

**РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ ИНСТИТУТ ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИХ
ПРОБЛЕМ СЕВЕРА им. В.П. ЛАРИОНОВА**

на правах рукописи

АНДРЕЕВ Яков Михайлович

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ
РЕЗЕРВУАРОВ СЕВЕРА ПУТЕМ ПОВЫШЕНИЯ ВЫЯВЛЯЕМОСТИ
ПЛОСКОСТНЫХ ДЕФЕКТОВ**

01.02.06. – «Динамика, прочность машин, приборов и аппаратуры»

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
профессор Большаков А.М.

Якутск – 2017

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
Глава 1. Методы и средства неразрушающего контроля для оценки надежности резервуаров	12
1.1 Методы и средства неразрушающего контроля	14
1.2 Выявляемость различных дефектов резервуаров эксплуатирующихся в условиях Севера	25
Вывод к главе 1.....	37
Глава 2. Анализ разрушений резервуаров работающих в условиях низких температур	39
2.1 Классификация и характеристика потерь нефтепродуктов.....	39
2.2 Анализ разрушений и виды отказов резервуаров эксплуатирующихся в условиях Севера	45
Вывод к главе 2.....	66
Глава 3. Анализ распределения дефектов в вертикальных стальных резервуарах Севера	67
3.1 Статистический анализ распределения дефектов.....	68
3.2 Распределение плоскостных и объемных дефектов в резервуарах Севера	75
Вывод к главе 3.....	83
Глава 4. Методы повышения выявляемости плоскостных дефектов.....	84
4.1 Методы акустико-эмиссионного диагностирования для обнаружения плоскостных дефектов	84
4.2 Локальное низкотемпературное нагружение материалов, применяемых для строительства резервуаров, работающих в условиях Севера.....	89
4.3 Натурные исследования низкотемпературного локального нагружения в опасных элементах резервуаров	97
Выводы к главе 4.....	104
Основные выводы по диссертации	105
Список литературы	107
Приложение 1.....	117
Приложение 2.....	119

ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение своевременными ежегодными завозами плановых объемов жизнеобеспечивающих грузов – жизненно важная задача всех регионов страны. Одним из основных этапов решения данной задачи является регулярное, стабильное снабжение населения нефтепродуктами и их безопасное хранение. На большинство регионов страны, доставка грузов до потребителей осуществляется железной и автомобильной дорогой общего назначения, широкое распространение данного вида доставки получил в центральных и южных регионах, т.е. в регионах с развитой инфраструктурой. На отдаленные от центра с развитой инфраструктурой, северные и арктические регионы доставка нефтепродуктов выполняется автомобильным транспортом по временным дорогам в зимнее время и речным транспортом в летнее время, т.е. главной особенностью транспортной системы арктических регионов, является слабое развитие наземных коммуникаций. Например, в Республики Саха (Якутия), только менее 15% территорий имеют круглогодичный доступ по автомобильным дорогам. Основной объем грузов в республику перевозится в короткий навигационный период речным транспортом (период арктической навигации с августа по октябрь месяцы), доля которого в грузообороте республики составляет 43,7%. Около 88% объема производства товаров и услуг находится в районах республики, обслуживаемых сезонно. Только 16% населения проживает в зоне круглогодичного транспортного сообщения, из 629 сельских населенных пунктов лишь 48 связаны с районными центрами дорожной сетью с твердым типом покрытия, 25 районов из 33 не имеют надежной транспортной связи с центром республики и близлежащими районами. Наиболее серьезные проблемы сложились в транспортном обслуживании населения, проживающего в Арктической зоне республики, где доставка нефтепродуктов на отдаленные поселки и наследи традиционно осуществляется воздушным транспортом и вездеходной техникой. Высокая стоимость перевозок является сегодня реальным ограничивающим фактором обеспечения населения нефтепродуктами и решения жизненно важных социальных задач.

Следствием сезонности работы транспорта является ежегодное отвлечение

огромных средств на сезонный завоз и хранение топлива, товаров народного потребления и продукции производственно-технического назначения. Транспортные затраты на доставку нефтепродуктов оказывают значительное влияние на повышение издержек производства предприятий республики, которые вынуждены изымать значительный объем оборотных средств на создание запасов материальных ресурсов. В связи с этим, важнейшей проблемой для арктических и северных районов является регулярное, стабильное обеспечение нефтепродуктами населения. Всего в 13 арктических и северных районах республики имеется 11 нефтебаз АО «Саханефтегазсбыт» с общим объемом емкостей 565,5 тыс.куб.м., в том числе 9 АЗС и 3 КАЗС (контейнерная АЗС), нефтебазы отсутствуют в Анабарском, Булунском, Эвено-Бытантайском районах. С учетом роста потребления в последние годы топливно-энергетических ресурсов в колымских и индигирских районах, емкостные объемы Среднеколымской и Белогорской нефтебаз недостаточны для размещения дополнительных объемов, так же по правилам промышленной безопасности резервуарные парки сокращаются, в виду истечением заводских сроков эксплуатации. В тоже время, расширения резервуарных парков нефтебаз не планируется, в первую очередь, в связи с экономической нерентабельностью строительства новых резервуаров, которые требуют повышенного качества.

Таким образом, одной из основных проблем эксплуатации резервуаров в нефтебазах для хранения нефтепродуктов в условиях Севера, является их физический и моральный износ в основном определяющимся отсутствием своевременных труднодоступностью для проведения ремонтно-восстановительных работ. Единственным решением представленных проблем нефтебаз в условиях сжатых экономических рамок, является использование существующих резервуаров для хранения нефтепродуктов путем продления их ресурса. Решение проблемы обеспечения надежной работы резервуаров для хранения нефтепродуктов на этом фоне становится все более актуальной, так как их эксплуатация, отработавших проектный ресурс несет дополнительные риски отказов и аварий. Несмотря на технические проблемы, основная часть

резервуарных парков продолжает активно эксплуатироваться. Поскольку строительство новых резервуаров (нефтебаз) является длительным и трудоемким процессом, сопряжено со значительными финансовыми и временными затратами, встает задача обеспечения надежности и работоспособности конструкций, находящихся в процессе длительной эксплуатации. Проблема обеспечения надежной работы резервуаров для хранения нефтепродуктов становится все более актуальной, так как старение конструкций значительно опережает темпы технического перевооружения. Большинство резервуаров для хранения нефтепродуктов в Республике Саха (Якутия) эксплуатируются более 50 лет и практически выработали нормативные сроки службы. Как известно, длительная эксплуатация приводит к деградации металла, при этом повышается предел текучести, снижаются показатели пластичности. Деградация металла резервуаров при длительной эксплуатации, неудовлетворительное техническое состояние, климатические особенности Якутии, где годовой перепад температур составляет более 100°C, увеличиваются вероятность частичного или полного разрушения конструкций, в связи с чем особую актуальность приобретает необходимость решения вопросов обеспечения надежности эксплуатации резервуаров повышением качества технического диагностирования.

Согласно ранним редакциям Федерального закона от 21.07.1997 N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» нормативный срок эксплуатации 20-30 лет для резервуаров, эксплуатирующихся на территории Российской Федерации, в техническо-нормативах документациях заложен с точки зрения экономии затрат на проведение диагностирования, что является недопустимым по решению задач поддержания в работоспособном состоянии имеющихся объектов на территориях страны со сложной инфраструктурой. В связи с этим, одним из решений обеспечения безопасности резервуарных парков и нефтебаз, является введение новой редакции с поправками Федерального закона от 21.07.1997 N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1]. Со вступлением в силу новой поправки, для резервуаров, отработавших нормативный срок эксплуатации, срок его дальнейшей безопасной

эксплуатации определяется на основании экспертизы промышленной безопасности. В экспертизе указывается срок проведения повторной экспертизы промышленной безопасности. Таким образом, срок эксплуатации технических резервуаров, применяемых на опасных производственных объектах, ограничивается специализированной организацией, на основании технического диагностирования в рамках экспертизы промышленной безопасности опасных производственных объектов. Тем временем, с увеличением срока службы сокращаются промежутки его освидетельствования и ужесточаются требования к оценке технического состояния резервуаров.

Надежность и долговечность резервуаров определяются, в первую очередь, свойством его конструкции выполнять функции приема, хранения и отбора из него нефти и нефтепродуктов при заданных технических параметрах. Оценка уровня надежности резервуара и его элементов проводится по установленным параметрам конструкции, которые определяются технической документацией с пределами, установленными например СП 73.13330.2012 «Внутренние санитарно-технические системы зданий» [2]. Определенными критериями, характеризующими эксплуатационную надежность резервуаров, являются:

- работоспособность резервуара – состояние, при котором резервуар способен выполнять свои функции без отклонений от параметров, установленных требованиями технической документации. Для поддержания работоспособности резервуара необходимо выполнять в установленные сроки текущие и капитальные ремонты, а также осуществлять профилактику и раннюю диагностику дефектов;
- безотказность работы резервуара – свойство резервуара и его элементов сохранять работоспособность без вынужденных перерывов в работе. Вероятность безотказной работы служит количественным показателем надежности (критерий прочности, устойчивости и выносливости);
- долговечность резервуара и его элементов – свойство конструкции сохранять работоспособность до предельного состояния с необходимыми перерывами для технического обслуживания и ремонтов. Показателем долговечности

может служить ресурс или срок службы;

- ремонтпригодность элементов резервуаров заключается в приспособленности элементов к предупреждению и обнаружению неисправности, а также и их ремонта в период обслуживания до наступления отказа. Затраты труда, времени и средств на ремонтные работы определяют ремонтпригодность.

Количественная и качественная оценка технического состояния резервуаров для хранения нефтепродуктов и устранение выявленных дефектов повышает их надежность при эксплуатации. Обоснованную оценку можно получить только на основании комплексной проверки, включающей в себя дефектоскопию сварных соединений, проверку качества металла, контроль толщины стенок отдельных элементов, геометрической формы и др. Тем не менее, существуют и ограничивающие факторы, существенным из которых является определение прочности резервуарных конструкций, сформированный по результатам обследования учитывающий только геометрические параметры дефектов. Данный подход не учитывает развитие во времени существующих дефектов, то есть классификация развивающиеся и неразвивающиеся при расчете на прочность и устойчивость резервуаров в расчете не учитываются.

Выявление и оценка степени опасности дефектов с научной точки зрения остаются достаточно сложной задачей, требующая многочисленных расчетов, что в конечном результате отрицательно влияет на фактическую оценку безопасности резервуаров за счет опасных производственных объектов в которых в каждом из этапов будут суммироваться погрешности расчетов. При этом, регламентирующие нормативно-технические документации по методам и средствам неразрушающего контроля учитывающие развитие существующих дефектов не имеют широкого распространения в области дефектоскопии в силу сложности исполнения и высоких экономических затрат проведения контроля. Тем самым задача, обнаружения развивающихся дефектов, является актуальной с научных так и с технических позиций. Поэтому обеспечение безопасной эксплуатации опасных производственных объектов как резервуары для хранения нефтепродуктов остается

недостаточной, и основным сдерживающим фактором является недостаточное использование методов, выявляющих развивающиеся типы дефектов.

Большой вклад в развитие исследований по затрагиваемым вопросам обеспечения надежности резервуаров внесли такие ученые как Болотин В.В. [3], Алешин Н.П. [4, 5, 6], Морозов Е.М. [7, 8, 9] Махутов Н.А. [10, 11, 12], Москвичев В.В. [13, 14], Лыглаев А.В., Матвиенко Ю.Г. [15, 16], Лепихин А.М. [17], Гумеров А.Г. [18], Березин В.Л. [19, 20, 21], Сафарян М.К. [22, 23, 24], Евтихин В.Ф. [25, 26], Бигус Г.А. [27], Буренин В.А., Галеев В.Б. [28], Грешников В.А. [29], Иванов В.И. [30], Белов В.М. , Вережкин С.И. [31], Каравайченко М.Г. [32], Дробот Ю.Б. [33], и другие. Надежность резервуарного парка определяется его способностью обеспечивать бесперебойную работу всей системы нефтепродуктообеспечения резервуарного парка. Низкая надежность резервуаров может привести к большим затратам экономических и материальных ресурсов, а также к ущербу здоровья людей. С другой стороны, повышение надежности требует привлечения дополнительных средств на сооружение и эксплуатацию резервуаров. Вследствие этого, в исследованиях последних лет важное значение придается вопросам установления оптимального нормативного уровня надежности резервуарных конструкций и обеспечения заданного уровня в процессе эксплуатации. Однако, исследований по разработке теоретически и практически обоснованных применяемых методов по обеспечению надежности резервуаров как на стадии проектирования, так и при эксплуатации пока недостаточно.

Целью работы является обеспечение эксплуатационной надежности вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, работающих в условиях Севера, путем повышения выявляемости труднообнаруживаемых плоскостных дефектов, с использованием низкотемпературного нагружения при акустико-эмиссионном методе технического обследования.

Для достижения цели диссертационной работы поставлены следующие **основные задачи исследований**:

1. Анализ нарушений работоспособности и аварий резервуаров Севера,

связанных с образованием и развитием различных типов дефектов.

2. Анализ выявляемости различных типов дефектов резервуаров традиционными методами и средствами неразрушающего контроля.
3. Определение специфики распределения плоскостных типов дефектов в сварных соединениях и в основном металле резервуаров Севера.
4. Определение участков резервуара, наиболее подверженных к образованию плоскостных дефектов, влияющих на эксплуатационную надежность.
5. Усовершенствование типовой схемы создания упругого деформирования в отдельных элементах резервуаров при акустико-эмиссионном (АЭ) методе неразрушающего контроля.

Научная новизна:

В диссертационной работе предложено следующие решения повышения эксплуатационной надежности вертикальных стальных резервуаров для хранения нефтепродуктов работающих в условиях Крайнего Севера:

1. Предложен усовершенствованный метод создания упругого деформирования локальных участков крупногабаритных металлоконструкций, при проведении АЭ контроля.
2. Разработан алгоритм проведения технического диагностирования резервуаров с применением локального низкотемпературного нагружения при АЭ методе контроля.

На защиту выносятся следующие основные **научно обоснованные результаты:**

1. Анализ отказов и аварий резервуаров для хранения нефтепродуктов, эксплуатируемых в Республике Саха (Якутия).
2. Повышение эксплуатационной надежности резервуаров, работающих в условиях Севера, путем усовершенствования схемы нагружения контролируемой области при акустико-эмиссионном методе контроля.
3. Анализ распределения плоскостных и объемных дефектов в сварных соединениях и основном металле резервуаров.
4. Установление участков подверженных к образованию и дальнейшему

распространению дефектов в различных элементах резервуаров.

5. Внедрение экспериментальных результатов в программу работ экспертных организаций при проведении технического диагностирования вертикальных стальных резервуаров.

Практическая ценность:

заключается в разработке низкотемпературного нагружения локальных участков вертикальных стальных резервуаров при АЭ контроле. Проведение АЭ контроля с низкотемпературным нагружением участков резервуаров наиболее подверженных к образованию плоскостных дефектов позволяет: повысить выявляемость развивающихся дефектов в сварных соединениях и в основном металле, сократить материально-экономические затраты АЭ диагностирования, проводить комплексное диагностирование резервуаров в короткие сроки.

Внедрение результатов научного исследования:

Результаты исследования успешно использовались для диагностирования днищ резервуаров, эксплуатирующихся в сложных климатических условиях Севера, а также при подготовке заключений экспертизы промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Ростехнадзору.

Внедрение данного усовершенствования реализовано в экспертных организациях – ООО «Научно-технический центр анализа промышленного риска Севера», а также в организации нефтепродуктообеспечения АО «Саханефтегазсбыт».

Методология и методы исследования.

Общая методология исследований базируется на использовании экспериментальных методов механики деформирования и разрушения. Для решения поставленных задач использованы сертифицированные, поверенные и высокоточные приборы и аппаратура, произведено сравнение результатов исследований с опубликованными ранее данными других авторов, практические результаты диссертационной работы использованы при проведении экспертизы промышленной безопасности технических устройств опасных производственных

объектов.

Личный вклад автора заключается в непосредственном выездном сборе и оценке данных дефектности резервуаров, в разработке и реализации способа повышения эксплуатационной надежности резервуаров, работающих в условиях Севера, путем совершенствования схемы нагружения контролируемой области при акустико-эмиссионном методе контроля; исследовании распределения плоскостных и объемных дефектов в сварных соединениях и основном металле резервуаров; в установлении зон в элементах резервуаров подверженных к образованию и дальнейшему распространению дефектов; в внедрении результатов экспериментов в программу работ экспертной организацией и в организации нефтепродуктообеспечения.

Апробация работы. Основные результаты докладывались и обсуждались на VII Лаврентьевских чтениях (г. Якутск, 2003 г.); III - V Евразийских симпозиумах по проблемам прочности материалов и машин для регионов холодного климата (г. Якутск, 2006 - 2010 г.г.); II - V Всероссийских научных конференциях «Безопасность и живучесть технических систем» (г. Красноярск, 2007 - 2015 г.г.); IV, V Российских научно-технических конференциях «Ресурс и диагностика материалов и конструкций» (г. Екатеринбург, 2009, 2011 г.г.); 2-ой международной конференции «Живучесть и конструкционное материаловедение» (г. Москва, 2012 г.); Всероссийской научно - практической конференции «Сварка и безопасность» (г. Якутск, 2012 г.г.); Получен патент на изобретение RU2614190 «Способ низкотемпературного локального нагружения объекта при акустико-эмиссионном методе неразрушающего контроля».

Публикации. По результатам проведенных исследований опубликовано 18 научных работ, в том числе 6 статей в рецензируемых журналах.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, выводов, списка использованной литературы и двух приложений. Основное содержание и выводы изложены на 106 страницах машинописного текста. Диссертация содержит 56 рисунков и 15 таблиц. Список литературы включает 102 наименований.

ГЛАВА 1. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ

Продление срока эксплуатации резервуаров для хранения нефтепродуктов в нефтебазах имеет как положительную, так и отрицательные моменты, касаемо экономической целесообразности и по прочностным показателям, в конечном итоге существенно влияет на надежность резервуаров. Преимущества представлены во введении диссертационной работы, рассматривая недостатки продления сроков эксплуатации резервуаров выделяются следующие важные аспекты:

1. Естественное старение материалов из которых изготовлены резервуары, то есть при длительной эксплуатации в агрессивных средах как нефтепродукты, происходит изменение свойств материала (например, сталей) в сторону повышения прочности и понижения пластичности. Как следствие, существенно снижается холодостойкость материала, что прежде всего существенно повышает риск числа аварий либо отказов резервуаров на нефтебазах.

2. Проблема раннего определения частичной или полной потери работоспособности резервуара, при длительной эксплуатации, ограничиваемая рядом факторов таких как: Отсутствие научно-обоснованных подходов, реализованных на практике в производственных масштабах в области технического диагностирования. Определение остаточного ресурса резервуаров ограничивается показателями существующих методов диагностирования, которые в свою очередь ограничиваются технико-нормативными документами.

3. Отсутствие конкретных нормативных документов по диагностированию ориентированных на технический контроль резервуаров выработавших срок эксплуатации. Расчеты на прочность для длительно эксплуатируемых резервуаров ограничиваются геометрическими параметрами обнаруженных дефектов и не учитывают развитие зарождающихся плоскостных дефектов.

Следовательно, основополагающим решением продления ресурса резервуаров, является достоверные данные отклонений от проектных данных и

имеющихся допустимых и недопустимых дефектов, на основе которых строится общая картина состояния резервуара. Для этого, необходимы фактические данные по количеству и размерам имеющихся дефектов, которые подлежат «отбраковке»: точному определению местонахождения, «допустимости» по размерам, количеству либо по степени опасности. Сбор данных по дефектам совершается по результатам показаний приборов и аппаратур, путем неразрушающего либо разрушающего контроля. Использование приборов и аппаратур, которые не внесены в Государственный реестр средств измерений не допускается, так же, как и использование приборов, не прошедших и не имеющих сертификата о поверке. Таким образом, проведение технического контроля резервуаров, ограничивается «имеющими разрешения» приборами и средствами. Не смотря на эти проблемы, разрабатываются новые или усовершенствуются существующие приборы контроля, но как правило эти разработки остаются как изобретения либо улучшения на «бумаге», в силу больших затрат на производство. По данным анализа [34] имеющихся подходов к оценке остаточного ресурса оборудования, эксплуатирующихся длительное время в отрасли нефтяной промышленности, получены следующие общие тенденции развития ситуации: переход оценки остаточного ресурса конструкций по данным статистики отказов к индивидуальной оценке, основанной на комплексных разрушающих и неразрушающих методов контроля, а также расчетов на прочность, т.е. выполняется переход от дефектоскопии к техническому диагностированию. На данный момент реализация перехода к комплексной технической диагностике конструкций не полностью обеспечивается нормативно-техническими документациями и связано в основном со сложностью и нерентабельностью проводимых работ, так как согласно нормативным документам период проведения повторных работ по диагностике длительно эксплуатируемых опасно-производственных объектов не превышает семи лет. Вследствие столь незначительного продления эксплуатации, объект не покрывает расходы на диагностирование и как результат владеющая объектом организация отказывается от нерентабельного мероприятия.

1.1 Методы и средства неразрушающего контроля

Вертикальные стальные резервуары для хранения нефтепродуктов, эксплуатирующиеся на нефтебазах, согласно статьи 2. п. 1 Федерального закона от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 03.07.2016) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" [1] относятся к опасными производственными объектам и в соответствии со статьей 13 того же закона подлежат к экспертизе промышленной безопасности. Безопасность резервуаров определяется специализированной экспертной организацией имеющая соответствующие лицензии, одним из основных этапов определения которого является проведение неразрушающего контроля. Исходя из анализа камеральных работ обследование резервуара включает частичное или полное обследование. Частичное обследование проводится без остановки рабочего процесса резервуара, то есть осмотру подвергается только доступная дефектоскопистам часть. Полное обследование резервуара проводится после получения наряда-допуска на огневые работы, включающие подготовительные работы как: полное освобождение от продукта хранения, зачистка и дегазация не более определенного уровня предельно-допустимой концентрации паров нефтепродуктов. Таким образом, при полном техническом обследовании достигается более достоверная оценка технического состояния, чем при частичном. В количественном показателе это отражается в объеме обнаруженных допустимых и недопустимых дефектов.

В различных нормативно-технических документациях дефектом называют любые несоответствия обследуемых объектов требованиям, применяемым при их контроле. Единого определения термина «дефект» в сфере нефтегазового комплекса не существует, однако в некоторых нормативных документах имеется определение – несплошность в сварном соединении или отклонение от требуемой геометрии (imperfection). Оценка технического состояния объекта устанавливается по показателям обнаруженных приборами неразрушающего контроля дефектов, при этом найденные дефекты разделяются на допустимые по требованиям НТД [35] и недопустимые, превышающие нормы [ГОСТ Р ИСО 6520-1-2012]. В

соответствии с нормативно-правовыми актами и требованиями касемо объекта контроля, дефекты различают на поверхностные (обычно обнаружимые без вооруженного глаза) и скрытые, а также критические, значительные и малозначительные. Такое разделение дефектов необходимо для выбора вида контроля, например, разрушающий либо неразрушающий метод контроля. Для каждого метода контроля дефекты оцениваются по конкретным характеристикам, которые свойственны для данного вида контроля. По результатам показаний приборов и аппаратур выявленные дефекты характеризуются и классифицируются.

Дефекты сварных соединений и основного металла подразделяются на производственно-технологические, которые возникают в процессе изготовления конструкции, в процессе монтажа и установки, и эксплуатационные, появляющиеся после в процессе эксплуатации в результате процессов деградации металла, и так же в результате нарушений эксплуатации и ремонтов. Все указанные дефекты при проведении технического контроля (диагностировании) должны выявляться средствами и методами неразрушающего контроля (НК).

Согласно нормативного документа ГОСТ 20911-89 [36], техническая диагностика выражается как «область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов», который по результатам обследования, на основании нормативно-правовых актов, применяют для определения допустимости или недопустимости обнаруженных дефектов. Выбор методов и прибора неразрушающего контроля для решения задач обеспечения безопасной эксплуатации резервуаров при проведении диагностирования зависит от заранее определенных параметров и условий эксплуатации, так же и условий обследования. При этом, как требуют нормативно-правовые акты, выбор метода и приборов осуществляется из подхода «комплексное обследование», так как ни один из существующих методов и аппаратур, не может быть универсальным и не может удовлетворять в полном объеме требования безопасности. В соответствии с определенным назначением приборов измеряемые и определяемые параметры контролируемого материала и различные дефекты разделяют на 4 группы, которые представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Классификация контролируемых параметров и дефектов

Группа	Параметры и дефекты
I	Дефекты типа нарушения сплошности: раковины, трещины, расслоения, поры и др.
II	Отклонения размеров - длины, ширины, высоты, диаметра, толщины стенки, а также толщины покрытия и глубины поверхностного слоя (закаленного, обезуглероженного и т.д.)
III	Удельная электрическая проводимость, магнитная проницаемость, коэрцитивная сила, остаточная индукция, твердость, влажность, напряжение, структура, химический состав, предел прочности, предел текучести, относительное удлинение, плотность и др.
IV	Эмиссия волн напряжения, развитие во времени трещин, увеличение напряжений, утонение стенки, увеличение зазора и т.д.

Из вышеописанного следует и нормируется, что технический контроль на опасных производственных объектах (ОПО), в данном случае резервуаров для хранения нефтепродуктов, разделяется на 3 группы: разрушающий контроль, повреждающий контроль и неразрушающий контроль (НК).

Разрушающий контроль – методы контроля, при котором требуются отбор образцов обычно вырезкой из материала объекта контроля и образец подвергается различным анализам в специализированных стационарных лабораториях. Объект контроля во время проведения анализа остается неработоспособным до восстановления участков отбора образцов.

Повреждающий контроль – методы контроля, при котором анализ производится непосредственно на объекте, но в местах контроля остаются не препятствующие безопасной эксплуатации следы, которые можно не устранять. К этим методам можно отнести: твердометрия – измерение твердости поверхности материала, при использовании динамического твердомера на поверхности материала образуется неглубокая выемка от удара наконечника датчика; стилоскопирование – оценка марки стали по составу оптического спектра вольтовой дуги, создаваемой между электродом прибора (стилоскопа) и поверхностью объекта, при этом, на месте контроля остается прижег.

Неразрушающий контроль – методы контроля, при которым в некоторых случаях нет необходимости остановки рабочего процесса объекта контроля.

Контроль производится непосредственно на объекте, при этом контролируемый объект сохраняет работоспособность без повреждения участка контроля.

Проведение неразрушающего контроля в объектах ОПО подразумевает два подвида контроля, это «неразрушающий контроль» (визуальный и измерительный контроль (ВИК)) и «неразрушающий физический контроль» требующие применения специализированных приборов и аппаратур, так же специальных веществ.

На основании документа Российского стандарта ГОСТ Р 56542-2015 «Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов» [37] классификация неразрушающих именно физических методов контроля подразделяется на девять видов контроля, так называемые классы видов неразрушающего контроля представлены в таблице 1.2..

Таблица 1.2 – Классификация видов НК.

Классификация видов неразрушающего физического контроля материалов		
Вид контроля	Категория вида контроля	Требования к материалу объекта
Оптический	Для оптически прозрачных материалов - объемный, для непрозрачных - поверхностный	Любой твердый или жидкий
Проникающими веществами	Поверхностный	Любой твердый
Магнитный	Поверхностный	Ферромагнитные металлы
Электромагнитный	Поверхностный	Любые металлы
Электрический	Поверхностный	—
Радиоволновый	Объемный	Любые неметаллы
Радиационный	Объемный	Любой твердый
Акустический	Объемный	Любой твердый или жидкий
Тепловой	Объемный	—

Так же существуют две отдельные группы методов НК: активные и пассивные, которые представлены в таблице 1.3. При пассивном методе НК выявление дефектов происходит без постороннего воздействия на контролируемый материал и без предварительной подготовки контролируемого участка, что влияет на скорость проведения контроля – значительно выше по сравнению с активными методами НК [38].

Таблица 1.3 - Методы неразрушающего контроля. Группы

Методы неразрушающего контроля	
Пассивные	Активные
Используются информация заложенная внутри металла, по показаниям собственной энергии металла	Внешнее физическое воздействие, получение информации по результатам воздействия на материал
Тепловой контроль, акустико-эмиссионный, методы магнитной памяти металла	Рентгенографический, ультразвуковой, капиллярные, магнитопорошковый и т.п.

Процесс контроля на опасных производственных объектах представляет ответственное мероприятие связанное с жизнью людей и их благополучия, по этой причине выполнять работы имеют право только те специалисты, так называемые «дефектоскописты», которые обучены и аттестованы в соответствии с требованиями «Правил аттестации персонала в области неразрушающего контроля» ПБ 03-440-02 [39], выдавать заключения могут дефектоскописты с квалификацией не ниже II уровня по определенному методу для определенного вида объекта. Лаборатории неразрушающего контроля (ЛНК), выполняющие диагностирование, обязаны иметь соответствующие лицензии и аттестованы в соответствии с требованиями «Правила аттестации лабораторий неразрушающего контроля» ПБ 03-372-00 [40] и рекомендательно добровольно аккредитованы согласно требованиям «Общие требования к аккредитации органов по оценке соответствия» СДА-01-2009 [41] и СДА-15 [42].

Следовательно, обязательным требованием для обеспечения надёжности резервуаров является раннее обнаружение дефектов, при этом основным инструментом становится применение неразрушающих методов контроля. При

проведении диагностирования резервуаров широкое распространение получили следующие методы НК: визуальный и измерительный, рентгенографический, ультразвуковой, капиллярный, магнитопорошковый и акустико-эмиссионный [43].

Подробнее рассмотрим часто применяемые на химических и нефтехимических объектах – вертикальных стальных резервуарах, виды и методы физических методов контроля. Так как контроль резервуаров для хранения нефтепродуктов тепловым методом, является неэффективным и в связи с этим не регламентируются нормативными требованиями по техническому диагностированию:

1. Методы контроля проникающими веществами (ПВК);
2. Магнитный контроль (МПИМ);
3. Радиационный контроль (РК);
4. Акустический контроль (АЭ).

Методы контроля проникающими веществами. Контроль проникающими веществами подразумевает применение газоаналитического, газогидравлического, вакуумно-жидкостного и капиллярного методов контроля. Использование данных методов и выявляемые виды дефектов представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Методы контроля проникающими веществами

Метод	Контролируемые объекты	Выявляемые виды дефектов
Газоаналитический	Сосуды, баллоны, аммиачные трубопроводы	Только сквозные
Газогидравлический	Баллоны, дюкеры	
Вакуумно-жидкостный	Днища и стенки резервуаров	
Капиллярный	Любые твердые	Наружные сквозные и несквозные

Вакуумно-жидкостный метод применяется в основном для контроля герметичности днищ и стенок резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. Аппаратурой и средством контроля являются электрический и механический вакуумный насос, для измерения давления вакуумный манометр и

непосредственно камера где создается вакуум. Для резервуаров создаваемый вакуум в камере должен быть не менее минус 0,75 кгс/см², при этом вакуум камера обычно состоит из толстого оргстекла со штуцером, на месте примыкания штуцера к объекту контроля нанесена толстая пористой резины. Схему работы данного прибора см. на рис.1.1.

