

РАЗРАБОТКА КРИТЕРИЕВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ВИБРОАКУСТИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ

(автореферат диссертации Мельниковой Е.Ю.)

Актуальность работы

Межремонтный период работы нефтедобывающих скважин в значительной степени определяется работоспособностью колонны насосно-компрессорных труб (НКТ), являющейся наиболее металлоемким и дорогостоящим элементом. Около 18% подземных ремонтов производится из-за потери герметичности в насосных трубах. При этом для ремонта требуются дорогостоящие агрегаты, кроме того, на время ремонта прекращается добыча нефти. Одной из важнейших проблем в этом случае является своевременное и качественное обнаружение дефектов НКТ.

Выявление трещин и других видов дефектов в теле труб непосредственно на месте их эксплуатации, при ремонте скважины мобильными дефектоскопическими комплексами без больших дополнительных затрат времени на проведение контроля может быть одним из путей решения этой проблемы, поэтому исследования по разработке методики дефектоскопии представляются актуальными.

Цель работы

Повышение ресурса насосных установок путем выявления на теле НКТ дефектов в виде трещин, отверстий, уменьшения толщины стенки трубы, наслоения парафина при помощи разработанных критериев метода виброакустической дефектоскопии в промышленных условиях при ремонте скважины.

Задачи исследования

1. Обоснование возможности применения виброакустического метода для диагностики труб путем аналитического исследования собственных частот продольных колебаний труб.
2. Создание лабораторного стенда, моделирующего положение подвеса труб при проведении СПО, и проведение экспериментальных исследований продольных колебаний на модельных трубах.
3. Анализ диагностических признаков, подбор критериев отбраковки НКТ по методу виброакустического обследования, характеризующих типовые дефекты.

4. Промысловое испытание методики виброакустической диагностики труб, основанной на выработанных критериях оценки состояния НКТ.

Научная новизна

1. Теоретическими, стендовыми лабораторными исследованиями обоснована возможность диагностирования виброакустическим методом дефектов насосно-компрессорных труб в виде заполнения парафином внутренней полости, в виде трещин поперечного и продольного направлений по телу трубы глубиной от 2 мм, в виде отверстий диаметром более 5 мм, в виде уменьшенной толщины стенки трубы на 0..2 мм.
2. Теоретически установлено что:
 - уменьшенные значения собственных частот соответствуют увеличению толщины слоя парафина на внутренней стенке насосно-компрессорной трубы;
 - смещение трех собственных частот в большую сторону определяет расположение дефекта в виде уменьшенной толщины стенки: первой собственной частоты – дефект расположен в середине трубы, второй – на расстоянии 2 м от торцов трубы, третьей – на расстоянии 1,5 м от торцов и в середине трубы.
3. Разработаны критерии оценки состояния насосно-компрессорных труб:
 - коэффициент затухания характеризует изменения скорости затухания колебания из-за эффекта диссипации энергии на дефектах: увеличение скорости затухания свидетельствует о наличии дефекта на теле трубы;
 - относительный логарифмический декремент затухания, отражает при растяжении и сжатии изменения жесткости трубы, которые соответствуют наличию дефектов на теле НКТ;
 - появление комбинационных частот, отражающих геометрию частей трубы, разделенных несплошностью металла, соответствует наличию на теле трубы дефекта типа поперечной трещины, расположенного близко к торцу или в середине трубы;
 - площадь спектра, статистика амплитуд, коэффициент стандартной корреляции оценивают изменение распределения колебательной энергии по частотным модам: увеличение характеризует наличие дефектов в виде продольных трещин, в виде

уменьшенной толщины стенки, в виде отверстий, уменьшение характеризует наличие дефекта в виде парафиновой пробки, в виде поперечных трещин.

Практическая ценность работы

1. Выработаны критерии оценки состояния насосно-компрессорных труб виброакустическим методом, определяющие исправное или дефектное (наличие вида дефекта: отверстие, трещина в любом направлении, истирание металла, парафин во внутренней полости трубы) состояние трубы.

2. Разработан алгоритм диагностирования НКТ виброакустическим методом.

3. Создан лабораторный стенд, позволяющий производить юстировку и виброакустическую интерпретацию дефектов различной формы и месторасположения, и внедрен в учебный процесс.

Апробация работы

Результаты исследований докладывались на научно-практическом семинаре «Опыт, проблемы и перспективы внедрения виброакустических методов контроля и диагностики машин и агрегатов» (Октябрьский, ОФ УГНТУ, февраль 2000); Втором международном симпозиуме «Наука и технология углеводородных дисперсных систем» (Уфа, УГНТУ, октябрь 2000); межрегиональной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех-2001» (Ухта, УГТУ, март 2001).

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, основных выводов, списка использованных источников из 83 наименований, содержит 145 страниц, включая 68 рисунков, 25 таблиц, а также 3 приложения. Основное содержание работы изложено в 12 публикациях.

Автор выражает благодарность сотрудникам лаборатории вибродиагностики Октябрьского филиала УГНТУ, кафедры нефтегазопромыслового оборудования за поддержку и помощь при выполнении работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цель и основные задачи исследований, научная новизна, теоретическая и практическая ценность диссертационной работы.

В первой главе на основании исследований Сарояна А.Е., Субботина М.А., Уразакова К.Р. произведен анализ видов дефектов насосно-компрессорных труб и причин их образования. Показано, что наиболее распространенными дефектами по телу трубы являются отложение парафина и солей на внутренней и внешней поверхности труб, износ труб по наружной и внутренней поверхности, размыв стенки трубы с образованием отверстий диаметром 5-10 мм, разрыв труб в продольном и в поперечном направлении, вследствие коррозионных свищей, язв, усталостных трещин и др.

Исследованием работы и колебаний бурильных, штанговых и насосно-компрессорных колонн в разное время занимались Адонин А.Н., Вирновский А.С., Габдрахимов М.С., Галеев А.С., Зубаиров С.Г., Ишемгужин Е.И., Рязанцев А.О., Султанов Б.З., Сароян А.Е., Субботин М.А., Уразаков К.Р.

Отмечены основные методы современной дефектоскопии насосно-компрессорных труб, описаны методы акустической диагностики НКТ. Разработке средств диагностики насосно - компрессорных труб посвящены труды Лещенко А.С., Федосенко Ю.К., Полеводы А.А., Самокрутова А.А., Алехина С.Г., Мелешко И.А., Пастушкова П.С., Резина В.Ф., Михайленко В.И., Клименко С.М., Сарафанова Б.М., Безлюдько Г.Я., Кетковича А.А., Носова М.И., Филинова М.В., Хилла Т.Х. Существующие методы дефектоскопии НКТ не касаются области вибродиагностики, тогда как в нефтяной промышленности в настоящее время этим методом оценивается состояние оборудования насосных агрегатов (НА) для перекачки нефти и нефтепродуктов, а также НА в системах поддержания пластового давления (ППД), дожимных насосных станциях (ДНС); разработаны методики для контроля состояния электропривода электроцентробежного насоса (ЭЦН), глубиннонасосных штанг, установок ЭЦН этим методом.

Также в первой главе описаны основные методы и средства виброакустической диагностики, нашедшей широкое применение для контроля состояния различных объектов: лопаток газотурбинного двигателя, корпуса камеры сгорания двигателя летательного аппарата и др. Наиболее близкими к НКТ по конструкции являются глубиннонасосные штанги, исследованиями по виброакустической диаг-

ностике которых занимался Рязанцев А.О. Предварительные исследования, которые заключаются в определении степени влияния на колебания НКТ вибрации агрегата А50-М-1, были проведены совместно с А.О. Рязанцевым. По результатам предварительных исследований установлено, что вибрация агрегата не создает помех для диагностики глубиннонасосных штанг и насосно-компрессорных труб в промышленных условиях. Вибрация агрегата не передается на элеватор через канат талевой системы.

