

**“DIGITAL OIL FIELD” COMBINACIÓN DE TECNOLOGÍA E
INFORMACIÓN PARA AUMENTAR LA INTEGRIDAD DE ACTIVOS,
PRODUCCIÓN Y REDUCCIÓN DE COSTOS**

JAIRO VELASCO GRANADOS, M.SC.

**DIRECTOR
ING. IVÁN FERNANDO MONDRAGÓN BERNAL, PHD.**



**PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA
MAESTRÍA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
BOGOTÁ, D.C.
2017**

**“DIGITAL OIL FIELD” COMBINACIÓN DE TECNOLOGÍA E
INFORMACIÓN PARA AUMENTAR LA INTEGRIDAD DE ACTIVOS,
PRODUCCIÓN Y REDUCCIÓN DE COSTOS**

JAIRO VELASCO GRANADOS, M.SC.

**INFORME FINAL DE PROYECTO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO
DE MAGÍSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**DIRECTOR
ING. IVÁN FERNANDO MONDRAGÓN BERNAL, PHD.**



**PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRÍA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
PROPUESTA DE TRABAJO DE PROFUNDIZACIÓN
BOGOTÁ, D.C.
2017**

TABLA DE CONTENIDO

1.	RESUMEN	9
2.	INTRODUCCION	10
3.	OBJETIVOS	13
3.1.	Objetivo general	13
3.2.	Objetivos específicos	13
4.	MARCO TEORICO	15
4.1.	Ciclo de Vida de un Campo de Petróleo	15
4.2.	Optimización de Producción PETROLERA	16
4.3.	Metodología DOF	17
4.3.1.	Ventajas	18
4.3.2.	Constante desarrollo	20
4.3.3.	Tendencias futuras.....	23
4.4.	Generalidades del campo Yarigui- Cantagallo	24
4.4.1.	Operación campo Yarigui- Cantagallo	27
4.4.2.	Antecedentes en la recolección de información	27
4.4.3.	Justificación.....	28
4.4.4.	Coherencia con temáticas de la maestría:	29
5.	DISEÑO DE PLAN ESTRATEGICO	30
5.1.	Misión y Visión estratégica	31
5.2.	Factores críticos de éxito	31
5.3.	Estrategia DE desarrollo de “DOF”	32
6.	CRITERIOS ECONÓMICOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGIA DOF.....	34
6.1.	Proyección del campo	35
6.2.	Revisión de la Economía del campo	36
6.3.	Retorno del Capital Invertido.....	37
	DOF y Retorno del Capital Invertido (ROIC).....	38
6.4.	Reducción de costos operativos	42
7.	ALTERNATIVAS TECNOLOGICAS PARA el CAMPO YARIGUÍ – CANTAGALLO.....	43

7.1.	Metodología DOF en pozos	44
7.2.	Pozos productores	47
7.3.	Pozos Inyectores.....	49
7.4.	Selección de nivel y Grado de automatización.....	49
7.5.	Niveles de automatización	50
7.6.	Grado de automatización	52
7.7.	Selección de automatización.....	53
7.8.	Plan de integración de tecnologías	53
8.	ANÁLISIS DE INVERSIÓN DOF	55
8.1.	Inversión.....	55
8.2.	Beneficio	56
8.3.	Presupuesto de Inversión.....	57
8.4.	Presupuesto de Operación.....	58
8.5.	Análisis de Inversión	58
9.	MONTAJE INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA EN POZOS	61
9.1.	Automatización de pozos	61
9.1.1.	Infraestructura para monitoreo de pozos productores.....	61
9.1.2.	Infraestructura para monitoreo de pozos inyectores	62
9.1.3.	Infraestructura para telecomunicaciones.....	63
10.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	65
11.	CONCLUSIONES	68
12.	BIBLIOGRAFÍA	70

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 El ciclo de vida de un campo con su típico flujo de efectivo acumulado hasta el periodo abandono.	16
Figura 2: Impacto de la información y Tecnología en el flujo efectivo del ciclo de vida de Exploración y producción. (The Digital Oil Field- Oil & Gas Investor,, Apr 2004)19	
Figura 3: Niveles en la implementación de DOF	21
Figura 4: Localización de la región Cantagallo (Google Maps, s.f.).....	25
Figura 5: Localización de estaciones en la región Cantagallo. (Google Maps, s.f.) .	26
Figura 6: Curva histórica de producción del Campo Yarigui - Cantagallo.....	27
Figura 7: Reporte diario de recorrido de pozos.....	28
Figura 8: Proyección del campo Yarigui – Cantagallo.....	35
Figura 9 La planta como un activo financiero (Carugo, 2012)	36
Figura 10: Retorno del capital invertido. (Brealey, 2003).....	37
Figura 11 Efectos de una potencial DOF (Brealey, 2003)	39
Figura 12 Curva de costo marginal a nivel mundial (Rystand & Stanley)	42
Figura 13: Localización de pozos a ser automatizados	43
Figura 14: Métodos de recobro adicional (Inyección de agua) (Ferrer, 2001)	44
Figura 15: Topología típica de un sistema SCADA (Cotrino, 2010).....	47
Figura 16: Automatización de pozos productores	48
Figura 17: Automatización de pozos inyectoros.....	49
Figura 18 Niveles de Automatización (Emerson, 2010).....	52
Figura 19 Análisis Incremental.....	60
Figura 20 Montaje instrumentos en pozos productores.....	62
Figura 21 Montaje instrumentos en pozos inyectoros	63
Figura 22: Montaje de Mástiles de comunicaciones.....	63
Figura 23 Visualización digital de pozos de inyección.....	64

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Variables de proceso a medir asociadas a bombeo electrosumergible	46
Tabla 2: Calificaciones de grados de automatización	52
Tabla 3: Secuencia de actividades	54
Tabla 4: Portafolio de Inversión en COP	57
Tabla 5: Portafolio de Operación en COP	58
Tabla 6: Análisis de Inversión	59
Tabla 7 Tabla de contratos	61

SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

- DCS (Distributed Control System) Sistema de Control Distribuido, es un sistema de control aplicado a procesos industriales complejos en las grandes industrias.
- DOF (Digital Oil Field) Campo Petrolero Digital abarca el uso de tecnologías interconectadas e innovaciones en la gestión de grandes datos para mejorar las operaciones de exploración y producción, permitiendo la monitorización remota y soporte para la toma de decisiones.
- ERP: (Enterprise Resource Planning) Los Sistemas de Planificación de Recursos Empresariales, según K.C. Laudon y J.P. Laudon (2000), “definen los sistemas (ERP) como un sistema de administración de negocios que integra todas las facetas del negocio, incluyendo planeación, manufactura, ventas y finanzas, etc.”
- ISA La Sociedad Internacional de Automatización (ISA), es una sociedad técnica sin fines de lucro para los ingenieros, técnicos, empresarios, educadores y estudiantes, que trabajan, estudian o están interesados en industriales de automatización y actividades relacionadas con ella.
- LOWIS™ (Life of Well Information Software) Software de Información de Vida Útil del Pozo.
- MES (Sistema de Ejecución de Manufactura). Según la MESA (Asociación Soluciones para empresas de fabricación) Internacional define MES de la siguiente manera: “Un Sistema de Ejecución de la Fabricación (MES) es un sistema dinámico de información que conduce de forma efectiva la ejecución de las operaciones de fabricación”.
- ROIC: Retorno del Capital Invertido. cuantifica la rentabilidad que han obtenido los inversionistas por el capital confiado para financiar los proyectos de inversión emprendidos por la empresa.
- RTU: Remote terminal units (RTU) or local controls systems on well. Unidad Terminal Remota, es un dispositivo el cual permite obtener señales

independientes de los procesos y enviar la información a un sitio remoto donde se procese.

- SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) es un software para ordenadores que permite registrar, controlar y supervisar información de procesos industriales a distancia.
- TI: Tecnologías de la información.
- TIC: Tecnologías de la información y las comunicaciones.
- UML: Es el Lenguaje Unificado de Modelado, es un lenguaje gráfico para visualizar, especificar, construir y documentar un sistema.
- VSD: (Variable Speed Drive), Variador de es un empleado para controlar la velocidad giratoria de maquinaria, especialmente de motores.

1. RESUMEN

La implementación del llamado Campo Petrolero Digital DOF (Digital Oil Field) en la industria del petróleo y gas, se ha consolidado como una base fundamental para el sector. Se trata de un término amplio que abarca el uso de tecnologías interconectadas e innovaciones en la gestión de grandes datos para mejorar las operaciones de exploración y producción, permitiendo la monitorización remota y soporte para la toma de decisiones.

Estas tecnologías también son vistas como una buena manera de aprovechar al máximo la potencialidad de los empleados más experimentados, mejorando la capacidad de supervisar y apoyar múltiples pozos simultáneamente usando datos en tiempo real que permite una mayor eficiencia en los tiempos de operaciones. (Liao, October 2010)

Como alcance de este proyecto se realizará la implementación de esta metodología en el campo petrolero Yarigui - Cantagallo con el fin de analizar el impacto en la reducción de costos y mejora de la producción gracias a la implementación de un centro remoto en tiempo real para pozos productores e inyectores.

Mediante la implementación del DOF se mejoraron los índices de producción y disminución de los tiempos de detección de fallas en pozos productores, lo cual ha permitido reducir la diferida en la producción. Esta reducción se da al poder identificar en tiempo real, a través de monitoreo remoto, eventos que afecten la producción, como lo son hurtos, fallas eléctricas, bloqueos por gas, entre otros. Esto permite atender de forma inmediata dichas eventualidades con el fin de asegurar la normalidad de la producción y disminuir los costos de la producción de crudo.