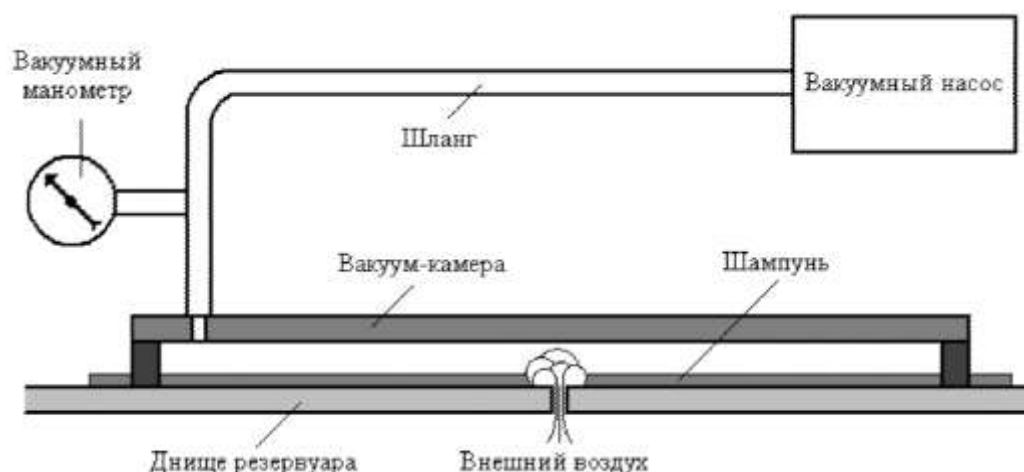


Рис. 1.1 - Поиск сквозных дефектов в днище резервуара вакуумно-жидкостным методом

Магнитный контроль. Магнитный вид неразрушающего контроля в основном применяется при контроле ферромагнитных изделий (Металлический материал в твердом состоянии, способный намагничиваться под действием внешнего магнитного поля и частично сохранять приобретенную намагниченность после удаления внешнего поля). В резервуарных конструкциях, изготовленных из стальных листовых материалов, широкое распространение получили следующие методы магнитного вида контроля: магнитопорошковый, магнитографический и феррозондовый контроль.

Метод магнитной памяти металла (МПМ) образован на анализе измеренных распределений собственных магнитных полей рассеяния, контролируемого феррозондного металла, которые отображают их структурную и технологическую связь. Данный метод контроля регламентируется стандартом ГОСТ Р ИСО 24497-2-2009 «Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Часть 2.

Общие требования» [44], применяются в различных отраслях промышленности например, на объектах нефтегазовой отрасли [45], котлонадзора [46] и на энергоустановках [47]. Понятие «магнитная память металла» было описано в 1994 году Дубовым А.А. и до этого времени в официальной технической литературе совершенно не применялось.

Данный метод относится к пассивным методам НК, особенностью метода является использование информации заложенную внутри контролируемого участка в виде фиксации собственных магнитных полей [48].

Известно, что в участках стального объекта контроля, испытывших высокие механические напряжения, остаточная напряженность магнитного поля металла H_p меняет свой знак инверсии, например, со знака минус на плюс или противоположено, либо становится на ноль. Для объекта, находящегося в непрерывном цикле эксплуатации, магнитная память металла проявляется в постоянном безвозвратном изменении намагниченности металла в направлении действия максимальных механических напряжений от рабочих нагрузок объекта. Степень опасности участка отображается не значением напряженности поля H_p , а перепадом в зоне концентрации напряжений ниже, данный процесс представлен на рис. 1.2.

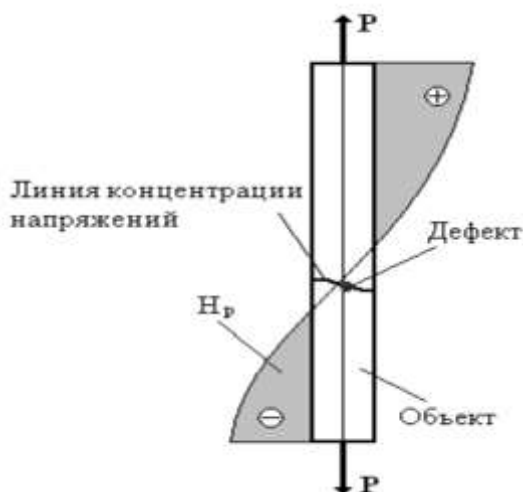


Рис. 1.2 - Перестановка знака магнитного поля при остаточной напряженности H_p в зоне концентрации напряжений

Широкое распространение использования данного метода наблюдается в нефтегазовой отрасли. Например, при проведении контроля общего технического состояния газопроводов, находящихся на поверхности земли так и уложенных в траншеи этим методом в сочетании с другими методами НК хорошо выявляются такие дефекты как коррозионное повреждение, расслоения и участки, претерпевающие высокие механические нагрузки в результате смещения оси газопровода.

Рентгенографический контроль. В соответствии государственного стандарта [49] радиационный контроль (РК) — это вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации и анализе проникающего ионизирующего излучения после взаимодействия с контролируемым объектом. Все методы радиационного контроля основаны на пропускании ионизирующего излучения через контролируемый материал объекта и поэтому относятся только к активным методам. Данный вид контроля широко применяется для обнаружения, локализации и определения параметров поверхностных и внутренних дефектов сварки, отливок, композитных материалов, бетона и многих других объектов.

РК широкое распространение получил для контроля сварных соединений вертикальных стальных резервуаров и трубопроводов. Используется в случае контроля объектов сложных форм, при невозможности применения контактных методов таких как ультразвуковая дефектоскопия. РК предпочтительно подходит для обнаружения внутренних объемных дефектов, возможность контроля объектов из любых материалов.

Результаты радиографического контроля легко визуализируются и заносятся в архив протоколов, по сравнению с другими видами контроля, таким образом обнаруженные несплошности представляются в наглядном виде, в некоторых объектах визуализация результатов является обязательным требованием при НК.

Методы акустического контроля. По сравнению с другими видами НК акустический контроль охватывает большее количество методов. Данный вид НК основан на регистрации параметров упругих колебаний, возбужденных в контролируемом объекте [50]. Акустический контроль применяется в изделиях,

изготовленных из различных материалов, для обнаружения поверхностных и внутренних дефектов, таких как нарушение сплошности в материале, неоднородности структуры материала, межкристаллитная коррозия, дефекты склейки, пайки, сварки и т. д. Данный метод позволяет измерять геометрические параметры при одностороннем доступе, а также физико-механические свойства металлов без нарушения целостности контролируемого участка. Классификация акустических методов приведена в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Методы акустического контроля

Акустические методы контроля																
Активные												Пассивные				
Ультразвуковые методы бегущих волн								Спектральные		Импедансный	Акустико-эмиссионный	Спектральные				
Основанные на прохождении	Комбинированные			Основанные на отражении				Вынужденных колебаний	Свободных колебаний			Шумодиагностический	Вибродиагностический			
Теневой амплитудный Теневой временной Велосиметрический	Зеркально-теневой	Эхо-теневой	Эхо-сквозной	Эхометод	Эхо-зеркальный метод	Дельта-метод	Дифракционно-временной	Реввербационный	Толщинометрия					Локальный Интегральный	Локальный	Интегральный

Акустические методы контроля разделяются на пассивные и активные. Активный метод основан на анализе распространений акустических волн, преднамеренно введенных в контролируемое изделие. Данный метод используется при ультразвуковом контроле сплошности, толщинометрии, определении физико-механических свойств и т.п. Пассивный метод основан на анализе упругих акустических колебаний, возникающих в контролируемом изделии в ходе проведения нагружения, либо различных технологических процессов. Колебания волн возникают особенно в момент образования или развития различных дефектов. Используется метод в большинстве случаев при проведении акустико-эмиссионного контроля конструкций и при шумо - и вибродиагностике.

Одним из перспективных методов в акустическом виде НК является акустико-эмиссионный (АЭ) метод НК, в котором нахождение развивающихся дефектов достигается регистрацией и анализом акустических волн, возникающих от развивающихся дефектов.

При нагружении резервуара с дефектами [51], вблизи острого края дефектов (условная вершина трещины) возникает локальная концентрация напряжений и образуется локальная зона пластической деформации. При достижении и превышении локального напряжения пределу прочности материала на вершине условной трещины, происходит разрыв кристаллической решетки материала или развитие дефекта, в результате чего появляются сигналы АЭ. Дальнейшее нагружение повторяет процесс развития дефекта и число импульсов АЭ растет с ростом пластической деформации.

Благодаря данным свойствам, представляется возможность формировать адекватную систему классификации дефектов и критерии оценки технического состояния объекта, основанные на реальном влиянии дефекта на объект. Основными характерными особенностями метода АЭ, являются:

- метод АЭ обеспечивает обнаружение и регистрацию в основном только развивающихся дефектов, что позволяет классифицировать дефекты не по размерам, а по степени их опасности.
- свойство интегральности метода АЭ-контроля обеспечивает контроль всего объекта с использованием одного или нескольких преобразователей АЭ-контроля, неподвижно установленных на поверхности объекта;
- позволяет проводить контроль различных технологических процессов и процессов изменения свойств и состояния материалов;
- положение и ориентация объекта не влияют на выявляемость дефектов;
- обладает меньшими ограничениями, связанных со свойствами и структурой материалов;
- обеспечение обнаружения и регистрации только развивающихся дефектов, что позволяет классифицировать дефекты не по размерам, а

по степени их опасности;

- высокая чувствительность;
- обеспечение контроля всего объекта с использованием одного или нескольких преобразователей АЭ, неподвижно закрепленных на поверхности объекта;
- исследование с помощью метода АЭ производится без вывода оборудования из эксплуатации.

АЭ контроль технического состояния исследуемых объектов проводится, в основном, при создании в конструкции напряженного состояния, инициирующего в материале объекта работу источников АЭ. В этом случае, объект подвергается нагружению силой, давлением, температурным полем и т.д. Выбор вида нагрузки определяется конструкцией объекта и условиями его работы.

Результативность методов НК зависит от множества узконаправленных моментов таких как, способность к обнаружению определенных типов дефектов, скорость проведения контроля, производительность, себестоимость контроля и т.п., следовательно, каждый метод НК имеет исключительно узкое назначение выявления дефектов. По этой причине обследование конструкций при экспертизе промышленной безопасности производится комплексным методом.

1.2 Выявляемость различных дефектов резервуаров эксплуатирующихся в условиях Севера

Технический контроль вертикальных стальных резервуаров (РВС), эксплуатирующихся в условиях Севера, подразумевает объективное своевременное обнаружение различных видов дефектов и организация контроля за развитием дефектов, образованных в результате старения элементов при эксплуатации или нарушений технологических параметров монтажа.

В соответствии статистических данных [52], наиболее частой причиной аварий резервуаров в условиях Севера, является хрупкое разрушение несущих конструкций. Здесь необходимо отметить, что в период быстрого роста количества

нефтебаз с 1970 по 1980 года, на Северные регионы большинство поставляемых резервуаров были изготовлены из марки стали неподходящих к эксплуатации в низкотемпературных условиях. Существенное влияние на их развитие оказывают наличия различного рода дефекты, как в сварных соединениях, так и в основном металле. Одними из основных источников хрупкого разрушения, являются протяженные плоскостного типа дефекты. Плоскостными дефектами считаются дефекты, в которых их длина значительно больше чем поперечное сечение и как правило, такие дефекты имеют продолговатую форму. Наличие дефекта плоскостного типа в элементах резервуара в сочетании с низкими эксплуатационными температурами, значительно увеличивает вероятность хрупкого разрушения.

В связи с этим, возникает необходимость обеспечения надёжности с учетом специфических условий эксплуатации резервуаров в северных районах страны путем проведения неразрушающего контроля в рамках экспертизы промышленной безопасности, согласно Федеральному закону от 21.07.97 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1].

В основном, при сооружении резервуаров рекомендуется применять следующие [53, 54, 55] методы контроля качества сварных соединений: механические испытания сварных соединений образцов-свидетелей; визуальный и измерительный контроль всех сварных соединений резервуара с применением шаблонов, линеек, отвесов, геодезических приборов и т.д.; контроль герметичности (непроницаемости) сварных швов с использованием проб «мел-керосин», ПВТ, избыточного давления воздуха или ПВК; физические методы — для выявления наличия внутренних дефектов: РК или УЗК, а для контроля наличия поверхностных дефектов с малым раскрытием — магнитопорошковый контроль или цветная дефектоскопия; гидравлические и пневматические прочностные испытания конструкции резервуара. Тем не менее, данные методы контроля имеют свои достоинства и недостатки, которые прежде всего отличаются многими технологическими параметрами НК и выявляемостью имеющих дефектов в объекте контроля, влияющие на достоверность результатов НК.

Визуальный и измерительный контроль (ВИК). Данный метод используется в соответствии с руководящим документом [56] и является одним из оптических видов контроля. Целью метода является получение первичной информации о контролируемой поверхности объекта с помощью органов зрения, оптических и измерительных приборов и средств. Внешним осмотром проверяются качество поверхности контролируемого объекта и в основном выявляются такие дефекты образованные: при несоблюдении технологии монтажа; неправильном устранении участков с дефектами или в процессе эксплуатации конструкции. Основные измерительными инструментами являются прошедшие метрологическую поверку линейки, рулетки, штангенциркули, увеличительные стекла (лупы), переносные микроскопы и т.д. Основным недостатком является невозможность обнаружения скрытых внутренних и подповерхностных дефектов, так же обнаружение дефектов с малым раскрытием. Но данным метод являются обязательным при любом виде обследования конструкций.

Ультразвуковой контроль (УЗК) проводится в соответствии с определенными регламентирующими отдельными для каждого вида объекта контроля документами, основным документом проведения контроля при этом является ГОСТ Р 55724-2013 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые» [57]. Целью метода является обнаружение и сопоставление дефектов с определенными нормами геометрических размеров внутренних несплошностей (дефектов) в объекте контроля. Применение метода подразумевает использование специальных приборов или комплексов аппаратур обладающих необходимой чувствительностью к конкретному типу изделий, тем самым ограничивая условия контроля. Основные недостатки ультразвукового контроля:

- Невозможность определения реальных форм несплошностей как при рентгенографии, по этой причине результаты контроля сводятся на эквивалентный размер дефекта, например, в изделии существуют два дефекта с одинаковыми размерами и расположены на одной и той же глубине и на одной и той же отдаленности от пьезоакустического датчика, при этом

один из дефектов заполнен воздухом другой состоит из шлаковых включений. В таких условиях, одинаковые по геометрическим размерам несплошности при УЗК будут определены как два различных по эквивалентной площади несплошности. Причиной такого «неправильного» определения является различная степень отражения акустических волн от несплошностей с разной плотностью.

- Некоторые несплошности в силу их характера, формы или расположения в объекте иногда практически не обнаруживаются. Необходим плотный контакт датчика с объектом контроля, что в полевых условиях достичь не всегда возможно.
- При ультразвуковом контроле металлов с крупнозернистой структурой, из-за большого рассеяния и сильного затухания ультразвука выявляемость сильно падает.

Капиллярный контроль. Основным регламентирующим документом является ГОСТ 18442-80 «Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования» [58]. Контроль осуществляется путем нанесения жидких проникающих веществ на поверхность объекта, вещества проникают в полость дефекта и образуют на поверхности индикаторные следы. Недостатком капиллярного контроля является сложность механизации и автоматизации процесса контроля; снижение выявляемости дефектов при отрицательных температурах окружающего воздуха; ограниченный срок хранения специальных веществ от условий хранения; невозможность контроля сварных швов из-за необходимости зачистки; невозможно обнаружить внутренние дефекты в материале.

Магнитопорошковыми (МПД), вихретоковыми и феррозондовыми (ФЗК) методами контроля выявляются подповерхностные и поверхностные дефекты в изделиях из ферромагнитных материалов и регламентируются основными нормативными документами [59, 60, 61]. Вероятность обнаружения обеспечивается если плоскость самого дефекта образует прямой угол с направление магнитного потока, если же не под прямым углом, то вероятность

обнаружения существенно снижается. Следует отметить, при обследовании эксплуатирующихся объектов поверхность контроля должна быть зачищена от окалин, коррозии, брызгов наплавленного металла и соответствовать шероховатости поверхности не менее Rz 40. В процессе зачистки, поверхность контроля неизбежно подвергается наклепу металла, что приводит к высокой вероятности принятия наклепа за дефект.

Вихретоковый контроль (электромагнитный контроль) так же, как и магнитопорошковый контроль, но более эффективно выявляет поверхностные и подповерхностные дефекты в ферромагнитных материалах. Недостатком метода является невозможность выявления дефектов, расположенных глубоко в толщине контролируемого материала.

Радиационный (рентгенографический) метод НК. К недостаткам радиационных и рентгенографических методов прежде всего является влияние здоровья человека рентгеновских лучей, в связи с этим требуются специальные меры по защите от излучений радиации, поэтому в соответствии с нормативными документами [62, 63, 64, 65] предусмотрены особые меры безопасности при их выполнении, например, экранирование, увеличение расстояния от источника излучения и ограничение времени пребывания дефектоскописта в опасной зоне. Помимо этого, эти методы обладают следующими технологическими недостатком:

- невозможно обнаружить наиболее опасные плоскостные дефекты, так как они практически не влияют на торможение лучистой энергии: совокупная плотность остается одинаковой в области дефекта и вне ее, как показана на рисунке 1.3.
- не выявляются несплошности малого раскрытия (трещины, непровары), расположенные под углом более $7 - 12^\circ$ к направлению просвечивания, метод малоэффективен для угловых швов.

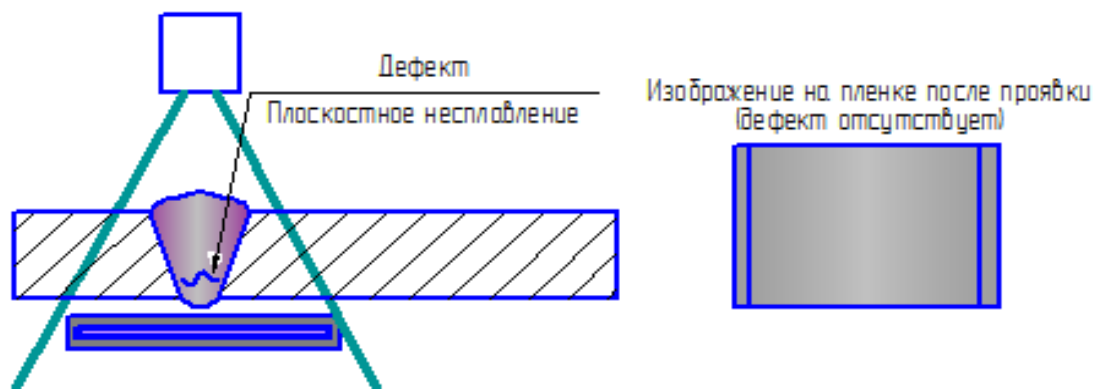


Рис. 1.3 - Пропуск существующего дефекта при РК

Ближе к 2000 гг. по результатам исследований было установлено, что достоверность радиационного контроля металла в среднем составляет лишь 18-20 %. В связи с этим применение радиационных методов в настоящее время постепенно уменьшается: большинство лабораторий неразрушающего контроля постепенно переходит предпочтительно к применению ультразвукового контроля, что является более достоверным к выявлению опасных плоскостных дефектов и полностью безопасный для здоровья человека, проводящего контроль. С технологической стороны рентгенографии, в самом мощном варианте доступны для контроля стальные объекты, имеющие толщину просвета не превышающие 80 мм, то для акустического метода (ультразвуковой контроль) этот размер значительно больше и может измеряться метрами. Ультразвуковой контроль позволяет не только выявлять внутренние дефекты, но и оценивать их величину, отличать плоскостные дефекты от объемных, определять глубину залегания. Единственный показатель, в котором радиационные методы имеют приоритет перед ультразвуковым методом, является иллюстрация результатов контроля.

Так же, рентгенографический метод обладает относительно низкой чувствительностью к трещинам по сравнению с ультразвуковым методом. Но, при этом для обнаружения объемных дефектов (раковины, поры, включения) эффективнее применять радиационные методы, которые не являются дефектами задающие высокую концентрацию напряжений в материале. Таки образом, лучшую выявляемость несплошностей и несплавлений (плоскостных дефектов) обеспечивает ультразвуковой метод, который обеспечивает выявляемость

плоскостных дефектов выше рентгенографического в разы [66], т.е. выявляемость наиболее опасных плоскостных дефектов, при рентгенографии гораздо ниже, чем при ультразвуковом контроле.

Акустико-эмиссионный контроль. Целью АЭ-контроля является обнаружение, определение координат и слежение (мониторинг) за источниками акустической эмиссии, связанными с несплошностями на поверхности или в объеме стенки резервуара, сварного соединения и изготовленных частей и компонентов. АЭ-метод может быть использован также для оценки скорости развития дефекта в целях заблаговременного прекращения испытаний и предотвращения разрушения изделия. Регистрация АЭ позволяет определить образование свищей, сквозных трещин, протечек в уплотнениях, заглушках, арматуре и фланцевых соединениях.

АЭ-контроль технического состояния обследуемых объектов проводится только при создании в конструкции напряженного состояния, инициирующего в материале объекта работу источников АЭ. Для этого объект подвергается нагружению силой, давлением, температурным полем и т.д. Выбор вида нагрузки определяется конструкцией объекта и условиями его работы, характером испытаний. Например, при проведении АЭ контроля вертикальных резервуаров нагружение создается путем его наполнения водой, схема представлена на рисунке 1.4.

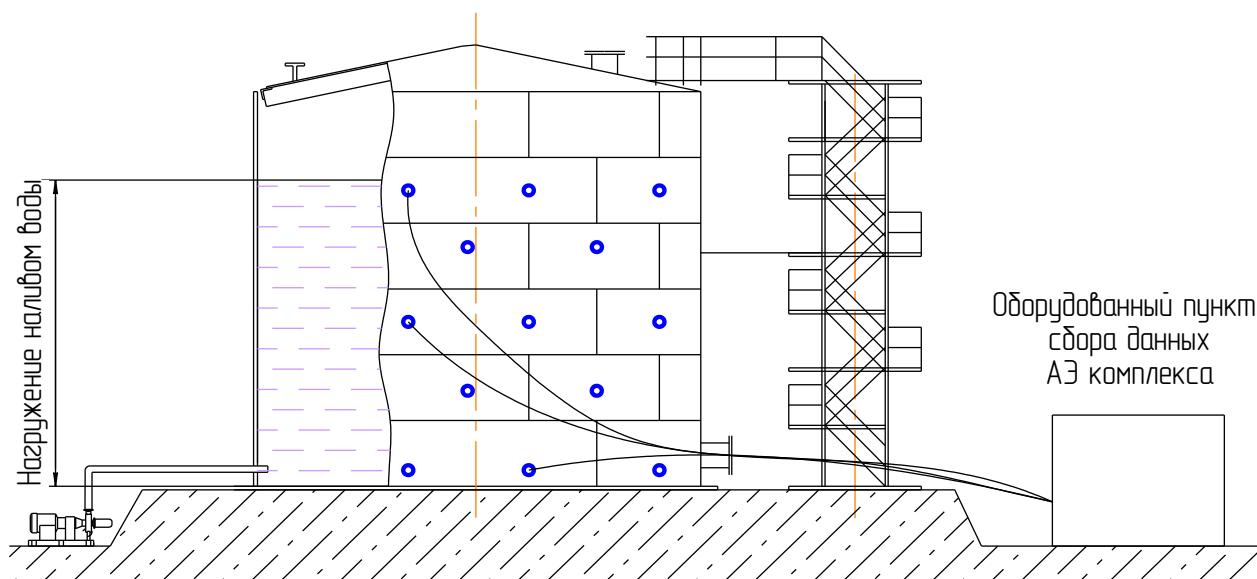


Рис. 1.4- Проведение АЭ контроля РВС

По сравнению с другими методами НК, выявляемость дефектов АЭ контроля не зависит от положения и ориентации дефектов, что является одним из основных преимуществ. Тем не менее, особенностью АЭ метода является ограниченное применение - характеризующимся трудностью выделения сигналов АЭ из помех. Это объясняется тем, что сигналы АЭ являются шумоподобными, поскольку АЭ есть стохастический импульсный процесс и отфильтровать акустические импульсы дефектов от импульсов посторонних шумов остается достаточно сложной задачей.

Одним из основных задач проведения НК является оптимальный подбор методов контроля, включающий низкую себестоимость работ и высокую вероятность обнаружения дефектов. Так как, при использовании нескольких видов НК, без определенной последовательности, вероятность обнаружения дефектов значительно затрудняется. Вопрос повышения вероятности обнаружения дефектов, при оптимальной себестоимости рассматривался многими авторами например, авторы В.И. Иванов, Н.Н. Коновалов, А.Н. Дергачев [67] предлагают учитывать процесс обнаружения и измерения параметров дефектов как вероятностные, в которых используют методы теории случайных процессов. И для анализа результатов НК предлагают регламентировать следующие параметры:

Достоверность контроля – величина, варьирующаяся в зависимости от норм дефектности и позволяющая оценить вероятность правильной разбраковки.

Вероятность выявления дефектов – параметр, изменяющийся в зависимости от прибора, контролируемого материала и толщины изделия. Характеризует вероятность выявления дефектов различной величины на различной глубине залегания.

Рабочая характеристика системы НК – параметр, зависящий от соотношения сигнал/шум и определяющий соотношение верных и ложных показаний дефектов. В лучшем случае, отношение должно составлять 8:2.

По предложенным данным авторов, эти параметры необходимо применять при оценке работоспособности конструкций и определять к ним необходимые требования к средствам НК.

Например, относительная выявляемость дефектов различными методами от общего числа дефектов приведена в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Относительная выявляемость дефектов сварки различными методами дефектоскопии в % от общего числа дефектов

Метод контроля	Поверхностные трещины	Неметаллические включения	Раковины	Непровары	
				по скосам	в корне шва
Просвечивание рентгеновское	2	100	100	65	65
Просвечивание гамма-лучами	0	85	90	28	0
Ультразвуковой	10	45	85	95	45
Магнитопорошковый	98	0	0	0	0
Капиллярный (цветной)	100	0	0	0	0

Использование любого из существующих метода НК индивидуальна и определяется возможностью обнаружения (выявляемостью) дефектов ОК, именно чувствительность метода НК определяет вероятность обнаружения дефекта. Следовательно, выявляемость различными видами НК, в основном, зависит от чувствительности и достоверности контроля и выбор методов контроля основан на этих параметрах. В таблице 1.7. приведена чувствительность для различных методов определения дефектов в ОК и определяется по опытным данным Г.В. Лупачева функцией выявляемости (W) 2.1..

$$W = 1 - \exp \cdot \lambda \cdot (x - x_n) \quad (2.1)$$

Где:

x_n - граничный наименьший размер выявляемого дефекта, который зависит от чувствительности метода контроля;

x – константа, размер всех выявленных дефектов (площадь эквивалентного

дефекта);

λ – коэффициент, определяемый видом контроля.

Таблица 1.7 - Чувствительность методов НК при обнаружении дефектов в изделии

Метод	Минимальные размеры выявляемых несплошностей, мкм		
	Ширина раскрытия	Глубина	Протяжённость
Визуально-оптический	5 – 100	-	100
Цветной	1 – 2	10 – 30	100 – 300
Люминесцентный	1 – 2	10 – 30	100 – 300
Магнитопорошковый	1	10 – 50	30
Вихретоковый	0,5 – 1	150 – 200	600 – 2000
Ультразвуковой	1 – 30	-	-
Радиографический (рентгенография)	100	2 – 3% толщины изделия	-

Таким образом, выявляемость каждого типа дефекта различных видов НК оценивается по пятибалльной системе [68], которая представлена в таблице 1.8.

Таблица 1.8 - Оценка выявляемости дефектов в металле различными видами НК

Вид дефекта	Вид НК					
	Оптический	Радиационный	Магнитный	Капиллярный	Вихретоковый	Акустический
Включения неметаллические, шлаковые, флюсовые	0	4	0	0	2	4
Вмятины	4	0	0	0	2	0
Волосовины	0	0	5	0	3	0
Грубозернистость околошовной зоны	0	0	0	0	2	4
Закаты	2	0	0	2	3	3
Заковы	2	0	2	2	3	3
Заливины	4	0	0	0	2	0
Коррозия: атмосферная	3	0	0	3	4	4
межкристаллитная	4	0	0	4	4	0

Вид дефекта	Вид НК					
	Оптически й	Радацион ный	Магнитны й	Капиллярн ый	Вихреко вый	Акустичес кий
атмосферная						
поверхностная газовая	3	0	0	4	4	4
высокотемпературная межкристаллитная	3	0	0	4	4	4
поверхностная	3	0	0	4	4	0
Ликвация: дендритная	0	2	0	0	0	0
зональная	0	2	0	0	0	0
по плотности	0	2	0	0	0	0
Металлургические дефекты сварного шва	0	4	3	0	2	4
Нарушение диффузионного сцепления	0	0	0	0	0	4
Науглероживание	0	0	4	0	4	0
Непровар	0	3	3	0	0	4
Непроклей	0	0	0	0	0	4
Непропай	0	3	0	0	0	4
Неслитины	2	2	0	0	2	3
Несоответствие заданной структуре	0	0	3	0	4	0
Несоответствие толщины закаленного слоя при обработке ТВЧ	0	0	4	0	4	4
Несоответствие заданному значению толщины цементированного, азотированного, оксидированного и других слоев	0	0	3	0	4	3
То же, для гальванического покрытия	0	0	4	0	4	0
Обезуглероживание	0	0	4	0	4	0
Окислы, плены, корочки	0	0	0	2	2	3
Перегрев	0	0	3	0	3	3
Пережог	0	0	3	0	3	3
Плены	3	0	0	0	0	0
Механические повреждения поверхности	4	0	0	0	0	0
Газовая пористость	0	4	2	2	4	3
Пресс-утяжины	0	4	0	0	0	5
Прижоги	0	0	5	0	3	0

Вид дефекта	Вид НК					
	Оптически й	Радиацион ный	Магнитны й	Капиллярн ый	Вихреко вый	Акустичес кий
Пузыри газовые	0	0	0	0	0	3
Пятна мягкие	0	0	0	0	4	0
Разнотолщинность (листов)	0	3	3	0	3	5
Разностенность прессованных или тянутых полуфабрикатов в поперечном сечении	0	3	3	0	3	5
То же, для труб, полок, профилей в продольном направлении	0	1	3	0	3	5
Разрывы внутренние	0	1	0	0	0	4
Раковины усадочные	0	4	0	0	0	4
Расслоения	0	0	0	0	0	4
Рыхлота усадочная	0	4	0	2	0	3
Расслоения: деформационные	0	0	0	0	0	4
продольного шва	0	0	0	0	4	4
Растрескивание коррозионное под напряжением	0	0	3	4	4	4
Растрескивание при хранении	3	0	4	4	4	4
Рванины	5	0	0	4	4	4
Риски	4	0	0	4	4	2
«Скворечники»	2	4	0	0	2	4
Структура грубозернистая	0	0	3	0	3	3

Вывод к главе 1

Одним из показателей надежности и безопасности резервуаров в опасных производственных объектах является, проведение технического диагностирования включающий НК с комплексным использованием методов контроля. Комплексное применение высокочувствительных методов не означает, что показатели выявляемости и достоверности будут высокими, учет первоочередности технических показателей может привести к необоснованным затратам, такими как трудозатраты, стоимость, время контроля и т.д., что может оказаться с экономической точки зрения неэффективным. Так же, большинство методов НК имеют близкие друг к другу зависимости вероятностей обнаружения дефектов от их размеров. Поэтому при формировании комплекса методов неразрушающего контроля возникает проблема оптимизации состава комплекса с учетом эффективности и затрат ресурсов контроля. Вследствие этого, в технологическую карту контроля вносятся меры по многократному повторному контролю объекта, методами и приборами имеющие невысокую себестоимость. Данная мера определяется устранением пропуска дефектов, например: положением дефекта относительно датчиков, формы дефектов, ориентация, затухание в материале, характеристики аппаратур, квалификацию дефектоскописта и т.д.

Соответственно, определяющие факторы достоверности НК, строго регламентируются нормативными документами. Техническое соответствие промышленной безопасности резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов строго регламентируются нормативными документами, одними из основных документов являются Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила проведения экспертизы промышленной безопасности" (Ред. от 28.07.2016), [69] СП 70.13330.2012 «Несущие и ограждающие конструкции» [70] и «Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» [54]. На основе этих документов выпускаются инструкции по техническому диагностированию, например, РД 08-95-95 «Положение о системе технического диагностирования

сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов» [71]. На основании этих документов, определяются методы и объемы контроля, к примеру, объем неразрушающего контроля сварных соединений методами РК и УЗК при техническом диагностировании РВС ограничивается примерно до 30% от общего количества. Ограничение контроля связано с длительностью проведения контроля, предварительной подготовкой поверхности и высокой стоимостью контроля. Решение задачи – оптимальное сочетание методов НК и применение более эффективных методов или усовершенствование существующих.