Чтобы обосновать возможность применения виброакустического метода для диагностики труб, необходимо провести аналитические исследования акустических свойств их материала, которые заключаются в определении собственных частот труб, влияния различных дефектов и присоединенных масс на спектр собственных частот колебаний труб. Собственные частоты описываются дифференциальными уравнениями общей теории колебаний, основные положения которой изложены в работах А. Пипарда, Я.Г. Пановко, Дж. Стретта (Релея), В.Н. Тюлина, К. Магнуса, М.Б. Виноградова, В.Т. Гринченко, Р. Бишопа, Ю.Н. Новичкова и других.

Отмечены диагностические признаки нахождения дефектов, которые описаны в работах В.И. Петровича и В.Г. Рыгалина, Л.М. Гельмана и С.В. Горпинича, И. Ликеш и Й. Ляга, Поллард Дж. и других авторов.

В заключении уточнены задачи исследования по разработке методики виброакустической диагностики насосно-компрессорных труб.

Во второй главе приведены результаты аналитических исследований акустических свойств насосно-компрессорных труб: определены собственные частоты исправных труб, оценено влияние на них присоединенной массы муфты, дефектов в виде отверстия, в виде поперечной трещины, истирания металла, парафиновой пробки.

Собственные частоты колебаний являются важнейшими акустическими свойствами конструкций. В трубе можно вызвать продольные, крутильные и поперечные колебания. Для дефектоскопии трубы наиболее удобными являются продольные колебания, возбуждаемые механическим ударом.

Дифференциальное уравнение для исследования продольных колебаний моде-

ли (стержень одного диаметра по всей длине) представляет собой известное волновое уравнение и имеет следующий вид:

$$\frac{\partial^2 U}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 U}{\partial x^2}, \quad (1)$$

где $a = \sqrt{E/\rho}$ - скорость распространения продольных волн в стержне, здесь E – модуль Юнга; ρ - плотность материала трубы.

Это уравнение имеет общее решение, корнями которого будут угловые частоты:

$$p = 2\pi\nu = \frac{a}{l} \pi k, \quad (2)$$

где $k = 1, 2, 3 \dots n$

Расчет производился для модельной трубы диаметром $d=73$ мм, толщиной стенки трубы 5,5 мм, длиной $l=2,5$ м и значений $E=2 \cdot 10^{11}$ Па, $\rho=7800$ кг/м³. Собственные частоты продольных колебаний модельной трубы, Гц: $\nu_1 = 1013$, $\nu_2 = 2025$, $\nu_3 = 3038$. Для натуральных НКТ, длина которых $l=8,5$ м, остальные значения те же, собственные частоты, Гц: $\nu_1 = 298$, $\nu_2 = 596$, $\nu_3 = 894$.

Найдем собственные частоты трубы, если на левом конце имеется муфта, представив ее как присоединенную массу (рис.1,а).

Для расчета собственных частот с учетом массы муфты составляется уравнение

$$\operatorname{tg} \left(\frac{2\pi\nu}{a} l \right) - \frac{M_m 2\pi\nu a}{EF} = 0. \quad (3)$$

Собственные частоты для модельной трубы ($l = 2,5$ м), Гц: $\nu_1 = 919$, $\nu_2 = 1850$, $\nu_3 = 2800$; натурной трубы ($l=8,5$ м), Гц: $\nu_1 = 289$, $\nu_2 = 578$, $\nu_3 = 867$.

Это уравнение считается основным, потому что муфта является неотъемлемой частью трубы.

Для моделирования дефектов в виде отверстия и поперечной трещины выделим в теле трубы участок длиной $l_{д.э}$ – длина дефектного элемента, в центре которого находится дефект (рис.1,б). Представим дефектный элемент в виде сочетания жесткости с двумя массами, каждая из которых равна половине массы дефектного

элемента. Влияние дефекта на свойства системы будем ограничивать изменением жесткости C .

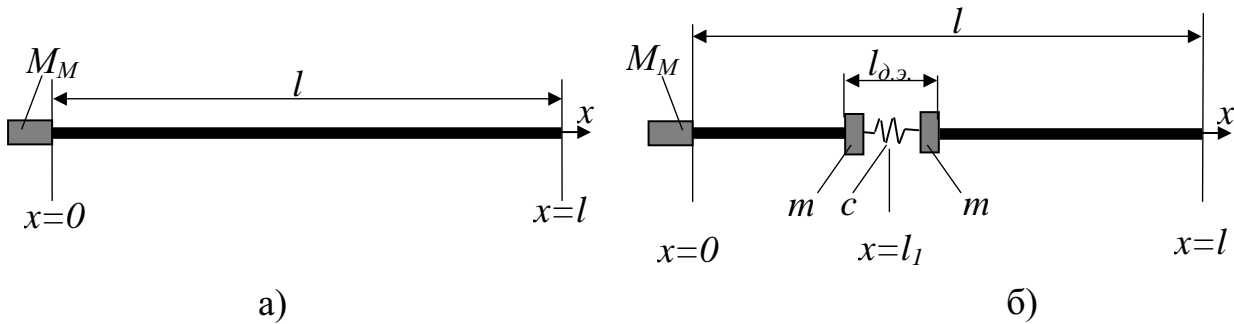


Рис.1. Расчетные схемы определения собственных частот продольных свободных колебаний трубы: а) с учетом массы муфты; б) с учетом дефекта в виде отверстия или поперечной трещины

По этой расчетной схеме составляется определитель вида

$$\text{Det} = \begin{vmatrix} EFp, Mmp^2 a, 0, 0 \\ \frac{EFp \cos\left(\frac{pl1}{a}\right) + \sin\left(\frac{pl1}{a}\right)(c - mp^2), \cos\left(\frac{pl1}{a}\right)(c - mp^2) - \frac{EFp \sin\left(\frac{pl1}{a}\right)}{a}, -c \sin\left(\frac{pl1}{a}\right) - c \cos\left(\frac{pl1}{a}\right) \\ c \sin\left(\frac{pl1}{a}\right), c \cos\left(\frac{pl1}{a}\right), \frac{EFp \cos\left(\frac{pl1}{a}\right) + \sin\left(\frac{pl1}{a}\right)(mp^2 - c), -\frac{EFp \sin\left(\frac{pl1}{a}\right)}{a} + \cos\left(\frac{pl1}{a}\right)(mp^2 - c) \\ 0, 0, \cos\left(\frac{pl1}{a}\right), -\sin\left(\frac{pl1}{a}\right) \end{vmatrix}. (4)$$

Анализ собственных частот показывает, что дефекты в виде отверстия и поперечной трещины не влияют на частотный спектр продольных колебаний и разница в их значениях незначительна при изменении размеров и места расположения дефектов этих видов.

Модель трубы с дефектом в виде износа металла можно представить как стержень со ступенчатым изменением поперечного сечения (рис.3,а).