2. INTRODUCCION

La producción petrolera es la actividad de la industria que se encarga de todas las etapas necesarias para manejar los hidrocarburos (petróleo y gas).

El petróleo crudo en el subsuelo está asociado a gas y agua, y se mantiene allí bajo presión. Después de realizada la perforación se pone el pozo en producción. Cuando llega a la superficie, el petróleo crudo – mezclado con gas en solución – es bombeado hacia una planta de procesamiento, que separa el gas del petróleo, enviando éste hacia tanques de almacenamiento. (Startzman, 1977)

Las condiciones geológicas, económicas y estratégicas hacen cada día más difícil, arriesgado y costoso encontrar grandes yacimientos petroleros. Por tal motivo se ha empleado la rentabilidad de los campos maduros; es decir, aquellos que ya están o ha estado en producción y están en fase de declinación.

La rentabilidad de la producción en un campo maduro implica la mejora de ciertos factores, los cuales permitan aumentar la producción y/o disminuir el costo de producción con la aplicación de tecnologías disponibles de forma oportuna y metódica.

La supervisión y el control remoto de las operaciones de producción petrolera, así como la integración de gran cantidad de procesos individuales en una única plataforma, que permita visualizar y controlar sistemas completos, han impulsado el desarrollo de redes de supervisión y control, que enlazan los equipos que se encuentran en el campo con los centros de control, logrando disminuir los gastos de operación y aumentando la producción.

La implementación del llamado Campo Petrolero Digital DOF (Digital Oil Field) en la industria del petróleo y gas, se ha consolidado como una base fundamental para el sector. Se trata de un término amplio que abarca el uso de tecnologías interconectadas e innovaciones en la gestión de grandes datos para mejorar las operaciones de exploración y producción, permitiendo la monitorización remota y soporte para la toma de decisiones.

Estas tecnologías también son vistas como una buena manera de aprovechar al máximo la potencialidad de los empleados más experimentados, mejorando la capacidad de supervisar y apoyar múltiples pozos simultáneamente usando datos en tiempo real que permite una mayor eficiencia en los tiempos de operaciones. (Liao, October 2010).

Como alcance de este proyecto se realizará la implementación de esta metodología en el campo petrolero Yarigui - Cantagallo con el fin de analizar la reducción de costos y mejora de la producción gracias a la implementación de un centro remoto en tiempo real para pozos productores e inyectores en las oficinas del campo Casabe.

Pero aprovechar los beneficios de las tecnologías del DOF no es tan simple como la creación de un sistema SCADA o una red de sensores y pulsar el botón de “Encendido”. El nivel de gestión y análisis de datos necesarios para la implementación exitosa de DOF sigue siendo un territorio desconocido para amplios sectores de la industria, especialmente para los ingenieros acostumbrados a un trabajo más de campo que centrado en el uso de tecnologías de información y comunicaciones, por lo que el factor humano se torna crítico.

El crecimiento de la metodología DOF podría convertirse en un punto clave, vendible para las nuevas generaciones, que han crecido con las tecnologías

digitales. Los análisis de datos y las innovaciones en las TI involucradas en DOF, podrían resultar un gancho más convincente que las tradicionales jornadas de trabajo.

El DOF proporciona una vía de cambio potencial en las reglas del juego para los operadores de petróleo y gas, que maximiza la productividad de proyectos y ayuda a abordar la crisis laboral que se avecina en el sector (por falta de personal) a través de flujos de trabajo más eficientes. Sin embargo, mientras que la tecnología apoya el creciente despliegue de las innovaciones DOF como se ha demostrado, los desafíos involucrados en el fomento de estas nuevas habilidades en el personal, pone de relieve que no será un camino de rosas a menos que las empresas estén dispuestas a invertir en el lado humano de la revolución digital. (HOLLAND J, 2004)

A partir de la necesidad de mejorar la rentabilidad el campo petrolero Yarigui – Cantagallo, se presenta este proyecto de profundización, aplicando la metodología de DOF en un campo petrolero colombiano y analizando sus resultados.

3. OBJETIVOS

3.1. OBJETIVO GENERAL

Diseñar un plan de optimización del actual proceso operativo basados en el concepto de campos petroleros digitales “Digital Oil Field”; que permita maximizar la recuperación de campos petroleros de la región de Cantagallo; eliminar el tiempo improductivo y aumentar la rentabilidad financiera a través del diseño, implementación y optimización de herramientas tecnológicas, telecomunicaciones y estaciones automatizadas; teniendo en cuenta requerimientos técnicos, económicos, de confiabilidad y seguridad.

3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Diseñar un plan estratégico que permita optimizar los costos de producción petrolera en campos maduros basados el concepto de campos petroleros digitales “Digital Oil Field” en periodos de corto, mediano y largo plazo.
- Definir criterios económicos aplicables para el diseño de campos petroleros digitales.
- Diseñar y evaluar las diferentes alternativas técnicas económicas viables para optimización de campos maduros.
- Especificar los requisitos de selección de nivel de automatización dependiendo las condiciones de proceso que puedan influir la toma de decisión.

- Proponer un plan de integración de diferentes tecnologías que permitan la reducción de costos operacionales.
- Comparar los beneficios esperados con respecto al actual; tanto económicos, técnicos, operativos y productivos.
- Generar un presupuesto de inversión y un presupuesto de operación.

4. MARCO TEORICO

4.1. Ciclo de Vida de un Campo de Petróleo

La producción de un campo petrolero se ajusta a un perfil único dependiendo de características geológicas del yacimiento, los métodos utilizados en el proceso de extracción y las técnicas de producción que se emplean posteriormente.

La etapa de desarrollo inicia cuando se realizan las perforaciones y puestas en producción de los nuevos pozos que aportaran fluido a la producción del campo; en la etapa de mantenimiento se genera un perfil sostenible debido a que existe una compensación entre la declinación de los pozos más antiguos y el incremento de producción generado por el funcionamiento de los pozos más nuevos; finalmente en la etapa de declive la producción cae paulatinamente como resultado de la decadencia de la presión del yacimiento.

La etapa de declinación se considera la más importante para prolongar la vida útil del campo petrolero maduro, ya que luego de haber alcanzado la producción máxima, comienza el decrecimiento de producción; es un factor crítico para determinar la necesidad de disponer de una capacidad productiva adicional, ya sea mediante la puesta de tecnologías disponibles de forma oportuna y metódica (Carpio, 2009).

La Figura 1 muestra el ciclo de vida de un campo petrolero, el cual es una relación entre el tiempo y la producción. Esto abarca desde el descubrimiento hasta la etapa de abandono. Las actividades correspondientes y la vida de cada una de las etapas del ciclo de un campo pueden variar; esto va a depender de acuerdo a las condiciones particulares de cada campo.

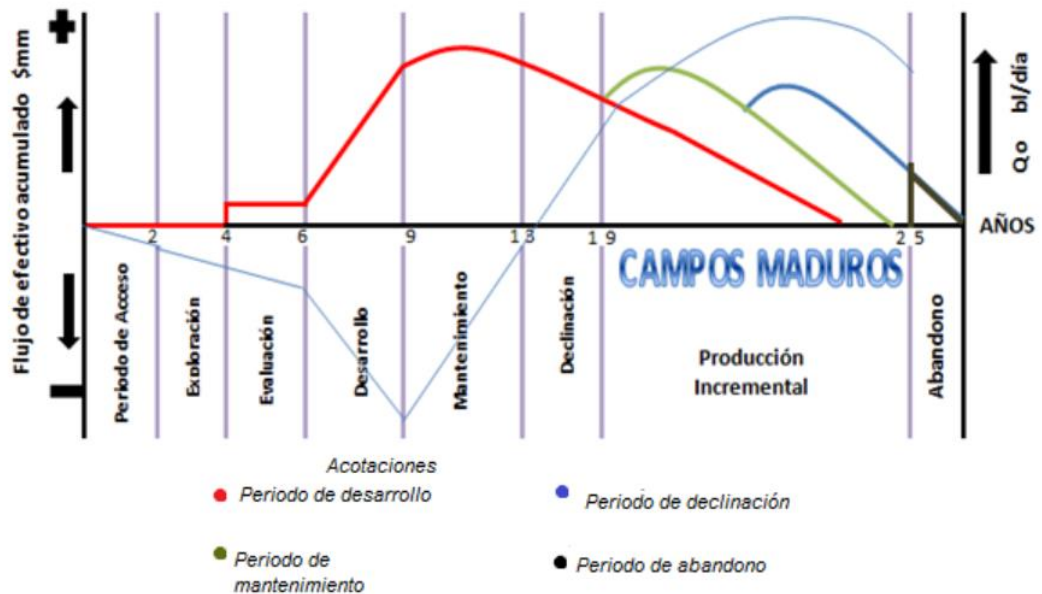


Figura 1 El ciclo de vida de un campo con su típico flujo de efectivo acumulado hasta el periodo abandono.

4.2. Optimización de Producción PETROLERA

Una de las acciones que está aplicando la compañía para enfrentar los retos actuales de la industria de hidrocarburos es replantear la forma en que realiza sus actividades de Exploración y Producción.

El concepto de optimización de producción bajo el contexto petrolero busca la mejor manera de realizar el proceso de exploración y producción de manera rentable para la compañía.

Mejorando el tiempo de respuesta entre la falla del pozo y la movilización de los equipos y materiales sin incurrir en tiempos de espera.

Sinergia entre grupos operativos

4.3. Metodología DOF

El propósito de la metodología de DOF es maximizar la recuperación de campos petroleros, eliminar el tiempo improductivo y aumentar la rentabilidad a través del diseño y la implementación de flujos de trabajo integrados. Los flujos de trabajo de DOF combinan la gestión de procesos de negocio con la tecnología avanzada de la información y en muchos casos, automatizar la ejecución de las tareas llevadas a cabo por equipos multi – funcionales.

