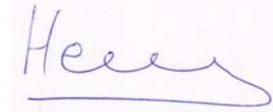


На правах рукописи



Налимов Константин Геннадьевич

**ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ЭХОМЕТРИРОВАНИЯ
МНОГОИМПУЛЬСНЫМИ СИГНАЛАМИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УРОВНЯ
ЖИДКОСТИ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ**

Специальность: 05.13.01 – Системный анализ, управление и обработка информации (отрасль: информация и информационные системы)

Автореферат
диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Томск - 2007

Работа выполнена в Томском политехническом университете

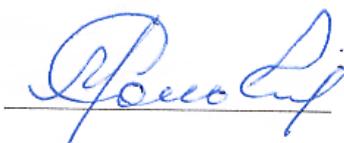
- Научный руководитель:** доктор технических наук,
профессор В.А.Кочегуров
- Официальные оппоненты:** доктор технических наук,
профессор В.И. Гончаров
- кандидат технических наук,
доцент И.В. Бойченко
- Ведущая организация:** Новосибирский государственный
технический университет (НГТУ),
г. Новосибирск.

Защита состоится «28»марта 2007г. в 15-00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.269.06 при Томском политехническом университете по адресу: 634034, г. Томск, ул. Советская, 84, институт «Кибернетический центр» ТПУ.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке Томского политехнического университета по адресу: 634034, г. Томск, Белинского, 55.

Автореферат разослан « » февраля 2007г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
к.т.н., доцент



Сонькин М.А.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Данная работа посвящена решению задачи повышения достоверности контроля уровня жидкости (скважинного флюида) в нефтедобывающих скважинах. В нефтяной отрасли контроль уровня жидкости проводится, как с целью мониторинга нефтедобывающих скважин, оборудованных насосами различных типов (так называемый «механизированный фонд скважин»), так и с целью гидродинамических исследований (ГДИС) нефтедобывающих скважин, с различными способами эксплуатации - как механизированной, так и немеханизированной добычей, для получения оценок фильтрационно-емкостных свойств пластов углеводородного сырья.

Одной из основных задач геолого-промысловых исследований является контроль уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины, что является важнейшим параметром работы насосного оборудования. Для надлежащей работы нефтедобывающей скважины механизированного фонда, насос должен всегда быть полностью погружен в жидкость для нормальной работы и иметь «подпор» (столб жидкости над насосом), рекомендованный производителем. Фильтрационные свойства пласта не постоянны, поэтому приток жидкости из пласта постоянно изменяется, эти изменения могут произойти достаточно быстро, приводя к перегреву электродвигателя из-за недостаточного притока из пласта, и как следствие, срыву подачи. Согласно отраслевому регламенту контроль уровня жидкости для каждой добывающей скважины должен проводиться не реже двух раз в месяц, но на практике проводится даже чаще.

В настоящее время для измерения уровня жидкости в скважинах, как правило, применяются методы эхометрирования моноимпульсными (одиночными) сигналами. В этих методах существует одна принципиальная проблема - оценка временного положения отраженного от уровня жидкости сигнала на эхограммах при наличии помех. На зондирующий сигнал действует большое количество факторов, осложняющих его распознавание: акустический шум насоса, вибрации колонны НКТ, переотражение самого зондирующего сигнала от неоднородностей в скважине. Все это приводит к тому, что во многих случаях энергии импульса становится недостаточно, и он полностью маскируется шумами. Ситуация также осложняется тем, что на сегодняшний день практически во всех нефтяных компаниях РФ активно проводится политика интенсификации добычи нефти, при этом, как правило увеличивается депрессия на пласт в зоне скважины, а это обусловлено снижением высоты столба жидкости над насосом. Следовательно, расстояние от устья скважины до уровня жидкости возрастает еще более, увеличивается влияние шумов от насосного оборудования, а следовательно увеличивается и диссипация энергии эхосигнала.

Таким образом, задача повышения надежности определения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах имеет важное значение для нефтедобывающей отрасли и актуальность темы диссертационной работы не вызывает сомнений.

Одним из перспективных направлений увеличения точности и надежности определения уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтедобывающей скважины является разработка новых методов и средств зондирования скважин на основе формирования более мощных энергетических посылок, а также применения более эффективных алгоритмов для оценки времени регистрации отраженных сигналов.

Объектом исследования является область контроля эксплуатации нефтяного месторождения, а именно контроль уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтяной скважины с целью диагностики насосного оборудования и оценки фильтрационно-емкостных свойств нефтяного пласта.

Целью диссертационной работы является разработка информационной системы многоимпульсного эхометрирования скважин и исследование ее эффективности определения уровня жидкости в межтрубном пространстве скважин при наличии интенсивных шумов.

Для достижения поставленной цели необходимо решить **следующие задачи**:

1. Провести системный анализ существующих методов и средств определения уровня жидкости в нефтяных скважинах;
2. Разработать информационную систему определения уровня жидкости в нефтяных скважинах на основе применения многоимпульсного зондирующего сигнала;
3. Построить алгоритмы фазочастотного прослеживания эхограмм для надежного определения временного положения сигналов в системе моноимпульсного и многоимпульсного зондирования скважин;
4. Провести исследования эффективности разработанной системы на экспериментальной установке и действующих скважинах

Методы исследования. Для решения поставленных задач использованы методы системного анализа, теории вероятностей и математической статистики, теории случайных функций, цифровой обработки сигналов и полей, статистического моделирования.

Достоверность и обоснованность полученных в диссертационной работе теоретических результатов и формулируемых на их основе выводов обеспечивается строгостью математических выкладок, базирующихся на аппарате интегрального и дифференциального исчисления, теории вероятностей и математической статистики. Справедливость выводов относительно эффективности предложенной системы подтверждена статистическим моделированием и опытно-методической обработкой реальных эхограмм.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Дано аналитическое обоснование использования многоимпульсного зондирующего сигнала для определения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах.
2. Построена математическая модель многоимпульсной эхограммы и получены для нее оценки отношения сигнал/шум в зависимости от числа импульсов в пачке.
3. Разработаны методы и алгоритмы фазочастотного прослеживания для определения временного положения сигналов по коррелированным выборкам фазочастотных характеристик (ФЧХ) и функций группового запаздывания (ФГЗ) участков эхограмм.
4. Создана информационная система эхометрирования скважин многоимпульсными сигналами

Практическая значимость. Разработанная система многоимпульсного зондирования скважин и методы фазочастотного прослеживания эхограмм использованы для определения уровня жидкости на реальных нефтедобывающих скважинах, где традиционные методы моноимпульсного зондирования оказались не эффективными (Акты внедрения прилагаются). На устройство и способ определения уровня жидкости при многоимпульсном зондировании получен один патент на устройство и одно положительное решение на способ.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Метод формирования многоимпульсного зондирующего сигнала.
2. Математическая модель эхограммы при многоимпульсном зондирующем сигнале.

3. Методы и алгоритмы определения временного положения сигналов по коррелированным выборкам фазочастотных характеристик участков эхограмм.

4. Методы и алгоритмы определения временного положения сигналов по коррелированным выборкам функций группового запаздывания участков эхограмм.

5. Информационная система эхометрирования многоимпульсными сигналами для определения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались на VIII международном симпозиуме имени академика М.А.Усова (Томск, 2004г.), 4 и 5 всероссийских научно-технических конференциях «Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений» (Томск, 2005г., 2006г.), VII Международной научно-практической конференции «Интеллектуальные информационно-телекоммуникационные системы» (Томск, 2006г.), 2-м Международном форуме "Актуальные проблемы современной науки" (Самара, 2006г.).

Публикации. Полученные автором результаты достаточно полно изложены в 5 научных работах, одна из которых опубликована в журнале, рекомендованном ВАК, 1 патенте на устройство и 1 положительном решении на способ определения уровня жидкости в нефтяных скважинах.

Реализация результатов исследований. Результаты диссертационной работы внедрены в компаниях ООО Томское научно-производственное и внедренческое общество «СиаМ», ООО «СиаМ Мастер» при изготовлении программно-аппаратного комплекса «СиаММастер-4К», предназначенного для определения уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтедобывающих скважин на основе многоимпульсного зондирующего сигнала.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Ее содержание изложено на 130 страницах, включая 118 страниц текста, проиллюстрировано 35 рисунками и 4 таблицами. Библиографический справочник содержит 105 наименований.

