

УДК 681.518.5

УСТРОЙСТВО ОПТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ОКОНЧАНИЯ ТРУБ

© 2019 г. С.Р. Абульханов^{1,2}, Н.А. Ивлиев^{1,2}

¹ Самарский национальный исследовательский университет имени академика С.П. Королева

² Институт систем обработки изображений РАН –
филиал ФНИЦ «Кристаллография и фотоника» РАН, Самара

Статья поступила в редакцию 12.08.2019

Внутренняя поверхность отверстий окончания насосно-компрессорных труб (НКТ), используемых при добыче нефти, наиболее подвержена разрушению. Механические нагрузки и коррозия приводят к формированию язв на поверхности отверстия. Прорыв НКТ приводит к значительным финансовым, технологическим и экологическим потерям. Существующие методы неразрушающего контроля не позволяют измерять глубину коррозионной язвы (раковины) поверхности отверстия окончания трубы. Мы предлагаем конструкцию устройства для контроля внутренней поверхности трубы, непосредственной прилегающей к ее окончанию. Устройство использует оптический принцип контроля наличия и глубины коррозионной язвы на поверхности отверстия окончания НКТ. Устройство применяет структурированное освещение кольца поверхности отверстия. По отклонению сформированной границы свет-тьень от окружности мы оценили глубину дефектов на поверхности отверстия. Устройство испытывалось и тарировалось на специальном стенде, на котором глубина раковины изменялась с шагом от 30 мкм. Отражённый поток света от контролируемой поверхности фиксировался видеокамерой. Испытания устройства показали устойчивость к помехам в виде засветок, электромагнитных излучений, вибраций и загрязнения помещения (не требуются специальные условия эксплуатации). Протяженность коррозионной язвы не влияет на чувствительность устройства. Изменение материала контролируемой НКТ требует новой тарировки устройства. Для протяженности дефекта 4 мм возможно определение глубины коррозионной язвы до 1,5 мм. Предварительная тарировка устройства позволила снизить погрешности измерений, которые вызваны технологическими и эксплуатационными причинами. Разработанное устройство способно определять наличие коррозионной язвы на поверхности отверстия. Точность измерения глубины дефекта поверхности трубы не менее 150 мкм, что приемлемо для ремонтных предприятий нефтяных труб. Устройство может эксплуатироваться в ручном режиме и может быть встроено в автоматизированную систему контроля. Результаты контроля могут быть документированы. Разработанное устройство может быть использовано в других областях хозяйственной деятельности: контроль отверстий, выполняемых в железобетонных конструкциях, поверхность отверстий труб химических производств, топливной системы ГТД и др.

Ключевые слова: неразрушающий контроль, поверхность отверстия, коррозионная язва, окончание насосно-компрессорной трубы, структурированное освещение, компьютерные методы обработки изображений.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ (соглашение № 007-ГЗ/Ч3363/26).

1. ВВЕДЕНИЕ

При добыче нефти используют насосно-компрессорные трубы (НКТ) длиной от 6 до 10 м различных диаметров (27-115 мм) и толщиной стенки от 3.2 до 7 мм, на окончании которых выполнена коническая наружная резьба (далее ниппель). Трубы между собой соединяются с помощью муфт с резьбой, которая затягивается с моментом не менее 500-3200 Н×м (для гладких

труб)¹. В результате ниппель испытывает значительные напряжения растяжения, изгиба и кручения. Кроме того, ниппель испытывает суммарные напряжения растяжения (сжатия) трубы во время её эксплуатации. Толщина стенки ниппеля в среднем меньше толщины стенки трубы. Все эти обстоятельства указывают: ниппель наиболее нагруженная часть НКТ.

Напряжённое состояние ниппеля способствует формированию и развитию на окончании поверхности отверстия трубы водородного и сероводородного коррозионного растрескивания в соответствии с ISO 15156-2:2009 «*Petroleum and natural gas industries - Materials for use in H2S-*

Абульханов Станислав Рафаелевич, кандидат технических наук, доцент кафедры технологий производства двигателей. E-mail: abulhanov58@mail.ru

Ивлиев Николай Александрович, кандидат технических наук, доцент кафедры технической кибернетики, научный сотрудник ИСОИ РАН. E-mail: ivlievn@gmail.com

¹ Руководящий документ РД 39-0147014-217-86 «Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб»

containing environments in oil and gas production - Part 2: Cracking-resistant Carbon and low-alloy steels, and the use of cast irons (MOD)».

При наличии в добываемой нефти сероводорода (H_2S) на поверхности отверстия НКТ возникает сероводородная коррозия. В случае содержания в попутном газе CO_2 поверхность отверстия подвержена углекислотной коррозии.

Наиболее опасные виды коррозии для ресурса НКТ: питтинговая [1] и мейза-коррозии. Скорость проникновения в поверхность отверстия трубы питтинговой коррозии может достигать 3–10 мм/год, для мейза-коррозии – 8–10 мм/год. В 43% разрушения нефтяных труб в России происходит в результате питтинговой и мейза-коррозии [2].

В результате сочетания химически агрессивной среды и значительных напряжений ниппеля разрушение НКТ наиболее вероятно на участках поверхности отверстия под наружной резьбой трубы. Об этом свидетельствует практика добычи нефти марки «Urals».

Глубина дефекта поверхности является наиболее критичным параметром для ресурса нефтяной трубы. НКТ выводят из эксплуатации при достижении глубины дефекта 25 % от номинальной толщины стенки трубы². Выявление дефектов НКТ осуществляют во время ремонта ниппеля.

Российские руководящие технологические документы², американский стандарт API 570 «*Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems*» и международный ISO 10893-10 «*Non-destructive testing of steel tubes — Part 10: Automated full peripheral ultrasonic testing of seamless and welded (except submerged arc-welded) steel tubes for the detection of longitudinal and/or transverse imperfections*» рекомендуют для выявления поверхностных дефектов использовать следующие методы контроля [3]: визуальный, магнитный, ультразвуковой и вихре-токовый.

Визуальный метод субъективен. Оценка глубины дефекта зависит от оператора, отсутствие опыта, усталость, плохое самочувствие оператора могут приводить к значительным ошибкам.

В работе [4] рассматривает теоретический аспект контроля дефектов магнитной бесконечной трубы с помощью магнитного поля. Использование этого метода имеет ряд ограничений применительно для контроля НКТ:

- для ресурса трубы наиболее критична поверхность отверстия, находящаяся под резьбой ниппеля. Наличие ниппеля указывает: труба имеет конечную длину;

- при моделировании дефекта предполагалось, что дефект имеет определённую форму

(например, сферу [4], глухой или сквозной цилиндр [5, 6]), в то время как реальная поверхность дефекта имеет более сложную форму;

- рассматривается внутренний дефект тела трубы, который формируется и контролируется при производстве НКТ, в то время как эксплуатационные дефекты располагаются на поверхности трубы;

- НКТ может быть изготовлена из алюминиевого или нержавеющей сплава, а также из полимера, которые не являются магнитными.

В обзоре [7] рассматривается контроль дефектов НКТ ультразвуковыми методами. Отражения ультразвуковой волны на окончании трубы и на нитках резьбы ниппеля не позволяют оценить глубину дефекта на поверхности отверстия окончания трубы.

В работе [8] предлагается использование вихре-токового метода для проверки трещин на поверхности отверстий ферромагнитных труб диаметром 70 мм. Сканирование поверхности отверстия осуществляется с помощью зонда цилиндрической формы. По окружности поверхности зонда установлены токо-вихревые датчики. Между датчиками существуют зазоры, которые являются зонами нечувствительности датчиков. Авторы сообщают об ограничении размеров контролируемых дефектов.

Таким образом, известные методы имеют ограниченное применение для контроля поверхности отверстия окончания трубы.

Целью статьи является разработка устройства контроля поверхности отверстия окончания НКТ, способного выполнять контроль глубины дефекта.

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Необходимость в устройстве контроля (далее УК) поверхности отверстия окончания труб НКТ существует на ремонтных предприятиях, которые находятся рядом с буровой. Это означает, что конструкция УК должна удовлетворять следующим требованиям:

- для эксплуатации УК не должны привлекаться квалифицированные специалисты;

- УК должно работать в экстремальных условиях (перепады температур, высокая влажность, неквалифицированные операторы);

- УК не должно быть чувствительным к материалу ТНК (трубы могут быть стальные, нержавеющей, из алюминиевых сплавов и полимерные);

- точность контроля должно соответствовать нормативным документам эксплуатации НКТ;

- малая стоимость.

