которого не требует смены фазы сигнала.
4. Результаты теоретических исследований и практических экспериментов, оценка характеристик, полученных при анализе модели затрубного пространства.

Структура и объем диссертации. Объем диссертационной работы составляет 139 страниц машинописного текста. В нее входят перечень условных обозначений и сокращений, введение, четыре главы, заключение, 64 иллюстрации, 11 таблиц и 9 приложений. Список литературы содержит 120 единиц наименований.

Сведения о личном вкладе автора. Автором обоснована возможность синтеза модели затрубного пространства с помощью метода электроакустических аналогий, проведен синтез и настройка модели. Принимал непосредственное участие в подготовке и проведении экспериментальных исследований, полунатурного и натурного моделирования затрубного пространства. Автором проведены обработка и анализ полученных результатов, сделаны выводы, на основании которых предложен к использованию алгоритм по выбору параметров зондирующих сигналов.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении раскрыта научно-техническая проблема, решаемая в диссертации, показаны ее актуальность и практическая ценность, сформулированы цель и основные задачи исследования. Приведены перечень основных результатов, выносимых на защиту, структура диссертации.

В первой главе рассмотрены существующие методы измерения уровня затрубной жидкости нефтедобывающих скважин, определено место волнометрирования среди возможных способов измерения.

При волнометрировании уровень $H_{ур}$ определяется как $H_{ур} = V_{зв} \tau / 2$, где $V_{зв}$ – скорость звука в затрубном газе (табличный параметр), τ – время распространения акустического сигнала по стволу скважины.

Структура стационарного волнометрического измерителя уровня представлена на рис. 1. По команде от системы управления излучатель воспроиз-



Рис. 1. Структура стационарного волнометрического измерителя уровня

водит акустический сигнал, синтезированный генератором. Акустический сигнал, распространяясь по стволу скважины, доходит до уровня затрубной жидкости и, отразившись, попадает на приемник. В приемнике акустический сигнал преобразуется в электрический и поступает на обнаружитель, где выносится решение о его

наличии и фиксируется время его задержки (τ). Значение данного времени передается в систему управления, где происходит расчет уровня.

Показано, что в наиболее распространенных измерителях уровня, использующих в своей основе принципы волнометрирования, характеристики обнаружения и энергозатрат не оптимальны, вследствие применения несогласованного с затрубным пространством нефтедобывающей скважины акустического зондирующего сигнала. Также показано, что применяемые методы генерации акустического сигнала не удовлетворяют требованиям по охране окружающей среды.

Вторая глава посвящена разработке и исследованию математической модели затрубного пространства нефтедобывающей скважины.

Разработка модели затрубного пространства нефтедобывающих скважин представлена в виде следующей последовательности шагов:

1. На основании существующих методов анализа распространения акустического сигнала по волноводу, аналогом которого является затрубное пространство нефтедобывающих скважин, рассчитывается обобщенная зависимость фильтрующих свойств затрубного пространства от его протяженности.

2. С применением лабораторной установки – аналога участка затрубного пространства, при помощи полунатурного моделирования рассчитываются параметры синтезированной модели.

3. Производится оценка адекватности полученной модели с помощью экспериментов на реальных нефтедобывающих скважинах.

Учитывая специфику затрубного пространства нефтедобывающей скважины (малый диаметр трубы по сравнению с протяженностью) и тот факт, что скорость потока газа является дозвуковой, затрубное пространство рассматривалось как акустический волновод. Колебания частиц газа при прохождении звуковой волны вдоль ствола скважины являются аксиальными, так как между линейными размерами сечения волновода и длиной звуковой волны выполняется соотношение $\alpha < 0,61\lambda$ (где α – радиус трубы,

λ – длина волны), что позволяет применять для исследования процесса распространения акустических колебаний по затрубному пространству гео-рию узких труб. При этом с помощью критерия Рейнольдса определено, что режим движения газа в затрубном пространстве ламинарный.

Моделирование процесса распространения акустического сигнала по стволу скважины производилось с помощью метода электроакустических аналогий, где волноводу, представляющему собой узкую трубу, ставится в соответствие электрический эквивалент – длинная линия. Частотные характеристики линии зависят от величин распределенных индуктивности L и емкости C , а затухание – от сопротивления потерь R и проводимости G .