El término DOF se ha utilizado para describir una amplia variedad de actividades, y sus definiciones han abarcado una vasta diversidad de herramientas, tareas y disciplinas. Todas ellas intentan describir diversos usos de técnicas de software y análisis de datos avanzados para mejorar la rentabilidad de las operaciones de producción de petróleo y gas como los siguientes (Investor, Oil & Gas, Apr 2004)

- Eficiencia operacional
- Rentabilidad de la producción
- Colaboración
- Apoyo a las decisiones
- La integración de datos
- La automatización

Una forma para entender el auge de la metodología DOF es considerar algunos de los desafíos sin precedentes en los que actualmente se enfrenta la industria de petróleo y gas:

- Proliferación de las aplicaciones de software y los formatos de datos
- Distribución regional de equipos de trabajo
- Disponibilidad inmediata de grandes cantidades de datos en tiempo real

- La disminución de número y tamaño de los nuevos descubrimientos

Se hace evidente que la metodología DOF está tratando de compensar un mayor costo de las operaciones que debe ser realizado por un menor número de empleados con menos experiencia. Para lograr esto, se deben acelerar muchas de las tareas y procesos tradicionalmente realizadas por ingenieros, geólogos, técnicos de campo, analistas financieros, e incluso los gerentes.

La metodología DOF, en un sentido, comprende conjuntos de flujos de trabajo que permiten rápida ejecución, en colaboración de tareas interrelacionadas entre los equipos (virtual), con un resultado final que es óptimo, eficiente y más rentable.

4.3.1. Ventajas

La implementación de DOF busca operaciones integradas para medir, modelar y controlar los activos de campo de petróleo y gas, donde las decisiones se pueden hacer con eficacia y coherencia por las personas adecuadas en el momento adecuado. (Investor, Oil & Gas, Apr 2004)

El impacto de la tecnología puede ser enorme en todas las etapas de la exploración de petróleo y gas y el ciclo de vida de producción, tales como la reducción de los costos de extracción, rentabilidad o aumento de la producción y el potencial económico de reservas; la recuperación mejorada de petróleo, las intervenciones en tiempo real e innovadoras soluciones para mejorar el rendimiento de los activos, y la integración de los distintas áreas funcionales dentro de la organización y a través de sus socios comerciales.

Durante las etapas de desarrollo y madurez del campo petrolero se tiene la oportunidad de incrementar las ganancias de la empresa como lo indica la

Figura 2; este periodo de tiempo varía dependiendo las condiciones del campo.

La metodología DOF durante las etapas de desarrollo del campo permite una disminución de gastos operativos debido a la automatización de los procesos, mostrando un incremento de la producción al contar con información en tiempo real, la cual es fundamental para la toma de decisiones.

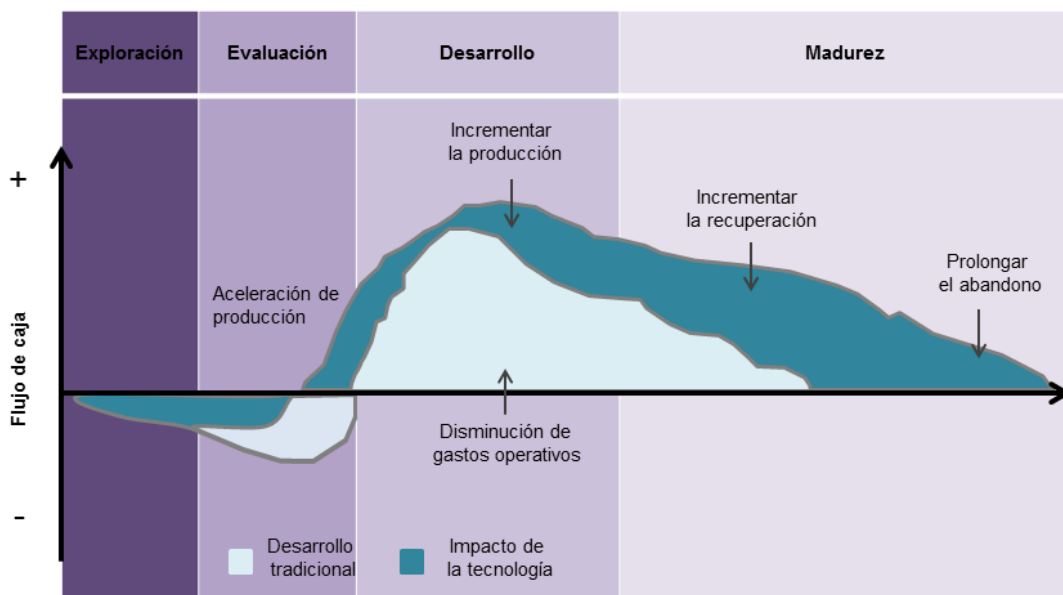


Figura 2: Impacto de la información y Tecnología en el flujo efectivo del ciclo de vida de Exploración y producción. (The Digital Oil Field- Oil & Gas Investor,, Apr 2004)

El control automático de las variables de proceso y la implementación de estrategias de optimización del activo al inicio de la etapa de madurez del campo permitirán incrementar la recuperación y prolongar el tiempo del campo.

La inversión realizada en la implementación de la metodología DOF en el momento adecuado y con una adecuada proyección de tiempo de vida del campo permitirá aumentar las ganancias de la empresa. (Investor, Oil & Gas, Apr 2004).

Una iniciativa de digitalización también ayuda a hacer frente a varios desafíos que a menudo existen en un campo que puede limitar la innovación, optimización, ahorro de costos y el acceso a la información:

- Visualización del campo cuando se tienen dificultades de acceso o problemas de orden público.
- Intervención oportuna a la información
- Ahorro del 50-75% del tiempo de búsqueda de datos – el alto costo de no encontrar la información, o la búsqueda de que tarde, incluye decisiones erróneas, los esfuerzos duplicados; pérdida de productividad y las oportunidades perdidas.
- La falta de vigilancia efectiva de la temperatura, presión, caudal, las vibraciones y las emisiones que tienen potencial de impacto ambiental.
- Las asignaciones de producción son erróneas.
- No hay alertas automatizadas – el análisis debe ser realizado para detectar problemas.
- La falta de efectividad en la medición de resultados reales con los planes de trabajo
- Seguimiento del rendimiento contra medidas críticas

4.3.2. Constante desarrollo

En la implementación de DOF se pueden identificar tres niveles. Cada nivel va sumando complejidad y se basa en el anterior; el más integral es el DOF, con

el mejoramiento y las oportunidades de automatización, siguiendo lo que indica la Figura 3 (Rodríguez, 2014)

Los avances de software, tecnología de la información y de ingeniería que han estimulado la adopción de DOF pero la industria han crecido en gran parte gracias a las iniciativas que comenzaron en torno al cambio de siglo. (Startzman, 1977)

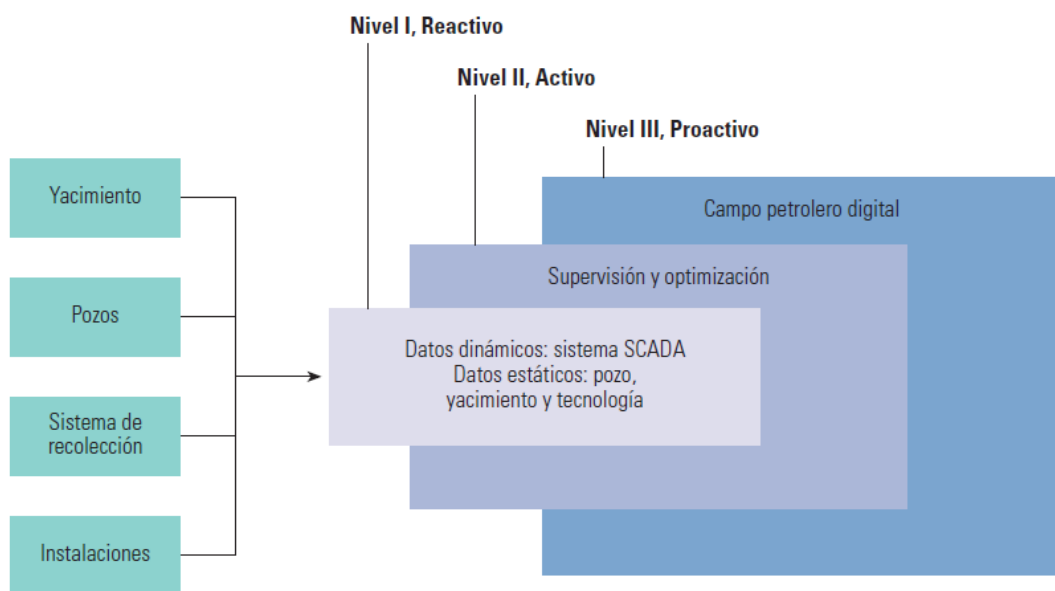


Figura 3: Niveles en la implementación de DOF

Los ingenieros que trabajan en diferentes disciplinas comenzarán a ser capaces de prever los posibles efectos de sus decisiones sobre otras partes de la red de producción (por ejemplo, un ingeniero de producción podría ver que no tiene suficiente capacidad de separación de manejar un pozo que aumenta la tasa de flujo).