Расстояние от торца до упорного уступа НКТ зависит от диаметра трубы и составляет 63–98 мм (для гладких труб 29–65 мм). При добыче нефти в России наиболее широко используются

² РД 39-1-1151-84 «Технические требования на разбраковку насосно-компрессорных труб»

НКТ с условным диаметром 73 и 89 мм (диаметр отверстия составляет 62 и 76 мм). Поэтому устройство оптического контроля внутренней поверхности окончания труб должно:

- контролировать глубину дефекта поверхности отверстия на расстоянии от торца трубы от 0 до не менее 100 мм;

- УК должно контролировать поверхность отверстия диаметром от 62 до 76 мм.

Мы считаем, что для выполнения всех перечисленных требований целесообразно использовать оптическую схему контроля.

В обзоре [9] рассматриваются различные оптические системы для контроля поверхности сквозных отверстий гладкоствольного оружия, топливных стержней АЭС, керамических кольцевых изоляторов и др. Зона контроля на поверхности отверстия формируется дифракционными элементами (ДОЭ) [10-11]. Мы считаем, что для контроля поверхности отверстия окончания НКТ наиболее приемлема конструкция устройства в работе [12]. Особенностью предложенного устройства является использование ДОЭ в качестве источника кольцевого освещения [13-14]. В этом случае сканирование внутренней поверхности отверстия осуществляется перемещением светового кольца вдоль оси отверстия.

К недостаткам этой конструкции мы относим следующие обстоятельства:

- использование лазера в качестве источника света снижает надёжность устройства;

- использование ДОЭ связано с возможным присутствием паразитных порядков дифракции и вероятным снижением энергетической эффективности подсветки [15-16];

- средство регистрации отраженного светового потока находится за источником излучения и ДОЭ (рисунок 1). В этом случае информационный канал должен быть выведен через противоположный конец трубы. В условиях ремонтного производства НКТ это неприемлемо.

Данная статья продолжает и развивает работу над конструкцией оптического устройства контроля, предложенного нами в [17]. В частности, конструкция [17] обладает рядом недостатков:

- она ориентирована на работу в случае, когда корпус устройства контроля и поверхности отверстия НКТ соосны;

- она не учитывает погрешности поверхности отверстия НКТ, которые могли возникнуть при изготовлении трубы (овальность) и/или при её транспортировке (изгиб);

- не учитывает влияние на точность оценки глубины дефекта поверхности отверстия его положение относительно УК;

- не учитывалась возможность наклона оси устройства относительно поверхности отверстия (наличие наклона снижает точность контроля).

Мы предлагаем модернизированное оптико-цифровое устройство контроля поверхности отверстия трубы (рисунок 2), которое отличается от [17] более совершенным алгоритмом обработки изображения контролируемой поверхности отверстия. Для повышения точности контроля глубины поверхностного дефекта отверстия (включая коррозионную язву) мы модернизировали стенд, который был использован нами для тарировки устройства в работе [17]. Модернизация стенда заключалась в возможности изменять положение модели коррозионной раковины относительно УК с заданной точностью. Также конструкция модернизированного стенда предусматривала возможность регулирования угла наклона оси УК относительно поверхности отверстия.

Достоинством новой оптической схемы (Рис. 2) является формирование резкой границы между освещённой и теневой зонами на контролируемой поверхности отверстия. Резкая граница в форме кольца формируется световым потоком от источника света 1 ограничивается кольцевым пазом 3 апертурной кольцевой диафрагмы 2.

Граница свет-тень есть структурированное изображение [18] профиля сечения поверхности отверстия. Математические методы обработки изображения [19-21] позволяют выявить дефект и определить его глубину на поверхности отверстия.

Для выявления коррозионных язв поверхности отверстия окончания трубы достаточно

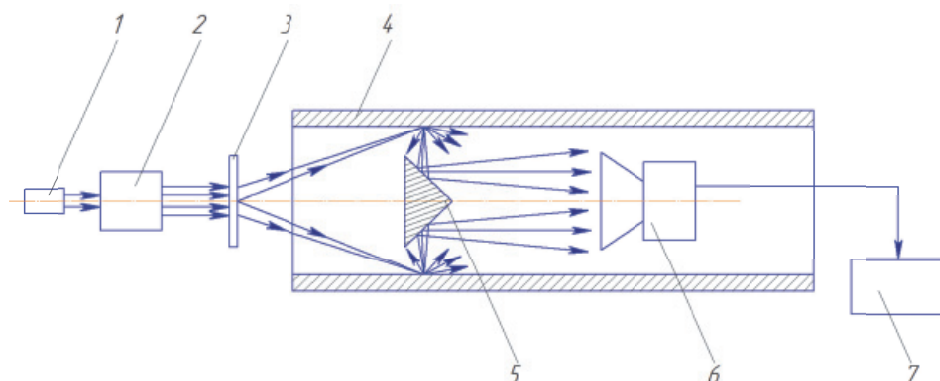


Рис. 1. Принципиальная схема контроля поверхности отверстия:

1-лазер; 2-коллиматор; 3 – ДОЭ; 4 – труба; 5 – коническое зеркало; 6 – ПЗС-камера; 7 – компьютер

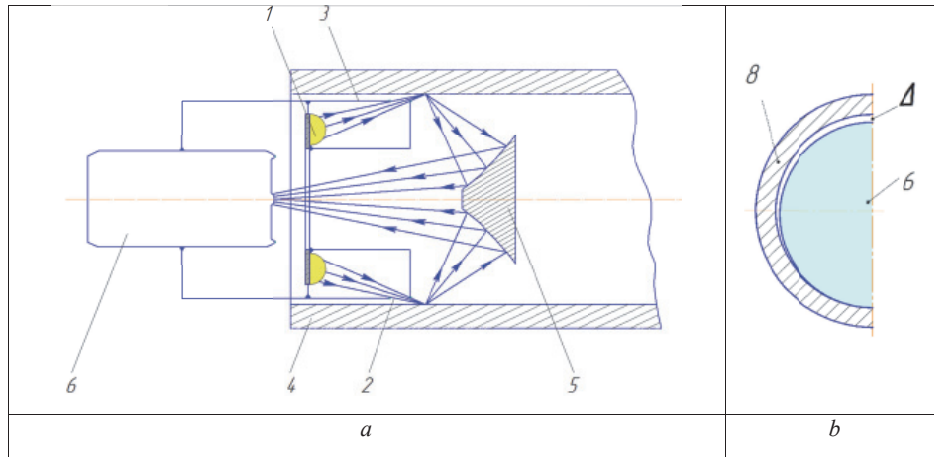


Рис. 2. Принципиальная схема контроля поверхности отверстия.

На рисунке 2 а приняты обозначения: 1 – светодиод; 2 – апертурная кольцевая диафрагма; 3 – кольцевой паз; 4 – труба; 5 – параболическое зеркало; 6 – видеокамера.

На рисунке 2 б показано положение поверхности УК относительно поверхности трубы при горизонтальном положении НКТ

переместить УК вдоль оси отверстия на заданное расстояние. Такое движение возможно при наличии зазора между поверхностью отверстия и цилиндрической поверхностью устройства контроля. Контроль поверхности отверстия окончания НКТ, длина которой составляет от 6 метров, осуществляют при горизонтальном положении трубы. В этом случае величина зазора между поверхностью отверстия НКТ и поверхностью УК изменяется от 0 до $\Delta = d_{holes} - d_{device} = 2$ мм (рисунок 2 б). Это обстоятельство приводит к переменной чувствительности УК к глубине коррозионной язвы. На нижней точке отверстия НКТ чувствительность устройства будет максимальной, а на верхней точке чувствительность минимальная. Это означает, что на участках отверстия, где зазор достигает максимальной величины, определение глубины коррозионной язвы будет выполнено с наибольшей погрешностью.

Следует отметить, что отверстие вдоль оси трубы может иметь отклонения от номинального диаметра, которые составляют до 0.9 мм или 12,5 % от толщины стенки трубы (менее 8 мм) согласно ГОСТ Р 52203-2004 Tubing and

coupling. Specifications. Это обстоятельство также снижает точность контроля глубины коррозионной раковины.

Для повышения точности контроля глубины коррозионной раковины мы использовали компьютерные методы обработки изображения поверхности отверстия, которое формирует видеокамера 6. Мы освещали на контролируемой поверхности трубы НКТ кольцо, отражённый пучок света формировал на видеокамере три окружности O1, O2 и O3 (рисунок 3). Окружности имели не совпадающие центры: C1, C2 и C3. Окружность O1 соответствует цилиндрическому корпусу УК. O2 соответствует ближайшей к видеокамере 6 границе кольца, а O3 удалённой от видеокамеры 6 границе кольца.

Несоосность окружностей O1, O2 и O3 вызвана следующими факторами:

1. Погрешностями формы отверстия по длине НКТ;
2. Наклон оси УК относительно поверхности отверстия, которые выполняет оператор;
3. Совместное влияние факторов п. 1 и п. 2.