Получили частотное уравнение по этой расчетной схеме:

$$f(p) = \left[\left(M_M p^2 u_0 \cos\left(\frac{pl_1}{a}\right) - \frac{u_0 E F_1 p \sin\left(\frac{pl_1}{a}\right)}{a} \right) \cos\left(\frac{pl_2}{a}\right) - \frac{u_0 \cos\left(\frac{pl_1}{a}\right) p E F_2 \sin\left(\frac{pl_2}{a}\right)}{a} \right] \cos\left(\frac{pl_3}{a}\right) - \left(\frac{\left(M_M p^2 u_0 \cos\left(\frac{pl_1}{a}\right) - \frac{u_0 E F_1 p \sin\left(\frac{pl_1}{a}\right)}{a} \right) a \sin\left(\frac{pl_2}{a}\right)}{p E F_2} + u_0 \cos\left(\frac{pl_1}{a}\right) \cos\left(\frac{pl_2}{a}\right) \right) \frac{p E F_3 \sin\left(\frac{pl_3}{a}\right)}{a} = 0. \quad (5)$$

Дефект в виде снятого с трубы металла влияет на показания результатов расчета собственных частот только при увеличении расстояния от муфты до расположения дефекта, тогда собственные частоты смещаются. Первая собственная частота достигает максимума, если дефект расположен в середине трубы (рис.2), вторая – если дефект расположен на расстоянии 2 м от концов трубы, третья – если в середине трубы и на расстоянии 1,5 м от концов трубы.

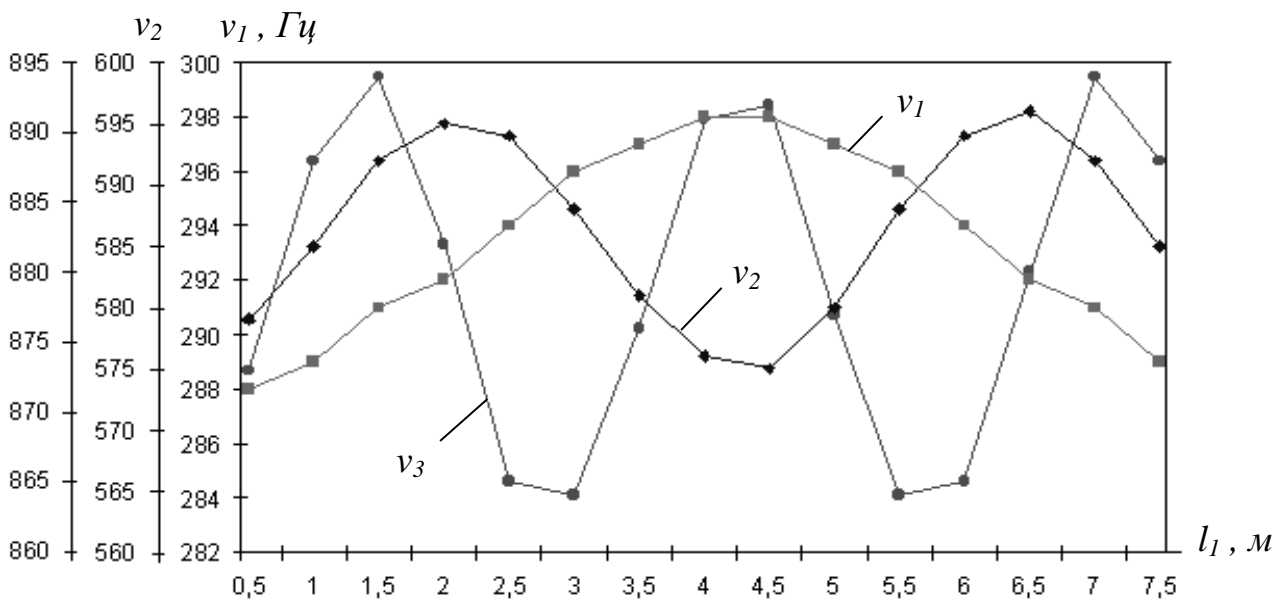


Рис.2. Зависимость собственных частот продольных колебаний и расстояния l_1 от муфты до расположения дефекта стертый металл натурной трубы:

v_1, v_2, v_3 – первая, вторая и третья собственные частоты

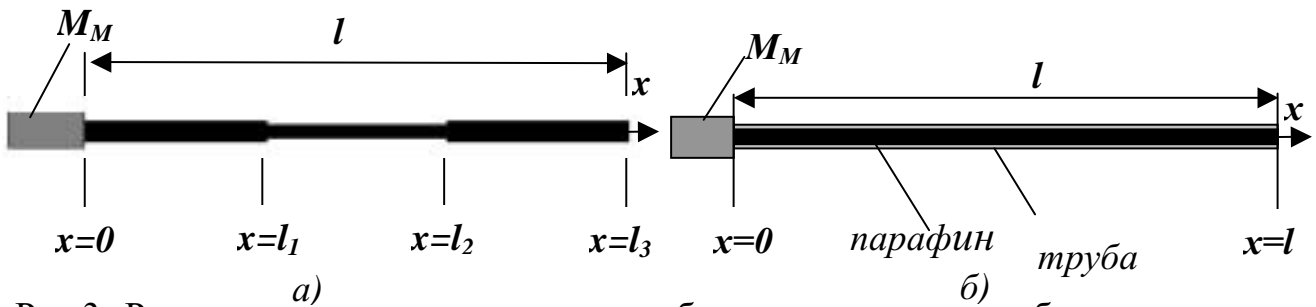


Рис.3. Расчетные схемы определения собственных частот свободных продольных колебаний трубы с учетом дефекта: а) стертый металл; б) парафиновая пробка

Модель трубы с парафином – два стержня: один в другом (рис.3,б). Уравнение собственных частот с учетом массы муфты (3) будет справедливо и здесь, так как схемы расчета схожи, но волновое уравнение (1) будет преобразовано так:

$$(\rho_{mp} \cdot F_{mp} + \rho_{нар} \cdot F_{нар}) \frac{\partial^2 U}{\partial t^2} = (E_{mp} \cdot F_{mp} + E_{нар} \cdot F_{нар}) \frac{\partial^2 U}{\partial x^2}, \quad (6)$$

где $E_{mp}, E_{нар}, \rho_{mp}, \rho_{нар}, F_{mp}, F_{нар}$ - модуль Юнга, плотность, площадь поперечного сечения материала трубы и парафинового стержня соответственно.

Получим собственные частоты продольных колебаний: модельной трубы ($l=2,5$ м), Гц: $\nu_1 = 823, \nu_2 = 1653, \nu_3 = 2492$; натурной трубы ($l=8,5$ м), Гц: $\nu_1 = 257, \nu_2 = 513, \nu_3 = 770$.