Личный вклад. Разработан метод определения уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтедобывающих скважин, основанный на многоимпульсном эхометрировании. Построены алгоритмы определения временного положения отраженных сигналов по коррелированным выборкам фазочастотных характеристик и функций группового запаздывания участков эхограмм. Получены аналитические оценки надежности фазочастотных алгоритмов. Построена математическая модель эхограммы, регистрируемой при многоимпульсном зондирующем сигнале. На данной модели методами статистического моделирования исследована точность получаемых оценок временного положения сигналов при использовании фазочастотных алгоритмов с равновесной обработкой. Разработана структурная схема информационной системы многоимпульсного эхометрирования скважин, подготовлено программное обеспечение для реализации вышеперечисленных алгоритмов обработки эхограмм.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ И ВЫВОДЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, сформулирована цель исследований и основные положения, выносимые на защиту, определена научная новизна и практическая значимость работы.

В первой главе проведен системный анализ объекта исследований, методов и средств измерения уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтедобывающих скважин.

Знание уровня жидкости необходимо для надлежащей эксплуатации нефтяного оборудования и позволяет оценивать один из важнейших параметров нефтяного месторождения – пластовое давление. На рисунке 1 представлена система разработки нефтяного месторождения.



Рис. 1 – система разработки нефтяного месторождения

В общем случае любое месторождение - это сложная и динамичная система, эксплуатация которой связана с непрерывным контролем ряда параметров с целью обеспечения максимальной извлекаемости углеводородного сырья. При этом каждое месторождение может иметь свои уникальные особенности (плотность нефти, характеристика коллектора и т.д.), требующие группировки их в ряд объектов разработки с характерными методами и средствами их эксплуатации. Для достижения максимально возможной извлекаемости нефти, особенно на поздних этапах эксплуатации месторождения, применяются системы поддержания пластового давления (ППД) такие, как искусственное заводнение (использование ряда скважин в сетке разбуривания как нагнетательные). Кроме этого используют различные средства для снижения скин-фактора призабойной зоны скважины, например, очистка коллектора или гидроразрыв пласта.

В настоящее время при проведении геолого-промысловых и гидродинамических исследований скважин для измерения уровня жидкости, как правило, используют методы эхометрирования на основе одиночного зондирующего сигнала. При этом процедура измерения следующая: уровнемер закрепляется на устье скважины и генерирует акустический импульс. Этот импульс проходит по газу в межтрубном пространстве скважины, доходит до поверхности газонефтяной смеси, отражается и возвращается обратно. Прибор регистрирует время между посланным сигналом и полученным откликом, после чего данное время делится пополам и умножается на скорость распространения звука в газе межтрубного пространства скважины. Результат равен уровню жидкости в скважине – расстоянию от устья до уровня раздела фаз газ-жидкость. На рисунке 2 приведена структурная схема системы одноимпульсного зондирования скважин

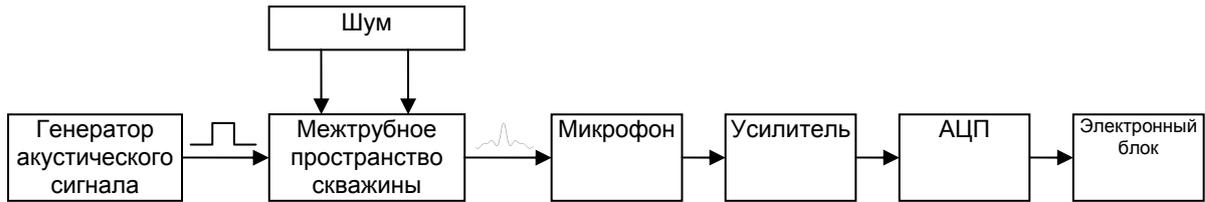


Рис. 2 - Структурная схема системы одноимпульсного зондирования

Точность определения уровня жидкости методами эхометрирования в нефтяных скважинах во многом зависит от надежного выделения отражений на эхограммах и оценки их временного положения. В свою очередь точность оценок временного положения сигналов существенным образом зависит от отношения сигнал/шум, накапливаемого в процессе обработки эхограмм. В системах одноимпульсного зондирования (рис.2) никаких специальных методов и средств, увеличивающих суммарное отношение сигнал/шум на эхограммах, не применяется и точность оценок уровня жидкости в таких системах, как правило, определяется наличием на эхограммах области преобладания полезного отражения над шумами.

В тоже время отражение акустической волны происходит не только от жидкости, а от любого значительного изменения акустического импеданса. Это может быть любая граница раздела сред, где имеется скачкообразное изменение плотности или любой объект в скважине, изменяющий площадь сечения затрубного пространства. По некоторым оценкам, изменение плотности газожидкостной смеси на $0,2 \text{ т/м}^3$ достаточно для отражения эхосигнала от границы этой смеси. Ясно, что такая среда жидкостью не является. Более того, если речь идет об электроцентробежном насосе (ЭЦН) с газосепаратором (устройство, дегазирующее поднимаемый на поверхность флюид), то говорить об уровне жидкости в затрубном пространстве скважины вообще не приходится, поскольку от газосепаратора мы имеем столб газожидкостной эмульсии или «пены», имеющую разную плотность по глубине. В зависимости от свойств добываемого флюида, его газонасыщенности, и конструкции скважины, столб пены может быть достаточно протяженным по высоте и занимать до нескольких сот метров на переходе жидкость - газ. Таким образом, говоря об уровне жидкости, следует понимать под этим некоторую границу раздела сред, отражающую эхосигнал, поскольку в общем случае «зеркала» жидкости в затрубном пространстве скважины не существует, исключение могут составлять высокообводненные скважины. Кроме этого, как уже отмечалось выше, на зондирующий сигнал действует большое количество факторов, осложняющих его распознавание на эхограмме: наличие акустического шума насоса, вибрации колонны НКТ, переотражение самого зондирующего сигнала от неоднородностей в скважине.

Однако, современные электронные уровнемеры, которые автоматизируют процесс определения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах, то есть в автоматическом режиме проводят распознавание отражения, измерение времени прохождения сигнала и оценку скорости звука, работают сегодня только во временной области, и не используют возможности спектрального анализа для повышения отношения сигнал/шум, выделения сигнала из помех и увеличения точности измерения параметров сигнала на регистрируемых эхограммах.

Для некоторых месторождений Западной Сибири, доля скважин, где не удается получить надежные оценки уровня жидкости с помощью современных уровнемеров, по причинам недостаточного отношения сигнал/шум, составляет 10% и более.

Таким образом, в настоящее время проблема надежности оценки времени регистрации отражений в современных уровнемерах не решена, и следовательно необходима разработка новых систем для более эффективного определения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах.

Во второй главе предложена система эхометрирования нефтедобывающих скважин на основе многоимпульсного зондирующего сигнала, применение которого позволяет добиться существенного увеличения отношения сигнал/шум на эхограммах. В основу разработки положены следующие рассуждения.

Поскольку отношение сигнал/шум при эхометрировании скважины $\left(\frac{S}{N}\right)$ пропорционально квадрату перепада давления в трубе Δp^2 и длительности зондирующего сигнала t_u , то повысить эффективность помехозащищенности системы эхометрирования можно двумя путями: 1) повышением перепада давления при формировании зондирующего сигнала; 2) увеличением длительности зондирующего сигнала.

Увеличение длительности зондирующего сигнала является, очевидно, наиболее продуктивным способом увеличения отношения сигнал/шум по следующим причинам: 1) этот способ не зависит от условий эксплуатации конкретной скважины (давление, уровень шумов в межскважинном пространстве, наличие газобаллонного оборудования); 2) технически легко реализуем.

Однако, увеличение длительности зондирующего сигнала ведет к снижению точности измерения временной задержки, так как обнаружение протяженного импульса связано с большим временем интегрирования. Это время интегрирования является областью неопределенности в установлении величины задержки, и в конечном итоге приводит к снижению надежности определения уровня жидкости в скважине.

Поэтому в работе предлагается использовать протяженный сложный сигнал (сигнал с каким-либо видом внутриимпульсной модуляции) и его последующим сжатием. В качестве такого сигнала была выбрана посылка в виде пачки импульсов с временной модуляцией, в которой частота следования импульсов изменялась по линейному закону. Для этой посылки можно использовать теорию линейно-частотно-модулированных (ЛЧМ) сигналов, согласно которой применение согласованной фильтрации к ЛЧМ сигналам позволяет добиться существенного «сжатия» сигнала во времени (и, соответственно, снизить неопределенность измерения временной задержки отраженного сигнала), если сигнал имеет большую базу: $\mu t_0^2 \gg 1$,

где t_0 - длительность пачки импульсов;

μ - девиация частоты следования импульсов.