Таким образом, применение существующих традиционных методов неразрушающего контроля повреждений металла при оценке надежности резервуаров недостаточно эффективно. Поэтому необходимо использовать расширенные подходы и методы контроля. К таким методам, прежде всего, следует отнести методы и средства, позволяющие обнаруживать и контролировать на практике наиболее опасные развивающиеся плоскостные несплошности, к которым относится прежде всего акустико-эмиссионный контроль.

ГЛАВА 2. АНАЛИЗ РАЗРУШЕНИЙ РЕЗЕРВУАРОВ РАБОТАЮЩИХ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР

2.1 Классификация и характеристика потерь нефтепродуктов

В зависимости от общего объема резервуарного парка нефтебазы делятся на три категории:

I категория – общий объем парка более 50000 м³;

II категория – общий объем парка 10000 - 50000 м³;

III категория – общий объем парка до 10000 м³.

По принципу оперативной деятельности нефтебазы делятся на перевалочные, распределительные и при-заводские. Анализ причин аварий резервуарных конструкций, произошедших за последние годы, показывает, что основной причиной является – нарушение правил промышленной безопасности при сдаче резервуаров в эксплуатацию, при эксплуатации резервуаров, при подготовке и проведении ремонтных работ, который составляет более 60%.

При хранении в закрытых емкостях возникают потери вследствие дыханий емкостей, утечки через их неплотные соединения патрубков, потери паров при обслуживании емкостей; при сливе, остатка не слитого нефтепродукта при сливе, теряемого при зачистке, и различных утечек и разлива нефти или нефтепродуктов при сливе; при наливе - отпуске – в результате потери паров, вытесняемых в атмосферу при наливе в тару, утечки и разливе при перекачках и наливе, потери при наливе через замерные патрубки и т.д. Потери, вызванные нарушениями требований стандартов, технических условий, правил технической эксплуатации, хранения относят к аварийным или сверхнормативным потерям. К аварийным потерям относят также потери, вызванные природными: стихийными бедствиями или действием посторонних сил представленная на таблице 2.1.

Приведенная выше классификация потерь нефтепродуктов дает примерное представление об источниках и причинах их образования. Но, основные причины потерь нефтепродуктов от утечек и разлива на нефтебазах – неисправное состояние

днищ и корпусов стальных резервуаров, вызывающих течь, потение швов и аварийный розлив, а также резервуарного оборудования. Эти потери могут быть устранены при своевременном проведении профилактических ремонтов и внимательном отношении к порученной работе обслуживающего персонала.

Таблица 2.1 - Потери нефтепродуктов и нефти

Источники потерь	Потери, %
В резервуарах	64,8
в том числе:	
от «больших дыханий»	54,0
от выдуваний	4,6
от газового сифона	0,9
при зачистке	5,3
в насосных станциях	2,3
с канализационными стоками	7,5
В линейной части	23,5
в том числе:	
от утечек	22,3
от аварий	1,2
при наливке железнодорожных цистерн	1,84

Утечки из резервуара происходят вследствие неудовлетворительного технического состояния его корпуса и днища, а также оборудования и запорной арматуры. Как известно, утечки со скоростью две капли в 1 с приводят к потерям 130 л нефтепродукта в месяц, утечки в виде капель, временами переходящих в струйку, достигают 200 л в месяц, истечение в виде струи диаметром 2,5 мм при давлении 0,1 МПа приводит к потерям до 25 м³ в месяц, а струи диаметром 4,8 мм к потерям до 40 м³ нефтепродукта.

Основными причинами появления течей в корпусе и днище резервуара являются мелкие свищи и трещины в сварных соединениях. Большинство резервуаров изготавливается из малоуглеродистых сталей с низкой коррозионной стойкостью. Под воздействием агрессивных сред при наличии технологических дефектов в сварных швах (трещин, подрезов, непроваров, шлаковых включений) и неравномерном напряженном состоянии резервуара ускоряется коррозия, его

внутренней поверхности, образуются повреждения корпуса и днища.

К утечкам нефти и нефтепродуктов приводят также неплотности сальниковых уплотнений задвижек, сифонных кранов, подъемников хлопушек, фланцевых соединений, а также неумелый спуск подтоварной воды из резервуаров.

Помимо потерь ценных нефтепродуктов и загрязнения окружающей среды, утечки представляют опасность крупных аварий; взрывов и пожаров. Наряду с применением средств защиты внутренней и наружной поверхности резервуаров от коррозии для предотвращения потерь от утечек нефти и нефтепродуктов необходимо следить за технической исправностью и герметичностью резервуаров, оборудования и запорной арматуры.

На потери так же влияют и физико-механические свойства материалов, из которых изготовлены резервуары. При строительстве и ремонте резервуаров используются металлы, обладающие гарантированными механическими характеристиками и химическим составом, высокой сопротивляемостью хрупкому разрушению при низких температурах и возможностью рулонирования заготовок, повышенной коррозионной стойкости, для сооружения резервуара применяется листовая сталь. Качество и марка стали должны соответствовать указаниям проекта и требованиям соответствующих строительных норм и правил, стандартов, технических условий и удостоверяться сертификатами заводов-поставщиков либо данными лабораторных испытаний.

По состоянию поверхности листовая сталь резервуаров должна соответствовать техническим требованиям ГОСТ 14637-89 [72] и ГОСТ 19281-89. [73] Химический состав, механические свойства марок стали и предельные отклонения по толщине листов металла должны соответствовать требованиям стандартов и приведены в таблицах 2.2 и 2.3.

Таблица 2.2 - Химический состав марок стали РВС

ТУ,	ГОСТ	Марка стали	Содержание элементов, %									
			C	Mn	Si	S	P	Cr	N	Cu	V	N
ТУ 14	-2-75-72	СТЗсп	0,2	0,4 - 0,7	0,12 - 0,25	0,045	0,04	Не более 0,3	0,3	-	-	-
ГОСТ	380-71	ВСТ2кп	0,09 - 0,15	0,25 - 0,5	Не более 0,07	0,05	0,04	0,3	0,3	0,3	-	-
ГОСТ	19282-73	09Г2	0,12	1,4 - 1,8	0,17 - 0,37	0,04	0,035	Не более 0,3	-	-	0,07	0,12
ГОСТ	19282-73	16Г2АФ	0,14 - 0,2	1,3 - 1,7	0,2 - 0,6	0,04	0,035	0,04	0,3	0,15	0,3	

Таблица 2.3 - Механические свойства стали

ТУ,	ГОСТ	Марка стали	Толщина листа, мм		Временное сопротивление, МПа		Предел текучести, МПа	Относительное удлинение%	Ударная вязкость, Дж/кв. см		
									+20	-20	-40
ТУ 14	-2-75-72	СТЗсп	До	12	370		225	22	-	-	-
ГОСТ	380-71	СТ2кп	До	20	320 -	410	215	33	-	-	-
ГОСТ	19282-73	09Г2С	До	20	470		325	21	59	-	34
ГОСТ	19282-73	09Г2	До	20	440		305	31	-	-	29
ГОСТ	19282-73	16ГАФ	До	32	590		445	20	-	-	39

В стальных конструкциях в основном применяется мягкая малоуглеродистая сталь 3 с содержанием углерода до 0,22%, которая по терминологии ГОСТ может быть разных марок (Таблица 2.2, Таблица 2.3). Она хорошо сваривается, почти не закаливается и потому является весьма удобной для работы в элементах конструкций.

Остальные марки углеродистых сталей обыкновенного качества (Ст. 0, Ст. 2, Ст. 4, Ст. 5) почти не используются в стальных резервуарах по следующим причинам: стали марок Ст. 1 и Ст. 2 менее прочны и требуют большей затраты металла на конструкции; сталь марки Ст. 4 могла бы использоваться в стальных конструкциях, но в основном идет на судостроение, сталь марки Ст. 5 имеет высокую жесткость и плохо сваривается, по этой причине менее приспособлена к условиям заводской обработки, стали марок Ст. 6 и Ст. 7 как наиболее жесткие не применяются в стальных конструкциях; сталь марки Ст. 0 — отбракованная из

прочих сталей, и может применяться только в нерасчетных элементах конструкций.

Все стали, применяемые в строительных конструкциях, должны обладать свариваемостью. Свариваемостью называется способность стали давать после остывания сварного шва цельное (не имеющее несплошностей) и прочное соединение, сохраняющее прочность и цельность в течение длительного времени при разнообразных силовых и температурных воздействиях, в том числе и характерных для Якутии - при низких температурах.

Работа малоуглеродистой стали под статической нагрузкой хорошо характеризуется известной диаграммой растяжения (рис. 2.1.), на которой четко проявляются основные точки: предел пропорциональности $\sigma_{\text{пц}}$, ограничивающий упругую работу стали; предел текучести σ_T на площадке текучести, характеризующий пластическую работу стали; предел прочности или временное сопротивление σ_B , характеризующий предельную нагрузку, воспринимаемую испытуемым элементом, а также относительное удлинение ϵ при разрыве (по оси абсцисс), область самоупрочнения за площадкой текучести и др.

Предел текучести определяет границу напряжений, при которых деформации оказываются еще настолько малыми, что можно пользоваться методами расчета по упругой стадии работы материала. На площадке текучести обрывается однозначная связь между напряжениями и деформациями, определяющая сопротивление материала (одному напряжению соответствует много значений деформации — сталь течет); поэтому на площадке текучести сопротивление материала временно исчерпывается, и, таким образом, предел текучести является пределом расчетных напряжений. Относительное удлинение при разрыве характеризует пластичность стали. Склонность стали к переходу в хрупкое состояние характеризуется ударной вязкостью; поскольку эта склонность в значительной степени зависит от структуры стали, ее чистоты и однородности, ударная вязкость характеризует также и структуру стали.

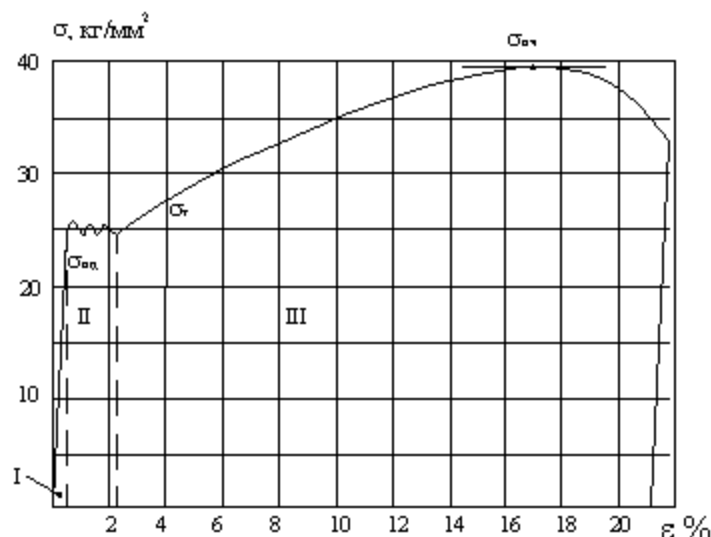


Рис. 2.1. Диаграмма растяжения стали

Например, широко применяемая в промышленности Сталь 3, имеет временное сопротивление $\sigma_B = 38 - 47 \frac{\text{кг}}{\text{мм}^2}$, относительное удлинение длинного образца $e_{10} > 21\%$, предел текучести (при небольших толщинах) $\sigma_T = 24 \frac{\text{кг}}{\text{мм}^2}$, ударную вязкость $a > 8 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}$, модуль упругости $E = 2.1 \cdot 10^6 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}$ и коэффициент температурного удлинения $\alpha = 0.000012$. Представление об изменчивости от срока эксплуатации резервуара стали дают статистические кривые распределения предела текучести. На рисунке 2.2. наглядно показаны распределения предела текучести стали марки Ст.3 по результатам испытаний разных лет. По мере прохождения определенного времени предел текучести стали сильно снижается, что неблагоприятно сказывается на эксплуатационную надежность конструкций при эксплуатации в условиях низких температур.

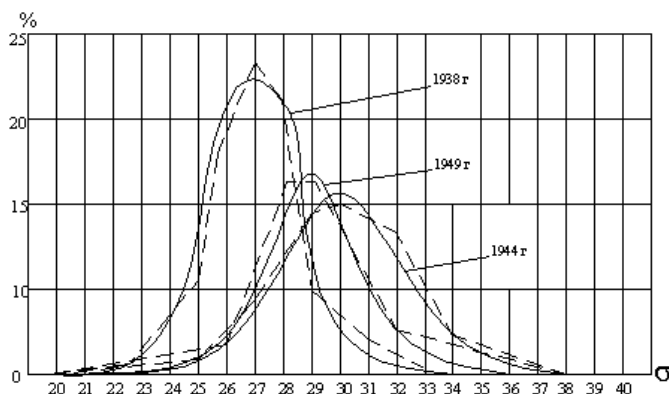


Рис. 2.2. Кривые распределения предела текучести стали марки Ст.3 по результатам испытаний разных лет

2.2 Анализ разрушений и виды отказов резервуаров эксплуатирующихся в условиях Севера

Разница между понятиями «авария» и «инцидент» в промышленной безопасности устанавливается ст.1 федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ [1]:

- «авария» – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ;
- «инцидент» – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса.

С целью представления механизмов инцидентов и аварий резервуаров, нами были созданы выездные комиссии на фактические случаи их разрушений и отказов, включающих несколько полных и частичных случаев разрушений. Анализ проводился на основе технических экспертиз резервуаров и плановых обследований по мере истечения разрешенного срока эксплуатации резервуаров.

Повреждение резервуара РВС-2000 №25 Нижне-Бестяхской нефтебазы ОАО НК «Туймаада-нефть». В феврале 2009 года произошел инцидент розлив нефтепродукта, на основании которой составлена исследование причин инцидента. По результатам проведения технического диагностирования, были обнаружены недопустимые дефекты в виде трех трещин на днище резервуара и 2 из которых имели выход на стенку резервуара. Схема расположения и нумерация трещин указана на рисунке 2.3. В результате развития существовавшего дефекта в виде кратера (рис. 2.4.) со сквозным прожогом металла, началось распространение «трещина №1» (рис. 2.5.), где было нарушение при формировании стыкового соединения выпуска окрайки днища - «ласточкин хвост».

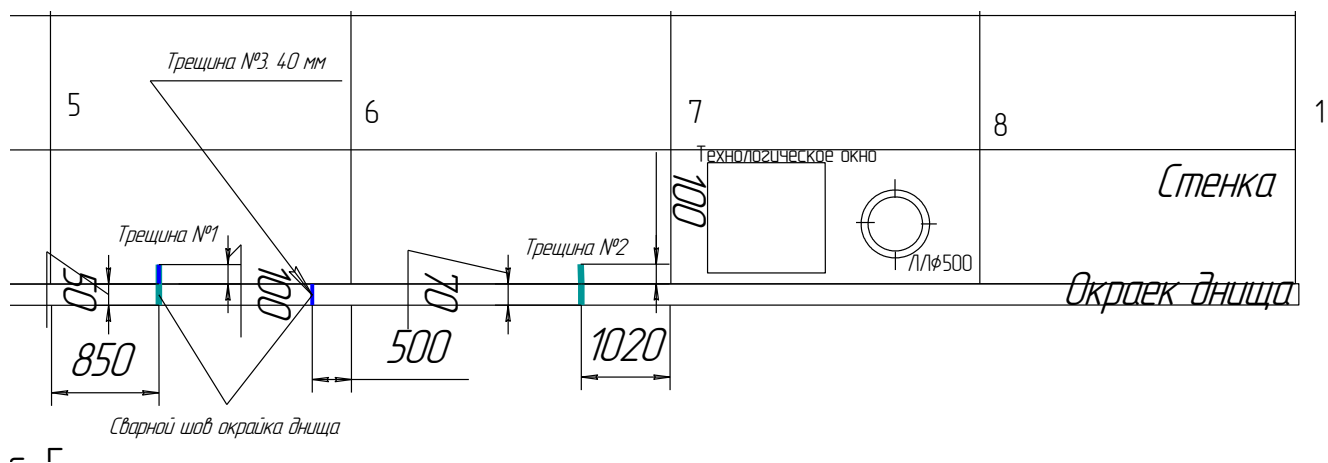


Рис. 2.3 - Схема образования и нумерация трещин



Рис. 2.4. Трещина №1 в зоне уторного соединения резервуара, вид с наружной стороны резервуара



Рис. 2.5. Трещина №1 в зоне уторного соединения резервуара, вид с внутренней стороны резервуара

Вторая трещина проходит с наружной стороны резервуара по середине стыкового сварного шва окрайки дна (ласточкин хвост) с последующим распространением по основному металлу стенки резервуара (рис. 2.6.). С внутренней стороны резервуара трещина проходит по околошовной зоне шва (рис. 2.7.). Протяженность трещины по наружной окрайке дна составляет 70 мм, с внутренней стороны 32 мм и по стенке 115 мм. С наружной стороны окрайки дна резервуара обнаружен кратер и концентратор напряжения в виде отсутствия шва.



Рис. 2.6. Трещина №2 в зоне уторного соединения резервуара, вид с наружной стороны резервуара

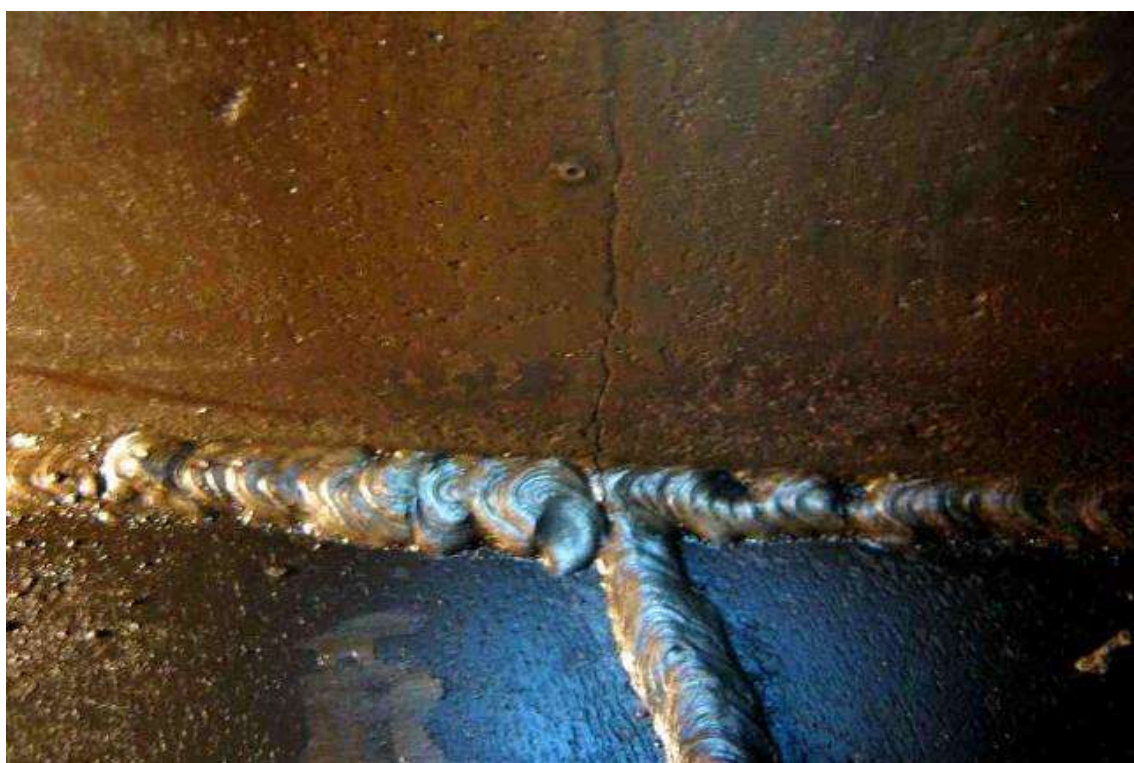


Рис. 2.7. Трещина №2 в зоне уторного соединения резервуара, вид с внутренней стороны резервуара

Трещина №3: С наружной стороны окрайки днища резервуара трещина проходит по околошовной зоне сварного соединения - типа «Ласточкин хвост», (рис. 2.8.). Протяженность трещины по наружной окрайке днища составляет 45 мм, трещина не доходит до уторного соединения. С наружной стороны окрайки днища резервуара обнаружен дефект формы шва, смещение кромок на 2 мм, неполное проплавление, превышение проплава 5 мм со стороны корня шва.



Рис. 2.8. Трещина №3 с наружной стороны окрайки днища резервуара

По результатам технического расследования повреждения данного резервуара было установлено:

По данным химического анализа материал сварного шва не соответствует химическому составу электрода УОНИ-13/55. Химический состав основного металла соответствует стали 09Г2С (ГОСТ 19281-89 [73]), наплавленного металла соответствует стали 2сп (ГОСТ 380-2005 [74]). Таким образом, листы днища

изготовлены из стали 09Г2С, отвечающей требованиям нормативных документов [55] по температуре эксплуатации. Наплавленный металл сварного шва по химическому составу соответствует стали Ст2сп, не соответствующей требованиям [55] по температуре эксплуатации.

Сталь Ст2сп применяется в неответственных деталях, требующие повышенной пластичности или глубокой вытяжки; малонагруженных элементах сварных конструкций, работающих при постоянных нагрузках и при положительных температурах, что не соответствует низкотемпературным (до -55⁰С) северным условиям. Согласно нормативно технической документации [55] у стали Ст2сп минимальная температура, при которой гарантируется ударная вязкость -10⁰С.

Основным инициатором повреждения резервуара является нарушение технологии выполнения сварочных работ, в виде допуска недопустимых дефектов в виде прожогов и непроваров.

Повреждение резервуара РВС-2000 №48 Нижне-Бестяхской нефтебазы ОАО НК «Туймаада-нефть»».

В январе 2010 года на том же резервуарном парке произошел инцидент в виде утечки горючей жидкости с резервуара №28. По факту утечки была составлена экспертная комиссия по установлению причины утечки, в которой принимали участие в рамках договора на диагностирование. На месте инцидента - на днище резервуара была обнаружена трещина длиной 35 мм и максимальным раскрытием 7 мм, с продолжением по стенке на длину 60 мм и максимальным раскрытием 4 мм (рисунках 2.9, 2.10., 2.11., 2.12.), образованная в ходе развития дефекта в виде вырыва основного металла. Вырыв находился под выпуском окрайки днища – на месте примыкания вертикальной стенки к днищу, где возникают максимальные напряжения резервуара (рис. 2.13). При данном расположении дефекта, его практически невозможно обнаружить существующими методами неразрушающего контроля.

Схема возникновения вырыва основного металла: На основании ВСН 311-89 [75], при сварке днищ резервуаров из отдельных листов без окراек после сварки листов в зоне примыкания стенки к днищу переводят нахлесточные соединения между периферийными листами на их краях на длине 200 - 250 мм в стыковые и заваривают эти участки на подкладках. Вырыв возник в ходе отрыва данной подкладки во время монтажа резервуара.

По результатам расследования, трещина возникла в результате превышения нагрузок в утоненном металле проката днища, т.е. «по вырыву». Так же, по данным химического анализа и механических испытаний, материал стального прокатного листа на месте повреждения соответствует Ст2сп. Данная марка стали не должна применяться в климатических зонах с минимальной температурой до минус 60⁰С, так как конструкции, изготовленные из материала Ст2сп применяемые в промышленности, используются только при положительных температурах.

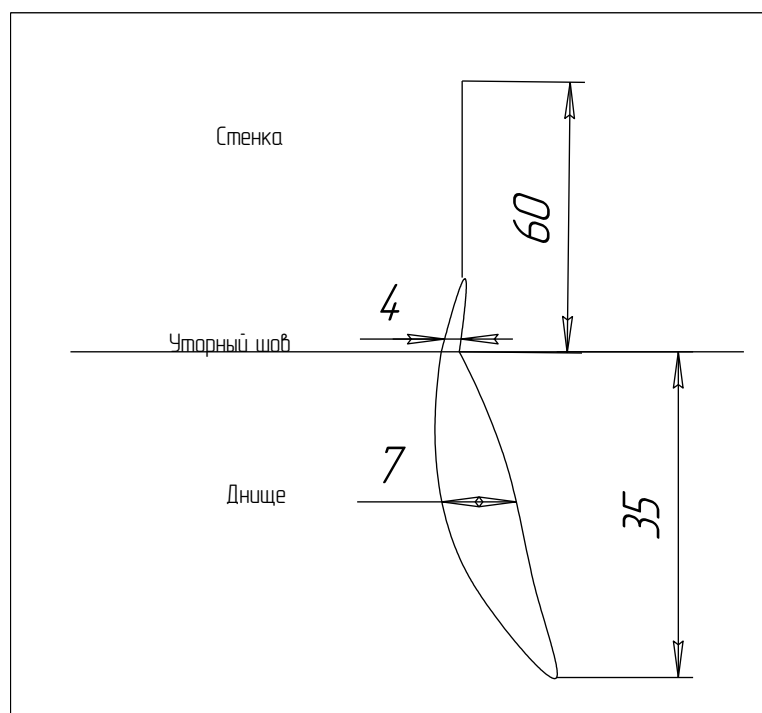


Рис. 2.9 - Схема трещины на листе днища, стенки резервуара с внутренней стороны



Рис. 2.10 - Трещина с внутренней стороны резервуара



Рис. 2.11 - Трещина с наружной (нижней) стороны днища



Рис. 2.12 - Трещина на внутренней стороне стенки

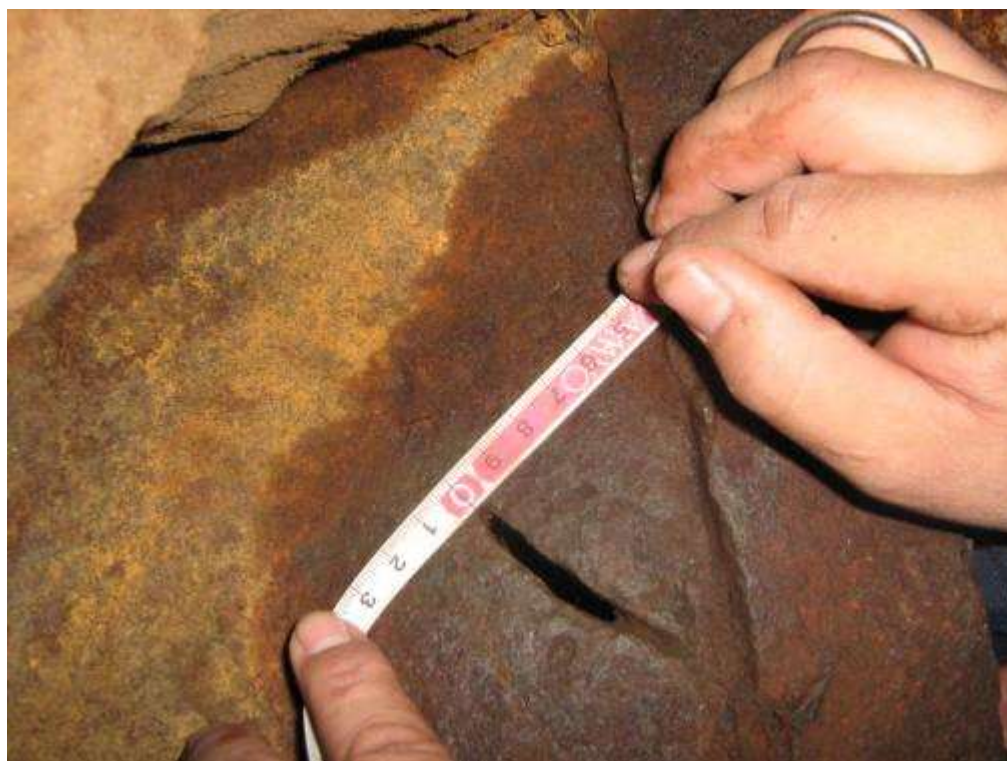


Рис. 2.13 - Трещина с наружной стороны дна резервуара

Анализ повреждения резервуара РВС-700 №9. Резервуар РВС-700 №9 введен в эксплуатацию примерно в 1989 году (рис. 2.14.). Данные по заводу-изготовителю и по монтажной организации отсутствуют. По маркировке на листах, и данным химического анализа резервуар выполнен из стали марки СтЗсп. Высота корпуса - 8630 мм, диаметр - 10300 мм, количество поясов – 6, вид хранимого продукта: дизельное топливо (зимнее).

Повреждение резервуара РВС-700 №9 обнаружили в 19 ч. 00 мин. 16.09.2008 г. при положительной температуре окружающей среды. В результате развития трещины по уторному шву резервуара в горизонтальном направлении между 2 и 3 вертикальными швами первого пояса, произошел розлив дизельного топлива объемом более 115 м³ (рис. 2.15.). Так же, часть топлива попала в р. Индигирка.



Рис. 2.14. Общего вид резервуара РВС-700 №9



Рис. 2.15. Трещина по уторному (днища и стенки) сварному соединению
РВС-700№9

Трещина с длиной 170 мм с раскрытием до 9 мм, была обнаружена на втором листе первого пояса резервуара в зоне термического влияния уторного сварного соединения стенки с днищем. Центр трещины был расположен над нахлесточным сварным соединением листов днища. С внутренней стороны резервуара в листах днища возле сквозной трещины была расположена вмятина размерами: длина 3000 мм, ширина 2100 мм. При этом, максимальная глубина вмятины расположена на удалении 800 мм от трещины. На момент обследования место расположения вмятины и зона дефекта с внутренней стороны было покрыто слоем льда, толщиной 100 мм, что говорит о наличии подтоварной воды внутри резервуара, вследствие чего в районе трещины в металле возможно протекание коррозионных процессов. Нивелированием днища было установлено, что резервуар в районе разрушения имеет недопустимую неравномерную осадку до 126 мм в южную сторону (рис. 2.16.). Так же, рядом с трещиной, по наружному уторному шву был обнаружен подрез длиной 200 мм и глубиной 1 мм.