A medida que van tomando madurez los diseños de flujo de trabajo, y la experiencia de los usuarios en DOF, la implementación de esta metodología

comenzará a mejorar activamente los resultados deseados dentro de un determinado conjunto de restricciones, en lugar de simplemente proporcionar distribuciones de los resultados de escenarios (Liao, October 2010) (Nikolaou, 2006 April 11 – 13). De esta manera, los DOF comenzarán a ser utilizados cada vez más para apoyo a las decisiones con el fin de maximizar el potencial de ahorro de costos.

En muchos casos los ingenieros están gastando una cantidad excesiva de tiempo para encontrar, organizar, procesar, y validar todos los datos antes de cualquier análisis. Por lo tanto, la metodología DOF integra la gestión de datos. (Ella, 2006 11 – 13 April)

Las fuentes de datos tuvieron que ser desarrolladas para cargar, almacenar, limpiar, procesar y validar los datos procedentes de una gran variedad de fuentes, desde los formatos de archivo de software legado, a bases de datos relacionales, al correo electrónico, a PDF, y demás. Todos estos datos tenían que ser fácilmente accesibles para su uso en cualquier flujo de trabajo sin tener en cuenta su punto de origen.

La creciente influencia de Internet influyó en el diseño de DOF. Comenzaron a desear una mayor estandarización de sus sistemas a través de los activos y regiones. Los entornos de visualización basados en la web se convirtieron en una forma importante de reducir los costos y proporcionar equipos muy dispersos con una visión compartida de los modelos y los datos. (Soma, 2006 April 11 – 13,)

4.3.3. Tendencias futuras

Grandes avances se han hecho en los últimos años en el diseño, la implementación y uso de DOF. Muchas de las lecciones aprendidas fueron duras, y hoy algunas de las mayores dificultades se encuentran en el lado humano de la empresa: gestión del cambio, desarrollo de habilidades del personal, diseño de procesos de negocio, y la comunicación de la propuesta de valor que se pueden obtener (Saputelli, 2013 8-10 October).

Aunque los elementos de integración de tecnología básica que se requieren para implementar un DOF moderno están generalmente disponibles, el ritmo de cambio de tecnologías ahora presenta desafíos únicos y oportunidades.

El desafío en la primera fase es la instrumentación de pozos e instalaciones con el fin de obtener datos de producción utilizables. El segundo desafío es el desarrollo de simulación de flujos de trabajo que pueden consumir la tasa masiva de datos entrantes: filtrar, procesar, ejecutar modelos, realizar análisis, y recomendar acciones a los tomadores de decisiones, todo en tiempo real.

Se espera que haya un alcance adicional para DOF que abarque finalmente el control de lazo cerrado de las instalaciones de operación, una práctica que se ha generalizado en la mayoría de los entornos de fabricación, e incluso en el sector aguas abajo de la industria petrolera.

Claramente, la atención a la salud, la seguridad y el medio ambiente será el principal cuestionamiento para los operadores que llevan esta transformación de la industria. Como tal, en el DOF será cada vez más preocupante la eficiencia operativa y la rentabilidad de los procesos que no están directamente relacionados con las actividades básicas de ingeniería de petróleo para los que se utilizan actualmente.

Como los DOF se expanden horizontalmente para abarcar todos los aspectos de las operaciones y de ingeniería, también se expandirán verticalmente dentro de la organización para tocar todas las disciplinas funcionales, de contabilidad y finanzas, a la dirección ejecutiva.

Los DOF se convertirán en empresas digitales, con toda la información relativa a la adquisición, desarrollo, producción y disposición de activos de petróleo y gas que se esté manejando en un sistema de control centralizado.

Los cambios en un plan de producción de un activo serán, a través del diseño de flujos de trabajo, cada vez más sofisticados; que incluyen el análisis económico, enrollan a un plan de mejora de la cartera revisada mantenida por el Departamento de finanzas; con los cambios en Valor Presente Neto se tornan disponibles inmediatamente para los tomadores de decisiones a nivel corporativo.

4.4. Generalidades del campo Yarigui- Cantagallo

El campo Yarigui–Cantagallo se localiza en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en territorio de los Departamentos de Santander y Bolívar, a una distancia aproximada de 20 km al Nor-este de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 km al Nor-oeste de la ciudad Bogotá D.C., en las márgenes del río Magdalena a la altura del municipio de Puerto Wilches. La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una región alargada en sentido Norte-Sur localizada entre las Cordilleras Oriental y Central de los Andes Colombianos, que constituyen sus límites Oriental y Occidental respectivamente. (Ver Figura 4)

En cuanto a infraestructura de producción vinculada al campo Yarigui-Cantagallo, este dispone de las Estaciones Auxiliar, Isla IV e Isla VI vinculadas

a la Gerencia de Operaciones del Río - GRI, las cuales encuentran ubicadas sobre el recorrido del río Magdalena en áreas limítrofes de los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo, compartiendo zonas de influencia entre los departamentos de Santander y Bolívar, en el Valle Medio del Magdalena.



Figura 4: Localización de la región Cantagallo (Google Maps, s.f.)

El campo está distribuido en islas a lo largo de la margen del río Magdalena y sobre los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo. Ver Figura 5.

El crudo proveniente de los pozos necesita de varios sistemas de tratamiento para su posterior entrega a fiscalización, entre ellos se tiene la deshidratación y el desalado, con los cuales se eliminan o reduce a niveles permisibles el contenido de sedimentos, agua y sal; las diferentes refinerías exigen unas condiciones de entrega de petróleo para su respectivo proceso de refinación. Para ello se cuenta con diferentes equipos que cumplen con estas dos etapas fundamentales.

Actualmente la región Cantagallo cuenta con tres estaciones de recolección principales distribuidas a lo largo de la margen del río Magdalena y sobre los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo las cuales son llamadas, estación auxiliar, estación Isla IV, y estación Isla VI. Ver Figura 5.



Figura 5: Localización de estaciones en la región Cantagallo. (Google Maps, s.f.)

Los pozos inicialmente produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas-aceite original y en general al escaso empuje hidráulico. Por lo tanto fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden gas lift, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y actualmente existen 68 pozos con sistema de bombeo electrosumergible.

4.4.1. Operación campo Yarigui- Cantagallo

Actualmente el campo Yarigui - Cantagallo es operado por empresa petrolera y pertenece a la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción del Rio, que incluye además el campo Casabe.

Con datos de registro del 2014, el campo Yarigui - Cantagallo tiene 113 pozos, de los cuales 67 son bombeo electrosumergible y 45 por bombeo mecánico. La producción de aceite en el campo actualmente está en 17694 BOPD, con 5756 KPCD de gas. (Ver Figura 6)

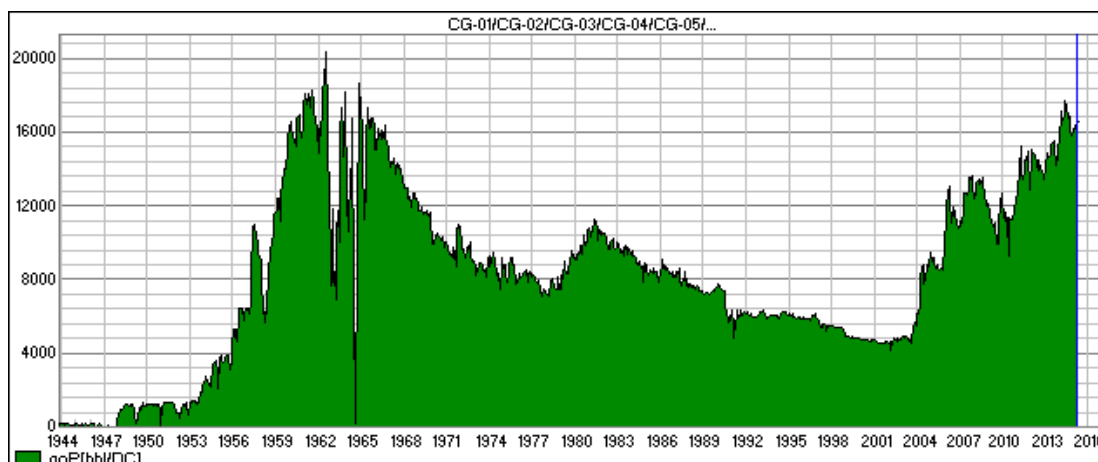



Figura 6: Curva histórica de producción del Campo Yarigui - Cantagallo.

Fuente: Ecopetrol, Campo Yarigui – Cantagallo

4.4.2. Antecedentes en la recolección de información

La recolección de información de pozos productores e inyectores en la región de Yarigui – Cantagallo se realiza de manera manual por parte del recorredor de campo, el cual se desplaza a cada una de las locaciones y registra los datos de operación en el mañana, tarde y noche. (Ver figura 7)

	GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO Superintendencia de Operaciones del Río Campo Cantagallo		REC - F - 009	
	REPORTE DIARIO RECORREDORES ESTACIÓN ISLA IV		Fecha aprobación: dd/mm/aaaa Versión: 1 Pág.: 1 de 2	

FECHA: _____

POZO	YR-13			YR-18			YR-103			YR-107			YR-90			YR-86		
	D	T	N	D	T	N	D	T	N	D	T	N	D	T	N	D	T	N
FREC. (Hz)																		
PIP (psi)																		
T. MOTOR (F)																		
VOLTAJE (Vol)																		
AMPERAJE (A)																		
THP																		
CHP																		

Figura 7: Reporte diario de recorredor de pozos

Debido a lo rutinario de la actividad existe un riesgo de confiabilidad en los datos.

En ocasiones se presentan impedimentos para desplazarse a las locaciones y registrar los datos, bien sea por razones logísticas, bloqueos, actividades operativas, condiciones ambientales, entre otros.

El comportamiento aproximado del pozo se analiza con solo tres valores de operación tomados durante el día.