При ламинарном режиме движения газа для параметров линии L, C, R, G известны следующие соотношения: $L = \frac{1}{\gamma R_p T}$, $R = \frac{A\mu}{32\delta^2}$, $\frac{1}{LC} = \gamma R_p T$, где γ – показатель адиабаты, R_p – универсальная газовая постоянная, T – температура, A – коэффициент, зависящий от параметров волновода, таких как шероховатость и теплопроводность поверхности волновода, его геометрии и т.п., $\mu = \frac{k}{p}$ – коэффициент кинематической вязкости газа, p – давление газа,

k – табличный коэффициент, $\delta = \frac{S}{\chi}$ – гидравлический радиус сечения, S – площадь сечения, χ – смоченный периметр. Так как в исследуемом случае $\alpha \ll 0,61\lambda$, а плотность стенок волновода много больше плотности газа, параметром G , соответствующим потерям при поперечном распространении волн в волноводе, можно пренебречь ($G = 0$).

Известно, что для режима бегущей волны мгновенное напряжение u , эквивалентное давлению в затрубном пространстве, в некотором сечении x в определенный момент времени t рассчитывается как $U(x, t) = \sqrt{2} U_0 \exp(-\alpha x) \cos(2\pi f t - \beta x)$, где $\alpha(f) = \text{Re} \left[\sqrt{(R + j2\pi f L)(G + j2\pi f C)} \right]$ – коэффициент затухания, f – частота сигнала, β – волновое число.

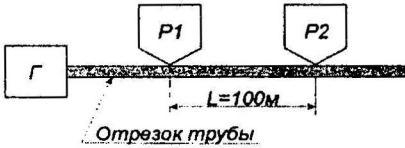
Тогда, для исследуемого случая $\alpha(f) = \text{Re} \left[\sqrt{\left(\frac{A\mu}{32\delta^2} + j2\pi f \frac{1}{\gamma R_p T} \right) (j2\pi f)} \right]$. При

этом, учитывая что при определении уровня h волна проходит удвоенное расстояние ($x = 2h$), а также для упрощения анализа принимая коэффициент отражения равным единице, в силу существенной разницы в плотности затрубного газа и затрубной жидкости, зависимость коэффициента передачи линии K от параметров f, h, p, S определяется как

$$K(f, h, p, S) = \sqrt{2} \exp \left[-\text{Re} \left[\sqrt{\left(\frac{A\mu}{32\delta^2} + j2\pi f \frac{1}{\gamma R_p T} \right) (j2\pi f)} \right] x \right] \approx \sqrt{2} \exp \left[-\sqrt{\frac{A(f)\pi f}{2Sp}} h \right], \quad (1)$$

где A' – коэффициент, зависящий от шероховатости и теплопроводности поверхности волновода, его геометрии, а также состава газа по стволу скважины, градиента температуры и коэффициента отражения от границы раздела двух сред.

Для определения базовых параметров линии произведен ряд экспериментов на испытательном стенде, представляющем собой отрезок трубы с внутренним сечением сопоставимым с сечением межтрубного пространства нефтескважины. Гармонический сигнал с заданной частотой (от 20 до 80 Гц с шагом 10 Гц) излучается в трубу с помощью генератора (G). По ходу распространения сигнала на расстоянии 100 метров друг от друга



установлены два датчика-регистратора ($P1$ и $P2$) (рис. 2). По данным, записанным с двух датчиков-регистраторов, решается задача обнаружения излученных сигналов. С учетом известной длительности вычисляются амплитудные и энергетические спектры обнаруженных сигналов, по значениям которых определяются амплитуда и энергия акустических сигналов в сечениях трубы, где расположены датчики.

Известно, что при определенных значениях коэффициента передачи y_i на частотах $f_0 + i\Delta f$, записанных как

$$y_0 = f(f_0), y_1 = f(f_0 + \Delta f), y_2 = f(f_0 + 2\Delta f), \dots, y_n = f(f_0 + n\Delta f),$$

где Δf – шаг изменения частоты, первые три члена передаточной функции, выраженной через интерполяционный многочлен, имеют вид:

$$K(f) = y_0 + \frac{y_1 - y_0}{\Delta f} (f - f_0) + \frac{y_2 - 2y_1 + y_0}{2\Delta f^2} (f - f_0)[f - (f_0 + \Delta f)] + \dots \quad (2)$$

При решении системы уравнений, полученной из (1) и (2), полагая в (1) $x = 100$, найдены базовые значения $A'(f)$, соответствующие отрезку линии, эквивалентной 100-метровому отрезку затрубного пространства скважины. Для выбранного диапазона частот параметр $A'(f)$ можно считать не зависящим от частоты и равным $A' = 43,9 \pm 0,6$.