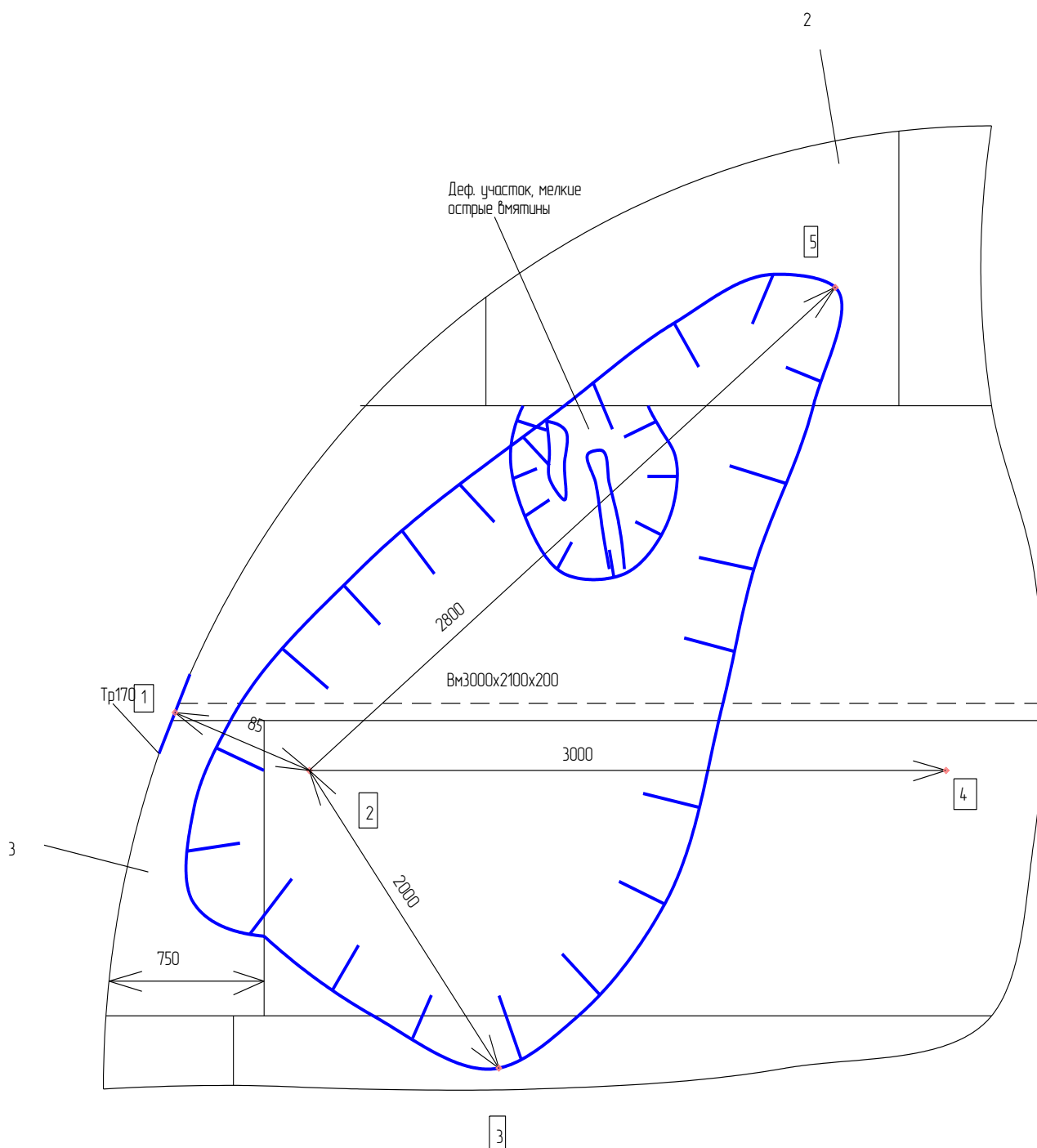


Рис. 2.16. Схема расположения вмятины. 1, 2, 3, 4 – Точки измерения неравномерной осадки дна резервуара в месте образования вмятины

Для более детального исследования повреждения, на месте трещины был вырезан фрагмент стенки резервуара прямоугольной формы с размерами 160x70 мм, и отправлен на лабораторный анализ. Где, по результатам визуально-измерительного контроля в было установлено:

- Образец имеет изгиб с максимальным значением 9,1 мм в внутреннюю

сторону резервуара, см рис. 2.17. и рис. 2.18;

- С внутренней стороны обнаружены 3 подреза основного металла длинами от 10 до 20 мм и глубинами от 1 до 1,5 мм;
- С наружной стороны образца обнаружены 2 подреза длинами 20 и 6 мм, а также глубинами по 1мм;
- Часть исследуемой поверхности излома покрыта продуктами окисления, а часть поверхности - слоем нефтепродуктов, что свидетельствует о стадийности процесса разрушения детали;
- Внутренняя поверхность вырезки покрыта коррозионными повреждениями в виде питтингов, при этом на разрушенном участке наблюдается более интенсивное питтингообразование по сравнению с неразрушенными;
- Излом содержит очаги разрушения и область раскрытия трещины с образованием радиальной зоны и зоны среза.

По результатам фрактографического анализа:

- На основном металле в зоне термического влияния сварного шва с внутренней стенки резервуара в результате интенсивного образования точечных очагов коррозии (питтингов) в сечении, ослабленном подрезами, являющихся концентраторами напряжений, зародились источники многоочагового малоциклового усталостного разрушения;
- Распространение усталостных микротрещин вызвало объединение близко расположенных зон усталостного разрушения и переход трещины от медленного усталостного роста к ее нестабильному распространению, протекавшим по вязкому механизму.

По результатам химического анализа:

- материал стальных прокатов резервуара изготовлены из стали марки СтЗсп. Данная марка стали предназначена для использования при температуре до минус 10°C, и не должна применяться в климатических районах с минимальной температурой до минус 60 °C.



Рис. 2.17. Излом образца с трещиной

Схема излома трещины в стенке РВС-700 №9

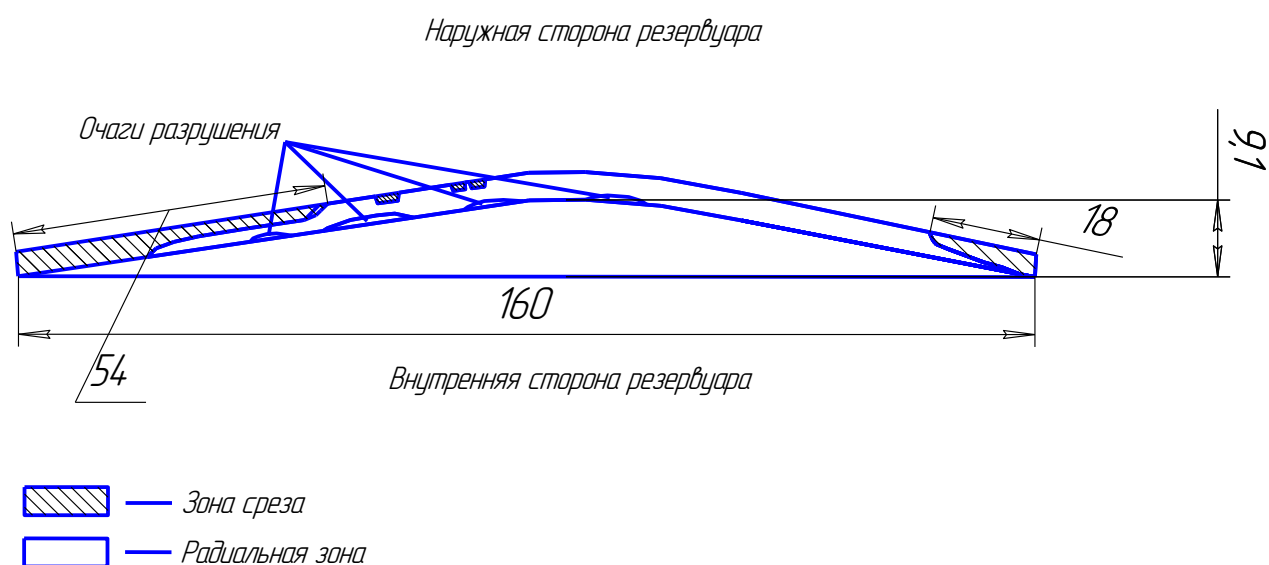


Рис. 2.18. Схема излома образца

На основании проведенных исследований в рамках экспертизы промышленной безопасности по техническому расследованию повреждения и разлива топлива резервуара РВС-700 №9, утечка топлива объемом 712 м³ произошла вследствие образования сквозной трещины с длиной 170 мм и раскрытием до 9 мм, в зоне термического влияния сварного соединения листов

стенки и днища (уторного соединения). Образование трещины по «уторному соединению» произошло вследствие взаимодействия определенных факторов, таких как:

- наличие подрезов на стенке;
- отсутствие перехода с нахлесточного на стыковое соединение листов днища по типу «ласточкин хвост»;
- вмятина на днище находящийся в непосредственной близости у трещины;
- недопустимая неравномерная осадка днища до 126 мм в сторону повреждения, которые значительно увеличили нагруженность уторного шва в зоне разрушения;
- наличие подтоварной воды внутри резервуара, вследствие чего в районе трещины в металле возможно протекание коррозионных процессов.
- Сейсмическая активность местности за два месяца до повреждения. 23 июня 2008 г. силой 4-5 баллов по шкале MSK – 64.

Анализ разрушения резервуара РВС-700 №49.

Резервуар РВС-700 №49 введенный в эксплуатацию в 1970 году разрушился в 14 ч. 10 мин. 26.12.2007 г. при температуре наружного воздуха минус 35°C и ветре 1-2 м/с в северо-восточном направлении, в результате развития трещины по основному металлу стенки резервуара в вертикальном направлении между 1 и 2 вертикальными швами первого пояса (отсчет швов от монтажного против часовой стрелки), по зоне термического влияния (ЗТВ) уторного шва соединения днища со стенкой и ЗТВ шва соединения крыши со стенкой (рис. 2.19.). Стенка резервуара по всему уторному шву оторвана от днища, стенка оторвана от крыши по периметру длиной 30 метров (рис.2.21.). Произошел разлив сырой нефти количеством 422,209 тонны с выбросом нефти. Вследствие выброса разлив нефти вышел за пределы обвалования, общая площадь разлива примерно 5000 м².

Для исследования характера разрушения были вырезаны 14 фрагментов с днища и стенки резервуара. Первичная трещина расположена в листе I –го пояса стенки на высоте 600 мм от уторного соединения стенки резервуара с днищем, под

углом 15-20° к горизонту, на изломе обнаружена плоскостная трещина длиной 21 мм и глубиной 2,5 мм. Очагом трещины послужила несплошность металлургического характера, расположенная в основном металле стенки, которая имела усталостный характер развития в период эксплуатации с выходом к наружной поверхности стенки резервуара.

Установлено, что разрушение резервуара началось с развития от вышеописанной трещины, см рис.2.20. При разрушении трещина распространилась в горизонтальном направлении с ветвлением, и при дальнейшем развитии с искривлением перешла в вертикальную плоскость и распространилась по стенке.

Трещина на I, II, III поясах стенки, уторном шве соединения днища со стенкой, шве соединения крыши со стенкой имели хрупкий характер с разрушением по механизму отрыва. По измерениям толщины фрагментов стенки и днища резервуара все значения замеров толщины отвечают требованиям РД 08-95-95 [71].

- По результатам измерения твердости материала стенки резервуара установлено, что значения твердости соответствуют требованиям ГОСТ 380-88 [74] для данной марки стали.
- По результатам спектрального химического анализа, примерная марка стали резервуара соответствует - Ст 3пс.

На основании проведенного технического расследования разрушения резервуара, сделаны следующие выводы:

Катастрофическое разрушение резервуара РВС-700 №49 (рис. 2.22.), произошло вследствие хрупкого разрушения по основному металлу стенки, зоне термического влияния швов соединения стенки с крышей и днищем при сочетании ряда факторов: старение металла резервуара, проявляющееся в охрупчивании металла, понижение температуры окружающего воздуха до минус 42°С, наличия дефекта в виде трещины на стенке, использование Ст.3пс, в качестве материала резервуара.

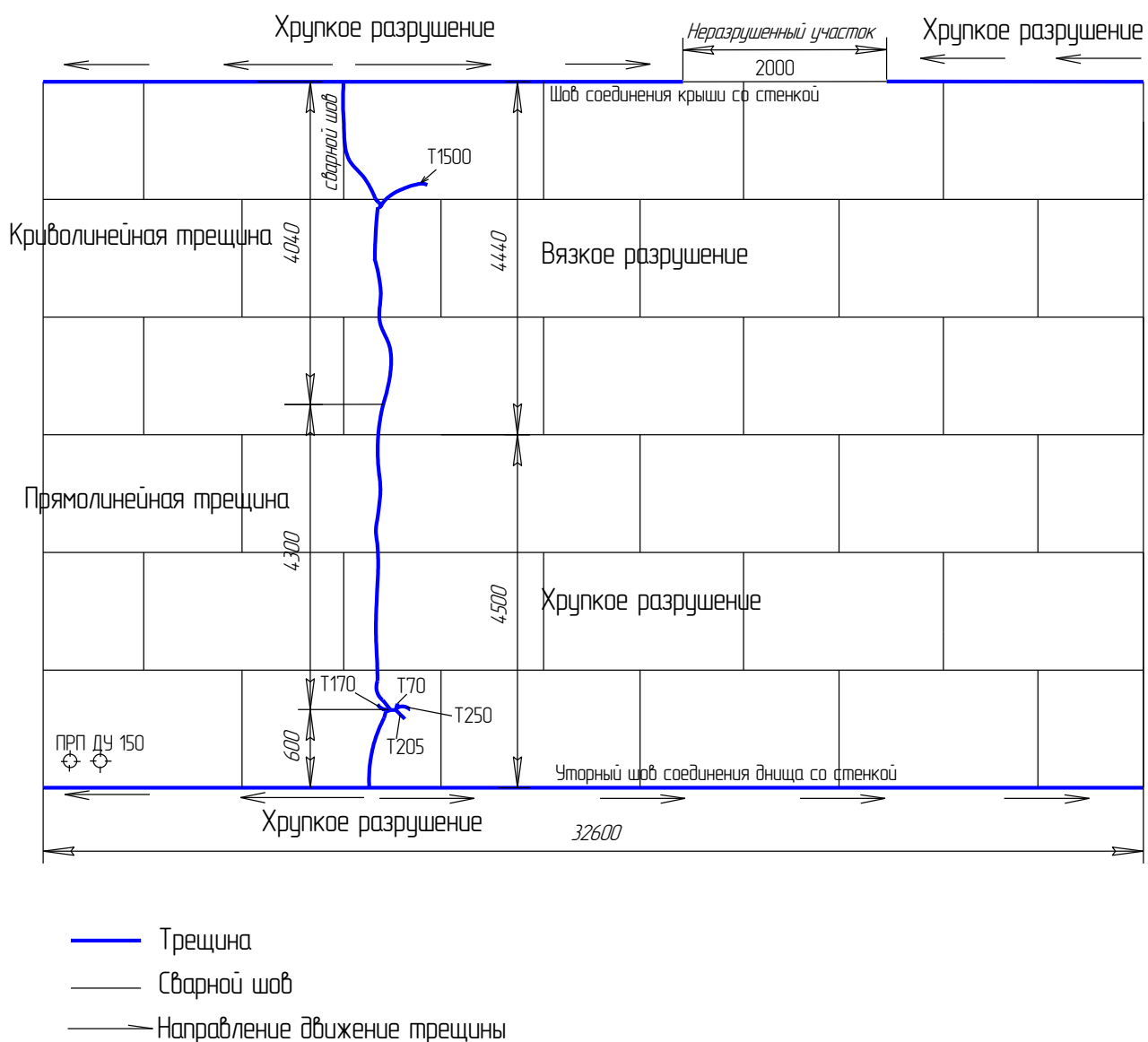


Рис. 2.19. Схема разрушения вертикальной стенки РВС-700 №49



Рис. 2.20. Общий вид начала разрушения

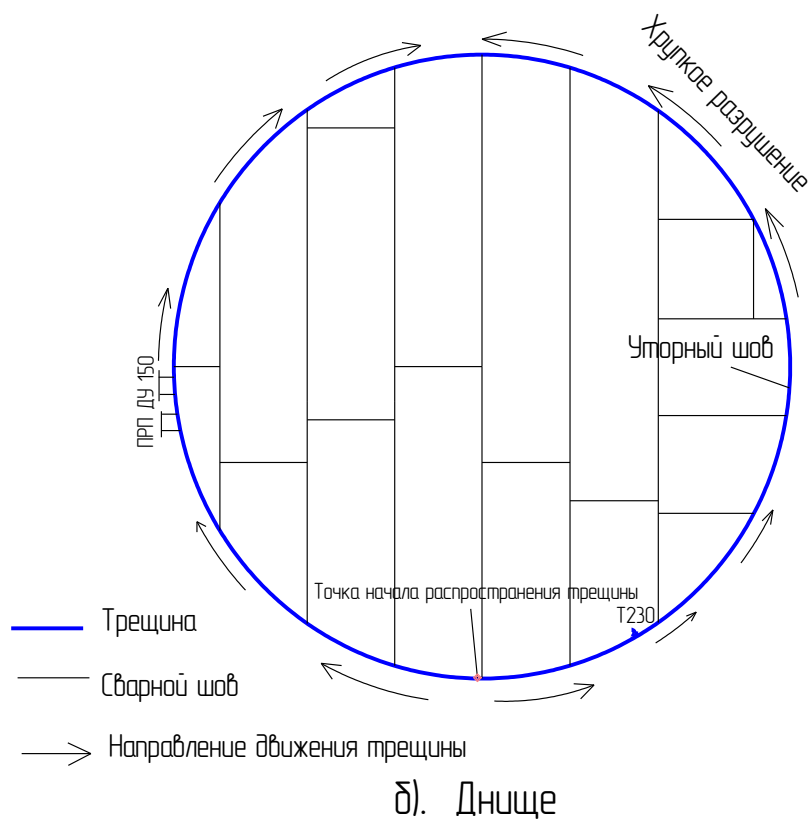


Рис. 2.21. Схема разрушения резервуара РВС-700 №49, вид сверху



Рис. 2.22. Общий вид разрушения резервуара РВС-700 №49

Усть - Куйгинская нефтебаза РВС-700.

В феврале 1979 года при температуре наружного воздуха -57°C на Усть- Куйгинской нефтебазе произошла авария вертикального цилиндрического резервуара вместимостью 700 м^3 . Срок эксплуатации его менее двух лет.

Радиальные напряжения при связанные с истечением жидкости, оторвали стенку от днища и, развернув ее, отбросили на значительное расстояние. Днище осталось на месте. Кровля упала на днище. Центральная стойка смещена в сторону от центра на 3 - 3,5 м. Разрыв стенки произошел по образующей на всю ее высоту по основному металлу. В результате аварии разлилось 624 тонны летнего дизельного топлива.

При проведении экспертизы было установлено, что разрушение носило хрупкий характер и началось от плоскостного дефекта в сварном соединении стенки с днищем, т.е. в уторном шве. Основной причиной хрупкого разрушения

является изготовление резервуара из кипящей низкоуглеродистой стали ВСтЗкп не предназначенной для эксплуатации при низких температурах.

Нижне-Янская нефтебаза РВС-3000.

В январе 1986 года на Нижне-Янской нефтебазе произошла авария резервуара емкостью 3000 м³. Температура наружного воздуха в момент аварии была -51°С. Резервуар был заполнен летним дизельным топливом. Резервуар находился в эксплуатации около 16 лет. В результате аварии стенка была разделена на две части и оторвана от днища по металлу листа пояса.

Расследование причин аварии установило, что разрушение началось с нижнего пояса в 20 см от монтажного шва с началом разрушения в зоне патрубка с трещиной, которая при повышении местных напряжений распространилась вверх по стенке. По результатам химического и спектрального анализов металла показало, что листы нижнего пояса резервуара изготовлены из стали ВСтЗпс.

Амгинская нефтебаза РВС-700.

18 декабря 1989 года в п. Амга разрушился резервуар емкостью 700 м³. В момент аварии температура наружного воздуха была -52°С. Было разлито около 600 т дизтоплива. Спектральный и химический анализ выявил, что стенка резервуара выполнена из стали ВСтЗсп. Разрушение началось от исходных трещин сварного шва усиливающего воротника и перешло на основной металл корпуса.

Усть-Куйгинская нефтебаза РВС-700.

С начала июля до августа 1991 года во время заполнения трех резервуаров нефтебазы произошёл инцидент с утечкой нефтепродуктов в виде образований трещины по уторным соединениям. Температура наружного воздуха, при этом, была положительной. Результаты химического и спектрального анализов показали, что резервуары объемом 700 м³ изготовлены из стали ВСтЗпс.

Покровская нефтебаза РВС-3000.

В ноябре 1997 г. на Покровской нефтебазе произошла авария резервуара с розливом 66,4 т дизельного топлива, находящегося в эксплуатации от начала монтажа два года. Причиной разрушения послужила образовавшаяся трещина длиной 200 мм с раскрытием до 15 мм в зоне между патрубками.

Вывод к главе 2

По данным [76, 77, 78], на появление хрупких трещин, в резервуарах эксплуатирующихся в условиях Севера, существенное влияние оказывает время года. Поскольку, значительная часть трещин приходится на холодные месяцы, наиболее тяжелые последствия вызывают хрупкие разрушения резервуаров при которых происходит высвобождение большой упругой энергии, накопленной в металле сосуда и рабочей среде, что может привести к разлету осколков на большие расстояния, разрушению окружающих построек, близлежащего оборудования и человеческим жертвам. Источником хрупкого разрушения являются, как правило, трудноопределимые стандартными методами НК развивающиеся плоскостные дефекты.

Наиболее сильное влияние на надежность резервуаров оказывают природно-климатические условия Севера. Низкие климатические температуры изменяют физико-механические свойства конструкционных материалов. Происходит повышение прочности и уменьшение пластичности конструкционных металлов, что ведет к росту концентрации напряжений. В условиях низких температур незначительные по размерам дефекты оказывают существенное влияние на снижение надежности резервуаров. Анализ разрушений и отказов работоспособности резервуаров показывает, что очагом разрушений резервуаров при низких температурах в основном являются плоскостные дефекты. Наиболее вероятными местами повреждений являются нижняя часть стенки резервуара.

ГЛАВА 3. АНАЛИЗ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕФЕКТОВ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ СЕВЕРА

Проектирование, строительство и эксплуатация социально и экономически важных объектов в условиях Севера предусматривают повышенные требования при решении вопросов конструкционной прочности, надежности и безопасности. Природно-климатические особенности (низкие температуры, повышенные снеговые и ветровые нагрузки, мерзлотно-осадочные явления и т.д.) существенно усложняют проблемы расчетов и контроля технического состояния систем и объектов. В этих условиях традиционных типов предельных состояний, регламентированных СНиП и другими нормативными документами, оказывается недостаточно для комплексного анализа аварийных ситуаций и условий разрушения крупногабаритных металлоконструкций и инженерных сооружений. К числу основных социально и экономически важных технических объектов в условиях Севера относятся нефтебазы для хранения нефтепродуктов. Данные объекты являются базовыми составляющими топливно-энергетического комплекса для регионов Севера, Республики Саха (Якутия).

В связи с этим, экономически выгодно контролировать и предупреждать любые повреждения резервуаров на резервуарных парках. Всегда, в любой области промышленности превентивные меры основываются на расчетах и исследованиях аварий объектов с учетом масштабного эффекта и условий эксплуатации в том числе и климатических условий. Для этого, необходимо создавать базы статистического анализа встречающихся дефектов на резервуарах и проводить постоянный технический мониторинг обнаруженных дефектов. Например, характерной особенностью сварных швов является высокая вероятность появления или развитие технологических (дефекты сварки) и эксплуатационных (усталостные трещины) повреждений. Без мониторинга развития повреждений в процессе эксплуатации резервуаров приводит к значительному снижению его надежности или к катастрофическим авариям [79]. Поэтому, первой задачей обеспечения надежности резервуаров является предотвращение разрушений. В последнее время

этому вопросу уделяется значительное внимание, что способствует решению актуальных задач обеспечения надежности металлоконструкций в целом [80].

3.1 Статистический анализ распределения дефектов

Абсолютно любое изделие, которое применяется в промышленности и состоящая из отдельных элементов, например РВС, имеют соединения между этими элементами различного вида термического соединения и чаще всего сварное соединение. Сварка — процесс получения неразъёмных соединений посредством установления межатомных связей между свариваемыми частями при их местном или общем нагреве, пластическом деформировании или совместном действии того и другого [81]. При изготовлении элементов, строительстве, монтаже, улучшении и при проведении ремонтных работ резервуаров применяются следующие виды сварки элементов:

- Дуговая сварка металла;
- Ручная дуговая сварка металла;
- Автоматическая и полуавтоматическая сварка металла под флюсом;
- Дуговая сварка металла в защитном газе;

При проведении перечисленных видов сварки неизбежно меняются механические свойства околошовной зоны свариваемых деталей, определяемые как термодеоформационный цикл и возникают различного размера несплошностей в самом сварном шве. Так же, возникают и эксплуатационные повреждения процессе эксплуатации РВС – это дефекты усталостного характера. Таким образом любое сварное изделие резервуара, содержит определенную меру технологической дефектности и их количества относительно к выявляемости стандартных методов НК, т.е. чем меньше размеры дефектов, тем больше их количество. В следствие этого при проведении диагностирования РВС необходимо уделить особое внимание на НК сварных соединений.

Базой для создания статистики использовались результаты проведенных экспертными организациями технических обследований (диагностирований) РВС.

Для обнаружения дефектов сварных соединений использованы рентгенографический, ультразвуковой контроль и визуально-измерительный методы НК. Поскольку, составление статистики направлено на сравнение эмпирического и теоретического распределения, более подходящим критерием является «критерий Пирсона» [82].

Обнаруженные дефекты схематизируются в виде эквивалентных трещин, основными геометрическими параметрами которых служат длина и глубина. Схематизация геометрии дефектов проводится в соответствии с МР 108.7-86 [83]. При глубине дефекта более $0,7t$ от толщины дефект считается сквозным. При глубине залегания дефекта $x < 0,1t$ дефект считается поверхностным. По принятой Международным институтом сварки классификации дефекты сварки плавлением разделены на шесть видов: поры – А, шлаковые включения – В, несплавления – С, непровары – D, трещины – Е, дефекты формы шва – F [17].

По результатам проведенных обследований более 600 рассмотренных резервуаров для хранения нефтепродуктов обнаружено 8580 дефектов. Из них преобладающее количество занимают подрезы около 45%, раковины 30%, дефекты формы шва 15%, непровары 5%, шлаки 5%.

По полученным данным построены гистограммы распределения дефектов по размерам п. Нижний Бестях (рисунки 3.1. – 3.5.).

Подрезы

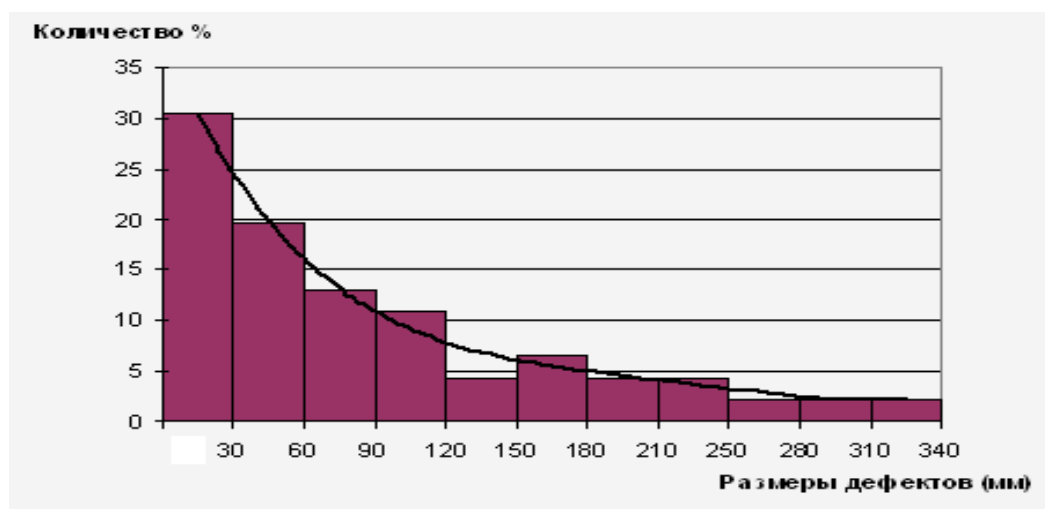


Рис. 3.1. Гистограмма плотности распределения длины дефектов вертикальных резервуаров объемом 2000 куб. метров (ручная дуговая сварка)

