

**ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**

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  
(информация и информационные системы)

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель  
доктор технических наук, профессор  
Кочегуров Владимир Александрович

Томск-2007

## Оглавление

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>5</b>
<b>1 Анализ методов и средств определения уровня жидкости в нефтяных скважинах. ....</b>	<b>12</b>
1.1 Описание и особенности объекта исследования.....	12
1.2 Сравнительный анализ методов эхометрирования, применяемых в геолого-промысловых и гидродинамических системах исследования скважин. ....	20
1.2.1 Инструменты и техника эхометрирования.....	23
1.2.2 Расчет скорости распространения акустических волн в затрубном пространстве .....	25
1.2.3 Определение временного положения отраженных волн на эхограммах . .....	31
<b>2 Разработка системы определения уровня жидкости в нефтяных скважинах на основе применения многоимпульсного зондирующего сигнала.....</b>	<b>36</b>
2.1 Система эхометрирования скважин на основе многоимпульсного зондирования .....	36
2.2 Испытание разработанной системы для локации уровня жидкости с помощью натурального эксперимента .....	41
2.2.1 Описание экспериментальной установки.....	41
2.2.2 Анализ и обсуждение результатов натурального эксперимента.....	43
2.3 Построение математической модели эхограммы при многоимпульсном зондировании .....	44
2.3.1 Исследование временных и спектральных характеристик эхограмм ...	44
2.3.1.1 Анализ характеристик зондирующего и отраженного акустических сигналов.....	44
2.3.1.2 Статистический анализ шумов .....	46

2.3.2	Математическая модель эхограммы .....	48
<b>3</b>	<b>Исследование надежности определения временного положения акустических сигналов на эхограммах в системе многоимпульсного зондирования скважин.....</b>	<b>56</b>
3.1	Оптимальное определение временного положения акустических сигналов по ФЧХ эхограммы.....	56
3.1.1	Случай сильного сигнала. Коррелированная выборка ФЧХ.....	57
3.1.2	Случай сильного сигнала. Некоррелированная выборка ФЧХ.....	61
3.1.3	Случай слабого сигнала. Некоррелированная выборка ФЧХ.....	63
3.2	Определение временного положения акустических сигналов по ФЧХ эхограммы с равновесной и неравновесной обработкой.....	66
3.2.1	Равновесная обработка .....	66
3.2.2	Неравновесная обработка .....	67
3.3	Оптимальное определение временного положения акустических сигналов по функциям группового запаздывания (ФГЗ) эхограммы.....	69
3.3.1	Применение аппарата ФГЗ для оценки временного положения акустических сигналов в условиях дисперсии среды из распространения.....	69
3.3.2	Случай сильного сигнала. Коррелированная выборка ФГЗ.....	72
3.3.3	Случай сильного сигнала. Некоррелированная выборка ФГЗ.....	76
3.3.4	Случай слабого сигнала. Некоррелированная выборка ФГЗ.....	78
3.4.	Определение временного положения акустических сигналов по ФГЗ эхограммы с равновесной и неравновесной обработкой.....	80
3.5.	Исследование эффективности фазочастотных методов путем статистического моделирования .....	82
3.5.1	Разработка алгоритмов фазочастотного прослеживания эхограмм .....	82
3.5.2.	Исследование точности получаемых оценок временного положения сигналов на эхограмме с помощью разработанных алгоритмов .....	86
<b>4</b>	<b>Анализ применения разработанных методов и алгоритмов для определения уровня жидкости на действующих нефтяных скважинах..</b>	<b>93</b>

4.1	Опытно-методическая обработка реальных эхограмм.....	93
4.2	Оценка результатов испытаний и прогноз экономической эффективности применения разработанных методов на действующих скважинах .....	104
4.3	Рекомендаций и инструкций по использованию многоимпульсного зондирующего сигнала для локации уровня жидкости в нефтяных скважинах .....	105
	<b>Заключение.....</b>	<b>115</b>
	<b>Литература.....</b>	<b>119</b>
	<b>Приложение 1. Описание и характеристики некоторых электронных уровнемеров.....</b>	<b>127</b>
	<b>Акты внедрения.....</b>	<b>131</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

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.

В настоящее время 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, как для электроцентробежных установок, так и при штанговой эксплуатации, 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, однако нефтяные компании зачастую проводят технологический контроль чаще, особенно на высокодебитных скважинах.

Кроме того, уровень жидкости в межтрубном пространстве часто служит для оценки забойного давления при (ГДИС). Действительно для абсолютного большинства ГДИС, проводящихся на механизированном фонде скважин основным параметром, по которому проводятся расчеты, является забойное давление, либо давление на приеме насоса. Существует 2 вида контроля забойного давления - это стационарные погружные системы телеметрии и оперативные исследования [1].

Системы телеметрии дают очень оперативный результат, поскольку непосредственно контролируют глубинные давления в режиме реального времени. Однако, точности таких систем достаточно низкие, а затраты на их приобретение и эксплуатацию достаточно высоки, поскольку требуется эффективная защита от крайне агрессивной среды в которой они работают. Высокие температурные и вибрационные нагрузки, агрессивные компоненты скважинного флюида часто приводит к полному или параметрическому отказу датчиков системы телеметрии даже в течение одного межремонтного периода скважины (6...18 месяцев). Справедливости ради, необходимо сказать, что существуют высоконадежные системы телеметрии зарубежного производства, обладающие высокими точностными характеристиками и высокой надежностью, однако стоимость таких систем очень высока, что ограничивает массовое использование таких систем, поэтому в основном они используются только на высокодебитных скважинах расположенных на морских нефтедобывающих платформах.

Оперативные исследования можно также разделить на два типа: это глубинные, где непосредственное измерение давления осуществляется при помощи погружных скважинных приборов на проволоке или кабеле (манометров-термометров) и опосредованная оценка глубинного давления посредством пересчета поверхностно определенного уровня в значение

давления. Измерения, проводимые при помощи погружных манометров, как правило, либо не проводятся на механизированном фонде, либо проводятся крайне редко, так как требуют остановки скважины, подъема насосного оборудования, а это серьезные потери для нефтяной компании связанные с недополученной нефтью и последующими затратами на проведение работ по установке насосного оборудования и выводу скважины на режим. Спуск погружных манометров возможен только при определенном типе подъема жидкости из скважины, при котором внутреннее пространство НКТ свободно от оборудования.

Опосредованные оценки забойного давления посредством пересчета данных уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины и устьевого межтрубного давления используются очень широко для механизированного фонда скважин. Этот метод дешев, не требует остановки добычи нефти и универсален по отношению к типу подъема жидкости из скважины.

Сегодня для определения уровней раздела газ-жидкость в скважинах применяются, в основном, методы эхометрирования, основанные на измерении времени прохождения звуковой волны в межтрубном пространстве скважины. Современные электронные уровнемеры в автоматическом режиме проводят распознавание отражения от уровня жидкости, измерение времени прохождения сигнала и оценку скорости звука.

Существует две основных проблемы данного метода:

1. низкая точность оценок скорости звука в затрубном газе исследуемой скважины;
2. сложность распознавания положения на эхограмме отражения от уровня жидкости.

И если в последнее время в некоторых организациях предложили методы, которые позволяют получать оценки скорости звука, удовлетворяющие по точности и надежности современным требованиям, то надежных методов распознавания временного положения сигналов на эхограммах до сих пор нет.

Все существующие алгоритмы распознавания отраженного эхосигнала работают сегодня только во временной области, хотя и используют различные первоначальные данные о сигнале, его фазе, амплитуде, длительности. Это приводит к тому, что во многих практических случаях эти алгоритмы не позволяют получить надежные оценки временного положения отраженных сигналов, так как основная энергия шума может располагаться как раз в информационной, сигнальной части спектра сигнала, либо отношение сигнал/шум настолько низкое, что данный подход является недостаточно эффективным и не дает желаемых результатов. К сожалению, такие случаи не редки.

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

**Целью** диссертационной работы является разработка и исследование эффективности системы многоимпульсного зондирования скважин для определения уровня жидкости в межтрубном пространстве при наличии высокого уровня шумов.

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

1. Провести анализ существующих методов и средств для определения уровня жидкости в нефтяных скважинах;
2. Разработать 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 многоимпульсного зондирования скважин;
4. Провести исследования эффективности разработанной системы на экспериментальной установке и действующих скважинах

**Научная новизна** работы заключается в следующем:

1. Показана принципиальная возможность использования многоимпульсного зондирующего сигнала для определения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах
2. Разработана система акустического зондирования скважин многоимпульсными сигналами
3. Получены оценки отношения сигнал/шум на эхограммах при многоимпульсном зондировании
4. Построена математическая модель многоимпульсной эхограммы
5. Разработаны алгоритмы фазочастотного прослеживания для определения временного положения сигналов по коррелированным выборкам ФЧХ и ФГЗ участков эхограмм

**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 статистике. Справедливость выводов относительно эффективности предложенной системы подтверждена статистическим моделированием и опытно-методической обработкой реальных эхограмм.

**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 для определения уровня жидкости получен патент.

**Основные положения, выносимые на защиту:**

1. Система многоимпульсного зондирования для определения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах
2. Математическая модель эхограммы при многоимпульсном зондирующем сигнале
3. Методы и алгоритмы определения временного положения сигналов на эхограммах по коррелированным выборкам ФЧХ и ФГЗ участков эхограмм
4. Результаты исследования надежности получаемых оценок уровня жидкости на экспериментальной установке и действующих скважинах при многоимпульсном зондирующем сигнале

**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 реферируемом журнале и 2 патентах на устройство и 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 и эксплуатации программно-аппаратного комплекса «СиамМастер4К», предназначенного для определения уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтедобывающих скважин на основе многоимпульсного зондирующего сигнала.

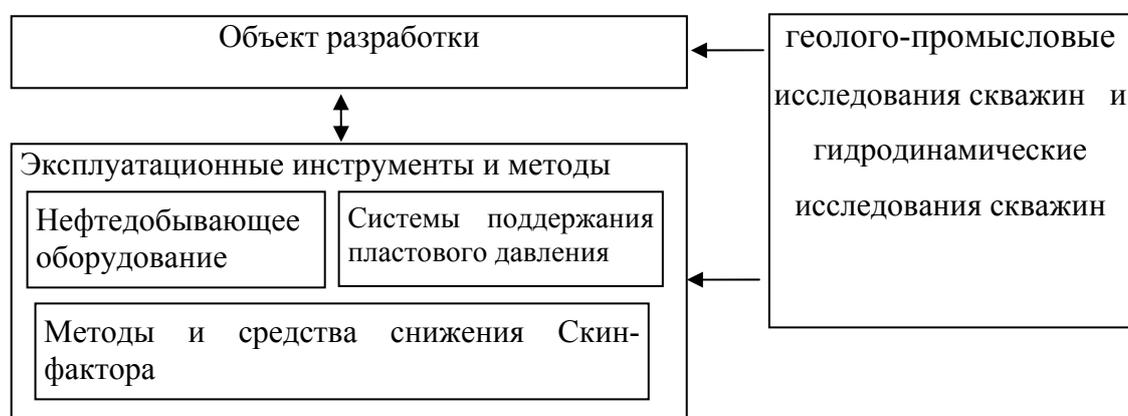
# 1 Анализ методов и средств определения уровня жидкости в нефтяных скважинах.

Эксплуатация нефтяных добывающих скважин, как и разработка нефтяных месторождений в целом, невозможна без постоянного и достоверного мониторинга.

## 1.1 Описание и особенности объекта исследования

Объектом исследования данной работы является область контроля эксплуатации нефтяного месторождения, где одним из основных контролируемых факторов является уровень жидкости в межтрубном пространстве скважины.

Знание этого параметра необходимо для надлежащей эксплуатации нефтяного оборудования и позволяет оценивать один из важнейших параметров нефтяного месторождения – пластовое давление. На рисунке 1.1 представлена система разработки нефтяного месторождения.



**Рис. 1.1 – 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[2]. При этом каждое месторождение может иметь свои уникальные особенности (плотность нефти, характеристика коллектора

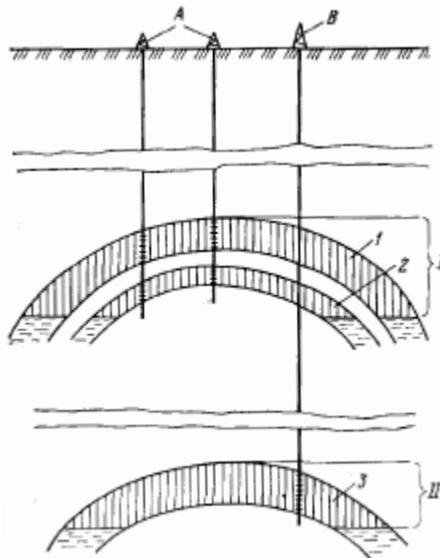
и т.д.), требующие группировки их в ряд объектов разработки с характерными методами и средствами их эксплуатации. Для достижения максимально возможной извлекаемости нефти, особенно на поздних этапах эксплуатации месторождения, применяются системы поддержания пластового давления (ППД) такие, как искусственное заводнение (использование ряда скважин в сетке разбуривания как нагнетательные). Кроме этого используют различные средства для снижения скин-фактора призабойной зоны скважины, такие как очистка коллектора или гидроразрыв пласта.

Как известно, нефтяные и нефтегазовые месторождения - это скопления углеводородов в земной коре, приуроченные к одной или нескольким локализованным геологическим структурам, т. е. структурам, находящимся вблизи одного и того же географического пункта. Залежи углеводородов, входящие в месторождения, обычно находятся в пластах или массивах горных пород, имеющих различное распространение под землей, часто различные геолого-физические свойства. Во многих случаях отдельные нефтегазоносные пласты разделены значительными толщами непроницаемых пород или находятся только на отдельных участках месторождения[3].

Такие обособленные или отличающиеся по свойствам пласты разрабатывают различными группами скважин, иногда при этом используют различную технологию. Введем понятие об объекте разработки месторождения. Объект разработки - это искусственно выделенное в пределах разрабатываемого месторождения геологическое образование (пласт, массив, структура, совокупность пластов), содержащее промышленные запасы углеводородов, извлечение которых из недр осуществляется при помощи определенной группы скважин или других горнотехнических сооружений. Разработчики, пользуясь распространенной у нефтяников терминологией, обычно считают, что каждый объект разрабатывается своей сеткой скважин. Необходимо подчеркнуть, что сама

природа не создает объекты разработки — их выделяют люди, разрабатывающие месторождение. В объект разработки может быть включен один, несколько или все пласты месторождения. Основные особенности объекта разработки - наличие в нем промышленных запасов нефти и определенная, присущая данному объекту группа скважин, при помощи которых он разрабатывается. При этом нельзя утверждать обратное, поскольку одними и теми же скважинами можно разрабатывать различные объекты путем использования технических средств для одновременно-раздельной эксплуатации[4].

Рассмотрим пример объекта разработки, изображенного на рисунке 1.2. Это месторождение содержит три пласта, отличающихся толщиной, областями распространения насыщающих их углеводородов и физическими свойствами. В качестве примера в таблице 1.1 приведены основные свойства пластов 1, 2 и 3, залегающих в пределах месторождения.



**Рис. 1.2 – Разрез многопластового нефтяного месторождения**

**Таблица 1.1 - основные свойства пластов**

Геолого-физические свойства	Пласт		
	1	2	3
Извлекаемые запасы нефти (млн. т)	200	50	70
Толщина (м)	10	5	15
Проницаемость ( $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> )	100	150	500
Вязкость нефти ( $10^{-3}$ Па·с)	50	60	3

Можно утверждать, что на рассматриваемом месторождении целесообразно выделить два объекта разработки, объединив пласты 1 и 2 в один объект разработки (объект I), а пласт 3 разрабатывать как отдельный объект (объект II).

Включение пластов 1 и 2 в один объект обусловлено тем, что они имеют близкие значения проницаемости и вязкости нефти и находятся на небольшом расстоянии друг от друга по вертикали. К тому же извлекаемые запасы нефти в пласте 2 сравнительно невелики. Пласт 3 хотя и имеет меньшие по сравнению с пластом 1 извлекаемые запасы нефти, но содержит маловязкую нефть и высокопроницаемый коллектор. Следовательно, скважины, вскрывшие этот пласт, будут высокопродуктивными. Кроме того, если пласт 3, содержащий маловязкую нефть, можно разрабатывать с применением обычного заводнения, то при разработке пластов 1 и 2, характеризующихся высоковязкой нефтью, придется с начала разработки применять иную технологию, например вытеснение нефти паром, растворами полиакриламида (загустителя воды) или при помощи внутрипластового горения [4]. Вместе с тем окончательное решение о выделении объектов разработки принимают на основе анализа технологических и технико-экономических показателей различных вариантов объединения пластов в объекты разработки.

Системой разработки нефтяного месторождения, как правило, называют совокупность взаимосвязанных инженерных решений, определяющих объекты разработки; последовательность и темп их разбуривания и обустройства; наличие воздействия на пласты с целью извлечения из них

нефти и газа; число, соотношение и расположение нагнетательных и добывающих скважин; число резервных скважин, управление разработкой месторождения, охрану недр и окружающей среды. [1].

Важная составная часть создания такой системы - выделение объектов разработки. На выделение объектов разработки влияют следующие факторы.

1. Геолого-физические свойства пород-коллекторов нефти и газа. Резко отличающиеся по проницаемости, общей и эффективной толщине, а также неоднородности пласты во многих случаях нецелесообразно разрабатывать как один объект, поскольку они могут существенно отличаться по продуктивности, пластовому давлению в процессе их разработки и, следовательно, по способам эксплуатации скважин, скорости выработки запасов нефти и изменению обводненности продукции.

2. Физико-химические свойства нефти и газа. Важное значение при выделении объектов разработки имеют свойства нефти. Пласты с существенно различной вязкостью нефти бывает нецелесообразно объединять в один объект, так как их можно разрабатывать с применением различной технологии извлечения нефти из недр с различными схемами расположения и плотностью сетки скважин.

3. Фазовое состояние углеводородов и режим пластов. Различные пласты, залегающие сравнительно недалеко друг от друга по вертикали и имеющие сходные геолого-физические свойства, в ряде случаев бывает нецелесообразно объединять в один объект в результате различного фазового состояния пластовых углеводородов и режима пластов.

4. Условия управления процессом разработки нефтяных месторождений. Чем больше пластов и пропластков включено в один объект, тем технически и технологически труднее осуществлять контроль за перемещением разделов нефти и вытесняющего ее агента (водонефтяных и газонефтяных разделов) в отдельных пластах и пропластках, труднее осуществлять раздельное воздействие на них и извлечение из них нефти и газа, труднее изменять скорости выработки пластов и пропластков, что в целом ведет к уменьшению нефтеотдачи.

5. Техника и технология эксплуатации скважин. Могут быть многочисленные технические и технологические причины, приводящие к целесообразности или нецелесообразности применения отдельных вариантов выделения объектов.

Также следует подчеркнуть, что влияние каждого из перечисленных факторов на выбор объектов разработки обычно сначала подвергается технологическому и технико-экономическому анализу и только после него принимается решение о выделении объектов разработки.

По виду эксплуатации нефтяные добывающие скважины можно разделить на три типа:

- 1) фонтанная эксплуатация;
- 2) газлифтная эксплуатация;
- 3) механизированная эксплуатация.

Так например, для относительно «молодых» месторождений нефтяного предприятия «Сахалинморнефтегаз» компании «Роснефть» и общем действующем добывающем фонде скважин, равном 1605, соотношение по способам эксплуатации скважин по состоянию за 2005 год представлено на рисунке 1.3[5].

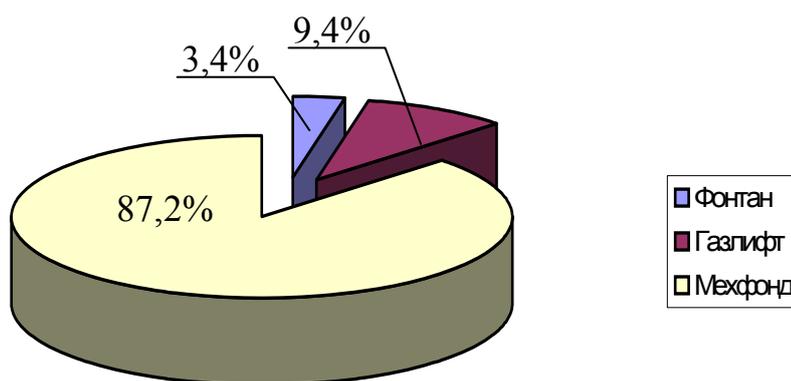


Рис. 1.3 – Распределение по типам эксплуатации в ООО «Сахалинморнефтегаз».

Для более старых месторождений, находящихся на 3 и 4 стадиях разработки (например, для месторождений Поволжья, Татарии, Башкирии, Мордовии, Оренбурга и др.), характерна только механизированная эксплуатация.

Кратко рассмотрим основные особенности типов эксплуатации скважин.

**Фонтанная эксплуатация.** Под фонтанной эксплуатацией понимается такой способ подъема продукции скважины от забоя на поверхность, при котором располагаемая энергия на забое больше или равна энергии, расходуемой на преодоление различных сопротивлений на всей длине скважины в процессе подъема. Эффективность фонтанирования зависит от структуры образующейся газожидкостной смеси. Наиболее эффективной является эмульсионная мелкодисперсная структура. Это возможно при соответствующих комбинациях давления насыщения, забойного давления, высоты столба жидкости и диаметра НКТ. При такой эксплуатации скважины контролировать уровень жидкости в скважине не требуется, поскольку он всегда находится на устье скважины. Контроль забойного давления обычно выполняется опосредованным образом (пересчетом) путем измерения давления на устье скважины с учетом плотности газожидкостного столбаб.

**Газлифтная эксплуатация скважин.** По мере истощения пластовой энергии фонтанирование скважин прекращается и возникает необходимость подъема нефти на поверхность. Подъем продукции скважин на поверхность с помощью потенциальной энергии газа называется газлифтным способом эксплуатации. Таким образом, в качестве рабочего агента используется газ, отбираемый, например, из газовой залежи (природный газ) или попутно-добываемый (нефтяной газ). Рабочий агент закачивается в межтрубное пространство скважины, откуда через серию клапанов, расположенных на НКТ, газифицирует поднимаемую на поверхность жидкость. Таким образом, столб жидкости облегчается, и энергия пластового давления становится достаточной для поднятия жидкости на поверхность[6].

Эксплуатация скважин глубиннонасосными установками, иначе называется механизированной добычей. Различные по принципу действия и конструкции глубиннонасосные установки получили широкое распространение не только для добычи нефти, но и для эксплуатации водяных, гидротермальных и других скважин.

Можно выделить следующие основные типы установок механизированной добычи:[7]

- скважинные глубинные штанговые насосные установки (СШНУ),
- погружные электроцентробежные насосные установки (УЭЦН),
- винтовые насосные установки (УЭВН),
- струйные насосные установки (УСН),
- диафрагменные насосные установки (УЭДН),
- вибрационные насосные установки (звуковые),
- роторно-поршневые и др.

Не все из перечисленных глубиннонасосных установок играют одинаковую роль в добыче нефти. В нашей стране, как в общем и в мире, наибольшее распространение по фонду добывающих скважин получили СШНУ, а по объему добычи — УЭЦН. Это связано с тем, что установки СШНУ предназначены для эксплуатации низко и средне дебитных скважин, а установки УЭЦН — для эксплуатации средне и высокодебитных скважин. Остальные установки (УЭВН, УЭДН, УСН и др.) ни по фонду добывающих скважин, ни по добыче нефти не могут конкурировать с СШНУ и УЭЦН и имеют незначительные объемы применения.

При эксплуатации СШНУ необходимо поддерживать определенный уровень жидкости для минимизации проявлений газового фактора. Для надлежащей работы электроцентробежных установок насос вместе с электродвигателем должен всегда быть полностью погружен в жидкость для охлаждения, 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, однако нефтяные компании зачастую проводят технологический контроль чаще особенно на высокодебитных скважинах. Так как поломка УЭЦН приведет к существенным потерям связанным как с заменой самого насоса и проведением ремонтных работ, так и потерям связанным с недополученной прибылью из-за остановки скважины.

В дальнейшем при анализе геолого-промысловых и гидродинамических систем исследования скважин будем говорить о скважинах, эксплуатируемых механизированным способом СШНУ и УЭЦН установками.

## **1.2 Сравнительный анализ методов эхометрирования, применяемых в геолого-промысловых и гидродинамических системах исследования скважин.**

Все существующие промысловые гидродинамические методы исследования скважин можно разделить на 3 большие группы [8].

1. Исследование скважин на установившемся режиме их эксплуатации
2. Исследования на неустановившемся режиме известные в нефтепромысловой практике как регистрация кривых изменения давления (уровня)
3. Методы исследования пластов по взаимодействию скважин (гидропрослушивание) при однократном возмущении. В тех случаях, когда возмущение в скважине создается многократно и гармонически, метод получил название импульсного метода.

В результате проведения ГДИС тем или иным методом определяются основные фильтрационные свойства пласта: гидропроводность, проницаемость, параметр характеризующий загрязнение призабойной зоны - скин-эффект, коэффициент продуктивности (показывает, какое количество жидкости в сутки дополнительно может быть добыто из скважины при

снижении ее забойного давления на 1 атм). Исследования, как правило, имеют действенную силу, когда их выполняют систематически, а результаты обрабатывают по методикам, наиболее соответствующим процессам в реальном пласте [9].

Для абсолютного большинства ГДИС на механизированном фонде скважин основным параметром, по которому проводятся расчеты, является забойное давление, либо давление на приеме насоса. Существует 2 вида контроля забойного давления - это стационарные погружные системы телеметрии и оперативные исследования [10].

Системы телеметрии дают оперативный результат, поскольку непосредственно контролируют глубинные давления в режиме реального времени. Однако, точности таких систем достаточно низкие, а закупочная и эксплуатационные стоимости таких систем высоки, поскольку требуется эффективная защита от крайне агрессивной среды, в которой они работают. Высокие температурные и вибрационные нагрузки, агрессивные компоненты скважинного флюида часто приводит к полному или параметрическому отказу датчиков системы телеметрии даже в течение одного межремонтного периода скважины (среднее значение 6...18 месяцев). Справедливости ради, необходимо сказать, что существуют высоконадежные системы телеметрии зарубежного производства, обладающие высокими точностными характеристиками и высокой надежностью, однако стоимость таких систем очень высока, что ограничивает массовое использование таких систем, поэтому в основном они используются только на высокодебитных скважинах, расположенных на морских нефтедобывающих платформах.

Оперативные исследования можно также разделить на два типа: это глубинные, где прямое измерение давления осуществляется при помощи погружных скважинных приборов на проволоке или кабеле (манометров-термометров), и косвенные измерения, где получается опосредованная оценка забойного давления посредством поверхностного определения

уровня. Измерения, проводимые при помощи погружных манометров, как правило, массово не проводятся на механизированном фонде, так как требуют остановки скважины, подъема насосного оборудования, а это серьезные потери для нефтяной компании, связанные с недополученной нефтью и последующими затратами на проведение работ по установке насосного оборудования и выводу скважины на режим. Иногда спуск приборов выполняют на трубах НКТ во время плановых ремонтов скважин – при этом записанная информация становится доступной только после межремонтного периода. Спуск погружных манометров, как массовое исследование через НКТ возможно только при определенном типе подъема жидкости из скважины, при котором внутреннее пространство НКТ свободно от оборудования.

Опосредованные оценки забойного давления посредством пересчета данных уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины и устьевого межтрубного давления используются очень широко для механизированного фонда скважин. Этот метод дешев, не требует остановки добычи нефти и универсален по отношению к типу подъема жидкости из скважины.

Существует несколько методик пересчета уровня в забойное давление, все они сводятся к простой гидростатической модели:

$$P = \rho gh + P_y$$

где  $P_y$  - давление на устье скважины;

$\rho$  - плотность столба жидкости;

$h$  - высота столба жидкости.

Для определения уровня раздела газ-жидкость в скважинах применяются, в основном, методы эхометрирования, основанные на измерении времени прохождения звуковой волны от устья скважины до уровня и обратно. Рассмотрим более подробно существующие методы эхометрирования для локации уровня жидкости в нефтяных скважинах

### 1.2.1 Инструменты и техника эхометрирования

На рисунке 1.4 приведена упрощенная конструкция нефтяной скважины. После завершения процесса бурения в скважину устанавливается, так называемая, обсадная колонна. Обсадная колонна – набор соединенных между собой труб большого диаметра. После того как колонна установлена на нужную глубину, производится ее перфорация: в обсадной колонне на глубине залегания нефтяного пласта выполняются отверстия, через эти отверстия флюид (флюид – многофазная жидкость включающей нефть, пластовую воду, растворенный и свободный газ, и механические примеси) попадает в скважину. После этого внутрь обсадной колонны устанавливается колонна насосно-компрессорных труб меньшего диаметра, чем обсадная колонна, соединенных между собой муфтами. Именно по НКТ нефть поднимается на поверхность.

