

## Sistema de detección de arena en las líneas provenientes de los pozos productores de crudo en un campo petrolero

Juan José Oliveira Maurera, Moisés Camacho  
Universidad de Oriente

República Bolivariana de Venezuela

[juanjoseoli@hotmail.com](mailto:juanjoseoli@hotmail.com), [moiescamacho26@gmail.com](mailto:moiescamacho26@gmail.com)

**Resumen.** La presente investigación establece un diseño para un sistema de detección de arena mediante sensores en los pozos productores de crudo y su integración al Sistema de Control y Adquisición de Datos Guardián del Alba (SCADA GALBA), en la empresa PDVSA Boquerón, Maturín, Estado Monagas-Venezuela. La investigación surge, debido a que en la planta Boquerón no existe ningún instrumento que permita la medición precisa de arena en el flujo del crudo, ocasionando constantes retrasos en la producción, por acumulación de sedimentos en los tanques de almacenamiento, desgastes en las tuberías gracias al arrastre adicional, entre otros problemas. El estudio fue de campo debido a que se recolectaron datos directamente de la realidad sin manipular la información, con un diseño no experimental, un nivel descriptivo y bajo la Guía de Gerencia para Proyectos de Inversión de Capital (GGPIC). La población referencial involucrada en este estudio fue de 20 personas, las cuales tienen relación directa con el proceso de producción de la planta. El diseño se alcanzó con el cumplimiento de los objetivos planteados, en los cuales se desarrollaron actividades como descripción de la situación actual, estudios de factibilidad, diagramas y despliegues para posteriormente implementarlos, dando como resultado un mecanismo que permite cuantificar la cantidad de partículas que recorren las líneas provenientes de los pozos productores, para realizar el reemplazo oportuno de las placas de los separadores, evitando así la acumulación de sedimentos en los tanques de almacenamiento.

**Palabras Clave:** Automatización y control, detección de arena, GALBA, GGPIC, líneas de crudo, sensores de pozos.

### 1 Introducción

La automatización y el control de procesos industriales es una herramienta para la optimización de sistemas de producción que permite reducir costos, mejorando tiempos de respuestas, garantizando calidad del producto o servicio y seguridad en las operaciones realizadas; también permite supervisar de forma automática la gestión de operaciones industriales sin poner en riesgo a integridad física del ser humano. Lo que se busca con la automatización y el control de procesos es mejorar la productividad; es decir mayor cantidad y calidad de producto a menor consumo de recursos (tiempo, costos, equipos, talento humano, entre otros).

Esta optimización se genera por la unión de distintas tecnologías como por ejemplo, la instrumentación que permite medir las variables de la materia en sus diferentes estados, gases, sólidos y líquidos, (eso quiere decir que se miden unidades como el

volumen, el peso, la presión etc.); la OLE hidráulica, la neumática, los servos y los motores son los encargados del movimiento, que ayudan a minimizar esfuerzos físicos (mover una bomba, prensar o desplazar un objeto), los sensores son también importantes instrumentos que indican lo que está sucediendo con el proceso, su condición y su estado. Tal es el caso, de los sensores detectores de arena con los cuales se diseñó un sistema de medición de la cantidad de arena que fluye por las tuberías provenientes de los pozos productores de crudo en el campo perolero Boquerón, perteneciente a Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) principal industria petrolera del país.

Actualmente en la Planta de producción de crudo y gas Boquerón se presentan efectos negativos que causan inconvenientes, retrasos en la producción, debido al desconocimiento de la cantidad de arena arrastrada por el crudo desde los pozos hasta los tanques de almacenamiento, lo que genera falsos niveles de producción, paradas de planta no planificadas, entre otras consecuencias indeseables para la empresa.

Por diversos convenios PDVSA Boquerón cuenta desde hace varios años con un sistema de adquisición y monitoreo de datos llamado SCADA, al cual se le puede integrar fácilmente nuevas variables de medición de arena, mejorando el proceso productivo de la planta. En este sentido, Villarroel [1] afirma que los SCADA permiten la accesibilidad a la información por medio de la integración con las distintas bases de datos y sistemas de gestión del cliente, permitiendo una mayor optimización y administración de los recursos.

Por su parte, Ponsa y Vilanova [2] refiere a la automatización clásica como aquella parte del sistema en que, a partir de la entrada de material, energía e información, se genera una transformación sujeta a perturbaciones del entorno, que da lugar a la salida de material en forma de producto.

En la automatización moderna surgió una nueva conceptualización, la cual es definida por Mirchandani [3] de la siguiente forma, la base de la automatización flexible es la flexibilidad de la maquinaria. Esta flexibilidad está condicionada a una planificación de la producción. La planificación consiste en una secuencia de decisiones donde se ven involucrados varios procesos.

Por ello, Robles [4] explica que en el proceso de automatizar se plantean metas con las cuales medir la mejora del sistema, mediante la reducción de costos, el aumento de la producción, mejor calidad del producto, supresión de riesgos, entre otros. Por los beneficios que genera la automatización y control de los procesos industriales, esta investigación, tuvo como objetivo generar un diseño de detección de arena mediante sensores en los separadores que tienen los pozos productores de crudo en el campo Boquerón, con un diseño de campo y una investigación de tipo descriptivo, mediante una metodología operativa diseñada por los autores pero fundamentada en los lineamientos técnicos que la misma industria tiene documentado. El contenido de este trabajo se desarrolló en el marco de tres grandes fases: visualización, conceptualización y definición; las cuales permitieron alcanzar el objetivo trazado inicialmente.

## 2 Metodología

Esta investigación estuvo enmarcada dentro de Guía de Gerencia para Proyectos de Inversión de Capital (GGPIC) [5] la cual establece los fundamentos secuenciales para la elaboración del presente trabajo de acuerdo a su área de aplicación, apoyado en la modalidad de campo, porque se propuso un diseño a partir de las razones que proporcionan el origen a un problema y con base al criterio de ingeniería, darle una solución viable. Al respecto en el Manual de la UPEL [6] se define como la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales; puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos.

Todas las investigaciones de este tipo conllevan el diseño o creación de algo, con base en un proceso investigativo, también entran a esta categoría en cuanto a propuesta, sin embargo a este tipo de proyecto el investigador puede llegar mediante varias fuentes, las cuales indican procesos, enfoques, métodos y técnicas propias, la perspectiva, la prospectiva y la planeación holística; por lo que se considera la GGPIC como base referencial por ser una herramienta establecida en PDVSA para la elaboración de proyectos de ingeniería que requieran inversión, diseño y desarrollo tecnológico.

De acuerdo al tipo de investigación, corresponde al nivel descriptivo, porque se realizó una descripción exacta de las actividades objetos, procesos y personas. Su meta no se limita a la recolección de datos, sino a la predicción e identificación de las relaciones que existen entre dos o más variables. Permite la redacción de los datos claramente de la realidad donde el investigador puede tomar en cuenta, que los datos no han sido manipulados en ningún momento. Al respecto Hernández, Fernández y Baptista [7] señala que una investigación descriptiva busca especificar las propiedades, las características y los perfiles de personas, grupos, comunidades, procesos, objetos o cualquier otro fenómeno que se someta a un análisis.