Такой подход может обеспечить сравнительно высокое отношение сигнал/шум при сохранении необходимой точности измерения временной задержки.

В реальных условиях эксплуатации скважин, максимальная длительность пачки импульсов ограничена временем регистрации отраженного сигнала, и составляет порядка 5-15 секунд (в зависимости от глубины уровня жидкости в скважине). С другой стороны, поскольку максимальная частота следования импульсов ограничена частотой срабатывания электромагнитного клапана генератора акустических сигналов (не более 10Гц), то интервал следования между импульсами не может быть менее 0,1 сек., а следовательно μ не должно быть слишком большим, чтобы сформировать минимально необходимое количество импульсов в пачке. Экспериментальные исследования показали, что достаточно принять $\mu=2$. Это позволяет с одной стороны обеспечить существенное сжатие сигнала, а с другой- создать мощную энергетическую посылку из 8 импульсов для $t_0=15$ и из 16 импульсов для $t_0=15$. При этом энергия сигнала увеличится в 8 и 16 раз соответственно по сравнению с моноимпульсным зондированием.

Тогда технология зондирования скважин многоимпульсными сигналами будет отличаться от традиционного (моноимпульсного) метода тем, что в течение одного измерения уровнемер, закрепленный на устье скважины, генерирует не один, а серию импульсов одинаковой формы, но с различным временем задержки между импульсами.

Далее сгенерированная пачка импульсов проходит по межтрубному пространству, отражается от уровня жидкости и возвращается к устью скважины, где регистрируется, оцифровывается и подвергается согласованной фильтрации.

На рисунке 3 приведена информационная система определения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах при использовании многоимпульсного зондирования.

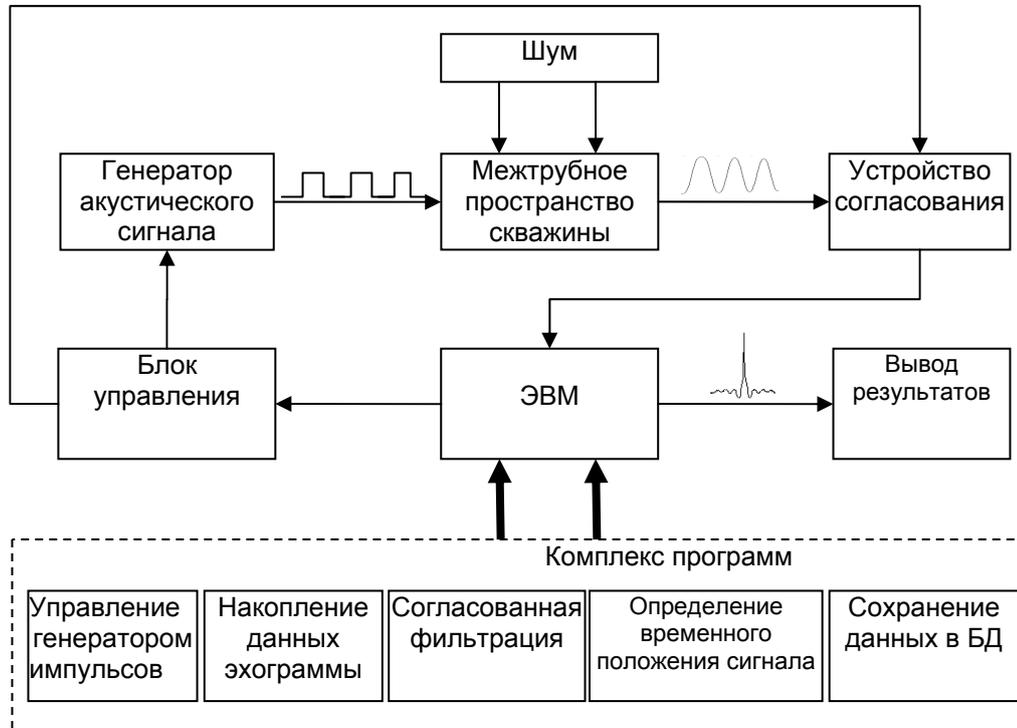


Рис. 3 – информационная система эхометрирования многоимпульсными сигналами

Рассмотрим действие согласованного фильтра (рис.3). Пусть многоимпульсный зондирующий сигнал представлен в виде пачки одинаковых импульсов длительностью t_u каждый. Время вступления отдельного импульса - τ_k

$$S_N(t) = \sum_{k=0}^{N-1} S_0(t - \tau_k), \quad (1)$$

где N - количество импульсов в пачке;

Комплексный спектр пачки импульсов на входе согласованного фильтра имеет вид:

$$S_N(\omega) = S_0(\omega) [1 + e^{-j\omega\tau_1} + e^{-j\omega\tau_2} + \dots + e^{-j\omega\tau_{N-1}}] \quad (2)$$

где $S_0(\omega)$ – комплексный спектр отдельного импульса длительностью t_u .

Оптимальный частотный коэффициент передачи согласованного фильтра описывается выражением:

$$K_{opt}(\omega) = B S_N^*(\omega) e^{-j\omega t_0}, \quad (3)$$

где B – множитель пропорциональности.

Синтезируя структуру согласованного фильтра для пачки, потребуем, чтобы максимальный отклик имел место в момент окончания последнего импульса пачки, откуда:

$$t_0 = \sum_{k=1}^{N-1} \tau_k + t_u \quad (4)$$

Подставим (2) в (3) и с учетом (4) получим:

$$K_{\text{онм}}(\omega) = BS_0^*(\omega)e^{-j\omega t_0} \left[1 + e^{j\omega\tau_1} + e^{j\omega\tau_2} + \dots + e^{j\omega\tau_{N-1}} \right] \quad (5)$$

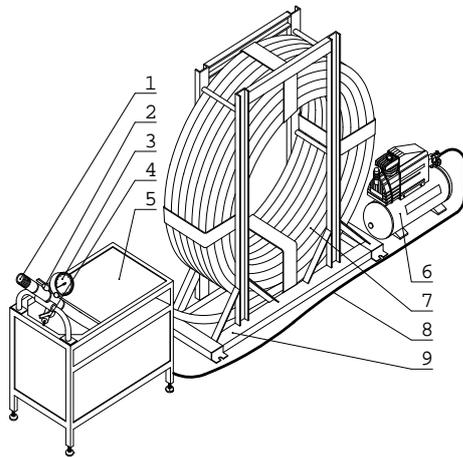
Тогда комплексный спектр пачки импульсов на выходе согласованного фильтра примет вид:

$$S_{\text{вых}}(\omega) = B|S_0(\omega)|^2 e^{-j\omega t_0} \left[1 + e^{-j\omega\tau_1} + e^{-j\omega\tau_2} + \dots + e^{-j\omega\tau_{N-1}} \right] \cdot \left[1 + e^{j\omega\tau_1} + e^{j\omega\tau_2} + \dots + e^{j\omega\tau_{N-1}} \right] = \quad (6)$$

$$= B|S_0(\omega)|^2 e^{-j\omega t_0} \left(N + \sum_{i=1}^{N-1} (e^{j\omega\tau_i} + e^{-j\omega\tau_i}) + \sum_{k=1}^{N-1} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^{N-1} (e^{j\omega(\tau_k - \tau_i)}) \right)$$

Из формулы (6) видно, что выходной сигнал будет иметь один главный лепесток с амплитудой в N раз больше квадрата амплитуды входного сигнала и ряд боковых лепестков, амплитуды и положения которых будут зависеть от длительности отдельного импульса и разницы задержек между импульсами в пачке.

Для исследования многоимпульсной системы эхометрирования скважин была собрана экспериментальная установка, схема испытательного стенда которой представлена на рисунке 4.



1. Измерительный патрубок;
2. Шаровый кран №1 для отсечения волновода;
3. Манометр;
4. Шаровый кран №2 для отсечения компрессора;
5. Рабочий стол;
6. Воздушный электрокомпрессор;
7. 100 метровая труба постоянного сечения, закупоренная с одного конца;
8. Соединительный шланг подачи давления;
9. Рама крепления волновода.