На рисунке 4 а показано увеличенное изображение положений центров C1, C2 и C3. Окружность O1 с центром C1 соответствует

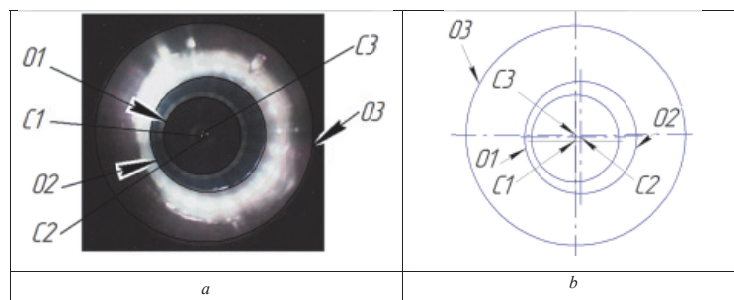


Рис. 3. Изображение контролируемой поверхности:

а – изображение сформированное видеокамерой;

б – схема окружностей на сформированном видеокамерой изображении

цилиндрической поверхности УК, диаметр которой известен (60 мм). По этой причине ось цилиндрической поверхности УК была выбрана нами за измерительную базу, относительно которой совершались все измерения. Центр $S1$ окружности $O1$ всегда принадлежит оси симметрии цилиндрической поверхности УК. Угол α образован горизонтальной линией и лучом через центры $S1$ и $S2$. Угол β образован горизонтальной линией и лучом через центры $S1$ и $S3$.

Причина несовпадения центров $S2$ и $S3$ окружностей $O2$ и $O3$ - изменение диаметра отверстия в пределах ширины кольца света, которое освещает контролируемую поверхность отверстия.

При соответствии всей поверхности отверстия номинальному размеру, а также отсутствия на контролируемом фрагменте поверхности отверстия изгиба, центры $S1$, $S2$ и $S3$ должны

лежать на одной вертикальной оси. Отверстие НКТ в каждом сечении по длине трубы может иметь отклонения формы от окружности (рисунок 4 *b*). По этой причине смещение центра $S2$ относительно центра $S1$ мы объясняем изгибом оси отверстия (см. рисунок 4 *c*) или изменением в допустимых пределах диаметра отверстия НКТ (см. рисунок 4 *b*).

Кроме того, несовпадение центров $S1$ и $S2$, $S3$ обусловлено перекосом УК относительно поверхности отверстия (смотри пункт 2).

Смещение $S3$ по вертикали относительно $S1$ мы объясняем горизонтальным положением НКТ при контроле поверхности отверстия. В этом случае контакт УК и поверхности отверстия показан на рисунке 2 *b*. Наибольшее расстояние между номинальной цилиндрической поверхностью УК и реальной поверхностью

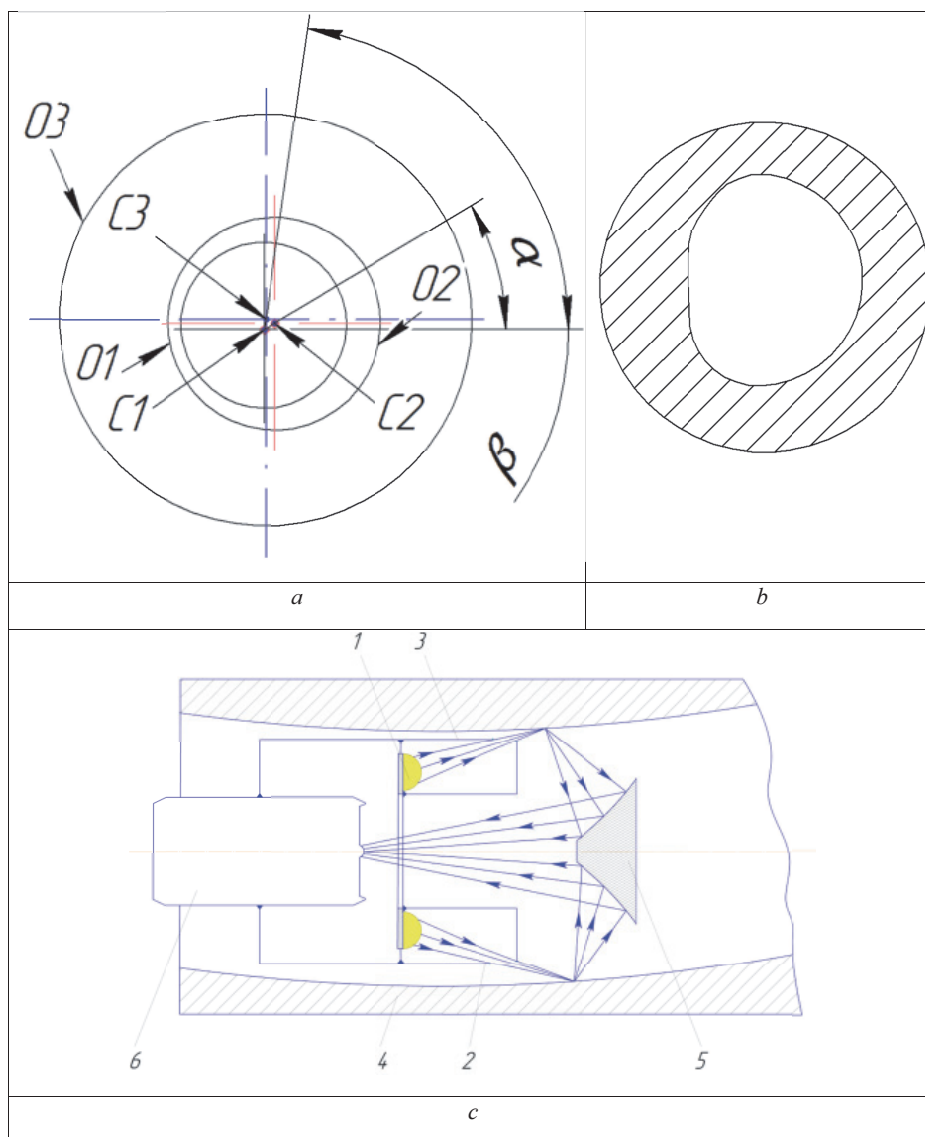


Рис. 4. Источники искажения изображения поверхности отверстия (увеличенные):
 а - несоосность отверстий, формируемых на изображении отверстия; б - возможное отклонение формы сечения отверстия от окружности; с - оптическая схема формирования изображения поверхности отверстия при отклонениях формы его сечений от окружности вдоль оси отверстия (приняты обозначения: 1 - светодиод; 2 - апертурная кольцевая диафрагма; 3 - кольцевой паз; 4 - труба; 5 - параболическое зеркало; 6 - видеокамера)

устройства контроля известно с точностью до допустимых отклонений диаметра отверстия от его номинального размера (см. ГОСТ Р 52203-2004 *Tubing and coupling. Specifications*).

При контроле глубины коррозионной язвы на растровом изображении поверхности отверстия должны быть учтены все указанные помехи с учетом разрешающей способности видеокамеры 6 (рисунок 2).

3. МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ

Мы считали, что геометрические фигуры на изображении поверхности отверстия НКТ являются окружностями (рисунок 3а). Но реальные фигуры на изображении ближе к эллипсам. Это обстоятельство обусловлено следующими причинами:

- оптическая схема контроля отверстия поверхности отверстия (рисунок 2 а);
- горизонтальное положение УК (рисунок 2 б);
- возможные перекосы оси УК от относительно поверхности отверстия;
- различная отражательная способность контролируемой поверхности, включая шероховатость.

Проведённый нами анализ показал: указанные причины могут приводить к погрешности измерения глубины коррозионной раковины в пределах от 0,5 до 1,5 %. Практика эксплуатации нефтяных труб в России рекомендует проводить измерение глубины коррозионной раковины с точностью не менее 0,15-0,2 мм. Мы считаем, что такая практическая точность может быть достигнута при рассмотрении геометрических фигур на рисунке 3 а, как окружностей.

Для поиска окружностей и их центров на растровом изображении рисунка 3 а мы использовали преобразование Хафа [22-24].

На растровом изображении поверхности отверстия (рисунок 3 а) мы определяли с помощью УК с точностью до пикселя расстояния между центрами окружностей O1 и O2, O1 и O3, а также углы α и β между горизонтальной линией и лучами соответственно через центры C1, C2 и C1, C3.

Поскольку диаметр окружности C1 (диаметр цилиндрического корпуса УК) нам известен (60 мм), то на растровом изображении мы установили соответствие между стороной пикселя и единицей длины (разрешение изображения).

Имея реальные параметры смещения УК в отверстии НКТ, мы определяли пространственную ориентацию устройства. Информация о положении устройства контроля в отверстии нефтяной трубы позволила нам вводить коррекцию на измеренную глубину коррозионной язвы. Влияние величин отклонений поверхно-

сти отверстия от окружности и наклона оси УК к поверхности отверстия на точность измерения глубины коррозионной язвы мы определяли с помощью предварительной градуировки устройства на стенде.

4. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ

В соответствии с российским Руководящим Документом² контроль НКТ на наличие дефектов осуществляют на оборудовании для неразрушающего контроля. При этом настройку чувствительности аппаратуры выполняют по рабочему испытательному образцу, изготовленному из гладкой части трубы контролируемого размера и имеющему специальные искусственные дефекты.

С учётом указанных требований нами был разработан стенд для испытаний и настройки УК глубины коррозионных язв на поверхности отверстия окончания НКТ (рисунок 5).

Внутренний диаметр трубы 1, поверхность которой контролировалась на стенде, составляет 62 мм, что соответствует НКТ 73, которая соответствует российскому стандарту ГОСТ 633-80 «*Tubing pipes and couplings for them. Specifications*», а также американскому API 5CT «*Specification for Casing and Tubing*» и международному ISO 11960: 2011 «*Petroleum and natural gas industries—Steel pipes for use as casing or tubing for wells*» стандартам. В трубе 1 перпендикулярно внешней образующей её поверхности были выполнены сквозные отверстия 2 следующих диаметров: 4, 8, 12 и 14 мм. Оси отверстий 2 принадлежат взаимно перпендикулярным плоскостям. Соосно осям отверстий 2 на наружной поверхности трубы 1 установлены резьбовые втулки 3, на торцах которых выполнены шестнадцать симметричных рисок 4. Длина резьбовой части втулок 3 составляла 25 мм. Во втулках 4 с помощью резьбового соединения установлены винты 6. Торцевой винт 6, направленный в сторону оси трубы 1, выполнен в виде соосного цилиндра 7. С наружной поверхности трубы 1 соосно отверстиям 2 выполнены цилиндрические глухие углубления 3. В углубления 3 соосно установлены и зафиксированы втулки 4 с внутренней резьбой (M20×0,5). Диаметр цилиндра 7 соответствует одному из диаметров отверстий 2. При этом сопряжение поверхности цилиндра 7 и поверхности отверстия 2 происходит по скользящей посадке. На другом торце винта 6 выполнен шестигранный паз под ключ и риска 8. Материал деталей стенда – углеродистая сталь.

Перемещение винтов 6 с помощью резьбы во втулках 4 приводит к перемещению цилиндра 7 в отверстие 2. При этом торцевой цилиндр 7 перемещается относительно поверхности от-

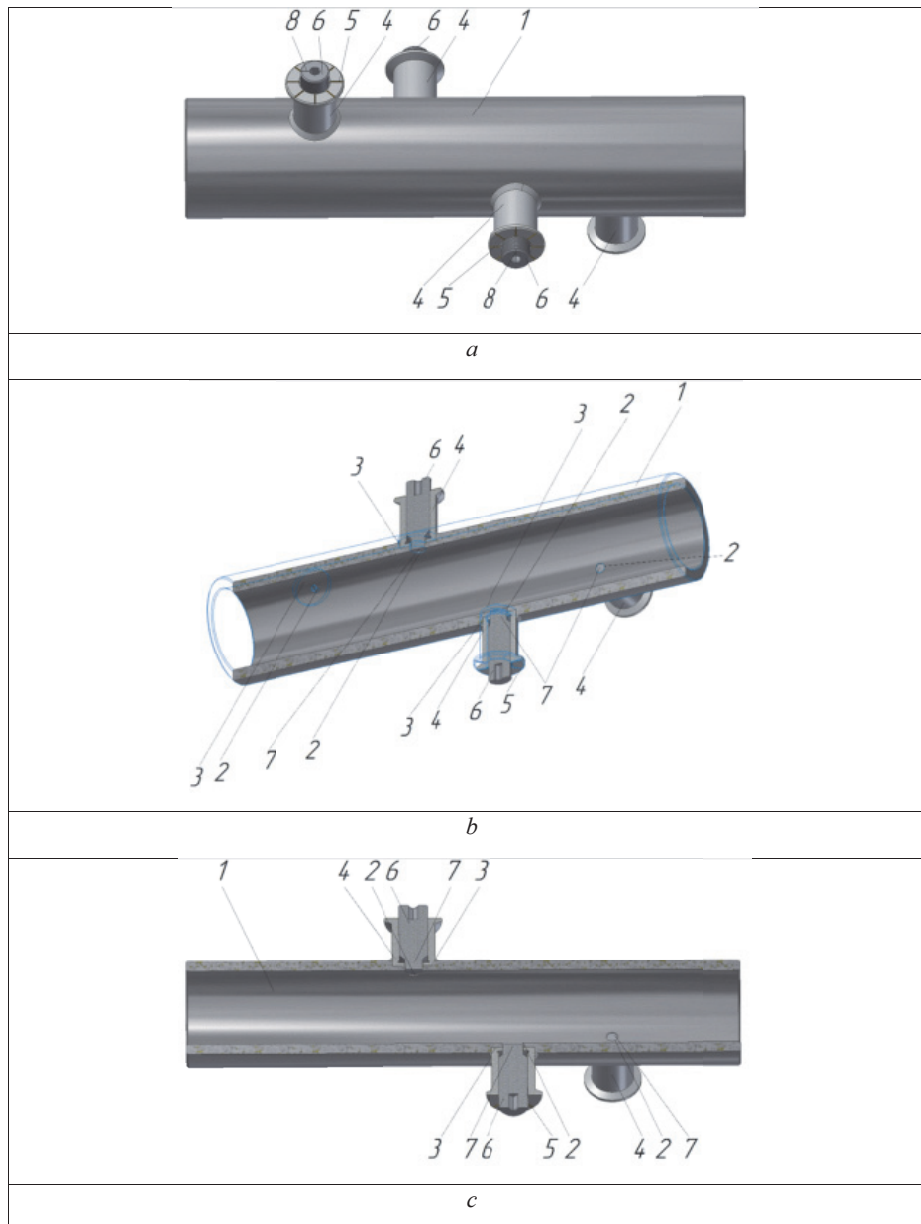


Рис. 5. Стенд для испытаний и настройки УК глубины коррозионных язв на поверхности отверстия окончания НКТ:

a – внешний вид стенда; *b* – внешний вид стенда с частично прозрачными поверхностями;

c – фронтальное сечение стенда. На рисунке использованы следующие обозначения:

1 – труба; 2 – сквозные отверстия; 3 – цилиндрические глухие углубления;

4 – втулки с внутренней резьбой; 5 – риски; 6 – винты; 7 – цилиндры; 8 – риска

верстия трубы 1.

Регулируя величину смещения торца цилиндра 7 относительно поверхности отверстия трубы 1, мы моделируем глубину коррозионной язвы. Поворот винта 6 на угол между двумя рисками 5 позволяет моделировать глубину коррозионной раковины с точностью $0.5 \text{ мм}/16 = 0.03125 \text{ мм}$. Риска 8 на торце винта 6 позволяет регулировать глубину коррозионной язвы с точностью до $0.03125/2 = 0.01562 \text{ мм}$. Мы не обнаружили источники информации, где бы сообщалось о необходимой точности определения глубины коррозионной язвы.

Различный диаметр отверстий 2 позволяет

нам моделировать продольную длину (по направлению перемещения устройства) коррозионных язв.

Для реализации оптической схемы на рисунке 2 мы разработали устройство, конструкция которого представлена на рисунке 6. В качестве прототипа устройства мы выбрали конструкцию УК_макро-дефектов на внутренней поверхности труб [17]. Основой конструкции является видеокамера высокого разрешения 1, помещённая соосно в цилиндрический корпус 2. При этом на одном из окончаний корпуса закреплена прозрачная труба 3. С её стороны в торце корпуса выполнен кольцевой паз 4, в котором помеще-