Графики зависимости коэффициента передачи эквивалентной линии от частоты $K(f)$, соответствующей затрубному пространству скважины длиной 100 метров, при определенных значениях S и p приведены на рис. 3.

Для проверки адекватности полученной модели были проведены эксперименты на базе ОАО «Газнефть» НГДУ «Ямашнефть» промысла №1 на скважинах 13.37 (уровень 691 м), 25.14 (уровень 928 м), 13.37д (уровень 909 м), 73.90 (уровень 1050 м) и на базе ОАО «Оренбургнефть» БЕ «Орен-

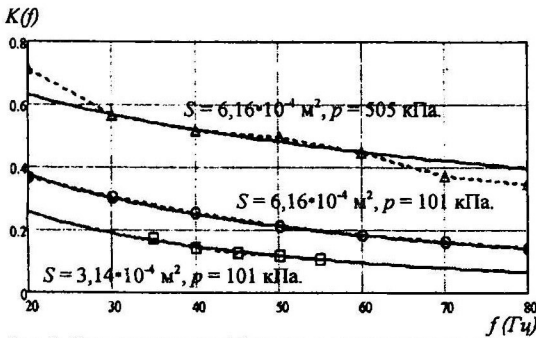


Рис. 3. Зависимость коэффициента передачи эквивалентной линии от частоты (сплошные линии) а также значения, полученные экспериментально (пунктирные линии) полученные экспериментально (пунктирные линии) от 15 Гц. Отклики фиксировались с помощью регистратора. Результаты экспериментов сведены в табл. 1.

Таблица 1. Экспериментальные значения амплитуды отклика для различных скважин

Частота (Гц)	Отклик в единицах АЦП (x1000)					
	№ скважины / уровень (м)					
	13.37 / 691	25.14 / 928	13.37 д / 909	73.9 / 1050	10.39 / 1276	10.02 / 1760
1	10	< 5	< 5	< 5	< 5	< 5
2	90	80	10		30	< 5
3	180		15	20	30	20
5	160	70	50	30	10	< 5
10	130	50		25	< 5	< 5
15	120	20	10	10	< 5	< 5

Анализируя полученные в результате экспериментов данные, можно говорить о том, что для затрубного пространства нефтедобывающих скважин действительно характерна ярко выраженная частотная зависимость акустической полосы пропускания. Наименьшее затухание сигнала для всех исследуемых скважин наблюдается в диапазоне частот от 2 до 5 Гц. Однако, строгого соответствия параметрам модели, рассчитанным с помощью полунатурного моделирования на 100-метровом отрезке трубы, не наблюдается. Это вызвано большим числом неизвестных параметров затрубного пространства. К ним относятся широкая номенклатура размеров конструктивных элементов скважины и способов извлечения пластовой жидкости, различные газовые составляющие залежей нефти и неоднородность состава газа и его температуры по стволу скважины.

Таким образом, для оптимизации процесса измерения уровня пластовой жидкости с точки зрения минимизации расхода энергии на генерацию зондирующего сигнала и достижения максимально возможной точности необ-

бург-центр» цеха «Бобриковский» на скважинах 10.39 (уровень 1276 м), 10.02 (уровень 1760 м). Целью экспериментов являлось определение зависимостей затухания сигнала на различных частотах от уровня затрубной жидкости реальных скважин. На устье скважин формировались акустические сигналы с частотами от 1 до

ходимо настраивать полученную модель затрубного пространства под конкретную нефтедобывающую скважину. Следовательно, алгоритм работы оптимального стационарного измерителя уровня пластовой жидкости должен обладать адаптивной составляющей для обеспечения возможности настройки модели.

В третьей главе рассмотрен вопрос определения параметров оптимальных сигналов для волнометрирования затрубного пространства нефтедобывающих скважин.

С применением статистической теории максимума функции правдоподобия рассчитана зависимость потенциальной точности определения времени задержки сигнала от отношения сигнал/шум и от длительности сигнала.

Известно, что дисперсия оценки времени задержки сигнала σ^2 определяется как: $\sigma_a^2 = -\frac{1}{(2E/N_0)\rho_s(\alpha_0)}$, где $\rho_s(\alpha) = B_s(\alpha)/E$ – нормированная сигнальная составляющая корреляционного интеграла $B_s(\alpha)$; α_0 – абсцисса точки максимума $B_s(\alpha)$; E – энергия сигнала; N_0 – спектральная плотность шума.