4.4.3. Justificación

La implementación de la metodología DOF para los pozos productores e inyectores en la región de Yarigui – Cantagallo permitirá disponibilidad inmediata de grandes cantidades de datos de operación de los pozos productores e inyectores en tiempo real, históricos de las variables para analizar del comportamiento del pozo.

Se logrará una mejor distribución regional de equipos de trabajo y con el fin de apoyar actividades críticas y complejas; se mejoran los tiempos y costos de mantenimiento de los pozos, realizando actividades programadas basados en

el análisis de la información de los datos de producción; se logrará un aumento de la producción al conocer un comportamiento más detallado del pozo.

Pregunta de investigación

Disminución de diferidas por confiabilidad, mantenimiento programado y disponibilidad operativa del pozo,

4.4.4. Coherencia con temáticas de la maestría:

El desarrollo de este trabajo de grado profundiza en el énfasis de Producción y Tecnología de la Maestría en Ingeniería Industrial con una coherencia temática en:

- Automatización industrial
- Instrumentación Industrial
- Comunicaciones en la industria
- Modelos de optimización avanzada y simulación
- Preparación, evaluación y gestión de proyectos
- Estrategias de planeación y programación de la producción
- Planeación estratégica

5. DISEÑO DE PLAN ESTRATEGICO

En los últimos años se ha generado expectativa sobre el concepto del DOF. Sin embargo, cambios como éste toman tiempo y el compromiso ante los beneficios reales se pueden sentir, bien sea por los altos costos de inversión de una nueva aplicación, no sólo en términos de tecnología, sino en la gestión del cambio de una forma de trabajo a otro, y no ver los beneficios a largo plazo.

Las ventajas de la tecnología de tiempo real son más fáciles de comprender desde el principio, con una correlación directa entre el gasto y beneficio.

Para lograr estos beneficios se diseña un plan estratégico que permita reducir los costos de producción petrolera en campos maduros, confiabilidad de los procesos de producción y de mantenimiento basados el concepto de DOF en periodos de corto, mediano y largo plazo.

Lo que se quiere de las soluciones de software es que los datos sean correctos y en tiempo real, para mejorar los procesos de toma de decisiones: una mejor comunicación, mejorar los estándares de salud y seguridad.

El verdadero desafío con el DOF es que la tecnología debe ser inteligente, fácil de conseguir y en constante mejora.

Una implementación DOF puede ser transformacional, pero también es uno de los proyectos más complejos que una empresa puede llevar a cabo. Es fácil que la gente piense en el DOF como la simple adición de la tecnología, pero la realidad es que el cambio de la forma en que la gente trabaja tiene un profundo impacto en todas las áreas del negocio y por esta razón se realiza una planificación estratégica junto con un apoyo permanente para evitar un costoso fracaso.

5.1. Misión y Visión estratégica

A continuación se detallan la misión y visión estratégica para la implementación de la metodología DOF en campo Yariguí – Cantagallo como puntos de partida para la formulación estratégica de rentabilidad y automatización.

Misión

Mediante su misión, la metodología DOF centra sus esfuerzos en la implementación de la eficiencia operativa, con el fin de aumentar la integridad de los activos, la producción y reduciendo los costos de producción mediante el aprovechamiento de las Tecnologías de la Información, Automatización y la Comunicación en los pozos productores e inyectores de la región Yariguí – Cantagallo.

Visión

Dentro su plan de acción de 2017 la visión es la “logar una eficiencia operativa y aumento de la producción en la región Yariguí – Cantagallo mediante la metodología DOF para los pozos productores e inyectores.

5.2. Factores críticos de éxito

Cuando una aplicación de DOF genera éxitos, es un habilitador importante para la entrega de la eficiencia. Sin embargo, el proyecto puede fallar debido a la falta de preparación y una falta de comprensión de la magnitud de la tarea de transformar una empresa enfocada en las operaciones más tradicionales.

Con el fin de mitigar este impacto al poner en marcha los proyectos importantes de despliegue de tecnología se deben reconocer los riesgos o valor potencial de antelación para afrontar los desafíos en equipo y garantizar el rendimiento operativo.

5.3. Estrategia DE desarrollo de “DOF”

Ejes estratégicos de acción

Los Ejes Estratégicos de Acción marcarán los “grandes temas” en torno a la implementación de la metodología DOF en la región de Yariguí – Cantagallo.

Estos Ejes Estratégicos de Acción son tres:

- Mejorar la eficiencia operativa
- Mejorar los costos operativos y mantenimientos
- Fortalecer el aumento de producción

Por ello, los factores críticos de éxito que deben ser el norte de la implementación DOF en la región Yariguí – Cantagallo son los siguientes:

Respaldo Institucional al más alto nivel (corto plazo: 2 meses): Para la implementación de la metodología DOF se involucraron varios departamentos con profesionales que tengan capacidad de liderazgo en los temas relacionados con el proyecto. Los departamentos involucrados son: Mantenimiento, Producción, Operaciones, Ingeniería, Proyectos, Seguridad Física, Sindicato.

Identificación de interlocutores válidos: Se identificaron interlocutores dentro de cada departamento con el fin de que acompañe al equipo a lo largo de toda su implementación.

Disponibilidad de la documentación referente a iniciativas en marcha (mediano plazo 6 meses): Para poder fomentar sinergias entre los departamentos, se dieron a conocer las iniciativas implementadas y los

proyectos de implementación tecnológica, en relación con los desarrollo de DOF de cada una de las entidades involucradas.

Implicación del personal interno (largo plazo 12 meses): Tanto el personal usuario de la compañía como el personal que realiza la implementación tecnológica deben involucrarse decididamente en las iniciativas del desarrollo de DOF para fomentar el cumplimiento de los objetivos marcados.

Los resultados de reducción de costos producto de este plan estratégico se realizara en análisis de resultados

6. CRITERIOS ECONÓMICOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGIA DOF

Los criterios en el diseño DOF se deben enfocar en dos frentes. El primero de ellos es el Frente de Tecnología, cuyo foco estará en la reducción de costos operativos; y el segundo, la tecnología de la información para asegurar la disponibilidad de los datos que ayuden a gestionar la estrategia corporativa en los campos.

En esta nueva dinámica de la compañía, se tendrá un mayor enfoque hacia la generación de soluciones tecnológicas, donde claramente la tecnología, según expertos internacionales, es la única manera de encontrar las mejoras incrementales en estos dos frentes de trabajo.

Esto significa también acelerar la incorporación de las tecnologías requeridas para los activos estratégicos de la compañía en un periodo de cinco años, para lo cual ya se están definiendo cuáles son los activos, el diagnóstico de los mismos y se construyen los mapas de ruta tecnológica.

En la región de Cantagallo se cuentan con campos maduros los cuales han venido incrementando su producción desde el 2004 (ver Figura 6) debido a la perforación de nuevos pozos en la región y a la recuperación secundaria producto de la inyección de agua.

Los criterios los cuales fueron considerados para la implantación de DOF en la región de Yariguí - Cantagallo son los siguientes.

- Proyección del campo
- Revisión de la Economía del campo
- Retorno del Capital Invertido
- Reducción de costos operativos

6.1. Proyección del campo

En épocas de ‘vacas flacas’ la compañía empieza a identificar en qué regiones es más rentable desarrollar su actividad. En ese cálculo, los costos operativos tienen mucho que ver en la decisión de inversión.

Al ser una región con campos maduros y teniendo en cuenta los bajos precios del petróleo en el año de 2015 y los elevados costos de perforación; el desarrollo adicional de la región Yariguí – Cantagallo, por medio de la perforación de nuevos pozos, no es viable económicamente. Por tal motivo la región de debe mantener y/o aumentar su producción sin incorporación de nuevos pozos y disminuir los gastos operativos para generar valor en cada uno de los barriles extraídos.

Considerando el escenario más crítico de la proyección de la región Yariguí – Cantagallo se mantendría la producción en barriles por día básica más el producto de la recuperación secundaria. (Ver Figura 8).

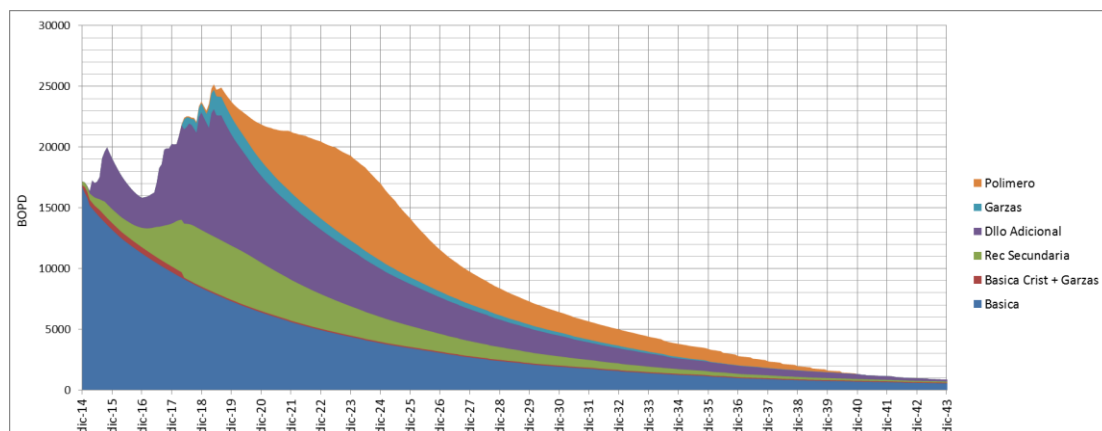


Figura 8: Proyección del campo Yariguí – Cantagallo.