Рис. 4 – схема испытательного стенда уровнемеров

Экспериментальная установка состояла из испытательного стенда уровнемеров (рис. 4), к измерительному патрубку которого было присоединено устройство генерации и приема УГП-автомат2. Для генерации импульсов в трубе испытательного стенда нагнеталось давление 8 атм. Зондирующий импульс генерировался посредством кратковременного выпуска газа в атмосферу и состоял из трех импульсов одинаковой амплитуды и длительности. Регистрация колебаний производилась пьезодатчиком, далее сигнал усиливался, оцифровывался и передавался в компьютер. Структурная схема измерительного оборудования представлена на рисунке 5.

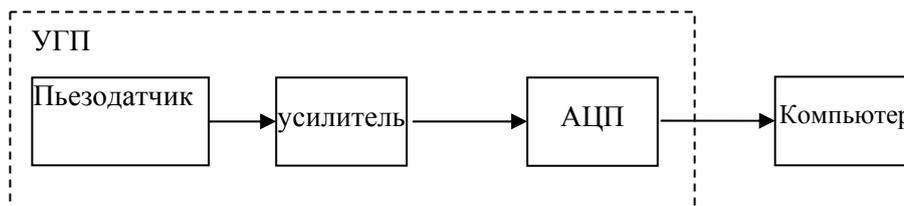


Рис. 5. Структурная схема измерения

Таким образом, на выходе АЦП была сформирована эхограмма (рис.6).

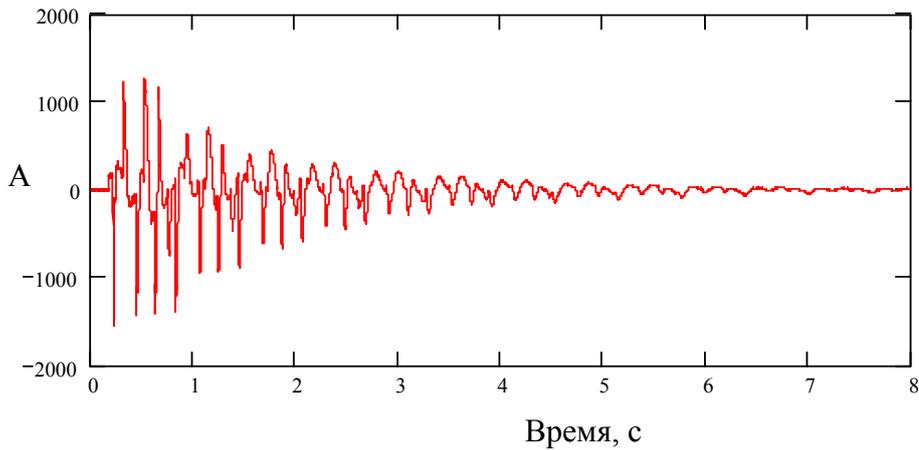


Рис. 6 - регистрируемая эхограмма при использовании многоимпульсной посылки (3 импульса)

Эта эхограмма далее была подвержена цифровой согласованной фильтрации, результат которой представлен на рис. 7.

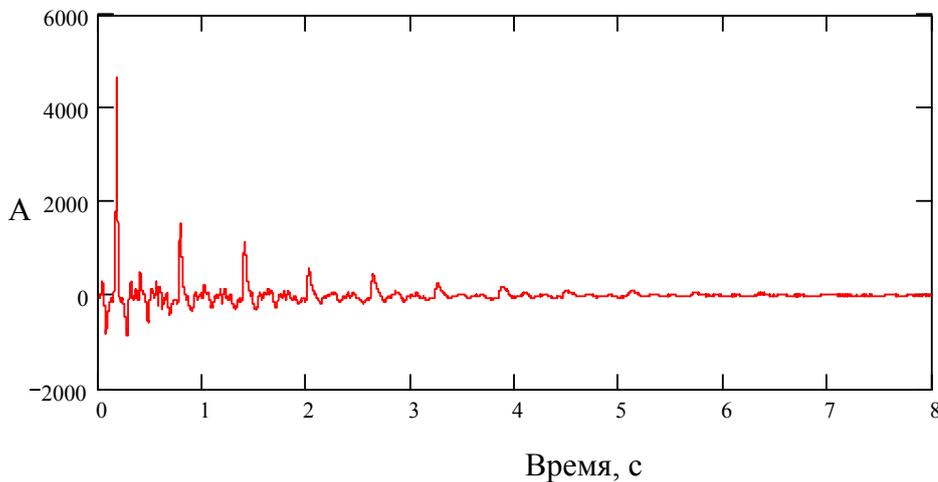


Рис. 7 – результат согласованной фильтрации

На рис. 7 хорошо видны зондирующий сигнал, отражение от конца трубы и серия повторных отражений, связанных с тем, что после генерации импульса оба конца трубы оказываются закупоренными. Подобная ситуация проявляется и на реальных скважинах, там импульс, отраженный от уровня жидкости, поднимается до устья скважины, регистрируется на уровнемере, переотражается и направляется назад к уровню жидкости. Таким образом, после применения согласованного фильтра, зондирующий сигнал, состоящий из трех импульсов (рис. 6), на регистрируемой эхограмме сжался в один мощный пик амплитудой, примерно в 2 раза превосходящей амплитуду зондирующего импульса.

Проведенные испытания на экспериментальной установке показали принципиальную возможность применения многоимпульсных систем для повышения надежности определения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах.

На основе данных эксперимента была построена математическая модель эхограммы, регистрируемой при многоимпульсном зондировании скважин.

Проведенные исследования показали, что форма отдельных импульсов на эхограмме хорошо аппроксимируется кривой Гаусса:

$$s(t - \tau) = -\frac{M}{\sqrt{2\pi D}} \exp\left[-\frac{(t - \tau)^2}{2D^2}\right], \quad (7)$$

где D – параметр ширины импульса;

τ - временное положение импульса;

M – масштабный коэффициент.

Из выражения (7) следует, что для построения математической модели отдельного импульса необходимо задать параметры M и D . Эти параметры были выбраны путем минимизации среднеквадратической ошибки между реальными импульсами на экспериментальной эхограмме и модельными импульсами:

$$E_{\min} = \min_{\substack{D \in [0,1] \\ M \in [0,1]}} \frac{\sqrt{\sum_i (S_0(t_i - \tau) - s(t_i - \tau, D, M))^2}}{\sum_i |S_0(t_i - \tau)|}, \quad (8)$$

где $S_0(t - \tau)$ - импульс с экспериментальной эхограммы;

$s(t - \tau, D, M)$ - модель импульса (7) при заданных D, M .

На рисунке 8 представлена поверхность ошибки первого отраженного импульса в зависимости от параметров D и M .

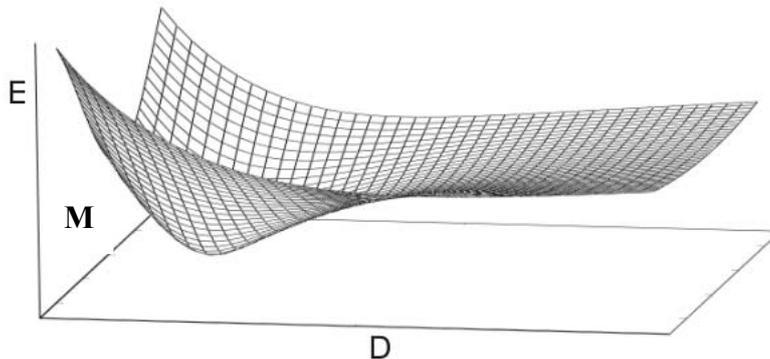


Рис. 8. - Поверхность среднеквадратической ошибки

Как видно из рисунка, поверхность имеет ярко выраженный минимум ошибки. Схожим образом выглядят поверхности ошибок и для других импульсов. Оптимальные значения параметров модельных импульсов (ширина импульса и масштабный коэффициент) для 10 отражений приведены в таблице 1.