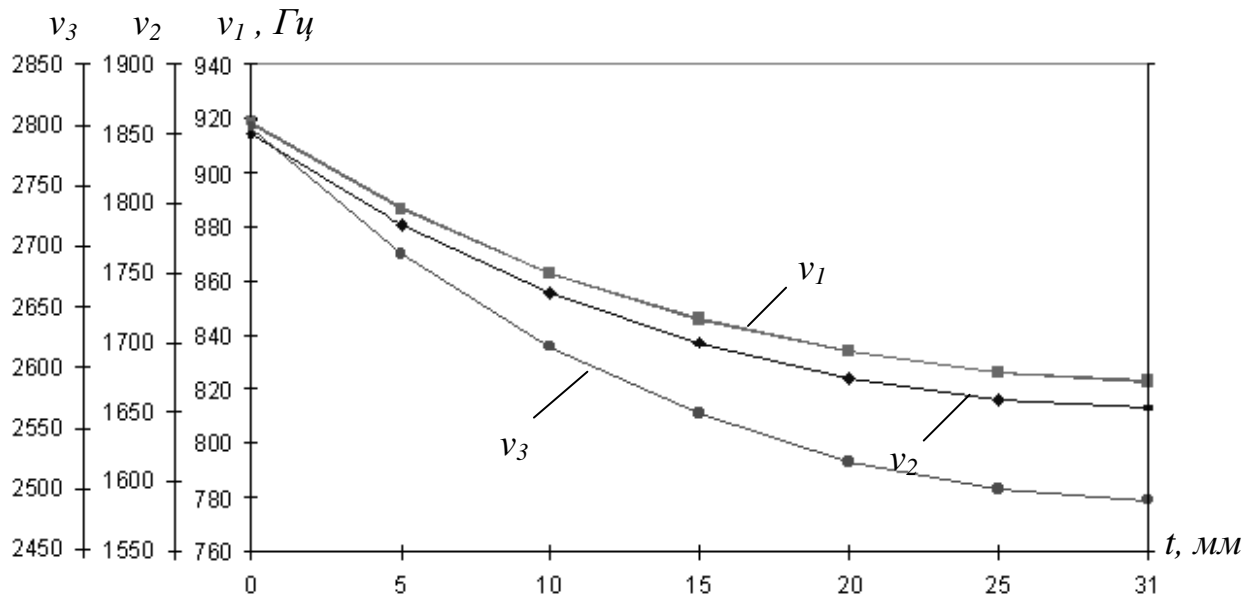
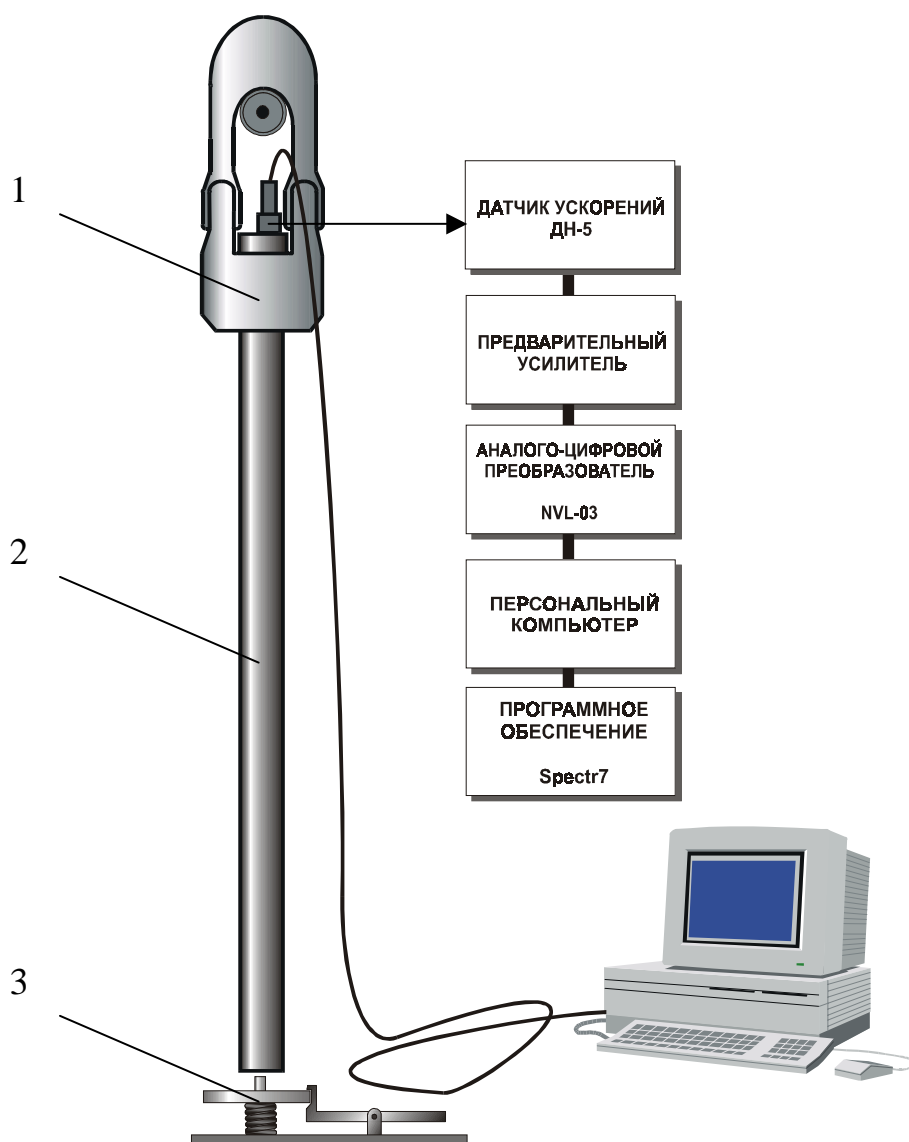


Рис.4. График зависимости собственных частот продольных колебаний от толщины слоя парафина t на внутренней поверхности модельной трубы:

ν_1, ν_2, ν_3 – первая, вторая и третья собственные частоты

Дефект в виде парафиновой пробки по всей длине трубы приводит к смещению собственных частот в среднем на 11%. Чтобы оценить влияние наложения парафина в интервале 0..31 мм (трубы без парафина и до полного заполнения внутренней полости трубы), были построены зависимости собственных частот трубы от толщины слоя парафина t на внутренней поверхности (рис.4.). Анализ графика показывает, что при увеличении толщины слоя парафина значения собственных частот падают.

В третьей главе описан лабораторный стенд для исследования продольных колебаний насосно-компрессорных труб, смонтированный в ОФ УГНТУ. Схема стенда представлена на рис.5. Для исследований были использованы восемь труб марки 73×5-Е, длиной не более 2,5м. На трубах были смоделированы дефекты



(табл.1.), являющиеся по статистике основными на теле трубы: отверстия, продольные и поперечные трещины (рис.6), износ металла от трения труб о штанги, наличие внутри трубы парафиновой пробки.

Удар наносится по нижнему торцу трубы в направлении ее оси для возбуждения продольных колебаний. Датчик ДН-5, устанавливаемый на элеваторе или на муфте трубы, восприни-

Рис.5. Схема лабораторного стенда:

1- элеватор ЭТА-50; 2- НКТ; 3- ударник

мает сигнал. Далее сигнал через усилитель передается аналого-цифровому преобразователю, вставленному в компьютер. Программа Spectr7 позволяет получать и организовывать хранение временных сигналов вибрации.

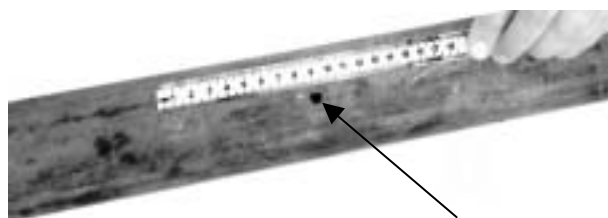
Аналого-цифровой преобразователь имеет диапазон приема данных 10 – 3300 Гц. Для количественного описания вибросигналов используется виброускорение.

Также в третьей главе описываются методика измерений, план экспериментов по исследованию продольных колебаний НКТ, методики определения диагностических критериев.