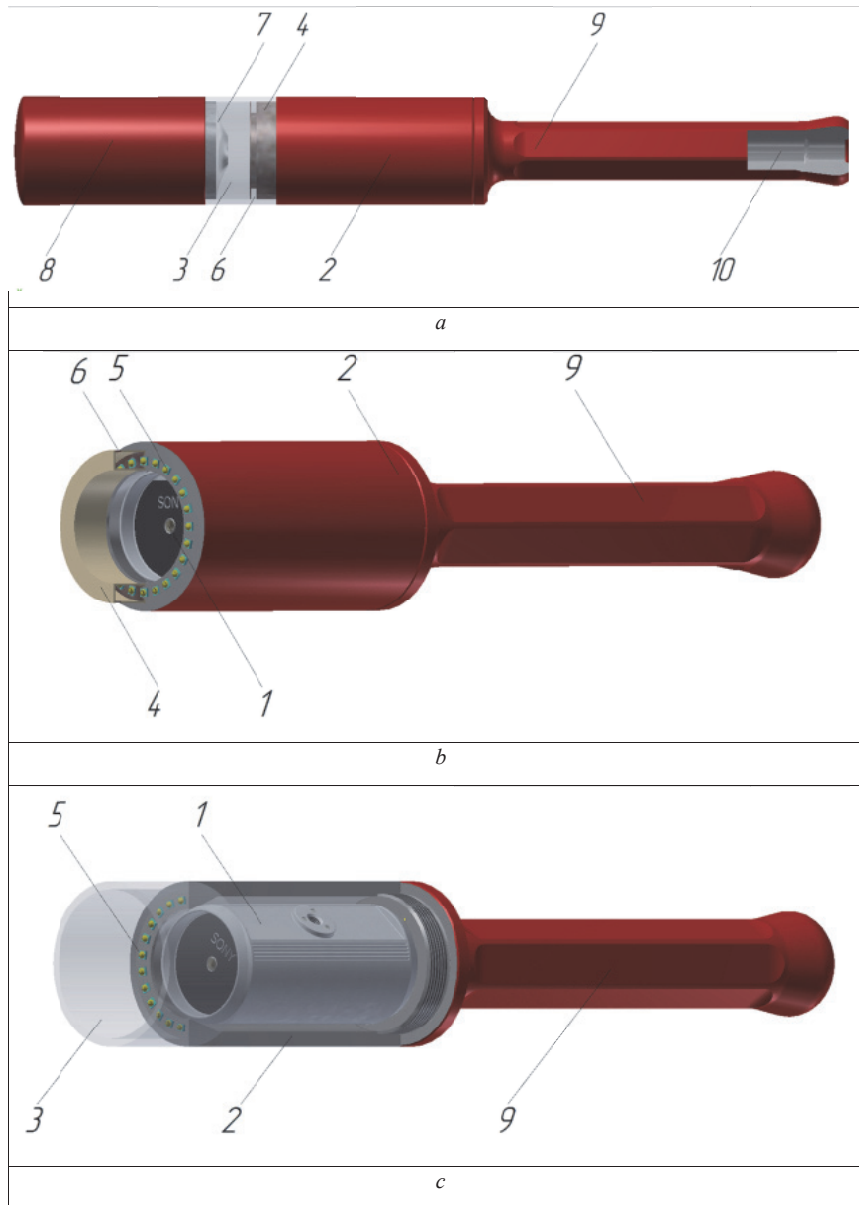


Рис. 6. Конструкция устройства оптического контроля внутренней поверхности окончания труб:

а – внешний вид устройства с сечением ручки;

б – устройство без крышки, параболического зеркала и без прозрачной трубы;

с – устройства без крышки, параболического зеркала, кольцевого паза в цилиндрическом корпусе и с сечением корпуса.

На рисунке использованы следующие обозначения: 1 – видеокамера; 2 – цилиндрический корпус;

3 – прозрачная труба; 4 – кольцевой паз в цилиндрическом корпусе; 5 – светодиоды;

6 – апертурная кольцевая диафрагма; 7 – параболическое зеркало; 8 – крышка; 9 – ручка; 10 – канал

ны светодиодные источники света 5. Световой поток от источников света 5 ограничивается апертурной кольцевой диафрагмой 6, что формирует резкую границу между освещённой и теневой зонами. Отраженный от поверхности трубы световой поток падает на параболическое зеркало 7, которое направляет световой поток на чувствительный элемент видеокамеры 1. Крышка 8 необходима для защиты от механических воздействий на внешнюю поверхность прозрачной трубы 3, а также для обеспечения соосности контролируемой трубы и видеокамеры. Крышка 8 имеет длину 101 мм и диаметр 60 мм. Это не-

обходимо для достижения наибольшей соосности отверстия трубы и цилиндрического корпуса 2 устройства. Ручка 9 замыкает цилиндрический корпус 2. Внутри ручки выполнен канал 10 для информационных и питающих линий.

В разработанном УК использовалась видеокамера повышенной четкости Sony SNC-CH210 Network 1080p HD производства фирмы SONY IPELA HD. Защитный корпус 2 видеокамеры выполнен из фторопласта-2 (TECAFLON PVDF), который отличается высокой прочностью, химической стойкостью и низким коэффициентом трения о стальную

поверхность. В качестве источника света использовались светодиоды марки SEL-2835-(4730-13000)-3V150 производства SUNSHINE ELECTRONICS TRADING LIMITED в количестве 24 штук, которые расположенные по окружности соосной оси симметрии видеокамеры.

Прозрачная труба 3 имела толщину стенки 3 мм и была выполнена из прозрачного кварцевого стекла марок КВ по ГОСТ 15130-69 «*Silica optical glass. General specifications*». Выбор материала трубы 3 мы объясняем высокой износостойкостью, низкой гигроскопичностью и инертностью по отношению к остаточным асфальто-смоло-парафинистые отложениям на поверхности отверстия после его промывки.

Кварцевая труба 3, крышка 8 и параболическое зеркало 7 крепятся между собой клеем ММА в соответствии с ГОСТ 14887-80 «*Optical adhesives. Types*». Выбор марки клея обусловлен размерами оптических элементов.

Параболическое зеркало 7 выполнено обработкой резанием из медного сплава М06 (американский аналог С10100) в соответствии с ГОСТ 859-2001 «*Copper. Grades*». Выбор материала параболического зеркала 7 мы объясняем следующими причинами:

- при обработке точением сплава М06 достигается низкий уровень шероховатости;
- высокая химическая инертность сплава.

Остальные элементы УК выполнены из алюминиевого сплава.

Апертурная кольцевая диафрагма 6 формирует световой поток, который направлен под углом 45° к контролируемой поверхности отверстия. Отраженный от поверхности трубы световой поток падает на параболическое зеркало 7, формирующее мнимое и прямое изображение дефекта (рисунок 7). Наблюдение поверхности, параллельной оптической оси видеокамеры 1, осуществляется с помощью параболического зеркала 7, которое поворачивает изображение на 90° . Наблюдаемые при этом видеокамерой 1 отклонения границы свет – тень от окружности позволяют оценить глубину (высоту) дефектов на контролируемой поверхности.

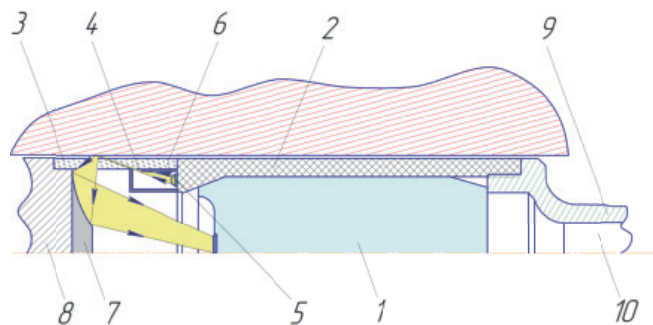


Рис. 7. Оптическая схема устройства оптического контроля внутренней поверхности окончания труб.

На рисунке использованы следующие обозначения: 1 – видеокамера; 2 – цилиндрический корпус, 3 – прозрачная труба; 4 – кольцевой паз в цилиндрическом корпусе; 5 – светодиоды; 6 – апертурная кольцевая диафрагма; 7 – параболическое зеркало; 8 – крышка, 9 – ручка; 10 – канал

Влияние положения коррозионной язвы на поверхности отверстия относительно линии горизонта мы проводили с помощью токарного станка с ЧПУ. В патроне станка предварительно растачивались кулачки, затем крепился стенд (рисунок 8). В результате биение поверхности отверстия станда составляло 5 мкм. Координата «С» станка позволяла дискретно поворачивать патрон на угол $\Delta\varphi=5^\circ$ от 0 до 180. Положение УК оставалось неизменным (рис. 2 b). Поворот трубы станда приводит к изменениям расстояний между моделью коррозионной раковины и поверхностью УК. Таким образом мы моделировали влияние на точность измерения глубины коррозионной раковины следующих помех:

- отклонение формы отверстия от окружности (рисунок 4 b).
- изменение диаметра отверстия в пределах ширины кольца света, которое освещает контролируемую поверхность отверстия, или изгиб трубы (рисунок 4 с).

На основании полученных таким образом результатов, мы строили тарировочный график. Для оценки влияния угла наклона (ψ) оси корпуса УК относительно поверхности отверстия мы определили границы его изменения для отверстия диаметром 62 мм.

$$\psi \in [1,8^\circ - 5,6^\circ].$$

На рисунке 9 показана два предельных случая положения УК в нефтяной трубе. Отметим, что расстояние от крышки 8 до торца апертурной кольцевой диафрагмы 6 составляет 132 мм. Фиксированное изменение угла ψ мы осуществляли с помощью шупов (ГОСТ 8925-68 Flat clearance gauges for machine retaining devices. Design).