Según la GGPIC [5], la ejecución de un proyecto puede ser vista como un proceso que se desarrolla en fases, desde que nace o se concibe la idea hasta que se materializa y se pone en operación el activo o la instalación y ésta comienza a generar un valor al accionista o dueño.

Debido al alcance del proyecto se utilizó una adaptación de esta guía para responder a las necesidades particulares de la empresa, pudiendo ser fácilmente aplicable a otros proyectos de investigación de naturaleza similar. A continuación se describe cada fase aplicada.

### 2.1 Visualización

En general, en esta primera fase se originan los proyectos de inversión. Las ideas que producen los planes pueden provenir de cualquier parte de la organización. La GGPIC [5] la define como la fase donde se elabora el propósito del proyecto, además se verifica la alineación del proyecto con estrategias corporativas para comenzar con el desarrollo preliminar del proyecto.

Se incluyeron actividades como: objetivos del proyecto, alcance, levantamiento de información sobre los efectos de la arena en la producción de crudo y definición del proceso de recepción de crudo de la planta.

## **2.2 Conceptualización**

El propósito de esta fase es la selección de la(s) mejor(es) opción(es) y la mejora en la precisión de los estimados de costos y tiempo de implantación. En esta fase se detallan además los requerimientos del negocio para la solución. Como lo define la GGPIC [5], los productos de la fase de visualizar constituyen el insumo de trabajo para continuar con el desarrollo del proyecto y ejecutar la fase de “conceptualizar”.

Dentro de esta fase se lograron establecer los requerimientos, el estudio de alternativas, selección de la tecnología y el análisis de los riesgos presentes en la propuesta.

## **2.3 Definición**

El propósito de esta fase fue desarrollar en detalle el alcance y los planes de ejecución de la opción seleccionada para permitir a la empresa comprometer los fondos u obtener el financiamiento requerido para ejecutar el proyecto, además de preparar la documentación que sirva de base para la ingeniería de detalle y la contratación de la ejecución del proyecto.

Dentro de las actividades desarrolladas en este punto se tienen: diseño de detección de la eficacia de las placas de los separadores de arena, elaboración de un plan de pruebas piloto del sistema propuesto, análisis de beneficios tangibles e intangibles.

# **3 Resultados**

## **3.1 Visualización**

En Venezuela el petróleo es el principal elemento de desarrollo económico que sustenta financieramente muchas de las instituciones y organismos del Estado, tales como los ministerios, hospitales, escuelas, universidades, empresas públicas y privadas, consejos comunales entre otros, a través de las actividades que realizan para su transformación en las diferentes filiales a nivel nacional de Petróleos de Venezuela, las cuales se dedican a la explotación, producción, refinación, mercadeo y transporte del petróleo venezolano; es importante destacar que la Faja Petrolífera del Orinoco al sur del país, territorio que ocupa la franja meridional de los estados Anzoátegui, Guárico y Monagas, dispone de las primeras reservas probadas de petróleo del planeta, considerando que en otros estados del país también existen localizaciones de cuencas o pozos petroleros que son extraídos para su refinación.

Una de estas filiales es la empresa mixta Boquerón, la cual se encarga de producir crudo y gas, provenientes de 23 pozos, de los cuales 19 se encuentran activos, cuatro

(4) inactivos; tiene una producción promedio de 4.300 barriles por día, 60 mmpnd de gas y 300 barriles de agua y sedimentos, lo que implica que estos se traducen en una pérdida por cada día de mantenimiento a los tanques de almacenamiento para su limpieza. Esta Planta cuenta con un separador de arena, que utiliza filtros reemplazables que purifican el crudo de los sedimentos provenientes de los pozos, los cuales evidencian su pérdida de efectividad durante el proceso al mostrar una diferencia en los niveles de fluido crudo en relación la capacidad del tanque.

Actualmente, la purificación del crudo que llega a los tanques depende directamente de las placas contenidas dentro de los separadores de arena, cuya función es detener los sedimentos provenientes de los pozos, enviándolos al fondo del separador, evitando que lleguen al tanque de almacenamiento. Como todo accesorio de un proceso de trabajo continuo tiene una vida útil determinada, en este caso la vida útil de las placas de los separadores va a depender de la erosión ocasionada por la cantidad de sedimento que las impactan, razón por la cual se hace necesario crear un mecanismo que optimice el proceso.

Aunado a esto, dentro de esta actividad productiva se han presentado condiciones que generan paralizaciones temporales, producto de la acumulación de arena dentro de los tanques, lo que amerita la desactivación del mismo para su respectiva limpieza; debido a esta situación de acumulación de sedimentos, se disminuye la capacidad de almacenamiento de crudo en los tanques, se reduce la producción y se incrementan los costos por los mantenimientos o reemplazos.

En planta Boquerón filial de PDVSA existen un gran número de pozos y generación de información que se origina de cada uno de ellos, la cual es almacenada en diversas bases de datos (tiempo real, operacionales y corporativas); es por ello, que la empresa se ha valido del uso de múltiples herramientas, entre las cuales se tiene la aplicación del sistema de monitoreo SCADA.

Las nuevas tecnologías facilitan que cada vez haya más sensores vigilando los procesos productivos, capaces de procesar enormes cantidades de datos para ayudar a mejorar el funcionamiento de las fábricas y el control de los procesos productivos. Es por esto que surge la idea de utilizar sensores para visualizar la cantidad de arena que ingresa a la planta, así mismo la adición de estos dispositivos servirá para el control de las placas que permiten que los separadores decanten la arena que viene con el crudo de los pozos.

**Objetivos del proyecto:** Diseñar un sistema de detección de arena a través de sensores en las líneas provenientes de los pozos productores de crudo en el campo Boquerón, estado Monagas, con la finalidad de que se garantice la eficacia del separador de arena en el proceso de producción.

El objetivo anterior está plenamente alineado con los objetivos organizacionales de la empresa, los cuales son: recuperar y renacionalizar la producción petrolera, desarrollar de forma endógena el sector petrolero, contribuir a mejorar la demanda actual de bienes y servicios, desmontar la apertura petrolera y establecer asociaciones en lugar de convenios.

**Alcance:** Luego de que los objetivos y propósitos del proyecto han sido establecidos, asegurando que cumplen con las estrategias y lineamientos del plan de negocios de la empresa, se elaboró un alcance preliminar, a fin de utilizarlo de base para todo el

proyecto. En las primeras fases de este trabajo se contemplan la visualización de un diseño que permita detectar la arena que viene de los pozos productores en el campo Boquerón, permitiendo así evaluar la eficacia de los separadores que están a la salida de cada cabezal, a su vez se convino en crear una conexión entre los datos generados en el campo y la sala de control, que serían visualizados a través de despliegues en el sistema de monitoreo de la planta.

Se proyectará para futuras investigaciones (fuera del alcance de este proyecto de investigación) la aplicación y puesta en servicio de este sistema de detección, con los costos de instalación, capacitación y mantenimiento correspondientes.

**Levantamiento de la información:** Por medio de visitas de campo y entrevistas no estructuradas se obtuvo la información del proceso de producción de crudo en el campo Boquerón. En esta etapa se muestra el proceso de recepción de crudo de la planta, a fin de conocer su recorrido crudo desde los pozos hasta los tanques de almacenamiento. En el proceso de producción se encuentran involucradas 20 personas separadas en un (1) superintendente, dos (2) supervisores, un (1) personal químico y 16 operadores. A continuación se explica detalladamente el proceso de recepción de crudo proveniente de los pozos de la planta Boquerón.