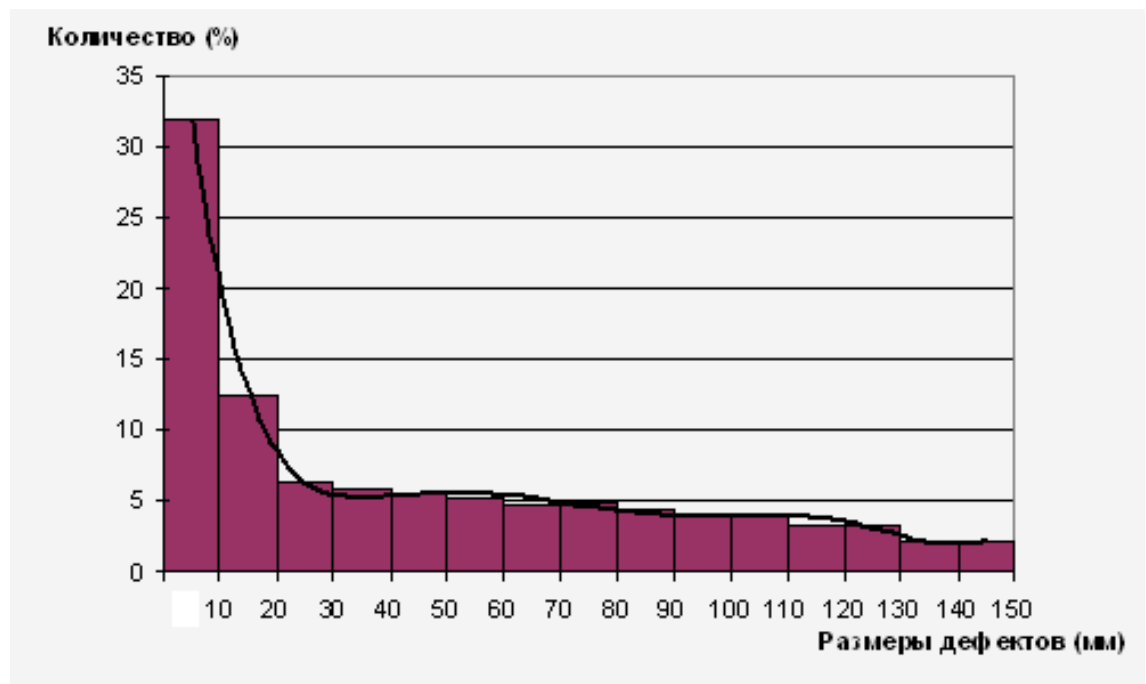


Рис. 3.2. Подрезы в PVC-2000

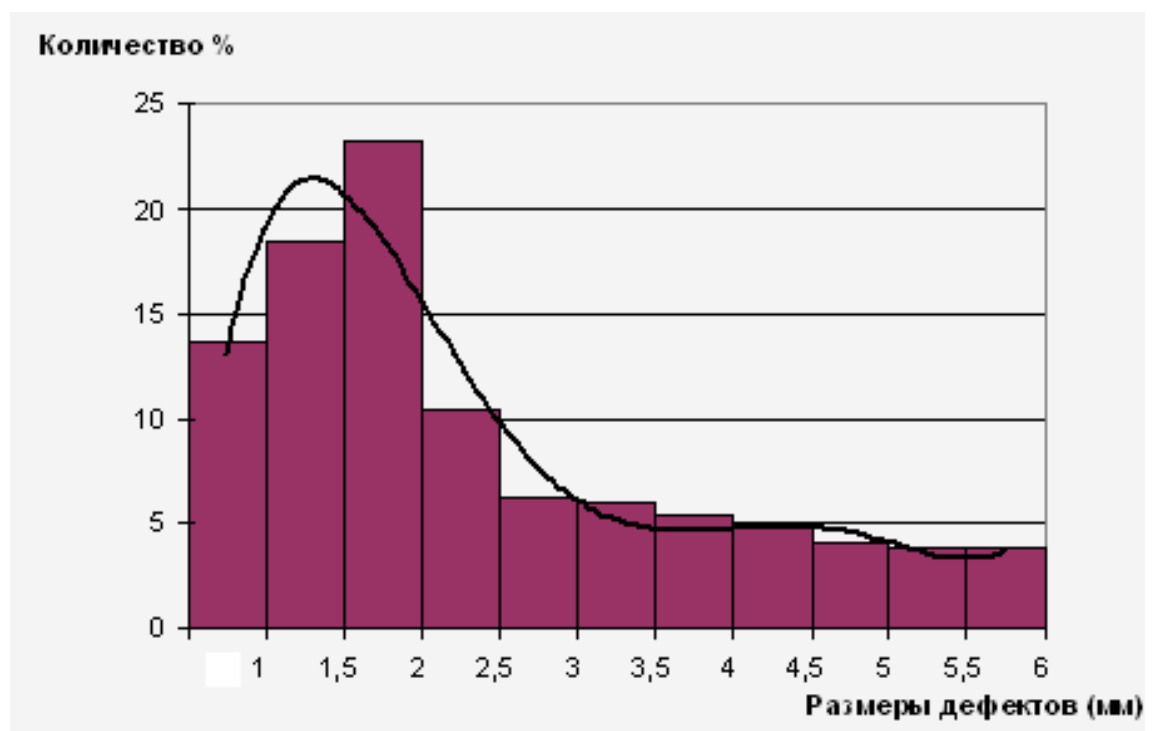


Рис. 3.3. Раковины в PVC-2000

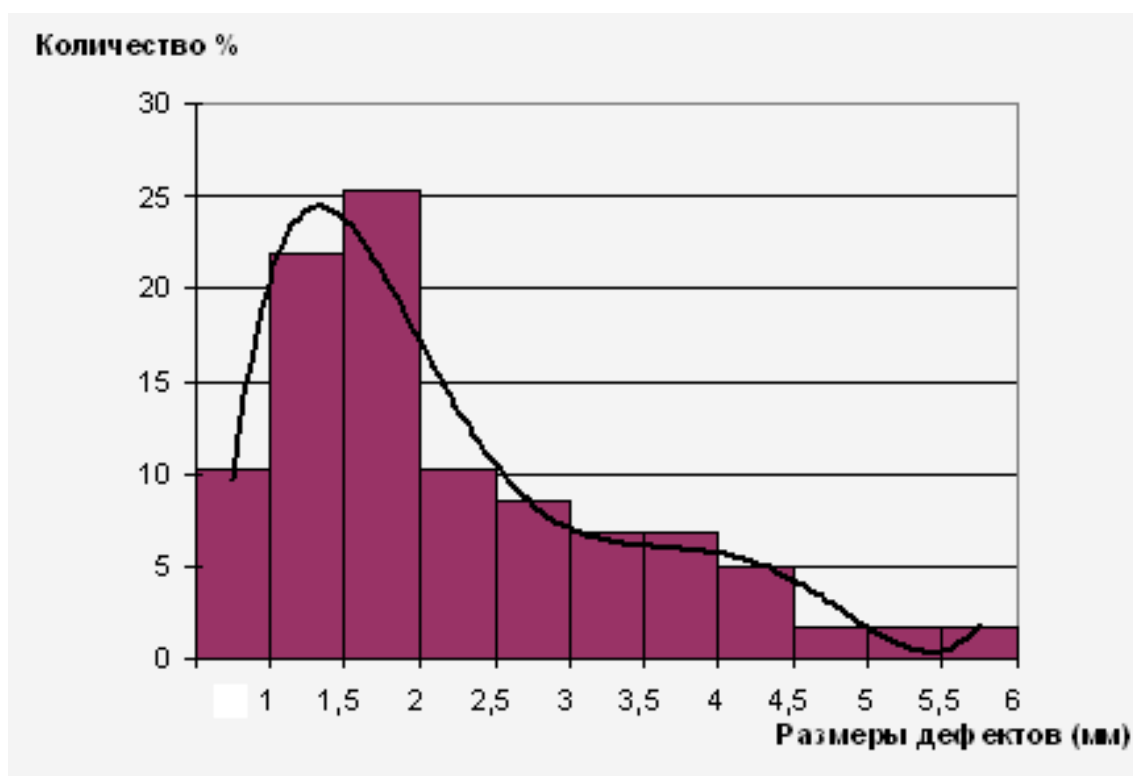


Рис. 3.4. Раковины в PVC-3000

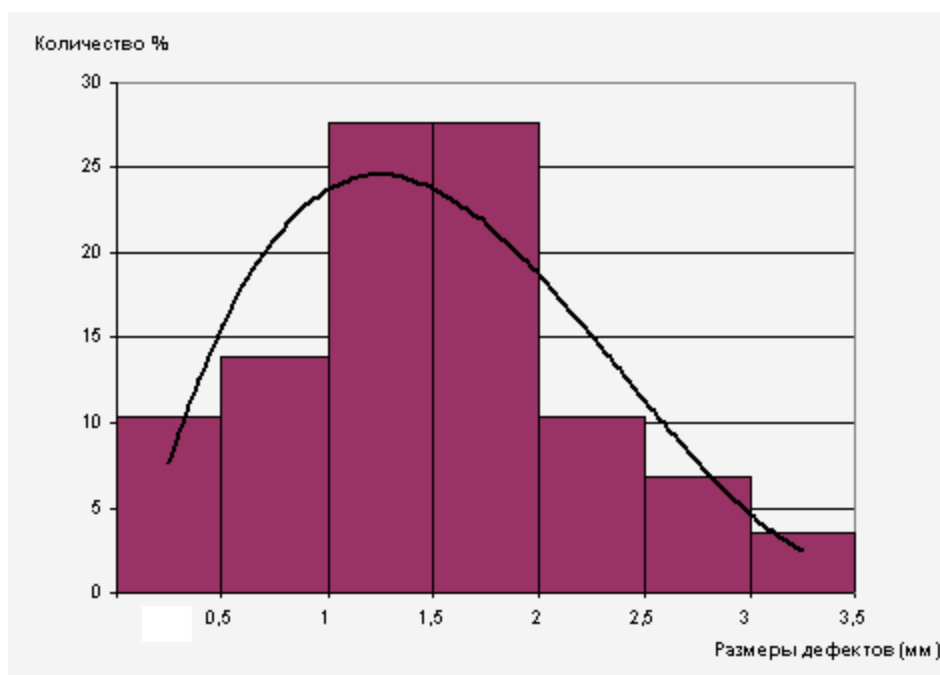


Рис. 3.5. Шлаки в PVC-2000

Гистограммы распределения дефектов отвечают конкретным функциям распределения. Для распределений по результатам физических методов контроля наиболее часто используется двухпараметрический закон Вейбулла.

Среднее число дефектов μ на единицу длины шва определяется для каждого j -того вида дефекта по формуле 3.1:

$$\mu_j = \sum_{i=1}^k \frac{n_i}{L_i} \quad (3.1)$$

где n_i - число дефектов на участке контроля длиной L_i ;

k - число участков контроля.

Результаты анализа дефектности различных сварных соединений показывают, что вероятность P_k наличия K дефектов в соединении определяется законом Пуассона:

$$P_k = \frac{\mu^k}{K} \exp(-\mu) \quad (3.2)$$

В качестве аппроксимирующих законов могут быть использованы нормальное, логарифмическое – нормальное, экспоненциальное и вейбулловское распределения. Наилучшее приближение выбирается по минимуму критерия Пирсона.

Плотность распределения размеров дефектов в большинстве случаев задается в виде двухпараметрического распределения Вейбулла.

$$f(l) = \frac{\beta}{\theta} l^{\beta-1} e^{-\left(\frac{l}{\theta}\right)^\beta} \quad (3.3)$$

где l – размер (длина) дефекта;

β, θ - параметры распределения.

Параметры распределения β и θ оцениваются методом последовательных приближений по следующей процедуре, см. табл. 3.1.

Вычисляется средний размер дефектов:

$$l_{cp} = \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{n} \quad (3.4)$$

где l_i – размер (длина) дефекта

Вычисляется среднее квадратичное отклонение размеров дефектов:

$$S_l = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (l_i - l_{cp})^2} \quad (3.5)$$

По известным l_{cp} и S_l определяются параметры β и θ из соотношений:

$$l_{cp} = \theta \Gamma\left(1 + \frac{2}{\beta}\right) \quad (3.6)$$

$$S_l = \theta \sqrt{\Gamma\left(1 + \frac{2}{\beta}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{\beta}\right)} \quad (3.7)$$

где $\Gamma(l)$ – гамма функция.

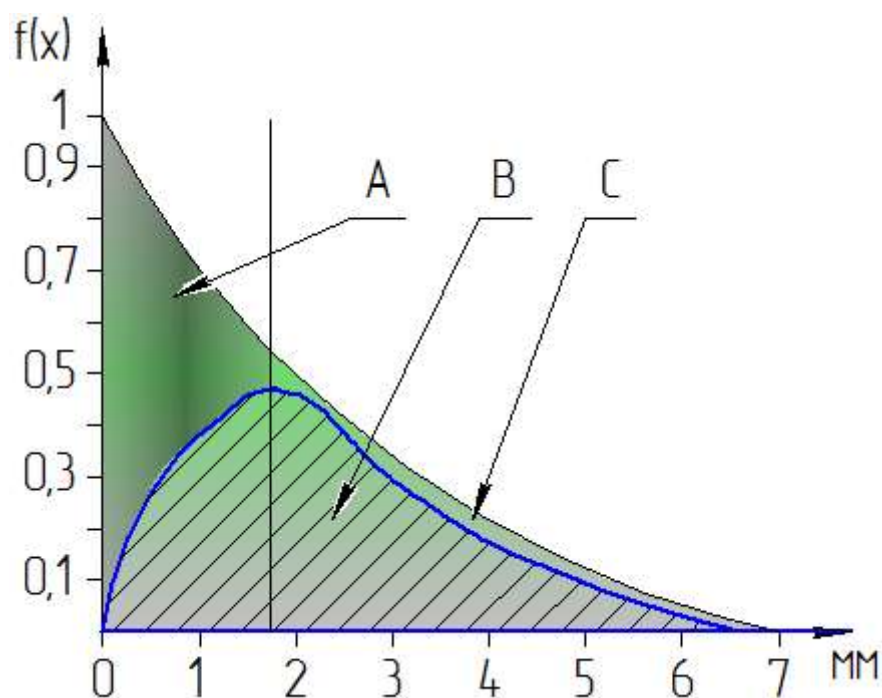
Таблица 3.1. Параметры распределений дефектов

Объект	Параметр дефекта	Параметры распределений	
		θ	β
Резервуары РВС-1000 Нефтебаза п. Нижний Бестях	Раковины	2,1	1,8
	Шлаковые включения	3,18	1,8
	Подрезы	5,1	2,1
	Непровары	2,88	1,74
	Трещины	2,52	2,13
Резервуары РВС-2000 Нефтебаза п. Нижний Бестях	Раковины	2,0	1,8
	Шлаковые включения	3,0	2,1
	Подрезы	5,3	1,78
	Непровары	2,9	1,69
	Трещины	3,0	2,2
Резервуары РВС-3000 Нефтебаза п. Нижний	Раковины	2,2	1,8
	Шлаковые включения	3,2	1,8

Объект	Параметр дефекта	Параметры распределений	
		θ	β
Бестях	Подрезы	2,3	1,8
	Непровары	2,1	1,7
	Трещины	4,2	2,3
Резервуары РВС-1000 Нефтебаза аэропорта г. Якутск	Раковины	2,1	1,7
	Подрезы	4,0	2,2
	Трещины	6,3	2,05
Резервуары РВС-2000 Нефтебаза аэропорта г. Якутск	Раковины	1,61	1,58
	Подрезы	3,2	2,2
	Трещины	3,1	1,9

Исследование особенностей распределения дефектов позволило сделать следующие заключения:

- для сварных соединений подрезы, поры, непровары и шлаковые включения являются доминирующими видами дефектов;
- виды дефектов зависят от метода сварки. Для автоматической сварки преобладают дефекты в виде непроваров, для ручной дуговой – поры, шлаковые включения, подрезы, дефекты формы шва;
- для рассмотренных случаев наиболее характерными оказались weibullовский и экспоненциальный законы распределения;
- распределение полученные по результатам физических методов НК подходит weibullовский закон распределения;
- При ручной и механизированной сварке дефекты, как правило, располагаются в виде цепочек различной протяженности или скоплений из нескольких дефектов;
- стандартные методы НК при дефектоскопии резервуара не позволяют заполнить пробел А (Зона труднообнаруживаемых, стандартными методами НК, скрытых плоскостных дефектов сварных соединений в виде микротрещин, см. рис. 3.6.)



- А) – Зона труднообнаруживаемых, стандартными методами НК, скрытых плоскостных дефектов сварных соединений в виде микротрещин;*
В) – Распределение плотности плоскостных дефектов в сварных соединениях;
С) – Объективное распределение плоскостных дефектов.

Рис. 3.6. Сравнительное распределение плотности скрытых дефектов сварных соединений резервуаров

3.2 Распределение плоскостных и объемных дефектов в резервуарах Севера

С целью определения степени опасности дефектов сварных соединений резервуаров в условиях Крайнего Севера, проведен сравнительный анализ видов дефектов на более 150 резервуарах из более 600, находящихся и эксплуатирующихся в Республике Саха (Якутия) [78]. Установлено, что отказы работоспособности резервуаров эксплуатирующихся в условиях низких температур, происходят преимущественно при экстремально низких температурах и при резких перепадах температуры. При перепадах температур за счет движения несущих элементов резервуаров, концентраторы напряжений (дефекты) становятся инициаторами возникновения трещин. Взаимное расположение и ориентация

относительно осей главных напряжений концентраторов, способны в значительных пределах повлиять долговечность резервуара. В работах [84, 85] выделяется два характерных типа расположения инициаторов разрушения: точечный (объемный), линейный (плоскостной). К первому типу относят дефекты и концентраторы малой протяженности, расположенные так, что их взаимное влияние на процесс разрушения исключено, см. табл. 3.2. Тут необходимо отметить, что до некоторого предела наличие пор в металле шва практически не снижает его статической прочности. Для низкоуглеродистых сталей этот предел составляет примерно 10 % площади поперечного сечения шва, для перлитных сталей - 6 - 8 %, для алюминиевых сплавов - 3,6 %. Не окисленные поры, если их диаметр не превышает 1,8-2,0 мм, снижают статическую прочность швов без усиления примерно на 6 %. Цепочки частично слившихся пор ($d_n = 2$ мм) общей длиной не более 30 % длины шва снижают его статическую прочность на 11-15 %.

Таблица 3.2. Виды и типы дефектов в резервуарах

№	Типы дефектов	Виды дефектов
1	Объемные	Одинарные или группа: пор, шлаковых включений, раковин, одинарных несплошностей. Местная коррозия.
2	Плоскостные (линейные)	Непровары (несплавления), трещины, микротрещины, подрезы, цепочки несплошностей (взаимное влияние двух несплошностей начинает проявляться при расстоянии между несплошностями, меньшем или равном радиусу поры) и цепочки одиночных включений в виде пор, шлаков, раковин. Ножевая коррозия, расслоение, нитевидная коррозия, коррозионное расстрескивание. Неправильное сопряжение сварного шва.

К второму типу линейные инициаторы (плоскостные) - это дефекты или концентраторы, ориентированные вдоль линии. Взаимное влияние соседних очагов разрушения способствует возникновению трещин на различных участках линии инициатора, их подрастанию и слиянию, с образованием протяженной магистральной трещины. К плоскостным инициаторам относят скопления

дефектов, расположенных в плоскости, нормальной к направлению главного напряжения (второй пункт табл. 3.2.). В резервуарах эксплуатирующихся в низкотемпературных условиях Севера (Якутия), переход к ускоренному росту наступает для плоскостного и линейного инициаторов раньше и идет интенсивнее, чем для объемного дефекта. Анализ распределения местоположения двух типов дефектов на резервуаре показывает, что 32,4% из всех дефектов концентрируются в зоне высоких сжимающих вертикально и растягивающих радиально напряжениях. В эти зоны входит место примыкания днища резервуара к стенке. Следовательно, инициаторам аварий (отказов) в большинстве случаев является микротрещины, подрезы, непровары, т.е. плоскостные дефекты, расположенные в зонах высоких растягивающих остаточных напряжений на таких как стенка, днище, патрубки и уторный шов (таблицы 3.3. и 3.4., рисунки 3.7. и 3.8.).

Таблица 3.3 - Дефектность резервуаров

	Стенка	Днище	Кровля	Патрубки	Уторный шов
Подрезы	10,3%	0,9%	0,0%	2,9%	5,9%
Трещины	0,7%	0,1%	0,2%	0,0%	0,2%
Раковины поры	29,1%	7,1%	8,8%	2,6%	26,5%
Деформация корпуса	0,6%	1,2%	0,2%	0,0%	0,0%
Свищи	0,6%	0,1%	1,5%	0,2%	0,3%

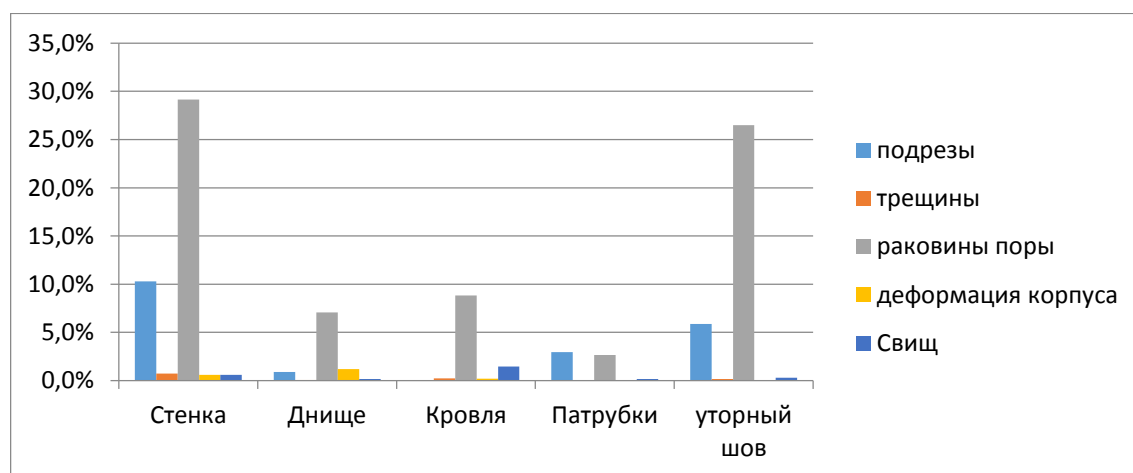


Рис. 3.7 Группировка дефектов по элементам резервуаров

Таблица 3.4. Виды отказов и сопутствующих дефектов отказа

№	Виды отказов	Виды дефектов отказа.
1	Локальное разрушение	Трещина с разрушением (разгерметизацией) элемента резервуара.
2	Прорыв	Трещина, (разгерметизация).
3	Утечка	Свищ, отпотина.
4	Полное разрушение	Трещина с ветвлением и в последствии полное разгерметизация резервуара (обвал несущей стенки резервуара).



Рис. 3.8. Виды отказов резервуаров эксплуатирующихся при низких температурах (Якутия)

Тем не менее, скопления пор не только снижают статическую прочность сварного соединения, но, являясь концентраторами напряжений, могут вызвать снижение выносливости сварного соединения. Особенно сильное влияние на выносливость сварных соединений оказывает наличие пор, расположенных в зонах высоких растягивающих остаточных напряжений. В этом случае становятся опасными даже единичные поры. Поскольку растягивающие остаточные напряжения особенно велики в поверхностных слоях металла шва, то опасность разрушения возрастает, если поры будут расположены близко к поверхности. Это подтверждается данными, согласно которым величина коэффициента концентрации напряжений для газовых пор возрастает с 2,05 до 5,0 при

приближении поры из объема к поверхности на расстояние, равное диаметру поры. По той же причине будут опасными и поры, вышедшие на поверхность шва, особенно если в процессе эксплуатации происходит взаимодействие поверхности с жидкой средой.

Для установления опасности дефектов резервуаров рассмотрены 153 резервуара эксплуатирующихся в районах Якутии, где чаще всего возникают резкие перепады температур. Обследования проводились с выездом в рамках экспертизы промышленной безопасности: 2006 году – 3 единиц; 2007 году – 20 единиц; 2008 году - 29 единиц; 2009 году – 32 единиц; 2010 году – 30 единиц; 2011 году – 39 единиц. Из перечисленных, аварийных – 6 единиц. Ввод в эксплуатацию находятся в интервале от 1970 до 1985 года.

Анализ дефектности сварных соединений резервуаров проводился по следующим методам неразрушающего контроля: радиографический, ультразвуковой контроль и визуально-измерительный контроль. Статистическая обработка информации по дефектности состояла в группировке дефектов по видам, размерам и построении диаграмм. Дефекты первого типа разделялись по длинам, объемные по диаметру дефекта. Диагностированием этих резервуаров установлено, что дефекты сварных соединений имеют соотношение от общего количества: подрезы - 28%, непровары - 7%, трещины - 4%, цепочки пор, раковин, шлаков - 8%, раковины, поры, шлаки - 46%, скопления пор, шлаков – 7%, которые показаны в виде диаграмм (рисунки 3.9 – 3.11.).

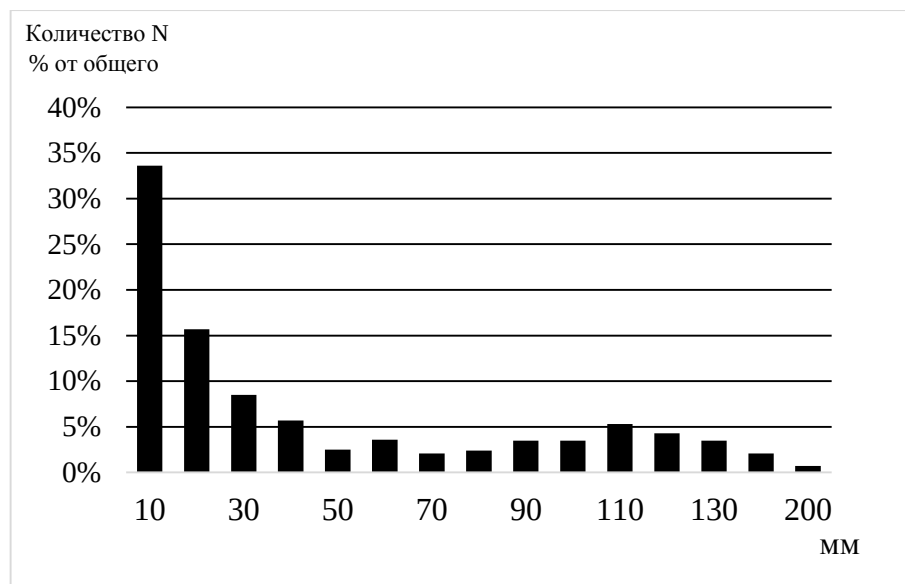


Рис. 3.9. Плоскостные дефекты (трещины, подрезы)

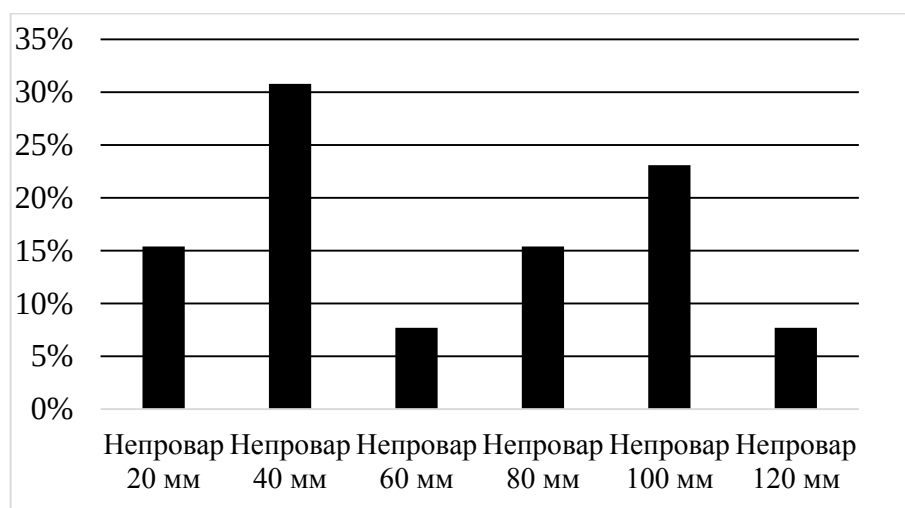


Рис. 3.10. Плоскостные дефекты (непровары)

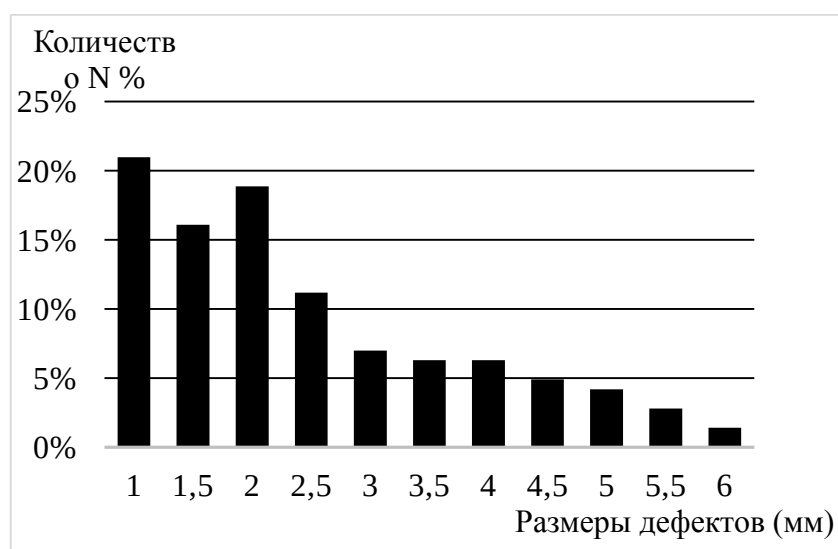


Рис. 3.11. Объемные (раковины, шлаки, поры)

При классифицировании дефектов по двум критериям как, плоскостных и объемных дефектов из обследованных резервуаров установлено, что 47% от общего количества дефектов относятся к плоскостным дефектам и 53% к объемным дефектам (рис. 3.12.).



Рис. 3.12. Распределение дефектов сварных соединений резервуаров по принципу плоскостные и объемные

По сравнению с Республикой Саха (Якутия) основные виды дефектов существенно отличаются от дефектов и повреждений резервуаров эксплуатирующихся в умеренных климатических зонах, например в Республике Коми (рис. 3.13.) основными причинами отказов являются коррозионные повреждения, достигающих до 30% от всех видов повреждений [86].

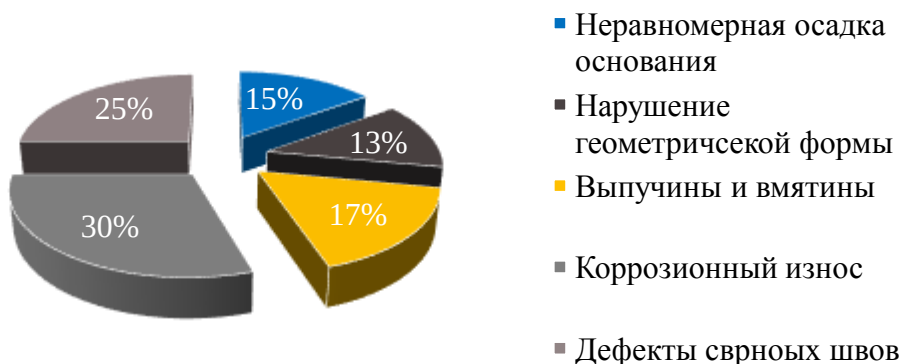


Рис. 3.13 - Процентное соотношение дефектов и повреждений резервуаров, работающих в Коми

Так же, проведен анализ потерь работоспособности резервуаров от времени года с исключением теплых месяцев года – июнь, июль, август и сентябрь. По результатам анализа видно, что одной из основных количество аварий и инцидентов в условиях Севера (рис. 3.14.) [76, 87, 21] происходят в холодные месяцы года, около 50% разрушений приходится на декабрь и январь.

В ходе анализе произошедших инцидентов установлено, что инициаторы в виде плоскостных дефектов находились в зоне термического влияния сварки.



Рис. 3.14. Последствия аварии резервуара марки РВС-700 в результате хрупкого разрушения основного металла (б – вид сверху)

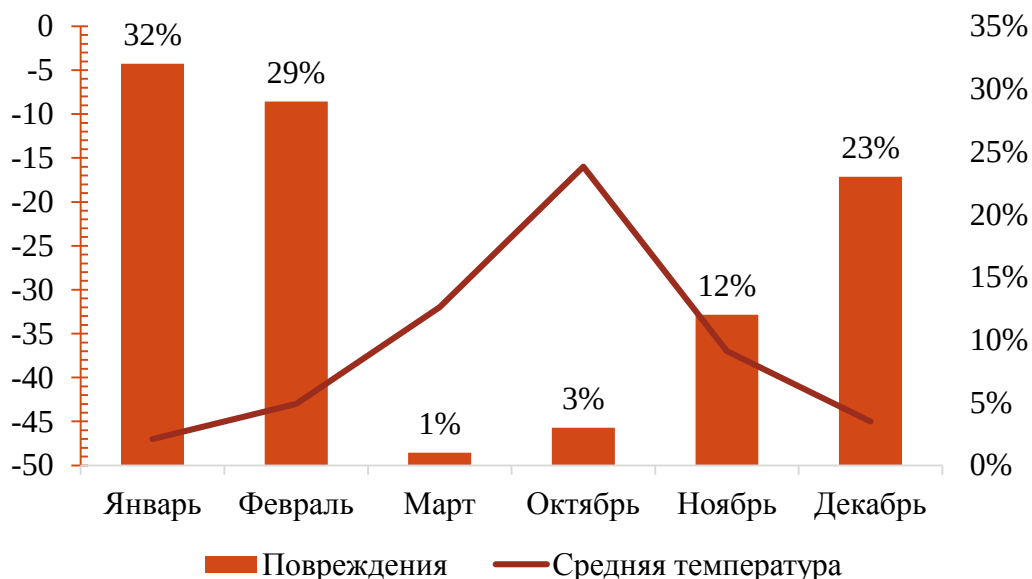


Рис. 3.15. Распределение количества аварий и повреждений по месяцам

Вывод к главе 3

В большинстве случаев очагами и инициаторами их разрушений резервуаров эксплуатирующихся в условиях Севера являются плоскостные дефекты, которые составляют 47% от всех типов дефектов, обнаруженных традиционными методами неразрушающего контроля. Показана низкая выявляемость плоскостных дефектов в виде микротрещин, находящихся в слепой зоне для традиционных методов диагностирования. Для резервуаров эксплуатирующихся в низкотемпературных условиях, повреждения следует рассматривать как сумму повреждений, разделенных на наиболее опасные дефекты и менее опасные, т.е. плоскостные и объемные. Подобный подход, разделения на два основных вида дефектов, позволит ускорить организацию проведения диагностирования резервуара и проводить необходимые ремонтные работы для продления работоспособности объекта контроля, что значимо для труднодоступных районов Якутии и крайнего севера России.

ГЛАВА 4. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ВЫЯВЛЯЕМОСТИ ПЛОСКОСТНЫХ ДЕФЕКТОВ

4.1 Методы акустико-эмиссионного диагностирования для обнаружения плоскостных дефектов

Первые исследования по АЭ показавшие положительные результаты как физического явления, начаты в 50-ые годы прошлого века. Впервые Кайзер [88] испытывал на растяжение образцы конструкционных материалов – таких как олова, свинца дюралюминия, меди, латуни, чугуна, иных сталей. Термин «acoustic emission» появился в 1955 году и был предложен Шофилдом при исследовании АЭ [89].

В истории, началом внедрения АЭ для обнаружения дефектов на реальных промышленных конструкциях считается 1961 г., когда в Соединенных Штатах Америки испытывали корпус двигателя ракеты "Polaris" [29], изготовленный из стеклоткани методом намотки. При проведении гидроиспытания конструкции, корпус издавал слышимые звуки, меняющиеся с изменениями параметров нагружения. На основе этого, было принято решение оборудовать испытываемые оболочки аппаратурой для обнаружения источников растрескивания, записи и последующего анализа этих акустических сигналов. В ходе исследования было установлено, что основными источниками АЭ сигналов, являются растрескивание связующей смолы, разрыв волокон и взаимные смещения слоев. Таким образом, результат исследований позволял прогнозировать разрушение конструкции и успехом эксперимента являлась система измерений параметров АЭ.

Согласно ГОСТ Р 52727-2007 [90] и рядом нормативных документов [91, 51], метод акустической эмиссии относится к акустическим методам неразрушающего контроля и технической диагностики. В основе метода лежит физическое явление излучения волн напряжений при быстрой локальной перестройке структуры материала. Спектр сигналов акустической эмиссии лежит в звуковом и ультразвуковом диапазонах. Рабочий частотный диапазон аппаратуры может

меняться в пределах от 10 кГц до 1 МГц в зависимости от типа, размеров, акустических свойств объекта, а также параметров шумов на объекте. Источником акустико-эмиссионной энергии служит переменное поле упругих напряжений от развивающихся дефектов. Для стимуляции дефектом излучения упругих акустических волн объект, нагружается механическим или тепловым способом.