Применительно к данной работе, нормированная сигнальная составляющая корреляционного интеграла для сигнала, представляющего собой один период синусоиды $u(t) = \sin \omega t$, вторая производная корреляционного интеграла которого $B_s^*(\tau_0) = -\int_0^{2\pi} \omega^2 \cos^2 \omega t dt = -\omega^2 \pi$, находится как $\rho_s(\tau_0) = 4\pi^2/\tau_u^2$, где τ_u – длительность сигнала. В качестве примера представлены значения σ и соответствующие ошибки измерения уровня (σ_y) при скорости звука $V_{\text{зв}} = 341$ м/с для $\tau_u = 0,1 \dots 0,5$ с при спектральной плотности шума $N_0 = 3 B^2/\Gamma_{\text{ц}}$. Полученные значения представлены в табл. 2.

Табл. 2. Значения σ и σ_y при $N_0 = 3 B^2/\Gamma_{\text{ц}}$

τ_u (с)	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
σ (с)	0,087	0,123	0,151	0,174	0,195
σ_y (м)	29,7	42,1	51,5	59,5	66,5

Произведен обзор путей повышения точности измерения при ограниченной энергии излучения. Для таких случаев проанализирована возможность применения кодирования зондирующего сигнала с целью увеличения его энергии и сохранения разрешающей способности на уровне периода синусоиды – одного элемента кода.

Условия работы уровнемера накладывают на код ограничения по его длительности и возможности быстрого изменения фазы зондирующего сигнала, вследствие чего для анализа были выбраны сигналы на основе кодов Баркера и дискретных кодов со свойством «не более одного совпадения». На примере кода Баркера, содержащего 13 элементов, синтезирован моди-

фицированный код Баркера, в котором отсутствуют сигнальные составляющие, соответствующие элементам кода «-1» (рис. 4).

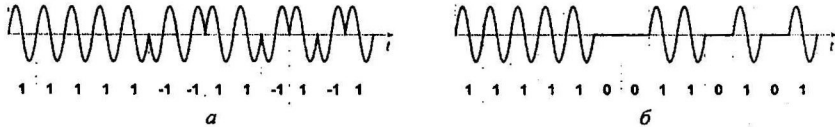


Рис. 4. Акустические сигналы на основе кода Баркера (а) и модифицированного кода Баркера (б)

В качестве примера обнаружителя сигнала, синтезированного на основе модифицированного кода Баркера, предлагается использовать структуру, показанную на рис. 5, в основе которой лежит операция «исключающее ИЛИ» между эталонным кодом и входным потоком данных.

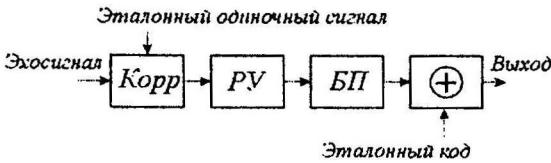


Рис. 5. Структурная схема обнаружителя модифицированного кода Баркера

Входной и эталонный аналоговые сигналы поступают на коррелятор (Корр). Далее сигнал поступает на решающее устройство (РУ), которое выдает решение о наличии или отсутствии сигнала, и в буферную память (БП). Сформированный в БП код складывается с эталонным кодом через операцию сложения по модулю 2. По значению суммы выносится решение об обнаружении сигнала.

С целью сравнения исследуемых сигналов рассчитаны зависимости вероятности обнаружения данных сигналов от уровня спектральной плотности шума N_0 на входе обнаружителя (рис. 6).

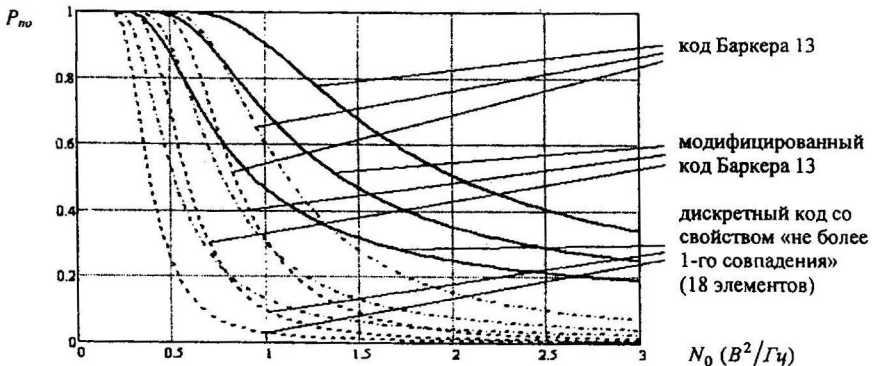


Рис. 6. Зависимость вероятности правильного обнаружения кодированных сигналов $P_{по}$ от вероятности ложной тревоги $P_{лт}$ и уровня спектральной плотности шума N_0