Таблица 1. Рассчитанные параметры модельных импульсов

№ отраженного импульса	M	D	E_{\min}
1	0.0934999	0.0354364	0.00671
2	0.0854893	0.0374272	0.00529
3	0.0762767	0.0404783	0.00495
4	0.0665273	0.0440245	0.00488
5	0.0575122	0.0476154	0.00471
6	0.0485812	0.0505446	0.00441
7	0.0409123	0.0534226	0.00715
8	0.0324096	0.0544248	0.00514
9	0.0254299	0.0555475	0.00314
10	0.0218488	0.0603005	0.00292

Полученные результаты (табл. 1) показывают, что имеет место линейная зависимость ширины импульса и масштабного коэффициента от номера (времени

вступления) импульса на эхограмме. Линейные зависимости данных параметров описываются выражениями:

$$D(n) = D_0 + b(n-1), \quad (9)$$

$$M(n) = 0,1 + m(n-1), \quad (10)$$

где D_0 – параметр ширины первого импульса, регистрируемого на эхограмме;

b – тангенс угла наклона прямой параметра ширины импульса;

m – тангенс угла наклона прямой параметра масштабного коэффициента;

n – номер импульса.

Очевидно, что параметры D_0 , b и m в общем случае зависят от свойств трубы и свойств газа ее заполняющего. В частности, для данных из таблицы 1 с помощью метода наименьших квадратов были получены следующие значения параметров: $D_0 = 0.03543$; $b = 0.00274$; $m = -0.00831$.

На рисунках 9 и 10 представлены табличные значения параметра ширины импульса и масштабного коэффициента в зависимости от номера следования импульса и аппроксимирующие их прямые.

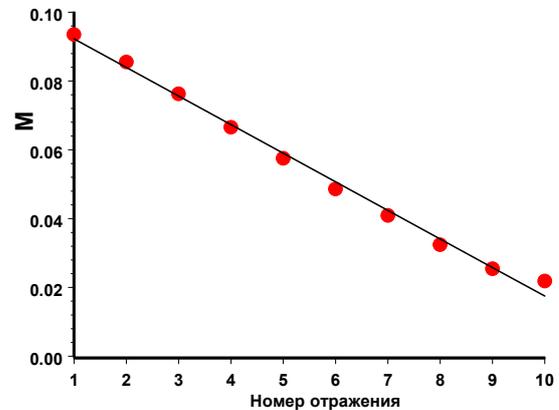
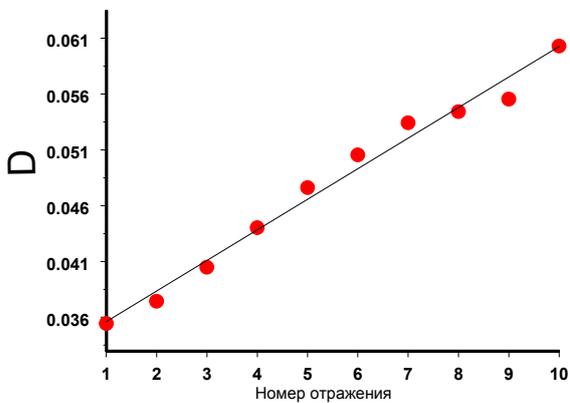


Рис. 9. Зависимость параметра ширины импульса от номера импульса на эхограмме

Рис. 10. Зависимость масштабного коэффициента от номера импульса на эхограмме

Как отмечалось выше, при многоимпульсном зондировании, исходная посылка представляет собой пачку импульсов одинаковой формы и амплитуды с линейной частотой следования, поэтому математическая модель регистрируемой многоимпульсной эхограммы принимает вид:

$$x(t) = \sum_{i=1}^N S_i(t - \tau_i) + \xi(t), \quad (11)$$

где $S_i(t - \tau_i)$ – i -ый отраженный импульс, описанный выражением (7);

$\xi(t)$ – аддитивный нерегулярный шум, распределенный по нормальному закону, с числовыми характеристиками m_x, σ_x^2 ;

τ_i – временное положение импульса на эхограмме;

N – количество импульсов.

Наличие в (11) аддитивного нормального шума объясняется тем, что в межтрубном пространстве скважины на сигнал накладывается шум (рисунок 3), формируемый различными источниками, причем вклад отдельных слагаемых не очень велик. Тогда, согласно центральной предельной теоремы, суммарный шум должен иметь закон

распределения, близкий к нормальному. Экспериментальные исследования, проведенные в диссертационной работе, подтвердили нормальность шумовой составляющей.

В качестве примера на рисунке 11 приведена модель эхограммы для серии посылки из девяти импульсов с их последующей регистрацией, когда аддитивный шум отсутствует.

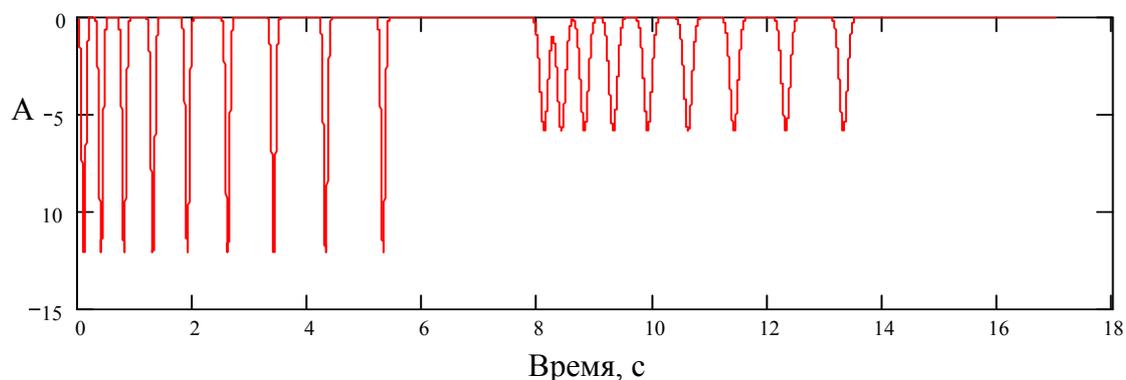


Рис. 11 – Модель многоимпульсной эхограммы при отсутствии шума

На рисунке 12 приведена эта же модель, когда наложен нормальный шум с параметрами $m_x = 0$ и $\sigma_x^2 = 0,1$

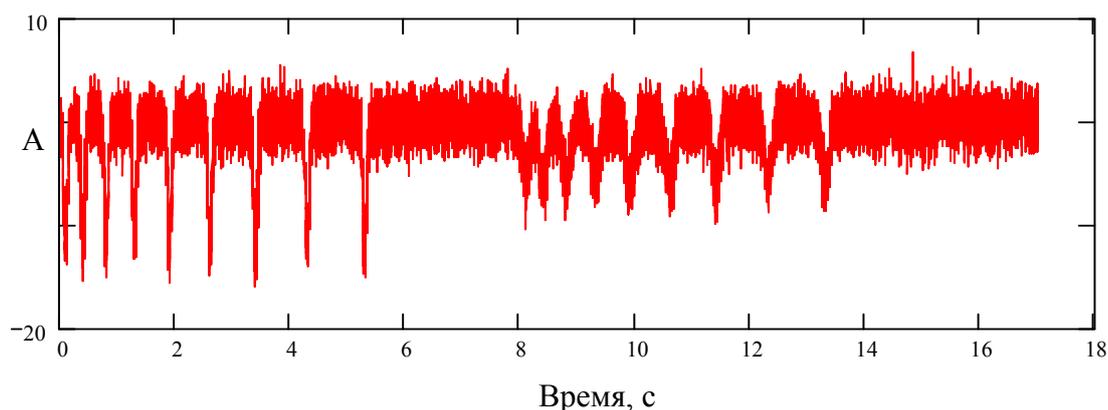


Рис. 12 - Модель многоимпульсной эхограммы при наличии шума

В соответствии с технологией многоимпульсного зондирования (рис.3), регистрируемая эхограмма подвергалась согласованной фильтрации:

$$\hat{X}(t) = x(t) \otimes h(t), \quad (12)$$

где $h(t)$ - импульсная характеристика согласованного фильтра, частотный коэффициент которого описывается выражением (5);

\otimes - круговая свертка.

На рисунке 13 приведен результат применения согласованного фильтра к модели эхограммы, представленной на рисунке 12.