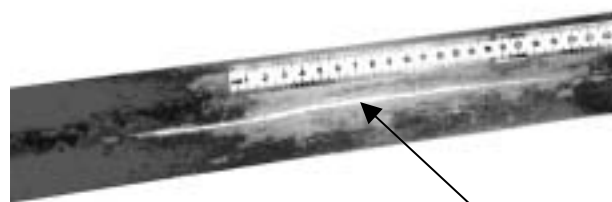
Таблица 1

Техническое состояние и виды дефектов исследуемых модельных труб

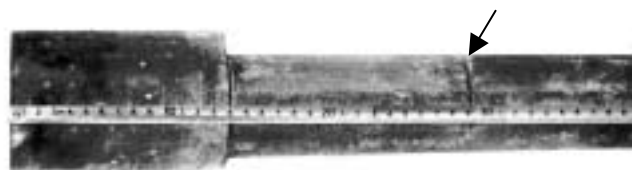
Исправные		Дефектные					
Бездефектные		Натурные дефекты		Искусственные дефекты			
№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7	№8
б.у.	новая	б.у.	б.у.	б.у.	б.у.	б.у.	б.у.
-	-	отверстие	парафин новая пробка	поперечный пропилен	продольный пропилен	снятый металл	отверстие, продольный пропилен, две трещины



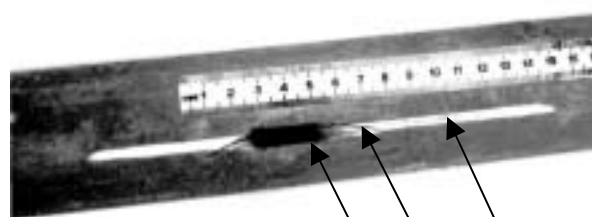
а)дефект трубы№3:отверстие



б)дефект трубы№6:продольный пропилен



г)дефект трубы№5:поперечный пропилен



б)дефекты трубы№8:продольный пропилен, отверстие, две трещины

Рис.6. Виды дефектов на исследуемых модельных трубах

В четвертой главе описаны исследования диагностических признаков – коэффициента затухания, относительного логарифмического декремента затухания, появление комбинационных частот, площади спектра, статистики амплитуд, стандартного коэффициента корреляции, коэффициента затухания собственных частот дефектных и исправных труб.

Как известно, основной величиной, характеризующей процесс затухания колебаний механической системы, является коэффициент затухания. Временные сигналы вибрации берутся в качестве данных исследования (рис.7), строится огибающая вибросигнала в программе Spectr 7. Огибающая сигнала аппроксимируется экспоненциальной кривой вида

$$f(x) = A_0 \cdot e^{\beta \cdot t}, \quad (7)$$

где A_0 - начальная амплитуда сигнала; β - коэффициент затухания; t - время, с.

Анализ коэффициентов затухания дефектных и исправных труб показал, что средние значения β исправных труб 17-19 с^{-1} , дефектных 20-37 с^{-1} (табл.2).

Затухание колебаний трубы, имеющей несколько дефектов, интенсивнее в 2 раза затухания колебаний трубы исправной. Наличие какого-либо дефекта: будь-то парафиновая пробка, различные нарушения сплошности металла - приводят к затуханию колебаний трубы сильнее на 15-30 % затухания исправной трубы.

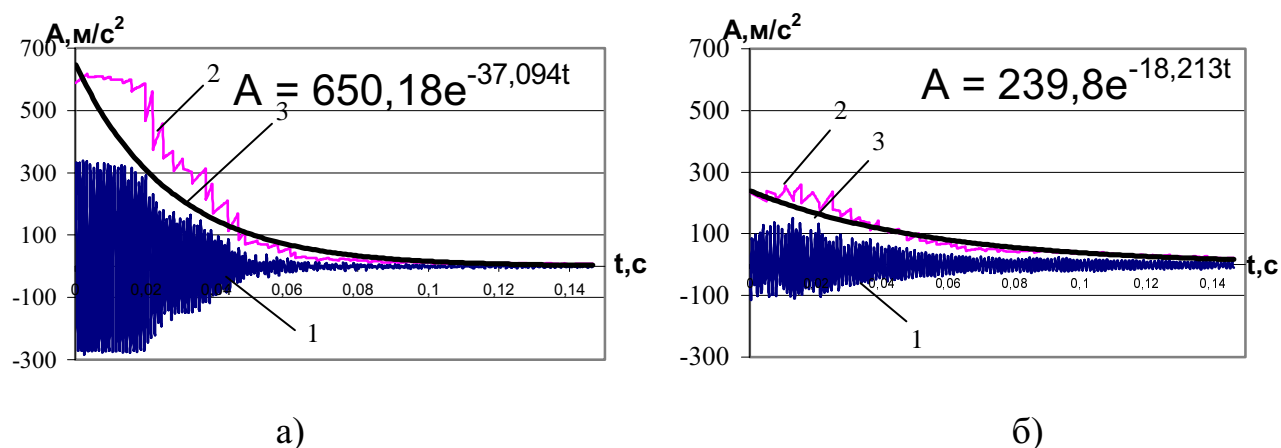


Рис.7. Сигнал (1), огибающая сигнала (2) и ее аппроксимирующая кривая (3):

а) дефектной трубы с 4-я дефектами №8; б) исправной трубы (б.у.) №1

Таблица 2

Коэффициент затухания исследуемых труб β , с^{-1}

Исправные		Дефектные					
№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7	№8
17,08	19,4	25,054	24,674	22,419	24,997	20,573	37,266

Второй диагностический критерий – относительный логарифмический декремент затухания (ОЛДЗ) наглядно показывает разницу в затухании колебаний меж-

ду дефектными и исправными объектами, равен отношению ЛДЗ трубы с дефектом $\Theta(l^*)$ к ЛДЗ бездефектной трубы $\Theta(0)$:

$$\Theta^* = \frac{\Theta(l^*)}{\Theta(0)} \quad (8)$$

Логарифмический декремент затухания

$$\Theta = \frac{1}{n} \ln \frac{R(\Delta t)}{R(\Delta t + nT)}, \quad (9)$$

где $R(\Delta t)$ – размах амплитуды на промежутке времени Δt (рис.8); n – количество периодов T .

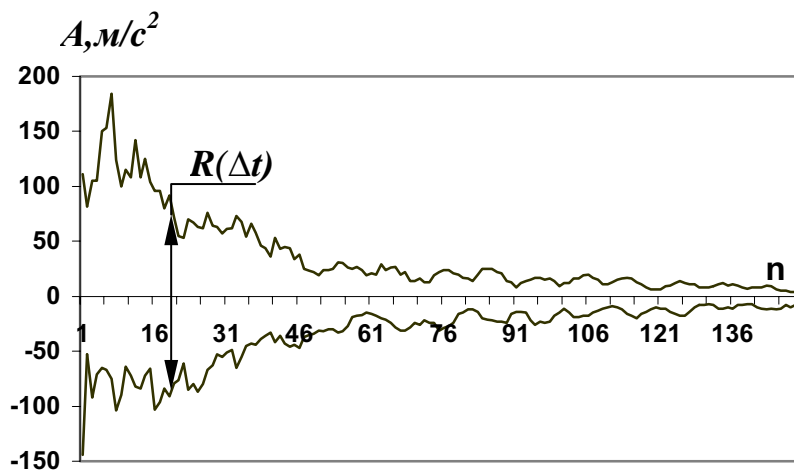


Рис. 8. Максимальные и минимальные амплитуды сигнала трубы

Таблица 3

Относительный логарифмический декремент затухания исследуемых труб

Исправные		Дефектные					
№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7	№8
1,021	1	1,3815	2,9083	1,6285	1,836	0,6714	2,0901

В табл.3 представлены средние значения ОЛДЗ для исследуемых труб. Среднее значение этого параметра дефектных труб отличается от того же значения исправных труб на 30-200 %.

Используя метод следящего спектрального анализа, диагностическими признаками которого являются изменение спектральных составляющих сигнала, появление комбинационных частот, которые отражают геометрию элементов и взаимо-

связь между ними, анализируем спектральные картины исправных и дефектных труб.

При сравнительном анализе спектров дефектной трубы с поперечным пропилом и исправных труб выявляется существенная разница в картинах. Спектр исправной трубы представлен на рис.9,а, дефектной трубы – на рис.9,б.

Дефект – поперечный пропил расположен на расстоянии 0,29 м от верхнего торца трубы. При рассмотрении рис.9,б видно, что кроме гармоник собственных частот (925, 1840, 2914 Гц) продольных колебаний трубы наблюдается второй ряд гармоник со значениями 890, 1790, 2755 Гц, расположенный около первого ряда (линией обведены частоты поперечных колебаний).