— $P_{лт} = 0,1$; - - - $P_{лт} = 0,01$; - - - - $P_{лт} = 0,001$

Анализ зависимостей показывает, что при наличии возможности изменения фазы зондирующего сигнала предпочтительно использовать сигналы, на основе кодов Баркера. В противном случае – на основе модифицированных кодов Баркера.

Графики зависимостей СКО (σ) измерения времени задержки для исследуемых сигналов с частотой несущей 5 Гц от уровня спектральной плотности шума N_0 на входе измерителя представлены на рис. 7.

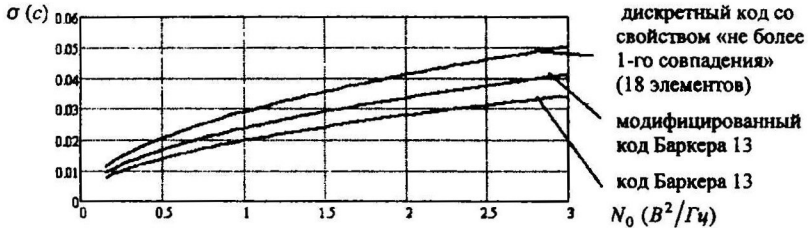


Рис. 7. Зависимость величины СКО (σ) измерения временного положения кодированных сигналов от уровня спектральной плотности шума (N_0)

Анализ зависимостей показывает, что для исследуемых сигналов наименьшая ошибка измерения времени запаздывания соответствует сигналу на основе кода Баркера; ошибка сигнала на основе модифицированного кода Баркера ниже, чем для сигнала на основе дискретного кода со «свойством не более одного совпадения». Последнее достигается увеличением энергии модифицированного кода Баркера относительно дискретного при сопоставимых длительностях.

Четвертая глава посвящена исследованию возможных шумопомеховых ситуаций в скважинах и разработке адаптивного алгоритма работы стационарного измерителя уровня затрубной жидкости нефтедобывающих скважин.

Задачей работы алгоритма является выбор оптимального зондирующего сигнала для конкретной нефтедобывающей скважины. За основу взят критерий Неймана-Пирсона.

Одним из входных параметров, обеспечивающих корректную работу выбранного критерия, является спектральная плотность шума (N_0) при условии, что шум соответствует нормальному закону распределения.

Произведен анализ шума затрубного пространства на соответствие нормальному закону распределения. Измерения шума проводились на базе ОАО «Татнефть» НГДУ «Ямашнефть» промысла №1 на скважинах 13.37 (уровень 691 м), 25.14 (уровень 928 м), 73.90 (уровень 1050 м) и на базе ОАО «Оренбургнефть» БЕ «Оренбург-центр» цеха «Бобриковский» на скважинах 10.39 (уровень 1276 м), 10.02 (уровень 1760 м).

Проверка гипотезы осуществлялась по критерию Пирсона. Результаты проверки показывают, что распределение значений шума затрубного пространства нельзя считать нормальным. Как следствие, для возможности применения при обнаружении сигнала критерия Неймана-Пирсона на входе обнаружителя необходимо использовать выбеливающий фильтр.

Также проанализирована возможность возникновения при измерении импульсных помех (ИП). Показано, что в 4% измерений присутствуют импульсные помехи. Также показано, что в случае зондирования импульсным сигналом, сформированным с помощью кратковременного открытия электроклапана, ИП сопоставимы по длительности ($\tau_{ип}$) с эхосигналом, что приводит к ложному обнаружению отклика. В случае применения предложенных кодированных сигналов выполняется правило $\tau_{ип} < \tau_n$, что позволяет применять при обнаружении эхосигнала схему ШОУ (широкая полоса – ограничитель – узкая полоса) с ограничением сигнала по уровню СКО текущего шума.