Extracción de crudo de los pozos: las instalaciones de procesamiento de crudo están diseñadas para procesar 25000 barriles de petróleo por día (bopd) de crudo y agua, más 50000 millones de pies cúbicos diarios (mmscfd) de gas el cual se comprime a 100 psig. Para ser inyectado de nuevo a la formación y mejorar la producción de crudo del campo. Cada cabezal de pozo es monitoreado remotamente desde la sala de control de las instalaciones a través de una conexión de fibra óptica con el sistema SCADA (Guardián del Alba) que permite paradas remotas de emergencia, ya sea con intervención manual o alteración del proceso.

El crudo, proveniente de los pozos del campo Boquerón, es transportado a través de líneas de flujo de 6" de diámetro de los pozos existentes (BOQ-4, BOQ-5, BOQ-9, BOQ-7, BOQ-11 y BOQ-12, BOQ-13, BOQ-14, BOQ-15, BOQ-17, BOQ-18, BOQ-19, BOQ-24). Restringiendo el flujo que viene del subsuelo cada pozo cuenta con válvula una hidráulica y una manual de 4/16" y en cada brazo tiene dos en cada uno cuya medida es de 3/16" y una superior manual de 4/16".

Cada pozo cuenta con un cabezal el cual tiene siete (7) válvulas de control, de las cuales tres (3) operan de forma manual y cuatro (4) son hidráulicas que actualmente se encuentran fuera de servicio. A su vez están equipados con tableros hidráulicos de control local marca Ruelco. Cada tablero es activado por compresores de aire eléctricos exclusivos, que suministran aire comprimido a 150 psig al circuito neumático del tablero que opera a los disyuntores (relés) hidráulicos instalados localmente y a las bombas hidráulicas del sistemas.

Separadores de arena: del cabezal de pozos los fluidos pasan a través del recipiente separador de arena/asfáltenos (56-VS-1200) donde la arena y los asfáltenos son separados (por el proceso Knocked out, removidos) y enviados al recipiente temporal de aguas aceitosas.

Recepción del crudo en el múltiple de producción: en operación normal el sistema de procesamiento de crudo, recibe la producción de pozos de Boquerón, a una presión aproximada de 365 psig y 200 °f. La producción es recogida en un múltiple de producción donde se combinan los flujos de todos los pozos y conformado por dos

cabezales: el cabezal de prueba de pozos, de 8" de diámetro en caso de que se quiera probar un pozo específico y el cabezal de producción, de 20" de diámetro.

Llegan al múltiple de producción 11 líneas de transporte de 6" de diámetro que a través de una tubería en "T", la cual tiene un sistema de válvulas manuales que permite dirigir el flujo al cabezal de producción de 20" de diámetro o al cabezal de pruebas con 8", un transmisor indicador de presión en el cabezal de producción que cierra una válvula de parada a la entrada del separador de producción IP si la presión de línea cae a 100 psig. La temperatura de línea es registrada por un indicador que envía los datos a sistema de monitoreo SCADA.

Separación del crudo y el gas del cabezal de pruebas en el múltiple: la producción individual de cada pozo es enviada al separador compacto de prueba (27-S-2830), con una capacidad de 6000 barriles de petróleo por día (bopd) y 20 millones de pies cúbicos diarios de gas (mmscfd), donde los líquidos y gases son medidos por separado y mezclados de nuevo. Éste consiste de dos secciones de tubería, una vertical y otra horizontal, en el cual la corriente de salida del crudo pasa por un mezclador que determina el contenido de agua. La mayoría del gas se separa y fluye hacia arriba, el resto es arrastrado hacia abajo por la corriente líquida (crudo y agua) y entra en la sección horizontal de la tubería. El flujo de crudo se une al flujo de la salida de gas y es devuelto al cabezal de producción.

Del cabezal de producción en el múltiple, la corriente multifásica es enviada a los separadores de producción IP (intermedia precisión), LP (baja presión), HP (alta presión); los gases a presión son separados del líquido en estos recipientes. El flujo principal se combina con el líquido proveniente del depurador de 4ta. Posteriormente pasan a la etapa de compresión, esta es una separación bifásica de líquido y gas, dependiendo de la presión se divide en tres separadores de producción: Si el flujo tiene una presión menor a 115 psig. es enviado al separador LP con unas dimensiones de 72" por 24" y 250 °f. Si el flujo es menor a 500 psig., es enviado al separador IP con unas dimensiones de 66" por 20" y 250 °f. Para presiones superiores a los 500 psig hasta 800 psig, es enviado al separador HP con unas dimensiones de 83" por 30" y 250 °f, la sobre presión es venteadada al mechorrio.

Deshidratación de crudo: las fases líquidas provenientes de los separadores IP y HP unidas a las fases líquidas provenientes del depurador de gas IP y HP y el depurador de gas combustible, entra al separador de producción LP. El crudo líquido de los separadores de producción y el líquido del depurador de gas IP y HP, ambos son evaporados en el deshidratador de crudo. Entre 130° y 165 °f.

Almacenamiento: el condensado del gas e hidrocarburos se envía a los tanques de almacenamiento de crudo. El líquido del separador de producción LP es enfriado hasta 120 °f en el enfriador de crudo (tipo ventilador) este líquido, así como la corriente de condensado LP, es enviado a dos (2) tanques de almacenamiento de crudo operativos en la planta 29-TK-1900/1901 con unas dimensiones de: 46'-2" de diámetro por 31'-8", con una capacidad de 10000 bbl.

Los tanques contienen separadores con eliminador de neblina que ayudan a la desgasificación del crudo. El gas del tanque es canalizado a la chimenea de venteo de emergencia, se cuenta con arresta llamas para protección en caso de generación de llamas. Las chimeneas de LP y el tanque de venteo están diseñados para proveer una buena dispersión del gas y evitar la exposición a altos niveles de radiación en caso de

que se incendien accidentalmente. Siendo esta la última etapa del proceso donde se almacena el crudo.

Cabe destacar que en la figura 1 se muestra gráficamente el recorrido del flujo de crudo, dentro del proceso en la planta Boquerón resaltándose cada uno de los elementos que intervienen en este sistema desde la extracción de los pozos productores hasta el almacenamiento en los tanques.

Durante el recorrido del crudo por cada uno de los equipos visualizados en el diagrama existen sensores, los cuales reciben y emiten señales analógicas y digitales, para un total de 3328 señales analógicas y 2432 señales digitales.