Considerando esta proyección de la región es el momento ideal para la implementación de herramientas tecnológicas que permitan el desarrollo de campos digitales y logra el mayor impacto de la información y Tecnología en el flujo efectivo del ciclo de vida de Exploración y producción.

6.2. Revisión de la Economía del campo

El primer paso es examinar el campo como un activo financiero. Se debe pensar en las plantas como un conjunto de equipos y personal que convierte las materias primas en productos. Desde un punto de vista financiero, una planta es un activo que consume dinero y produce dinero, esperando que se produzca más de lo que se consume. En la Figura 9 se muestran los principales componentes monetarios.

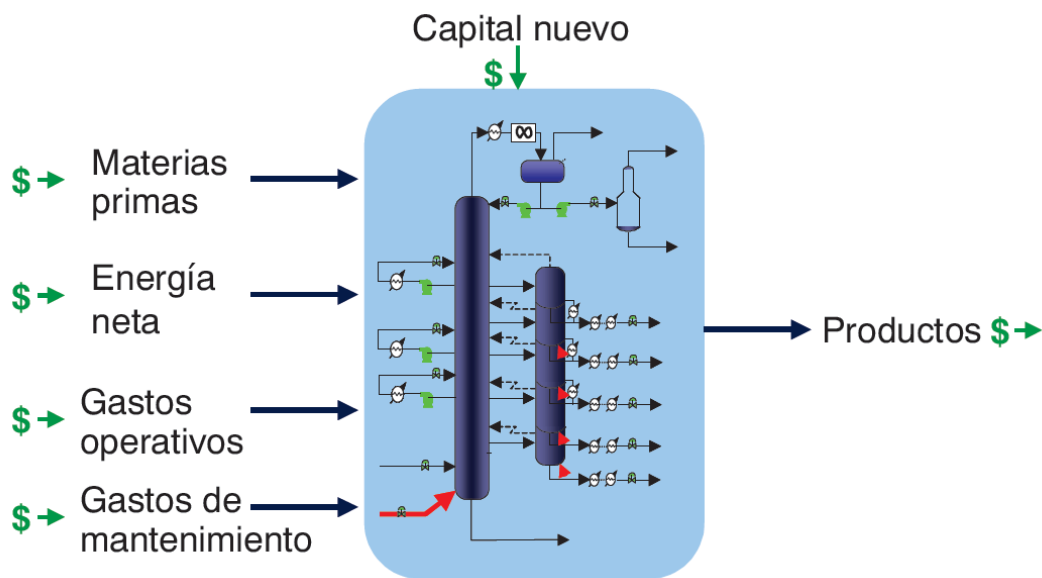


Figura 9 La planta como un activo financiero (Carugo, 2012)

Los gastos incluyen todos los costos utilizados para producir los productos, tales como materias primas, energía netas (lo utilizado menos lo producido), costos operativos, gastos de mantenimiento y otros costos diversos. El capital tiene dos componentes: trabajo e inversión.

La inversión de capital se refiere al costo de los equipos principales o adiciones al sistema que durarán por muchos años y pueden ser depreciados con fines tributarios. El capital de trabajo es el valor del inventario y del financiamiento neto requerido a corto plazo.

6.3. Retorno del Capital Invertido

La administración de un campo petrolero tiene la obligación de incrementar el valor financiero a largo plazo de la corporación para sus propietarios o sus accionistas.

Existen igualmente muchas formas de evaluar el rendimiento financiero, pero la medida básica utilizada aquí será el Retorno del Capital Invertido (ROIC). Ésta no solamente es una medida interna sino que también se correlaciona con el rendimiento a largo plazo en el mercado de valores. (Brealey, 2003)

El ROIC se ilustra en la Figura 10:

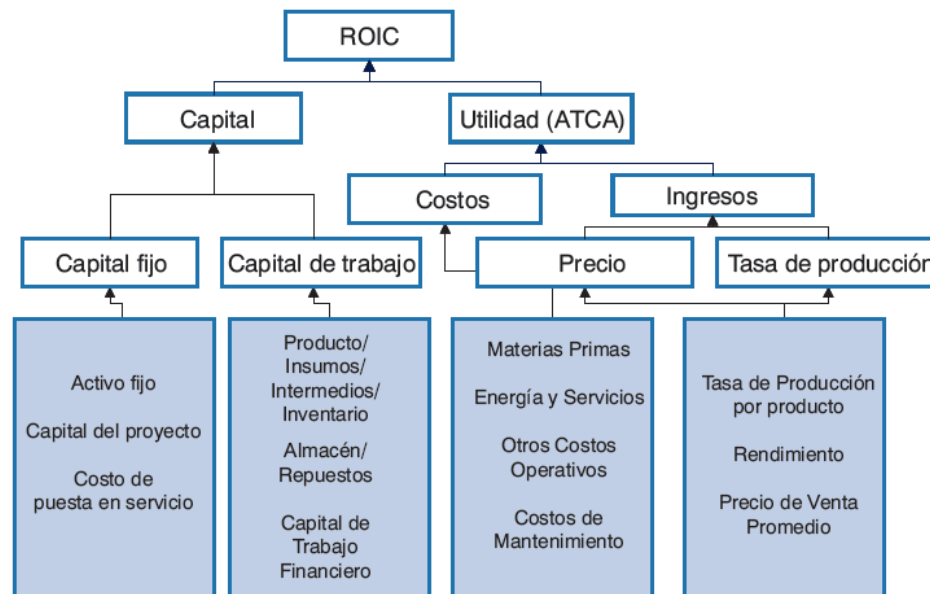


Figura 10: Retorno del capital invertido. (Brealey, 2003)

El ROIC anual equivale al beneficio medido como la utilidad neta ajustada por flujo de caja después de impuestos para el año dividido por el capital invertido al inicio del año. El capital invertido es igual al capital fijo neto más el capital de trabajo más otros activos. En los casilleros inferiores del diagrama se

muestran las principales variables que afectan el ROIC. Las variables que se muestran se restringen a aquellas en las cuales las decisiones del personal de planta afectan los resultados financieros. Los impuestos a la propiedad, por ejemplo, son gastos de la planta, pero las tasas de impuestos normalmente no están dentro del manejo del personal de planta.

En el área del capital fijo, las variables incluyen activo fijo de la planta tal como el equipo más capital para nuevos proyectos y costos de puesta en servicio, que normalmente se capitalizan. El capital de trabajo es equivalente al dinero para operación más el inventario (incluyendo repuestos) más el capital de trabajo financiero (cuentas a recibir menos cuentas por pagar). Los gastos principales incluyen insumos, energía, otros costos operativos y costos de mantenimiento. Los ingresos son el producto de la tasa de producción y el precio de venta promedio.

DOF y Retorno del Capital Invertido (ROIC)

Desde un punto de vista financiero, el objetivo de la planta es maximizar el ROIC a largo plazo. ¿Cómo pueden afectar el DOF a los costos de fabricación y partidas de ingresos? Los efectos clave se resumen en la Figura 11:

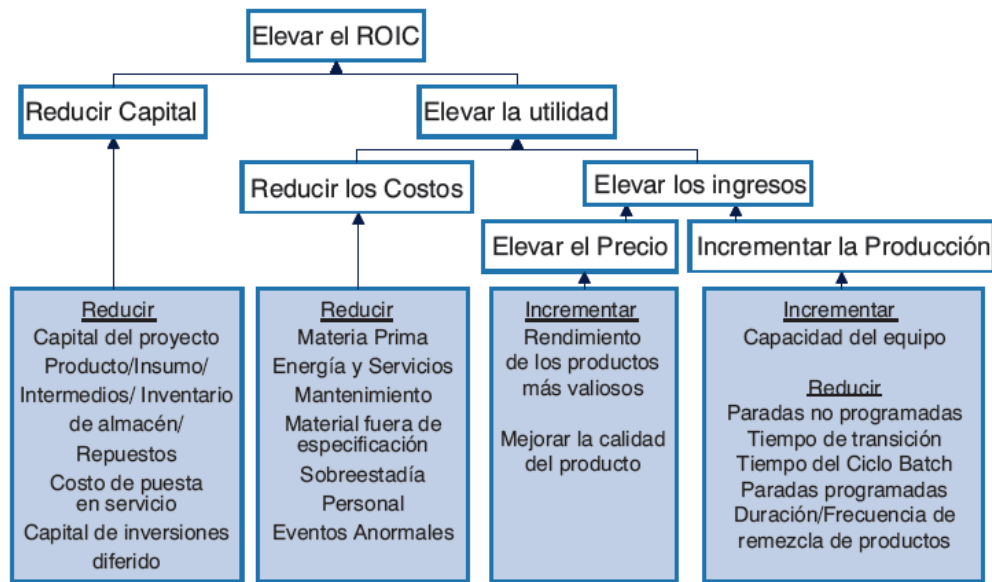


Figura 11 Efectos de una potencial DOF (Brealey, 2003)

Para incrementar el ROIC, se debe reducir el capital o incrementar la utilidad o preferiblemente ambas situaciones al mismo tiempo.

Las áreas principales donde normalmente se encuentran ahorros DOF se ilustran en los recuadros de la parte inferior de la Figura 11. Cuando se considera un proyecto, se deben evaluar todas las áreas donde hay posibilidad de ahorro.

Los ahorros de capital potenciales incluyen tanto al capital fijo como al capital de trabajo. Las reducciones potenciales de costo de capital del proyecto debido a las elecciones de diseño de un DOF pueden incluir ahorros en:

- Ingeniería
- Costos de contratación
- Precios de compra
- Instalación, configuración, calibración y puesta en marcha.
- Ejecución del proyecto.