Поворот УК, как на рисунке 9a,b, является помехой, которая снижает точность контроля глубины коррозионной язвы. Наличие угла $\psi > 0$ приводит к смещению относительно друг друга окружностей O1, O2 и O3 (рисунок 4 а). Для снижения влияния наличия угла на точность работы УК мы построили тарировочный график.

Оценку средней чувствительности УК для каждой глубины модели коррозионной язвы мы

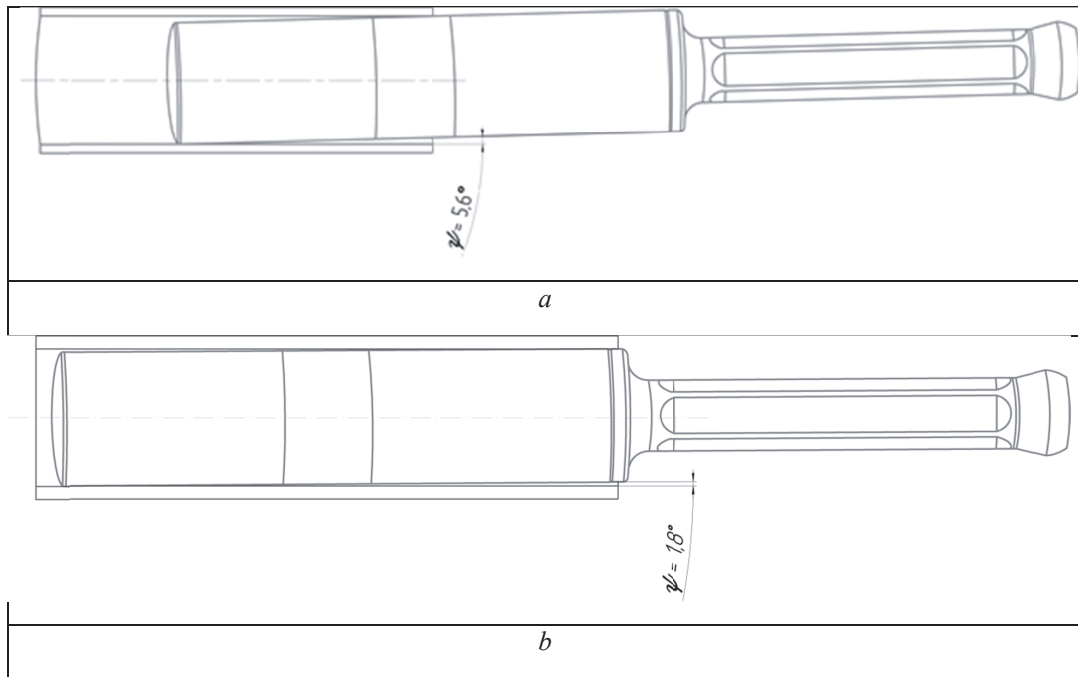


Рис. 9. Схема определения предельных углов наклона оси корпуса УК относительно поверхности отверстия:

a – введение УК в отверстие, угол $\psi > 0$: *b* – максимальное введение УК в отверстие $\psi = 1,8^\circ$

проводили с помощью *t*-критерия Стьюдента. При этом достоверность результатов соответствовала уровню значимости $p = 0,05$. Каждое испытание УК дублировалось не менее 10-и раз.

5. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

При перемещении УК вдоль оси отверстия стенда на рисунке 3 видеокамера 1 фиксирует видеоряд. На рисунке 10 показана последова-

тельность видеоизображений модели поверхностного дефекта. Модель коррозионной язвы находится в границах кольца структурированного освещения (между окружностями O_1 и O_2).

Мы исследовали влияние продольной длины дефекта на его максимальную глубину. Результаты испытаний сведены в таблицу 1 (положение модели дефекта соответствует углу $\varphi = 140^\circ$)

Зависимость контролируемой глубины дефекта от его продольной длины из таблицы 1 мы объясняем величиной угла падения струк-

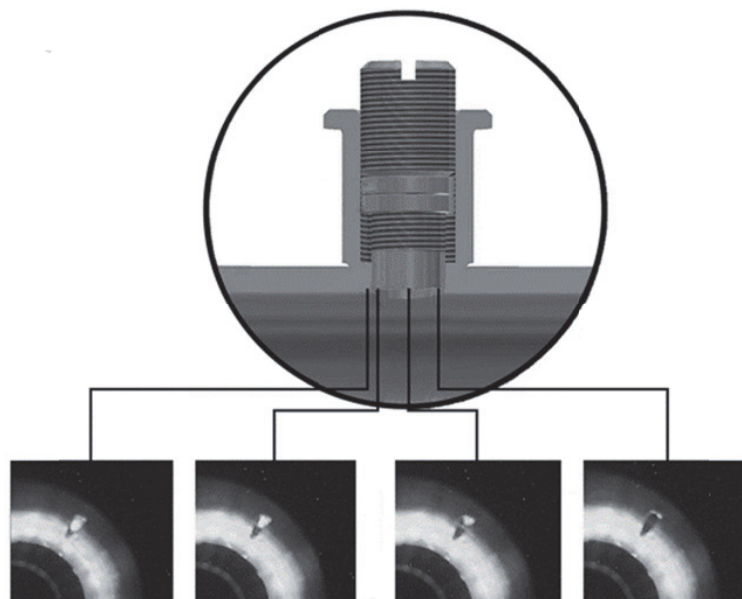


Рис. 10. Изображения поверхностного дефекта на стенде в процессе прохождения устройства контроля через область дефекта

Таблица 1. Влияние продольной длины модели коррозионной язвы на контролируемую глубину дефекта

Продольная длина модели дефекта, мм	4	8	12	14
No	1	2	3	4
Мах глубина модели дефекта, мм	1.5	3.4	4.8	6.0

турированного освещения на поверхность отверстия. Часть падающего и отражённого излучения рассеивается на торце отверстия 2 (см. рисунок 3) в результате дифракции. Кроме того, чем больше глубина дефекта, тем больше переотражений светового потока от стенок отверстия 2. В результате снижается чувствительность УК. Для НКТ 73 мы установили: для диаметра коррозионной язвы 4 мм наибольшая контролируемая длина дефекта 1.5 мм. В процессе отбраковки НКТ важно определить максимальную глубину дефектов, значение которой не должно превышать 10% от номинальной толщины трубы при нижнем пределе измерения 0.3 ± 0.05 мм (ГОСТ Р 52203-2004 «Tubing and coupling. Specifications»). Такая чувствительность УК является приемлемой для ремонтных производств НКТ.

Мы изменяли на стенде положение модели коррозионной язвы относительно линии горизонта. Проведённые испытания показали, что наиболее точное измерение глубины поверхностного дефекта возможно при угле $\phi = 0^\circ$. В этом случае модель коррозионной язвы находится под УК. При таком положении модели поверхностного дефекта практически весь отражённый

поток света от поверхности коррозионной язвы попадает на чувствительный элемент видеодатчика. Нами был построен тарировочный график, который устанавливал зависимость глубины модели коррозионной язвы от её положения на поверхности отверстия и от её протяжённости (рисунок 11). На рисунке 11 показана зависимость глубины модели коррозионной раковины от угла ϕ и от её протяжённости с указанием минимального и максимального отклонения результатов измерения в каждой точке контроля.

Для коррекции погрешности измерений глубины коррозионной язвы, которая обусловлена перекосом осей УК и отверстия, мы построили тарировочный график зависимости глубины поверхностного дефекта от величины угла ψ и от протяжённости модели коррозионной язвы (рисунок 12). На рисунке 12 приведён график для $\phi = 0^\circ$ с указанием минимального и максимального отклонения результатов измерения в каждой точке контроля. Наименьшая погрешность имеет место при положении УК, при котором $\psi = 1,8^\circ$. В этом случае перекося осей отверстий и УК минимальный.