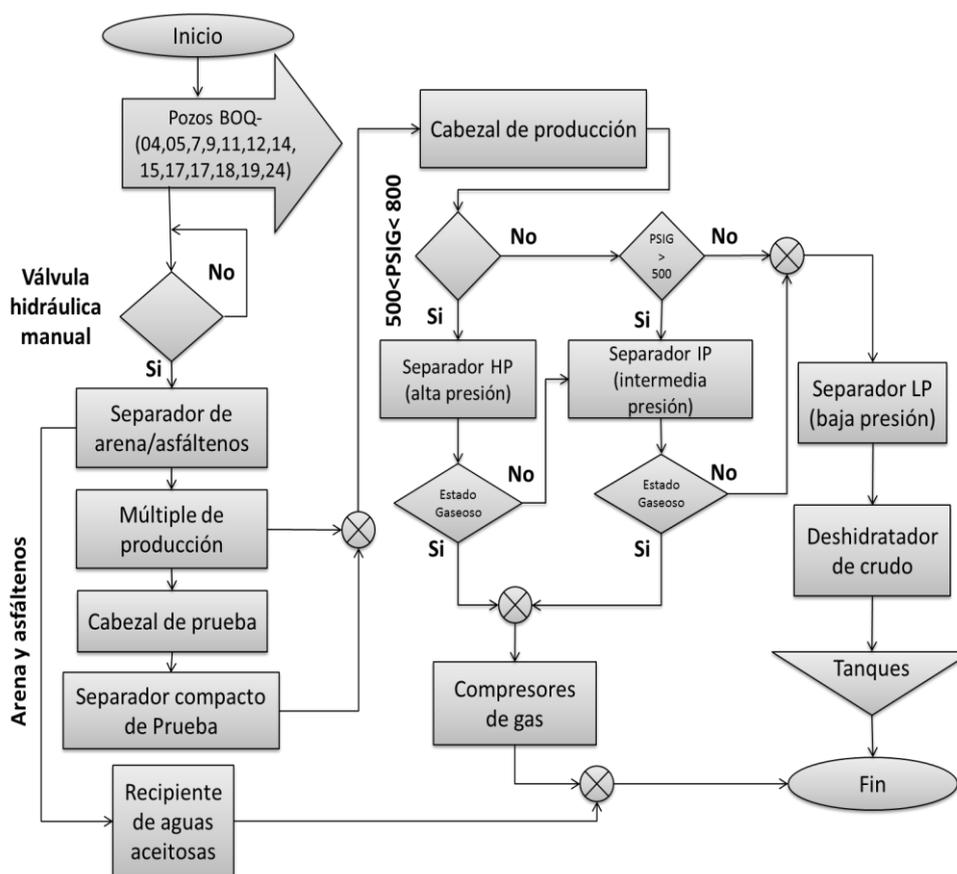


Fig. 1. Diagrama de flujo del Proceso de la Planta Boquerón

### 3.2 Conceptualización

Los productos de la fase de visualización constituyen el insumo de trabajo para continuar con el desarrollo del proyecto y ejecutar la fase de conceptualización. El

propósito de esta fase es la selección de las mejores opciones y la precisión de los estimados de costos y tiempo de implantación.

El establecimiento de los requerimientos es el conjunto de técnicas y procedimientos que permiten conocer los elementos necesarios para definir un proyecto, especifican qué es lo que el sistema debe hacer (sus funciones) y sus propiedades esenciales y deseables. La captura de los requerimientos tiene como objetivo principal la comprensión de lo que los clientes y los usuarios esperan que haga el sistema.

Según el Estándar internacional de Especificación de Requerimientos IEEE830 [8], los documentos de definición y especificación de requerimientos deben contemplar los siguientes aspectos: ambiente físico, interfaces, usuarios y factores humanos, funcionalidad y datos. Los requerimientos permiten que los desarrolladores expliquen cómo han entendido lo que el cliente pretende del sistema. También, indican a los desarrolladores qué funcionalidad y cuáles características va a tener el sistema resultante. Estos se recogen mediante entrevistas, que son una forma de encontrar información de otra persona a través de una comunicación interpersonal que se lleva a cabo por medio de una conversación.

**Selección de tecnologías:** En el mercado existen muchos dispositivos capaces de detectar las partículas en un caudal de fluidos por eso se realizó una evaluación para determinar cuál sería el más indicado de acuerdo a las condiciones de la planta Boquerón.

Los dispositivos requeridos para este diseño fueron ubicados mediante una solicitud directa a los propios fabricantes: ClampOn, Emerson y Roxar (a través de sus páginas web). Para esta selección se tomaron en cuenta los dispositivos de empresas a la vanguardia en el campo, con alta confiabilidad y que brinden el mayor soporte a sus productos y utilizando la información analizada anteriormente los autores en conjunto con el personal especialista que labora en planta establecieron diferentes criterios de evaluación en favor de los requerimientos específicos de la planta Boquerón, con el fin de elegir la mejor alternativa.

Sensores de partículas ClampOn SandQ DSP-06: sensores portátiles de gran tamaño, idénticos intercambiables que pueden reposicionarse en caso de fallas. Sujeción mediante abrazaderas a la superficie de la tubería, comunicación a través de Modbus por salida digital RS485. El producto del flujo se mide utilizando una técnica activa Pulse-Doppler en tiempo real, puede incluir mediciones de velocidad de flujo sin necesidad de contar con los datos de flujo procedentes de fuentes externas.

Monitor Óptico de corrosión (CEM) Emerson: suministra mediciones en tiempo real de variaciones del espesor de las paredes en las tuberías y otras estructuras metálicas producidos por la arena. Es un dispositivo no invasivo que emplea un sistema de infrarrojos que se traslada fácilmente gracias a su tamaño reducido. Los transductores (entre dos y ocho) se fijan a la superficie de la tubería a otra estructura metálica, y se conectan a la unidad de control. Las tendencias del espesor se generan automáticamente y pueden observarse en tiempo real en un ordenador con el software instalado. Se comunica solo vía Wireless a computadores cercanos lo que aumenta el costo.

Monitor de vibraciones 3D DSP ClampOn: detecta vibraciones tridimensionales en las estructuras y tuberías. Permite el monitoreo de vibraciones y firmas acústicas en una amplia banda de frecuencias desde cero Hertz (0 hz) hasta cientos de kilo-Hertz (kHz). Opción de batería y registro de datos por un periodo corto de tiempo, el instrumento se

fija mediante pernos a la tubería, es una herramienta flexible, diseñada para ser instalada de modo temporal o permanente. La comunicación de los datos no procesados continuos desde todos los ejes es enviada en formato \*.wav de 16 bits.

Sensor de arena Roxar SAM 400 TC/CIU: es un sistema acústico de detección temprana de arena, con diseño no intrusivo que permite su fácil instalación y mantenimiento mínimo; incorpora una interfaz Modbus o analógica de cuatro a veinte miliamperios (4-20 mA) a DCS/HCS. Es autónomo y no requiere estar siempre conectado a un ordenador ya que almacena datos en su propia memoria flash. Dos interfaces basadas en el protocolo Modbus sobre RS485, visualización de estado con LED y un tamaño compacto.

Una vez estudiados los dispositivos se establecieron los criterios de selección definidos previamente por el equipo técnico de trabajo (autores y especialistas del Departamento Automatización Información y Tecnología AIT de la empresa) de acuerdo con la información de las necesidades y requerimientos de la planta obtenidos en la revisión de manuales y entrevistas a los trabajadores. Estos criterios generaron una matriz de selección con la intención de determinar la mejor alternativa para el cumplimiento de las necesidades evaluando los siguientes elementos: confiabilidad, costos, almacenamiento, portabilidad, instalación, conectividad, y mantenimiento.