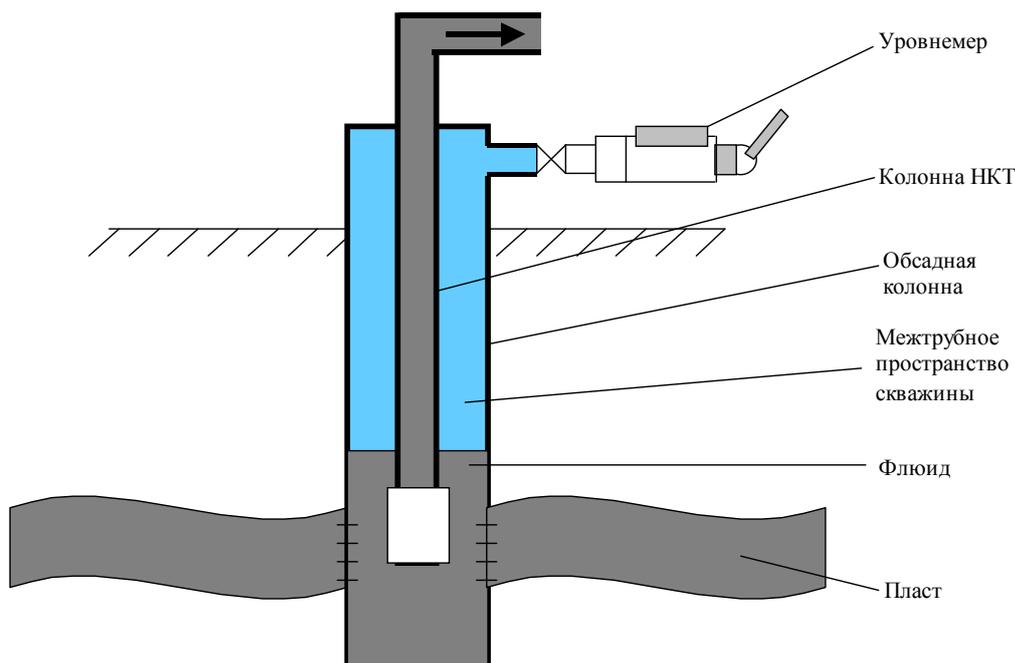
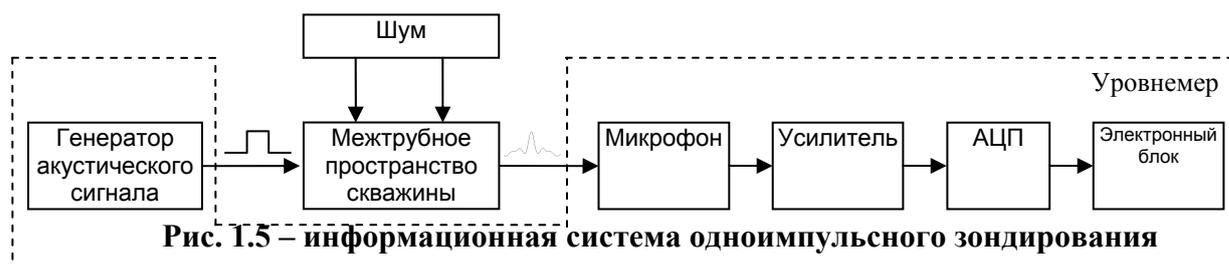


Рис. 1.4 - Упрощенная конструкция нефтяной скважины

Определение уровня жидкости в затрубном пространстве скважины производится, как правило, методом волнометрирования или эхометрирования. Они отличаются друг от друга техникой создания звуковой волны. Однако в обоих случаях в основе лежит простой алгоритм.

Фиксируется половинное время пробега акустического импульса по межтрубному пространству скважины от момента его посылки до прихода значимого отклика, которое затем умножают на значение скорости звука в затрубном газе. Получаемая при этом величина принимается за уровень жидкости в скважине. Для этих целей служат электронные уровнемеры.

На рисунке 1.5. приведена информационная система определения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах на базе электронного уровнемера с традиционным, одноимпульсным методом зондирования.



**Рис. 1.5 – информационная система одноимпульсного зондирования**

Алгоритм определения уровня жидкости в нефтяной скважине при помощи электронных уровнемеров следующий: уровнемер (описание и характеристики некоторых уровнемеров приведены в приложении 1 диссертации), закрепляется на устье скважины - на технологическом трубном отводе, который связан с межтрубным пространством скважины (это пространство между внешней эксплуатационной колонной и внутренней колонной насосно-компрессорных труб). Далее уровнемер генерирует звуковой импульс, этот импульс проходит по газу в межтрубном пространстве скважины, доходит до поверхности газонефтяной смеси, отражается и возвращается обратно, где регистрируется микрофоном, усиливается, оцифровывается и затем передается в электронный блок, где происходит его обработка. В электронном блоке на полученной эхограмме выделяются зондирующий импульс и отраженный сигнал, определяется время прохождения импульса, оценивается скорость звука (либо за скорость звука принимается введенная ранее оператором величина), после чего вычисляется уровень жидкости, проведенное измерение протоколируется в памяти прибора.

Эти уровнемеры предназначены для оперативного контроля уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах.

Приборы обеспечивают контроль статического и динамического уровня, регистрацию кривых падения и восстановления уровня, автоматическую регистрацию давления газа в затрубном пространстве на устье скважины.

Уровнемеры эффективно применяются для слежения за уровнем жидкости, как при эксплуатации скважин, так и при запуске после ремонта или простоя.

В России и за рубежом существует несколько фирм, массово производящих скважные уровнемеры «ECHOMETER» «DELTA-X», «МИКОН», «КВАНТОР», «СИАМ».

В приборах отечественных производителей процесс анализа графика эхосигнала (эхограммы), выделение отражения и расчет уровня полностью автоматизирован. Приборы зарубежных производителей эти возможности реализуют только в интерактивном режиме с привлечением оператора. В приложении 1 приведены описания характеристик наиболее распространенных в России и мире электронных уровнемеров.

Существует две основные проблемы данного метода оценки уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины:

- низкая точность оценок скорости звука в затрубном газе исследуемой скважины.
- сложность распознавания положения на эхограмме отражения от уровня жидкости;

Остановимся на этих вопросах более подробно.

### **1.2.2 Расчет скорости распространения акустических волн в затрубном пространстве**

В настоящее время для определения скорости звука используются таблицы зависимости скорости звука от затрубного давления, принятые в

пределах месторождений или групп месторождений. В основе построения и использования таких таблиц лежит предположение однородности состава затрубного газа на всем месторождении и неизменности агрегатного состояния компонентов газа во всех скважинах. Для того чтобы судить о корректности таких допущений, обратимся к физике процесса. Скорость звука в газах зависит от давления, температуры и состава газа. Эти параметры связываются уравнением Лапласа [11]:

$$c = \sqrt{\lambda \cdot \frac{P_0}{\rho}} = \sqrt{\lambda \cdot \frac{RT}{\mu}}, \quad (1.2.1)$$

где  $c$ - скорость звука в газе;

$\lambda$ - показатель адиабаты;

$P_0$ - невозмущенное давление (давление, при котором существует газ до прохождения звуковой волны);

$\rho$ - плотность газа;

$R$ - универсальная газовая постоянная;

$T$ - температура газа;

$\mu$ - вязкость газа.

Показатель адиабаты – комплексная характеристика газа, описываемая уравнением:

$$\lambda = \frac{c_p}{c_v}, \quad (1.2.2)$$

где  $c_p$ - изобарная теплоемкость;

$c_v$ - изохорная теплоемкость.

Таким образом, чтобы рассчитать скорость звука в газе или газовой смеси в простейшем случае требуется знание давления, температуры и состава смеси. Плотность, вязкость, показатель адиабаты для смесей рассчитываются по принципу аддитивности на основе объемных долей компонентов[11].

Для расчета скорости звука в газе межтрубного пространства можно использовать один из следующих методов[12].

**Расчетный метод.** В уравнение (1.2.1) подставляется температура равная средней геотермической, т.е. геотерме на глубине, составляющей около половины расстояния до уровня жидкости в скважине. Тем самым принимается линейная модель температурного профиля, которая для большинства скважин не подходит. Кроме этого недостатками расчетного метода являются сложный, длительный и дорогой анализ состава и распределения температуры нефтяного газа в затрубном пространстве скважины. При этом надо учитывать, что состав нефтяного газа в затрубном пространстве скважины не однороден и изменяется в зависимости от глубины. Более тяжелые газы, такие как гексан, пентан и бутан скапливаются в нижней части скважины, вытесняя более легкие фракции в верхнюю часть, что при анализе может привести к большим погрешностям определения скорости звука[13].

**«Трубный» метод.** При этом методе к волномеру дополнительно присоединяют трубу (например, НКТ) или шланг высокого давления с запорным устройством на концах и проводят замену в нем воздуха затрубным газом. Длина трубы тщательно измеряется. При закрытой межтрубной задвижке после возбуждения волномером акустического импульса в трубе устанавливается затухающая стоячая волна. На длине укладывается половина длины волны, период ее определяется скоростью распространения звуковой волны. Сразу же после возбуждения акустического импульса включается регистратор и осуществляется запись установившейся акустической волны. Далее, определив период одного колебания, вычисляют скорость звука по следующей формуле:

$$c = \lambda / t = 2 \cdot l / t,$$

где  $c$  – скорость звука;

$\lambda$  – длина стоячей волны в трубе;

$t$  – период колебания волны;

$l$  – длина трубы.

У трубного метода есть определенные недостатки; например, длинная труба, которая в купе с другим тяжелым и дорогим вспомогательным оборудованием существенно снижает оперативность исследований и поднимает их стоимость. Кроме этого, порция газа, при однократном измерении, берется из локального места затрубного пространства, чаще всего, это газ в верхней части затруба, что отрицательно влияет на качество оценок, т.к. скорость звука в межтрубном газе зависит от глубины. В дополнении к вышесказанному, хотелось бы отметить, что скорость звука в межтрубном пространстве нефтяной скважины величина непостоянная, поэтому желательно измерять скорость звука в момент измерения уровня.

**Метод реперов.** При использовании данного метода межтрубное пространство скважины оборудуется специальными отражателями – реперами, глубина установки которых точно известна. Для получения надежного отраженного сигнала от репера сечение межтрубного пространства должно быть перекрыто на 60-70%. Конструктивно реперы представляют собой отрезки трубы несколько большего диаметра чем НКТ и устанавливаются заранее на муфтах НКТ. В данном случае скорость звука определяется по формуле[13]:

$$c = \frac{2 \cdot H_{pen}}{t},$$

где  $H_{pen}$  – глубина установки репера;

$t$  – измеренное регистратором время прохождения сигнала до репера.

Метод реперов – это очень хороший и точный метод. Он очень прост и дешев в эксплуатации и дает мгновенные результаты, т.е. оператор, проводя измерения уровня жидкости в скважине акустическим уровнемером, может контролировать скорость звука в скважине, добиваясь при этом высокой точности измерения уровня. Но далеко не все скважины имеют реперы, а их

установка требует существенных трудозатрат, кроме того, скорость звука можно измерить только до репера, при этом сам репер должен гарантированно находиться выше уровня жидкости, причем вблизи уровня жидкости, так как скорость звука сильно зависит от глубины.

**Резонансный метод определения скорости звука.** Учет состава газа, его температуры и давления наиболее полно и достаточно просто реализуется в прямом методе измерения скорости звука в газе межтрубного пространства скважины с применением датчиков на основе газовых акустических резонаторов.

Акустический резонатор представляет собой трубу постоянного сечения, закрытую с обоих концов жесткими стенками. При длине трубы  $l$  резонансная частота  $f$  для  $n$ -ой гармоники определяется скоростью звука  $c$  в газе, заполняющим резонатор[14]:

$$f = \frac{c \cdot n}{2 \cdot l}. \quad (1.2.3)$$

В формуле (1.2.3), учитываются реальные свойства газа для данной скважины, и погрешность измерения будет определяться температурой и влажностью окружающей среды, а также конструктивными особенностями резонансных датчиков.

В НПП «Сигма» (г. Казань) было разработано портативное устройство «Резонанс», позволяющее проводить прямое измерение скорости звука в газе межтрубного пространства добывающих скважин. Данное устройство обладает теми же погрешностями измерения, что и другие устройства, оценивающие скорость звука в скважине по скорости звука поверхностного газа, описанные ранее в трубном методе.

**Метод определения скорости по отражениям от муфт.** ТНПВО «СИАМ» разработало метод определения скорости звука в межтрубном пространстве нефтяных добывающих скважин[15], а также его аппаратно-программную реализацию на базе мобильного диагностического комплекса

«*СиамМастер 2*»[16]. Диагностический комплекс «*СиамМастер 2С*» позволяет получать распределение скорости звука по глубине скважины, у которой колонна НКТ komponуется из труб переменной длины.

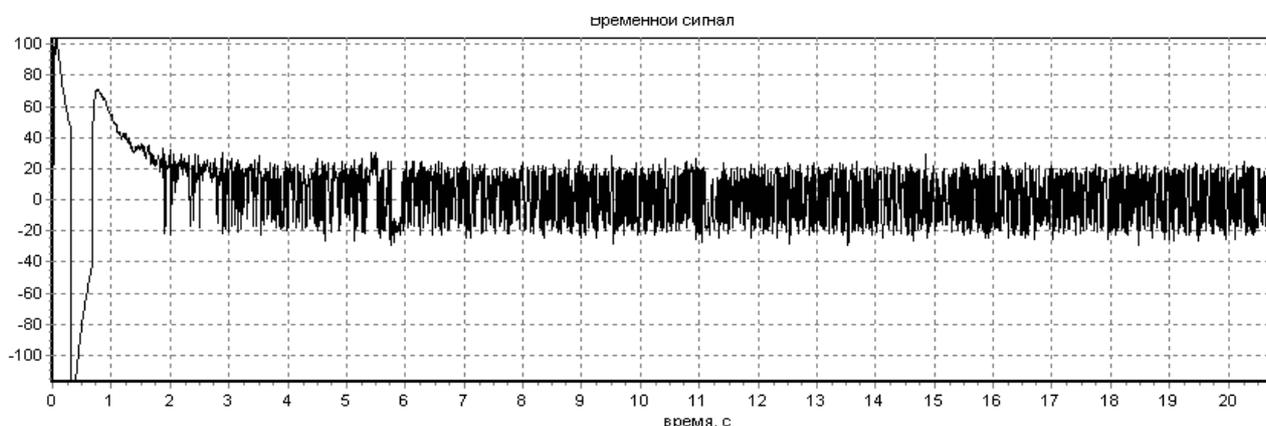
Виртуальный прибор «Анализатор скорости звука», входящий в состав комплекса «*СиамМастер 2С*», измеряет эхосигнал в межтрубном пространстве скважины с минимально необходимым периодом дискретизации. Эхосигнал представляет собой отклик на достаточно короткий зондирующий акустический импульс. Программное обеспечение прибора анализирует эхосигнал и выделяет на нем отражения от муфт НКТ и определяет временные промежутки между ними. С учетом введенных мер НКТ (или средней меры НКТ в более простом варианте) исследуемой скважины вычисляется распределение скорости звука и средняя скорость в межтрубном пространстве скважины.

Скорость звука вдоль данной НКТ определяется по времени прохождения акустической волны пространства между соседними муфтами. Так как колонна НКТ образуется соединением насосно-компрессорных труб в единую магистраль с помощью соединительных муфт, то продольный акустический импеданс колонны оказывается неоднородным. При распространении акустической волны вдоль магистрали точки изменения импеданса становятся генераторами отраженной волны. Время возникновения отраженных волн измеряется, и определяется скорость звука вдоль колонны с дискретностью в одну НКТ. Таким образом, проведенный анализ методов определения скорости звука в межтрубном пространстве скважины показал, что для оценки уровня жидкости наиболее целесообразно использовать метод определения скорости по отражениям от муфт.

### 1.2.3 Определение временного положения отраженных волн на эхограммах

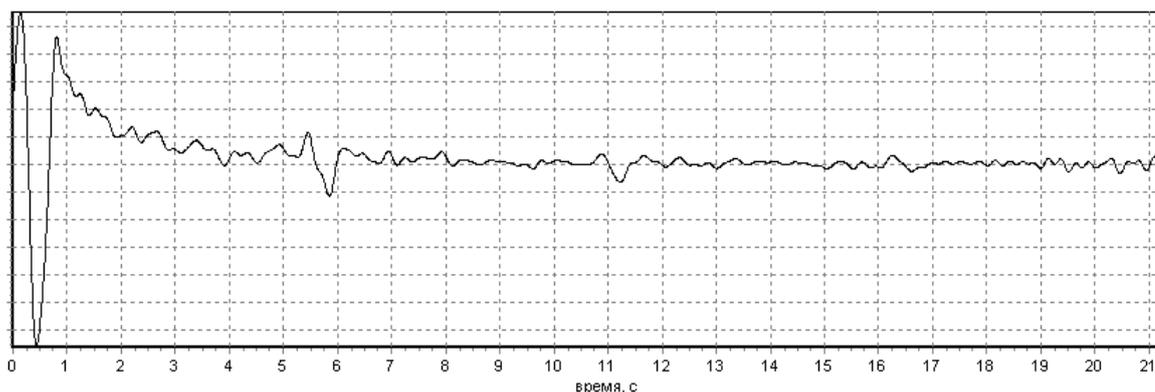
Современные электронные уровнемеры автоматизируют процесс определения уровня, то есть в автоматическом режиме позволяют проводить распознавание отражение от уровня жидкости, измерение времени прохождения сигнала, оценку скорости звука (в основном по 2-х или 3-х мерным корреляционным зависимостям от давления затрубного газа и уровня жидкости). Все существующие алгоритмы распознавания отраженного эхосигнала работают сегодня только во временной области, хотя и используют различные первоначальные данные о сигнале, его фазе, амплитуде, длительности. В качестве примера на рисунке 1.6 приведена реальная эхограмма полученная уровнемером марки «СУДОС» на одном из нефтяных месторождений Западной Сибири.

Время проведения измерения 21с, частота дискретизации 7 мс. Из рисунка видно, что отраженный сигнал сильно зашумлен помехами, и оценить его временное положение не удастся.



**Рис. 1.6 – Реальная эхограмма**

На рисунке 1.7 показана эта же эхограмма после низкочастотной фильтрации с частотой среза 2Гц. (основная энергия отраженного сигнала сосредоточена в полосе до 10Гц )

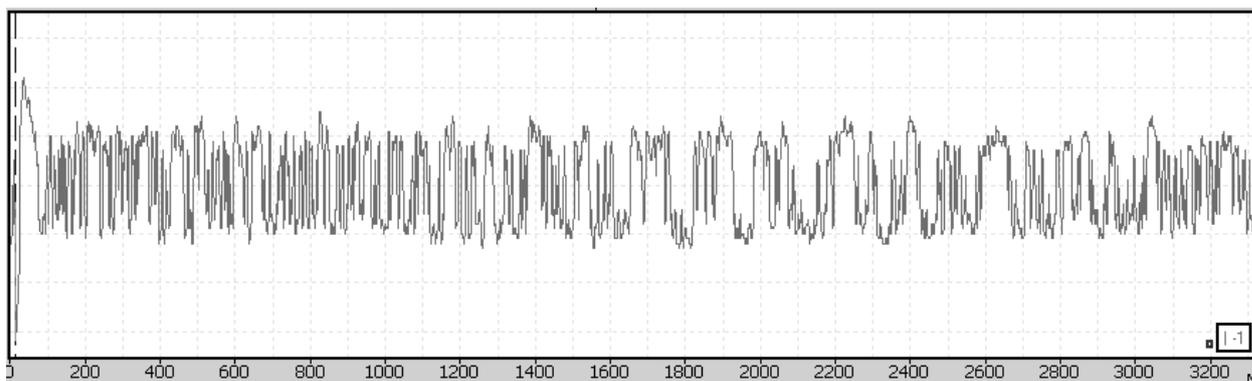


**Рис. 1.7 – Эхограмма, отфильтрованная НЧ фильтром с частотой среза 2Гц**

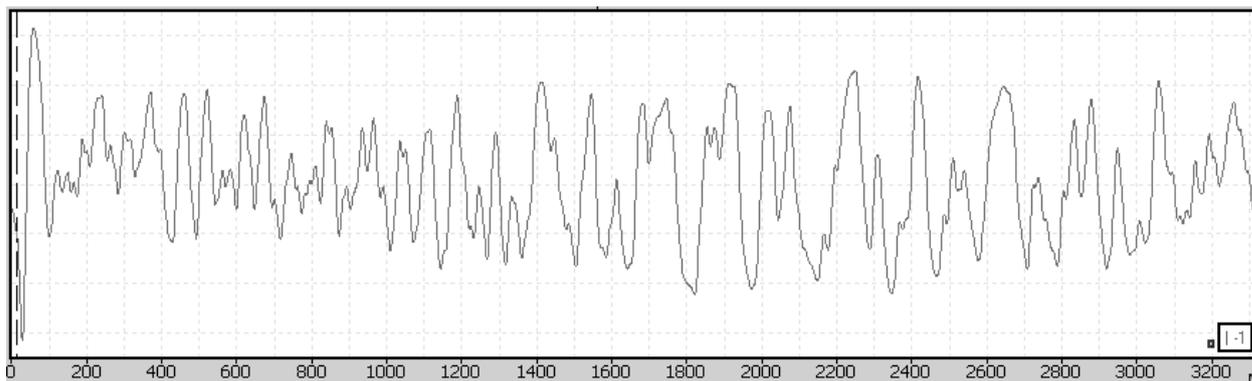
На рисунке четко просматриваются три отражения от уровня жидкости, что свидетельствует о высокой эффективности применения такого фильтра. При этом два последних отражения можно рассматривать как результат переотражения возбужденной волны. Также из рисунка видно, что временные промежутки между отражениями одинаковы, что позволяет говорить о достоверности получаемых результатов и использовать данное обстоятельство для более точного измерения прихода сигнала.

Однако таких результатов можно добиться далеко не всегда во многих случаях основная энергия шума может располагаться как раз в информационной, сигнальной части спектра сигнала, либо отношение сигнал/шум настолько низкое, что данный подход является недостаточно эффективным и не дает желаемых результатов. К сожалению, такие случаи не редки.

На рисунке 1.8 а) и б) приведена эхограмма использование НЧ фильтра над которой не дало ожидаемых результатов.



а) реальная эхограмма



б) эхограмма после низкочастотной фильтрации

**Рис. 1.8 – Сложные случаи эхометрирования**

Проблемы распознавания уровня на эхограмме чаще всего связаны с недостатками используемых методов зондирования затрубного пространства. Так отражение акустической волны происходит не только от жидкости, а от любой границы раздела сред, где имеется существенное изменение плотности или от любого объекта в скважине, существенно изменяющего форму или площадь сечения затрубного пространства. По некоторым оценкам [17] плотности газожидкостной смеси  $0,2 \text{ т/м}^3$  достаточно для отражения эхосигнала от границы этой смеси. Ясно, что такая среда жидкостью не является. Более того, если речь идет об 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, исключения могут составлять высокообводненные скважины [18]. Кроме этого 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. 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 нефтяные компании пытаются, как можно больше снизить забойное давление, а это возможно только при уменьшении высоты столба жидкости над приемом насоса. Следовательно, расстояние от устья скважины до уровня возрастает еще более, увеличивается влияние шумов от насосного оборудования, увеличивается диссипация энергии эхосигнала.

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.

#### Выводы

1. Проведенный анализ существующих геолого-промысловых и гидродинамических систем исследования скважинах показал, что задача определения уровня жидкости в скважине имеет важное значение, так как неверные оценки этого параметра могут привести:

- к перегреву и поломке дорогостоящего насосного оборудования и дополнительным потерям недополученной прибыли из за простоя скважины;
- невозможности осуществления мониторинга работы скважины.

2. В современных электронных уровнемерах определение уровня жидкости в затрубном пространстве скважины производится методами эхометрирования. При этом одна из основных проблем получения надежных оценок уровня связана со сложностью определения временного положения отраженного сигнала на эхограммах. Причинами этого являются, как правило, низкое отношение сигнал/шум, особенно при вводе скважины в эксплуатацию после ремонта.

3. Одним из перспективных направлений увеличения точности и надежности определения уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтедобывающей скважины состоит в разработке новых методов и средств зондирования скважины на основе формирования более мощных энергетических посылок и применения более эффективных алгоритмов для оценки времени регистрации отраженных сигналов. Решению этих задач посвящены следующие разделы работы.

## **2 Разработка системы определения уровня жидкости в нефтяных скважинах на основе применения многоимпульсного зондирующего сигнала**

В условиях политики интенсификации добычи нефти, активно продвигаемой российскими нефтяными компаниями, современные эхолоты часто не дают верных оценок уровня жидкости в механизированных скважинах, так как во многих из них энергия отраженного зондирующего сигнала сравнима с энергией помех. Таким образом, техника эхометрирования на основе одиночного зондирующего импульса подошла к пределу своих возможностей по достоверному определению уровня жидкости на скважинах с высоким уровнем шума. Поэтому необходимы новые пути зондирования, которые бы обеспечивали более высокие энергетические отношения сигнал/помеха и тем самым давали бы более надежные оценки уровня жидкости в скважине.

### **2.1 Система эхометрирования скважин на основе многоимпульсного зондирования**

Как известно [19] потенциально достижимое отношение сигнал/шум определяется следующей формулой:

$$\left(\frac{S}{N}\right)_{\max} \cong \frac{\Delta p^2}{N_0 \Delta f}, \quad (2.1.1)$$

где  $\Delta p$  - перепад давления при формировании зондирующего сигнала;  $N_0$  - спектральная плотность мощности шума;  $\Delta f$  – эффективная полоса пропускания измерительного тракта.

Эхолот проектируют так, чтобы эффективная полоса пропускания его измерительного тракта совпадала с эффективной частотной полосой отраженного сигнала. Если отраженный сигнал является простым сигналом, то эффективная полоса такого сигнала обратно пропорциональна его длительности  $T$ : [20] С учетом этого формула (2.1.1) принимает вид:

$$\left(\frac{S}{N}\right)_{\max} \cong \frac{\Delta p^2 T}{N_0}, \quad (2.1.2)$$

Из (2.1.2) следует, что при моноимпульсном зондировании скважин повысить отношение сигнал/шум можно двумя путями: 1) повышением перепада давления при формировании зондирующего сигнала; 2) увеличением длительности зондирующего сигнала.

Если устройство генерации и приема (УГП) используется без газобаллонного оборудования, то перепад давления определяется давлением в МП и атмосферным давлением. В этом случае первый путь увеличения отношения (2.1.2) на конкретной скважине не осуществим. Применение газобаллонного оборудования наиболее эффективно, когда в МП давление равно атмосферному (или даже ниже атмосферного). При низких давлениях в МП применение газобаллонного оборудования дает наибольшую величину  $\Delta p$ . На скважинах с высоким давлением в МП и с высоким уровнем шумов применение газобаллонного оборудования может оказаться мало эффективным из-за ограниченной величины давления в баллоне.

Увеличение длительности зондирующего сигнала является, очевидно, наиболее продуктивным способом увеличения отношения (2.1.2) по следующим причинам: 1) этот способ не зависит от условий эксплуатации конкретной скважины (давление, уровень шумов в МП, наличие газобаллонного оборудования); 2) этот способ 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, а следовательно большая область неопределенности в конечном итоге приводит к снижению надежности определения уровня жидкости в скважине

В тоже время, выражение (2.1.2) не накладывает ограничений на форму зондирующего сигнала [19].

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;

$\mu$  - девиация частоты следования импульсов.

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

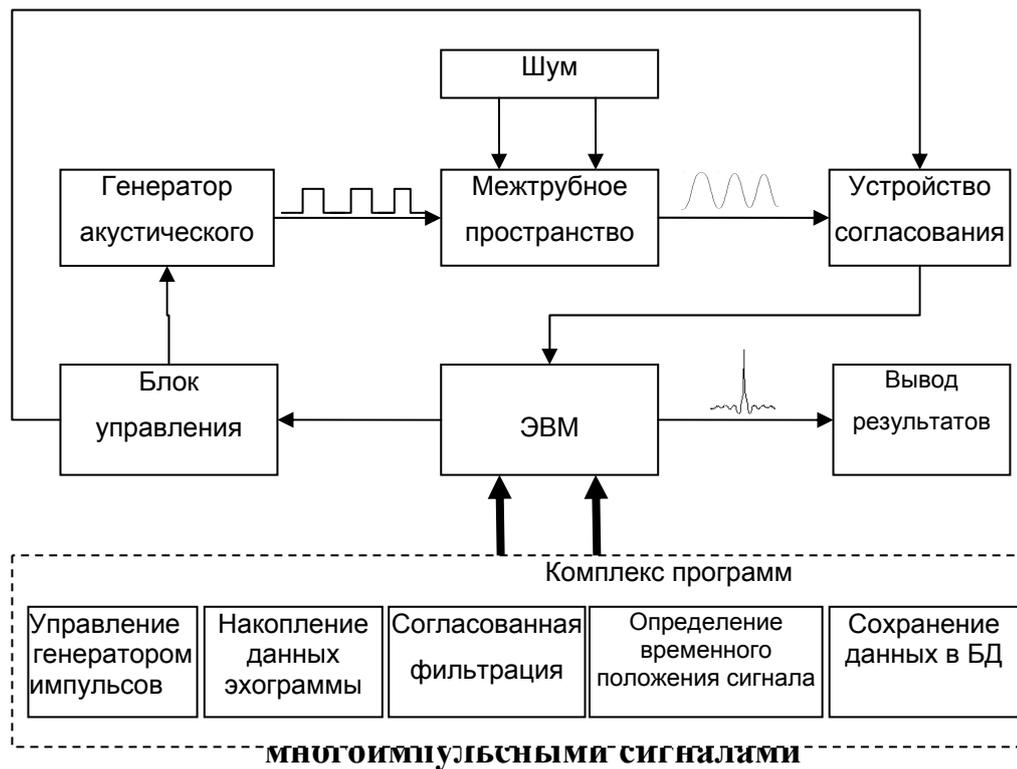
В реальных условиях эксплуатации скважин, максимальная длительность пачки импульсов ограничена временем регистрации отраженного сигнала, и составляет порядка 5-15 секунд (в зависимости от глубины уровня жидкости в скважине). С другой стороны, поскольку максимальная частота следования импульсов ограничена частотой срабатывания электромагнитного клапана генератора акустических сигналов (не более 10Гц), то интервал следования между импульсами не может быть менее 0,1 сек., а следовательно  $\mu$  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.

Следует отметить, что полученные оценки характеризуют только непосредственное увеличение энергетики зондирующей посылки и не говорят еще о том, что после сжатия сигнала на эхограмме всегда будет наблюдаться ярко выраженное амплитудное преобладание сигнала над шумами. Это связано с тем, что надежность оценок временного положения сложных сигналов определяется не только накапливаемым отношением сигнал/шум[21], но и другими характеристиками, например среднеквадратической шириной спектра сигнала.

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 2.1 приведена информационная система определения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах при использовании многоимпульсного зондирования.



Генератор акустических импульсов генерирует зондирующий сигнал, состоящий из серии импульсов с временной модуляцией. Далее сгенерированная пачка импульсов приходит по межтрубному пространству, отражается от уровня жидкости и возвращается к устью скважины, где регистрируется, оцифровывается и подвергается согласованной фильтрации.