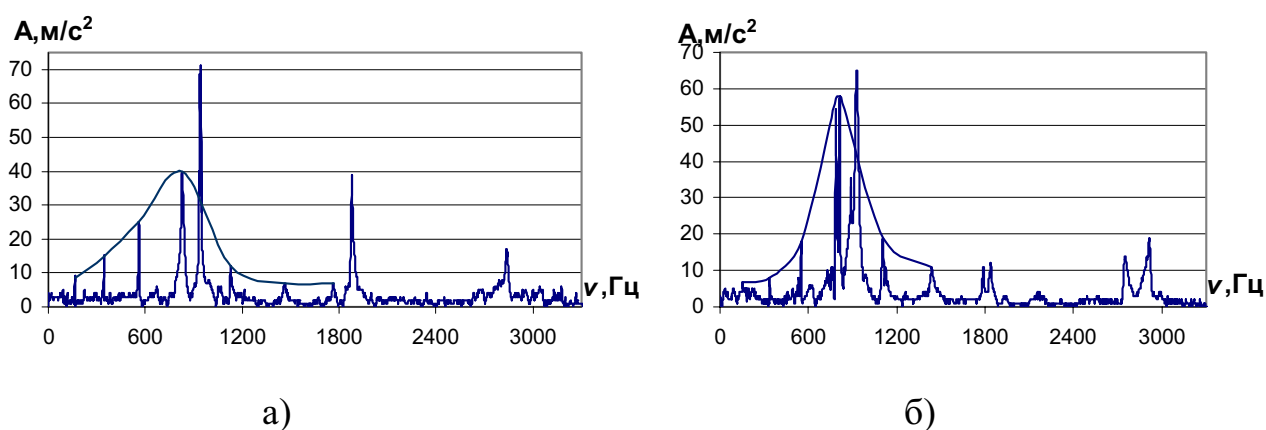


Рис.9. Частотные спектры колебаний: а) исправной новой трубы №2;

б) дефектной трубы с поперечным пропилом №5

Таким образом, при наличии дефекта типа поперечной трещины в спектре вибросигнала появляются комбинационные частоты, отражающие геометрию элементов трубы, по которым можно судить о разнице в собственных частотах колеблющихся частей стержня, разделенных дефектом. Так как собственная частота однозначно зависит от длины стержня, то при известном порядке гармоник и разницы между ними можно судить о местонахождении дефекта типа поперечной трещины на теле трубы.

Следующий критерий, использующийся при сравнении спектров, – площадь спектра. Из частотного спектра выделяются гармоники продольных колебаний (рис.10). Оценка площади спектра производится по методу Симпсона:

$$S = \frac{h}{3} (a_0 + 4a_1 + 2a_2 + 4a_3 + \dots + 2a_{n-2} + 4a_{n-1} + a_n), \quad (10)$$

где a – амплитуда колебаний на i -частоте; h – шаг дискретизации частот.

Зависимость общей площади спектра от количества замеров представлена на рис.11. Среднее значение площади спектра дефектных труб выше в 1,3-3,7 раза исправных (табл.4), это значение трубы №4 в 5 раз ниже исправных, следовательно, общая площадь спектра является критерием диагностирования труб с этими дефектами, исключая поперечные трещины (труба №5). Поперечные трещины можно диагностировать по площади второй гармоники, т.к. среднее значение трубы №5 ниже таких же значений исправных труб в среднем в 2 раза (табл.4). Дефекты в виде отверстий можно диагностировать по площади третьей гармоники, так как трубы №3 и №8 имеют среднее значение выше таких же значений исправных труб в среднем в 1,5-2 раза.

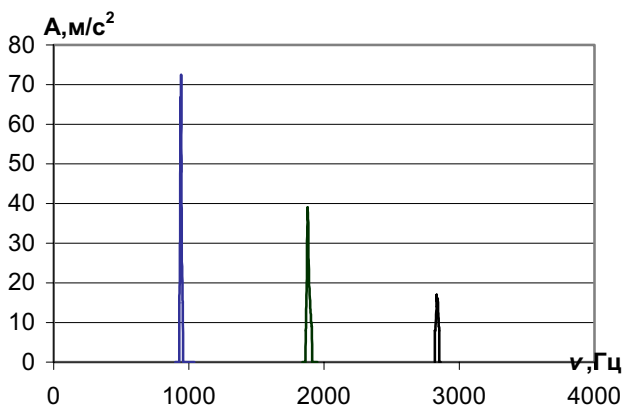


Рис.10. Спектр продольных колебаний

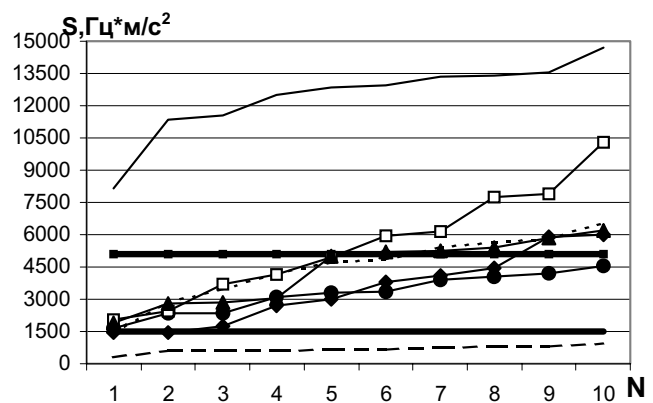


Рис.11. График зависимости общей площади спектра исследуемых труб

от количества замеров:

- - №1; □ - №3; - - - №4; ◆ - №5; - №6;
- ▲ - №7; — - №8; ——— - доверительный интервал №2

Площадь спектра исследуемых труб, Гц· м/с²

Площадь	Исправные		Дефектные					
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8
Общая	3 278,4	3 307,8	5 542,8	6 62,94	3 456,4	4 487,7	4 341	1 243 1
Первой гармоники	2 277	2 487,7	4 465	6 62,94	2 974,4	3 651,5	3 761,2	1 143 2
Второй гармоники	5 69,93	7 31,01	6 01,11	-	2 62,49	5 04,55	6 61,55	6 04,12
Третьей гармоники	2 32	3 00,83	4 85,4	-	2 21,84	3 53,6	2 60,45	4 53,11

Следующий диагностический признак, использующийся для анализа состояния НКТ методом сравнения спектров, - это статистика амплитуд:

$$A = \lg \frac{a_1}{a_{Э1}} + \lg \frac{a_2}{a_{Э2}} + \lg \frac{a_3}{a_{Э3}} \quad , \quad (11)$$

где a_1, a_2, a_3 – максимальные амплитуды первой, второй и третьей гармоник продольных колебаний спектра дефектной трубы; $a_{Э1}, a_{Э2}, a_{Э3}$ – то же эталонного спектра (получен осреднением из 10 спектров исправной новой трубы).

По этому критерию несомненно можно диагностировать трубу с несколькими видами дефектов, значения статистики амплитуды которой превосходят значения исправной трубы в среднем на 60%, и трубы с парафиновой пробкой и поперечной трещиной, значения статистики амплитуды которых ниже таких же значений исправных труб в среднем на 12%. Трубы с другими дефектами имеют значения статистики амплитуды, превышающие в среднем на 10 % значения исправных труб.