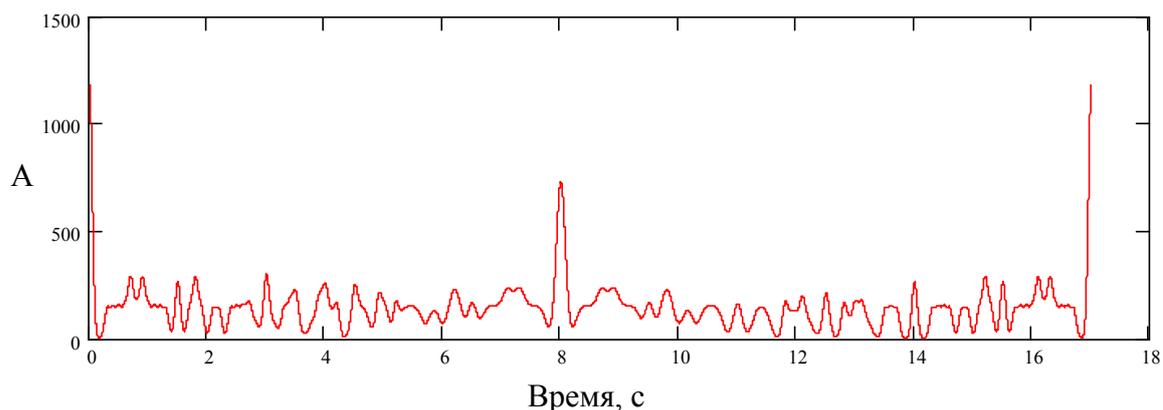


Рис. 13 – Модель эхограммы после согласованной фильтрации

Как видно из рисунка, пик амплитуды отраженного сигнала четко просматривается на восьмой секунде, и существенно превосходит пиковые амплитуды шума.

Таким образом, математическая модель многоимпульсной эхограммы, описываемая выражением (11), к которой применяется процедура цифровой согласованной фильтрации, является адекватной моделью реальных эхограмм, регистрируемых в системе многоимпульсного эхометрирования скважин.

В третьей главе были разработаны методы определения временного положения акустических сигналов на основе анализа фазочастотных характеристик (ФЧХ) и функций группового запаздывания (ФГЗ) участков эхограмм и проведены исследования надежности этих методов с помощью вычислительного эксперимента на модели многоимпульсной эхограммы.

Использование для оценки временного положения сигналов наряду с ФЧХ функций группового запаздывания объясняется тем, что в затрубном пространстве скважин наблюдается волновая дисперсия, которая искажает форму сигнала на регистрируемых эхограммах. В этом случае методы оценки временного положения сигналов путем выделения максимума огибающей на основе расчета ФГЗ оказываются весьма эффективными.

Поскольку полоса частот, в которой сосредоточена основная энергия сигналов составляла всего порядка 10-15 Гц, в работе построены оптимальные оценки временного положения сигнала, когда выборки ФЧХ и ФГЗ являются в общем случае коррелированными.

Оптимальная оценка временного положения по коррелированной выборке ФЧХ для случая сильного сигнала (отношение сигнал/шум для всего анализируемого диапазона частот много больше единицы) имеет вид:

$$\hat{\tau}_{opt} = \frac{\int_{\Omega} V(\omega) \cdot [\varphi_x(\omega) - \varphi_s(\omega)] d\omega}{\int_{\Omega} V(\omega) \cdot \omega \cdot d\omega}, \quad (13)$$

где $V(\omega) = \int_{\Omega} R_{\varphi_x}^{-1}(\omega, \omega^1) \cdot \omega^1 d\omega^1$; $\varphi_x(\omega)$ - ФЧХ смеси сигнала с помехой; $\varphi_s(\omega)$ - ФЧХ сигнала; $R_{\varphi_x}(\omega, \omega^1)$ - межчастотная корреляционная функция ФЧХ смеси; Ω - полоса частот, в которой сосредоточена основная энергия сигнала.

При этом дисперсия оценки составляет:

$$D[\hat{\tau}_{omn}] = \frac{1}{\iint_{\Omega} R_{\varphi_x}^{-1}(\omega, \omega^1) \cdot \omega \cdot \omega^1 \cdot d\omega^1 d\omega} \quad (14)$$

Если значения ФЧХ независимы, то из (13) получаем известное выражение:

$$\hat{\tau}_{omn} = \frac{\int_{\Omega} \delta^2(\omega) \cdot \omega \cdot [\varphi_x(\omega) - \varphi_s(\omega)] d\omega}{\int_{\Omega} \delta^2(\omega) \cdot \omega^2 \cdot d\omega} \quad (15)$$

где $\delta(\omega)$ - отношение сигнала к помехе на частоте ω , а дисперсия оценки равна:

$$D[\hat{\tau}_{omn}] = \left[\int_{\Omega} \delta^2(\omega) \cdot \omega^2 d\omega \right]^{-1} \quad (16)$$

Из сравнения (13) и (15) следует, что наличие корреляции в выборке ФЧХ не меняет саму структуру алгоритма оценки, а изменяются только весовые коэффициенты. Это очень важный вывод, который позволил в дальнейшем для определения временного положения сигналов использовать оценки, получаемые для случая слабого сигнала по некоррелированной выборке ФЧХ. Дело в том, что оптимальные оценки для случая слабого сигнала удастся получить только для некоррелированной выборки ФЧХ, а они являются оптимальными, как для случая слабого, так и сильного сигнала, но не наоборот. Эти оценки находятся из известного соотношения, которое в дискретной форме имеет вид:

$$LnL(\hat{\tau}_{omn}) = \max_{\tau \in [0, t_0]} \sum_{k=1}^m \delta(\omega_k) \cos(\varphi_x(\omega_k) - \varphi_s(\omega_k) + \omega_k \tau) \quad (17)$$

где m - число частотных компонент в спектральной области, где сосредоточена основная энергия сигнала.

Применение алгоритма оценки на основе выражения (17) требует знания распределения отношения сигнал/шум $\delta(\omega_k)$ по всей области частот Ω , что на практике, как правило, неизвестно. Поэтому в работе разработаны алгоритмы с равновесной и неравновесной обработкой, функции правдоподобия которых имеют соответственно вид:

$$LnL(\tau) = \sum_{k=1}^m \cos[(\Delta\varphi(\omega_k) - \omega_k \tau)] \quad (18)$$

$$L(\tau) = \sum_{k=1}^m W(\omega_k) \cdot \cos[(\Delta\varphi(\omega_k) - \omega_k \tau)] \quad (19)$$

где $W(\omega_k)$ - искусственно задаваемые весовые коэффициенты, отличные от $\delta(\omega_k)$;

$$\Delta\varphi(\omega_k) = \varphi_x(\omega_k) - \varphi_s(\omega_k).$$

Показано, что выражения (18) и (19) можно рассматривать как результат фильтрации эхограммы цифровым фильтром с соответствующей частотной характеристикой, в результате чего в той или иной мере увеличивается разрешение записи и снижается уровень боковых лепестков на эхограмме.

Оптимальная оценка временного положения по коррелированной выборке ФГЗ для случая сильного сигнала имеет вид:

$$\hat{\tau}_{onm} = \frac{\int_{\Omega} Y(\omega) [t_{zp}^x(\omega) - t_{zp}^s(\omega)] d\omega}{\int_{\Omega} Y(\omega) d\omega}, \quad (20)$$

где $t_{zp}^x(\omega)$ - ФГЗ смеси сигнала с помехой; $t_{zp}^s(\omega)$ - ФГЗ сигнала;

$$Y(\omega) = \int_{\Omega} R_t^{-1}(\omega, \omega^1) \cdot d\omega^1$$

$R_t(\omega, \omega^1)$ - межчастотная корреляционная функция ФГЗ смеси.

При этом дисперсия оценки временного положения сигнала составляет:

$$D[\hat{\tau}_{onm}] = \frac{1}{\iint_{\Omega} R_t^{-1}(\omega, \omega^1) d\omega \cdot d\omega^1} \quad (21)$$

Для независимых значений ФГЗ из (19) получаем:

$$\hat{\tau}_{onm} = \frac{\int_{\Omega} \gamma^2(\omega) \cdot [t_{zp}^x(\omega) - t_{zp}^s(\omega)] d\omega}{\int_{\Omega} \gamma^2(\omega) d\omega} \quad (22)$$

$$D[\hat{\tau}_{onm}] = \left[\int_{\Omega} \gamma^2(\omega) d\omega \right]^{-1}, \quad (23)$$

где $\gamma(\omega)$ - отношение сигнал/помеха на частоте ω в области производных.

Из сравнения (20) и (22) следует, что наличие корреляции в выборке ФГЗ, также как и в выборке ФЧХ, приводит только к изменению весовых коэффициентов в процедуре получения оптимальных оценок временного положения сигнала.