Многоимпульсный зондирующий сигнал представлен в виде пачки одинаковых импульсов длительностью  $t_u$  каждый. Время вступления отдельного импульса -  $\tau_k$

$$S_N(t) = \sum_{k=0}^{N-1} S_0(t - \tau_k), \quad (2.1.1)$$

где N- количество импульсов в пачке;

Комплексный спектр пачки импульсов на входе согласованного фильтра имеет вид:

$$S_N(\omega) = S_0(\omega) \left[ 1 + e^{-j\omega\tau_1} + e^{-j\omega\tau_2} + \dots + e^{-j\omega\tau_{N-1}} \right] \quad (2.1.2)$$

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

Оптимальный частотный коэффициент передачи согласованного фильтра описывается выражением[20]:

$$K_{opt}(\omega) = BS_N^*(\omega)e^{-j\omega t_0} \quad (2.1.3)$$

где В – множитель пропорциональности

$t_0$  – смещение выходного отклика фильтра

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

$$t_0 = \sum_{k=1}^{N-1} \tau_k + t_u \quad (2.1.4)$$

Подставим (2.1.2) в (2.1.3) и с учетом (2.1.4) получим:

$$K_{opt}(\omega) = BS_0^*(\omega)e^{-j\omega t_0} [1 + e^{j\omega\tau_1} + e^{j\omega\tau_2} + \dots + e^{j\omega\tau_{N-1}}] \quad (2.1.5)$$

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

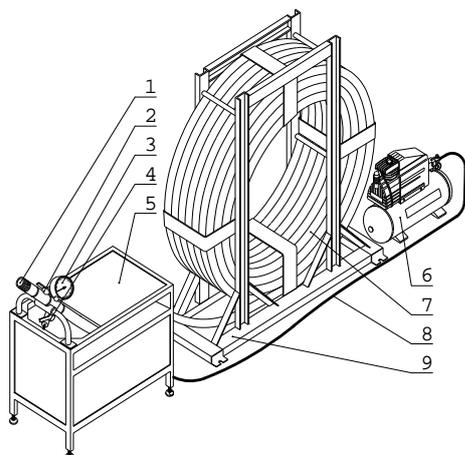
$$\begin{aligned} S_{вых}(\omega) &= B|S_0(\omega)|^2 e^{-j\omega t_0} [1 + e^{-j\omega\tau_1} + e^{-j\omega\tau_2} + \dots + e^{-j\omega\tau_{N-1}}] \cdot [1 + e^{j\omega\tau_1} + e^{j\omega\tau_2} + \dots + e^{j\omega\tau_{N-1}}] = \\ &= B|S_0(\omega)|^2 e^{-j\omega t_0} \left( N + \sum_{i=1}^{N-1} (e^{j\omega\tau_i} + e^{-j\omega\tau_i}) + \sum_{k=1}^{N-1} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^{N-1} (e^{j\omega(\tau_k - \tau_i)}) \right) \end{aligned} \quad (2.1.6)$$

Из формулы (2.1.6) видно, что выходной сигнал будет иметь один пик с амплитудой в N раз больше квадрата амплитуды входного сигнала и ряд боковых лепестков обусловленных длительностью импульса и разницей задержек между импульсами.

## **2.2 Испытание разработанной системы для локации уровня жидкости с помощью натурального эксперимента**

### **2.2.1 Описание экспериментальной установки**

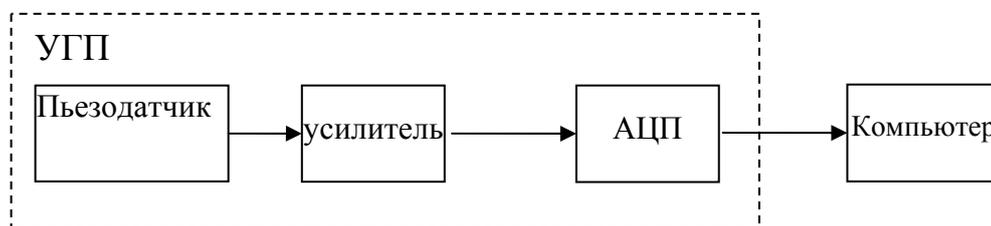
Для исследования многоимпульсной системы эхометрирования скважин была собрана экспериментальная установка, схема испытательного стенда которой представлена на рисунке 2.2.



1. Измерительный патрубок;
2. Шаровой кран №1 для отсечения волновода;
3. Манометр;
4. Шаровой 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.

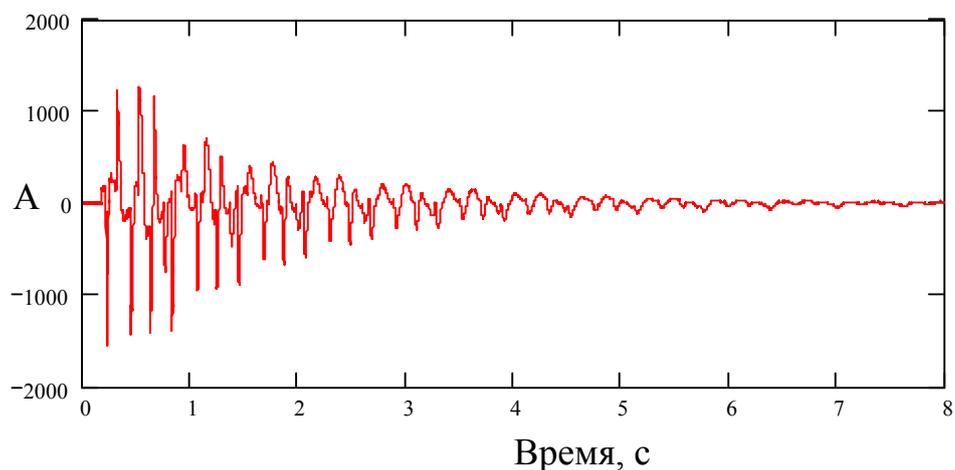
**Рис. 2.2 – схема испытательного стенда уровнемеров**

Экспериментальная установка состояла из испытательного стенда уровнемеров (рис. 2.2), 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 2.3.



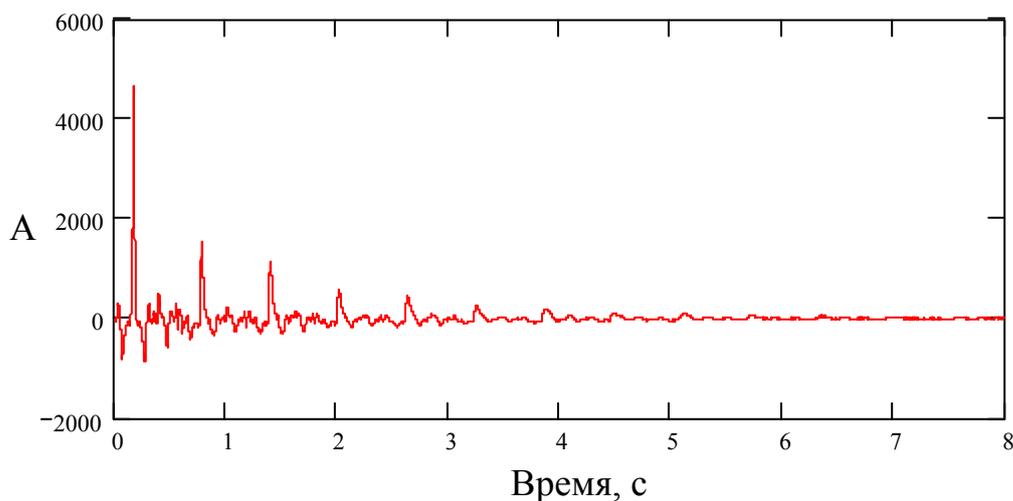
**Рис. 2.3. Структурная схема измерения**

Таким образом, на выходе АЦП была сформирована эхограмма, представленная на рис.2.4



**Рис. 2.4 - регистрируемая эхограмма при использовании многоимпульсной посылки (3 импульса)**

Эта эхограмма далее была подвержена цифровой согласованной фильтрации, результат которой представлен на рис. 2.5.



**Рис. 2.5 – результат согласованной фильтрации**

### **2.2.2 Анализ и обсуждение результатов натурального эксперимента**

На рис. 2.5 хорошо видны зондирующий сигнал, отражение от конца трубы и серия повторных отражений связанных с тем, что после генерации импульса оба конца трубы оказываются запечатанными. 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. Как видно из рисунка после

применения согласованного фильтра, зондирующий сигнал, состоящий из трех импульсов (рис. 2.4), сжался в один мощный пик амплитудой примерно в 2 раза превосходящий амплитуду зондирующего импульса не фильтрованного сигнала. Таким образом, проведенные испытания показали принципиальную возможность применения многоимпульсных систем для надежного определения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах. Однако, не большая длина трубы испытательного стенда, не позволила провести исследование эффективности системы для большего числа импульсов, так как из-за наложения импульсов и волновой дисперсии, действующей в трубе испытательного стенда, уже после третьего переотражения происходило искажение формы сигнала и согласованный фильтр оказывался не эффективным.

### **2.3 Построение математической модели эхограммы при многоимпульсном зондировании**

#### **2.3.1 Исследование временных и спектральных характеристик эхограмм**

Описанное выше оборудование, производящее зондирование на основе многоимпульсной локации, позволяет оцифровывать, обрабатывать и сохранять сигнал эхограммы с дискретностью 500мкс, длительность эхограммы выбирается произвольно в зависимости от уровня жидкости и составляет в среднем 10 – 15 с.

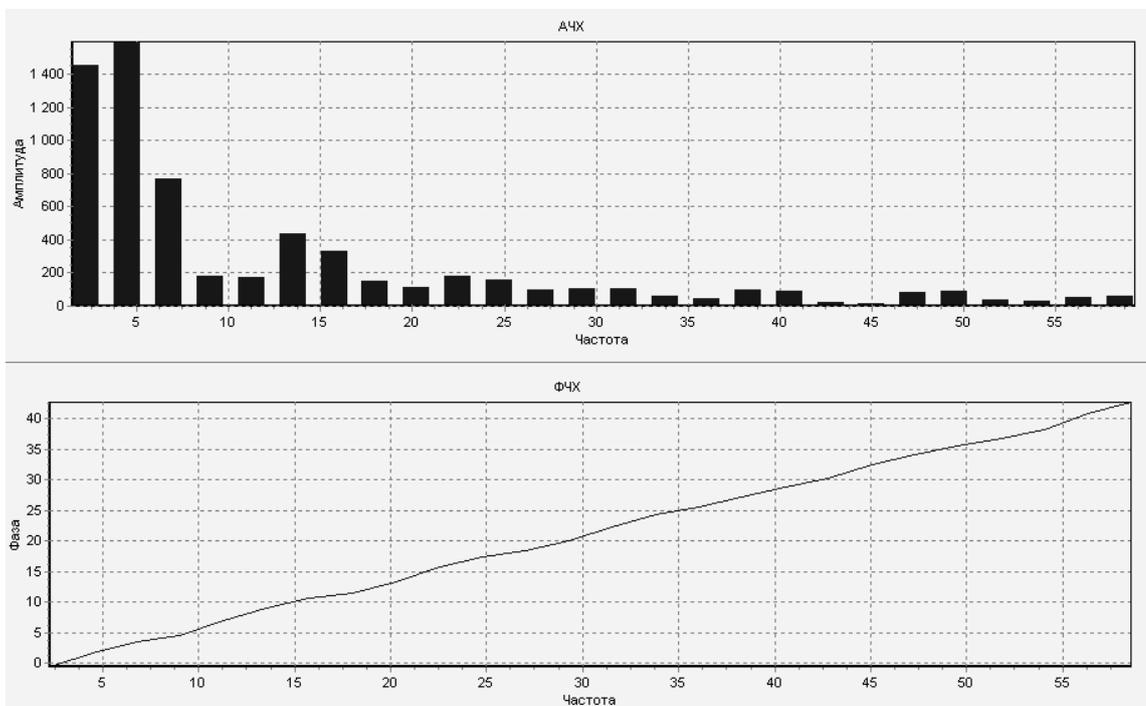
##### **2.3.1.1 Анализ характеристик зондирующего и отраженного акустических сигналов**

Как говорилось ранее все существующие промышленные эхолоты для генерации акустического зондирующего импульса создают зону возмущения в затрубном газе на устье скважины. Это возмущение создается либо используя энергию самого затрубного газа, при этом генерация

происходит путем кратковременного открытия клапана и выпуска небольшой порции газа в атмосферу, либо используется газобаллонное оборудование или другие средства позволяющие создать давление выше давления затрубного газа после чего порция газа инжектируется в скважину.

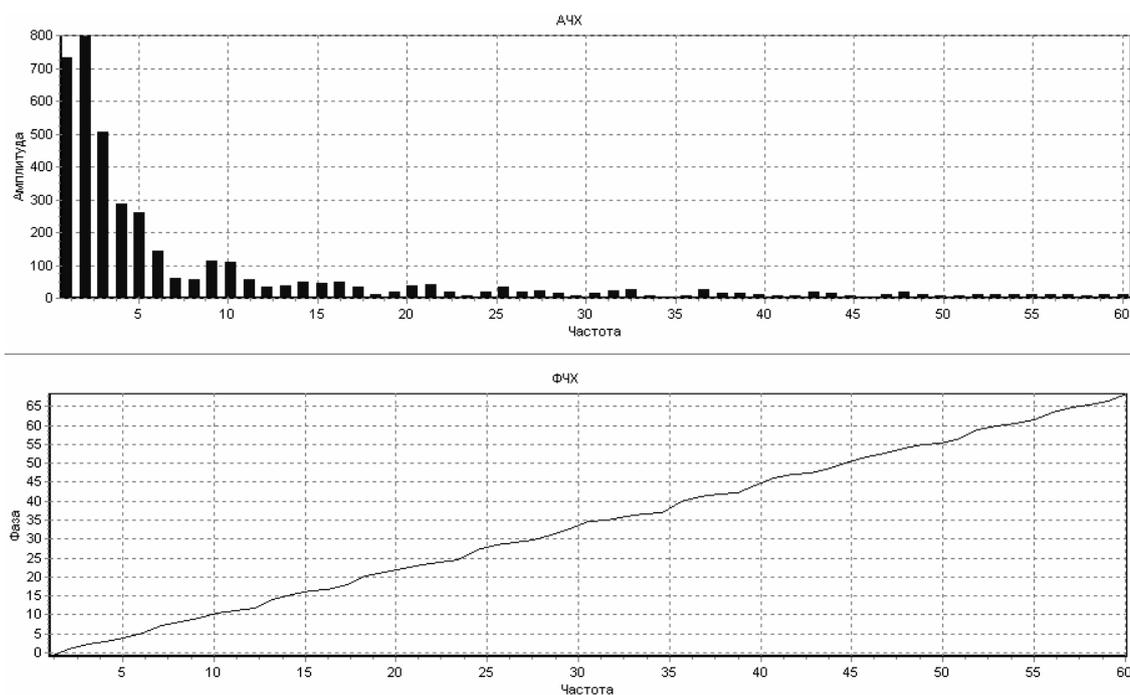
Длительность одного зондирующего сигнала в пачке импульсов равна длительности открывания клапана, и составляет около 200 мс. При этом, длительность одного отраженного сигнала уже равна порядка 1 с, что говорит о сильной волновой дисперсии в межтрубном пространстве скважины.

На рис 2.6 представлены АЧХ и ФЧХ зондирующего сигнала.



**Рис. 2.6 – АЧХ и ФЧХ зондирующего импульса**

Из рисунка видно, что основная энергия зондирующего сигнала сосредоточена в диапазоне от 0 до 15 Гц, причем с увеличением частоты энергия сигнала существенно падает. ФЧХ имеет форму, близкую к линейной (ФЧХ построена с использованием алгоритма доопределения по всей полосе частот). На рис. 2.7 показана АЧХ и ФЧХ отраженного сигнала.



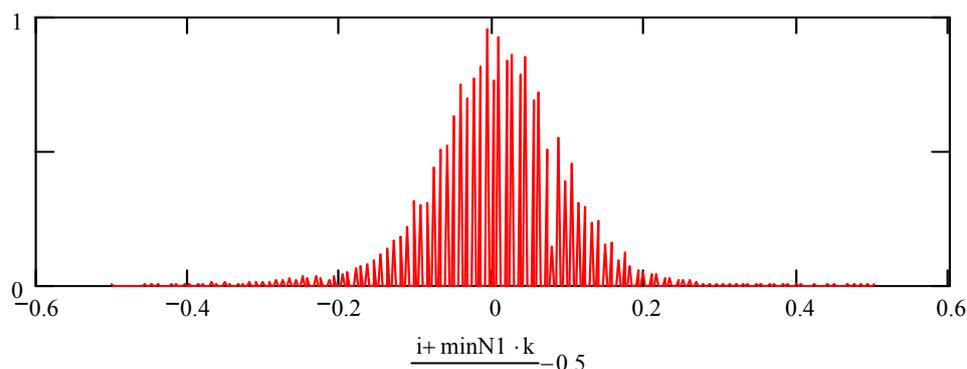
**Рис. 2.7 – АЧХ и ФЧХ отраженного сигнала**

Из сопоставления рис.2.6 и рис.2.7 видно, что отраженный сигнал еще более низкочастотный, чем зондирующий, высокочастотная составляющая в нем еще менее выражена и весь диапазон частот не превышает 10 Гц. ФЧХ отраженного сигнала остается линейной, причем ее наклон к оси частот увеличивается.

### 2.3.1.2 Статистический анализ шумов

Природа шума во многом случайна и может быть вызвана многими факторами: шум насосного оборудования, вибрации колонны НКТ, переотражения от искусственных и естественных неоднородностей в скважине (муфты НКТ, переходы колонн на другие диаметры, отложения парафинов и т.д.). Кроме шума также существуют факторы, существенно снижающие энергию зондирующего импульса и как следствие осложняющие распознавание отражения на эхограмме. К таким факторам относятся: высокая волновая дисперсия, парафиновые отложения, протечки из НКТ, высокий уровень пены над уровнем жидкости, маленький диаметр измерительного патрубка.

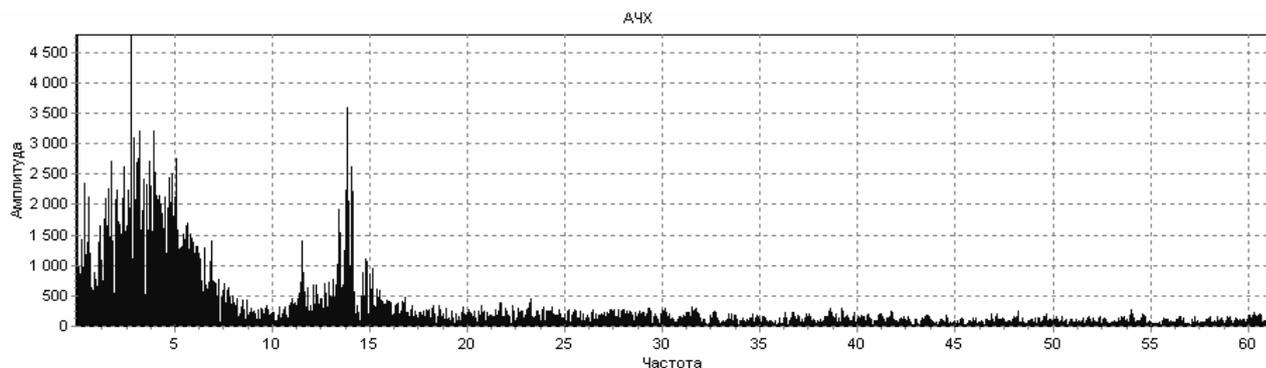
Наличие большого количества факторов производящих шум, как правило, приводит к тому, что шум имеет распределение близкое к нормальному[34]. На рис. 2.8. представлена гистограмма относительных частот шумовой составляющей эхограммы, построенная по результатам реальных измерений шума при многосигнальном зондировании скважин.



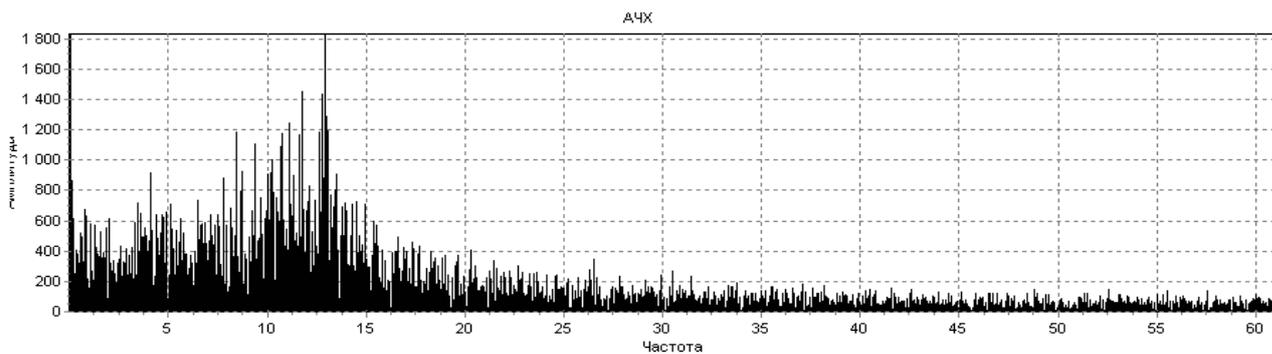
**Рис. 2.8 - гистограмма относительных частот**

Вид кривой распределения (рис. 2.8) очень близок к нормальному. Однако, для окончательного принятия решения о виде распределения был использован критерий  $\chi^2$  [34], который позволил при уровне значимости  $\alpha = 0,05$  принять гипотезу о нормальном распределении шумовой составляющей эхограммы.

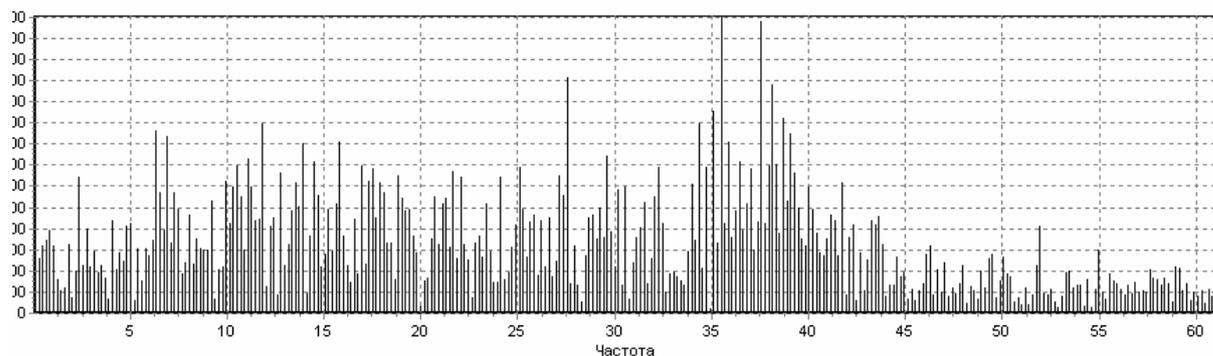
В частотной области шум распределен не равномерно и отличается от скважины к скважине. В качестве примера на рис. 2.9(а, б и в) приведены оценки распределения спектральной плотности шума для трех различных скважин.



а)



б)



в)

**Рис. 2.9 – оценки распределения спектральной плотности шума**

Однако, учитывая что основная энергия зондирующих сигналов сосредоточена в достаточно узкой области от 0 до 10 Гц, можно считать что спектральная плотность шума в этой области практически равномерна, т.е. шум «белый» в анализируемой полосе частот.

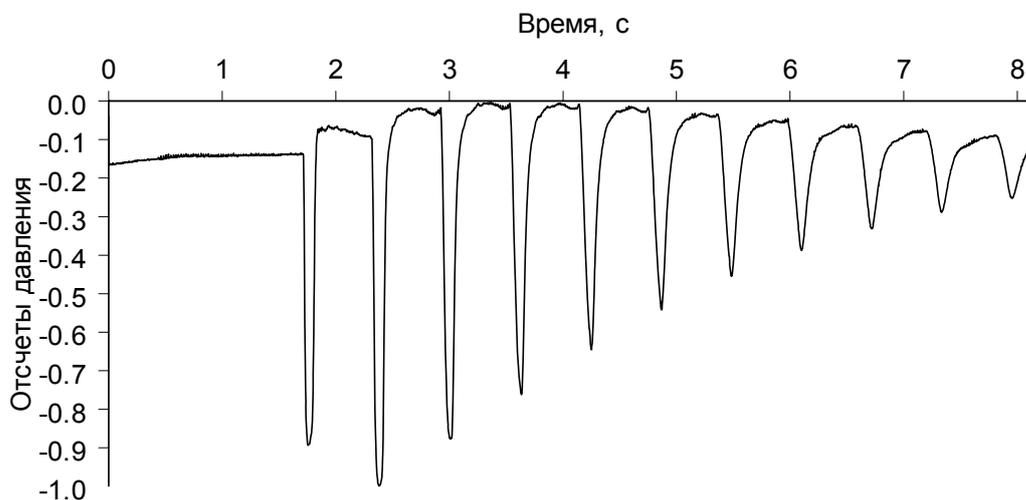
### **2.3.2 Математическая модель эхограммы**

Натурный эксперимент, как уже отмечалось ранее, проводился на трубе испытательного стенда длиной 100м, давление в трубе было установлено на уровне 8.0 атм. Зондирующий импульс генерировался посредством кратковременного выпуска газа в атмосферу. Регистрация колебаний производилась датчиком давления установленного внутри трубы. Структурная схема измерительного оборудования представлена на рисунке 2.10.



**Рис. 2.10. Структурная схема измерения**

Изменение давления в трубе испытательного стенда после хлопка показано на рис. 2.11



**Рис. 2.11. Изменение давления в трубе испытательного стенда после хлопка**

Как видно из рисунка 2.11 форма импульсов близка к колокольной. Действительно, проведенные исследования показали, что для описания этих импульсов можно применить аппроксимацию в виде кривой Гаусса.

$$s(t - \tau) = -\frac{M}{\sqrt{2\pi}D} \exp\left[-\frac{(t - \tau)^2}{2D^2}\right], \quad (2.3.1)$$

где  $D$  – параметр ширины импульса,

$\tau$  - временное положение максимума импульса,

$M$  – масштабный коэффициент.

При этом параметр ширины импульса показывает расстояние от точки максимума до точки перегиба кривой

Из выражения (2.3.1) следует, что для построения математической модели отдельного импульса необходимо задать параметры  $M$  и  $D$ . Поэтому

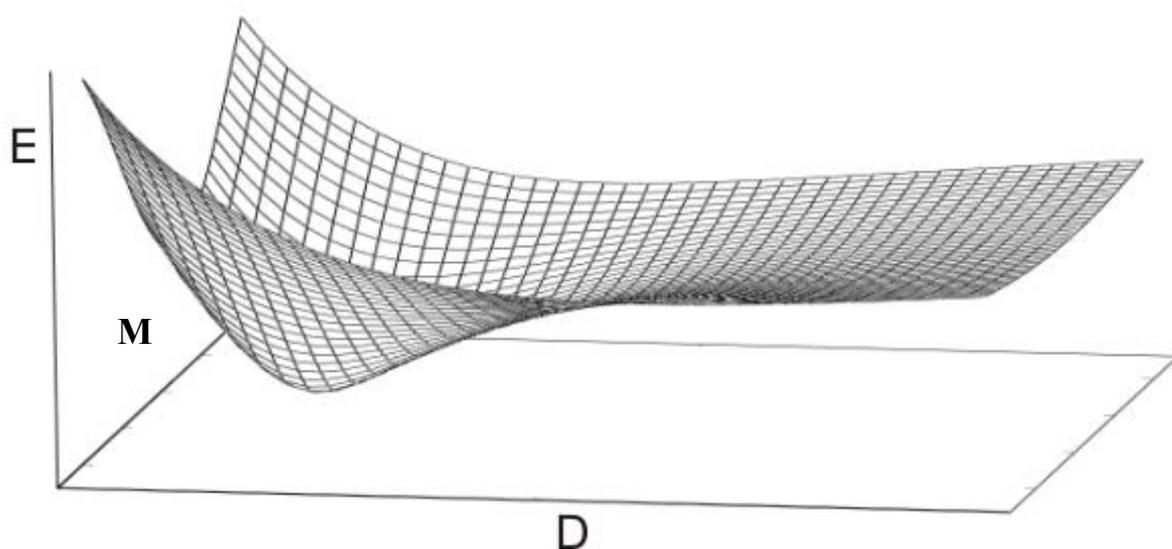
для каждого импульса был выполнен подбор оптимальных параметров по критерию минимизации следующего выражения

$$E_{\min} = \min_{\substack{D \in [0,1] \\ M \in [0,1]}} \frac{\sqrt{\sum_i (S_0(t_i - \tau) - s(t_i - \tau, D, M))^2}}{\sum_i |S_0(t_i - \tau)|}, \quad (2.3.2)$$

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

$s(t - \tau, D, M)$  - модель импульса **Error! Reference source not found.** при заданных  $D, M$ .

На рисунке 2.12 представлена поверхность ошибки первого отражения при оптимальных значениях  $D$  и  $M$ .



**Рис. 2.12. Поверхность ошибки**

Как видно из рисунка поверхность имеет ярко выраженный минимум ошибки. Схожим образом выглядят поверхности других отражений.

Результаты вычисления оптимальных значений модели (ширины импульса и масштабного коэффициента) для каждого отражения приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Рассчитанные параметры модельных импульсов

№ отраженного импульса	$M$	$D, c$	$E_{\min}$
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. 2.1) показывают, что имеет место линейная зависимость ширины импульса и масштабного коэффициента от пройденного этим импульсом в волноводе пути. Эти линейные зависимости описываются выражениями

$$D(n) = D_0 + b(n-1), \quad (2.3.3)$$

$$M(n) = 0,1 + m(n-1), \quad (2.3.4)$$

где  $D_0$  – параметр ширины зондирующего импульса,

$b$  – тангенс угла наклона прямой параметра ширины в зависимости от времени распространения.

$m$  – тангенс угла наклона прямой параметра масштабного коэффициента в зависимости от времени распространения

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 2.13 и 2.14 представлены зависимости ширины импульса и масштабного коэффициента от времени распространения импульса в трубе.