Con los resultados obtenidos producto de esta evaluación se seleccionó el dispositivo que mejor se adecúa a las necesidades actuales del proceso, el cual es el sensor de arena Roxar SAM 400 TC/CIU obteniendo una puntuación de 117, por encima del sensor ClampOn SandQ DSP-06 con 89, el monitor de vibraciones 3D DSP ClampOn con 81 y monitor óptico de corrosión (CEM) Emerson. Esto gracias a que el dispositivo fabricado por Roxar ofrece las mejores características de diseño, portabilidad y conectividad para las necesidades existentes dentro de la planta.

El detector arena Roxar SAM 400 TC/CIU es de tipo no intrusivo, intrínsecamente seguro instalado en la parte exterior de la tubería de producción en la hazardous zone (zona peligrosa). El monitor de arena detecta la energía acústica generada por las partículas que impactan la superficie interna de la línea de producción y provee una cantidad cualitativa de la arena producida en el crudo y gas, para hacer esto el detector revela el ruido y lo convierte en una señal digital que es transmitida vía el cable energizado del sensor hasta el área segura de electrónicos.

El área electrónica segura (safe area) comprende una fuente de poder de 24 vdc, la unidad de interfaz y cálculo (CIU) y la barrera de seguridad eléctrica (safety barrier). El CIU es una unidad "esclavo Modbus" que calcula la rata de producción de arena basado en la señal del sensor y la construye mediante algoritmos. El detector lee más de 90 días de datos y es almacenado en la memoria flash interna. Dentro del sistema de monitoreo de arena, está el micrófono, el cual está comprendido por una coraza protectora de metal que va ensamblada en una base se acopla a la tubería mediante abrazaderas, una vez está instalado en la línea de producción el detector con la coraza posee seguridad anti-descargas que le permiten estar en zonas donde se manejan fluidos y gases inflamables.

El sistema de CIU se puede conectar directamente al sistema de control de datos (DCS) o a un PC que ejecuta el software permanente SAM servidor / cliente o para un ordenador de servicio que ejecuta el software de servicios (SAMCIU.exe); el cual es un programa que está diseñado para funcionar con la CIU cuyo objetivo es proporcionar una plataforma de software para el servicio y la calibración del sistema monitor de

arena, basado en una plataforma PC mediante una interfaz visual sencilla. El software se encarga de todas las interacciones entre el operador y el instrumento, y también muestra las condiciones de error.

El software de servicio está diseñado como una aplicación "cliente / servidor". El servidor 1 está operativo en todo momento desde que la máquina servidor se enciende y se inicia el sistema operativo. El software de cliente se puede utilizar desde el equipo servidor, o desde cualquier máquina con conexión a la red, por lo que los datos de los instrumentos disponibles para todos los usuarios con derecho de acceso desde un ordenador

El diseño inicial establecido por el fabricante contempló para cada sensor una conexión directa a un terminal para ver los datos en tiempo real. De acuerdo con las consideraciones de mejoras en el sistema se determinó por parte de esta investigación que era necesaria una configuración que incluyera más de un sensor en cada locación, además se debe trabajar conectados a un sistema de monitoreo general que agrupe los datos de todos los dispositivos en el campo en una sola computadora.

Seguidamente se procedió a seleccionar el dispositivo traductor de lenguaje para la comunicación del sensor a través de las redes Ethernet, para ello se probaron varios tipos: V-monitor i-RTU (dispositivo maestro Modbus para la comunicación de sensores de presión vía señales de radio), Schneider PowerLogic EGX100 (dispositivo Gateway que ofrece un completo acceso a todas las mediciones e información de estado de todos los dispositivos conectados) y Moxa Nport 6110 (Gateway Modbus de fácil uso e intuitivo que busca automáticamente todas las unidades disponibles en la red LAN).

Posteriormente a la selección de las alternativas de comunicación se procedió a realizar una matriz de evaluación para establecer cuál era la mejor opción, se tomaron de acuerdo con las opiniones de los especialistas de la planta una serie de criterios de evaluación: complejidad, mantenimiento, robustez, costos y comunicación con sistemas.

Luego de haber establecido entre los expertos del equipo de AIT y los autores de esta investigación, los criterios de evaluación que contemplan los aspectos necesarios para la comunicación, la evaluación de los dispositivos arrojó que la mejor opción es el Moxa Nport 6110, resultó el más indicado con 78 puntos de acuerdo a los valores ponderados en cada criterio, quedando como segunda opción el Schneider PowerLogic EGX100 con 65 y por último V-monitor i-RTU con 50.

**Análisis de riesgo:** El método para la evaluación de los riesgos empleado en el proyecto de detección de arena en los pozos productores, estuvo basado en la premisa de una evaluación o medición relativa a la magnitud de cada uno de los riesgos, elaborada con base a factores de comparación para establecer prioridades en función del objetivo deseado.

Este análisis es común en la empresa petrolera para las evaluaciones de criticidad de sistemas y equipos, para soportar la toma de decisiones con relación al plan de respuesta para los riesgos. Para la presentación de los resultados se utilizó una matriz de probabilidad de ocurrencia vs impacto, definidos cada uno de la siguiente manera: Probabilidad de ocurrencia de los riesgos (estimada por la escala basada en las consideraciones establecidas en el PMBOK de PMI [9]) y el impacto potencial de los riesgos (estimado por el estudio del sitio y la probabilidad de ocurrencia).

Los riesgos identificados se categorizaron o clasificaron por su naturaleza. Se tomó en cuenta para cada uno de los eventos, las etapas del proyecto en donde eran susceptibles de ocurrir. Las categorías resultantes consideradas fueron: caso de negocio, presupuesto, entorno social, definición del alcance del proyecto, operación, fuentes de suministro, factores ambientales y factores operacionales.

Los riesgos descritos para cada uno de los eventos, se jerarquizaron en función de su probabilidad de ocurrencia y el impacto estimado, generando un mayor riesgo (por sus relación impacto-probabilidad de ocurrencia) para el elemento denominado “cancelación del proyecto por cambio en las estrategias de negocio / filial” (Caso de Negocio), seguido de cerca por: “retraso en la ejecución por falta de capacidad técnica del equipo de operadores de la planta” (Operación) y “retraso en la ejecución por falta de presupuesto” (Presupuesto). En el mercado existen muchos dispositivos capaces de detectar las partículas en un caudal de fluidos por eso se realizó una evaluación para determinar cuál sería el más indicado de acuerdo a las condiciones de la planta Boquerón.

### 3.3 Definición

Las decisiones tomadas en la fase de Conceptualización constituyen el insumo de trabajo para continuar con el desarrollo del proyecto y ejecutar la fase de Definición. El objetivo de esta etapa es desarrollar en detalle el Alcance y los planes de ejecución del proyecto.

**Diseño del sistema:** Después de haber realizado la selección de los elementos requeridos para el sistema de detección de arena, se obtuvo como resultado que los más apropiados el sensor de arena Roxar SAM 400 TC/CIU y Moxa Nport 6110 Gateway Modbus, se muestra a continuación en la figura 2 el esquema del diseño básico de detección de arena, para visualizar la ubicación de los componentes y el funcionamiento del sistema.

Como puede apreciarse en la figura 2 el crudo proveniente de los pozos durante su recorrido circula por líneas de 6” antes de entrar al separador impacta con un accesorio (codo 90°) lo que causa el choque de las partículas con la parte interna de la tubería, razón por la cual se considera el sitio estratégico para la ubicación del primer micrófono.