Наличие двух тарировочных графиков (рисунки 11-12), а также анализ взаимного положения окружностей O1, O2 и O3 на изображении

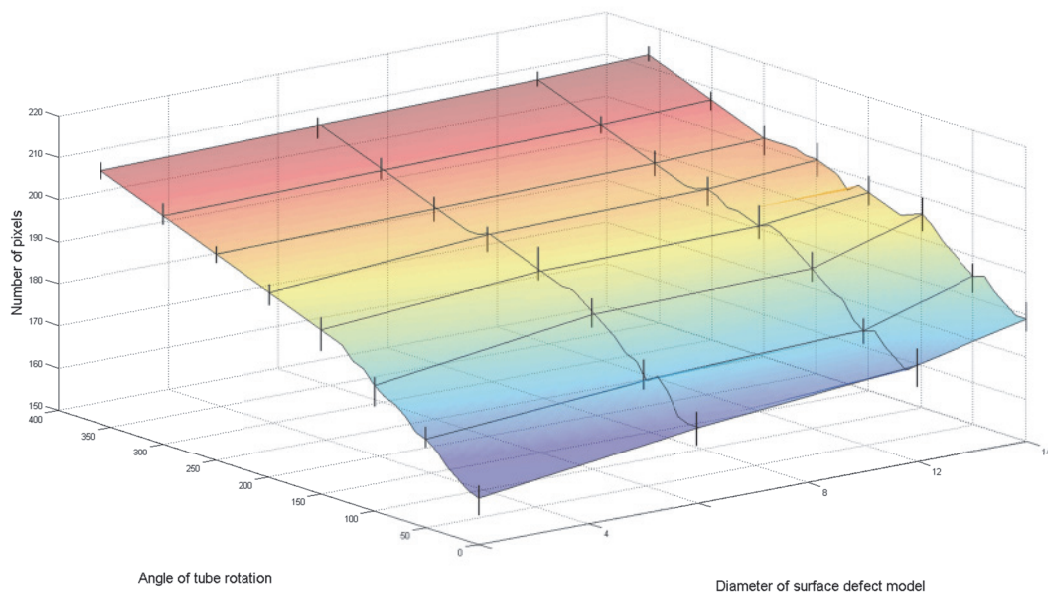


Рис. 11. Зависимость глубины модели коррозионной раковины от её положения на контролируемой поверхности (угол) и от её протяжённости (тарировочный график)

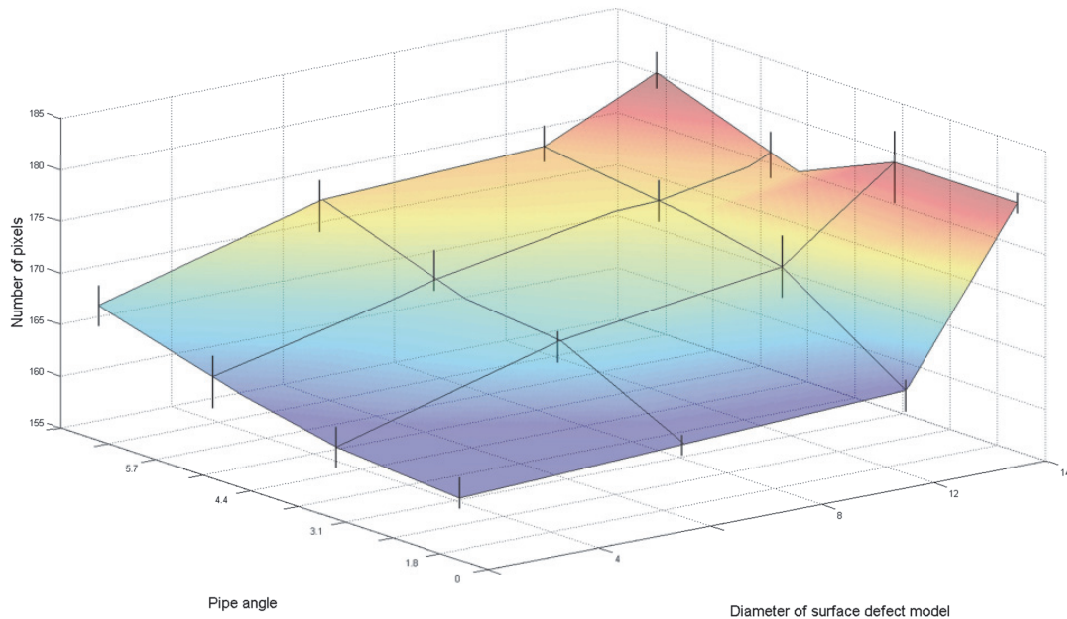


Рис. 12. Зависимость глубины модели коррозионной раковины от её протяженности и от положения оси УК относительно оси отверстия (угол) (тарировочный график)

поверхности отверстия (рисунок 3 а) позволили определять глубину коррозионной язвы (для рассматриваемых диапазонов глубин и протяженностей модели поверхностного дефекта) с точностью не менее 0.15 мм.

Точность измерения глубины дефекта поверхности отверстия может быть увеличена. Для этого модели коррозионных раковин должны иметь более сложную форму: цилиндрические стенки не должны иметь ось симметрии и не должны быть перпендикулярны оси отверстия.

В случае использования специального оборудования для ввода УК в отверстие НКТ (кондуктор или управляемый линейный привод) точность измерения может быть увеличена.

Мы также планируем использовать различные формы подсветки, используя головки излучающих светодиодов специальной формы [25-31].

Исследования в этом направлении будут продолжены и результаты будут сообщены в наших следующих публикациях.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования устройства оптического контроля внутренней поверхности окончания труб показали следующее:

1) разработанной УК в ручном режиме способно осуществлять контроль глубины отверстия с точностью не менее 0,15 мм, что является приемлемым для условия ремонтных предприятий НКТ;

2) тарировка УК на стенде позволила снизить погрешность измерений, которая обусловлена колебаниями размеров отверстия по его длине и наклоном оси УК относительно поверхности отверстия НКТ;

3) изменения материала контролируемой НКТ (углеродистая сталь, нержавеющий или алюминевый сплавы, полимер) требует новой тарировки УК;

4) УК способно определить глубину модели коррозионной язвы до 1,5 мм для продольной и поперечной длины дефекта 4 мм;

5) использование кольцевого источника света позволяет исключить дифракцию на краях апертурного кольца и повысить чувствительность устройства.

6) разработанное устройство может быть использовано в других областях хозяйственной деятельности: контроль отверстий, выполняемых в железобетонных конструкциях, поверхность отверстий труб химических производств, топливной системы ГТД и др. [32, 33].

Мы считаем, что точность устройства может быть повышена при использовании в качестве источника света ультрафиолетовое излучение. Это позволит снизить влияние на точность измерения паразитных засветок. Кроме того, использование устройства с индикаторными жидкостями позволит повысить точность контроля поверхности отверстия труб. В этом случае по цвету контролируемой поверхности возможно определение типа коррозии, т. е. возможно определить химический реагент, вызвавший коррозию. Авторы предполагают продолжить исследования в этих направлениях.