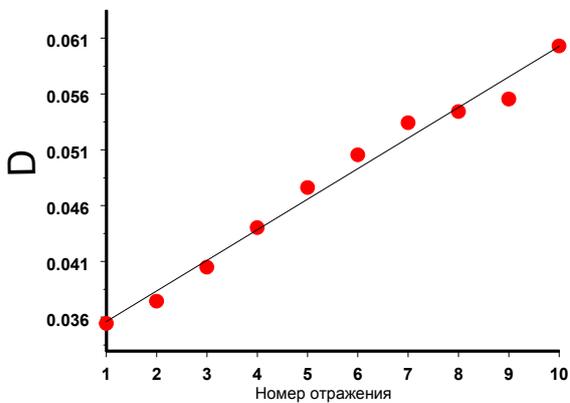


Рис. 2.13. Зависимость параметра ширины импульса от времени распространения

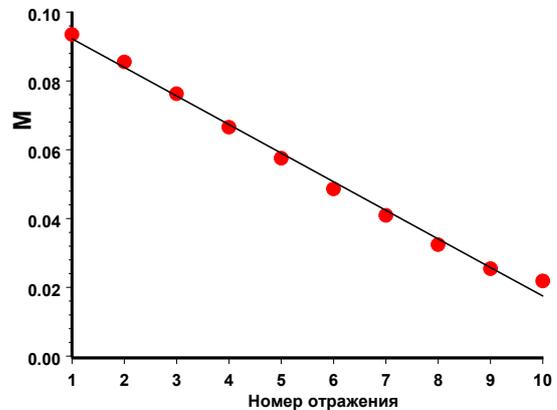


Рис. 2.14. Зависимость масштабного коэффициента от времени распространения

Теперь, учитывая, что имеет место многократное зонирование, математическая модель регистрируемых отражений имеет вид:

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

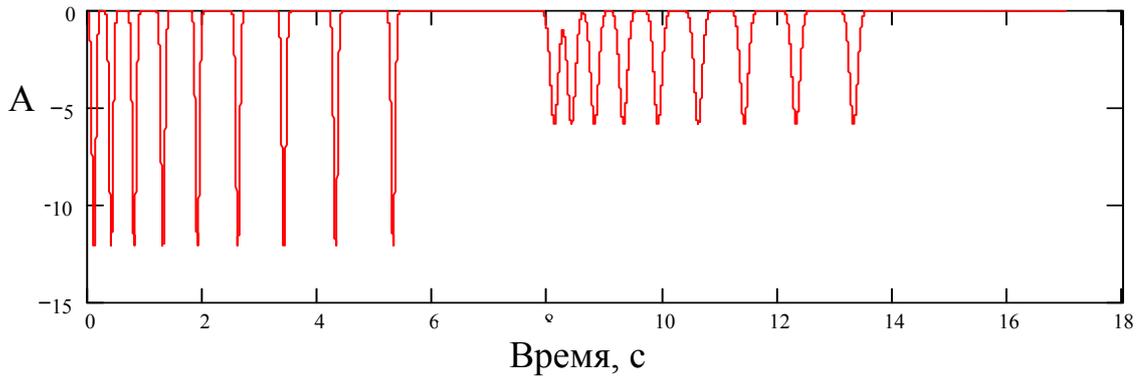
где  $S_i(t - \tau_i)$  -  $i$ -ый отраженный импульс, описанный выражением (2.3.1);

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

$\tau_i$  - временное положение импульса на эхограмме;

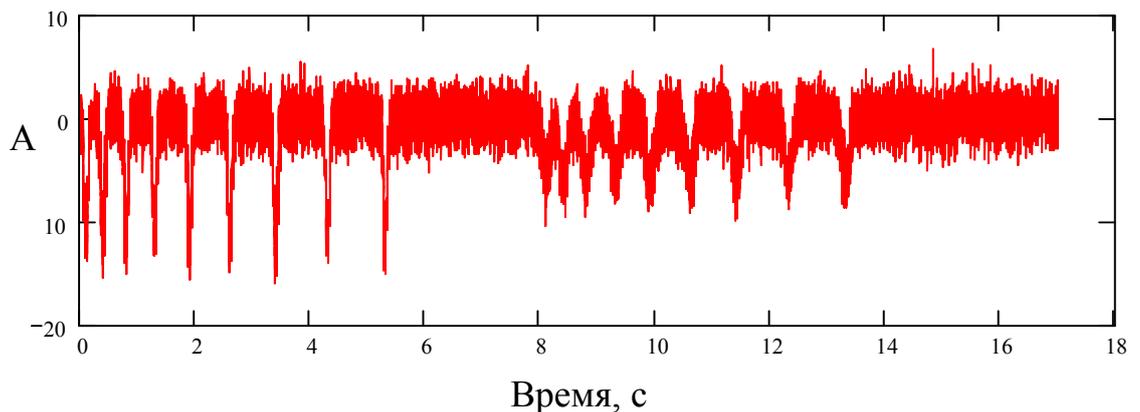
$N$  – количество импульсов.

В качестве примера на рисунке 2.15 приведена серия посылки из девяти импульсов и их последующая регистрация.



**Рис. 2.15. Серия импульсов**

На рисунке 2.16 приведена эта же посылка, на которую наложен нормальный шум с параметрами  $m_x = 0$  и  $\sigma_x^2 = 0,1$



**Рис. 2.16. Зашумленные акустические сигналы**

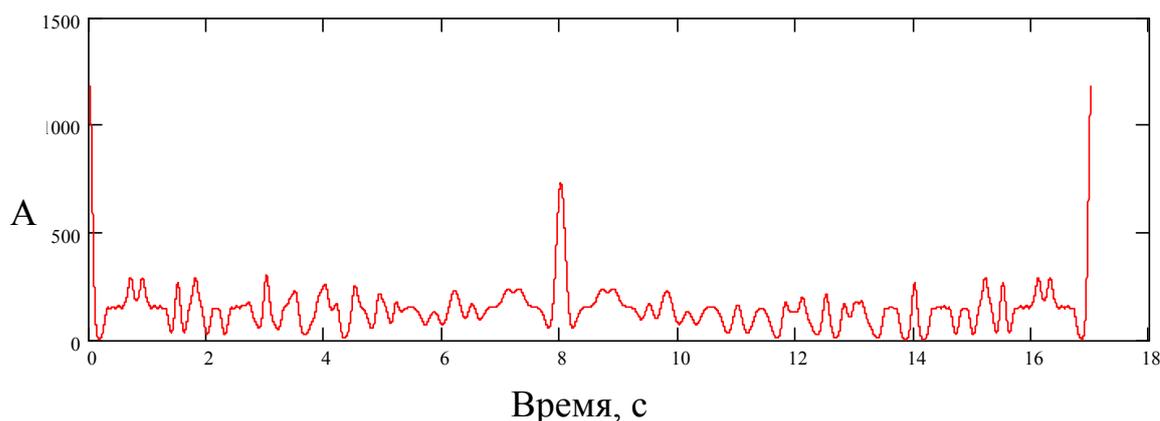
Далее, как предполагает разработанная методика (см. раздел 2.1) регистрируемая сумма отражений (2.3.5) подвергалась согласованной фильтрации:

$$\hat{X}(t) = x(t) \otimes h(t), \quad (2.3.6)$$

где  $h(t)$  - импульсная характеристика согласованного фильтра;

$\otimes$  - круговая свертка.

На рисунке 2.17 приведен результат применения согласованного фильтра.



**Рис. 2.17. Сигнал, полученный после фильтрации**

Таким образом, конечная модель регистрируемого многоимпульсного зондирующего сигнала представлена на рисунке 2.17. Пик амплитуды сигнала четко просматривается на восьмой секунде, и превосходит пиковые амплитуды шума.

**Выводы:**

1. Показано, что применение в качестве зондирующей посылки многоимпульсного сигнала с последующей процедурой сжатия может обеспечить существенное увеличения отношения сигнал/шум на регистрируемых эхограммах.

2. Предложена система локации уровня жидкости на основе многоимпульсного сигнала, в которой в течении одного измерения уровнемер генерирует не один, а серию импульсов. При этом автоматический клапан, генерирующий зондирующий сигнал отрывается и закрывается по определенной программе.

3. Проведенные испытания разработанной системы на экспериментальной установке показали принципиальную возможность увеличения надежности определения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах.

4. Построена математическая модель эхограммы для многоимпульсного метода зондирования.

5. При использовании многоимпульсного сигнала в качестве зондирующей посылки для локации уровня жидкости существенное внимание следует уделять вопросам надежной оценки временного положения отраженного сигнала на эхограмме. Эти вопросы рассматриваются в следующем разделе работы.

### **3 Исследование надежности определения временного положения акустических сигналов на эхограммах в системе многоимпульсного зондирования скважин**

Как уже отмечалось выше, для увеличения надежности определения уровня жидкости в нефтяных скважинах необходимо использовать более эффективные алгоритмы определения временного положения сигналов на эхограммах. При этом такие 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. Рассмотрим получение оптимальных оценок временного положения сигналов на эхограммах с позиций минимизации среднеквадратических ошибок.

Обычное решение задачи определения временного положения сигнала сводит ее к оценке одного из неэнергетических параметров нормального случайного процесса и не учитывает специфики временного параметра [22]. В тоже время представление временного положения сигнала в экспоненциальном базисе полностью определяется его ФЧХ. Поэтому оптимальная обработка ФЧХ сигнала реализует оптимальный метод определения его временного положения.

#### **3.1 Оптимальное определение временного положения акустических сигналов по ФЧХ эхограммы**

Как показано выше, математическая модель участка эхограммы может быть представлена в виде:

$$x(t) = S(t - \tau) + \xi(t), \quad (3.1.1)$$

где  $S(t - \tau)$  - регистрируемый акустический сигнал;

$\tau$  - временное положение сигнала;

$\xi(t)$  - аддитивный нерегулярный шум, распределенный по закону Гаусса с числовыми характеристиками  $m_x, \sigma_x^2$ .

Введем необходимые обозначения:

$\varphi_x(\omega)$  - ФЧХ смеси сигнала с помехой;

$\varphi_s(\omega)$  - ФЧХ сигнала;

$\delta(\omega)$  - отношение сигнала к помехе на частоте  $\omega$ .

Теперь необходимо построить алгоритм определения временного положения сигналов, когда оптимальной обработке подвергается лишь ФЧХ смеси сигнала и шума.

### 3.1.1 Случай сильного сигнала. Коррелированная выборка ФЧХ

Будем считать, что сигнал сильный, т.е.  $\delta(\omega) \gg 1$  для всех  $\omega \in \Omega$ .

Пусть выборка ФЧХ смеси сигнала с помехой является коррелированной, то есть  $R_{\varphi_x}(\omega_i, \omega_j) \neq 0$  для  $i \neq j$ .

Оптимальную оценку временного положения сигнала  $\hat{\tau}_{opt}$  в смысле минимизации среднеквадратической ошибки[23], можно найти, решив уравнение правдоподобия:

$$\frac{\partial}{\partial \tau} [\ln L[\varphi_x \setminus \tau]] \Big|_{\tau=\tau_{opt}} = 0 \quad (3.1.2)$$

В качестве функции правдоподобия в (3.1.2) примем статистику отношения правдоподобия:

$$L[\varphi_x \setminus \tau] = \frac{L_{\varphi_x}(\tau)}{L_{\varphi_x}(\tau_0)}, \quad (3.1.3)$$

где

$\tau_0$  - фиксированное значение  $\tau$ ;

$L_{\varphi_x}(\tau) = W(\varphi_x \setminus \tau)$  - условная апостериорная многомерная функция распределения ФЧХ смеси;

$\varphi_x$  - вектор с компонентами  $\varphi_x(\omega_k)$ .

Учитывая, что мы рассматриваем сильный сигнал, апостериорные вероятности ФЧХ смеси распределены нормально и, следовательно, для нашего случая могут быть представлены в матричном виде:

$$W(\varphi_x \setminus \tau) = \frac{1}{\sqrt{(2\pi)^m \det K}} \cdot \exp\left[-\frac{1}{2}(\varphi_x - \varphi_s(\tau))^T \cdot K^{-1} \cdot (\varphi_x - \varphi_s(\tau))\right] \quad (3.1.4)$$

$$W(\varphi_x \setminus \tau_0) = \frac{1}{\sqrt{(2\pi)^m \det K}} \cdot \exp\left[-\frac{1}{2}(\varphi_x - \varphi_s(\tau_0))^T \cdot K^{-1} \cdot (\varphi_x - \varphi_s(\tau_0))\right], \quad (3.1.5)$$

где

$\varphi_s(\tau)$  - вектор с компонентами  $\varphi_s(\omega_k; \tau), k = \overline{1, m}$ ;

$K = [R_{\varphi_x}(\omega_i, \omega_j)]$  - матрица (положительно определённая) размером  $m * m$ ;

$K^{-1}$  - матрица, обратная к  $K$ ;

$T$  - знак транспонирования;

$R_{\varphi_x}(\omega_i, \omega_j)$  - элемент межчастотной корреляционной функции ФЧХ смеси. Подставим (3.1.4) и (3.1.5) в (3.1.3) и получим:

$$\begin{aligned} L[\varphi_x \setminus \tau] &= \exp\left[(\varphi_x)^T K^{-1} (\varphi_s(\tau) - \varphi_s(\tau_0)) - \frac{1}{2}(\varphi_s(\tau) - \varphi_s(\tau_0))^T \cdot K^{-1} \cdot (\varphi_s(\tau) - \varphi_s(\tau_0))\right] = \\ &= \exp\left[\left[(\varphi_x)^T - \frac{1}{2}(\varphi_s(\tau) - \varphi_s(\tau_0))^T\right] \cdot K^{-1} \cdot (\varphi_s(\tau) - \varphi_s(\tau_0))\right] \end{aligned} \quad (3.1.6)$$

Учитывая, что операция логарифмирования не меняет положение максимума, возьмём логарифм от (3.1.6) и получим:

$$\ln L[\varphi_x \setminus \tau] = \left[\left[(\varphi_x)^T - \frac{1}{2}(\varphi_s(\tau) - \varphi_s(\tau_0))^T\right] \cdot K^{-1} \cdot (\varphi_s(\tau) - \varphi_s(\tau_0))\right]. \quad (3.1.7)$$

Введём вектор:

$$V(\tau) = K^{-1} \cdot (\varphi_S(\tau) - \varphi_S(\tau_0)). \quad (3.1.8)$$

Тогда:

$$\varphi_S(\tau) - \varphi_S(\tau_0) = K \cdot V(\tau). \quad (3.1.9)$$

Записывая компоненты вектора  $V(\tau)$  в виде  $V(\omega'_j; \tau) \cdot \Delta\omega'_j$ , представим (3.1.8) интегральной суммой:

$$\varphi_S(\omega, \tau) - \varphi_S(\omega, \tau_0) = \sum_{j=1}^m R_{\varphi_x}(\omega, \omega'_j) \cdot V(\omega'_j, \tau) \cdot \Delta\omega'_j. \quad (3.1.10)$$

Переходя в (3.1.10) к пределу при  $m \rightarrow \infty$  (или при  $\max_j \Delta\omega'_j \rightarrow 0$ ) на заданном интервале  $\Omega$  получаем неоднородное интегральное уравнение:

$$\int_{\Omega} R_{\varphi_x}(\omega, \omega') \cdot V(\omega'; \tau) d\omega' = \varphi_S(\omega; \tau) - \varphi_S(\omega; \tau_0), \quad (3.1.11)$$

из которого можно определить функцию  $V(\omega'_j; \tau)$ .

Представим теперь (3.1.7) стохастической интегральной суммой:

$$\ln L[\varphi_S \setminus \tau] = \sum_{j=1}^m V(\omega_j; \tau) \left[ \varphi_x(\omega_j) - \frac{\varphi_S(\omega_j; \tau) - \varphi_S(\omega_j; \tau_0)}{2} \right] \cdot \Delta\omega_j \quad (3.1.12)$$

С учётом теоремы запаздывания[24] можно записать:

$$\varphi_S(\omega; \tau) = \varphi_S(\omega) + \omega \cdot \tau$$

и далее принимая  $\tau_0 = 0$  получим:

$$\varphi_S(\omega_j; \tau) + \varphi_S(\omega_j; \tau_0) = 2\varphi_S(\omega_j) + \omega_j \cdot \tau \quad (3.1.13)$$

Подставим теперь (3.1.13) в (3.1.12):

$$\ln L[\varphi_x \setminus \tau] = \sum_{j=1}^m V(\omega_j; \tau) [\varphi_x(\omega_j) - \varphi_s(\omega_j) - \frac{\omega_j \cdot \tau}{2}] \cdot \Delta\omega_j. \quad (3.1.14)$$

Переходя в (3.1.14) к пределу при  $m \rightarrow \infty$  имеем:

$$\ln L[\varphi_x \setminus \tau] = \int_{\Omega} V(\omega; \tau) [\varphi_x(\omega) - \varphi_s(\omega) - \frac{\omega \cdot \tau}{2}] \cdot d\omega. \quad (3.1.15)$$

С учётом (3.1.13), (3.1.11) переписывается в виде:

$$\int_{\Omega} R_{\varphi_x}(\omega; \omega') \cdot V(\omega'; \tau) d\omega' = \omega \tau \quad (3.1.16)$$

и из (3.1.16) получим:

$$\int_{\Omega} R_{\varphi_x}(\omega; \omega') \cdot V(\omega') d\omega' = \omega. \quad (3.1.17)$$

Из (3.1.17) имеем:

$$V(\omega'; \tau) = \tau \cdot V(\omega'). \quad (3.1.18)$$

Теперь подставим (3.1.15) в (3.1.2) и с учетом (3.1.18) получим:

$$\int_{\Omega} V(\omega) \cdot [\varphi_x(\omega) - \varphi_s(\omega) - \omega \cdot \tau] d\omega = 0. \quad (3.1.19)$$

Решая уравнение (3.1.19) относительно  $\tau$ , запишем:

$$\tau_{opt} = \frac{\int_{\Omega} V(\omega) [\varphi_x(\omega) - \varphi_s(\omega)] d\omega}{\int_{\Omega} V(\omega) \cdot \omega \cdot d\omega}. \quad (3.1.20)$$

Выражение (3.1.20) определяет оптимальную процедуру оценки временного положения сильного сигнала по коррелированной выборке ФЧХ смеси сигнала с аддитивной гауссовой помехой. При этом из (3.1.17) нетрудно получить:

$$V(\omega) = \int_{\Omega} R_{\varphi_x}^{-1}(\omega, \omega') \cdot \omega' d\omega' \quad (3.1.21)$$

Дисперсию оценки временного положения  $\hat{\tau}_{omn}$  при коррелированных отсчётах ФЧХ из (3.1.20) найдем как:

$$D\left[\tau_{omn}^{\Lambda}\right] = \frac{1}{\left(\int V(\omega) \cdot \omega \cdot d\omega\right)^2} \cdot D\left[\int_{\Omega} V(\omega) \cdot \varphi_x(\omega) \cdot d\omega\right] = \frac{1}{\left(\int V(\omega) \cdot \omega \cdot d\omega\right)^2} \iint_{\Omega} V(\omega) \cdot V(\omega') \cdot R_{\varphi_x}(\omega, \omega') d\omega d\omega' \quad (3.1.22)$$

Выражение (3.1.22) получено из свойств дисперсии для коррелированных величин. Данное выражение можно представить в ином виде:

$$D\left[\tau_{omn}^{\Lambda}\right] = \frac{1}{\left(\int V(\omega) \cdot \omega \cdot d\omega\right)^2} \cdot \int_{\Omega} V(\omega) \int_{\Omega} V(\omega') \cdot R_{\varphi_x}(\omega, \omega') d\omega d\omega' \quad (3.1.23)$$

Теперь с учетом (3.1.17), выражение (3.1.23) принимает вид:

$$D[\tau_{omn}] = \frac{1}{\int_{\Omega} V(\omega) \cdot \omega \cdot d\omega} \quad (3.1.24)$$

И наконец, подставляя (3.1.21) в (3.1.24) окончательно запишем:

$$D[\tau_{omn}] = \frac{1}{\iint_{\Omega} R_{\varphi_x}^{-1}(\omega, \omega') \cdot \omega \cdot \omega' \cdot d\omega' d\omega} \quad (3.1.25)$$

### 3.1.2 Случай сильного сигнала. Некоррелированная выборка ФЧХ

Рассмотрим частный случай, когда отсчеты в выборке ФЧХ смеси сигнала с помехой статистически независимы. В этом случае корреляционная матрица  $R_{\varphi_x}(\omega, \omega')$  имеет диагональный вид.

$$R_{\varphi_x}(\omega, \omega') = \frac{1}{\delta^2(\omega)} \Delta(\omega - \omega'), \quad (3.1.26)$$

где  $\Delta$  - дельта функция;

$\delta(\omega)$  - отношение сигнала к помехе на частоте  $\omega$ .

Подставим (3.1.26) в (3.1.21), а полученный результат в (3.1.20), окончательно получим:

$$\tau_{omn}^{\wedge} = \frac{\int_{\Omega} \delta^2(\omega) \cdot \omega \cdot [\varphi_x(\omega) - \varphi_s(\omega)] d\omega}{\int_{\Omega} \delta^2(\omega) \cdot \omega^2 \cdot d\omega}. \quad (3.1.27)$$

Дисперсию оценки из (3.1.27) нетрудно получить, если вспомнить [25], что  $D[\varphi_x(\omega)] = [\delta^2(\omega)]^{-1}$ . Тогда

$$D\left[\tau_{omn}^{\wedge}\right] = \left[\int_{\Omega} \delta^2(\omega) \cdot \omega^2 \cdot d\omega\right]^{-1}. \quad (3.1.28)$$

Выражения (3.1.27) из (3.1.28) описывают известные соотношения [25], полученные в предположении, что элементы в выборке ФЧХ смеси независимы. Выражение (3.1.28) также можно получить из (3.1.25), если в него подставить (3.1.26). Однако следует помнить, что в общем случае, когда отсчеты ФЧХ в выборке коррелированы, матрица  $[R_{\varphi_x}(\omega, \omega')]$  не является диагональной и ее элементы имеют вид:

$$R_{\varphi_x}(\omega, \omega') = \frac{1}{\delta(\omega) \cdot \delta(\omega')} \cdot \rho(\omega, \omega'), \quad (3.1.29)$$

где  $\rho(\omega, \omega')$  - корреляционный момент значений ФЧХ смеси на частоте  $\omega$  и  $\omega'$  соответственно.

Из сравнения выражений (3.1.20) и (3.1.27) следует, что наличие корреляции между значениями ФЧХ смеси не изменяет структуру алгоритма определения временного положения сильного сигнала, а приводит лишь к изменению весовых коэффициентов. Однако, как видно из выражений (3.1.25) и (3.1.28) весовые коэффициенты существенным образом влияют на точность получаемых оценок.

### 3.1.3 Случай слабого сигнала. Некоррелированная выборка ФЧХ

Для случая слабого сигнала удастся построить оптимальную процедуру определения временного положения только для независимых значений ФЧХ смеси. В [26] показано, что в этом случае оптимальная процедура сводится к поиску положения максимума  $\hat{\tau}_{opt}$  следующей функции:

$$LnL(\hat{\tau}_{opt}) = \max_{\tau \in [0, T]} \sum_{k=1}^m \delta(\omega_k) \cos(\varphi_x(\omega_k) - \varphi_s(\omega_k) + \omega_k \tau). \quad (3.1.30)$$

При этом дисперсия оценки составляет [27]:

$$D[\hat{\tau}_{opt}] = \frac{4}{\pi} \left[ \int_{\Omega} \delta^2(\omega) \cdot \omega^2 d\omega \right]^{-1} \quad (3.1.31)$$

Также следует отметить, что оптимальная оценка (3.1.30) для случая слабого сигнала является оптимальной и для случая сильного сигнала, но не наоборот. В [27] показано, что для случая сильного сигнала (3.1.30) трансформируется в (3.1.27). Тогда, учитывая, что для случая сильного сигнала наличие корреляции значений ФЧХ смеси приводит лишь к изменению весовых коэффициентов в алгоритме обработки, можно предположить, что и для случая слабого сигнала эта тенденция сохранится.

Поэтому в дальнейших исследованиях в качестве оптимальной процедуры определения временного положения акустических сигналов будем использовать максимизацию выражения  $LnL(\tau)$  из (3.1.30), задавая соответствующим образом весовые коэффициенты. В этом случае

необходимо провести анализ функции правдоподобия  $LnL(\tau)$  из (3.1.30). Для этого перепишем ее в несколько ином виде:

$$LnL(\tau) = \sum_{k=1}^m \delta(\omega_k) \cdot \cos(\Delta\varphi(\omega_k) - \omega_k \cdot \tau), \quad (3.1.32)$$

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

Запишем выражение обратного дискретного преобразования Фурье (ДПФ)[28]:

$$X(n) = \sum_{k=0}^{N-1} |X(k)| \cdot e^{\frac{j2\pi kn}{N}} \quad (3.1.33)$$

и преобразуем его к следующему виду:

$$\begin{aligned} X(n) &= \sum_{k=0}^{N-1} |X(k)| \cdot e^{-j\varphi(k)} \left[ \cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) - j \sin\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \right] = \\ &= \sum_{k=0}^{N-1} |X(k)| \cdot [\cos\varphi(k) - j \sin\varphi(k)] \cdot \left[ \cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) - j \sin\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \right] = \\ &= \sum_{k=0}^{N-1} |X(k)| \cdot \left[ \cos\varphi(k) \cdot \cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) + \sin\varphi(k) \cdot \sin\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) - \right. \\ &\quad \left. - j \cdot [\sin\varphi(k) \cdot \cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) - \cos\varphi(k) \cdot \sin\left(\frac{2\pi kn}{N}\right)] \right] \end{aligned} \quad (3.1.34)$$

Так как мнимая часть в (3.1.34) обращается в ноль [28], то оставим только реальную часть и проведем следующие преобразования:

$$\begin{aligned} X(n) &= \sum_{k=0}^{N-1} |X(k)| \left[ \cos\varphi(k) \cdot \cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) + \sin\varphi(k) \cdot \sin\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \right] = \\ &= \sum_{k=0}^{N-1} |X(k)| \left[ \frac{1}{2} \left( \cos\left(\varphi(k) - \frac{2\pi kn}{N}\right) + \cos\left(\varphi(k) + \frac{2\pi kn}{N}\right) \right) + \right. \\ &\quad \left. + \cos\left(\varphi(k) - \frac{2\pi kn}{N}\right) - \cos\left(\varphi(k) + \frac{2\pi kn}{N}\right) \right] = \sum_{k=0}^{N-1} |X(k)| \cos\left(\varphi(k) - \frac{2\pi kn}{N}\right) \end{aligned} \quad (3.1.35)$$

Теперь сопоставим полученное выражение (3.1.35) с видом функции правдоподобия (3.1.32). Из сравнения видно, что отличия наблюдаются только в весовых множителях, так как  $\omega_k = \frac{2\pi kn}{N}$ . Эти отличия можно интерпретировать как результат линейной фильтрации цифровым фильтром с частотной функцией вида:

$$H(\omega_k) = \frac{\delta(\omega_k)}{|X(k)|}, \quad k = \overline{1, m} \quad (3.1.36)$$

Таким образом, выражение функции правдоподобия ФЧХ слабого сигнала (3.1.32) можно рассматривать как обратное ДПФ от результата фильтрации исходного процесса в частотной области цифровым фильтром с частотной характеристикой (3.1.26).

Рассмотрим теперь влияние действия фильтра. Прежде всего, отметим, что данный фильтр сначала выравнивает амплитудный спектр (АЧХ) исследуемого колебания, а затем взвешивает его с помощью заданных весовых коэффициентов. При этом фазовые соотношения в исходной записи не изменяются. Известно[29], что выравнивание АЧХ при линейной ФЧХ приводит к сжатию сигнала, а следовательно к повышению разрешенности записи, что позволяет выделить отражение не заметные на исходной записи и еще более усилить амплитудно выраженные отражения. Кроме того, при реализации такого фильтра появляется реальная возможность с помощью задания весовых коэффициентов управлять частотной характеристикой фильтра, усиливая или ослабляя те или иные частотные составляющие сигнала.

### 3.2 Определение временного положения акустических сигналов по ФЧХ эхограммы с равновесной и неравновесной обработкой

Практическое применение оптимальных фазочастотных алгоритмов (3.1.27) и (3.1.30) наталкивается на ряд серьезных проблем, связанных с оценкой распределения отношений сигнал/помеха  $\delta(\omega_k)$  в исследуемом диапазоне частот. Поэтому представляется актуальным наряду с оптимальным использовать неоптимальные фазочастотные алгоритмы, которые получены из оптимальных путем изменения их весовых коэффициентов.

#### 3.2.1 Равновесная обработка

Примем в выражении (3.1.32)  $\delta(\omega_k) = 1 \quad \forall k = \overline{1, m}$  и получим::

$$LnL(\tau) = \sum_{k=1}^m \cos[(\Delta\varphi(\omega_k) - \omega_k\tau)] \quad (3.2.1)$$

Нетрудно показать, что максимизация (3.2.1) для случая сильного сигнала дает оценку:

$$\hat{\tau} = \frac{\int_{\Omega} \omega \cdot [\varphi_x(\omega) - \varphi_s(\omega)] d\omega}{\int_{\Omega} \omega^2 d\omega}, \quad (3.2.2)$$

а дисперсия оценки составляет:

$$D[\hat{\tau}] = \frac{\int_{\Omega} \omega^2 \frac{1}{\delta^2(\omega)} d\omega}{\left[ \int_{\Omega} \omega^2 d\omega \right]^2}. \quad (3.2.3)$$

Алгоритмы с равновесной обработкой (максимизация (3.2.1)) обладают тем несомненным преимуществом, что для их реализации не следует

задавать весовые коэффициенты в частотной области. Понятно, что точность полученных оценок здесь будет меньше, чем при оптимальной обработке. Однако эта точность может быть достаточно высокой за счет эффекта сжатия сигнала.

### 3.2.2 Неравновесная обработка

В случае неравновесной обработки выражение (3.1.32) переписывается в виде:

$$L(\tau) = \sum_{k=1}^N W(\omega_k) \cdot \cos[(\Delta\varphi(\omega_k) - \omega_k \tau)], \quad (3.2.4)$$

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

При сильном сигнале оценка временного положения находится как:

$$\hat{\tau} = \frac{\int_{\Omega} W^2(\omega) \cdot \omega \cdot [\varphi_x(\omega) - \varphi_s(\omega)] d\omega}{\int_{\Omega} W^2(\omega) \cdot \omega^2 d\omega}, \quad (3.2.5)$$

а дисперсия оценки составляет:

$$D[\hat{\tau}] = \frac{\int_{\Omega} \frac{W^4(\omega) \cdot \omega^2}{\delta^2(\omega)} d\omega}{\left[ \int_{\Omega} W^2(\omega) \cdot \omega^2 d\omega \right]^2}. \quad (3.2.6)$$

В качестве весовых функций при неравновесной обработке можно использовать любые частотно-зависимые функции. Однако основной смысл неравновесной обработки заключается в повышении разрешающей способности фильтра и снижении уровня боковых лепестков, имеющих место при равновесной обработке. В этом плане значительный интерес вызывает весовая функция в виде треугольника со смещенным максимумом:

$$W(f_k) = \frac{125}{2 * f_C^2} * \begin{cases} 0, & f_k < f_H \\ 2 * (f_k - f_H), & f_H < f_k \leq f_C \\ (-1) * (f_k - f_B), & f_C < f_k \leq f_B \end{cases} \quad (3.2.7)$$

Применение такой функции позволяет, с одной стороны увеличить разрешающую способность фильтра, так как центральную частоту  $f_c$  можно задать максимально возможной из области сосредоточения основной энергии сигнала, с другой стороны снизить уровень боковых лепестков по сравнению с равновестной обработкой [30].