Корреляция между проверяемым и эталонным спектрами оценивается стандартной оценкой:

$$r = \frac{M(\bar{A}_j \cdot \bar{A}_i) - MA_j \cdot MA_i}{\sigma_{A_j} \cdot \sigma_{A_i}} \quad , \quad (12)$$

где MA_j, MA_i - мат. ожидание амплитуд эталонного и исследуемого спектров; $\sigma_{A_j}, \sigma_{A_i}$ - среднеквадратические отклонения амплитуд эталонного и исследуемого спектров.

По этому критерию отбраковываются трубы с несколькими дефектами (№8), значения стандартного коэффициента корреляции (СКК) которых ниже в среднем на 35% СКК исправной трубы; трубы с дефектом в виде поперечной трещины

(№5), стандартный коэффициент корреляции которых ниже в среднем на 30% СКК исправной трубы.

Чтобы оценить затухание по времени собственных частот, был модифицирован логарифмический декремент затухания. Модифицированный ЛДЗ:

$$\Theta_i(\nu) = \ln \frac{A_i(t_i, \nu)}{A_1(t_1, \nu)} = \ln(e^{-\delta t_i + \delta t_1}) = -\delta(t_i - t_1) = -\delta \Delta t_{i1} \quad (13)$$

При помощи МЛДЗ был найден коэффициент затухания трех собственных частот исследуемых труб. На рис.12 представлены линии аппроксимации от кривых изменения МЛДЗ при затухании первой собственной частоты на трех различных промежутках времени $\tau = \frac{\Delta t_{i,1}}{\Delta t_{i+1,1} - \Delta t_{i,1}}$.

Из рис.12 видно, что коэффициент затухания 1-й собственной частоты дефектных труб с трещинами различного направления №5,6,8 и парафиновой пробкой №4 выше в среднем в 2-3 раза, а труб с дефектами в виде истирания металла №7 и отверстия №3 ниже в среднем в 1,5-2 раза исправных труб, та же тенденция наблюдается и с коэффициентом затухания 3-й собственной частоты: у труб №№5,6,8 он выше в среднем на 30 %, а труб №7 и №3 ниже в среднем на 50 % исправных труб; коэффициент затухания 2-й собственной частоты дефектных труб №3,5,8 выше в среднем на 25-45 % исправных труб.

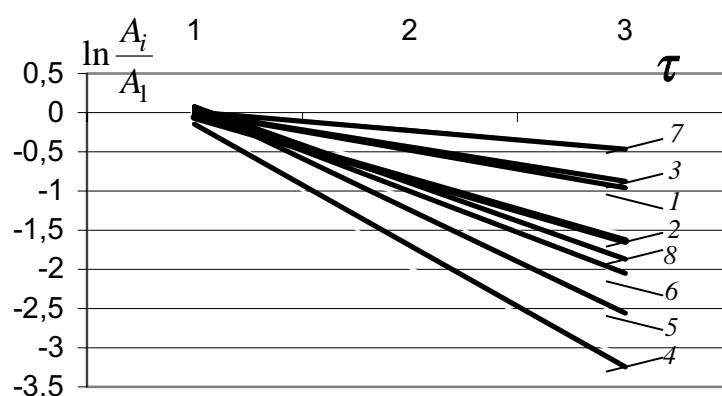


Рис.12. Аппроксимирующие прямые от кривых изменения безразмерной амплитуды первой собственной частоты: 1,2,3,4,5,6,7,8 – номер исследуемой трубы.

Как было показано выше, не по всем критериям четко диагностируются типовые дефекты. Чтобы обеспечить достоверность дефектоскопии НКТ виброакусти-

ческим методом, предлагается использовать разработанные критерии в комплексе (рис.13.), подтверждая диагноз по каждому из них.

Описана разработанная методика виброакустической дефектоскопии НКТ. По методике измерения проводятся в процессе спуско - подъемных операций с колонной НКТ при ремонте скважины:

1. На верхний торец трубы при помощи магнита устанавливается вертикально датчик вибрации.
2. Колонна труб поднимается и производится отворот верхней трубы от колонны.
3. По нижнему торцу отвернутой и свободно вывешенной трубы производится удар специальным механизмом возбуждения колебаний, при этом автоматически активизируется режим записи сигнала вибрации в персональный компьютер. Время записи данных составляет одна минута.
4. После того, как труба уложена на мостки, датчик снимается, устанавливается на следующую трубу, и процесс повторяется.

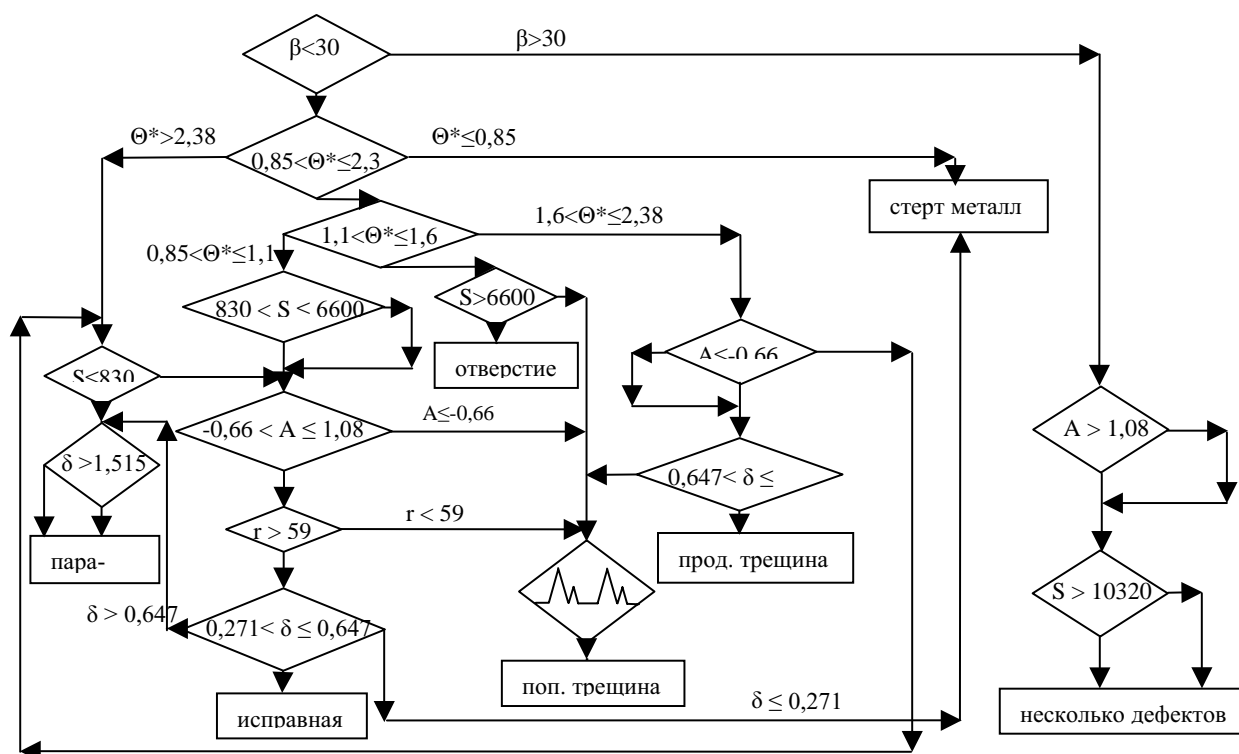


Рис.13. Алгоритм оценки состояния НКТ

В персональном компьютере происходит обработка записанного сигнала:

1. Вычисляются значения критериев оценки состояния НКТ.

2. По алгоритму (рис.13) определяется состояние НКТ: наличие на теле трубы дефекта определенного вида.

3. Выдается диагноз: исправна или дефектна труба, если последнее, то вид дефекта, его местонахождение и размеры.