Характерными особенностями метода акустической эмиссии, устанавливающими его преимущества, возможности, параметры и области применения, являются следующие особенности:

- метод акустической эмиссии обеспечивает обнаружение и регистрацию только развивающихся дефектов, что позволяет классифицировать дефекты не по размерам, а по степени их опасности;
- предельная чувствительность акустико-эмиссионной аппаратуры по расчетным оценкам составляет порядка 1×10^{-6} мм², что соответствует выявлению скачка трещины протяженностью 1 мкм на величину 1 мкм, что указывает на весьма высокую чувствительностью к растущим дефектам [92, 93, 94, 95, 96];
- положение и ориентация дефекта не влияют на выявляемость дефектов;
- контроль зон недоступных для других методов (не влияет наличие тепло- и гидроизоляции, конструктивных особенностей);
- предотвращение катастрофических разрушений конструкций при испытаниях и эксплуатации за счет оценки скорости развития дефектов;
- определение мест течей.

Данные свойства позволяют акустической эмиссии находить применение:

- мониторинг процесса сварки, мониторинг структурных превращений в материалах и т.п.;
- исследования свойств материалов и материаловедение (исследование роста трещин в материалах, исследование развития дефектов, вызванных коррозией, исследование движения дислокаций в материалах, исследование структурных превращений и структурной стабильности материала,

исследование усталостных явлений в материалах, измерение предела текучести материала, исследование разрывов материалов и т.п.).

Началом применения АЭ контроля сосудов давления и резервуаров считается 1963 год, Denugan H.L. предложил использовать метод АЭ при исследовании прочности сосудов высокого давления [97] и основал компанию выпускающую аппаратуру для работ по АЭ.

Возможности, связанные с использованием АЭ метода, дают большие преимущества по сравнению с другими традиционными методами контроля, которые требуют, например, удаления изоляционных оболочек, освобождения объектов контроля от внутреннего содержимого или сканирования больших поверхностей, но главным преимуществом считается обнаружение труднообнаруживаемых ультразвуковым, рентгеновским, вихретоковым и др. методами зарождающихся плоскостных дефектов. Тем не менее, применение АЭ контроля ограничивается, во-первых, высокой стоимостью аппаратуры и жестким требованиям к персоналу, которые проводят анализ данных. Вследствие высокой себестоимости проведения АЭ метода, главным образом, контролю подвергаются только высокоответственные объекты, такие как двигатели и корпуса ракет, панелей обшивок крыла, фюзеляжа и стоек шасси самолетов, котлов атомных реакторов, контуров АЭС и т.д.

Как и в других методах НК, универсальных АЭ приборов не существуют. Все известные АЭ приборы разделяют на три основные группы:

- аппаратуры для научных исследований в лабораторных условиях. Особенностью данной группы является максимальное число измеряемых параметров, возможность в широком диапазоне измерений и достаточно точно изменять чувствительность, широкая полоса частота и высокая точность измерений;
- аппаратуры для технологического неразрушающего контроля в условиях производства и эксплуатации конструкций, для контроля качества сварных швов, отсутствия течей в соединениях. Особенности этой группы - малые габариты и масса, высокая работоспособность в тяжелых условиях, высокая

помехозащищенность и наличие специальных помехозащитных устройств. При этом измеряется, как правило, не более одного-двух параметров, диапазон изменения которых заранее известен;

- комплекты аппаратуры измерения координат месторасположения дефектов источника сигналов АЭ используется многоканальная аппаратура.

Темой большинства исследований АЭ является совершенствование аппаратуры и программных алгоритмов анализа спектра акустических эмиссий от источников, однако, только незначительное число работ посвящено усовершенствованию путем технологического решения.

Благодаря отличию по своим возможностям от традиционных методов контроля, на практике оказывается очень полезным совмещать АЭ с другими методами. Использование метода АЭ значительно сокращает время проведения диагностических работ и экономит средства, затрачиваемые на их проведение и вывод из эксплуатации оборудования.

Развитие дефектов до момента отказа сварной конструкции является достаточно длительным процессом, сопровождающимся излучением ультразвуковых волн из вершины трещины при локальной динамической перестройке структуры металла. Для регистрации данного процесса возможно применение АЭ метода неразрушающего контроля, позволяющего по своей физической природе выявить и оценить степень опасности развивающихся дефектов, которые могут находиться на значительном удалении от места доступа к поверхности конструкций, а также определить тип и условные размеры дефектов.

Метод АЭ обычно используется для контроля объектов при их изготовлении – в процессе приемочных испытаний, при периодических технических освидетельствованиях, в процессе эксплуатации и является чрезвычайно чувствительным к любым видам структурных перемещений в широком частотном диапазоне работы (обычно от 20 кГц до 1200 кГц). Оборудование способно регистрировать не только рост трещин или развитие пластической деформации, но и процессы трения, ударов, течей жидкости или газа через свищ и фазовых переходов различных веществ.

Основные приложения, в которых используется АЭ метода контроля:

- Контроль процесса сварки [98];
- Контроль износа и соприкосновения оборудования при автоматической механической обработке, контроль износа и потерь смазки на объектах, связанных с вращением [90] и трением компонентов, обнаружение утерянных частей и частиц оборудования;
- Выявление и контроль течей, кавитации и потоков жидкости в объектах;
- Контроль химических реакторов, включающей контроль коррозионных процессов, жидко-твердого перехода, фазовых превращений.

К основным недостаткам АЭ метода контроля можно отнести процессы типа ударов, трения, течей и другие возникают на фоне контроля развития трещин и коррозии, они становятся источниками нежелательных шумов. Было предложено множество различных технических решений с целью снижения и избавления от этих шумовых помех. Следует заметить, что акустические шумы (помехи) являются основной преградой на пути широкого использования АЭ в качестве метода контроля. Важной задачей является их исследование и по возможности устранение с целью повышения чувствительности метода.

Испытания процесса сварки АЭ методом требуют идентификации большого количества сигналов.

Уровни АЭ сигналов составляют:

- до 10 дБ – помехи, вызванные истечением защитного газа и горением дуги;
- до 26 дБ – от процессов плавления и последующем кристаллизации основного и присадочного металлов;
- до 35 дБ – от растрескивания оксидной или шлаковой пленки;
- не более 20 дБ – от горячих трещин, что связано с вязкостью нагретого металла и большим затуханием акустических волн;
- 50 дБ – от холодных трещин.

Изменение в распределении сигналов АЭ говорит о нарушении сварочного процесса.

С целью исключения акустических помех и увеличения выявляемости дефектов в работах Баранова В.М. и Молодцова К.И. [99] предложен способ обнаружения и локализации дефектов методом АЭ контроля, путем создания в контролируемом изделии напряженно-деформированного состояния с помощью комбинированного локального низкотемпературного (парами жидкого азота) и механического воздействия. Безусловно предлагаемый ими метод значительно повышает выявляемость, тем не менее использование сложных в получении паров жидкого хладагента, требует специального оборудования, что ограничивает спектр контролируемых изделий и применяется только в лабораторных условиях и не отвечает условиям проведения оперативного диагностирования резервуаров.

4.2 Локальное низкотемпературное нагружение материалов, применяемых для строительства резервуаров, работающих в условиях Севера

Оценка технического состояния резервуаров при высоком уровне накопления дефектов и повреждений в условиях Крайнего Севера представляет собой комплексную задачу, решение которой в первую очередь включает определение степени опасности тех или иных дефектов в сварных соединениях резервуаров с учетом влияния низких температур.

Недостатком традиционных методов контроля является невозможность определения за короткое время реальную степень опасности дефекта [100, 85]. В отличие от традиционного метода АЭ контроля, в котором напряженное состояние материала получают путем нагружения всего контролируемого объекта, в усовершенствованном методе АЭ контроля исследуемый материал предлагается нагружать локально - на опасных участках объекта, указанных в работах [101, 78]. В данном случае нет необходимости нагружать весь контролируемый объект соответственно, не теряя возможностей стандартного АЭ контроля, можно существенно повысить производительность диагностирования с понижением экономических затрат АЭ диагностирования, за счет исключения дорогостоящего нагружения всего объекта с изменениями штатных эксплуатационных

характеристик.

Для достижения указанных преимуществ, в предлагаемом методе контроля, используются нагружение локального участка материала путем воздействия на контролируемую поверхность низкими температурами, которые отвечают требованиям взрывопожаробезопасности, что является важнейшим аспектом в опасных производственных объектах как нефтехимических, газовых и т.д. производствах. Для подтверждения эффективности данного метода были произведены натурные экспериментальные исследования.

Цель исследования – установление эффективности выявляемости дефектов в материале АЭ методом контроля, при нагружении в виде воздействия низкой температуры и истинность локализации источников акустической эмиссии при предлагаемом способе нагружения.

В нефтехимической промышленности, в основном используются, стали марок 09Г2С, Ст3Сп, поэтому для исследования выбран – стальной лист марки Ст3Сп, с размерами 1010 x 1010 мм и толщиной 3 мм, схема которого представлена на рис. 4.1.

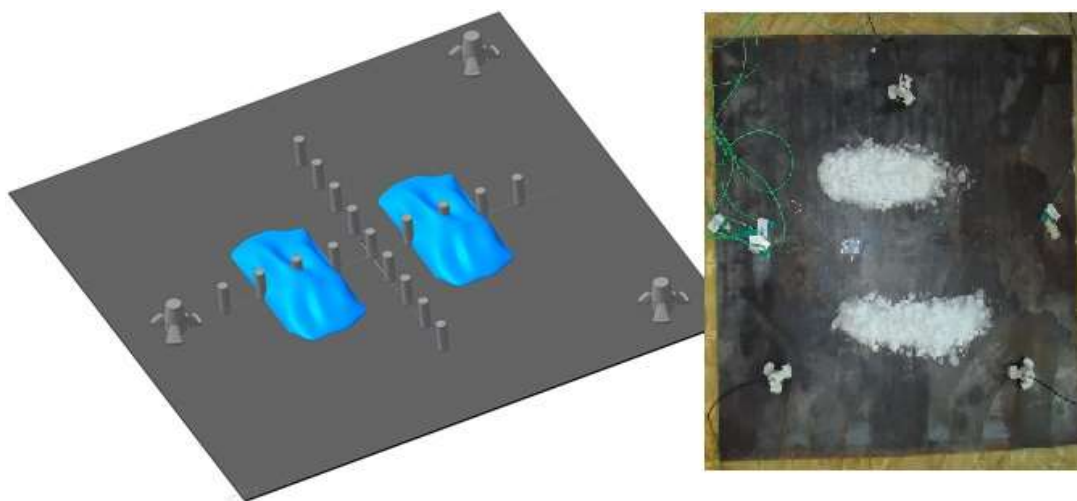
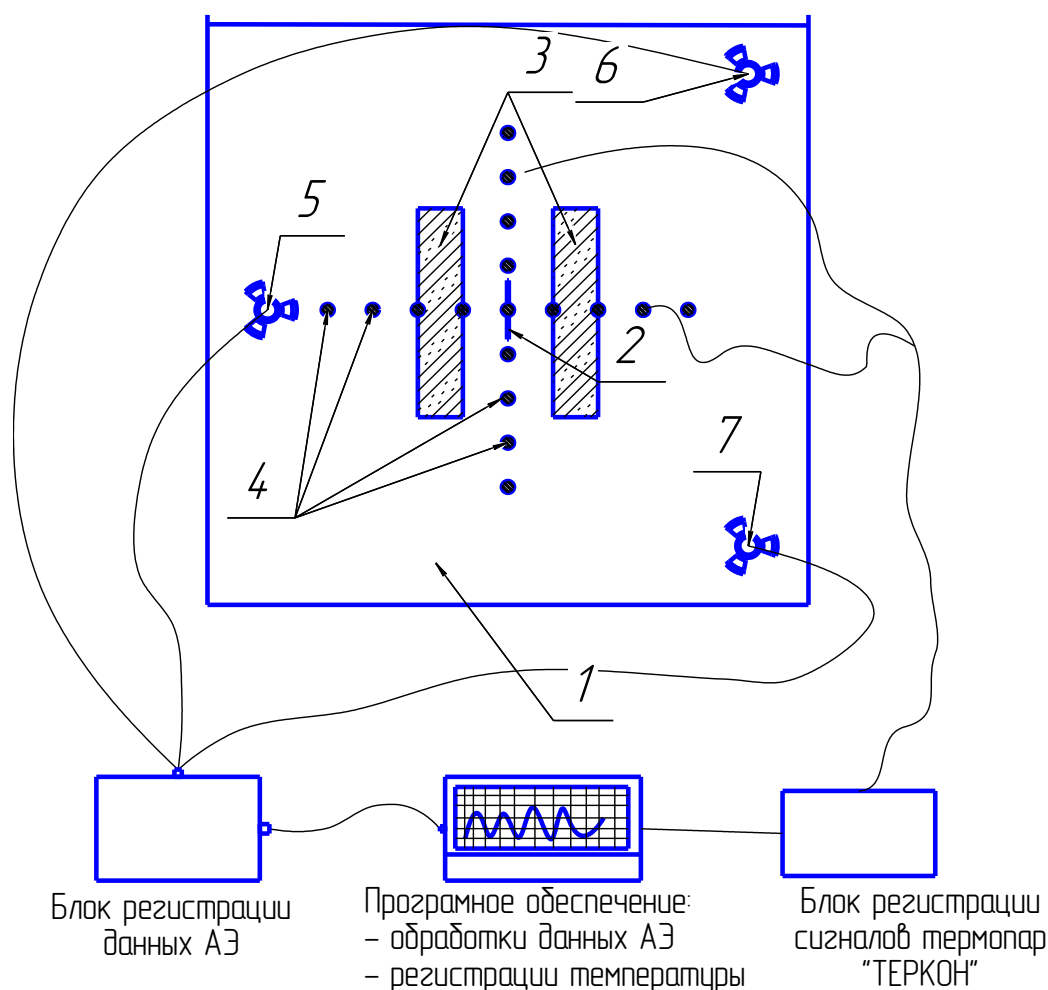


Рис. 4.1- Размещение сухого льда на образце

С целью создания источника акустической эмиссии, при нагружении, на лист нанесен искусственный концентратор в виде сквозной прорези длиной 65 мм, схема расположения представлена на рис. 4.2.



- 1 – Стальной лист 1х1 м;
- 2 – Искусственная сквозная трещина 65 мм;
- 3 – Зона закладки твердого диоксида углерода;
- 4 – Хром-никелевые термопары;
- 5, 6, 7 – Пьезоакустические преобразователи.

Рис. 4.2 - Схема подключений АЭ комплекса и термопар

Выбор способа локального нагружения участка листа осуществлялся из позиций: безопасность, минимальный расход материалов и производительность процесса. Этим критериям преимущественно соответствует способ низкотемпературной деформации с использованием охладителя в виде сухого льда (диоксид углерода – температура при твердом состоянии минус 72°С. Контроль параметров упругой деформации в зоне нагружения и контроля распределения температурного поля на стальном листе, сопровождается измерением температурного поля с применением термопар типа ТХА (К), при этом размещение

термопар выбирается таким образом, чтобы измерения температур производился непосредственно под сухим льдом и за его пределы

Для регистрации сигналов АЭ использовались защищенные от влияния низких температур преобразователи акустической эмиссии (ПАЭ), полоса пропускания которых находится в пределах от 100 до 300 кГц и вычислительный комплекс АЭ «Эксперт 2104», настройка комплекса осуществлялся согласно методическим документациям. Нагружение с регистрацией АЭ, проводился до полного испарения сухого льда в течении 1 часа 30 минут.

По результатам контроля, большинство лоцированных (зарегистрированные АЭ сигналы превышающие пороговый уровень и соответствующие координатами искусственной трещины (рис. 4.3.) акустических эмиссий с превышением установленного уровня зарегистрированы в первые 30 минут нагружения, где зафиксированы по модифицированному локально динамическому критерию 18 событий 3 класса опасности. Так же, проведен анализ на локально динамический критерий, где зафиксированы 2 события II класса опасности и более 760 событий I класса.

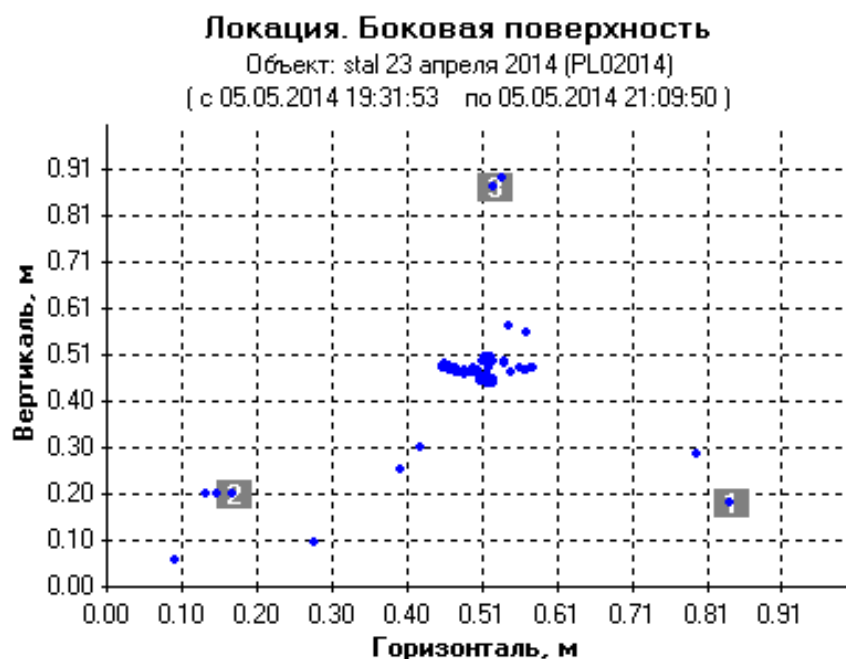


Рис. 4.3- Локация источника акустической эмиссии

На основе показаний приборов контроля эксперимента, составлен приближенный расчет возникающих в материале напряжений. Для приближенного аналитического вычисления напряжений по оси Y (рис. 4.4.), возникающих при понижении температуры (рис. 4.5.) в закрепленном по периметру прямоугольном образце, сделаем некоторые упрощения:

1. Пренебрежем распределением температуры по толщине пластины.
2. Неохлажденную, и вследствие этого, недеформированную часть пластины по ее периметру будем считать заделкой, при этом задачу сведем к одномерной, не учитывая заделки по оси Y (рис. 4.4.).

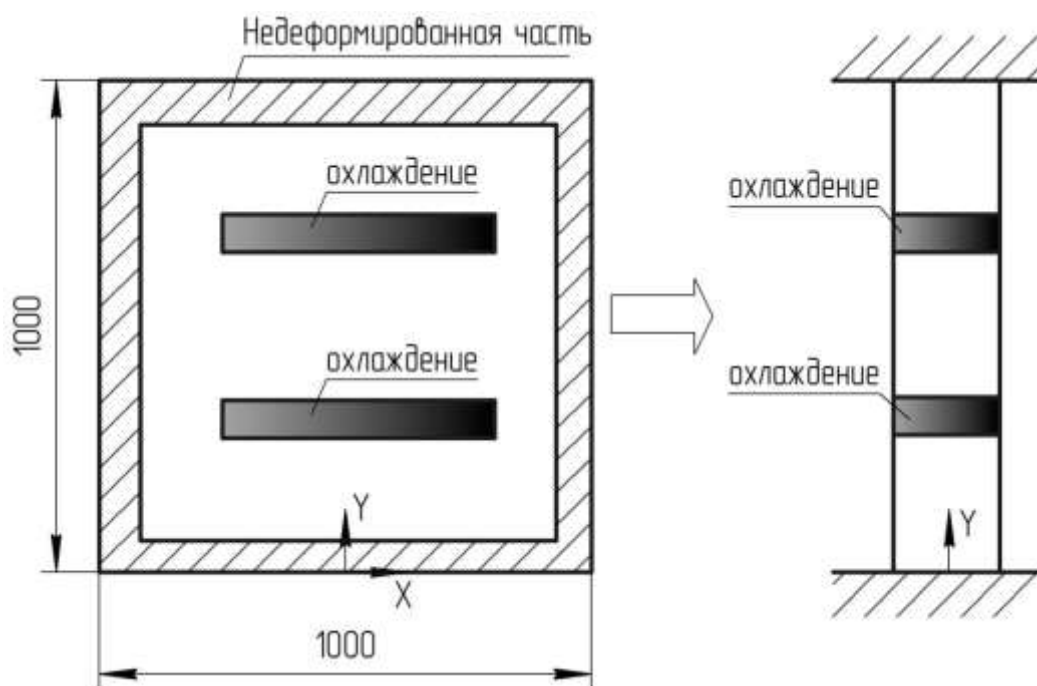


Рис. 4.4 - Сведение двумерной задачи температурного нагружения к одномерной

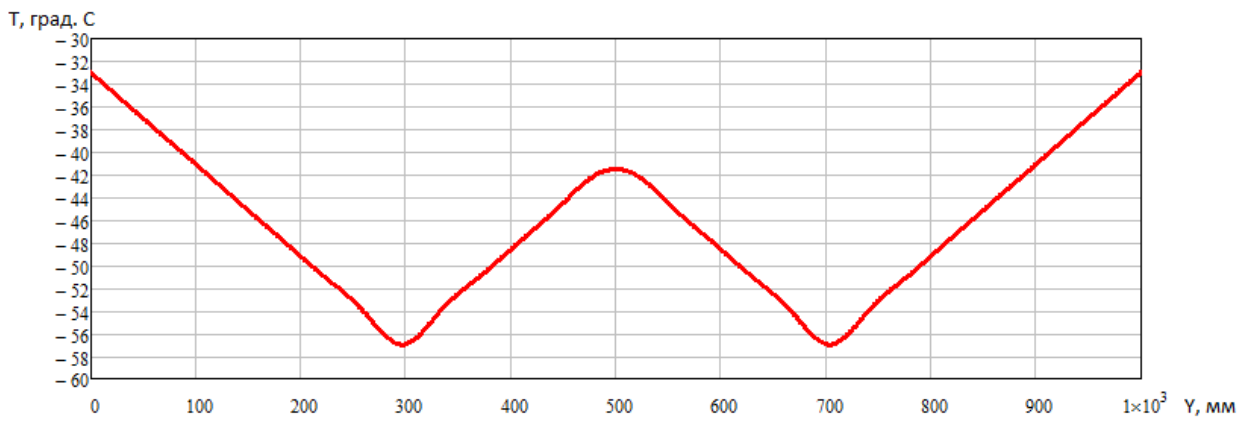


Рис. 4.5 - Распределение температуры по оси Y

$l_0 = 1000\text{мм}$ – общая длина пластины;

Разобьем общую длину l_0 по оси «у» на N участков длинами Δy . Для каждого участка Δy известно изменение его температуры ΔT от первоначальной. Приращение длины в результате охлаждения каждого участка Δy при отсутствии заделок выражается формулой 4.1:

$$\Delta l = \Delta y \alpha \Delta T \quad (4.1),$$

где Δl – приращение длины участка в результате охлаждения, Δy – длина участка, $\alpha = 12.5 \cdot 10^{-6}, \text{K}^{-1}$ – коэффициент температурного расширения, ΔT – изменение температуры участка от первоначальной.

При присутствии заделок по краям данная температурная деформация полностью идет на создание упругих деформаций, при этом напряжение в пластине, возникающее в результате охлаждения выражается в следующем виде:

$$\sigma_y = E \varepsilon = E \frac{\Delta l_{\text{сумм}}}{l_0}, \quad (4.1.)$$

где $E = 2 \cdot 10^{11}, \text{Па}$ – модуль упругости Юнга, $\Delta l_{\text{сумм}}$ – сумма приращений длин от каждого участка Δy .

$$\Delta l_{\text{сумм}} = \sum_{i=1}^N \Delta y_i \alpha \Delta T_i, \quad (4.2.)$$

Подставив уравнение (4.3) в (4.1) и интегрируя по оси Y по всей длине

пластины l_0 получаем выражение для напряжения в пластине, возникающего в результате его охлаждения:

$$\sigma_{\text{внеш}} = \frac{E\alpha}{l_0} \int_0^{l_0} T(y) dy = 116.4 \text{ МПа}, \quad (4.3.)$$

где $T(y)$ – распределение температуры по оси y .

При наличии в пластине центральной трещины небольшого размера, направленной по оси x , схему нагружения можно принять как бесконечная пластина с центральным отверстием при воздействии равномерно распределенной нагрузки $\sigma_{\text{внеш}}$ (рис. 4.6.)

При этом распределение напряжений у вершины трещины и коэффициент интенсивности напряжений K принимают известный вид:

$$K = \sigma_{\text{внеш}} \sqrt{\pi a} = 37.1 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}, \quad (4.4)$$

где $a = 32.5 \cdot 10^{-3}$ мм – полудлина трещины.

$$\sigma_y = \frac{K}{\sqrt{2\pi x}}, \quad (4.5)$$

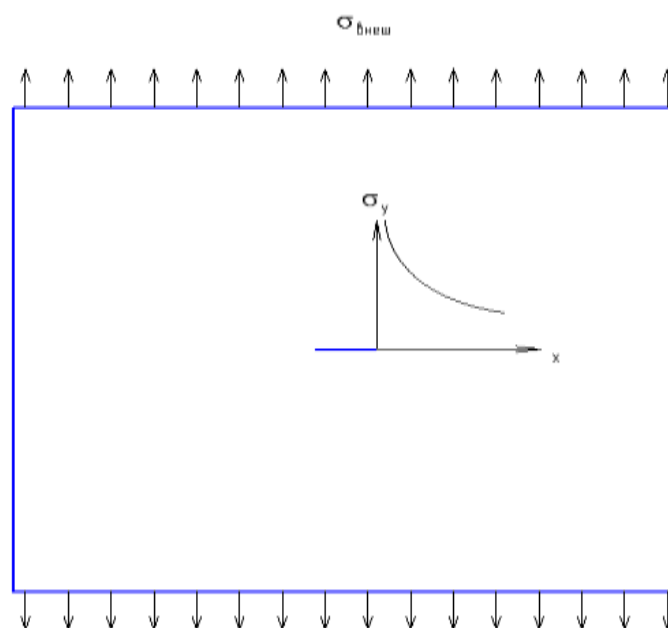


Рис. 4.6 - Схема нагружения

При данной схеме закладки (рис. 4.4.) твердого диоксида углерода у вершины трещины возникают дополнительные напряжения σ_y (рис. 4.6.), которые способствуют к развитию существующей зарождающейся трещины материале. Так же установлено, что при закладке твердого диоксида углерода непосредственно на трещину возникают те же напряжения – способствующие к развитию трещины.

Замер протяженности концентратора ультразвуковым дефектоскопом «Мастер А1212» зафиксирована трещина с развитием на 3 мм. Дополнительно проведены измерения зон концентраций напряжений стальной пластины методом магнитной памяти металла (МПМ) прибором ИКН-6-М8 с датчиком 1-8М-490, при котором обнаружена высокая концентрация напряжений на участке с развитием трещины рис. 4.7.).

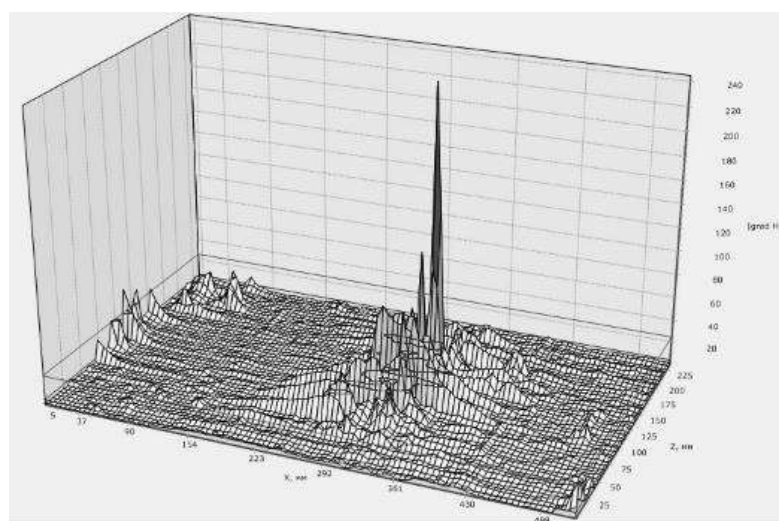


Рис. 4.7 - Трехмерная модель концентраций напряжений на образце. Ось «х, z» - ширина и длина сканирования измеряемая в «мм», ось «у» - напряженность магнитного поля измеряемая в $(A/m)^2$

Обработка и анализ данных источников АЭ показал, что зоны повышенной концентрации (кластеры) индикаций АЭ соответствуют фактическому местонахождению искусственного дефекта, так же по критериям оценки результатов контроля опасность дефекта соответствует III классу (катастрофически активному источнику). Одновременно с проведением низкотемпературного

нагрузки образца, фиксировалась распределение температурного поля, которое представлено в виде полярного графика, см. рис. 4.8.

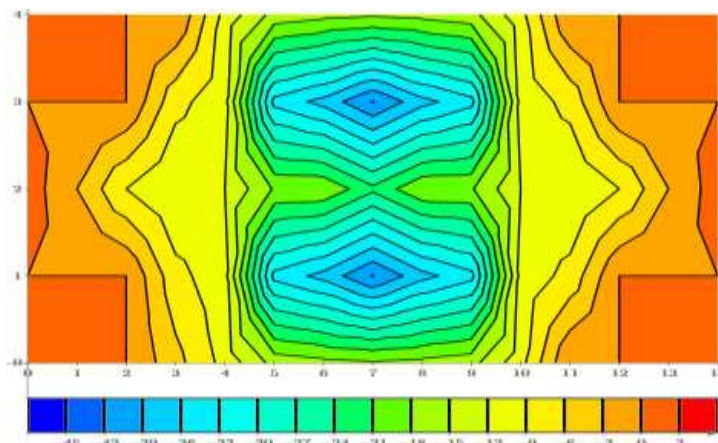


Рис. 4.8 - Распределение температурного поля в ходе нагружения

Исследования на выявляемость дефектов, при АЭ контроля в стальном листовом образце с искусственным дефектом в виде сквозной трещины, методом низкотемпературного нагружения показало высокую точность обнаружения источника акустических эмиссий. Следовательно, метод низкотемпературного нагружения при АЭ контроле имеет возможность применения при диагностировании конструкций на опасных производственных объектах таких как резервуары для хранения нефтепродуктов. На основании данного исследования был получен патент на изобретение RU2614190 «Способ низкотемпературного локального нагружения объекта при акустико-эмиссионном методе неразрушающего контроля» [102] (Приложение 1).

4.3 Натурные исследования низкотемпературного локального нагружения в опасных элементах резервуаров

На основании лабораторных исследований на стальном листе, предлагаемый способ был опробован на стальном вертикальном резервуаре РВС-3000 №119 ПАО «Саханефтегазсбыт» Якутская нефтебаза, объемом 3000 куб. метров для хранения светлых нефтепродуктов. АЭ контроль данным способом проводился в рамках плановой экспертизы промышленной безопасности, как дополнительный метод НК

с согласованием экспертной и эксплуатирующей организации.

Выбор элемента контроля резервуара производился с учетом анализа распределения дефектов [78], который при текущем техническом состоянии резервуара охватывает центральную часть днища с монтажным сварным соединением двух сегментов днища (рис. 4.9.).