### **3.3 Оптимальное определение временного положения акустических сигналов по функциям группового запаздывания (ФГЗ) эхограммы**

При распространении акустических сигналов в межтрубном пространстве скважины возникает явление дисперсии скорости, т.е. зависимость скорости от частоты или длины волны [31]. В этих условиях временное положение сигнала определяется его групповым запаздыванием. Поэтому для построения оптимальных оценок временного положения сигналов в дисперсионных средах, необходимо реализовать процедуру, где оптимальной обработке подвергается ФГЗ смеси.

#### **3.3.1 Применение аппарата ФГЗ для оценки временного положения акустических сигналов в условиях дисперсии среды из распространения.**

При распространении импульса в дисперсионных средах его форма может существенно изменяться [31]. В этих условиях для измерения скорости распространения импульса вводится понятие групповой скорости, характеризующей скорость распространения энергии, или скорость распространения максимума огибающей суммарного сигнала [32].

В общем случае групповая скорость является частотно зависимой функцией и имеет вид:

$$V_{gp}(\omega) = \frac{B - A}{t_{gp}(\omega)} = \frac{Y}{t_{gp}(\omega)}$$

где  $Y$  – расстояние между точками распространения сигнала  $A$  и  $B$ ;

$t_{gp}(\omega)$  - групповая задержка на частоте  $\omega$ .

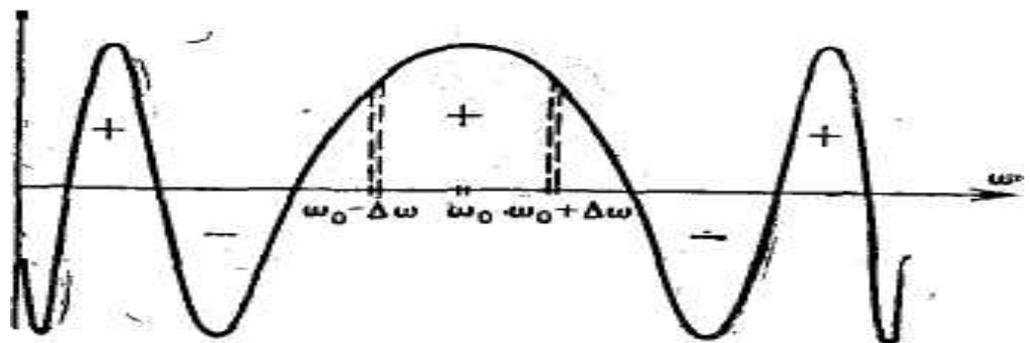
При этом групповой задержкой называется задержка максимума огибающей негармонического колебания, образованного наложением группы

предельно близких по частоте гармонических колебания, величина которой определяется первой производной фазового спектра (ФЧХ):

$$t_{ep}(\omega) = -\frac{d\varphi_s(\omega)}{d\omega},$$

где  $\varphi_s(\omega)$  - ФЧХ сигнала.

Однако, если данное определение достаточно для узкополосных колебаний, несущая частота которых соизмерима со всей шириной спектра, то для акустических сигналов (импульсов), имеющих более широкий спектр, оно вносит некоторую неоднозначность. В этой связи воспользуемся теоремой о стационарной фазе, согласно которой в условиях дисперсии среды основная энергия сигнала сосредоточена в области частот  $\Omega$ , где фазовый спектр изменяется медленно [31]. В этой области частот гармонические колебания складываются в фазе, усиливая друг друга, в результате чего на эхограмме наблюдается возрастание амплитуды, соответствующей максимуму огибающей сигнала. В качестве примера области стационарной фазы на рис. 3.1 приведен фрагмент из [31], иллюстрирующий зависимость  $\cos\varphi(\omega)$  от частоты в полосе  $\Omega$ . Из рисунка видно, что вне полосы стационарности  $[\omega_0 - \Delta\omega, \omega_0 + \Delta\omega]$  отрицательные и положительные площади над и под кривой косинуса будут быстро сменять друг друга, приближая их суммарную площадь к нулю. Это показывает, что общая площадь почти полностью будет определяться площадью под кривой  $\cos\varphi(\omega)$  в полосе между  $\omega_0 - \Delta\omega$  и  $\omega_0 + \Delta\omega$ .



### Рис.3.1. Полоса стационарности

Поэтому применительно к импульсам, групповой задержкой будем называть задержку максимума огибающей сигнала, величина которой определяется первой производной фазового спектра в области стационарной фазы.

Нетрудно показать, что в условиях без дисперсионного распространения волн, групповая задержка равна фазовой: например, для линейной ФЧХ

$$t_{gp}(\omega) = -\frac{d\varphi(\omega)}{d\omega} = const$$

и при  $\omega = 0$

$$\frac{d\varphi(\omega)}{d\omega} = \frac{\int_{-\infty}^{\infty} \tau x(t) dt}{\int_{-\infty}^{\infty} x(t) dt} = \tau$$

Следовательно, наклон линейной ФЧХ, взятый с обратным знаком, совпадает с положением на оси времени центра тяжести сигнала, т.е. групповая задержка непосредственно определяет задержку сигнала относительно некоторого заданного положения и таким образом является оценкой временного положения сигнала.

Следует отметить, что при использовании групповой задержки в качестве параметра наклона ФЧХ возможны ложные эффекты, свойственные вычислению производной от случайной функции. Поэтому необходимо учитывать следующее [30]:

1) при сравнении наклонов у различных кривых спектров нужно, чтобы сами спектры были вычислены в одинаковых условиях. Особенно важно обеспечивать одинаковую длину анализируемых участков эхограмм;

2) локальные наклоны, ввиду их неопределенности, использовать не следует, доверять можно только значениям этого параметра полученным осреднением по некоторому частотному диапазону.

### 3.3.2 Случай сильного сигнала. Коррелированная выборка ФГЗ.

Будем рассматривать случай сильного сигнала и коррелированную выборку ФГЗ смеси. Введем необходимые обозначения

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

$t_{sp}^x(\omega)$  - ФГЗ сигнала.

и используя модель вида (3.1.1) построим оптимальный фазовый алгоритм определения временного положения сигнала, когда оптимальной обработке подвергается лишь ФГЗ смеси. Тогда из критерия максимального правдоподобия следует, что оценку  $\hat{\tau}_{opt}$  можно найти, решив уравнение правдоподобия:

$$\frac{\partial}{\partial \tau} \left[ \ln I \left[ t_{zp}^x \setminus \tau \right] \right]_{\tau} = \hat{\tau}_{opt} = 0, \quad (3.3.1)$$

где в качестве функции правдоподобия примем статистику отношения правдоподобия:

$$I \left[ t_{zp}^x \setminus \tau \right] = \frac{L_{t_{zp}^x}(\tau)}{L_{t_{zp}^x}(\tau_0)}, \quad (3.3.2)$$

в которой  $\tau_0$  - фиксированное значение  $\tau$ ;

$L_{t_{zp}^x}(\tau) = W(t_{zp}^x \setminus \tau)$  - условная апостериорная многомерная

функция распределения ФГЗ смеси.

Вид функции распределения ФГЗ смеси для случая сильного сигнала оценить несложно, т.к. групповые задержки определяются первой производной от ФЧХ, значения которой распределены нормально и,

следовательно, ФГЗ смеси также описываются нормальным законом распределения. Тогда многомерные распределения ФГЗ смеси могут быть представлены в матричном виде [33]

$$W(t_{zp}^x \setminus \tau) = \frac{1}{\sqrt{(2\pi)^m \det K}} \cdot \exp \left[ -\frac{1}{2} (t_{zp}^x - t_{zp}^s(\tau))^T K^{-1} (t_{zp}^x - t_{zp}^s(\tau)) \right] ; \quad (3.3.3)$$

$$W(t_{zp}^x \setminus \tau_0) = \frac{1}{\sqrt{(2\pi)^m \det K}} \cdot \exp \left[ -\frac{1}{2} (t_{zp}^x - t_{zp}^s(\tau_0))^T K^{-1} (t_{zp}^x - t_{zp}^s(\tau_0)) \right], \quad (3.3.4)$$

где  $t_{zp}^x$  - вектор с компонентами  $t_{zp}^x(\omega_k)$ ;

$t_{zp}^s(\tau)$  - вектор с компонентами  $t_{zp}^s(\omega_k; \tau)$ ;

$k = \overline{1, m}$ ;

$K = [R_l(\omega_i, \omega_j)]$  - матрица (положительно определенная) размером  $m \times m$ ;

$K^{-1}$  - матрица обратная к  $K$ ;

$R_l(\omega_i, \omega_j)$  - элемент межчастотной корреляционной функции ФГЗ

смеси.

Подставим (3.3.3) и (3.3.4) в (3.3.2) и получим:

$$\begin{aligned} I(t_{zp}^x / \tau) &= \exp \left[ \begin{aligned} &(t_{zp}^x)^T \cdot K^{-1} \cdot (t_{zp}^s(\tau) - t_{zp}^s(\tau_0)) - \frac{1}{2} (t_{zp}^s(\tau) + \\ &+ t_{zp}^s(\tau_0)) \cdot K^{-1} \cdot (t_{zp}^s(\tau) - t_{zp}^s(\tau_0)) \end{aligned} \right] = \\ &= \exp \left\{ \left[ (t_{zp}^x)^T - \frac{1}{2} (t_{zp}^s(\tau) + t_{zp}^s(\tau_0))^T \right] \cdot K^{-1} \cdot (t_{zp}^s(\tau) - t_{zp}^s(\tau_0)) \right\} \end{aligned} \quad (3.3.5)$$

Учитывая, что операция логарифмирования не меняет положения максимума, возьмем логарифм от (3.3.5) и получим:

$$\ln I[t_{zp}^x \setminus \tau] = \left\{ \left[ (t_{zp}^x)^T - \frac{1}{2} (t_{zp}^s(\tau) + t_{zp}^s(\tau_0))^T \right] \cdot K^{-1} \cdot (t_{zp}^s(\tau) - t_{zp}^s(\tau_0)) \right\}. \quad (3.3.6)$$

Введем вектор

$$V(\tau) = K^{-1} \cdot (t_{zp}^s(\tau) - t_{zp}^s(\tau_0)). \quad (3.3.7)$$

Тогда

$$t_{zp}^s(\tau) - t_{zp}^s(\tau_0) = K \cdot V(\tau). \quad (3.3.8)$$

Записывая компоненты вектора  $V(\tau)$  в виде  $V(\omega_j^1; \tau) \cdot \Delta\omega_j^1$ , представим (3.3.7) интегральной суммой:

$$t_{zp}^x(\omega; \tau) - t_{zp}^s(\omega; \tau_0) = \sum_{j=1}^m R(\omega, \omega_j^1) \cdot V(\omega_j^1; \tau) \cdot \Delta\omega_j^1. \quad (3.3.9)$$

Переходя в (3.3.9) к пределу при  $m \rightarrow \infty$  (или при  $\max_j \Delta\omega_j^1 \rightarrow 0$ ) на заданном интервале  $\Omega$  получаем неоднородное интегральное уравнение

$$\int_{\Omega} R_l(\omega, \omega^1) \cdot V(\omega^1; \tau) d\omega^1 = t_{zp}^x(\omega; \tau) - t_{zp}^s(\omega; \tau_0), \quad (3.3.10)$$

из которого можно определить функцию  $V(\omega_j^1; \tau)$ .

Представим теперь (3.3.6) стохастической интегральной суммой

$$\ln L[t_{zp}^x \setminus \tau] = \sum_{j=1}^m V(\omega_j; \tau) \left[ \frac{t_{zp}^x(\omega_j) - t_{zp}^s(\omega_j; \tau) + t_{zp}^s(\omega_j; \tau_0)}{2} \right] \Delta\omega_j \quad (3.3.11)$$

С учетом теоремы запаздывания [24] можно записать  $t_{zp}^s(\omega; \tau) = t_{zp}^s(\omega) + \tau$  и приняв  $\tau_0 = 0$  запишем

$$t_{zp}^s(\omega_j; \tau) + t_{zp}^s(\omega_j; \tau_0) = 2t_{zp}^s(\omega_j) + \tau \quad (3.3.12)$$

Подставляя (3.3.12) в (3.3.11) получим

$$\ln L[t_{zp}^x \setminus \tau] = \sum_{j=1}^m V(\omega_j; \tau) \left[ t_{zp}^x(\omega_j) - t_{zp}^s(\omega_j) - \tau/2 \right] \Delta\omega_j. \quad (3.3.13)$$

Переходя в (3.3.13) к пределу при  $m \rightarrow \infty$  имеем

$$\ln L[t_{zp}^x \setminus \tau] = \int_{\Omega} V(\omega; \tau) \left[ t_{zp}^x(\omega) - t_{zp}^s(\omega) - \tau/2 \right] d\omega. \quad (3.3.14)$$

С учетом (3.3.12), (3.3.10) переписывается в виде

$$\int_{\Omega} R_l(\omega, \omega^1) \cdot V(\omega^1; \tau) d\omega^1 = \tau \quad (3.3.15)$$

Из (3.3.15) получим

$$\int_{\Omega} R_t(\omega, \omega^1) \cdot V(\omega^1) d\omega^1 = 1, \quad (3.3.16)$$

а из (3.3.16) имеем

$$V(\omega^1; \tau) = \tau V(\omega^1) \quad . \quad (3.3.17)$$

Теперь подставим (3.3.14) в (3.3.1) и с учетом (3.3.17) получим

$$\int_{\Omega} V(\omega) [t_{zp}^x(\omega) - t_{zp}^s(\omega) - \tau] d\omega = 0, \quad (3.3.18)$$

откуда

$$\hat{\tau}_{opt} = \frac{\int_{\Omega} V(\omega) [t_{zp}^x(\omega) - t_{zp}^s(\omega)] d\omega}{\int_{\Omega} V(\omega) d\omega} \quad . \quad (3.3.19)$$

Выражение (3.3.19) определяет оптимальную процедуру оценки временного положения сильного сигнала по коррелированной выборке ФГЗ смеси сигнала с аддитивной гауссовой помехой.

Из (3.3.16) можно получить

$$V(\omega) = \int_{\Omega} R_t^{-1}(\omega, \omega^1) \cdot d\omega^1 \quad . \quad (3.3.20)$$

В этом случае дисперсию оценки временного положения можно определить следующим образом:

$$D[\tilde{\tau}_{opt}] = \frac{1}{\left(\int_{\Omega} V(\omega) \cdot d\omega\right)^2} \cdot D\left[\int_{\Omega} V(\omega) \cdot t_{zp}^x(\omega) \cdot d\omega\right] = \frac{1}{\left(\int_{\Omega} V(\omega) \cdot d\omega\right)^2} \cdot \iint_{\Omega} V(\omega) \cdot V(\omega') \cdot R_t(\omega, \omega') d\omega \cdot d\omega' \quad (3.3.21)$$

Перепишем (3.3.21) в следующем виде:

$$D[\tilde{\tau}_{opt}] = \frac{1}{\left(\int_{\Omega} V(\omega) \cdot d\omega\right)^2} \cdot \int_{\Omega} V(\omega) \int_{\Omega} V(\omega') \cdot R_t(\omega, \omega') d\omega \cdot d\omega' \quad (3.3.22)$$

Теперь с учетом выражения (3.3.16), выражение (3.3.22) примет вид

$$D[\tilde{\tau}_{opt}] = \frac{1}{\int_{\Omega} V(\omega) \cdot d\omega} \quad (3.3.23)$$

Подставляя выражение (3.3.20) в (3.3.23), окончательно получим формулу для вычисления дисперсии оценки временного положения:

$$D[\tilde{\tau}_{opt}] = \frac{1}{\iint_{\Omega} R_t^{-1}(\omega, \omega') d\omega \cdot d\omega'} \quad (3.3.24)$$

### 3.3.3 Случай сильного сигнала. Некоррелированная выборка ФГЗ

Рассмотрим частный случай, когда элементы в выборке ФГЗ смеси являются независимыми. Корреляционная матрица  $K[R_t(\omega_i, \omega_j)]$  в этом случае становится диагональной:

$$R_t(\omega_i, \omega') = \sigma_{t_{zp}^x}^2 \Delta(\omega - \omega'), \quad (3.3.25)$$

где  $\sigma_{t_{zp}^x}^2(\omega)$  - дисперсия групповой задержки смеси на частоте  $\omega$ ;

$\Delta$  - дельта-функция.

Тогда подставляя (3.3.25) и (3.3.20), а полученный результат в (3.3.19) имеем

$$\hat{\tau}_{opt} = \frac{\int_{\Omega} \frac{1}{\sigma_{t_{zp}^x}^2(\omega)} [t_{zp}^x(\omega) - t_{zp}^s(\omega)] d\omega}{\int_{\Omega} \frac{d\omega}{\sigma_{t_{zp}^x}^2(\omega)}} \quad (3.3.26)$$

Выражение (3.3.26) определяет оптимальную процедуру оценки временного положения сильных сигналов по их ФГЗ. Как видно из полученного выражения, данная процедура сводится к определению средневзвешенного отклонения групповой задержки смеси от групповой задержки сигнала по всему анализируемому диапазону частот  $\Omega$ . В качестве весов здесь используются величины, обратные дисперсии групповой задержки смеси в зависимости от частоты  $\omega$ . Нетрудно показать, что эти весовые функции определяют дисперсию получаемой оценки  $\hat{\tau}_{opt}$ .

Действительно, находя дисперсию от левой и правой части выражения (3.3.26) имеем:

$$D[\hat{\tau}_{opt}] = \left[ \int_{\Omega} \frac{d\omega}{\sigma_{t_{sp}}^2(\omega)} \right]^{-1} \quad (3.3.27)$$

Такое же выражение можно получить, если подставить (3.3.25) в (3.3.24).

Так как дисперсия групповой задержки смеси определяет точность оптимальных оценок временного положения, то представляет интерес физический смысл этой дисперсии.

Как показано выше, групповая задержка, находится через первую производную ФЧХ смеси. Поэтому дисперсию групповой задержки можно определить [34]:

$$\sigma_{t_{sp}}^2(\omega) = \frac{\partial^2 R(\omega_1, \omega_2)}{\partial \omega_1 \partial \omega_2} \Big|_{\omega_1 = \omega_2 = \omega} - \left[ \frac{d}{d\omega} [M_{\varphi_x}(\omega)] \right]^2, \quad (3.3.28)$$

где  $R_{\varphi_x}(\omega_1, \omega_2)$  - элементы межчастотной корреляционной матрицы ФЧХ смеси;

$M_{\varphi_x}(\omega)$  - математическое ожидание ФЧХ смеси.

Из выражения (3.3.28) следует, что дисперсия групповой задержки смеси зависит от значений элементов межчастотной корреляционной функции ФЧХ смеси, стоящих на главной диагонали и значений групповой задержки сигнала (математическое ожидание ФЧХ смеси сигнала равно ФЧХ сигнала). Тогда, учитывая, что диагональные элементы матрицы  $K[R(\omega_i, \omega_j)]$  равны дисперсии ФЧХ смеси  $\sigma_{\varphi_x}^2(\omega)$ , которая в свою очередь равна величине обратной отношению сигнал/помеха  $\sigma_{\varphi_x}^2 = \frac{1}{\delta^2(\omega)}$ , можно утверждать, что дисперсия групповой задержки смеси будет обратно пропорциональна величине изменения скорости отношения сигнал/помеха по частоте. Назовем

эту величину отношением сигнал/помеха в области производных и обозначим:

$$\gamma^2(\omega) = \frac{1}{\sigma_{t_{cp}^x}^2(\omega)} \quad (3.3.29)$$

Теперь подставим (3.3.29) в (3.3.26) и (3.3.27), и получим:

$$\hat{\tau}_{opt} = \frac{\int_{\Omega} \gamma^2(\omega) * [t_{cp}^x(\omega) - t_{cp}^s(\omega)] d\omega}{\int_{\Omega} \gamma^2(\omega) d\omega} \quad (3.3.30)$$

$$D[\hat{\tau}_{opt}] = \left[ \int_{\Omega} \gamma^2(\omega) d\omega \right]^{-1}, \quad (3.3.31)$$

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

Из сравнения выражения (3.3.30) и (3.3.19) следует, что наличие корреляции в выборке ФГЗ смеси сигнала с помехой не приводит к изменению структуры алгоритма определения временного положения. Отличия сводятся только к определению весовых коэффициентов, которые однако, существенно влияют на точность получаемых оценок ((3.3.24) и (3.3.31) соответственно).

### 3.3.4 Случай слабого сигнала. Некоррелированная выборка ФГЗ

Для случая слабого сигнала удастся построить оптимальные оценки временного положения сигнала только для независимых значений в выборке ФГЗ смеси. Такие оценки получены в [35] и находятся путем максимизации функционала:

$$LnI(\tau) = \sum_{k=1}^m \gamma(\omega_k) \cos(\omega_k(\Delta t_{cp}(\omega_k) - \tau)) \quad (3.3.32)$$

где  $\Delta t_{cp}(\omega_k) = t_{cp}^x(\omega_k) - t_{cp}^s(\omega_k)$ ;

$\gamma(\omega_k)$  - отношение сигнал/помеха в области производных на частоте  $\omega_k$ ;

$m$  - число анализируемых частотных компонент.

Если в выражение (3.3.32) принять, что сигнал сильный, т.е.  $\gamma(\omega_k) \gg 1$  для любого  $k = \overline{1, m}$ , то нетрудно показать, что максимизация функционала (3.3.32) позволяет получить непосредственную оценку временного положения для случая сильного сигнала в виде [35]:

$$\tau = \frac{\sum_{k=1}^m \gamma^2(\omega_k) \cdot \omega_k^2 \cdot \Delta t_{ep}(\omega_k)}{\sum_{k=1}^m \gamma^2(\omega_k) \cdot \omega_k^2} \quad (3.3.33)$$

Выражение (3.3.33) отличается от оптимальной процедуры определения временного положения сильного сигнала (3.3.30) весовыми коэффициентами. Однако, если при выводе (3.3.32) вместо перехода  $\varphi_x(\omega_k) = \omega_k \cdot t_{ep}^x(\omega_k)$  [35], использовать переход  $\varphi_x(\omega_k) = \Delta \omega \cdot t_{ep}^x(\omega_k)$ , то выражение (3.3.33) трансформируется в:

$$\tau = \frac{\sum_{k=1}^m \gamma^2(\omega_k) \cdot \Delta t_{ep}(\omega_k)}{\sum_{k=1}^m \gamma^2(\omega_k)} \quad (3.3.34)$$

и полностью совпадает с оптимальной оценкой временного положения сильного сигнала. Функция правдоподобия (3.3.32) для слабого сигнала в этом случае приобретает вид:

$$\ln I(\tau) = \sum_{k=1}^m \gamma(\omega_k) \cos(\Delta \omega (\Delta t_{ep}(\omega_k) - \tau)). \quad (3.3.35)$$

Выражение (3.3.35) теперь можно рассматривать, как некоторую оценку огибающей сигнала, построенную на основе аппарата функций группового запаздывания [36]. При этом положение максимума огибающей (3.3.35) определяет оптимальную оценку временного положения как для случая слабого, так и для случая сильного сигнала.

### 3.4. Определение временного положения акустических сигналов по ФГЗ эхограммы с равновесной и неравновесной обработкой

Практическое применение оптимальных алгоритмов вида (3.3.30) и (3.3.35) требует формирования распределения отношения сигнал/помеха в области производных  $\gamma(\omega_k)$  по анализируемой области частот, что является весьма непростой задачей. Поэтому, также как и при использовании ФЧХ (раздел 3.2), представляет большой интерес формирование алгоритмов на основе ФГЗ, отличных от оптимальных.

Примем в (3.3.35)  $\gamma(\omega_k) = 1$  для любого  $k = \overline{1, m}$  и получим:

$$\ln I(\tau) = \sum_{k=1}^m \cos(\Delta\omega(\Delta t_{zp}(\omega_k) - \tau)). \quad (3.4.1)$$

Нетрудно показать, что максимизация (3.4.1) для случая сильного сигнала дает оценку:

$$\hat{\tau} = \frac{\sum_{k=1}^m \Delta t_{zp}(\omega_k)}{m}, \quad (3.4.2)$$

а дисперсия оценки составляет:

$$D(\hat{\tau}) = \frac{\sum_{k=1}^m \frac{1}{\gamma^2(\omega_k)}}{m^2}. \quad (3.4.3)$$

Выражение (3.4.1) и (3.4.2) определяет алгоритмы оценки временного положения соответственно слабого и сильного сигнала с равновесной обработкой. Сравнение дисперсии оценок (3.4.3) и (3.3.31) показывает, что равновесная обработка приводит к снижению точности получаемых оценок, однако преимущество таких алгоритмов состоит в том, что для их реализации не нужно измерять распределение  $\gamma(\omega_k)$  для всех  $k = \overline{1, m}$ , что на практике часто сделать не удается. Кроме того, эффективность алгоритмов,

отличных от оптимальных можно увеличить, если перейти от равновесной к неравновесной обработке. Например, для случая сильного сигнала использовать оценку вида:

$$\frac{\Lambda}{\tau} = \frac{\sum_{k=1}^m W^2(\omega_k) \Delta t_{zp}(\omega_k)}{\sum_{k=1}^m W^2(\omega_k)}, \quad (3.4.4)$$

где  $W(\omega_k)$  - специально подобранная весовой функция.

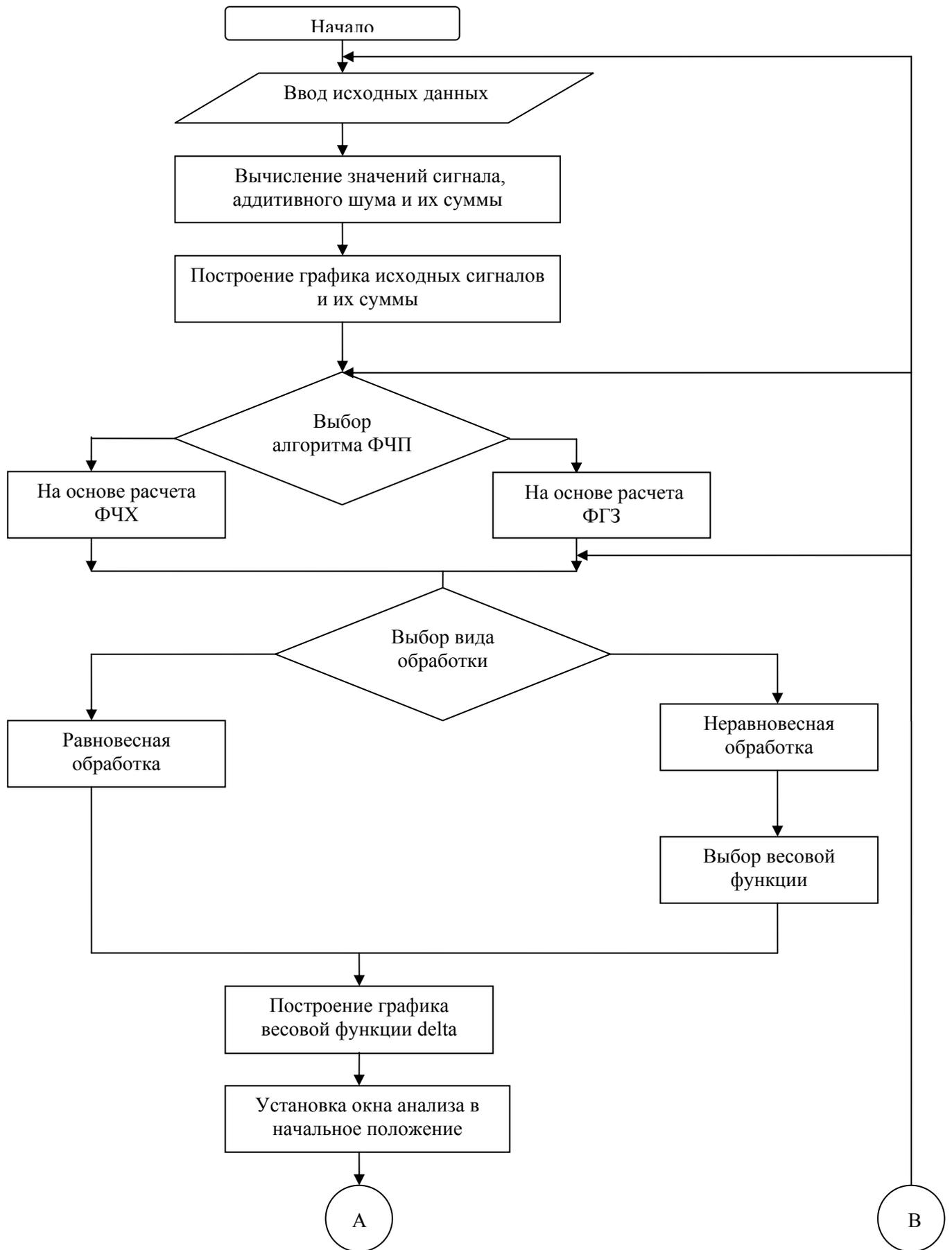
Целесообразность введения весовых функций обсуждалась в разделе 3.2 данной работы.

### **3.5. Исследование эффективности фазочастотных методов путем статистического моделирования**

Исследования эффективности применения разработанных фазочастотных методов для определения временного положения акустических сигналов проводились с помощью вычислительного эксперимента на модели эхограммы. Для этого предварительно на основе фазочастотных методов были построены алгоритмы обработки эхограмм.

#### **3.5.1 Разработка алгоритмов фазочастотного прослеживания эхограмм**

Предложенные методы фазочастотного прослеживания эхограмм на основе максимума их ФЧХ и ФГЗ (выражения (3.2.4) и (3.4.1) соответственно) позволяют разработать эффективные алгоритмы поиска отражений. Структурная схема этих алгоритмов представлена на рисунке 3.1.