El capital de trabajo puede ser reducido disminuyendo las materias primas, intermedias e inventario de productos y también reduciendo los repuestos para equipo provisionado en el almacén.

El capital diferido puede resultar de una mayor vida del equipo debido a un mejor control o de una mayor producción del mismo equipo, lo cual trae como resultado posponer una expansión de planta.

Los gastos se pueden reducir disminuyendo el uso de energía en las instalaciones y reduciendo los costos de materia prima al incrementar el rendimiento de la producción de productos deseables.

Existen muchos tipos de costos de mantenimiento que incluyen:

- Mantenimiento programado
- Movilización no programada
- Parada de planta

Las reducciones pueden ocurrir en todo tipo de costos de mantenimiento debido a una mayor performance en automatización y una mejora en el monitoreo del equipo de proceso. Los ahorros específicos pueden incluir una reducción en:

- Mantenimiento no programado.
- Cantidad de revisiones de rutina.
- Tiempo para llevar a cabo las labores de mantenimiento requeridas.
- Compra de materiales para mantenimiento.
- Cantidad y costo de tareas requeridas durante una parada de planta programada.

La reducción de bombeo de crudo no conforme con las especificaciones puede disminuir los costos de reproceso.

Las esperas mayores al tiempo contratado pueden traer como consecuencia penalidades.

En casos seleccionados también puede ser posible reducir los niveles promedio de personal.

La reducción de problemas relacionados con la Salud, Seguridad y Medio Ambiente están a la cabeza de la agenda de cada gerente de planta.

Una mejora en la automatización orientada al diseño de un DOF es a menudo la clave para reducir este tipo de eventos.

El siguiente asunto es el incremento del precio de venta para los productos. La implantación de un modelo de DOF puede contribuir a ese objetivo incrementando la producción de productos más valiosos. La reducción de la cantidad de subproductos de menor valor incrementará el ingreso promedio por unidad alimentada.

Los incrementos solo pueden tener valor financiero para plantas de producción. El incremento de la producción puede ser resultado de la posibilidad, con un mejor control, de operar cerca a los límites de producción con una calidad de producto constante. El incremento de la producción también puede resultar de reducir el tiempo de paradas no programadas, debido a una mejor confiabilidad, menor tiempo de los procesos batch, menor tiempo de transición, menor reproceso del producto, y reducción en la frecuencia y duración de las paradas. La frecuencia de las paradas puede

reducirse, por ejemplo, no necesitar limpiar prematuramente un intercambiador de calor.

6.4. Reducción de costos operativos

Según la curva de costo marginal a nivel mundial, que indica el costo de producción de un barril adicional por tipo de extracción de petróleo más de la mitad del petróleo que se produce a nivel mundial está por encima o cerca de los setenta dólares por barril, en lo que sería el costo de producir un barril. (Longson, 2015)(Ver Figura 12)

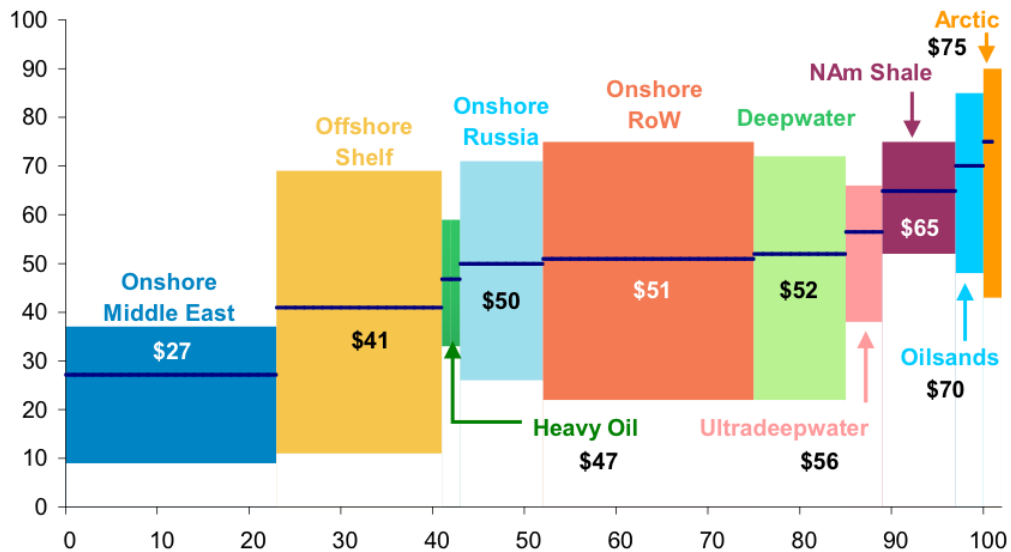


Figura 12 Curva de costo marginal a nivel mundial (Rystand & Stanley)

En su último reporte, la compañía, informó que en promedio el costo de sacar un barril y dejarlo listo para la venta (costo de levantamiento, como se le llama en la industria) en el año 2014 fue de 11,25 dólares por barril; y el costo de transportarlo a puerto fue de 7,80 dólares por barril (también en promedio), para un total de 19,05 dólares por barril. (Celedón, 2015)

7. ALTERNATIVAS TECNOLOGICAS PARA el CAMPO YARIGUÍ – CANTAGALLO

Considerando los potenciales de producción, la ubicación geográfica, los requerimientos ambientales y legales, se decide implementar la metodología DOF en 41 pozos inyectoros, 21 pozos productores, teniendo así, la capacidad de tomar acciones para alcanzar un mejor proceso de producción y control de pozo.

Realizar el monitoreo de variables en el sistema de monitoreo adquirido por la empresa (Lowis) y el en sistema de monitoreo en Isla VI. (Ver Figura 13)

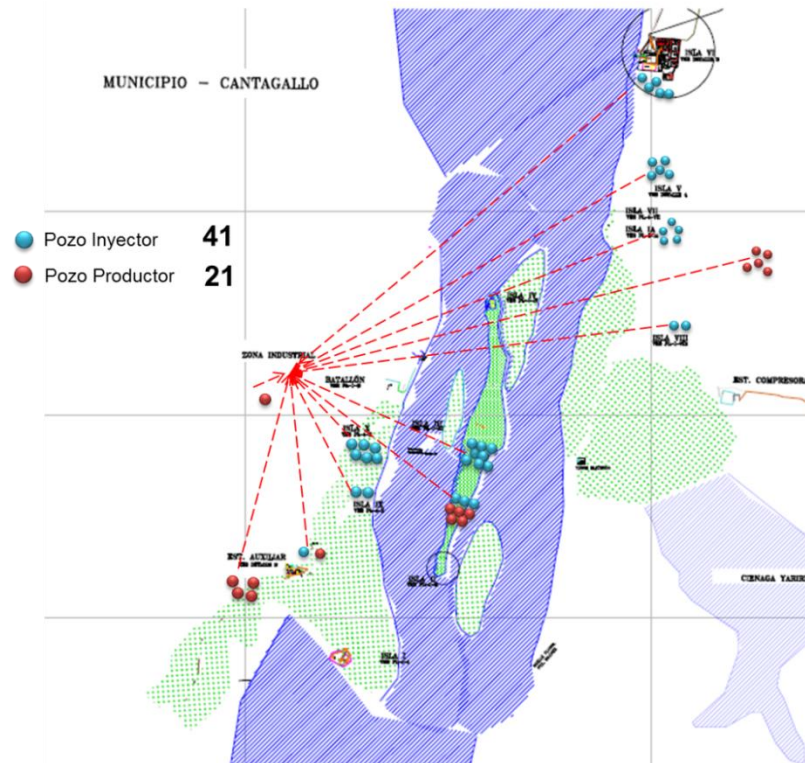


Figura 13: Localización de pozos a ser automatizados

Fuente: Ecopetrol; Gerencia de Proyectos Cantagallo

7.1. Metodología DOF en pozos

En los pozos del campo Yariguí – Cantagallo se cuenta con distintos sistemas de extracción de petróleo con sistemas de bombeo artificial y alternativas de automatización de los mismos, entendiéndose como tal desde la protección de los equipos y del pozo hasta la adquisición central de datos para la optimización del yacimiento. Antes de comenzar con el análisis propiamente hay que considerar algunas cuestiones generales. En general, un pozo de petróleo consiste en una perforación hasta el nivel en que el petróleo fluye a través de la roca permeable. Dada la presión del reservorio y las características del fluido, el mismo puede surgir naturalmente a la superficie o no. También cuentan con métodos de recobro adicional (Inyección de agua), en el cual el agua proveniente de un pozo inyector penetra entre los poros de la roca saturada con petróleo y lo empuja hacia las zonas de menor presión, es decir hacia el pozo productor. De esta forma se logra la producción a través de la inyección de agua. (Ferre, 2001)

En la formación básicamente lo que ocurre es lo siguiente, como se puede observar en la Figura 14.

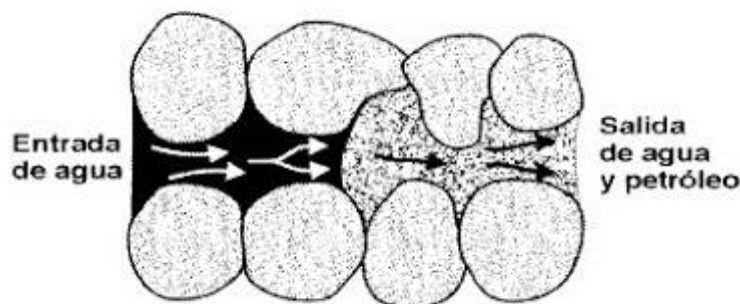


Figura 14: Métodos de recobro adicional (Inyección de agua) (Ferrer, 2001)

La necesidad de supervisar y controlar remotamente estas operaciones, así como la integración de gran cantidad de procesos individuales en una única plataforma que permita visualizar y controlar sistemas completos, han

impulsado el desarrollo de redes de supervisión y control que enlazan los equipos que se encuentran en el campo, con los equipos en los centros de control. (Bourdette, 2005)

Monitoreo Remoto

Un monitoreo básico y económico para pozos de baja producción en el cual solo se miden uno o dos parámetros importantes, típicamente determinación de estado (produciendo o parado). Utiliza sólo instrumentación de superficie, una radio y RTU.