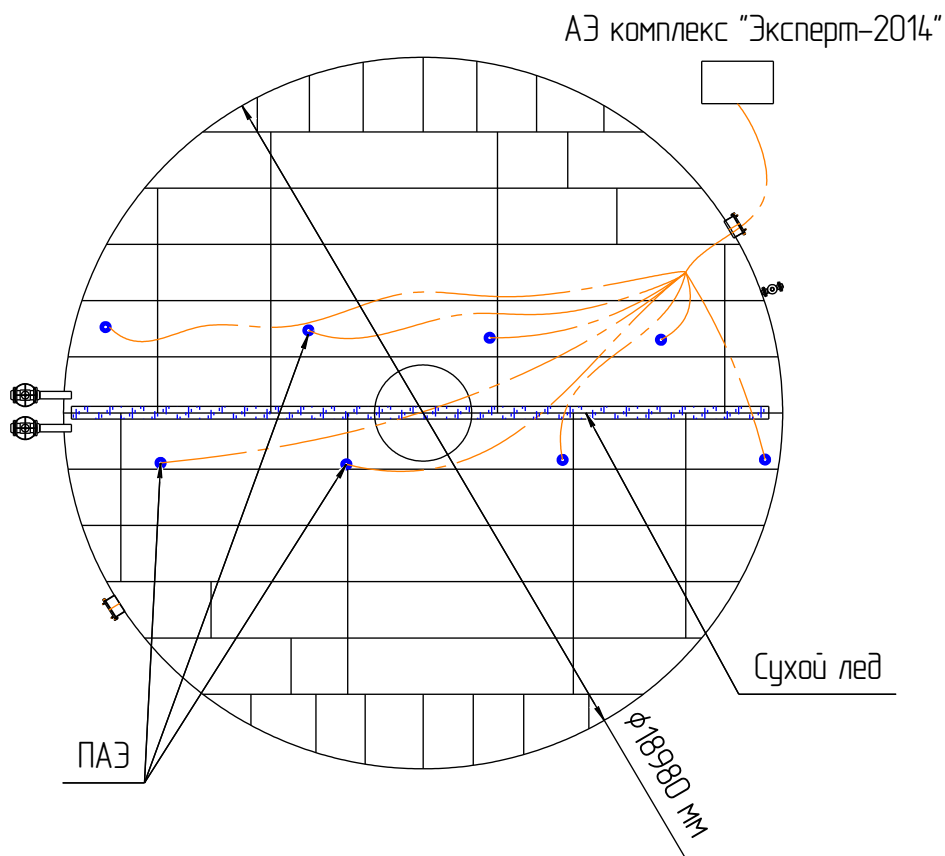


Рис. 4.9 - Схема АЭ контроля при низкотемпературном нагружении днища РВС-3000

АЭ контроль производился с использованием тех же приборов и оборудования, что при эксперименте на стальном листе с отличием только в количестве пьезоакустических датчиков и сухого льда. Длительность низкотемпературного нагружения при температуре внутри резервуара плюс 8 °С составил 1 час, с продолжительностью 17 минут регистрации лоцированных событий от начала низкотемпературного нагружения (рис. 4.10.).

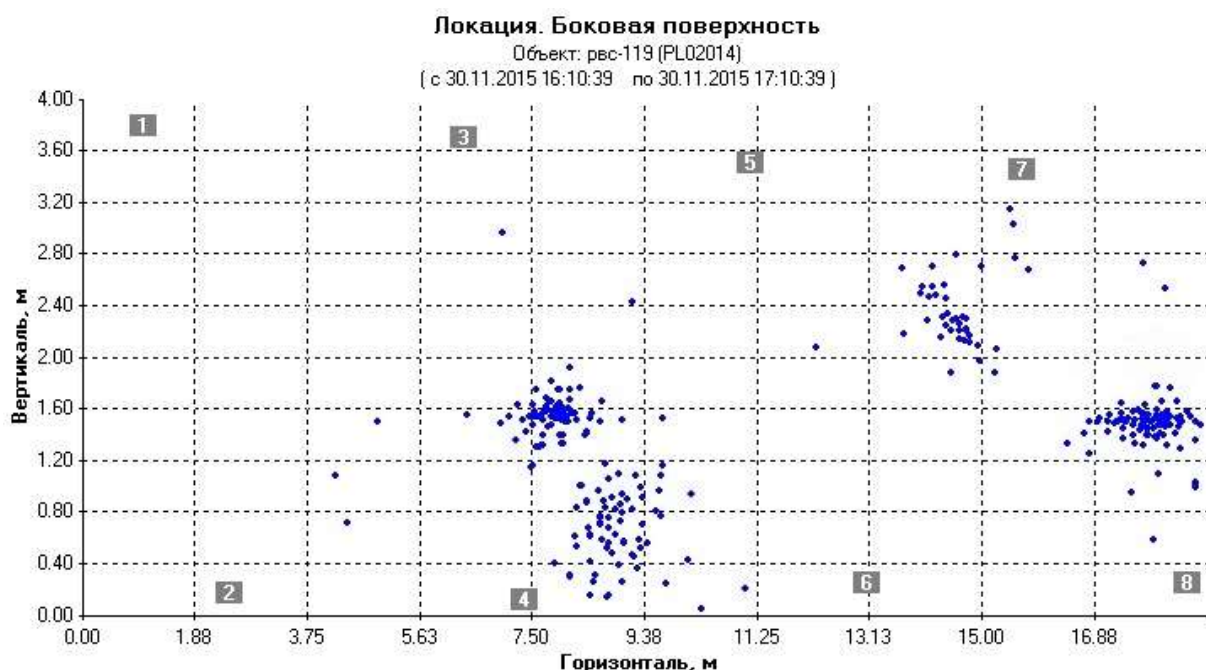


Рис. 4.10 - Лоцированные АЭ события на днище резервуара. *При использовании данной схемы установки антенн, используется развертка «плоскость», именуемая в программном обеспечении АЭ комплекса «Локация. Боковая поверхность»*

Зафиксированы по модифицированному локально динамическому критерию 5 событий «III» класса опасности (класс опасности выявляется программным обеспечением АЭ комплекса), координаты обнаруженных опасных участков (Рис. 4.11., Рис. 4.12.) соответствуют:

Участок №1 (рис. 4.13.) – Сварное соединение опорного кольца к днищу. Сканирование места прихватки УЗК показало наличие протяженной несплошности - трещины;

Участок №2 (рис. 4.14.) – Вмятина по основному металлу с пересечением сварного соединения. Проведение комплекса НК вмятины стандартными средствами несплошностей не выявило, но по показаниям твердометрии установлено понижение твердости относительно других участков днища резервуара на 50%, что свидетельствует о изменении механических свойств металла;

Участок №3 (рис. 4.15.) – Остатки временных сварных прихваток при

монтаже резервуара. При проведении монтажных работ прихватки производились с прожогом основного металла.

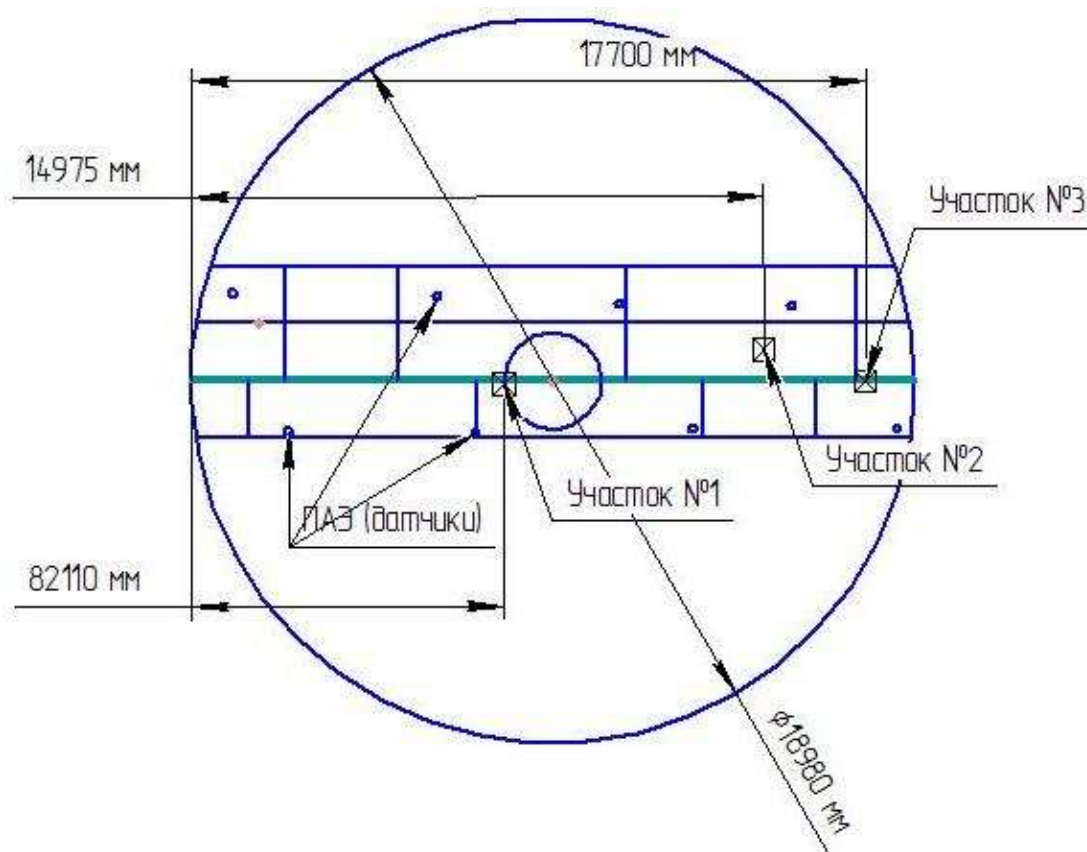


Рис. 4.11 - Координаты опасных участков, обнаруженные АЭ методом на днище резервуара



Рис. 4.12 - Обнаруженные источники АЭ при локальном низкотемпературном нагружении днища резервуара

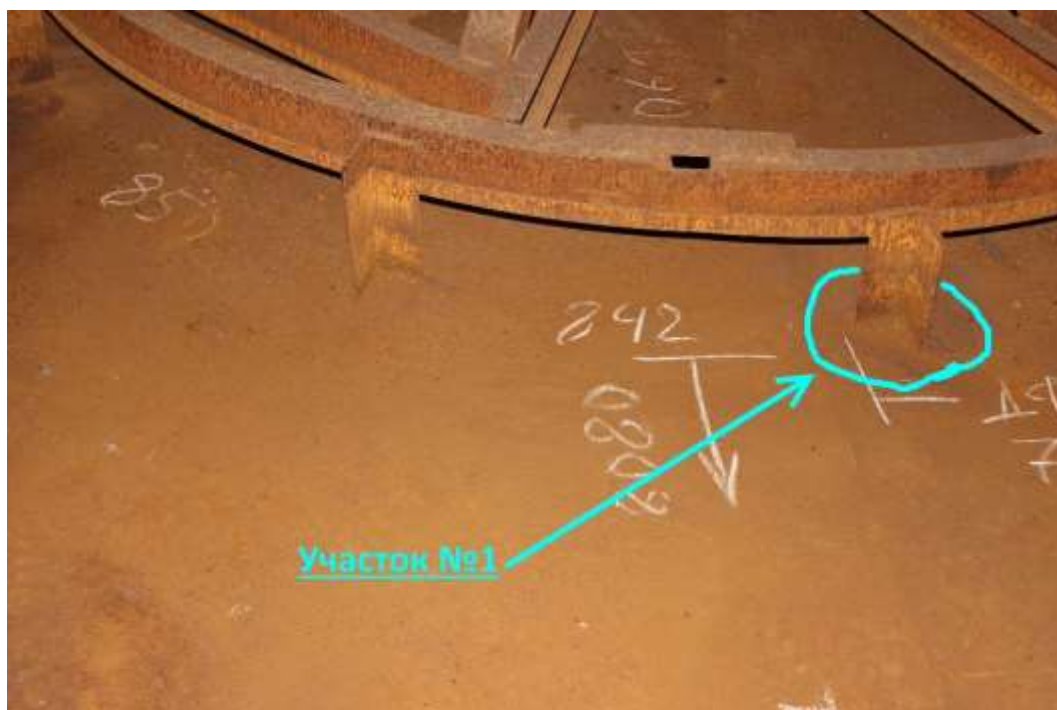


Рис. 4.13- Участок №1, прихватка опорного кольца центральной стойки

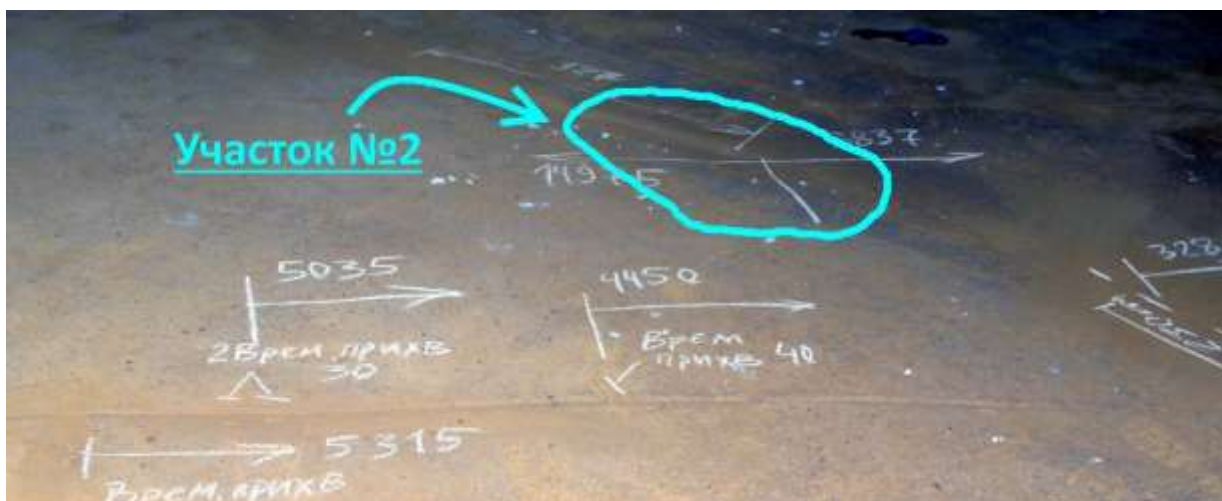


Рис. 4.14 - Участок №2, деформация листового металла в виде вмятины



Рис. 4.15 - Участок №3, временные прихватки на основном металле

На особо опасных участках (вдоль монтажного соединения днища) резервуара РВС-3000 №119 опробован метод АЭ контроля с применением низкотемпературного локального нагружения. Зафиксированы и обнаружены координаты по модифицированному локально динамическому критерию 5 событий «III» класса опасности акустических событий. При проведении

дополнительных методов неразрушающего контроля на опознанных участках АЭ контролем как опасные, обнаружены нарушения сплошности наплавленного и основного металла размерами больше нормативно допустимых согласно НТД. Данная натурная апробация АЭ метода контроля в сочетании с низкотемпературным локальным нагружением, показала высокую точность определения зарождающихся дефектов за счет снижения посторонних помех, по сравнению с стандартной схемой нагружения. Данное совершенствование, существенно снижает себестоимость диагностирования без снижения выявляемости от стандартной схемы контроля. На основании проведенных исследований разработана блок – схема алгоритма проведения технического диагностирования резервуаров с применением на ответственных участках, локального низкотемпературного нагружения при АЭ контроле, которая представлена на рисунке 4.16.

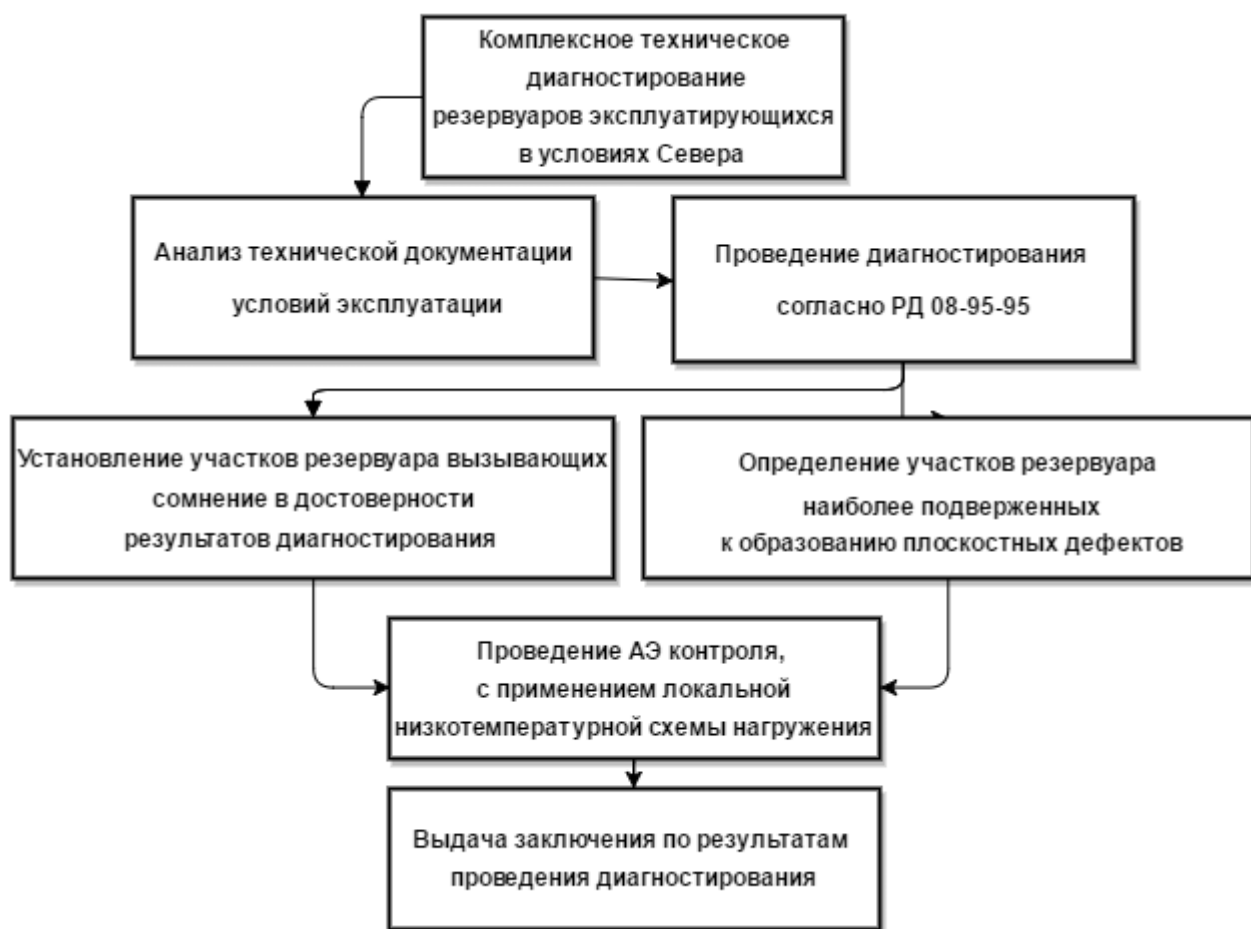


Рис. 4.16 - алгоритм проведения технического диагностирования резервуаров с применением, на ответственных участках, локального низкотемпературного нагружения при АЭ контроле.

Выводы к главе 4

Предложен способ низкотемпературного нагружения, при проведении акустико-эмиссионного контроля с использованием хладагента в виде твердого диоксида углерода, позволяющий повысить выявляемость дефектов акустико-эмиссионным методом, за счет локализации контроля и уменьшения побочных акустических шумов. На основании исследований был получен патент на изобретение RU2614190 «Способ низкотемпературного локального нагружения объекта при акустико-эмиссионном методе неразрушающего контроля» (Приложение 1). Низкотемпературная схема нагружения при акустико-эмиссионном методе контроля апробирована в процессе диагностирования вертикальных стальных резервуаров. Предложенный способ низкотемпературного нагружения внедрен в программу проведения экспертизы промышленной безопасности особо опасных объектов в организацию нефтепродуктообеспечения и в специализированную организацию в области промышленной безопасности (Приложение 2).

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО ДИССЕРТАЦИИ

На основе комплексного анализа отказов и разрушений резервуаров Севера, исследования закономерностей распределения скрытых дефектов и путем повышения выявляемости плоскостных дефектов решены поставленные задачи по обеспечению эксплуатационной надежности вертикальных стальных резервуаров работающих в условиях Севера. При этом получены следующие основные научные результаты:

1. Анализ отказов и аварий резервуаров для хранения нефтепродуктов, эксплуатируемых в Республике Саха (Якутия), показал, что в большинстве случаев очагами и инициаторами их разрушений являются плоскостные дефекты, которые составляют 47% от всех типов дефектов, обнаруженных традиционными методами неразрушающего контроля.
2. Определены зоны элементов конструкции, наиболее подверженные к образованию плоскостных зарождающихся дефектов. Ими являются наиболее нагруженные участки несущей стенки и участки примыкания к днищу резервуаров.
3. Установлено, что распределение плотности вероятностей плоскостных дефектов сварных соединений в резервуарах подчиняется закону распределения Вейбулла. Показана низкая выявляемость плоскостных дефектов в виде микротрещин, находящихся в слепой зоне для традиционных методов диагностирования.
4. Предложен способ низкотемпературного нагружения, при проведении акустико-эмиссионного контроля с использованием хладагента в виде твердого диоксида углерода, позволяющий повысить выявляемость дефектов акустико-эмиссионным методом, за счет локализации контроля и уменьшения побочных акустических шумов.
5. Низкотемпературная схема нагружения при акустико-эмиссионном методе контроля апробирована в процессе диагностирования вертикальных стальных резервуаров. Предложенный способ низкотемпературного нагружения внедрен в программу проведения экспертизы промышленной

безопасности особо опасных объектов в организацию нефтепродуктообеспечения и в специализированную организацию в области промышленной безопасности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Российская федерация. Законы. О промышленной безопасности опасных производственных объектов. Федеральный закон [от 21.07.1997 № 116-ФЗ]. – [ред. от 13.07.2015г.]. – Собрание законодательства РФ, 1997.
2. СНиП 3.05.01-85. Внутренние санитарно-технические системы зданий. – Свод правил СП 73.13330.2012 [утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2011 г. N 635/17].
3. Болотин В.В. Ресурс машин и конструкций / В.В. Болотин // М.: Машиностроение, 1990. – 448 с.
4. Алешин Н.П. Методы акустического контроля металлов / В.Е. Белый, А.Х. Вовилкин и др. // под. ред. Н.П. Алешина. – М: Машиностроение, 1989. – 456 с.
5. Алешин Н.П. Физические методы неразрушающего контроля сварных соединений / Н.П. Алешин // Учеб. пособие. – М.: Машиностроение, 2006. – 368 с.
6. Алешин Н.П. Неразрушающий контроль. Акустические методы контроля / Н.П. Алешин, И.Н. Ермолов, А.И. Потапов // В 5 кн. Кн. 2. – Практик. пособие. – М.: Высш. шк., 1991. – 283 с.
7. Морозов Е.М. Критерии безопасного разрушения элементов трубопроводных систем с трещинами / Е.М. Морозов // М: Наука, 2005. 1. – 316 с.
8. Морозов Е.М. Анализ трещин как метод оценки характеристик разрушения / Е.М. Морозов // Заводская лаборатория, No. 8, 1966. –С 977-984.
9. Партон В.З. Механика упругопластического разрушения / В.З. Партон, Е.М. Морозов // 2nd ed. -М: Наука. 1985. – 504 с.
10. Махутов Н.А. Оценка прочности и ресурса элемента сферического резервуара при циклическом нагружении / Н.А. Махутов, М.Г. Скакунов, С.И. Чупилко, С.В. Черняков // Проблемы машиностроения и автоматизации. –1991. – №4. – С. 61-68.
11. Махутов Н.А. Влияние концентрации напряжений на сопротивление малоциклового разрушению / Н.А. Махутов // Сб. «Металловедение». – №14. – Л. – Судостроение – 1970.

12. Махутов Н.А. Конструкционная прочность, ресурс и техногенная безопасность. В двух частях. Часть 1: Критерии прочности и ресурса. Часть 2: Обоснование ресурса и безопасности / Н.А. Махутов // Новосибирск: Наука, 2005. – 610 С.
13. Москвичев В.В. Структурно-элементная система расчетов прочности и надежности сварных металлоконструкций экскаваторов / В.В. Москвичев, А.М. Лепихин // Прочность и надежность экскаваторов для открытых горных работ. – Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1990. – С.98–107.
14. Москвичев В.В. Трещиностойкость и механические свойства конструкционных материалов технических систем / В.В. Москвичев, Н.А. Махутов, А.А. Черняев и др. // Новосибирск: Наука, 2002. – 334 С.
15. Матвиенко Ю.Г. Модели и критерии механики разрушения / Ю.Г. Матвиенко // М.: Физ-малит, 2006. – 328 С
16. Матвиенко Ю.Г. Методика оценки допустимой глубины протяженного поверхностного дефекта в сосудах давления / Ю.Г. Матвиенко, О.А. Приймака, В.В. Элксина // Проблемы машиностроения и надежности машин.
17. Лепихин А.М. Вероятностный риск-анализ конструкций технических систем / А.М. Лепихин, Н.А. Махутов, В.В. Москвичев, А.П. Черняев // Новосибирск: Наука, 2003. – 174 с.
18. Гумеров А.Г. Правила технической эксплуатации резервуаров нефтепроводов ОАО «КазТрансОйл». / А.Г. Гумеров, М.Х. Султанов, Г.М. Гималетдинов и др. // - Уфа: ГУП «ИПТЭР», 2000г.
19. Березин В.Л. Вопросы эксплуатационной надежности резервуаров на нефтеперерабатывающих заводах / В.Л. Березин, А.А. Мацкин, А.Г. Гумеров, Э.М. Ясин // М.: ЦНИИ нефтехим, 1971. – 64 с.
20. Березин В.Л. Исследование напряженного состояния резервуаров. / В.Л. Березин // Сборник трудов Уфимского нефтяного института. – Уфа. – 1960. – с. 149-153.
21. Березин В.Л. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов / В.Л. Березин, В.Е. Шутов // М.: Недра, 1973. – 200 с.

22. Сафарян М.К. Стальные резервуары для хранения нефтепродуктов / М.К. Сафарян // М.: ВНИИСТ, 1958. – 239 с.
23. Сафарян М.К. Проектирование и сооружение стальных резервуаров / М.К. Сафарян, О.М. Иванцов // М.: Гостехиздат, 1961. – 327 с.
24. Сафарян М.К. Современное состояние резервуаростроения и перспективы его развития / М.К. Сафарян // М.: ЦНГИТЭнефтехим. Тематический обзор, 1972. – 90 с.
25. Евтихин В.Ф. Оценка надежности стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов, находящихся в эксплуатации / В.Ф. Евтихин, В.П. Маркелов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – М.: ЦНРШТЭнефтехим, 1973. – № 11. – С. 1-5.
26. Евтихин В.Ф. Повышение надежности стенок вертикальных стальных резервуаров / В.Ф. Евтихин, В.П. Маркелов // М.: ЦНИИТЭнефтехим. НТС Транспорт и хранение нефти и углеводородного сырья, 1976. – №5. – с.5–8.
27. Бигус Г.А. Основы диагностики технических устройств и сооружений / Г.А. Бигус, Ю.Ф. Даниев, Н.А. Быстрова, Д.И. Галкин // Москва: Издательство МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2015. – С. 445.
28. Галеев В.Б. Эксплуатация стальных вертикальных резервуаров в сложных условиях / В.Б. Галеев // М.: Недра, 1981. – 149 с.
29. Грешников В.А. Акустическая эмиссия / В.А. Грешников, Ю.Б. Дробот // М.: Изд-во стандартов, 1976. – 276 с.
30. Иванов В.И. Применение метода АЭ для неразрушающего контроля и исследования материалов (обзор основных проблем и задач) / В.И. Иванов // Дефектоскопия. – 1980. – № 5. – С.65-83.
31. Веревкин С.И. Повышение надежности резервуаров, газгольдеров и их оборудования / С.И. Веревкин, Е.Л. Ржавский // М.: Недра, 1980. – 282 с.
32. Каравайченко М.Г., Ахметов Ф.Ш., Григоренко П.Н. Вертикальный цилиндрический резервуар // Транспорт и хранение нефти: Экспр. информ. - М.: ВНИИОЭНГ, 1990. - вып. 5. - С. 15 - 18.
33. Дробот Ю.Б. Применение акустической эмиссии для обнаружения и

оценки усталостных трещин / Ю.Б. Дробот, А.М. Лазарев // Дефектоскопия. – 1979. – № 2. – С. 25–42.

34. Проподалин Н.И. xv международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых / Н.И. Проподалин// Определение состояния роторов цилиндров высокого давления паровых турбин. Томск. 2009. Т. 3. С. 311.

35. Инструкция по обследованию и комплексной дефектоскопии металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и указания по оценке их технического состояния / Главнефтеснаб РСФСР, 1977 200 с.

36. ГОСТ 20911-89. Техническая диагностика. Термины и определения. – М: Стандартиформ, 2009. – 10 с.

37. ГОСТ Р 56542-2015. Контроль неразрушающий, классификация видов и методов. – М: Сандартиформ, 2015. – 5 с.

38. ГОСТ Р 53006–2008. Оценка ресурса потенциально опасных объектов на основе экспресс-методов. – Введ. 2009–09–01. – Москва, 2009. – 8 с.

39. ПБ 03-440-02 Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля. – М: ЗАО Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности, 2010. – 58 с.

40. ПБ 03-372-00 Правила аттестации лабораторий неразрушающего контроля. -М: ПИО ОБТ, 2000.

41. СДА-01. Общие требования к аккредитации органов по оценке соответствия. -М: Научно-технический центр по безопасности в промышленности, 2009. – 136 с.

42. СДА 15-2009 Требования к испытательным лабораториям. - М: ОАО НТЦ Промышленная безопасность, 2009. – 95 с.

43. Металлические конструкции. Общий курс: Учебник для вузов / Беленя Е.И., Балдин В.А., Веденников Г.С. и др. 6 изд., перераб. и доп. М.: Стройиздат, 1986. – 550 с.

44. ГОСТ Р ИСО 24497-2-2009 Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Часть 2. Общие требования. -М: Сандартиформ, 2010.

– 5 с.

45. Дубов А.А. Контроль напряженно-деформированного состояния газопроводов / А.А. Дубов, Е.И. Демин, А.И. Миляев, О.И. Стеклов // Газовая промышленность. – №2. – 2002. – С. 58–61.

46. Дубов А.А. Диагностика трубопроводов, оборудования и конструкций с использованием магнитной памяти металла / А.А. Дубов // Сб. ст. и докл. – 1999.

47. Дубов А.А. Ранняя диагностика повреждений лопаток с использованием метода магнитной памяти металла / А.А. Дубов, В.М. Матюнин, Ф.Е. Рыжков, И.И. Чечко // Тяжелое машиностроение. – №10. – 2001. – с.32–34.

48. Метод магнитной памяти металла. История возникновения и развития. 1st ed. / А.А. Дубов -М: ФГУП Издательство "Известия", 2011. – 256 с.

49. ГОСТ 18353-79. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов. – 1979. – 40 с.

50. ГОСТ 23829-85 Контроль неразрушающий акустический. Термины и определения. -М: Издательство стандартов, 1986.

51. ПБ 03-593-03 Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов. –СПб.: Деан, Издательство, 2004.

52. Отчёт о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2004-2009 гг. – М.: НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2005. – 343 с.

53. СА 03-008-08. Резервуары вертикальные стальные сварные для нефти и нефтепродуктов Техническое диагностирование и анализ безопасности (методические указания). – М: Российская ассоциация экспертных организаций техногенных объектов повышенной опасности "Ростехэкспертиза", Научно-Промышленный союз "РИСКОМ", НПК "Изотермик", 2008. – 288 с.

54. Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. – Серия 03. – Выпуск 69. – М: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 240 с.

55. ГОСТ 31385-2008. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. – М: Стандартиформ, 2010. – 56 с.
56. РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю. -М: Федеральное государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2004. 54 с.
57. ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые. -М.: ФГУП Стандартиформ, 2014. -24 с.
58. ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования. -М: Ордена "Знак почета" Издательство Стандартов, 1986. – 25 с.
59. ГОСТ 21104-75. Контроль неразрушающий. Феррозондовый метод [Текст]. – Введ. 1976-07-01. – М.: Госком СССР по стандартам, 1976. – 6 с.
60. ГОСТ 21105-87. Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод [Текст]. – Введ. 1988-01-01. – М.: Госстандарт России, 1988. – 12 с.
61. ГОСТ Р ИСО 15549-2009. Контроль неразрушающий. Контроль вихре-токовый. Основные положения. – Введ. 2011-01-01. – М. : Стандартиформ, 2011. – 12 с.
62. СП 2.6.1.2612-10. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности. – М: Центр охраны труда, промышленной безопасности, социального партнёрства и профессионального образования, 2010. – 85 с.
63. СанПиН 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности. – СПб: ЦОТПБСППО, 2013. – 116с.
64. СанПиН 2.6.1.3164-14. Гигиенические требования по обеспечению радиационной безопасности при рентгеновской дефектоскопии. – 2014: ЦОТПБСППО, СПб. – 20 с.
65. СП 2206-80. Инструктивно-методические указания по служебному расследованию и ликвидации радиационных аварий. – М. – 1980.