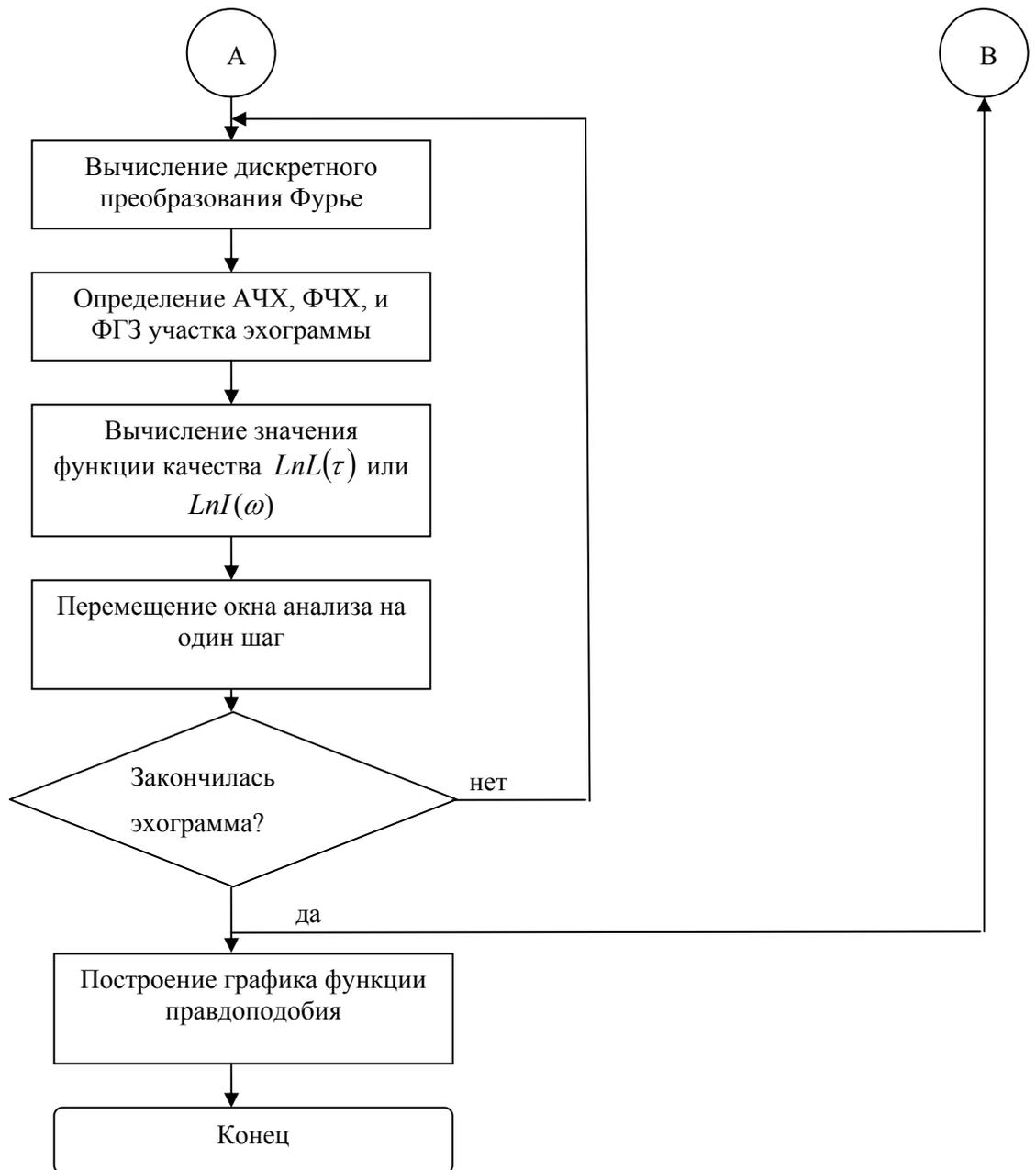


Рис. 3.1. Структурная схема алгоритмов

Дадим только краткое описание к схеме, так как интерфейс прост в использовании и не требует подробного описания. Будем считать, что исходные параметры (исследуемый диапазон частот, шаг по частоте, шаг по времени и т.д.) заданы. Тогда процедура оценки временного положения на эхограмме сводится к следующей последовательности шагов:

1. Установить окно анализа в первоначальное положение на эхограмме;

2. Вычислить АЧХ, ФЧХ и ФГЗ в полосе частот  $\Omega$  для мгновенного положения окна анализа путем ДПФ участка эхограммы;

$$\operatorname{Re}(\omega_k) = \sum_{n=0}^{N-1} s(n) \cdot \cos((T_0 + \Delta t \cdot n)(\omega_H + k \cdot \Delta \omega)), \quad (3.5.7)$$

$$\operatorname{Im}(\omega_k) = \sum_{n=0}^{N-1} s(n) \cdot \sin((T_0 + \Delta t \cdot n)(\omega_H + k \cdot \Delta \omega)), \quad (3.5.8)$$

$$\operatorname{Re}'(\omega_k) = - \sum_{n=0}^{N-1} s(n) \cdot \sin((T_0 + \Delta t n)(\omega_n + k \cdot \Delta \omega)) \cdot (T_0 + \Delta t n) \quad (3.5.9)$$

$$\operatorname{Im}'(\omega_k) = \sum_{n=0}^{N-1} s(n) \cdot \cos((T_0 + \Delta t n)(\omega_H + k \cdot \Delta \omega)) \cdot (T_0 + \Delta t n) \quad (3.5.10)$$

$$A(\omega_k) = \sqrt{\operatorname{Re}^2(\omega_k) + \operatorname{Im}^2(\omega_k)}, \quad (3.5.11)$$

$$\varphi(\omega_k) = -\operatorname{arctg} \frac{\operatorname{Im}(\omega_k)}{\operatorname{Re}(\omega_k)}. \quad (3.5.12)$$

$$t_{zp}(\omega_k) = \frac{\operatorname{Re}(\omega_k)\operatorname{Im}'(\omega_k) - \operatorname{Re}'(\omega_k)\operatorname{Im}(\omega_k)}{[\operatorname{Re}(\omega_k)]^2 + [\operatorname{Im}(\omega_k)]^2}, \quad (3.5.13)$$

для всех  $k = \overline{1, m}$ .

3. Подвергнуть тригонометрическим преобразованиям (взять косинус) ФЧХ и ФГЗ.

4. При неравновесной обработке взвесить преобразованные значения ФЧХ и ФГЗ с помощью выбранной весовой функции (разделы 3.2.2 и 3.4.2)

5. Просуммировать преобразованные ФЧХ и ФГЗ в полосе частот  $\Omega$ , формируя тем самым для каждого  $t$  значения функции правдоподобия  $L(\tau)$  или соответственно.

6. Переместить окно анализа на величину шага дискретизации по времени  $\Delta t$  и повторение пунктов 2-4 до тех пор, пока не закончится прослеживание всей эхограммы.

### 3.5.2. Исследование точности получаемых оценок временного положения сигналов на эхограмме с помощью разработанных алгоритмов

Исследуем эффективность алгоритмов фазочастотного прослеживания на модели эхограммы при многоимпульсном зондирующем сигнале. Такая модель построена ранее во втором разделе работы. На рисунке 3.2 показана эхограмма длительностью 17 с, частота дискретизации по времени составляет 0,001 с. Предварительно будем считать, что шум на эхограмме отсутствует.

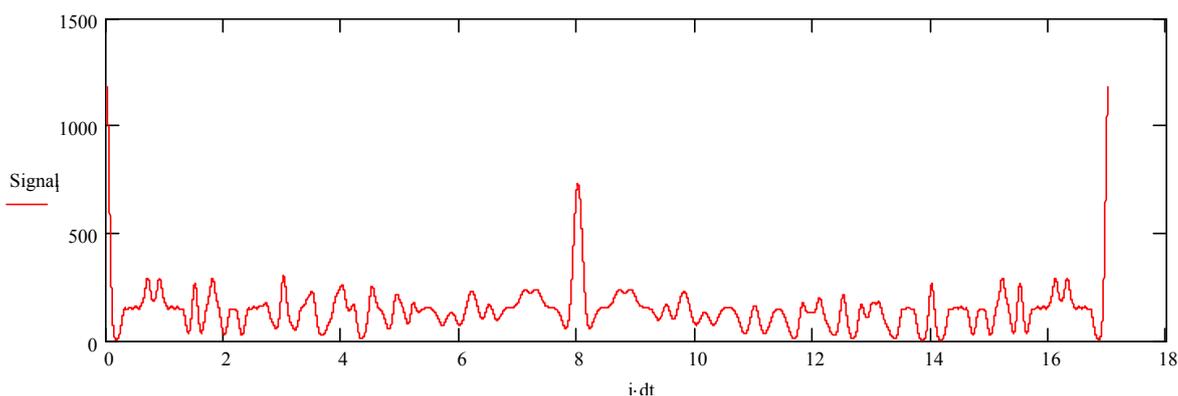
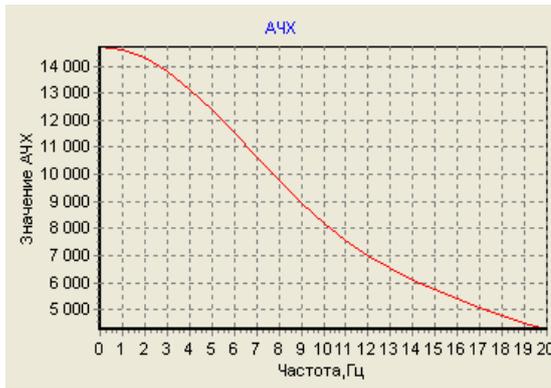
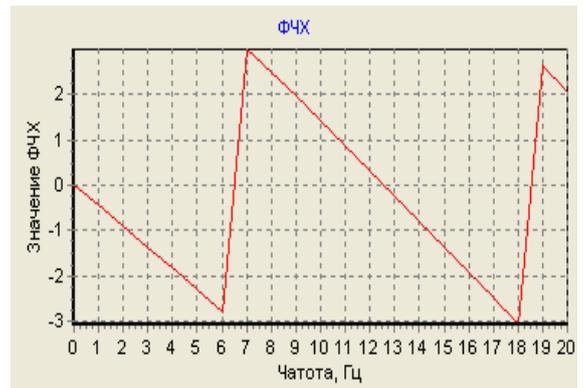


Рис. 3.2. Модель эхограммы многоимпульсного зондирующего сигнала

Из рисунка видно, что пик амплитуды сигнала четко просматривается на восьмой секунде. Спектральные характеристики данного сигнала представлены на рисунках 3.3 и 3.4.

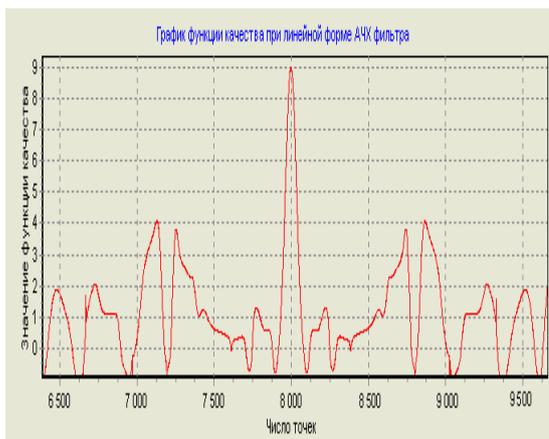


**Рис.3.3. График АЧХ многоимпульсного сигнала**

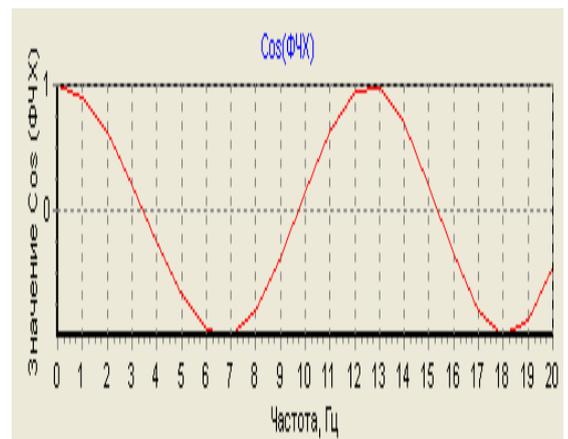


**Рис.3.4 График ФЧХ многоимпульсного сигнала**

Как видно из рисунков, отраженный сигнал на эхограмме- это низкочастотный сигнал, основная энергия которого расположена в диапазоне до 10 Гц. ФЧХ сигнала линейна в анализируемой полосе частот, при этом наличие скачков связано с вычислительными аспектами , так как расчет ФЧХ производится на промежутке  $-\pi$  до  $+\pi$  и доопределение ФЧХ по всей области частот не осуществлялось. Это связано с тем, что при формировании функции правдоподобия вычисляются либо  $\cos$  ФЧХ, либо  $\cos$  ФГЗ, а следовательно доопределение не требуется. На рис. 3.5 и 3.6 представлены  $\cos(\text{ФЧХ})$  и функция правдоподобия эхограммы многоимпульсного зондирующего сигнала, построенные на основе анализа ФЧХ с равновесной обработкой (3.2.1).



**Рис.3.5. График  $\cos(\text{ФЧХ})$  многоимпульсного сигнала**



**Рис.3.6. График функции правдоподобия многоимпульсного сигнала**

Из рисунка 3.6 видно, что функция правдоподобия эхограммы многоимпульсного сигнала подобна по форме самой эхограмме, а максимум функции правдоподобия точно соответствует временному положению сигнала. При этом наблюдается более надежное выделение отражения, чем на исходной эхограмме.

В качестве примера на рисунке 3.7 представлена модель многоимпульсного сигнала при наложении шума.

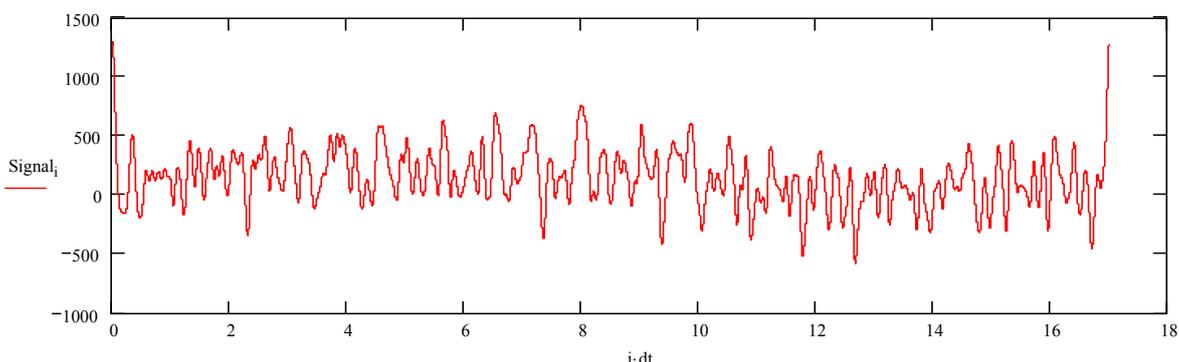


Рис. 3.7. Модель эхограммы многоимпульсного зондирующего сигнала при наложении шума (отношение сигнал/шум  $\rho = 1$ )

Как видно из рисунка, отражение на эхограмме не просматривается и следовательно оценка его временного положения является неоднозначной.

На рис. 3.8 представлена функция правдоподобия зашумленного сигнала на основе анализа его ФЧХ с равновесной обработкой.



Рис.3.8. График функции правдоподобия многоимпульсного сигнала при наличии шума

Из рисунка видно, что функция правдоподобия позволяет достаточно надежно выделить временное положение отражения на эхограмме при наличии шума, при этом пик амплитуды сигнала четко соответствует восьмой секунде. Далее для оценки надежности определения временного положения сигнала на эхограмме при наличии помех проводились исследования путем статического моделирования на ЭВМ. Объем выборки составлял 50 наблюдений, отношение сигнал/шум оценивалось как отношение квадрата пикового значения амплитуды сигнала к дисперсии шума. В таблице 3.1 приведены значения отклонения оценки математического ожидания временного положения сигнала от его истинного значения и дисперсия оценок временного положения при различных отношениях сигнал/шум. Эксперименты проводились путем равновесной обработки ФЧХ участков эхограммы.

Таблица 3.1. Значения отклонения математического ожидания и дисперсии оценки временного положения сигнала на эхограмме в зависимости от отношения сигнал/шум

Соотношение сигнал/помеха $\rho$	Ошибка смещения, $\Delta t_x, мс$	Дисперсия $D_x, мс^2$
10	0,08	0,316
5	0,08	0,808
4	0,16	0,952
3	1,04	27,304
2	1,88	36,936
1	2,88	76,924

Для наглядности рассчитанные значения полученных оценок представлены на рисунках 3.9 и 3.10 соответственно.

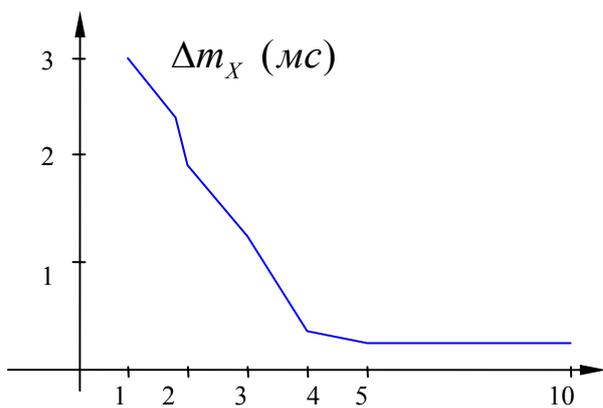


Рис.3.9. отклонения математического ожидания оценки временного положения сигнала на эхограмме от истинного положения в зависимости от отношения сигнал/шум

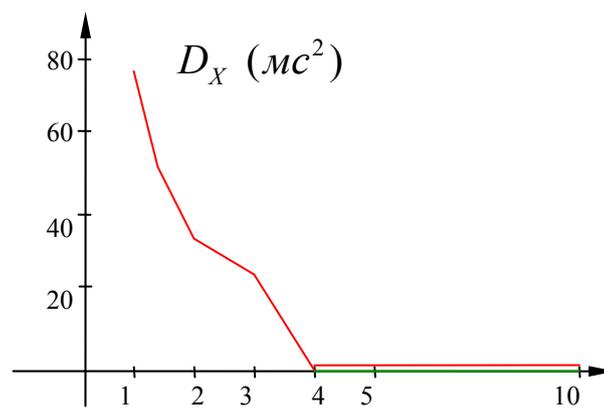


Рис.3.10. Дисперсия оценки временного положения сигнала на эхограмме в зависимости от отношения сигнал/шум

Из рисунков видно, что надежность и точность получаемых оценок временного положения отражения на эхограмме на основе анализа функции правдоподобия ФЧХ эхограммы  $L(\tau)$  достаточно высока даже при отношении сигнал/шум близком к единице.

На рисунках 3.11 и 3.12 приведены аналогичные количественные оценки точности определения временного положения сигнала на эхограмме, когда анализу подвергалась функция правдоподобия групповой задержки эхограммы  $I(\tau)$  (3.4.1). Сравнение рисунков 3.17 и 3.19, и 3.18 и 3.20 соответственно показало, что точность получаемых оценок при использовании ФГЗ снижается, однако эти потери невелики. В тоже время анализ ФГЗ позволяет учесть дисперсию среды распространения, что довольно существенно при зондировании нефтяных скважин.

Таким образом, проведенный анализ показал, что разработанные фазочастотные алгоритмы прослеживания эхограмм обеспечивают высокую точность определения временного положения сигнала при интенсивных нерегулярных шумах, а следовательно они могут существенно увеличить надежность получения оценок уровня жидкости в нефтяных скважинах при использовании многоимпульсной системы зондирования.

## Выводы:

- 1) Показано, что оптимальная обработка ФЧХ эхограммы реализует оптимальные алгоритмы определения временного положения;
- 2) Получены оптимальные оценки временного положения сильного сигнала по коррелированной выборке ФЧХ эхограммы. Показано, что наличие корреляции не меняет структуру алгоритма определения временного положения сигнала, а изменяет только весовые коэффициенты. Это особенно важно, так как основная энергия отражения сосредоточена в узкой области частот и получить независимую выборку ФЧХ затруднительно.
- 3) Показано, что процедура оценки оптимальная при слабом сигнале, является оптимальной и при сильном, но не наоборот. Это дает возможность построить алгоритмы с равновесной и неравновесной обработкой, более простые для практической реализации и достаточно эффективные даже при малых отношениях сигнал/помеха;
- 4) Получены оптимальные оценки временного положения сильного сигнала при наличии дисперсии скорости в скважине как для коррелированной, так и некоррелированной выборки ФГЗ;
- 5) Предложены алгоритмы выделения огибающей эхосигнала на основе ФГЗ для случая слабого сигнала;

- б) Проведенные исследования на модели эхограммы показали, что разработанные фазочастотные алгоритмы определения временного положения сигналов обеспечивают высокую точность получения оценок даже при отношениях сигнал/шум близких к единице, а следовательно их можно использовать в разрабатываемой системе для более надежного определения уровня жидкости в проблемных скважинах.

## **4 Анализ применения разработанных методов и алгоритмов для определения уровня жидкости на действующих нефтяных скважинах**

### **4.1 Опытно-методическая обработка реальных эхограмм**

На основе разработанной выше технологии многоимпульсного эхометрирования скважин был построен аппаратно программный комплекс (рис 4.1), в состав которого входят:

в состав которого входят:

- Устройства генерации и приема акустических импульсов УГП-автомат2 с модернизированным автоматическим клапаном позволяющим генерировать произвольную последовательность импульсов
- Системный блок
- Модуль аналогового процессора E330 с платой сопряжения
- Аккумулятор 12В
- Кабель измерительный переходной с тремя разъемами
- Кабель интерфейсный
- Кабель перехода смотки на СОМ-порт
- Кабель перехода СОМ-порта на смотку
- Кабель 220В сетевого адаптера
- Кабель заряда и питания системного блока от бортсети автомобиля
- ЗИП системного блока: Вставка плавкая ВП1-1-5А

Основу комплекса составляет системный блок смонтированный в кейсе (рис. 2.1), который обеспечивает полный набор функциональных возможностей в части контроля уровня жидкости в скважине и дополнительные возможности при комплектовании соответствующими датчиками, приборами и программами.



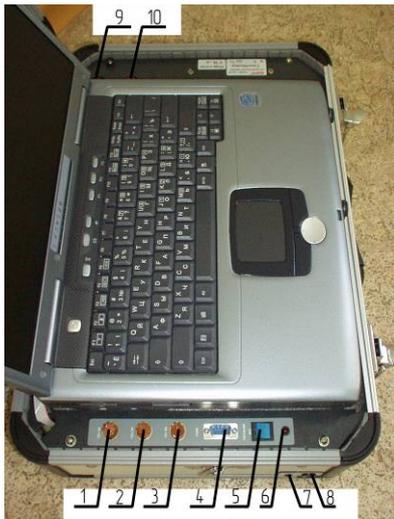
**Рис. 4.1 - Общий вид системного блока**

Системный блок включает:

- портативный компьютер класса NoteBook;
- устройство ввода/вывода на основе модуля E330;

Устройство ввода/вывода осуществляет прием и обработку данных, поступающих со скважинных датчиков (УГП4С или аналогичных) и в режиме “реального времени” пересылает данные в персональный компьютер. Работает устройство ввода/вывода под управлением компьютера.

Вид бортового Системного блока в рабочем положении показан на рисунке 2.2.



- 1 - предохранитель в цепи питания “Заряд”;
- 2 - предохранитель в цепи питания “Компьютер”;
- 3 - предохранитель в цепи питания “Аккумулятор”;
- 4 - Разъем для подключения портативных приборов (RS232);
- 5 - тумблер включения питания Системного блока;
- 6 - индикатор питания Системного блока;
- 7 - индикатор режима ЗАРЯД (включается при зарядке аккумулятора резервного питания);
- 8 - разъем для подключения к бортсети автомобиля и сетевого адаптера.
- 9 - разъем для подключения ДПН;
- 10 - разъем для подключения УГП.

**Рис. 4.2 - системный блок в рабочем положении**

К системному блоку через измерительные кабели могут быть подключены датчики, которые размещены во втором кейсе.

Датчиком канала контроля уровня является Устройство генерации и приема сигнала УГП-автомат2 (рис.2.3) предназначенное для генерации и приема акустических импульсов в затрубном пространстве и контроля давления в затрубном пространстве на устье скважины.



**Рис. 4.3 - УГП-автомат2**

В составе УГП-автомат2 имеются:

- автоматический выпускной клапан;

- съемный ручной выпускной клапан (вместо этого клапана может быть установлен импульсный акустический генератор ГАИ-1);
- блок измерительных преобразователей;
- разъем для кабельного подключения.

При этом автоматический клапан, генерирующий зондирующий сигнал, открывается и закрывается по определенной программе.

Для повышения надежности работы комплекс снабжен автономной системой бесперебойного электропитания на основе встроенного в системный блок аккумулятора (типа 6СТ9) с зарядом от бортсети автомобиля или от сети 220В с помощью штатного сетевого адаптера.

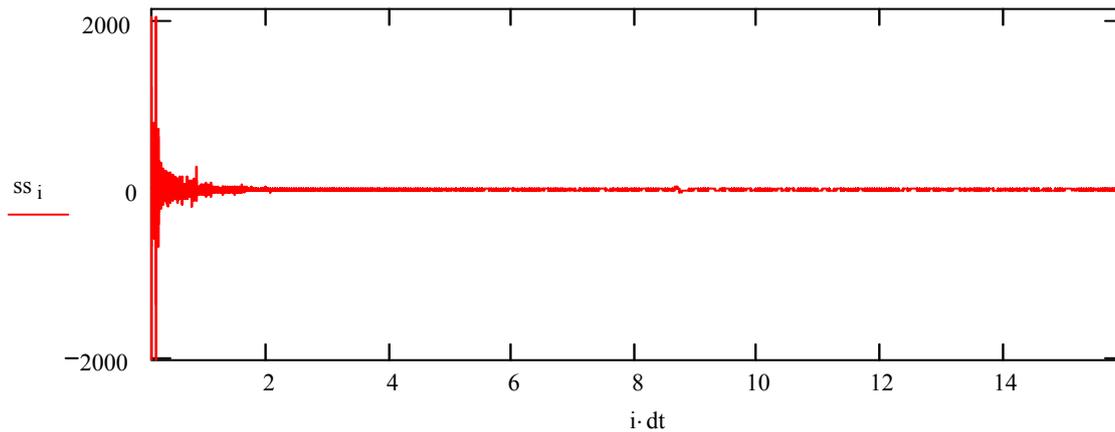
Программное обеспечение, поставляемое с комплексом, обеспечивает создание и ведение баз данных по измерениям.

Испытания проводились на действующих нефтяных добывающих скважинах Советского месторождения (г. Стрежевой) в период с 14.02.05 по 18.02.05. Испытания провели программисты ООО «ТНПВО СИАМ» Семенчук В.Е. и Налимов К.Г. на мобильном диагностическом комплексе «*СиамМастер-2СИ*», оснащенный «УГП автомат 2» и программным модулем «Кодированное эхометрирование».

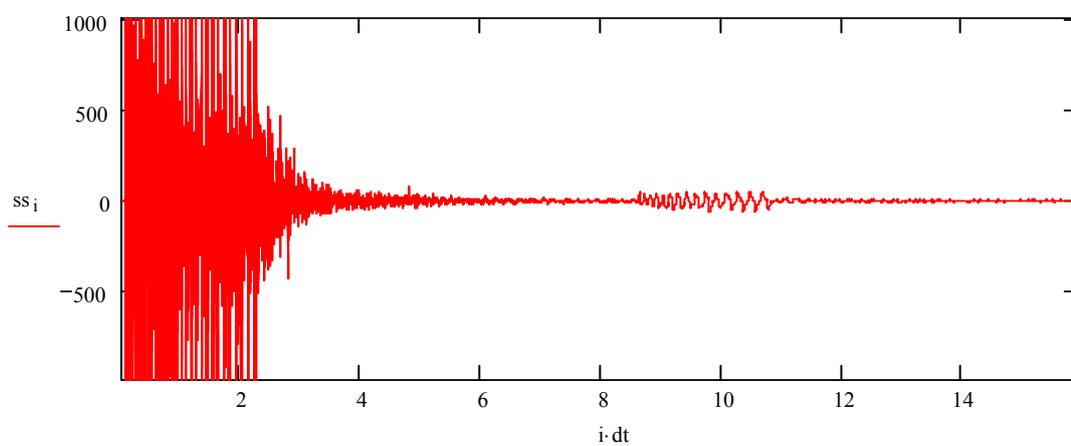
Число обследованных скважин 14, количество проведенных измерений 189. Давление в обследованных скважинах было в диапазоне от 5 до 14.5 атм. Все скважины, на которых проводились измерения, были оборудованы ЭЦН. Для каждого измерения было оценено отношение сигнал/шум (отношение квадрата пикового значения амплитуды сигнала к дисперсии шума) до и после согласованной фильтрации.