Выбор зондирующего сигнала осуществляется на основании модели затрубного пространства с учетом минимизации затраченной на генерацию сигнала энергии с сохранением точностных и вероятностных характеристик обнаружения.

Адаптивный алгоритм работы стационарного измерителя уровня затрубной жидкости нефтедобывающих скважин представлен на рис. 8.

После загрузки входных параметров происходит настройка параметров модели затрубного пространства под текущую скважину. Для этого генерируются зондирующие сигналы максимальной мощности во всем рабочем диапазоне частот, определяются оптимальная частота и характер затухания сигнала, после чего производится расчет параметров модели. Затем проводится анализ шума затрубного пространства, по характеру распределения которого синтезируется импульсная характеристика (ИХ) выбеливающего фильтра, после чего происходит выбор параметров зондирующего сигнала. Данная операция выполняется перед каждым измерением.

Далее измеряется уровень затрубной жидкости. Параллельно измерению уровня регистрируются ИП. В случае если ИП обнаружены, эхосигнал обрабатывается по схеме ШОУ. Если ИП не обнаружены, схема ШОУ не задействуется. Значение текущего измеренного уровня передается на телеметрическую станцию, управляющую работой скважины.

При этом даже при значительном изменении уровня затрубной жидкости (что характерно в случае вывода скважины на режим или для малодобитных скважин, где часто используется временной режим работы насоса) отпадает необходимость сканировать весь частотный диапазон затрубного пространства для определения оптимального зондирующего сигнала.

Заключение содержит основные результаты диссертационной работы.

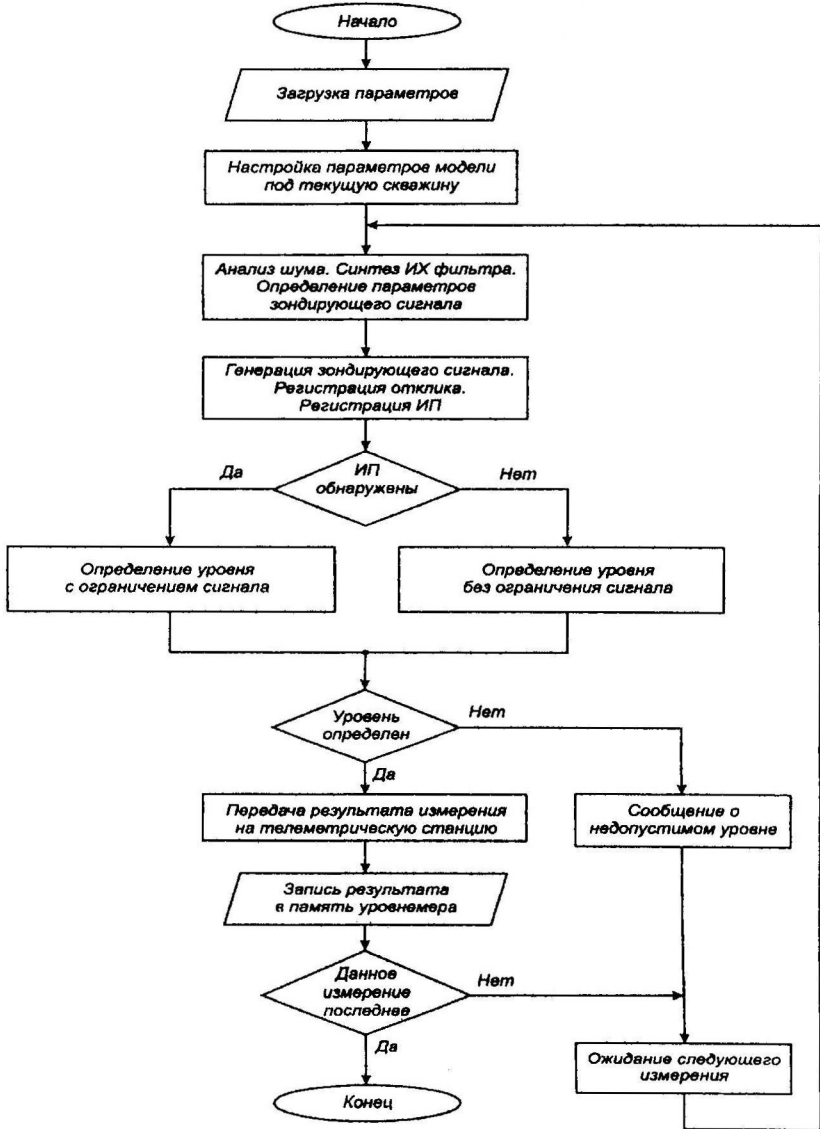


Рис. 8. Адаптивный алгоритм работы стационарного измерителя уровня затрубной жидкости нефтедобывающих скважин (ИХ – импульсная характеристика, ИП – импульсная помеха)