Оптимальная оценка временного положения слабого сигнала по коррелированной выборке ФГЗ находится путем максимизации функции правдоподобия, которая в дискретной форме имеет следующий вид:

$$\ln I(\tau) = \sum_{k=1}^m \gamma(\omega_k) \cos(\Delta\omega(\Delta t_{zp}(\omega_k) - \tau)) \quad (24)$$

Эта оценка является оптимальной и для случая сильного сигнала, если значения ФГЗ не коррелированы. Учитывая сложность измерения распределения отношения сигнал/шум в области производных $\gamma(\omega)$ по всей анализируемой полосе частот, предлагается, как и ранее, использовать алгоритмы с равновесной и неравновесной обработкой. Функция правдоподобия при равновесной обработке имеет вид:

$$\ln I(\tau) = \sum_{k=1}^m \cos(\Delta\omega(\Delta t_{zp}(\omega_k) - \tau)) \quad (25)$$

Выражение (25) описывает оценку огибающей акустического сигнала, построенную путем анализа статистик функций группового запаздывания эхограммы.

Экспериментальные исследования разработанных фазочастотных алгоритмов проводились на модели многоимпульсной эхограммы, построенной во второй главе данной работы. Результаты вычислительного эксперимента обработки эхограмм с помощью алгоритма на основе анализа ФГЗ при уровне значимости 0,05 представлены в таблице 2 и на рисунках 14 и 15.

Таблица 2. Смещение оценки временного положения сигнала и дисперсия оценки в зависимости от отношения сигнал/шум

Соотношение сигнал/помеха ρ	Смещение оценки, $\Delta t_x, \text{мс}$	Доверительные интервалы смещения оценки	Дисперсия оценки $D_x, \text{мс}^2$	Доверительные интервалы дисперсии
10	0,453	(0,44;0,46)	0,052	(0,04;0,08)
5	0,456	(0,45;0,47)	0,076	(0,05;0,122)
4	0,486	(0,48;0,5)	0,077	(0,06;0,123)
3	0,509	(0,5;0,52)	0,081	(0,06;0,13)
2	0,516	(0,5;0,52)	0,089	(0,06;0,14)
1	1,119	(1,1;1,14)	0,305	(0,22;0,49)
0,5	4,34	(4,24;4,44)	6,694	(4,8;10,8)
0,063	5,27	(4,91;5,63)	82,18	(58,9;132,04)
0,043	5,714	(5,35;6,08)	86,61	(62,1;139,2)

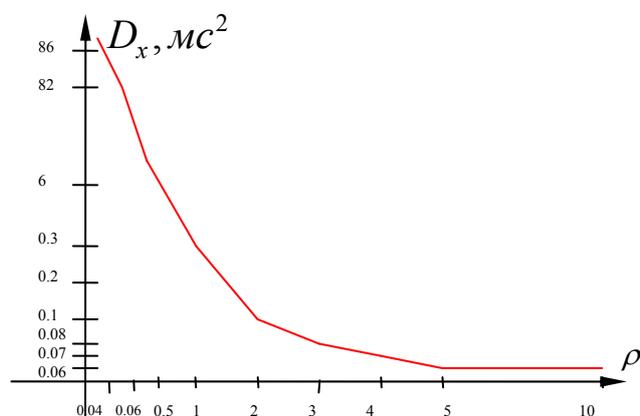


Рис.14. Дисперсия оценки временного положения сигнала в зависимости от отношения сигнал/шум

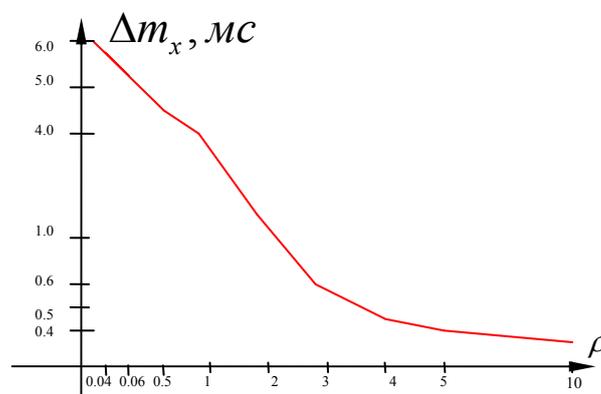


Рис.15. Смещение оценки временного положения сигнала в зависимости от отношения сигнал/шум

Из приведенных результатов следует, что разработанные алгоритмы обеспечивают высокую точность и надежность определения временного положения акустических сигналов на эхограммах многоимпульсного зондирования даже при отношениях сигнал/шум, близких к единице, так как смещение оценки временного положения сигнала и ее среднеквадратическое отклонение в этом случае не превышает одной мс. При этом данные алгоритмы обработки можно применять как на эхограммах, полученных при одиночном зондирующем сигнале, так и при многоимпульсном зондировании. Целесообразность обработки эхограмм после согласованной фильтрации пачки импульсов объясняется, во-первых, наличием дисперсии среды в межтрубном пространстве скважин, а во-вторых, интерференцией одиночных импульсов в процессе фильтрации.

В четвертой главе представлено описание разработанного программно-аппаратного комплекса для реализации системы многоимпульсного эхометрирования (рис.3) и результаты промышленных испытаний скважин с помощью данного комплекса. Основу комплекса составляет системный блок, смонтированный в кейсе (рис. 16), который обеспечивает полный набор функциональных возможностей в части контроля уровня жидкости в скважине.



Рис. 16 - Общий вид системного блока



Рис. 17 - УГП-автомат2

Датчиком канала контроля уровня жидкости является устройство генерации и приема сигнала УГП-автомат2 (рис.17), предназначенное для генерации и приема акустических импульсов в затрубном пространстве и контроля давления на устье скважины.

При этом автоматический клапан в составе УГП-автомат2, генерирующий зондирующий сигнал, открывается и закрывается по программе, поступающей от ЭВМ (рис. 3).

При помощи разработанного комплекса были проведены промысловые испытания на 14 скважинах Советского месторождения Томской области, общее количество измерений составило 189. Испытания показали высокую эффективность разработанной системы эхометрирования на основе использования многоимпульсного зондирующего сигнала по сравнению с традиционным моноимпульсным зондированием. На всех скважинах отношение сигнал/шум существенно возросло, в среднем, более чем в 10 раз. В качестве примера на рис. 18 приведены результаты эхометрирования одной из скважин. Уровень жидкости в межскважинном пространстве составлял 1 300 м, давление 9 атм. На рис. 18, а представлена эхограмма зондирования одиночным импульсом, а на рис. 18, б – многоимпульсным сигналом с согласованной фильтрацией.

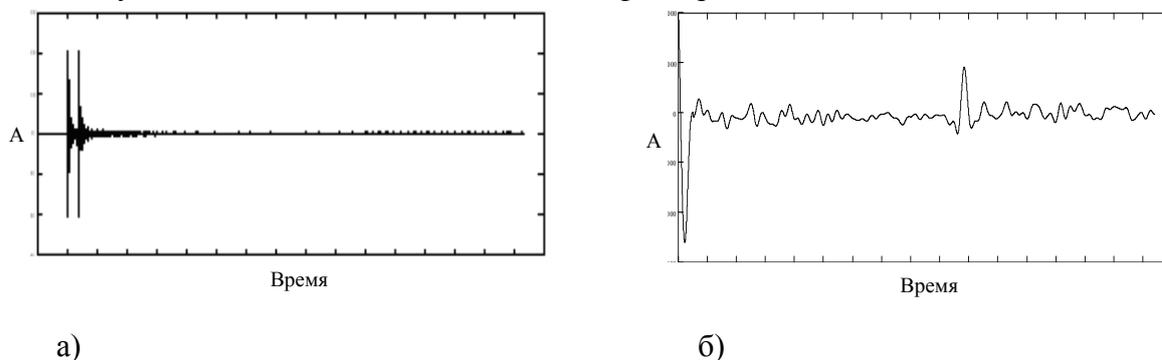


Рис. 18. Эхограмма, полученная зондированием одиночным импульсом (а), и эхограмма, полученная зондированием многоимпульсным сигналом с последующей обработкой (б)

Как видно из рисунка, применение разработанной системы привело к резкому увеличению отношения сигнал/шум, что позволило уверенно измерять уровень жидкости на скважине, на которой при использовании традиционного метода эхометрирования,