Seguidamente con el recorrido del crudo ingresa al separador, en donde se realiza el proceso de filtrado a través de unas placas metálicas las cuales detienen las partículas de arena que caen al fondo y son enviadas recipiente temporal de aguas aceitosas.

Para finalizar el esquema se muestra la ubicación de segundo micrófono el cual está instalado a la salida del separador debido a que es el lugar idóneo para comparar nV de sonido con respecto al valor de entrada y de acuerdo a la variación se determinará la efectividad de las placas. Luego el crudo libre de partículas saliente continúa su recorrido hacia el múltiple de producción.

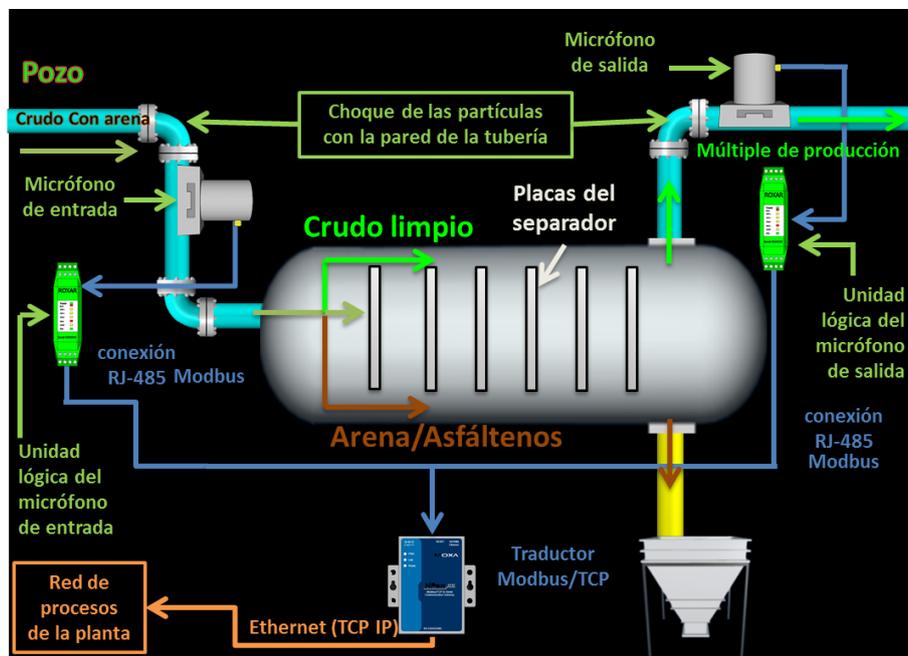


Fig. 2. Sistema de detección de arena

Por otra parte se muestra en la figura 3, el diseño de detección de arena cuando la diferencia de los valores en “nV” de salida con respecto al de entrada se hace cero, indicando pérdida de eficacia de las placas por las partículas que arrastra el crudo, lo que activaría el CIU enviando una señal de alarma mediante la red de procesos de la planta al sistema de monitoreo.

**Plan para la instalación y calibración de los sensores.** Los sensores deben instalarse antes de la apertura del pozo; a su vez se calibra cada sensor para que los sonidos externos del ambiente no interfieran con la medición siguiendo una serie de pasos:

Se ubica la unidad de detección SAM 400 TC en la tubería, debe colocarse el sensor en la tubería después de un codo de 90° y estar a una distancia máxima de 75cm del accesorio.

Conectar el cable marcado como positivo (normalmente negro) al terminal positivo del sensor y el cable marcado como negativo (normalmente azul).

Conectar los cables de cada Unidad de Detección a sus respectivas barreras Zener.

Conecte la guía positiva al Terminal 4 y la guía negativo al Terminal 5. Se debe asegurar también que la pantalla esté conectada al Terminal 6 de la misma barrera. (Cada par tiene su propia pantalla).

Conectar los CIU a la fuente de 24 VDC.

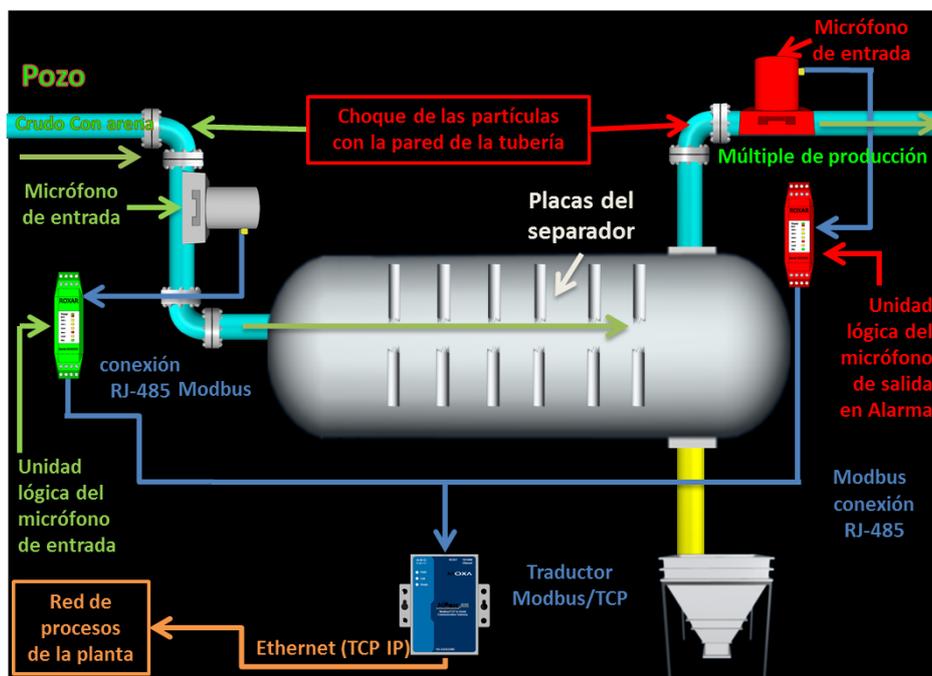


Fig. 3. Sistema de detección de arena en alarma.

Una vez que el equipo ha sido cableado correctamente, ejecutar la aplicación "V 1.7 SAM 400 TC CIU Software". El proceso de comunicación con el CIU comienza con la ventana en la que se coloca la información en los siguientes campos:

**Slave ID:** Para comunicarse con el CIU se introduce el ID correcto esclavo Modbus (1-247) en este valor por defecto es 1.

**Botón "Search":** Esto se utiliza para la búsqueda de un CIU, con la dirección más baja en el Modbus. Puede ser muy útil cuando el ID de un esclavo CIU no se conoce.

**Comport:** Seleccionar el puerto de comunicación que el equipo utiliza para comunicarse con el CIU. Valor por defecto: 1.

**Baud Rate:** Seleccionar la velocidad de transmisión adecuada para la comunicación entre la CIA y el ordenador. Valor por defecto: 9600.

**Parity:** Seleccionar paridad adecuada para el "control de paridad" en la comunicación entre la CIA y el ordenador. Valor por defecto: None (ninguno).

**Timeout:** Seleccionar "Tiempo de espera" apropiado para la interfaz entre el CIU y el ordenador. Tiempo de espera mayor que el valor predeterminado es <1 seg.