В приложениях приведены исходные данные для расчетов, листинг компьютерной программы, моделирующей процесс распространения акустического сигнала по затрубному пространству нефтедобывающей скважины, а также основные данные, полученные в ходе полунатурных и натуральных экспериментов.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ ДИССЕРТАЦИИ

В ходе выполнения работы достигнута поставленная цель, и решена задача, имеющая существенное значение для развития средств контроля природной среды. В частности, на основе проведенных теоретических и экспериментальных исследований, можно сформулировать следующие основные результаты и выводы:

1. Проведен анализ существующих волнометрических метода и средств измерения уровня затрубной жидкости; показана необходимость усовершенствования волнометрического метода с целью улучшения характеристик обнаружения и повышения точности измерения времени задержки эхосигнала, а также уменьшения энергозатрат на работу волнометрических измерителей уровня. Определены и систематизированы основные факторы, влияющие на распространение акустического сигнала по стволу скважины.

2. Разработана и исследована математическая модель распространения акустического сигнала по затрубному пространству нефтедобывающих скважин. Показано, что с помощью метода электроакустических аналогий затрубное пространство можно представить в виде электрической линии с распределенными параметрами, порядок которого пропорционален протяженности скважины. Настройка параметров модели произведена по данным полунатурных экспериментов. Проверка адекватности проведена с помощью натурального моделирования. Использование модели позволяет рассчитывать параметры согласованного с затрубным пространством сигнала для конкретной нефтедобывающей скважины. Разработана программа компьютерного моделирования процесса распространения акустического сигнала в затрубном пространстве нефтедобывающей скважины. Новизна и оригинальность программы подтверждена свидетельством РФ об отраслевой регистрации разработки № 8406 от 28 мая 2007 г.

3. Рассчитана зависимость потенциальной точности оценки времени задержки, и, соответственно точности измерения уровня затрубной жидкости от параметров зондирующего сигнала. Произведен обзор путей повышения точности оценки времени задержки сигнала при ограниченной энергии излучателя, в частности, исследована возможность применения кодирования зондирующего сигнала с помощью кода Баркера, а также дискретного кода со свойством АКФ «не более одного повторения». Предложен к использо-

ванию модифицированный код Баркера, в котором отсутствуют составляющие сигнала со сдвинутой на 180° фазой. Такой сигнал можно использовать в тех случаях, когда нет возможности менять фазу сигнала. Применение модифицированного кода Баркера по сравнению с дискретным кодом со свойством АКФ «не более одного совпадения» позволяет повысить вероятность правильного обнаружения. Предложена структурная схема обнаружителя сигнала на основе модифицированного кода Баркера, в основу которой положена операция «исключающего ИЛИ». Новизна и оригинальность данного способа обработки модифицированного кода Баркера подтверждена патентом на изобретение № 2332707 от 27 августа 2008 г.

4. Проведено статистическое исследование шумо-помеховых ситуаций в затрубном пространстве действующих нефтедобывающих скважин. Показано, что шум затрубного пространства нельзя считать нормальным, и, следовательно, на входе обнаружителя, работающего на основе критерия Неймана-Пирсона, необходимо применять выбеливающий фильтр. Также показано, что для 4% исследованных нефтедобывающих скважин характерно наличие импульсных помех. Доказана целесообразность применения при обнаружении кодированного сигнала схемы ШОУ подавления импульсных помех.

Применение модели распространения акустического сигнала по затрубному пространству, рекомендаций по выбору зондирующего сигнала и результатов исследования возможных шумо-помеховых ситуации с скважине позволяет сформулировать требования к генератору согласованных с затрубным пространством зондирующих сигналов, обнаружителю и измерителю времени запаздывания отклика, что в свою очередь способствует улучшению характеристик обнаружения и оценки времени запаздывания эхосигналов.