Согласно первой и второй теоремам подобия данные, полученные при исследовании какого-нибудь явления, могут быть перенесены только на явления, подобные ему, то есть на такие, которые описываются одними и теми же уравнениями и безразмерные критерии которых имеют одно значение. Основным уравнением, описывающим продольные колебания модельных и натуральных труб, является уравнение свободных колебаний:

$$x = A(t) \cdot \cos(pt + \varphi) . \quad (14)$$

Известно, что всякие два гармонических прямолинейных колебания кинематически подобны, то есть

$$A_{\text{мод}}(t) = A_{\text{нат}}(t) = \text{const} . \quad (15)$$

Безразмерный параметр подобия выразится

$$\Pi = pt_{\text{мод}} = \left[\frac{a\pi k}{l} t \right]_{\text{мод}} = \left[\frac{a\pi k}{l} t \right]_{\text{нат}} = pt_{\text{нат}} . \quad (16)$$

Собственные частоты колебаний модельной и натурной трубы будут подобны при неизменных E , ρ , t , если величину k изменить на величину отношения $l_{\text{нат}}/l_{\text{мод}}$. Следовательно, первая собственная частота модельных труб подобна третьей собственной частоте натуральных труб.

В пятой главе описаны измерения, проведенные в промысловых условиях.

Исследования проводились на стендовой скважине цеха ПРС НГДУ «Туймазанефть» при СПО колонны НКТ.

Для исследований использовались девять насосно-компрессорных труб длиной от 8,5 до 8,9 м, на пяти из которых в последующем были вырезаны дефекты: поперечные пропилы с краю и по середине, продольные пропилы с краю и посередине, отверстие.

Измерения продольных колебаний НКТ проводились согласно разработанной методике. В целом, в промысловых условиях методика диагностирования труб

вибраакустическим методом оправдала себя – трубы с дефектами были диагностированы как бракованные, но вид дефекта не всегда определялся правильно, поэтому проведено сравнение разработанных в лабораторных условиях критериев отбраковки НКТ с данными, полученными на скважине. Например, коэффициент затухания колебаний натурной трубы с поперечным пропилом в 1,7 раза превышает ту же величину модельной трубы с тем же дефектом.

Основные выводы и результаты

1. На основе аналитического исследования вибраакустических свойств насосно-компрессорных труб показано, что собственные частоты исправной трубы и трубы с парафиновой пробкой отличаются в среднем на 11 %, установлены зависимости собственных частот трубы от расположения дефекта – истирание металла. Выявлено, что дефекты в виде отверстия и поперечной трещины не существенно влияют на показания собственных частот.

2. Разработан лабораторный стенд для проведения исследований колебаний модельных насосно-компрессорных труб, позволяющий производить юстировку и вибраакустическую интерпретацию дефектов различной формы и месторасположения, и внедрен в учебный процесс.

3. Установлены критерии оценки состояния НКТ вибраакустическим методом:

3.1. Определено, что коэффициент затухания дефектных труб превышает коэффициент затухания исправных на 15% и более.

3.2. Показано, что среднее значение относительного логарифмического декремента затухания дефектных труб отличается на 30-200% от исправных, и при помощи ОЛДЗ можно приблизительно определить линейный размер дефекта в направлении линейного размера трубы.

3.3. Применены основные информативные параметры определения дефектов к методу вибраакустического обследования насосно-компрессорных труб:

- общая площадь спектра увеличивается в 1,3-3,7 раза, если труба имеет дефекты в виде продольных трещин, износа металла, отверстий, и уменьшается в 5 раз, если дефект в виде парафиновой пробки;

- статистика амплитуд увеличивается на 10% и более, если на трубе имеются дефекты в виде продольных трещин, износа металла, отверстий, и уменьшается в среднем на 12%, если дефекты в виде поперечных трещин и парафина в трубе;

- стандартный коэффициент корреляции уменьшается в среднем на 30 %, если на трубе имеется дефект в виде поперечной трещины, и увеличивается в среднем на 35%, если несколько дефектов.

3.4. Экспериментально установлено, что среднее значение коэффициента затухания 1-й собственной частоты продольных колебаний труб с дефектами в виде трещин любого направления и с дефектом парафиновая пробка превышает коэффициент затухания исправных труб в 2-3 раза, с истиранием металла – ниже в 2 раза; среднее значение коэффициента затухания 2-й собственной частоты дефектных труб превышает коэффициент затухания исправных труб на 20-50 %, исключая трубу с дефектом износ металла; среднее значение коэффициента затухания 3-й собственной частоты труб с дефектами в виде трещин любого направления превышает коэффициент затухания исправных труб в среднем на 30 %, труб с дефектами в виде отверстия и истирание металла - ниже в среднем на 50%.

3.5. Показано, что по спектру вибросигнала можно делать заключение о месте расположения дефекта типа поперечной трещины на теле насосно-компрессорной трубы, чему способствует появление в частотном спектре комбинационных частот.

4. Разработан алгоритм диагностирования НКТ по выработанным критериям.

5. Разработана, научно обоснована и апробирована в промышленных условиях методика виброакустической дефектоскопии насосно-компрессорных труб, по которой обнаруживаются вид дефекта, его размер и местоположение.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1. Мельникова Е.Ю. Постановка задач по разработке виброакустического метода дефектоскопии НКТ. // Нефть и газ: Проблемы добычи, транспорта, хранения и переработки: Межвуз. сб. науч. тр. – Уфа: УГНТУ, 1998. – С. 160-164.

2. Мельникова Е.Ю. Стенд для проведения исследований по разработке виброакустического метода дефектоскопии НКТ. // Опыт, проблемы и перспективы внедре-

ния методов виброакустического контроля и диагностики машин и агрегатов: Сб. науч. тр. – Октябрьский: ОФ УГНТУ, 2000. – С. 55-62.

3. Мельникова Е.Ю., Галеев А.С. Определение собственных частот свободной трубы с парафиновой пробкой. // Научные проблемы Волго-Уральского нефтегазового региона. Технические и естественные аспекты: Сб. науч. тр.: в 2-х т. Т.2.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – С. 105-107.

4. Мельникова Е.Ю., Рязанцев А.О. Анализ коэффициента затухания при исследовании вибросигналов продольных колебаний насосно-компрессорных труб. // Научные проблемы Волго-Уральского нефтегазового региона. Технические и естественные аспекты: Сб. науч. тр.: в 2-х т. Т.2.- Уфа: УГНТУ, 2000. – С. 102-105.

5. Мельникова Е.Ю., Рязанцев А.О. Результаты лабораторных исследований по разработке критериев оценки состояния штанг виброакустическим методом. // Научные труды Второго Международного симпозиума «Наука и технология углеводородных дисперсных систем». Т. 2. – Уфа:Реактив, 2000. – С. 146-147.

6. Мельникова Е.Ю. Актуальность проблемы дефектоскопии НКТ на месте эксплуатации виброакустическим методом. // Межрегиональная научная конференция «Севергеоэкотех-2001»: Тез. докл. – Ухта, 2001.– С. 77-79.

7. Мельникова Е.Ю., Султанов Б.З. Исследование площади гармоник спектра продольных колебаний насосно-компрессорных труб. // НЕФТЬ И ГАЗ 2001: проблемы добычи, транспорта и переработки: Межвуз. сб. науч. тр. – Уфа: УГНТУ, 2001. – С. 243-252.

8. Мельникова Е.Ю., Галеев А.С. Определение местонахождения по телу трубы дефектов типа поперечной трещины. // НЕФТЬ И ГАЗ 2001: проблемы добычи, транспорта и переработки: Межвуз. сб. науч. тр. – Уфа: УГНТУ, 2001. – С. 252-256.

Соискатель

Е.Ю. Мельникова