На рисунке 4.1 приведена эхограмма скважины 717 куста 9. Зондирование производилось одиночным импульсом и серией из 15 импульсов. Отношение сигнал/шум для одиночного сигнала составило 85.177 (рис. 4.1 а), после проведения фильтрации 293.483 (рис. 4.1 в). Таким образом, увеличение отношения сигнал/шум составило 3.446 раза

а) одиночный зондирующий импульс



б) не обработанная эхограмма



в) после согласованной фильтрации

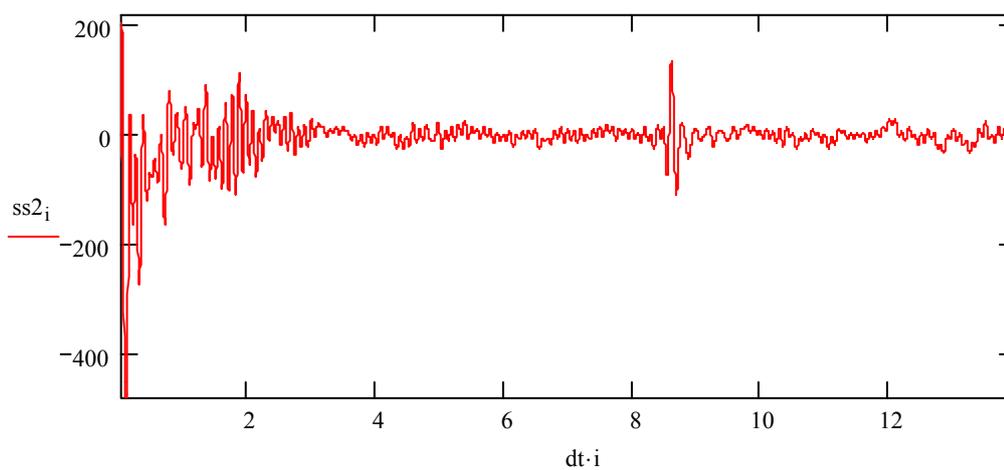
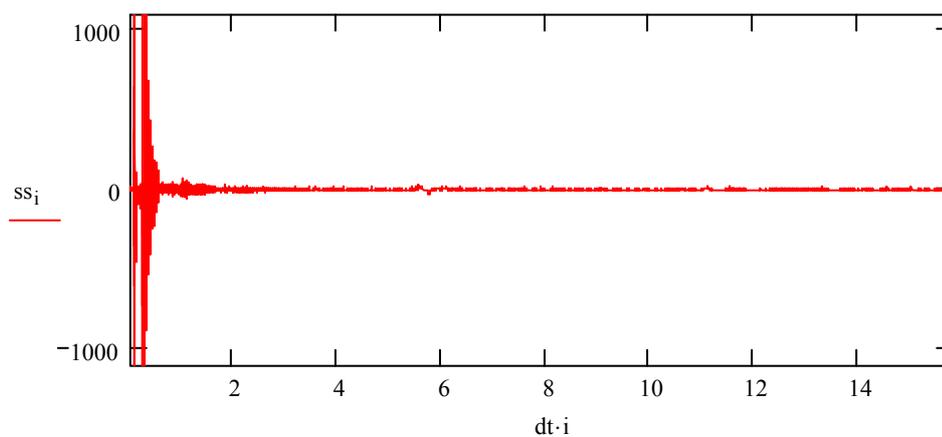


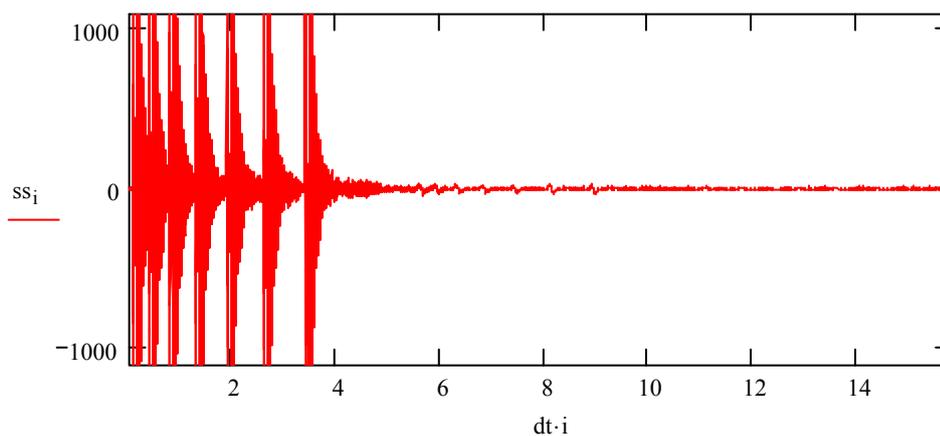
Рис. 4.1 – куст 9, скважина 717.

На рисунке 4.2 приведена эхограмма скважины 743 куста 18. Зондирование производилось одиночным импульсом и серией из 7 импульсов. Отношение сигнал/шум для одиночного сигнала составило 301.861 (рис. 4.2 а), после проведения фильтрации 567.048 (рис. 4.2 в). Таким образом, увеличение отношения сигнал/шум составило 1.879 раза.

а) одиночный зондирующий импульс



а) не обработанная эхограмма



б) после согласованной фильтрации

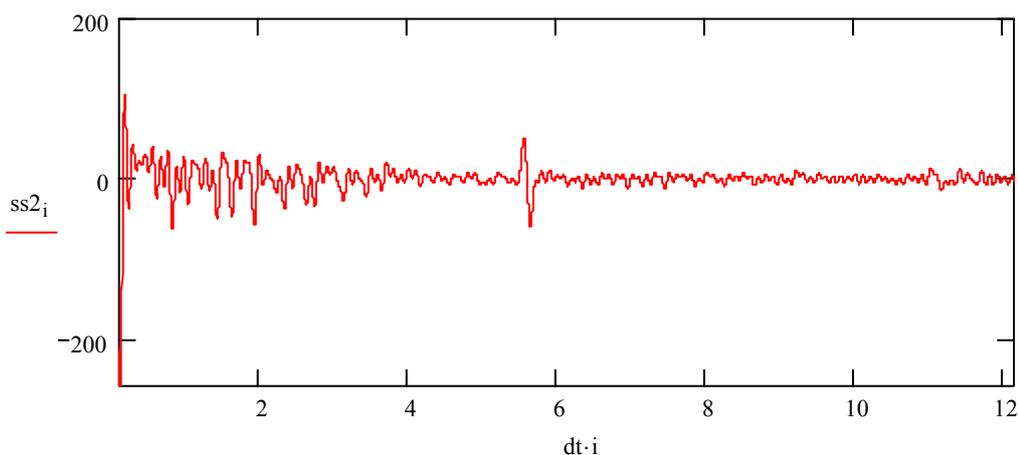
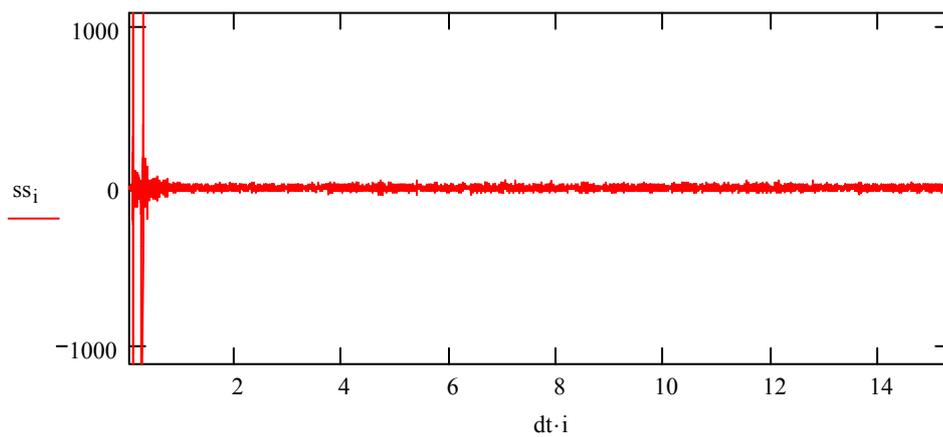


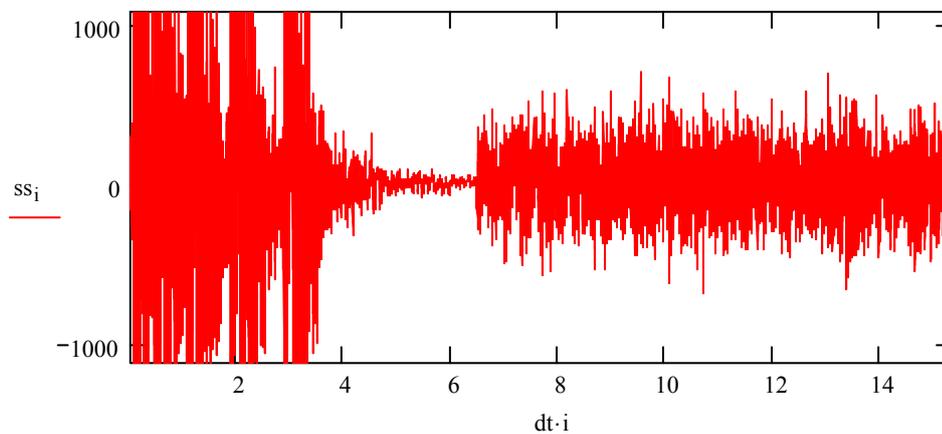
Рис. 4.2 – куст 18, скважина 743.

На рисунке 4.3 приведена эхограмма скважины 702 куста 11. Зондирование производилось одиночным импульсом и серией из 5 импульсов. Измерение производилось в момент срабатывания перепускного клапана стравливающего избыточное давление в затрубном пространстве скважины в линию, поэтому отношение сигнал/шум для одиночного зондирующего сигнала составляет 5.474 (рис. 4.3 а) и ни одно отражение от уровня из серии импульсов не просматривается без дополнительной обработки. После проведения фильтрации хорошо видно отражение от уровня жидкости в районе восьмой секунды. При этом отношение сигнал/шум увеличилось в 34.956 раз и составило 191.35 (рис. 4.3 в).

а) одиночный зондирующий импульс



б) не обработанная эхограмма



в) после согласованной фильтрации

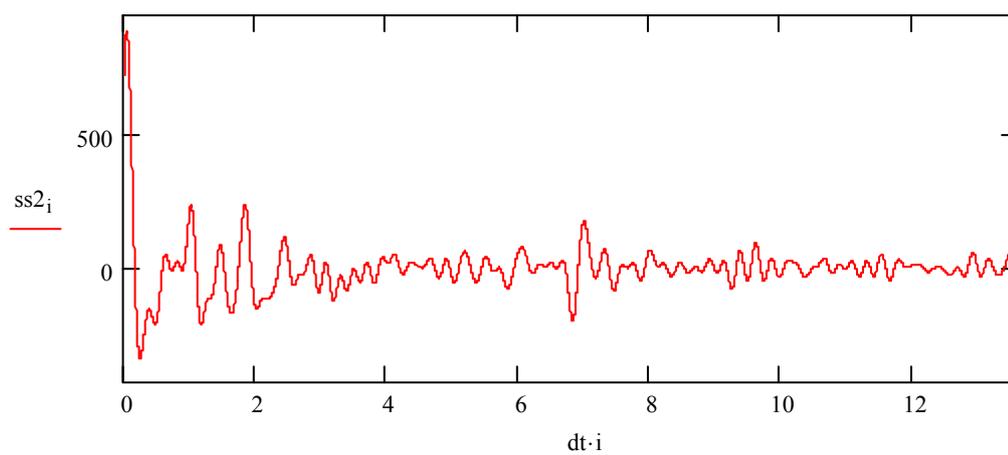
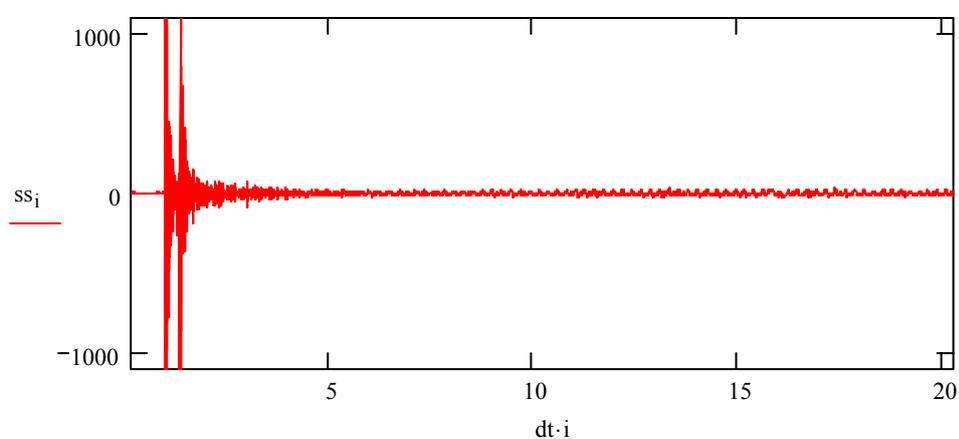


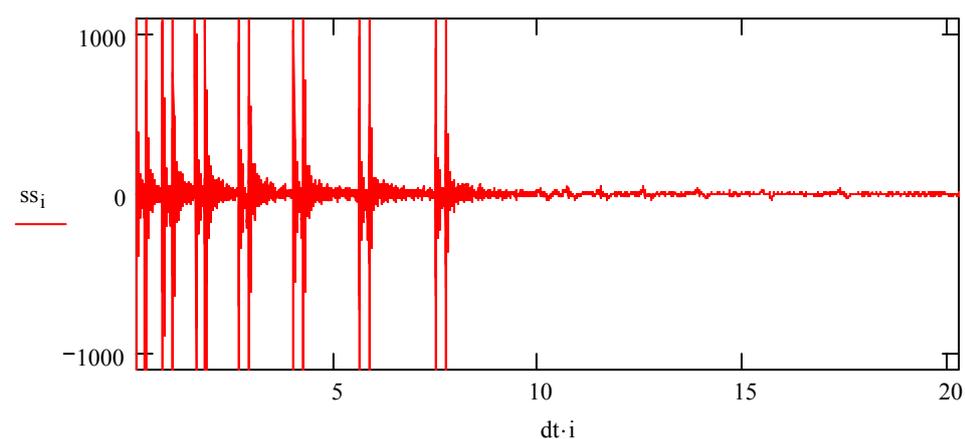
Рис. 4.3 – куст 11, скважина 702.

На рисунке 4.4 приведена эхограмма скважины 1631 куста 133. Зондирование производилось одиночным импульсом и серией из 7 импульсов. Отношение сигнал/шум для одиночного зондирующего сигнала составляет 32.391 (рис. 4.4 а), после проведения фильтрации 569.225 (рис. 4.4 в). Таким образом, увеличение отношения сигнал/шум составило 17.574 раза.

а) одиночный зондирующий импульс



б) не обработанная эхограмма



в) после согласованной фильтрации

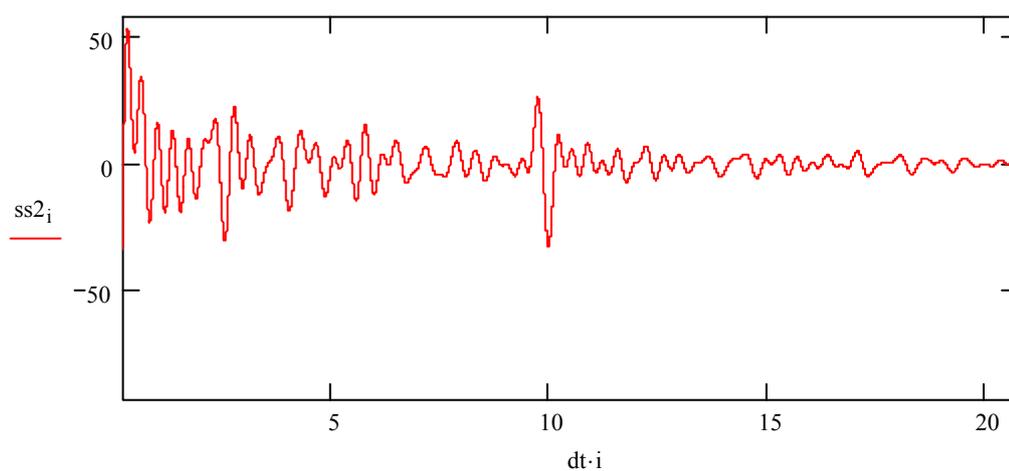
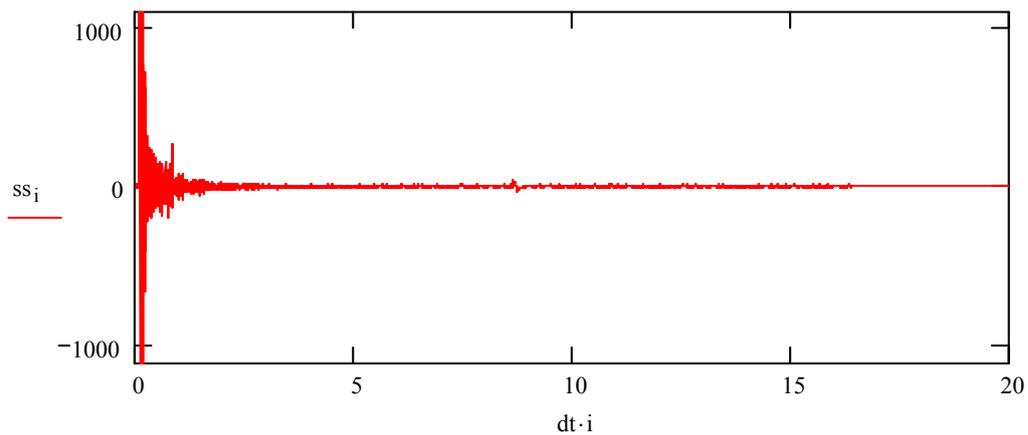


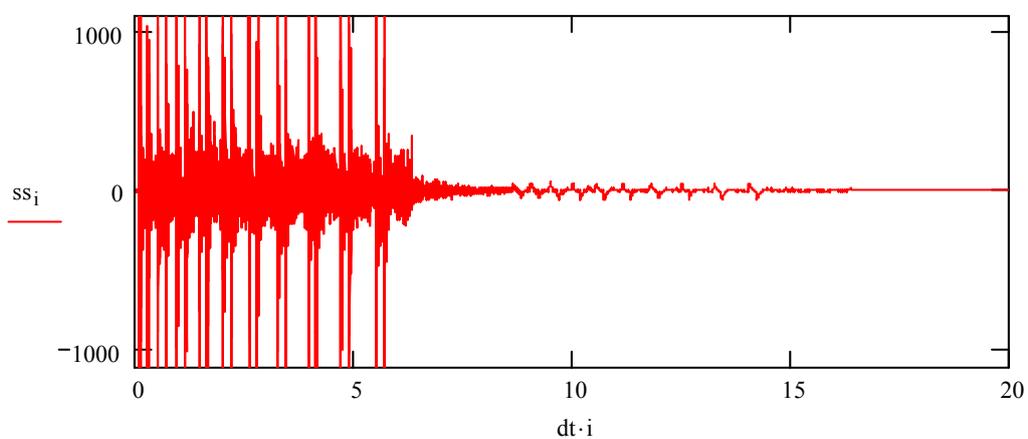
Рис. 4.4 – куст 133, скважина 1631.

На рисунке 4.5 приведена эхограмма скважины 717 куста 10. Зондирование производилось одиночным импульсом и серией из 10 импульсов. Отношение сигнал/шум для одиночного сигнала составило 41.299 (рис. 4.6 а), после проведения фильтрации 161.865 (рис. 4.6 б). Таким образом, увеличение отношения сигнал/шум составило 3.919 раза.

а) одиночный зондирующий импульс



б) не обработанная эхограмма



в) после согласованной фильтрации

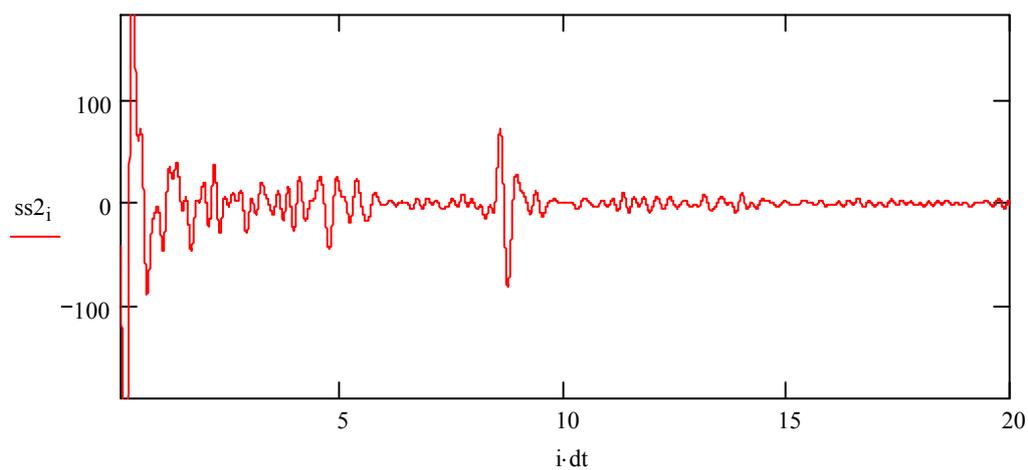


Рис. 4.5 – куст 10, скважина 717.

#### **4.2 Оценка результатов испытаний и прогноз экономической эффективности применения разработанных методов на действующих скважинах**

Проведенные испытания показали высокую эффективность предложенного метода эхометрирования основанного на использовании многоимпульсной зондирующего сигнала по сравнению с традиционным. На всех скважинах отношение сигнал/шум существенно возросло, в среднем более чем в 10 раз. Такие показатели позволили уверенно измерять уровень жидкости на скважине с высоким уровнем шума, на которой при использовании традиционного метода эхометрирования определить уровень не удалось. Таким образом, внедрение предложенного метода эхометрирования позволит устранить проблему измерения уровня на скважинах, на которых не удавалось определить уровень по причинам связанными с низким отношением сигнал/шум (скважины с высокой зашумленностью, высоким уровнем пены, очень низким уровнем, низким затрубном давлением, и т.д.). Для ОАО Юганск-нефтегаз фонд действующих скважин, на которых по указанным причинам не удастся определить уровень, порядка 150. Согласно отраслевому регламенту контроль уровня жидкости должен проводиться не реже двух раз в месяц, поэтому, для контроля пластового давления и уровня жидкости в межтрубном пространстве применяют погружные манометры. Стоимость часа работ для измерения пластового давления методами эхометрирования составляет 587 рублей, с помощью глубинного прибора – 848 рублей, при этом временные затраты на измерение уровня эхолотом составляет 0,5 чел/час для измерения давления глубинным манометром – 10 чел/час. Таким образом, при внедрении предложенного метода эхометрирования для ОАО Юганск-нефтегаз

ежемесячная экономия только на регламентных работах составит порядка 2,5 млн. руб. в месяц.

Кроме этого, постоянный контроль уровня жидкости необходим при освоении скважины, так называемый вывод скважины 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, стоимость часа которого составляет 2921 рублей, средняя продолжительность ремонта по смене насосной установки составляет 80 часов. Таким образом, общая стоимость ремонтных работ с учетом стоимости ремонта насоса составляет около 500 тыс. рублей. Использование предложенного метода позволяет контролировать уровень жидкости на всем временном промежутке освоения скважины и избежать поломок насосной установки связанных с неправильной оценкой уровня жидкости.

#### ***4.3 Рекомендаций и инструкций по использованию многоимпульсного зондирующего сигнала для локации уровня жидкости в нефтяных скважинах***

Использование метода многоимпульсной эхолокации уровня жидкости в межтрубном пространстве рекомендовано на нефтяных скважинах, на

которых определение уровня жидкости осложнено, либо невозможно, по причинам низкого отношения сигнал/шум, в случаях, когда традиционный (одноимпульсный) метод не удовлетворяет требованиям надежности получаемых оценок.

1. При проведении долговременных технологических операций связанных с многократным измерением уровня жидкости, таким как вывод скважин на режим. В процессе проведения таких работ производится настройка нефтедобывающего оборудования для которой необходимо оперативно определять уровень жидкости в межтрубном пространстве, поэтому на проведение многократных повторных измерений и кропотливого исследования эхограммы опытным оператором нет времени, также нет возможности в соответствии с технологическим регламентом увеличить отношения сигнал/шум воздействуя на объект исследования (отключая нефтедобывающую установку, увеличивая устьевое давление, перекрывая патрубков между межтрубным пространством и выкидной линией).

2. При проведении гидродинамических исследований связанных с многократным измерением уровня жидкости, таким как регистрация, кривых падения и восстановления уровня. При проведении такого рода ГДИС 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. Такое исследование, в котором не удается определить все точки на кривой восстановления или падения уровня является испорченным и все измерение необходимо повторять сначала. Кроме этого,

использование многоимпульсного сигнала с большой девиацией частоты следования импульсов позволяет, после проведения согласованной фильтрации, добиться уменьшения ширины отраженного сигнала во временной области, что дает возможность повысить разрешающую способность определения уровня жидкости по сравнению с традиционным одноимпульсным методом. Это особенно важно при контроле динамики изменения уровня.

Однако стоит отметить, что эффективность применения многоимпульсного метода падает при уменьшении значения уровня жидкости (чем ближе уровень жидкости к устью скважины, тем менее эффективным становится многоимпульсный метод локации уровня жидкости). Это связано с тем, что для нормальной работы алгоритмов согласованной фильтрации отраженный сигнал на эхограмме не должен накладываться на зондирующий. То есть, длина зондирующего сигнала должна быть меньше времени его распространения от устья до уровня умноженного на два.

Далее приводятся инструкции по применению комплекса для измерения уровня жидкости в межтрубном пространстве. Описание комплекса дано в разделе 4.1 данной работы и приведено на рисунках 4.1, 4.2 и 4.3.

### **Подготовка комплекса к работе**

*Включение и выключение системного блока. Зарядка аккумуляторов. Хранение.*

Системный блок может быть подключен к бортсети 12В автомобиля через кабель питания или к промышленной сети 220В 50Гц через адаптер из комплекта комплекса.

Кроме того, для автономной работы системный блок содержит два встроенных аккумулятора: кислотный необслуживаемый 12В 7,2А\*час в

поддоне системного блока и штатный аккумулятор компьютера (NoteBook). Эти аккумуляторы после полной зарядки обеспечивают автономную работу комплекса до двух часов.

Зарядка встроенных аккумуляторов осуществляется автоматически при подаче в системный блок напряжения от бортсети автомобиля или адаптера 220В.

### **Включение комплекса**

Включение осуществляется переводом тумблера "ПИТАНИЕ", расположенного на панели системного блока, в положение "ВКЛ". При этом загорается индикатор "ПИТАНИЕ" на панели рабочего стола системного блока и напряжение подается на питающие разъемы компьютера.

По включении компьютера происходит загрузка операционной системы. После загрузки операционной системы необходимо запустить управляющую программу виртуальных приборов «БД СИАМ», «SPEED» или «Level».

**ВНИМАНИЕ:** Если включить NoteBook при отключенном тумблере питания системного блока, то NoteBook будет работать от встроенного аккумулятора, и это может привести к его полной разрядке.

### **Выключение комплекса:**

Выключают NoteBook средствами Windows.

После этого выключают тумблер питания системного блока (если этого не выполнить, зарядное устройство компьютера разрядит аккумулятор системного блока ниже допустимого уровня).

### **Хранение и транспортирование:**

Хранить комплекс необходимо в сухих отапливаемых помещениях, при температуре воздуха от  $-10^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$  и влажности до 80%

Транспортировать комплекс допускается любым видом транспорта при температуре воздуха от  $-50^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ .

При хранении комплекса необходимо 1 раз в месяц производить заряд встроенных аккумуляторов (аккумуляторы системного блока и NoteBook).

### **Контроль напряжения аккумулятора.**

Контроль напряжения встроенного аккумулятора системного блока выполняется с помощью программы виртуальных приборов «БД СИАМ» (окно «График» виртуального уровнемера или динамографа). Точный контроль напряжения встроенного аккумулятора системного блока можно выполнить измерив мультиметром напряжение между корпусом системного блока и контактом держателя предохранителя в цепи аккумулятора (предохранитель при этом извлекается).

### **Контроль уровня жидкости**

Для контроля уровня жидкости в скважине используется эхомерирование. При этом акустическая посылка формируется с помощью датчика УГП, эхосигнал с этого датчика по измерительному кабелю подается в системный блок, где он усиливается и оцифровывается модулем сопряжения и поступает в компьютер через параллельный порт. Программой виртуального уровнемера этот сигнал обрабатывается и визуализируется на экране.

### ***Подготовка УГП к работе. Установка нуля.***

Для обеспечения взаимозаменяемости УГП, а также для корректировки ухода нуля датчика давления существует режим программной коррекции нуля датчика давления.

Для установки нуля датчика давления подсоедините УГП через измерительный кабель к соответствующему разъему системного блока (канал уровнемера).

Включите комплекс и запустите программу обслуживания виртуального уровнемера «СИАММастер-4К». Для предварительной проверки правильности

подсоединения УГП, его исправности и функционирования всего акустического тракта сделайте несколько хлопков по патрубку УГП. В разделе «Состояние», рядом с подписью «Эхо-сигнал» индицируется величина текущего акустического воздействия на УГП. Это значение должно меняться при ваших манипуляциях.

Также в разделе «Состояние» индицируется текущее значение давления. Если оно отличается от нулевого, нажмите кнопку «НОЛЬ» в нижней части страницы, при этом обнулятся показания датчика давления, а кнопка «НОЛЬ» превратится в «Сброс».

Если же кнопка «НОЛЬ» отсутствует, а есть кнопка «Сброс», то сначала нажмите кнопку «Сброс», при этом она превратится в кнопку «НОЛЬ» и предыдущая коррекция будет отменена, после этого проведите установку нуля давления, как было описано в предыдущем абзаце.

Важным условием проведения правильной установки нуля давления является отсутствие избыточного давления на УГП (давление должно равняться атмосферному).

Введенная поправка запоминается в памяти и учитывается при дальнейших измерениях давления.

### **Изменение усиления эхо-сигнала**

Канал измерения уровня комплекса «СиамаМастер-4К» имеет два каскада усиления.

Усиление первого каскада изменяется программой во время измерения с целью обеспечения широкого динамического диапазона акустического тракта. Усиление второго каскада задается оператором и остается неизменным на протяжении всего измерения. При слабом отраженном сигнале в разделе «Усиление» задайте больший коэффициент усиления.

### **Измерение уровня жидкости в скважине**

При проведении измерений автомобиль исследовательского комплекса "СиамМастер-4К" должен находиться не ближе 25м от скважины.

Перед монтажом датчиков и проведением измерения откройте на небольшое время задвижку фонтанной арматуры для ее очистки (продувки).

Присоедините УГП к устью скважины, наворачув его до упора на измерительный патрубок арматуры и тщательно затяните, чтобы не происходило его смещение под давлением.

Измерительный патрубок должен иметь стандартный размер (НКТ 2'') с трубной конусной резьбой. Не допускается проводить измерения с переходными патрубками, уменьшающими внутреннее сечение, так как это значительно ослабляет акустический сигнал и приводит к уменьшению достоверности измерений.

Медленно открывайте задвижку фонтанной арматуры. Для безопасности приоткройте ручной клапан УГП, нажав на его рукоятку, пока газ не начнет выходить, при этом приостановите открытие задвижки, пока давление в затрубье и в УГП не выровняется, затем полностью откройте задвижку.

Соедините разъем измерительного кабеля с УГП.

Включите компьютер, запустите программу. Установите длительность и форму зондирующего сигнала, и идентификационные данные исследования: номер куста, номер скважины, вид исследования, необходимые комментарии.

При генерации акустической посылки выпуском газа нужно следить, чтобы стравливаемый газ не попал на оператора.

Если акустический сигнал превысил установленный порог, то комплекс начинает записывать эхо-сигнал, отображая одновременно его на дисплее в реальном времени в виде графика.