БЛАГОДАРНОСТЬ

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ (соглашение № 007-ГЗ/Ч3363/26).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Terán G., Capula-Colindres S., Velázquez J.C., Fernández-Cueto M.J., Angeles-Herrera D., Herrera-Hernández H. Failure pressure estimations for pipes with combined corrosion defects on the external surface: A comparative study // *Int. J. Electrochem. Sci.*, 2017, 12, pp. 10152 – 10176. DOI: 10.20964/2017.11.86
2. Салихьянов Д.Р., Богатов А.А. Разработка и исследование технологии восстановления насосно-компрессорных труб, обработавших эксплуатационный ресурс // *Электронный ресурс*. URL: <http://hdl.handle.net/10995/21276> (дата обращения 12.07.2019).
3. Alobaidi W., Sandgren E., Al-Rizzo H. A survey on benchmark defects encountered in the oil pipe industries // *International Journal of Scientific and Engineering Research*. 2015, Vol. 6(2), pp. 844-853.
4. Dyakin V.V., Kudryashova O.V. A flaw in a pipe // *Russian Journal of Nondestructive Testing*, 2012, Vol. 48(10), pp. 555-567.
5. Suresh V., Abudhahir A. An analytical model for prediction of magnetic flux leakage from surface defects in ferromagnetic tubes // *Measurement Science Review*, 2016, Vol. 16(1), pp. 8-13. DOI: 10.1515/msr-2016-0002
6. Krause T.W., Little R.W., Barnes R., Donaldson R.M., Ma B., Atherton D. L. Effect of stress concentration on magnetic flux leakage signals from blind-hole defects in stressed pipeline steel // *Res Nondestr Eval*. 1996, Vol. 8, pp. 83-100.
7. Alobaidi W., Alkuam E., Al-Rizzo H., Sandgren E. Applications of ultrasonic techniques in oil and gas pipeline industries: A review // *American Journal of Operations Research*. 2015, Vol. 5(7), pp. 274-287. DOI: 10.4236/ajor.2015.54021
8. Rifai D., Abdalla A.N., Razali R., Ali K., Faraj M.A. An eddy current testing platform system for pipe defect inspection based on an optimized eddy current technique probe design // *Sensors*. 2017, Vol. 17(3), pp. 1-24. DOI:10.3390/s17030579
9. Zavyalov P.S., Finogenov L.V., Zhimuleva E.S., Kravchenko M.S., Khakimov D.R., Savinov K.I., Savchenko M.V., Beloborodov A.V., Karlin V.E. Using diffractive optical elements for industrial products geometrical parameters inspection // *Journal of Physics: Conference Series*. 2018, Vol. 1096(9), pp. 012009-012016. DOI: 10.1088/1742-6596/1096/1/012009
10. Kazanskiy N. L., Kotlyar V. V., Soifer V. A. Computer-aided design of diffractive optical elements // *Optical Engineering*, 1994, Vol. 33(10), pp. 3156-3166. DOI: 10.1117/12.178898.
11. Kazanskiy N. L. Modeling diffractive optics elements and devices // *Proc. SPIE*, 2018, Vol. 10774, 107740O. DOI: 10.1117/12.2319264
12. Finogenov L. V., Lemeshko Yu. A., Zav'yalov P. S., Chugui Yu. V. 3D laser inspection of fuel assembly grid spacers for nuclear reactors based on diffractive optical elements // *Measurement Science and Technology*, 2007, Vol. 18(6), pp. 1779-1785. DOI: 10.1088/0957-0233/18/6/S18.
13. Golub M. A., Kazanskiy N. L., Sisakyan I. N., Soifer V. A., Kharitonov S. I. Diffraction calculation for an optical element which focuses into a ring // *Optoelectronics, Instrumentation and Data Processing*, 1987, № 6, pp. 7-14.
14. Kazanskiy N.L., Uspleniev G. V., Volkov A. V. Fabricating and testing diffractive optical elements focusing into a ring and into a twin-spot // *Proc. SPIE*, 2001, Vol. 4316, pp. 193-199. DOI: 10.1117/12.407678.
15. Doskolovich L. L., Kazanskiy N. L., Kharitonov S. I., Tzaregorodzev A. Ye. A method for estimating the DOE's energy efficiency // *Optics and Laser Technology*, 1995, Vol. 27(4), pp. 219-221. DOI: 10.1016/0030-3992(95)93748-g.
16. Kazanskiy N. L., Kharitonov S. I., Soifer V. A. Application of a pseudogeometrical optical approach for calculation of the field formed by a focusator // *Optics & Laser Technology*, 1996, Vol. 28(4), pp. 297-300. DOI: 10.1016/0030-3992(95)00103-4.
17. Abulhanov S. R., Popov S. B., Ivliev N. A., Podlipnov V. V. Device for control of apertures surface of pipes of oil assortment // *Procedia Engineering*, 2017, Vol. 176, pp. 645-652. DOI: 10.1016/j.proeng.2017.02.308.
18. Popov S. B. The use of structured lighting in computer vision systems // *Computer Optics*, 2013, Vol. 37(2), pp. 233-238.
19. Kazanskiy N. L., Popov S. B. Machine vision system for singularity detection in monitoring the long process // *Optical Memory and Neural Networks (Information Optics)*, 2010, Vol. 19(1), pp. 23-30. DOI: 10.3103/S1060992X10010042.
20. Kazanskiy N. L., Popov S. B. Distributed storage and parallel processing for large-size optical images // *Proc. SPIE*, 2012, Vol. 8410, 84100I. DOI: 10.1117/12.928441.
21. Nikonorov A. V., Petrov M. V., Bibikov S. A., Kutikova V. V., Morozov A. A., Kazanskiy N. L. Image restoration in diffractive optical systems using deep learning and deconvolution // *Computer Optics*, 2017, Vol. 41(6), pp. 875-887. DOI: 10.18287/2412-6179-2017-41-6-875-887.
22. Manzanera A., Nguyen P., Xu X. Line and circle detection using dense one-to-one Hough transforms on greyscale images // *EURASIP Journal on Image and Video Processing*, 2016, Vol. 6(12), pp. 18. DOI: 10.1186/s13640-016-0149-y.
23. Lestriandoko N. H., Sadikin R. Circle detection based on Hough transform and Mexican Hat filter // 2016 International Conference on Computer, Control, Informatics and its Applications (IC3INA), Tangerang, 2016, pp. 153-157. DOI: 10.1109/IC3INA.2016.7863041.
24. Kunina I. A., Gladilin S. A., Nikolaev D. P. Blind compensation of radial distortion in a single image using fast Hough transform // *Computer Optics*, 2016, Vol. 40(3), pp. 395-403. DOI: 10.18287/2412-6179-2016-40-3-395-403.
25. Doskolovich L. L., Kazanskiy N. L., Soifer V. A., Kharitonov S. I., Perlo P. A DOE to form a line-shaped directivity diagram // *Journal of Modern Optics*, 2004, Vol. 51(13), pp. 1999-2005. DOI: 10.1080/09500340408232507.
26. Kazanskiy N., Skidanov R. Binary beam splitter // *Applied Optics*, 2012, Vol. 51(14), pp. 2672-2677. DOI: 10.1364/AO.51.002672.
27. Aslanov E. R., Doskolovich L. L., Moiseev M. A., Bezus E. A., Kazanskiy N. L. Design of an optical element forming an axial line segment for efficient LED lighting systems // *Optics Express*, 2013, Vol. 21(23), pp. 28651-28656. DOI: 10.1364/OE.21.028651.

28. Kazanskiy N. L., Stepanenko I. S., Khaimovich A. I., Kravchenko S. V., Byzov E. V., Moiseev M. A. Injectional multilens molding parameters optimization // *Computer Optics*, 2016, Vol. 40(2), pp. 203-214. DOI: 10.18287/2412-6179-2016-40-2-203-214.
29. Doskolovich L. L., Bezus E. A., Moiseev M. A., Bykov D. A., Kazanskiy N. L. Analytical source-target mapping method for the design of freeform mirrors generating prescribed 2D intensity distributions // *Optics Express*, 2016, Vol. 24(10), pp. 10962-10971. DOI: 10.1364/OE.24.010962.
30. Kazanskiy N. L., Khonina S. N. Nonparaxial Effects in Lensacon Optical Systems // *Optoelectronics, Instrumentation and Data Processing*, 2017, Vol. 53(5), pp. 484-493. DOI: 10.3103/S8756699017050089.
31. Bykov D. A., Doskolovich L. L., Mingazov A. A., Bezus E. A., Kazanskiy N. L. Linear assignment problem in the design of freeform refractive optical elements generating prescribed irradiance distributions // *Optics Express*, 2018, Vol. 26(21), pp. 27812-27825. DOI: 10.1364/OE.26.027812.
32. Sunil K. S., Fakhri K. Classification of underground pipe scanned images using feature extraction and neuro-fuzzy algorithm // *Computer-Aided Civil and Infrastructure Engineering*, 2003, Vol. 13(2), pp. 95-112. DOI: 10.1109/72.991425.
33. Sinha S., Fieguth P. Neuro-fuzzy network for the classification of buried pipe defects // *Automation in Construction*, 2006, Vol. 15(1), pp. 73-83. DOI: 10.1016/j.autcon.2005.02.005.

OPTICAL DEVICE FOR THE INSPECTION OF PIPE INNER SURFACE

© 2019 S.R. Abulkhanov^{1,2}, N.A. Ivliev^{1,2}

¹ Samara National Research University named after academician S.P. Korolyov

² IPSI RAS - Branch of the FSRC «Crystallography and Photonics» RAS, Samara

The inner surface of the holes in the ends of tubing pipes used in oil production is most prone to deterioration. The mechanical loads combined with corrosion lead to the formation of pits on the surface of the holes. A tubing burst leads to significant financial, technological and environmental losses. The existing methods of non-destructive inspection do not allow to measure the depth of a corrosion pit (cavity) on the surface of the pipe end hole. We propose the construction of the device for monitoring the pipe inner surface closely adjacent to its end. The device uses the optical principle of monitoring the presence and the depth of corrosion pits on the surface of the tubing pipe end hole. The device uses structured lighting of the ring of the hole surface. Judging by the out-of-roundness of the light-shadow border, we evaluated the depth of the defects on the hole surface. The device was tested and calibrated on a special stand, where the depth of the cavity was changed with a step of 30 microns. The reflected light flow from the target surface was recorded by a video camera. Tests of the device showed its resistance to the disturbances in the form of stray lighting, electromagnetic interference, vibrations and dirt in the room (no special operating conditions are required). The length of the corrosion pit does not affect the sensitivity of the device. If the material of the controlled tubing changes, the device shall be calibrated. For a 4 mm long defect, the depth of the corrosion pit up to 1.5 mm can be detected. Preliminary calibration of the device allows to reduce the measurement errors caused by the technological and operational reasons. The developed device is able to detect the presence of a corrosion pit on the hole surface. The accuracy of measuring the depth of the defect on the pipe surface is not less than 150 microns, which is acceptable for oil pipe repair plants. The device can be operated manually and can be built into an automated control system. The monitoring results can be documented. The developed device can be used in other areas: inspection of holes made in reinforced concrete structures, inspection of surface of the holes of chemical production pipes, GTE fuel system, etc.

Keywords: non-destructive inspection, hole surface, corrosion pit, tubing pipe end, structured lighting, computer image processing techniques.

Stanislav Abulkhanov, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Engine Production Technologies. E-mail: abulhanov58@mail.ru

Nikolay Ivliev, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Technical Cybernetics, Research Fellow, IPSI RAS. E-mail: ivlievn@gmail.com