определить уровень жидкости не удавалось. Таким образом, внедрение предложенной системы многоимпульсного эхометрирования скважин позволило существенно снизить проблему измерения уровня жидкости на скважинах с высокой зашумленностью, высоким уровнем пены, низким затрубным давлением. Такие результаты дают основания полагать, что при внедрении предложенной системы эхометрирования в ОАО «Юганск-нефтегаз», ежемесячная экономия только на регламентных работах составит порядка 2,5 млн. руб. в месяц за счет применения более дешевых методов контроля на скважинах, где по указанным выше причинам в настоящее время определить уровень жидкости не удается. Кроме того, постоянный контроль уровня жидкости необходим при освоении скважин, так называемый вывод скважин на режим. В процессе вывода скважины на режим, необходим постоянный оперативный контроль уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, поскольку падение уровня жидкости ниже приема насоса приводит к его перегреву и выходу из строя. Так как, на начальном этапе освоения скважины, затрубное давление низкое, что не позволяет создать мощный зондирующий сигнал при традиционном методе эхометрирования, существует опасная зона, в которой уровень жидкости уже достаточно глубокий, а оператор не может его определить на эхограмме. В случае поломки насоса во время вывода скважины на режим, нефтяная компания, или подрядная организация, вынуждена проводить подземный ремонт скважины. (Например, в ОАО «Юганск-нефтегаз» на 2006 год, стоимость часа подземного ремонта составляет 2921 рубль, средняя продолжительность ремонта по смене насосной установки составляет 80 часов, таким образом, общая стоимость ремонтных работ, с учетом стоимости ремонта насоса на одной скважине, составляет около 500 тыс. рублей). Использование разработанной системы позволит контролировать уровень жидкости на всем временном промежутке освоения скважины и избежать поломок насосной установки, связанных с неправильной оценкой уровня жидкости.

Применение системы многоимпульсной эхолокации уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтедобывающих скважин особенно эффективно в следующих ситуациях:

1. При проведении долговременных технологических операций, связанных с многократным измерением уровня жидкости, таких как вывод скважин на режим. В процессе проведения данных работ производится настройка нефтедобывающего оборудования, для которой необходимо оперативно определять уровень жидкости в межтрубном пространстве, который достаточно быстро меняется. Поэтому у операторов нет времени на проведение многократных повторных измерений и кропотливого исследования эхограммы, также нет возможности увеличить отношение сигнал/шум, воздействуя на объект исследования (отключая нефтедобывающую установку, увеличивая устьевое давление, перекрывая патрубков между межтрубным пространством и выкидной линией и пр.).

2. При проведении гидродинамических исследований, связанных с многократным измерением уровня жидкости, таких как регистрация кривых падения и восстановления уровня. В этом случае контроль уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины производится по четко установленной программе, при этом крайне важно выполнять измерения в строго определенное время. Во время проведения таких долговременных исследований, отношение сигнал/шум может меняться. Это может привести к тому, что отношение сигнал/шум уменьшится настолько, что даже опытный интерпретатор не сможет найти отраженный сигнал на эхограмме. Такие исследования, в которых не удастся определить все точки на кривой восстановления или падения уровня, являются испорченным и все измерения необходимо повторять сначала.

Однако стоит отметить, что эффективность применения многоимпульсного зондирования падает при малых уровнях жидкости, чем ближе уровень жидкости к устью скважины, тем менее эффективным становится многоимпульсная локация уровня жидкости. Это связано с тем, что для нормальной работы алгоритмов согласованной

фильтрации, отраженный сигнал на эхограмме не должен накладываться на зондирующий импульс, то есть длина зондирующего сигнала должна быть меньше двойного времени его распространения от устья до уровня жидкости. В таких случаях наиболее эффективными могут оказаться методы фазочастотного прослеживания, применяемые для оценки временного положения отраженных сигналов на эхограммах при моноимпульсном зондировании.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. В современных электронных уровнемерах определение уровня жидкости в затрубном пространстве скважины производится методами эхометрирования одноимпульсными сигналами. При этом одна из основных проблем получения надежных оценок уровня связана со сложностью определения временного положения отраженного сигнала на эхограммах, причинами чего является, как правило, низкое отношение сигнал/шум, особенно при вводе скважины в эксплуатацию после ремонта. Решить данную проблему существующими методами не удается.

2. Предложена система локации уровня жидкости на основе многоимпульсного сигнала, в которой в течение одного измерения уровнемер генерирует не один, а серию импульсов. При этом автоматический клапан, генерирующий зондирующий сигнал отрывается и закрывается по определенной программе, задаваемой компьютером, которая обеспечивает генерацию отдельных импульсов, частота следования которых изменяется по линейному закону. На устройство определения уровня жидкости получен патент РФ.

3. Показано, что для реально установленного времени регистрации отраженного сигнала, применение в качестве зондирующей посылки многоимпульсного сигнала с последующей процедурой сжатия, обеспечивает увеличение отношения сигнал/шум на регистрируемых эхограммах в 8 - 16 раз по сравнению с моноимпульсным зондированием. Проведенные испытания разработанной системы на экспериментальной установке подтвердили существенное повышение отношения сигнал/шум на многоимпульсной эхограмме.

4. Построена математическая модель эхограммы для многоимпульсного метода зондирования, представляющая собой аддитивную смесь пачки гауссовых импульсов, частота следования которых подчиняется линейному закону и нормального шума.

5. Разработаны методы и алгоритмы для определения временного положения сигналов по коррелированным выборкам фазочастотных характеристик и функций группового запаздывания эхограмм. Проведены исследования данных методов на модели многоимпульсной эхограммы и получены количественные оценки их эффективности. Результаты исследований показали, что данные методы обеспечивают высокую точность получаемых оценок, так как даже при отношениях сигнал/шум, близких к единице, смещение оценки и ее среднеквадратическое отклонение не превышает одной мс.

6. Построен программно- аппаратный комплекс для реализации системы многоимпульсного зондирования и проведены промышленные испытания скважин на Советском месторождении Томской области. Применение данного комплекса позволило в среднем, более чем в 10 раз (для исследуемой площади) повысить отношение сигнал/шум в затрубном пространстве скважин, и тем самым получить более надежные оценки уровня жидкости.

7. Даны рекомендации по использованию разработанной системы. В частности, отмечено, что ее внедрение в ОАО «Юганск-нефтегаз» позволит существенно снизить затраты на регламентные работы по определению уровня жидкости (ежемесячная экономия порядка 2,5 млн. руб.), а также снизить риск поломки насосного оборудования при освоении скважин.

СПИСОК РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Налимов К.Г. Определение уровня жидкости в затрубном пространстве скважин методом эхометрирования с зондированием многоимпульсными сигналами // Нефтяное хозяйство. 2006.- №4, С.112-114;
2. Пат. 50599 РФ. МПК E21B 47/04. Устройство для определения уровня жидкости/ П.О. Гаусс, К.Г. Налимов, В.Е. Семенчук. Заявл. 16.8.2006. Оpubл. 20.01.2006. Бюл. N 02;
3. Полож. решение по заявке 2005126034/03(029238) РФ. МПК 7E21B 47/04.Способ определения уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтяных добывающих скважин/ К.Г. Налимов, В.Е. Семенчук. Заявл. 16.08.2005;
4. Налимов К.Г., Кочегуров А.И. Определение уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтедобывающих скважин методом эхометрирования // Труды VIII международного симпозиума имени академика М.А.Усова 2004г. Проблемы геологии и освоения недр. –Томск, ТПИ, 2004. –С.552-553;
5. Налимов К.Г., Семенчук В.И. Перспективные направления обеспечения высокой достоверности автоматического определения уровня в нефтедобывающих скважинах //Материалы 4-й научно-технической конференции Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений / Ред. канд. техн. наук В.В. Лавров –Томск: Изд-во Том. ун-та, 2005. – С.22-24;
6. Налимов К.Г. Определение уровня в нефтедобывающих скважинах с зондированием многоимпульсными сигналами //Материалы 5-й научно-технической конференции Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений / Ред. канд. техн. наук В.В. Лавров –Томск: Изд-во Том. ун-та, 2006. –С.160-163;
7. Налимов К.Г., Кочегуров А.И. Повышение точности оценок уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах // Материалы 2-го Международного форума "Актуальные проблемы современной науки". Химия нефти и ее переработка. Сборник №14.- Самара.- 2006г., с.30-34.