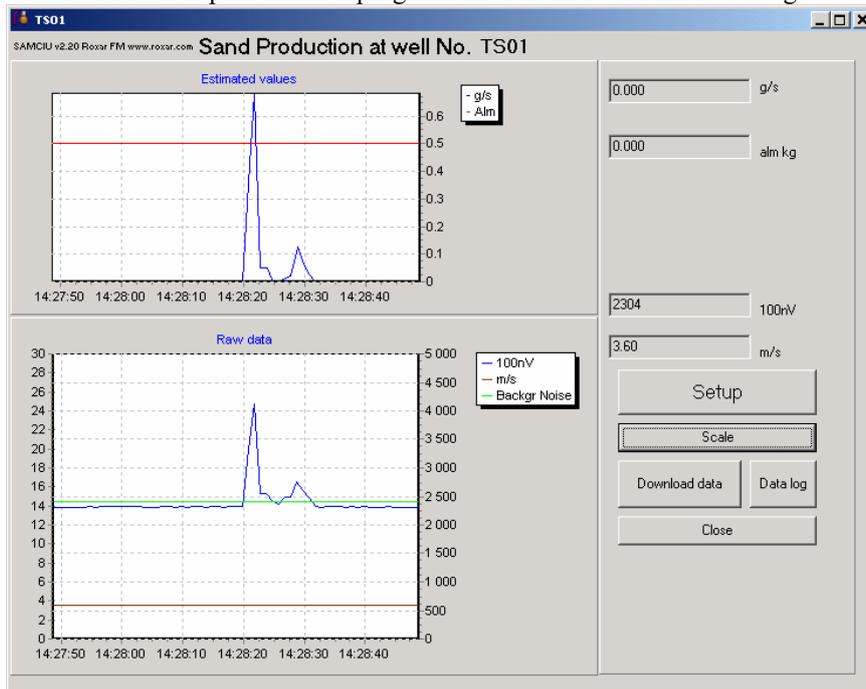
**Master:** Seleccionar el equipo que es maestro. Si la conexión se realiza directamente entre el ordenador y el CIU con un cable serial, se escribe "Mi PC" en el campo principal. Si la conexión se realiza a través de la red o módem, se escribe la dirección IP del ordenador que está conectado a la CIU. Valor por defecto: Mi PC.

**Botón "Connect":** Cuando todas las especificaciones se hacen, se presiona el botón "Conectar" para conectarse a la CIU.

A continuación se espera que se establezcan las tendencias. En la parte superior izquierda de la nueva ventana, está la escala de “Estimated values” (valores estimados) muestra la producción de arena calculada en tiempo real, los valores se muestran por defecto en gramos por segundo si es necesario se puede cambiar a onzas por minuto.

Debajo de la escala de “Estimated values” se encuentra la de “Raw data”, esta gráfica muestra la señal de datos en bruto de la unidad CIU. La señal se grafica sobre “x” es la cantidad de tiempo. La velocidad de la corriente y el ruido de fondo esperado resultante también se muestran. Esta información es útil para verificar el correcto funcionamiento del monitor de la arena, y para la verificación de la calibración actual. Se divide en tres líneas: “100nV” en color azul, este campo muestra el valor de la fila de datos-corriente del detector. “m/s” o “f/s” en color café, en este campo muestra la velocidad de flujo de corriente que utiliza el sistema. Las unidades están en metros por segundo o en pies por segundo y la “Background Noise” (ruido de fondo) en verde y es el la calibración del ruido externo al sistema.

En la parte derecha inferior de la ventana se ubican los botones que se separan en: “Setup” para entrar en el menú de configuración de la unidad CIU. “Scale” para el raspado de pantalla de tendencias y la selección de las unidades de visualización. “Download data” para la descarga de los datos almacenados en la unidad CIU. “Data log” este botón es para almacenar los datos de medición en el equipo de configuración. “Close” este botón es para cerrar el programa de CIU en su totalidad. Ver figura 4.



**Fig. 4.** Ventana principal

En la parte derecha superior de la ventana están la barras de valores en tiempo real: “alm kg” o “alm lbs” este campo muestra la cantidad acumulada de arena durante el

estado de excesiva producción de arena en kilogramos o en libras (es decir, mientras que la producción de arena supera el 'Sand Nivel de alarma'). Si la producción de arena cae por debajo de este nivel de forma continua durante más de la "tiempo de restablecimiento de alarma", el importe acumulado de arena se pone a cero. "Sand Alarm" Si se produce una alarma de arena, se mostrará un campo rojo con el texto "Sand Alarm" en la ventana principal. Al parecer, durante un mínimo de 60 segundos (por defecto).

Si se produce un error técnico, un campo amarillo con el texto "Technical Error" se mostrará en la ventana principal. Esta advertencia se mantiene hasta que se corrija el error. Los errores que se pueden producir son la insuficiencia del detector, insuficiencia en la barrera o fallo en el cable.

Para todas las ventanas de configuración, aparecerán los botones siguientes: OK: para cerrar la ventana y guardar los cambios. Cancel: Cierra el programa sin guardar los cambios. Apply: Utilizar los valores actualizados sin cerrar la ventana. Save: guarda los datos de configuración en un archivo seleccionado por el usuario. Load: Cargar los datos de configuración de un archivo seleccionado por el usuario previamente guardado con la opción "save".

En la pestaña configuración se encuentran los parámetros para la comunicación tales como el ID de esclavo "Slave ID" que indica el número por el cual se puede reconocer al CIU este va de 1 al 247. A la derecha se encuentra el Nombre del pozo la versión del software y el serial del CIU, debajo de estos están las configuraciones del bus de proceso y el bus de servicio (COM 2 y COM 1 respectivamente) las cuales contienen la velocidad de transmisión y la paridad en cada caso, para estas el valor por defecto es 9600 y ninguna, deben de coincidir con el maestro Modbus o no habrá comunicación.

**Prueba piloto del sistema de detección de arena.** Por medio de gestiones con los representantes de Emerson, se adquirió un par de sensores de arena SAM 400 TC. Se efectuó un reconocimiento de cada componente del equipo comparando con la lista de chequeo del manual de instrucciones del fabricante para verificar que estuvieran cada uno de los accesorios correctos y en buen estado, según este documento el sensor posee los siguientes elementos: manual de usuario del monitor de arena Roxar, detector (micrófono), coraza protectora del micrófono, abrazaderas de instalación, barrera de seguridad electrostática (zenner), unidad de interfaz y cálculo, convertidor de señal de RS485/RS232, fuente de poder de 24 vdc y software SAMCIU.exe.

Luego de comprobar que estaba cada componente de la lista de instalación se conectó todo el sistema a la alimentación eléctrica para confirmar que cada componente funcionaba. La primera prueba piloto del sistema de detección se realizó en el pozo BOQ-19, considerando que una limpieza realizada anteriormente, hizo que las paredes internas del yacimiento se desprendieran causando que los sedimentos salieran por las líneas en mayor cantidad con lo que tuvo que cerrarse. Aprovechando esto, se instalaron los sensores en un separador ciclónico para medir su eficacia.

Fueron instalados dos (2) sensores, uno aguas arriba (entrada) y otros aguas abajo (salida) del separador, siempre manteniendo la distancia máxima de 75 cm de un codo de 90°, para que el detector acústico pueda percibir el choque de las partículas de arena con la tubería que luego es transformado en impulsos eléctricos que la unidad lógica del detector interpreta y arroja los datos.