66. Волченко В.Н. Сравнение выявляемости дефектов при ультразвуковом и радиографическом контроле сварных соединений толщиной 30-40 мм / В.Н. Волченко, В.Г. Лупачев // Комплексная дефектоскопия сварных и паяных соединений Сб.статей. – М.: МДНТП, 1975. – С.73–77.
67. Иванов В.И., Коновалов Н.Н., Н Д.А. Использование вероятностных методов для оценки эффективности неразрушающего контроля // Технологии техносферной безопасности. 2014. № 6. С. -86.
68. Халимов А.Г. Техническая диагностика и оценка ресурса аппаратов. / А.Г. Халимов, Р.С. Зайнуллин // Уфа: УГНТУ, 2001. –С 178–178.
69. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила проведения экспертизы промышленной безопасности" (Ред. от 28.07.2016). -СПБ: ДЕАН, 2016. -16 с.
70. Госстрой. СП 70.13330.2012 «Несущие и ограждающие конструкции». -М: ФАУ "ФЦС", 2013. –294 с.
71. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов: сборник документов. – 3-е изд. – М: ЗАО Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности, 2010.
72. ГОСТ 14637-89. Прокат толстолистовой из углеродистой стали обыкновенного качества. М: Стандартиформ, 2009. – с.45.
73. ГОСТ 19281-89. Сталь углеродистая обыкновенного качества и низколегированная: Сб. ГОСТов. – М.: Стандартиформ, 2009.
74. ГОСТ 380-2005. Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки. –М: Стандартиформ, 2007. – с.7.
75. ВСН 311-89 "Монтаж стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов объемом от 100 до 50000 м³". - М: ГУП «научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 1990. – 43 с.
76. Большаков А.М. Разрушения и повреждения при длительной эксплуатации объектов нефтяной и газовой промышленности / А.М. Большаков,

Н.И. Голиков, А.С. Сыромятникова, А.А. Алексеев, Н.М. Литвинцев, Р.П. Тихонов // Газовая промышленность. – 2007. – №7. – С.89–91.

77. Большаков А.М. Анализ разрушений и дефектов магистральных газопроводах и резервуарах Севера / А.М. Большаков // Газовая промышленность. – 2010. – № 5. – С.52–53.

78. Большаков А.М. Характер дефектов и виды отказов резервуаров, работающих в условиях Севера / А.М. Большаков, Я.М. Андреев // Газовая промышленность. – 2012. – №3. – С.90–92.

79. Проблемы разрушения, ресурса и безопасности технических систем: Сборник научных трудов. – Красноярск: Ассоциация КОДАС-СибЭРА, 1997. – 520 с.

80. Ларионов В.П. Хладостойкость материалов и элементов конструкций / В.П. Ларионов, В.Р. Кузьмин, О.И. Слепцов и др. // Новосибирск: Наука, 2005. – 290с.

81. ГОСТ 2601-84. Сварка металлов. Термины и определения основных понятий. — М.: ИПК Издательство стандартов 1.

82. Лепихин А.М., Махутов Н.А., Москвичев В.В., Черняев А.П. Вероятностный риск-анализ конструкций технических систем. – Новосибирск: Наука, 2003. – 174 с.

83. МР 108.7-86. Оборудование энергетическое. Расчеты и испытания на прочность. Расчет коэффициентов интенсивности напряжений. – Методические рекомендации. – М.: НПО ЦНИИТМАШ. 1986.

84. Лукьянов В.Ф. Влияние типа инициатора разрушения на развитие трещин в сварных соединениях / В.Ф. Лукьянов, В.В. Напрасников // Сварочное производство. – 1983. – № 5. – С.3–5.

85. Коновалов Н.Н. Нормирование дефектов и достоверность неразрушающего контроля сварных соединений / Н.Н. Коновалов // М.: НТЦ «Промышленная безопасность», 2006. – 111 с.

86. Волков В. Н. Оценка работоспособности резервуаров для хранения нефтепродуктов в условиях Республики Коми / В. Н. Волков, Н. В. Попова, О. Л.

Осташев //

87. Дубов А.А. Проблемы оценки ресурса стареющего оборудования / А.А. Дубов // Безопасность труда в промышленности. – 2002. – №12. – С.30–38.

88. Keizer J. Erkenntnisse und Folgerungen von metallischen Werkstoffen / J. Keizer // Archiv for das Eisenhüttenwesen. – 1953. – H1/2. – S.43–45.

89. Schofield B.H. Research on the sources and characterics of AE / B.H. Schofield // AE ASTM. – STP-505. – 1972.

90. ГОСТ Р 52727-2007 акустико-эмиссионная диагностика общие требования.

91. Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением. – ФНП в ОПО. – М. – 2015. – 254с.

92. Гетман А.Ф. Неразрушающий контроль и безопасность эксплуатации сосудов и трубопроводов давления / А.Ф. Гетман, Ю.Н. Кузин // М.: Энергоатомиздат, 1997. – 288с.

93. Крылов В.А. Практический подход к решению задачи АЭ диагностики оборудования АЭС / В.А. Крылов // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 1990. – № 1. – С.77–85.

94. Петров В.А. Продление срока службы криогенных газификаторов / В.А. Петров, Г.В. Петров // Промышленная безопасность в Северо-Западном регионе. – 2001. – № 1. – С.55–56.

95. Ланчаков Г.А. Диагностика технического состояния трубопроводов и сосудов под давлением методом АЭ / Г.А. Ланчаков и др. // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 1995. – № 3. – С.23–26.

96. Патон Б.Е. Акустическая диагностика несущей способности сварных конструкций / Б.Е. Патон, А.Я. Недосека // Автоматическая сварка. – 1982. – № 9. – С.1–8.

97. Dunegan H.L. AE - a new nondestructive testing tool / H.L. Dunegan // Ultrasonic. – 1969. – vol. 7. – № 3. – P.160–166.

98. Пат. 2424510 Российская Федерация. Способ обнаружения в процессе

сварки дефектов в сварных швах и определения их местоположения по акустическим сигналам и устройство для его осуществления

99. Баранов В.М. Акустико-эмиссионные приборы атомной энергетики / В.М. Баранов, К.И. // Молодцов. — М.: Атомиздат, 1980. — 144 с.

100. Ермолов И.Н. Неразрушающий контроль. Акустические методы контроля: Практическое пособие. / И.Н. Ермолов, Н.П. Алешин, А.И. Потапов // В 5 кн. Кн. 2. — Под ред. В.В. Сухорукова. — М.: Высшая школа, 1991 — 283с.

101. Большаков А.М. Характер отказов резервуаров для хранения нефтепродуктов, эксплуатирующихся в условиях Севера по принципу плоскостных и объемных дефектов / А.М. Большаков, Я.М. Андреев // Материалы МК «ЖиКМ» 22-24 октября 2012 г. — Москва. — ИМАШ РАН. — С.12–13.

102. Андреев Я.М., Большаков А.М. Способ низкотемпературного локального нагружения объекта при акустико-эмиссионном методе неразрушающего контроля, Изобретение №2614190, март 23, 2017.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2614190

**Способ низкотемпературного локального нагружения
объекта при акустико-эмиссионном методе неразрушающего
контроля**

Патентообладатель: **Федеральное государственное учреждение
науки Институт физико-технических проблем Севера им.
В.П. Ларионова сибирского отделения Российской академии
наук, ИФТПС СО РАН (RU)**

Авторы: **Андреев Яков Михайлович (RU),
Большаков Александр Михайлович (RU)**

Заявка № 2016102107

Приоритет изобретения 22 января 2016 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 23 марта 2017 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 22 января 2036 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(19) **RU** (11) **2 614 190** (13) **C1**
(51) МПК
G01N 29/14 (2006.01)

(12) **ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

(21)(22) Заявка: 2016102107, 22.01.2016

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
22.01.2016

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 22.01.2016

(45) Опубликовано: 23.03.2017 Бюл. № 9

Адрес для переписки:

677980, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1,
Федеральное государственное учреждение науки
Институт физико-технических проблем Севера
им. В.П. Ларионова, СО РАН, ИФТПС СО РАН

(72) Автор(ы):

Андреев Яков Михайлович (RU),
Большаков Александр Михайлович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Федеральное государственное учреждение
науки Институт физико-технических
проблем Севера им. В.П. Ларионова
сибирского отделения Российской академии
наук, ИФТПС СО РАН (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: SU 1221587A1, 30.03.1986. SU
1587438A1, 23.08.1990. SU 1210092A1,
07.02.1986. SU 1180692A1, 23.09.1985. GB
2089984A, 30.06.1982. JPS 5674651A,
20.06.1981.

(54) Способ низкотемпературного локального нагружения объекта при акустико-эмиссионном методе неразрушающего контроля

(57) Формула изобретения

Способ низкотемпературного локального нагружения объекта при акустико-эмиссионном методе неразрушающего контроля, включающий изготовление на образце в виде стальной пластины искусственной трещины, выбор мест расположения термопар для измерения распределения температурного поля и преобразователей акустической эмиссии для сбора и обработки акустических сигналов, создание упругой деформации локального участка в образце, отличающийся тем, что получение упругой деформации локального участка пластины достигается за счет локального низкотемпературного воздействия на поверхность объекта, что максимально исключает фиксацию ложных акустических сигналов в виде помех.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

РЕСПУБЛИКА САХА
(ЯКУТИЯ)



САХА ӨРӨСПҮҮБҮЛҮКЭТЭ
Акционерной уопсастыба
«САХАНЕФТЕГАЗСБЫТ»

Акционерное общество
«САХАНЕФТЕГАЗСБЫТ»

677000, г. Якутск, ул. Чиряева, 3; тел.: 34-04-28; факс: 45-30-06; e-mail: oil@unpr.ru; саханефтегазсбыт.рф

4/03-09 511 от «15» 02 2016г.

АКТ

о внедрении результатов

Результаты диссертационной работы Андреева Якова Михайловича, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, использованы в производственной деятельности АО «Саханефтегазсбыт» в де:

1. Экспериментальных данных по определению технического состояния днищ стальных вертикальных резервуаров, описанию характера повреждений элементов резервуаров.
2. Анализа отказов и аварий резервуаров для хранения нефтепродуктов, эксплуатируемых в Республике Саха (Якутия).
3. Анализа распределения плоскостных и объемных дефектов в сварных соединениях и основном металле резервуаров.
4. Определения зон элементов конструкции, наиболее подверженные к образованию плоскостных дефектов в виде микротрещин.
5. Повышения эксплуатационной надежности резервуаров, работающих в условиях Севера, путем усовершенствования схемы нагружения контролируемой области при акустико-эмиссионном методе контроля (Приложение 1).

Использование указанных результатов позволяет оценить реальное техническое состояние элементов резервуарных конструкций с учетом их эксплуатации в условиях низких температур. Оптимизировать время и расходы на проведение дефектоскопии и обеспечить эксплуатационной надежность вертикальных стальных резервуаров, работающих в условиях Севера.



Начальник отдела ОТ и ПБ

В. И. Трофимов

**Общество с Ограниченной Ответственностью
«Научно-технический центр
анализа промышленного риска Севера»**

677027, Республика Саха (Якутия), г. Якутск, ул. Октябрьская, 11, кв. 28, тел: 8 (9142)
718-380, тел. 8 (4112) 39 05 60 E-mail: spartak01@mail.ru

№ 016-2 / 10.02.2016г.

На № _____ от _____

Акт проведения акустико-эмиссионного контроля с низкотемпературным нагружением центральной части днищ вертикальных стальных резервуаров РВС-3000 №119 АО «Саханефтегазсбыт».

**Протокол
Экспериментального акустико-эмиссионного контроля монтажного
соединения днища**

1. Дата проведения контроля: 02.11.2015 г.
2. Организация, проводящая контроль: ООО «Научно-технический центр анализа промышленного риска Севера»;
3. Эскиз сосуда с указанием размеров и размещения преобразователей АЭ (Рис. 2).
4. Дополнительные сведения об объекте:
РВС-3000 №119 емкостью 3376 м³, филиала «Якутская Нефтебаза» АО «Саханефтегазсбыт» предназначенный для хранения и выдачи топлива.
Общие сведения о резервуаре:
 - 4.1. Тип: РВС-3000;
 - 4.2. Изготовлен по проекту: типовый проект;
 - 4.3. Завод-изготовитель: Куйбышевский завод резервуарных конструкций;
 - 4.4. Дата изготовления: нет данных;
 - 4.5. Монтажная организация: ПМК-14 «Главякутстрой», ЯМУ-1 трест СВХМ;
 - 4.6. Дата начала монтажа: 05.07.1984 г.;
 - 4.7. Дата окончания монтажа: 02.09.1984 г.;
 - 4.8. Дата приемки резервуара и сдачи его в эксплуатацию: 15.09.1984;
 - 4.9. Максимальный взлив нефтепродукта: ~ 11910 мм;
 - 4.10. Высота корпуса: ~ 11900 мм;
 - 4.11. Диаметр: ~18976 мм;
 - 4.12. Количество поясов -8;

- 4.13. Вид хранимого продукта: ТС-1;
- 4.14. Данные о металле: низколегированная конструкционная сталь 09Г2С.
- 4.15. Количество проведенных текущих и капитальных ремонтов, имевшие место аварии и их краткие описание:
- Ремонт «ППР ДА» 02.06.85 г., 21.05.86 г., 21.04.87 г., 25.06.90 г. (архив ЯНБ);
 - Ремонт «ППР ДА 3А» 24.05.00 г., 20.06.01 г., 05.05.02 г., 30.07.03 г., 20.09.04 г., 20.05.05 г., 09.12.05 г., 30.12.05 г., 24.07.06 г. (архив ЯНБ);
 - В 2010 г. Организацией ЗАО НПП «ФизтехЭРА» была проведена ЭПБ и составлен технический отчет № 41-09/ТО, по данным которого были проведены ремонтные работы. Рассмотрены акты ремонтных работ
5. Тип и условия испытаний экспериментальное, низкотемпературным нагружением
- рабочее тело температурное;
 - температура объекта +6 и окружающей среды +5;
 - марка нагружающего оборудования: твердый диоксид углерода;
6. Параметры графика нагружения:
- (скорость нагружения - , время выдержки 1 час,
 - величины нагрузок при выдержках не более предела текучести стали)
 - рис. 10 (краткое описание и ссылка на график нагружения)
7. Тип и характеристика АЭ аппаратуры, включая название фирмы-изготовителя,
- модель и номер прибора: 16-канальный АЭ комплекс «Эксперт-2014» производства НПО «Алькор» г. Дзержинск.
8. Число и тип преобразователей: 8 шт. 2015-го типа;
9. Контактная среда: Машинное масло;
10. Режим работы аппаратуры АЭ и проверка ее работоспособности до испытаний и после испытаний):
- величина предварительного усиления 45 дБ;
 - величина основного усиления на каналах 6 дБ;
 - уровень дискриминации по каналам 14 дБ (12 мкВ);
 - уровень собственных шумов (приведенных ко входу предусилителя): 3 дБ;
 - рабочая полоса частот: 100-300 кГц.
11. Изменение параметров аппаратуры в ходе испытаний: не наблюдалось
12. Перечень приложений:
- лоцированные АЭ события на днище резервуара (рис. 3)
 - эскиз объекта контроля, и схема расстановки преобразователей АЭ (рис. 1);
 - результаты регистрации АЭ (рис. 3, 2)
- Основные сведения о результатах контроля:
- (включая описание источников и распределение их по классам - "пассивный",

"активный", "критически активный", "катастрофически активный" - и критериям): активный (Рис. 4, 5, 6)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ по результатам акустико-эмиссионного контроля: зафиксированы и обнаружены координаты по модифицированному локально динамическому критерию 5 событий на трех участках 3 класса опасности акустических событий. При проведении дополнительных методов неразрушающего контроля на опознанных участках, АЭ контролем как опасные, обнаружены нарушения сплошности наплавленного и основного металла.

Обследование провели:
операторы акустико- эмиссионного контроля
II уровня квалификации Андреев Я.М.
фамилия



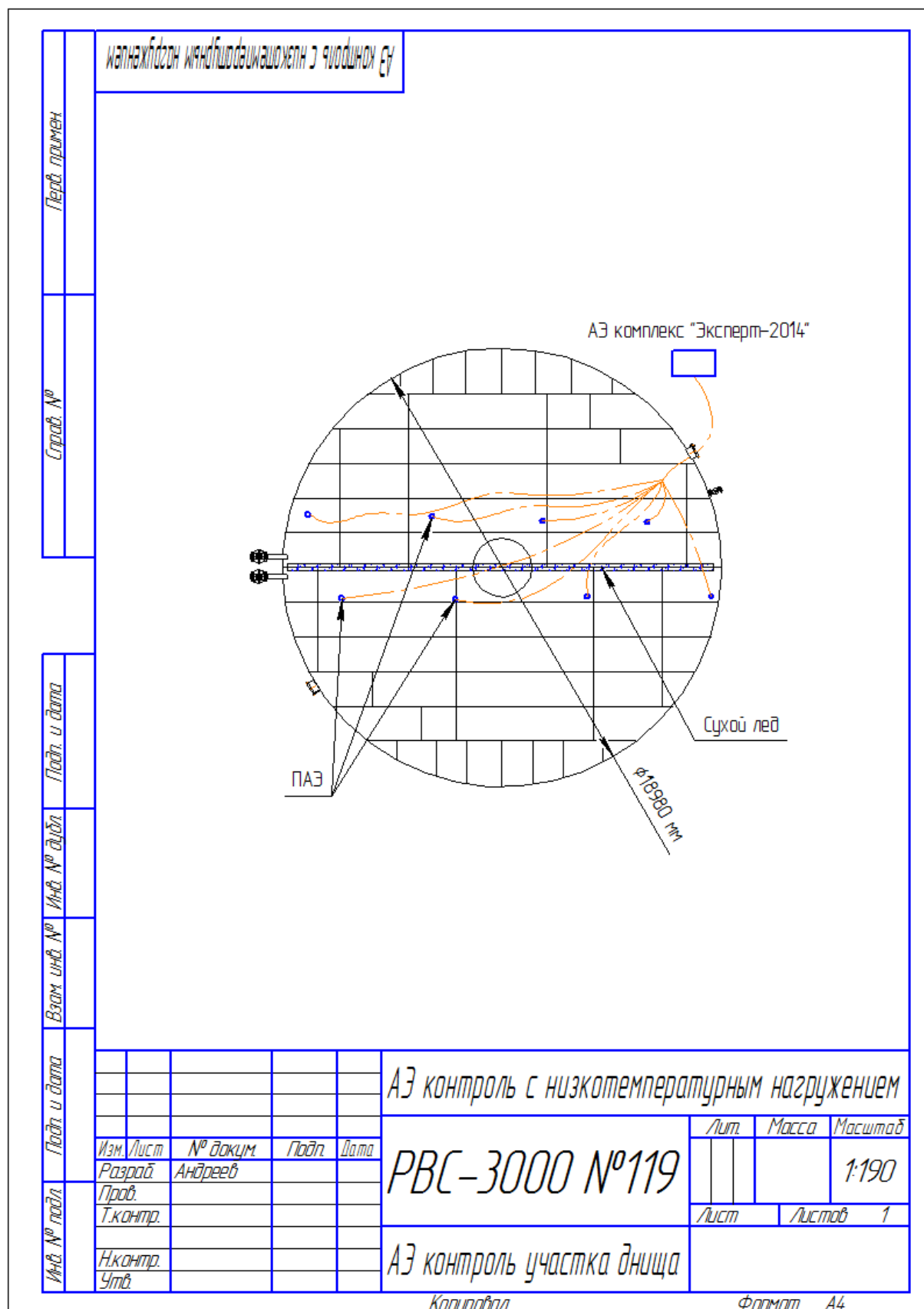


Рис. 1 Схема закладки твердого диоксида углерода и размещения пьезоакустических преобразователей АЭ комплекса

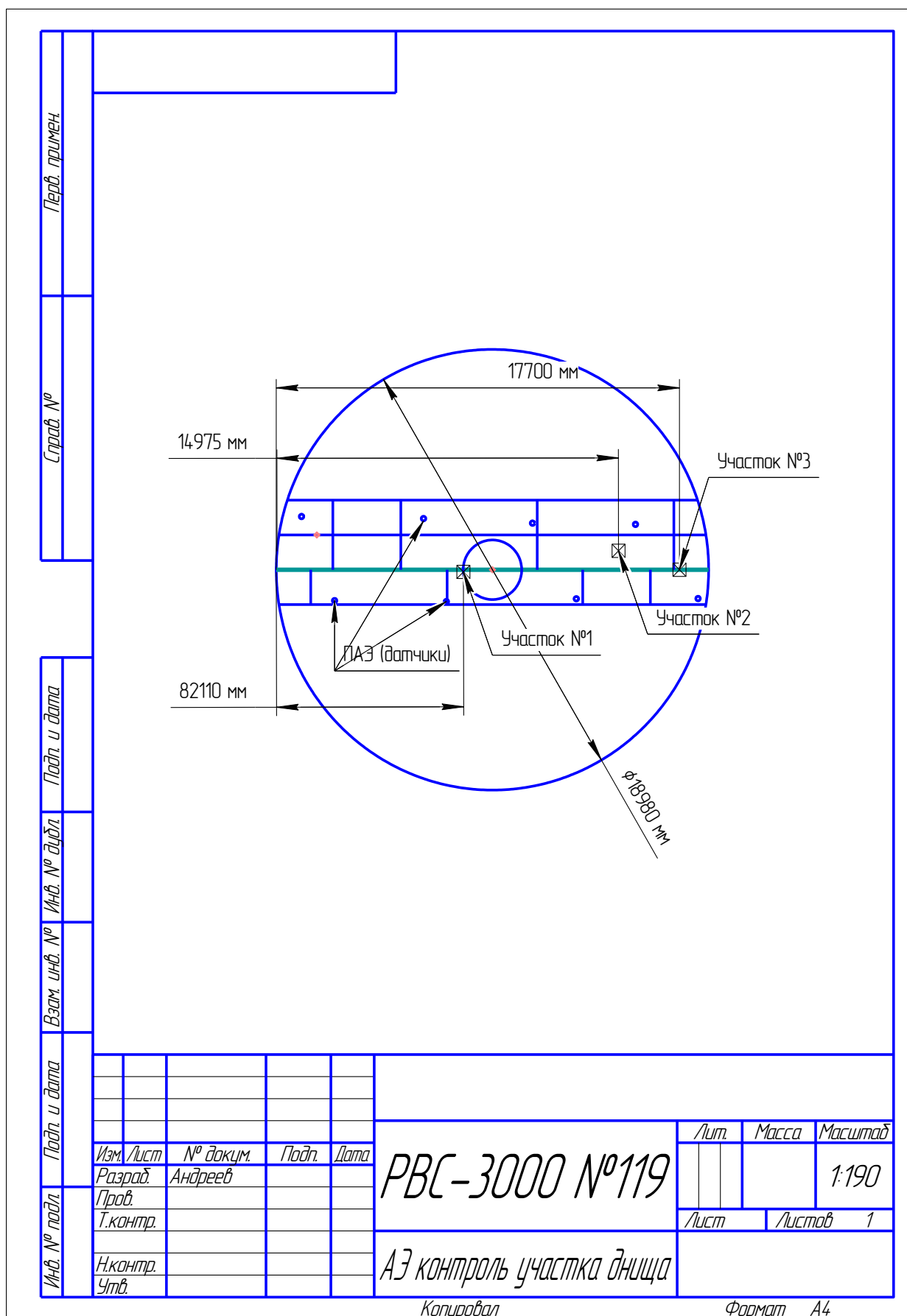


Рис.

2 - Координаты опасных участков, обнаруженные АЭ методом на днище резервуара

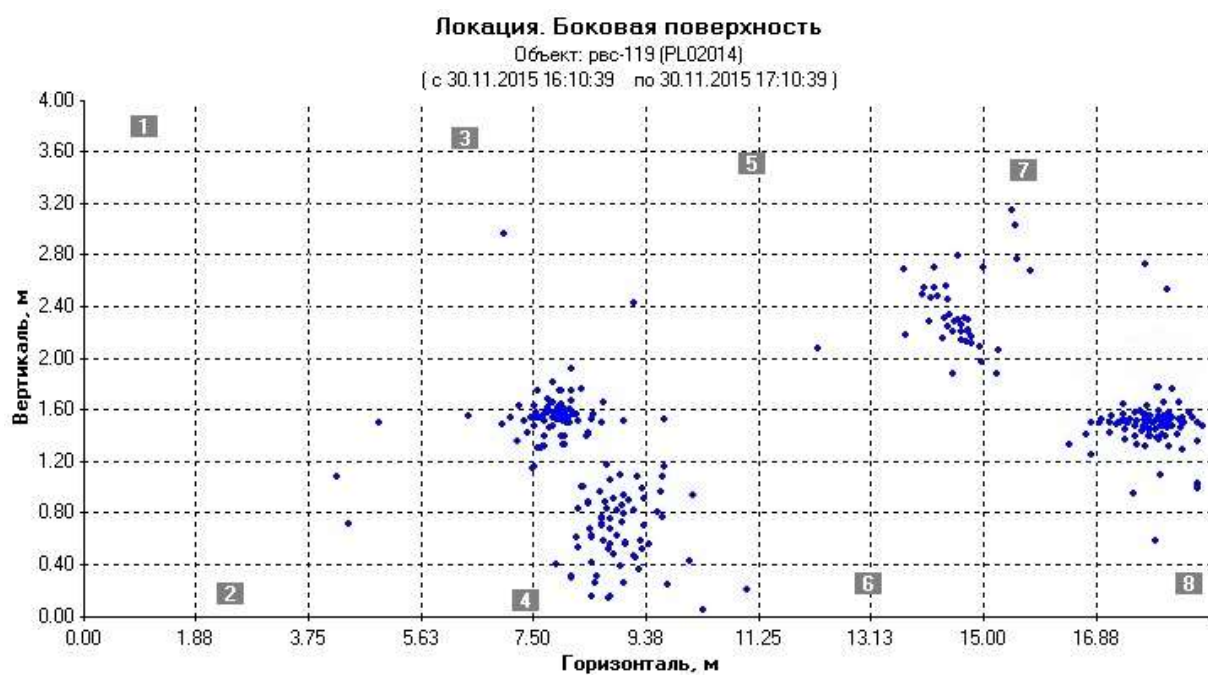


Рис. 3 - Лоцированные АЭ события на днище резервуара



Рис. 4- Участок №1, прихватка опорного кольца центральной стойки

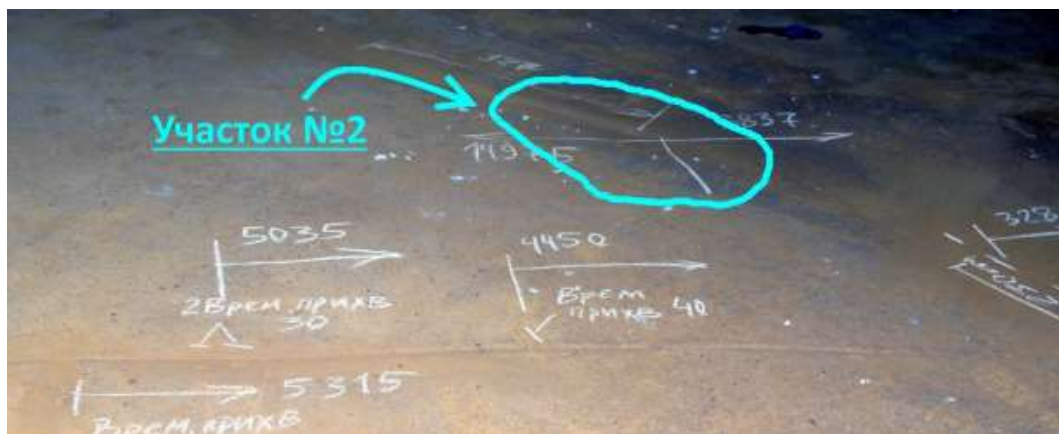


Рис. 5 - Участок №2, деформация листового металла в виде вмятины



Рис. 6 - Участок №3, временные прихватки на основном металле

Протокол

Ультразвукового контроля участков, распознанных АЭ методом контроля с низкотемпературным нагружением

ООО «НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР АНАЛИЗА ПРОМЫШЛЕННОГО РИСКА СЕВЕРА»				ЗАКЛЮЧЕНИЕ № 24-15 от 07.11 2015 года.				Объект: Стыковые сварные соединения днища резервуар РВС-3000 №119 Заказчик: АО «Саханефтегазбыт»; Адрес: 677000, Республика Саха (Якутия), г. Якутск, ул. Чиряева, 3.; Заказ: № 07/07/83 на экспертизу промышленной безопасности РВС от 23.марта 2016 г.;			
НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ:				ГОСТ Р 55724-2013; РД 153-112-017-97; СТО 00220256-005-2005							
ПО УЛЬТРАЗВУКОВОМУ КОНТРОЛЮ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ РЕЗЕРВУАРА											
Контроль выполнен в соответствии с операционной технологической картой № 01-16 УЗК											
Номер контролируемого элемента резервуара по чертежу	Тип сварного соединения, способ сварки	Толщина стенки свариваемых элементов, мм	(*Шифр (клеймо) сварщика (бригады сварщиков)	Средства и параметры контроля		№ исплош характеристика по ГОСТ-14782	ЗАКЛЮЧЕНИЕ («Годен», «Не годен», ремонт, повторный контроль)	Примечания			
				Оборудование и материалы	Данные СОП						
1		3	4		5	6	7	8	9		
№1	Тавровое	8,3		A1212 MASTER № №102727 S5096		СОП 7.0 №12036		3.2 Д(+2,5)- Б-30	Не годен	Рис.2	
№3	Стыковое	8,3						3.5 Д(+3,8)- Б	Не годен	Рис.2	
Заключение выдал			Бурнашев Е.А.		Дефектоскопист II уровня по УК и ВИК удостоверение № ЮАП -0050-0529				 02.11.2015 года.		

Протокол измерения твердости участка №2 распознанного АЭ
методом контроля с низкотемпературным нагружением
дата проведения обследования 02.11.2015 г.

Заказчик: АО «Саханефтегазбыт»
Адрес: 677000, Республика Саха (Якутия), г. Якутск, ул. Чиряева, 3.
Заказ (договор): № 07/07/83 на экспертизу промышленной безопасности РВС от 23.марта 2016 г.;
Объект: Резервуар РВС-3000 №119 филиал «Якутская нефтебаза» АО «Саханефтегазбыт»
Контрольное оборудование: Твердомер ТЭМП-4;
Изготовитель: АО «Точприбор».
Заводской номер: № 047358;
Свидетельство о поверке: № 5823 до 14.03.2017 г.;
Контрольный образец: Меры твердости образцовые МТР-1, МТБ-1;
Контроль выполнен согласно: РД 08-95-95;
Оценка качества произведена по: РД 08-95-95.

Результаты измерений твердости (рис.2)

Конструктивные элементы резервуара	Номер точки контроля по схеме, чертежу	Твердость по шкале Бриннеля основного металла, HB
1	2	3
Днище		
Участок №2	2	80
		48
		56
		60

Заключение: Твердость не соответствует рекомендациям НТД.

Дефектоскопист II уровня по УК и ВИК
удостоверение № НОАП -0050-0529

 /Бурнашев Е.А./

По результатам акустико-эмиссионного контроля: зафиксированы и обнаружены координаты по модифицированному локально динамическому критерию 5 событий 3 класса опасности акустических событий. При проведении дополнительных методов неразрушающего контроля на опознанных участках, АЭ контролем как опасные, обнаружены нарушения сплошности наплавленного и основного металла

на участках №1 и №3 и на участке №2 зафиксирована понижение твердости основного металла относительно других участков.

Эксперт в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности с правом выполнения расчетов остаточного ресурса, удостоверение № НОА 0071-2048-4

 /Андреев Я.М./