Продолжительность записи эхо-сигнала равна 20-и секундам, что соответствует, в зависимости от затрубного давления, глубине около 3000

метров. После окончания процесса записи программа сразу же проведет обработку эхограммы и определит уровень и количество повторных отражений и выводит на дисплей компьютера в разделе «**Результаты**» в графах «**Уровень**» и «**Отражений**». Достоверность результатов расчетов оператор может проверить по графику эхо-сигнала на экране компьютера.

Наличие следующих факторов может привести к неправильному определению уровня:

1. Малый уровень жидкости - меньше 100 метров. Длительность акустической посылки превышает уровень жидкости.

3. Большой уровень пены в затрубном пространстве. Ответный акустический сигнал поглощается пеной и не доходит до устья.

4. Не полностью открыта задвижка, либо существенно уменьшен просвет между колонной НКТ и обсадной колонной за счет гидратных или парафиновых пробок. Ответный акустический сигнал рассеивается на многократных изменениях просвета.

Наличие большинства этих факторов оператор может определить по графику.

Для того, чтобы измерить уровень при малом уровне жидкости: рекомендуется генерировать акустический сигнал малой длительности.

Для того, чтобы измерить уровень при сильных помехах, большом уровне пены, либо существенном уменьшении просвета: рекомендуется генерировать акустический сигнал повышенной длительности. Причем, чем длиннее акустическая посылка, тем больше его энергия и тем выше помехоустойчивость акустического тракта прибора, однако при этом увеличивается так называемая "мертвая зона", т.е. минимальный уровень жидкости, с которого прибор начинает определять уровень.

Результаты исследования можно распечатать на термопринтере. Для этого подготовьте термопринтер к работе, подключите его к разъему “COM1” на рабочем столе системного блока. Нажмите кнопку «ПЕЧАТЬ». Выберите нужный ответ на запрос программы Процесс печатания графика эхо-сигнала можно прервать, нажав клавишу <Esc> на клавиатуре компьютера.

## **Выводы**

1. Разработан аппаратно программный комплекс, позволяющий производить измерение уровня жидкости на основе предложенного многоимпульсного зондирующего сигнала.

2. Произведены испытания разработанного комплекса на действующих нефтяных скважинах, в результате которых была выявлена высокая эффективность применения многоимпульсного метода зондирования по сравнению с традиционным одноимпульсным методом.

3. Сформулированы рекомендации и инструкции по использованию разработанного комплекса. Было рекомендовано использовать комплекс при проведении долговременных технологических операций, при проведении гидродинамических исследований связанных с многократным измерением уровня жидкости, а также при проведении промысловых исследований в случаях, когда определение уровня жидкости традиционным методом не дает результата из-за низкого отношения сигнал/шум.

## **Заключение**

Теоретические и экспериментальные исследования, проведенные в данной работе с целью разработки системы акустического зондирования скважин многоимпульсными сигналами для определения уровня жидкости в проблемных скважинах позволяют сделать следующее заключение.

1. Проведенный анализ существующих геолого-промысловых и гидродинамических систем исследования скважин показал, что задача определения уровня жидкости в скважине имеет важное значение, так как неверные оценки этого параметра могут привести: к перегреву и поломке дорогостоящего насосного оборудования и дополнительным потерям недополученной прибыли из за простоя скважины, невозможности осуществления мониторинга работы скважины.

2. В современных электронных уровнемерах определение уровня жидкости в затрубном пространстве скважины производится методами эхометрирования. При этом одна из основных проблем получения надежных оценок уровня связана со сложностью определения временного положения отраженного сигнала на эхограммах. Причинами этого являются, как правило, низкое отношение сигнал/шум, особенно при вводе скважины в эксплуатацию после ремонта.

3. Одним из перспективных направлений увеличения точности и надежности определения уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтедобывающей скважины состоит в разработке новых методов и средств зондирования скважины на основе формирования более мощных

энергетических посылок и применения более эффективных алгоритмов для оценки времени регистрации отраженных сигналов. Решению этих задач посвящены следующие разделы работы.

4. Было показано, что применение в качестве зондирующей посылки многоимпульсного сигнала с последующей процедурой сжатия может обеспечить существенное увеличения отношения сигнал/шум на регистрируемых эхограммах.

5. Была предложена система локации уровня жидкости на основе многоимпульсного сигнала, в которой в течении одного измерения уровнемер генерирует не один, а серию импульсов. При этом автоматический клапан, генерирующий зондирующий сигнал отрывается и закрывается по определенной программе.

6. Проведенные испытания разработанной системы на экспериментальной установке показали принципиальную возможность увеличения надежности определения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах.

7. Показано, что оптимальная обработка ФЧХ эхограммы реализует оптимальные алгоритмы определения временного положения;

8. Были получены оптимальные оценки временного положения сильного сигнала по коррелированной выборке ФЧХ эхограммы. Показано, что наличие корреляции не меняет структуру алгоритма определения временного положения сигнала, а изменяет только весовые коэффициенты. Это особенно важно, так как основная энергия отражения сосредоточена в узкой области частот и получить независимую выборку ФЧХ затруднительно.

9. Показано, что процедура оценки оптимальная при слабом сигнале, является оптимальной и при сильном, но не наоборот. Это дает возможность построить алгоритмы с равновесной и неравновесной обработкой, более простые для практической реализации и достаточно эффективные даже при малых отношениях сигнал/помеха;

10. Получены оптимальные оценки временного положения сильного сигнала при наличии дисперсии скорости в скважине как для коррелированной, так и некоррелированной выборки ФГЗ;

11. Предложены алгоритмы выделения огибающей эхосигнала на основе ФГЗ для случая слабого сигнала;

12. Проведенные исследования на модели эхограммы показали, что разработанные фазочастотные алгоритмы определения временного положения сигналов обеспечивают высокую точность получения оценок

даже при отношениях сигнал/шум близких к единице, а следовательно их можно использовать в разрабатываемой системе для более надежного определения уровня жидкости в проблемных скважинах.

13. Разработан аппаратно программный комплекс, позволяющий производить измерение уровня жидкости на основе предложенного многоимпульсного зондирующего сигнала.

14. Произведены испытания разработанного комплекса на действующих нефтяных скважинах, в результате которых была выявлена высокая эффективность применения многоимпульсного метода зондирования по сравнению с традиционным одноимпульсным методом.

15. Сформулированы рекомендации и инструкции по использованию разработанного комплекса. Было рекомендовано использовать комплекс при проведении долговременных технологических операций, при проведении гидродинамических исследований связанных с многократным измерением уровня жидкости, а также при проведении промысловых исследований в случаях, когда определение уровня жидкости традиционным методом не дает результата из-за низкого отношения сигнал/шум.

## Литература

1. Лапук Б. Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. — МоскваИжевск: Институт компьютерных исследований, 2002, 296 стр.
2. Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Фархулин Р.Г., Никашев А.О., Губайдуллин А.А., Ишкаев Р.К., Хусаинов В.М. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. — М., ОАО «ВНИИОЭНГ» 2000. -228с.
3. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. — М.: Недра, 1986. 332 с.
4. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. -М., Недра, 1977, 287 с.
5. Нефть и капитал №5 2006г. с.109
6. Мищенко И.Т. Скиажинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. — М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с.
7. МаскетМ. Течение однородных жидкостей в пористой среде. -Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 628 стр.
8. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова/ Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. М., Недра, 1983, 455 с.
9. Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Фархулин Р.Г., Никашев А.О., Губайдуллин А.А., Ишкаев Р.К., Хусаинов В.М. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. — М., ОАО «ВНИИОЭНГ» 2000. -228с.
10. Лапук Б. Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. — МоскваИжевск: Институт компьютерных исследований, 2002, 296 стр.
11. Шпильгрейн Э.Э., Кессельман П.М. Основы теории теплофизических свойств веществ. — М.: Энергия, —1977. —245с
12. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидродинамика
13. Гаус П.О., Лавров В.В., Налимов Г.П., Семенчук В.Е. Определение скорости звука в газовой среде скважин диагностическим комплексом «СиамаМастер 2С» // Нефтяное хозяйство, —2001, -№ 10. —С. 76-78

14. Фархуллин Р. Г. и др. Скорость звука в газе межтрубного пространства скважин// Нефтяное хозяйство, –2000, -№ 7. –С. 55-58
15. Патент на изобретение №219905 Способ диагностики состояния межтрубного пространства нефтяных добывающих скважин и устройство для его осуществления
16. Гаус П.О., Лавров В.В., Налимов Г.П., Семенчук В.Е. Определение скорости звука в газовой среде скважин диагностическим комплексом «СиамаМастер 2С» // Нефтяное хозяйство, –2001, -№ 10. –С. 76-78
17. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. «Гидродинамика» теоретическая физика в 10 томах, т.4, -м.: Физматлит, 2001
18. Пугачев Е.В. К определению уровня жидкости и скорости звука в затрубном пространстве добывающих скважин // Нефтяное хозяйство, –2002, -№ 5
19. Кук Ч., Бернфельд М. Радиолокационные сигналы. – М.: Советское радио, 1971. – 568 с
20. Баскаков С.И. Радиотехнические цепи и сигналы, 1983. – 536 с
21. Варакин Л.Е. Системы связи с шумоподобными сигналами - М. : , Радио и связь, 1985 г. - 384 с.
22. Худяков Г.И. О потенциальной точности определения временного положения флюктуирующих сигналов.- Вопросы радиоэлектроники. Общие вопросы радиоэлектроники, 1984, вып.8, с. 55-60.
23. Поиск, обнаружение и измерение параметров сигналов в радионавигационных системах/ Под ред. Ю.М. Казаринова. – М.: Сов. Радио, 1975.-296 с.
24. Дженкинс Г., Ваттс Д. Спектральный анализ и его приложения.- М.: Мир, 1971.- вып.1.-316 с.
25. Пестряков В.Б. Фазовые радиотехнические системы. -М.: Сов. Радио, 1968-468 с.
26. Иванченков В. П., Кочегуров А. И. Определение временного положения сейсмических сигналов по оценкам их фазочастотных характеристик// Геология и геофизика, 1988, № 9, с. 77-83.
27. Кочегуров А. И. Алгоритмическое и программное обеспечение систем обработки сейсмической информации на основе методов частотного прослеживания.- Дисс. ... канд. Техн. Наук.- Томск, 1986.

28. Сиберт У. М.. Цепи, сигналы, системы. В 2-х частях. Ч.2: Пер. с англ. – М.: Мир, 1988.-360с.
29. Тяпкин Ю.К. Оптимальная линейно-фазовая фильтрация сейсмических записей// Геология и геофизика, 1984. №3, с.
30. Бат Маркус. Спектральный анализ в геофизике. Пер. с англ. М.: Недра, 1980, 535 с.
31. Саваренский Е.Ф. Сейсмические волны. – М.: Недра, 1972 – 296 с.
32. Ширман Я.Д., Манжос В.Н. Теория и техника обработки радиолокационной информации на фоне помех. -М.: Радио и связь, 1981.-416 с.
33. Левин Б.Р. Теоретические основы статистической радиотехники. М.: Радио и связь, 1989- 656с.
34. Справочник по теории вероятностей и математической статистике/ В.С. Королюк, Н.И. Портенко, А.В. Скороход, А.Ф. Турбин.- М.: Наука, 1985- 640 с.
35. Кочегуров А.И., Быстров В.Н. Определение временного положения сложных сигналов в среде с дисперсией и поглощением // Изв. вузов. Радиоэлектроника.-2002, №3-4.С50-54.
36. Быстров В.Н., Кочегуров А.И. Выделение огибающей широкополосных сигналов по функциям их группового запаздывания. Сб. науч. трудов. Современные проблемы радиоэлектроники. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002, с
37. Цынкова, Ольга Эммануиловна. Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи / О. Э. Цынкова, Н. А. Мясникова, Б. Т. Баишев. — М. : Недра, 1993. — 158 с.
38. Кутателадзе, Самсон Семенович. Гидродинамика газожидкостных систем / С. С. Кутателадзе, М. А. Стырикович. — 2-е изд., перераб. и доп. — М. : Энергия, 1976. — 296 с
39. Красильников, Владимир Александрович. Введение в акустику : учебное пособие / В. А. Красильников; МГУ. — М. : Изд-во МГУ, 1992. — 151 с.
40. Блинова, Л. П. Акустические измерения / Л. П. Блинова, А. Е. Колесников, Л. Б. Лангас. — М. : Изд-во стандартов, 1971. — 271 с.
41. Скучик, Е. Основы акустики : пер. с англ. / Е. Скучик. — М. : Мир, 1976-. Т. 2. — 1976. — 542 с.

42. Красильников, Владимир Александрович. Звуковые и ультразвуковые волны в воздухе, воде и твердых телах / В. А. Красильников. — 3-е изд., перераб. и доп. — М. : Физматгиз, 1960. — 560 с.
43. Иофе, Виктор Кивович. Справочник по акустике / В. К. Иофе, В. Г. Корольков, М. А. Сапожков ; Под ред. М. А. Сапожкова. — М. : Связь, 1979. — 312 с. : ил. — Библиогр.: с. 309-310.
44. Кайно, Гордон. Акустические волны; Устройства, визуализация и аналоговая обработка сигналов : пер. с англ. / Г. Кайно. — М. : Мир, 1990. — 652 с.
45. Красильников, Владимир Александрович. Звуковые волны в воздухе, воде и твердых телах / В. А. Красильников. — 3-е изд., перераб. — М. : Изд-во технико-теоретической литературы, 1954. — 440 с.
46. Дюдин, Борис Васильевич. Прикладные задачи акустики : учебное пособие / Б. В. Дюдин, Л. Ф. Лепендин ; Таганрогский государственный радиотехнический университет. — Таганрог : Изд-во ТРТИ, 1976. — 112 с.
47. Боббер, Роберт Дж. Гидроакустические измерения : пер. с англ. / Р. Дж. Боббер ; под ред. А. Н. Голенкова. — М. : Мир, 1974. — 362 с.
48. Сушилин, Василий Алексеевич. Эхометрирование нефтяных скважин / В. А. Сушилин. — Баку : Гостоптехиздат, 1950. — 93 с.
49. Махмудов, Садых Агалар оглы. Монтаж, обслуживание и ремонт скважинных электронасосов : Справочник / С. А. Махмудов, М. С. Абузерли. — М. : Недра, 1995. — 217 с.
50. Крец, Виктор Георгиевич. Нефтегазопромысловое оборудование : учебное пособие / В. Г. Крец, Л. А. Саруев, В. Г. Лукьянов ; Томский политехнический университет. — Томск : Изд-во ТПУ, 1998. — 184 с.
51. Петров, Андрей Иванович. Глубинные приборы для исследования скважин / А. И. Петров. — М. : Недра, 1980. — 224 с.
52. Зайцев, Юрий Васильевич. Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин / Ю. В. Зайцев, Ю. А. Балакиров. — М. : Недра, 1986. — 301 с. : ил. — Библиогр.: с. 297-299.
53. Бойко, Василий Степанович. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений : учебник / В. С. Бойко. — М. : Недра, 1990. — 426 с.
54. Оборудование для добычи нефти и газа : Учебное пособие для вузов: В 2 ч. / В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, А. А. Сабиров и др. ; Российский

государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. — М. : Нефть и газ, 2002-. Ч. 1 . — 2002. — 768 с.

55. Бузинов, Станислав Николаевич. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов / С. Н. Бузинов, И. Д. Умрихин. — М. : Недра, 1984. — 269 с.

56. Муравьев, Виталий Михайлович. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин : учебник / В. М. Муравьев. — 2-е изд., перераб. и доп. — М. : Недра, 1978. — 448 с.

57. Оборудование и технология контроля уровня жидкости для исследования скважин / Г. П. Налимов, П. О. Гаус, В. Е. Семенчук, Е. В. Пугачев // Нефтяное хозяйство — М. — 2004. — № 4. — С. 78-81.

58. Сабель, Анатолий Георгиевич. Основы теории точности радиотехнических методов местоопределения : учебное пособие / А. Г. Сабель ; Московский авиационный институт. — М. : Оборонгиз, 1958. — 54 с.

59. McCoy, James N., Analyzing Well Performance VI, Southwestern Petroleum Short Course Association, 1973, Lubbock, Texas. Available from Echometer Company, 5001 Ditto Lane, Wichita Falls, Texas 76302.

60. McCoy, J.N., Podio, A.L., Huddleston, K.L..Acoustic determination of producing bottomhole pressure. Paper SPE 14254 presented at 1985 SPE annular technical conference and exhibition, Las Vegas, NV, Sept. 22-25

61. McCoy, J.N., Podio, A.L., Huddleston, K.L.. Acoustic static bottomhole pressure. Paper SPE 13810 presented at 1985 production operations symposium, Oklahoma City, OK, Mar., 10-12

62. McCoy, J.N.. Analysis and Optimization of Progressing Cavity Pumping System By Total Well Management, presented at 2 SPE Progressing Cavity Pump Workshop, Tulsa, OK, Nov., 1996

63. Thomas, Hankinson, & Phillips, Determination of Acoustic Velocities for Natural Gas, SPE #2579 of AIME

64. Шерифф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка: В 2-х т. Т.2. Обработка и интерпретация данных. Пер. с англ. — М.: Мир, 1987. — 448с.

65. Хемминг Р.В. Цифровые фильтры: Пер. с англ./ Под ред. А.М. Трахтмана. — М.: Сов. радио, 1980. — 224 с., ил.

66. Худзинский Л.Л. О частотно-фазовом анализе сейсмических волн. — В кн.: Динамика земной коры. — М.: Наука, 1965, с. 65-70.

67. Троян В.Н. Статистические методы обработки сейсмической информации при исследовании сложных средств. – М.: Недра. 1982. – 184с.
68. Справочник геофизика. Т.4. Сейсморазведка. \ Под ред. И.И. Гурвича, М.: Недра, 1966. – 734с.
69. Никитин А.А. Теоретические основы обработки геофизической информации: Учебник для ВУЗов. – М.: Недра, 1986. – 342с.
70. Иванченков В. П., Кочегуров А. И. Фазочастотные алгоритмы оценки местоположения пространственно-временных сигналов в условиях априорной неопределенности / Изв.вузов. Физика, 1995, № 9, с. 100-104.
71. Гольденберг, Лев Моисеевич. Цифровая обработка сигналов : учебное пособие / Л. М. Гольденберг, Б. Д. Матюшкин, М. Н. Поляк. — М. : Радио и связь, 1985. — 312 с.
72. Розов, Алексей Константинович. Обнаружение, классификация и оценивание сигналов; Последовательные процедуры / А. К. Розов. — 2-е изд., перераб. и доп. — СПб. : Политехника, 2000. — 248 с.
73. Durrant D.R. Numerical methods for wave equations in geophysical fluid dynamics. - New York etc: Springer. - 1999. - XVII,465 с
74. Теория и практика заканчивания скважин: В 5-ти т.: Т.4 Под ред.А.И.Булатова. - М.: ОАО "Изд-во "Недра". - 1998. - 496 с.:
75. Yang H. Wave packets and their bifurcations in geophysical fluid dynamics Birnbaum Z.W., Lukacs e.. - New York: Acad. press. - London. - 1990. - VII, 247 с:
76. Никоненко И.С. Создание систем автоматизированного управления в добыче газа. - М.: Недра. - 2001. - 191 с.:
77. Scattering and attenuation of seismic waves,part III. - Basel: Birkhauser. - 1990. - 437 с:
78. Lee M.W. Linearized inversion of reflection traveltimes Agena W.F.. - Washington: GPO. - 1991. - IV,21 с
79. Бакулин А.В. Эффективные сейсмические модели трещиноватых и пористых сред Молотков Л.А.. - СПб. - 1998. - 141 с.
80. Собисевич Л.Е. Волновые процессы и резонансы в геофизике Собисевич А.Л.. - М.. - 2001. - 297 с.:
81. Веденьков В.Е. Динамика поверхностных и внутренних корабельных волн Смирнов Г.В., Борисов Т.Н.. - Владивосток: Дальнаука. - 1999. - 223 с.:

82. Викулин А.В. Физика волнового сейсмического процесса. - Петропавловск-Камчатский. - 2003. - 150 с.:
83. Александров С.И. Поляризационный анализ сейсмических волн. - М.. - 1999. - 142 с.:
84. Гольдин С.В. Введение в геометрическую сейсмику: Учеб. пособие С.В. Гольдин. - Новосибирск. - 2005. - 263 с.
85. Мальцева Ольга Алексеевна Распространение низкочастотных волн в магнитосфере Земли -Б.м.. -1987. - 116 с.
86. Методы расширения частотного диапазона вибросейсмических колебаний: Сб. науч. тр. Зуев Альфред Александрович. - Новосибирск: ИГИГ. - 1987. - 146 с.:
87. Михайленко Борис Григорьевич Сейсмические поля в сложнопостроенных средах Под ред. А. С. Алексеева; АН СССР, Сиб. отд-ние, ВЦ. - Новосибирск: ВЦ СО АН СССР. - 1988. - 311 с.
88. Ампилов Юрий Петрович Поглощение и рассеяние сейсмических волн в неоднородных средах. - М.: Недра. - 1992. - 154 с
89. Гантмахер В.Е. Шумоподобные сигналы: Анализ, синтез, обработка В.Е. Гантмахер, Н.Е. Быстров, Д.В. Чеботарев. - СПб.: ООО Наука и Техника. - 2005. - 396 с..
90. Спектральные свойства ШПС Н. И. Смирнов, С. Ф. Горгадзе -Б.м.. - 1989. - 66
91. Зюбенко В. Д. Следящие измерители частоты, фазы и времени запаздывания шумоподобных сигналов: Учеб. пособие В. Д. Зюбенко, В. П. Ипатов, Ю. А. Коломенский; Ленингр. электротехн. ин-т им. В. И. Ульянова (Ленина). - Л.: ЛЭТИ. - 1990. - 54с.
92. Стопский С.Б. Анализаторы спектра звуковых и инфразвуковых частот для акустической спектрометрии. - М.: Госэнергоиздат. - 1962. - 136 с.
93. Борисов В.И. Помехозащищенность систем радиосвязи с расширением спектра сигналов модуляцией несущей псевдослучайной последовательностью Под ред. В.И. Борисова. - М.: Радио и связь. - 2003. - 640 с
94. Запольский К.К. Частотно-временные исследования сейсмических колебаний: Избр. тр. : в 2 т.: Т. 1 К.К. Запольский. - М.: ИФЗ РАН. - 2004. - 202 с.

95. Ключев Владимир Ильич Частотно-временные преобразования сигналов в линейных системах Кожаспаев Нариман Кожаспаевич. - Алма-Ата: Наука КазССР. - 1987. - 228 с.,
96. Методы расширения частотного диапазона вибросейсмических колебаний: Сб. науч. тр. Зуев Альфред Александрович. - Новосибирск: ИГИГ. - 1987. - 146 с
97. Островский Лев Аронович Модулированные волны в линейных средах с дисперсией: Учеб. пособие Горьков. гос. ун-т им. Н. И. Лобачевского. - Горький: ГГУ. - 1988. - 96 с.
98. Логвин Александр Иванович Аналоговые и дискретные виды модуляции в радиопередающих устройствах. - М.: МИИГА. - 1991. - 80 с.
99. Козленко Н.И. Передача непрерывных сообщений методом фазоимпульсной модуляции. - Воронеж. - 1997. - 534 с.:
100. Digital phase modulation Aulin T., Sundberg C.-E.. - New York: Plenum. - London. - 1986. - XI, 504 с
101. Радиолокационные измерители дальности и скорости: Т.1 Под ред. В.Н.Саблина. - М.: "Радио и связь". - 1999. - 419с.
102. Вопросы перспективной радиолокации. под ред. А.В. Соколова –М.: Радиотехника. -2003. -508с.
103. Грей Форест. Добыча нефти/ пер. с англ. –м.: ЗАО «Олимп бизнес», 2006. - 416с.
104. Дворецкий П.И. Электромагнитные и гидродинамические методы при освоении нефтегазовых месторождений Ярмахов И.Г.. - М.: ОАО "Изд-во "Недра". - 1998. - 318 с.:
105. Гавура В.Е. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: Избр.тр.. - М.. - 2001. - 339 с.:

## **Приложение 1. Описание и характеристики некоторых электронных уровнемеров**

Компания ООО «Квантор-Т» г. Набережные Челны представляет аппаратно-программные комплексы диагностики скважин.

Мобильный аппаратно-программный комплекс «КВАНТОР-3» обеспечивает выполнение полного цикла исследований нефтедобывающей скважины. Комплекс состоит из блока приема и обработки информации на базе портативного компьютера и измерительных датчиков. Наличие в составе комплекса портативного компьютера позволяет прямо на месте обрабатывать результаты исследований и при необходимости внести коррективы в работу оборудования. Графическое представление результатов измерений позволяет наглядно оценить допустимость значений контролируемых параметров. Система эхометрирования обеспечивает измерение статического и динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины, автоматическое измерение затрубного пространства на устье, а также построение кривой восстановления уровня (КВУ) и ее обработку с выполнением расчетов по данной скважине.

Для проведения измерений на технологический патрубок затрубного пространства скважины навинчивается блок датчиков (эхометр). Эхометр, в зависимости от наличия/отсутствия избыточного давления, оснащается клапаном для стравливания порции газа или генерации акустического импульса.

Значение скорости звука определяется одним из трех возможных вариантов:

- расчетным;
- табличным;
- ввод оператором.

Компания ООО «МИКРОН» (г. Набережные Челны) представляет комплекс «МИКРОН-101». Этот комплекс предназначен для определения уровня жидкости и давления газа в затрубном пространстве нефтедобывающей скважины и для динамометрического контроля работы штангового глубинного насоса (ШГН). Комплекс применяется подразделениями ЦДНГ и ЦНИПР нефтегазодобывающих предприятий, инженерами-технологами и инженерами-исследователями, операторами цехов добычи и операторами по исследованию скважин.

Возможности прибора:

- автоматическое вычисление уровня;
- оперативное отображение эхограммы и динамограммы на графическом экране блока регистрации для контроля оператором и оперативной диагностики работы ШГН;
- автоматическая регистрация даты и времени измерения;
- сохранение замеров в энергонезависимой памяти блока регистрации;
- просмотр сохраненных замеров и перенос сохраненных замеров на компьютер;
- оперативная распечатка замеров на микропринтере.

Компания «ECHOMETER» (U.S.A., Texas, Wichita Falls) прибор компании эхометр позволяет с помощью одного компактного электрического устройства получить акустические данные уровня жидкости и восстановления давления, а также динамометрическую информацию. Проведение исследований управляется программой. Мощный компьютер используется для получения, обработки представления на экране и хранения данных. Электронное оборудование и портативный компьютер помещены в крепкий водонепроницаемый пластиковый чемодан. В приборе используется устьевой газовый пистолет и датчик давления. Дистанционный пистолет безопаснее, чем ручной и может производить выстрел автоматически по сигналу компьютера даже в отсутствии оператора. Датчик давления позволяет определять скорость восстановления давления в затрубном пространстве, необходимую для определения величины потока газа в межтрубном пространстве. Для проведения анализа работы скважины компьютер использует акустические данные и данные по восстановлению давления в затрубном пространстве скважины (вместе с информацией из базы данных по скважине).

Аналоговый прибор для замера уровня жидкости в скважине состоит из усилителя/записывающего устройства и пистолета/микрофона, устанавливаемых на устье скважины. Сигнал с устья скважины передается газу, заполняющему скважину, а микрофон преобразует акустический отраженный сигнал в электрический. Усилитель/записывающее устройство регулирует и фильтрует отраженные акустические сигналы и записывает их в виде ленточной диаграммы. Ленточная диаграмма содержит отражения от муфт НКТ, препятствий, перфорационных отверстий и уровня жидкости. Для определения уровня жидкости

оператор число отражений от муфт между точкой начала замера и отражением от уровня жидкости на среднюю длину НКТ.

Компания «СИАМ» (г. Томск) представляет уровнемеры марки СУДОС. Уровнемеры СУДОС предназначены для контроля уровня жидкости в добывающих нефтяных скважинах.

Приборы обеспечивают:

- контроль статического и динамического уровней;
- регистрацию кривых падения и восстановления уровня;
- автоматическую регистрацию затрубного давления на устье скважины и эффективно применяются для слежения за уровнем жидкости, как при эксплуатации скважин, так и при их запуске после ремонта или простоя.

Для всех автономных приборов результаты измерений, кроме непосредственной индикации, могут быть распечатаны на микропринтере переданы в Блок визуализации или в Базу данных на персональном компьютере

Отличительной особенностью уровнемеров «СУДОС» является их моноблочное исполнение. Отсутствие измерительных кабелей и уменьшение массы и габаритов обеспечивает следующие явные преимущества:

- повышение надежности работы;
- удобство в работе и сокращение времени на проведение исследования;
- удобство при переноске и транспортировании.

В едином корпусе уровнемера «СУДОС» смонтированы электронный блок, датчики давления и акустического сигнала, съемный выпускной клапан, цифровой индикатор режимов и результатов измерения, клавиатура управления, аккумулятор питания, интерфейс связи с компьютером, встроенное зарядное устройство. Для удобства в работе клавиатура и индикатор расположены на поворотном пульте.

На данный момент компания представляет две модификации уровнемеров это СУДОС-мини2 и СУДОС-автомат2. Уровнемер СУДОС-автомат2 в отличие от СУДОС-мини2 имеет дополнительный автоматический электромагнитный клапан позволяющий производить автоматический контроль уровня и измерение устьевого давления по заданной программе. Краткие технические характеристики приведены в таблице 1.2. Внешний вид уровнемеров СУДОС-мини2 и СУДОС-автомат2 приведен на рисунках 1.2 и 1.3.

Таблица 1.2 – краткие технические характеристики уровнемеров

Диапазон контролируемых уровней жидкости	20-6000 м
Диапазон контролируемых избыточных давлений газа	0-100 кгс/кв.см.
Количество сохраняемых результатов измерений	3008 символьных отчетов/310 графиков
Дискретность контроля давления	0,1 атм.
Время непрерывной работы, не менее	10 час.(7 час*)
Время заряда аккумулятора	10 час.
Рабочий диапазон температур	от минус 40 °С до плюс 50 °С
Габаритные размеры	121x289x115 мм (180x180x370мм*)
Масса, не более	2,9 кг (6,8 кг*)
Скорость передачи данных в ПК	До 57,6 кб

\*для СУДОС-автомат2



Рис. 1.2 - СУДОС-мини2



Рис. 1.3 - СУДОС-автомат2