Las pruebas en el pozo BOQ-19 comenzaron el día 19/03/2017 a las 9:00 am cuando se abrió nuevamente y comenzó a fluir el crudo con grandes sedimentos arenosos, con esta prueba se quería comprobar si el sensor era capaz de detectar toda la estequiometría de partículas en el flujo. Días después el pozo fue cerrado para realizar unos trabajos de “coiled tubing” hasta el día 09/04/17 cuando se reanudó el proceso de filtrado de arena con el separador ciclónico hasta el día 11/04/17 que fue retirado. Se puede observar la disminución de arena en la entrada al separador ciclónico y a la salida del mismo, por lo que es de suma importancia para tener un comportamiento caracterizado del pozo para ser introducido a la corriente de producción conociendo la cantidad o el comportamiento de arena en su condición de operación inicial.

Luego de re-abrir el pozo por los trabajos realizados, debido a que el día 19/03/2017 se midió una masa total de arena de 5,103kg de arena e incluso llegando a medir hasta 11,612kg de arena en un día, es visible una reducción de la arena del 32% proveniente del pozo en los días 09/04/2017, 10/04/2017 y 11/04/2017, los últimos días en los que estuvo instalado el separador.

Con el estudio del costo de la instalación del sensor detector de arena en las líneas de crudo provenientes de los pozos de la planta Boquerón se estimaron beneficios relacionados con el aumento de la producción y la mejora general de la empresa, con el propósito de planificar paradas programadas para el reemplazo de las placas de los separadores y la limpieza de los tanques, generando ahorros económicos significativos a corto, mediano y largo plazo.

El costo simboliza el capital que PDVSA invertiría en la compra, instalación, divulgación y formación del personal que laboran en la planta para el correcto uso y funcionamiento del sensor. Los beneficios al instalar el sensor en la línea de producción sería el aumento general de la producción. Es importante resaltar que las cantidades requeridas de los equipos, maquinarias y materiales se mantienen constantes pero los precios están sujetos a cambio principalmente por los problemas inflacionarios y de adquisición de divisas que presenta el país en la actualidad.

A continuación se establecen los beneficios/ventajas adquiridos con la propuesta para la instalación de sensores de detección de arena Roxar en los pozos productores de crudo en el campo Boquerón, dando como cierre que los costos de software fueron mínimos puesto que el equipo de automatización cuenta con las herramientas necesarias en relación al sistema de monitoreo SCADA Galba [10] y el ambiente de desarrollo es GNU, es decir, funcionan bajo sistema operativo Linux distribución Debian 6.0.4 (código nombre: Squeeze).

**Beneficios tangibles:** Registro de históricos, conocer la proporción de arena individual de cada pozo, mecanismos no intrusivos, capacidad de reposicionamiento, reducción del número de mantenimientos realizados a los tanques de almacenamiento, plataforma bajo software libre, sistema configurable y portable, detección de perforación de placas de los separadores, bases de datos actualizadas, entre otros.

**Beneficios intangibles:** Capacidad de cuantificar la arena producida, detectar la eficiencia de separadores de arena, posibilidad de realizar estudios predictivos, capacidad de análisis de datos cuantitativos, facilidad para visualización remota, diversidad de protocolos de comunicación certificados.

Por último se tiene que la planta Boquerón genera una producción diaria promedio de 3360 barriles de petróleo, siendo esto el beneficio económico tangible a considerar en el cálculo de la rentabilidad al garantizar la producción continua con la instalación

del sensor ahorrándose montos elevados de paradas de planta por mantenimiento correctivo. Por todos estos beneficios y por tratarse de una propuesta inédita que sirve de referencia para el estudio de otros pozos con características similares en esta y otras empresas del mundo petrolero se consolida este diseño como un aporte significativo de gran proyección científica, técnica y operativa para toda la industria.

## 4 Conclusiones

Luego de aplicar las técnicas de recolección y análisis de datos para el diagnóstico del proceso recepción de crudo proveniente de los pozos de la planta Boquerón, se pudo determinar la existencia de pozos que producen arena, conocer el recorrido del crudo desde los pozos hasta los tanques de almacenamiento, los diferentes accesorios que poseen las líneas y las áreas de mayor impacto por la erosión de estos sedimentos arenosos.

De acuerdo al análisis realizado a los elementos que conforman el sistema de detección de arena propuesto se establecieron los requerimientos necesarios para el diseño del sistema, definiendo el modelo, la marca y la ubicación del mejor tipo de sensor posible, optimizando los recursos de la industria.

Para el diseño de la conexión en red del sistema de detección de arena al software de monitoreo de la planta se realizó un análisis de los riesgos considerando la probabilidad de ocurrencia y el impacto del riesgo, resultando los más altos: la cancelación del proyecto por cambio en las estrategias de negocio, el retraso en la ejecución por falta de capacidad técnica del equipo de operadores de la planta y el retraso en la ejecución por falta de presupuesto.

A su vez, se realizaron pruebas piloto que arrojaron resultados de medición confiable referente a la cantidad de arena en el crudo y se añadieron las variables de campo del sensor al sistema de monitoreo de la Planta.

Se recomienda la implantación definitiva de la propuesta, para ello se debe crear un proceso de formación dirigido a cada uno de los operadores para el manejo y gestión de la información suministrada por el sensor, de tal manera que se haga un buen uso de la herramienta garantizando un servicio con resultados de calidad.

Motivado a que el alcance de este trabajo se limitó solo al diseño del sistema, se recomienda realizar otras investigaciones que hagan el seguimiento después de la instalación de los sensores en los puntos críticos, con el propósito de corregir desviaciones que pudieran surgir durante su operación, optimizar el rendimiento de los equipos en los procesos y alargar su vida útil dentro de la planta.

## Referencias

1. Villarroel G: SCADA Eléctrico: mejorando la gestión de la red eléctrica Santiago de Chile, Grupo editorial EMB: Chile, 2009, pp. 7.
2. Ponsa P., Vilanova R: Automatización de procesos mediante la guía GEMMA. Barcelona, España. 2005, pp. 55.

3. Mirchandani P: Concurrent Scheduling In Flexible Automation, Systems, Man, and Cybernetics, New Orleans, USA, 1988, pp. 868.
4. Robles A: Introducción a la automatización de procesos, Lima, Perú. 2005.
5. PDVSA: Guía de Gerencia para Proyectos de Inversión de Capital. Caracas, 1999, pp. 9.
6. UPEL Universidad Pedagógica Experimental Libertador: Manual de Trabajos de Grado, especialización, Maestría y tesis doctorales, Caracas, Venezuela, 2006, pp. 21.
7. Hernández S., Fernández C., Baptista C: Metodología de la Investigación. McGraw-Hill Interamericana: México, 2010, pp. 20.
8. IEEE-STD-830-1998: Recommended Practice for Software Requirements Specifications, 1998.
9. PMI, Project Management Institute: Guía de los fundamentos para la dirección de proyectos: PMBOK®. (3ra edición). Newton Square, Pennsylvania, 2004.
10. Guardián del Alba: Manual de Introducción al módulo HMI. Jediton y Jdesktop del “Guardián del ALBA”: Mérida, Venezuela, 2014.