5. Предложен к использованию адаптивный алгоритм работы стационарного измерителя уровня затрубной жидкости, работающего по методу волномерирования. Адаптивность полученного алгоритма заключается в возможности расчета параметров модели затрубного пространства для каждой скважины в отдельности и, с учетом характеристик шумо-помеховой ситуации, синтезе зондирующего сигнала, необходимого для обеспечения заданных характеристик обнаружения. Новизна и оригинальность алгоритма подтверждена свидетельством РФ об отраслевой регистрации разработки № 9510 от 25 ноября 2007 г.

Анализ результатов математических расчетов и натурных экспериментов обуславливает возможность отказаться от генерации зондирующих сигналов с помощью электроклапана, что улучшает эксплуатационные характеристики измерителя.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДИССЕРТАЦИИ ОПУБЛИКОВАНЫ В СЛЕДУЮЩИХ РАБОТАХ

Статьи в журналах из перечня ВАК РФ

1. Смирнов, А. В. Модель затрубного пространства нефтедобывающих скважин / А. В. Смирнов, В. И. Мясников // Датчики и системы – М., 2007. – №11. – С. 21-25.
2. Смирнов, А. В. Измеритель уровня затрубной жидкости нефтедобывающей скважины, использующий сложные сигналы / А. В. Смирнов, В. И. Мясников // Вестник Чувашского университета – Чебоксары: ЧГУ, 2007. – №2. – С. 261-264.
3. Способ обработки сигнала Баркера при его обнаружении / А. В. Смирнов: Пат. 2332707 Рос. Федерация №2006134756: заявл. 02.10.06; опубл. 27.08.08.

Работы, опубликованные в других изданиях

4. Смирнов, А. В. Синтез акустической модели затрубного пространства нефтедобывающей скважины / А. В. Смирнов, В. И. Мясников // Вестник Марийского государственного технического университета – Йошкар-Ола: МарГТУ, 2007. – №1. – С. 90-96.
5. Смирнов, А. В. Применение полунатурного моделирования для синтеза акустической модели затрубного пространства нефтедобывающей скважины / А. В. Смирнов, В. И. Мясников // Измерение, контроль, информатизация: Материалы восьмой международной научно-технической конференции. – Барнаул: АлтГТУ, 2007. – С. 71-77.
6. Смирнов, А. В. Применение кодирования зондирующего сигнала при измерении уровня затрубной жидкости скважин / А. В. Смирнов // Тезисы докладов международной молодежной научной конференции «XIV Туполевские чтения». – Казань: КГТУ им. А. Н. Туполева, 2006. – С. 66-68.
7. Смирнов, А. В. Адаптивный алгоритм работы стационарного измерителя уровня затрубной жидкости нефтедобывающих скважин / А. В. Смирнов, Е. В. Раннев // Информационные технологии в профессиональной деятельности и научной работе: сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Йошкар-Ола: МарГТУ, 2007. – С. 80-83.
8. Смирнов, А. В. Определение уровня затрубной жидкости нефтедобывающих скважин при наличии импульсных помех / А. В. Смирнов // Информационные технологии в профессиональной деятельности и научной работе: сборник материалов всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Йошкар-Ола: МарГТУ, 2008. – С. 89-93.

9. Смирнов, А. В. Выбор зондирующего сигнала измерителя уровня затрубной жидкости нефтедобывающих скважин / А. В. Смирнов // Материалы научной конференции профессорско-преподавательского состава, посвященной 75-летию МарГТУ. – Йошкар-Ола: МарГТУ, 2007. – С. 57-62.

Свидетельства об отраслевой регистрации разработки

12. Программа настройки параметров акустической модели затрубного пространства нефтедобывающей скважины «МНС 1.0»: свидетельство об отраслевой регистрации разработки № 8406 / А. В. Смирнов. – №50200701145; опубл. 28.05.2007; Инновации в науке и образовании № 5(28). – С. 38.

13. Адаптивный алгоритм работы стационарного измерителя уровня затрубной жидкости нефтедобывающих скважин «AWLM-1.0»: свидетельство об отраслевой регистрации разработки № 9510 / А. В. Смирнов. – №50200702513; опубл. 25.11.2007; Инновации в науке и образовании № 11(34). – С. 27.

Подписано в печать 13.03.2009
Бумага офсетная. Печать офсетная.
Усл. п. л. 1,0. Тираж 100 экз. Заказ № 4075.

Редакционно-издательский центр
Марийского государственного технического университета
424006 Йошкар-Ола, ул. Панфилова, 17

10 =