Monitoreo Completo: Más costoso, involucra instrumentación de superficie y de fondo (ver Tabla 1). Además, requiere mantenimiento y posiblemente reemplazo periódico, por lo que sólo se justifica en pozos de alta producción; pero permite la optimización del pozo maximizando la producción.

Medición	Instrumentación
Velocidad de Motor	VSD
Velocidad de Bomba	VSD
Torque de Motor	VSD
Torque de Bomba	VSD
Tensión	VSD o Transductor
Corriente	VSD o Transductor
Presión de Tubing	Transmisor en superficie
Presión de Casing	Transmisor en superficie
Temperatura de Fluido (superficie)	Transmisor en superficie
Temperatura de Motor	Sensor en superficie o fondo
Presión de Succión	Sensor de fondo
Presión de Descarga	Sensor de fondo

Medición	Instrumentación
Temperatura de Succión	Sensor de fondo
Temperatura de Descarga	Sensor de fondo
Presión Interna de Bomba	Sensor de fondo
Caudal de Petróleo	Medición en separador de prueba
Caudal de Agua	Medición en separador de prueba
Caudal de Gas	Medición en separador de prueba

Tabla 1: Variables de proceso a medir asociadas a bombeo electrosumergible

Digitalización de Pozos: Requiere la utilización de dispositivos inteligentes en el pozo. Se utilizan algoritmos de control que optimizan la eficiencia de extracción en tiempo real.

Sistemas SCADA; La utilización de sistemas SCADA, que mediante una red (normalmente de radio) reúnen datos de pozos, baterías y plantas, permite un salto cualitativo en la automatización de los yacimientos, como lo indica la Figura 15. Un sistema SCADA permite monitorear, controlar, generar históricos, informar y correr aplicaciones de alto nivel para optimización de pozos y yacimientos.

La utilización de un sistema SCADA permite además ejecutar en forma centralizada aplicaciones de cálculo (carta dinamométrica, perfil de presiones, etcétera).

Para los pozos del campo Yariguí – Cantagallo se ha considerado las grandes ventajas operativas y de producción que se obtiene al realizar un monitoreo remoto de las variables de procesos del pozo y protección de las facilidades de manera automática; considerando los avances tecnológicos logrados en la

automatización industrial los cuales ofrecen mayores beneficios en costo, facilidad de instalación, ahorro energético y producción rentable.

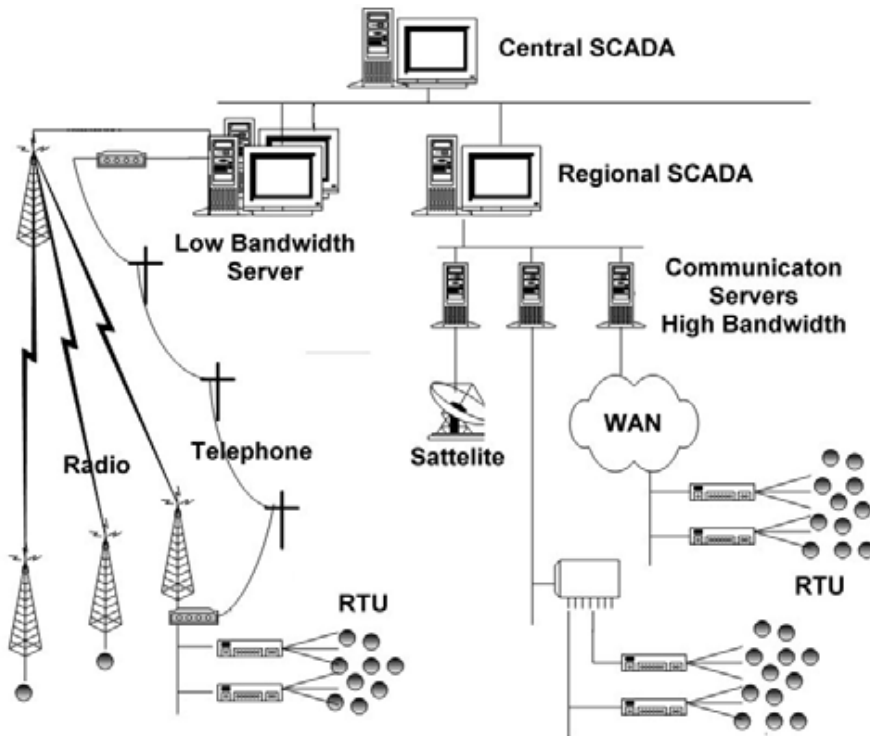


Figura 15: Topología típica de un sistema SCADA (Cottrino, 2010)

7.2. Pozos productores

Realizar la migración del actual sistema de monitoreo de variables de fondo (prestación de servicio suministrado por Alkhorayef) al sistema de monitoreo adquirido por la empresa (Lowis). En esta migración se monitorearán las variables del variador; bomba; eléctricas y variables que el área de producción considere indispensable y el en sistema de monitoreo en Isla VI. (Ver Figura 16)

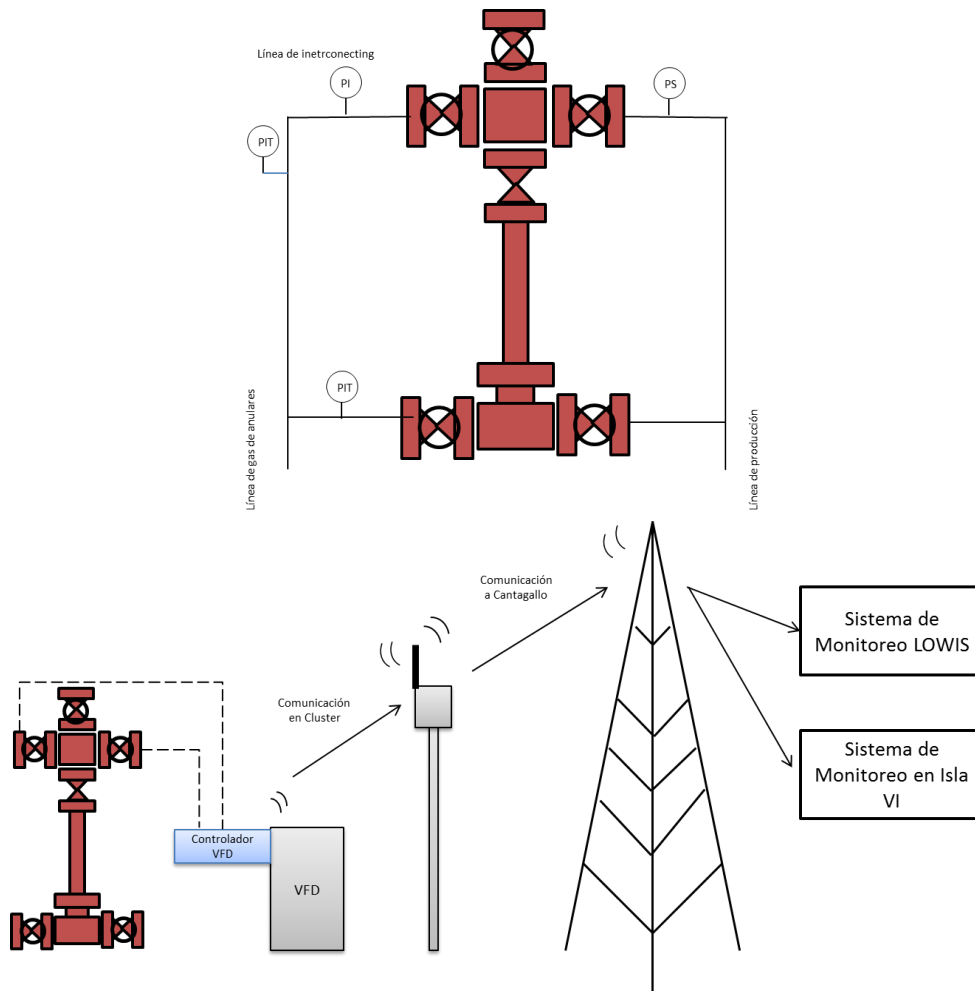


Figura 16: Automatización de pozos productores

El valor de esta tecnología reside en su capacidad de activar y modificar remotamente el funcionamiento de la zona completada a través del control de flujo, así como también monitorear la respuesta desempeño de cada zona en tiempo real y protección automática de las líneas por sobre presión.

El uso del monitoreo de estas variables brinda al Ingeniero la posibilidad de monitorear más efectivamente las condiciones en el pozo, a la vez que se controla el flujo de fluidos que entra o sale de cada pozo.

El principal propósito de este monitoreo consiste en lograr una integración segura y confiable entre el control de flujo, el levantamiento artificial, el monitoreo permanente y el mejoramiento de la producción.

7.3. Pozos Inyectores

Obtener, transmitir y analizar, datos de flujo y presión de inyección en el pozo, teniendo así, la capacidad de tomar acciones para alcanzar un mejor proceso de inyección y control de pozo.

Realizar el monitoreo de variables en el sistema de monitoreo adquirido por la empresa (Lowis) y el en sistema de monitoreo en Isla VI. (Ver Figura 17).

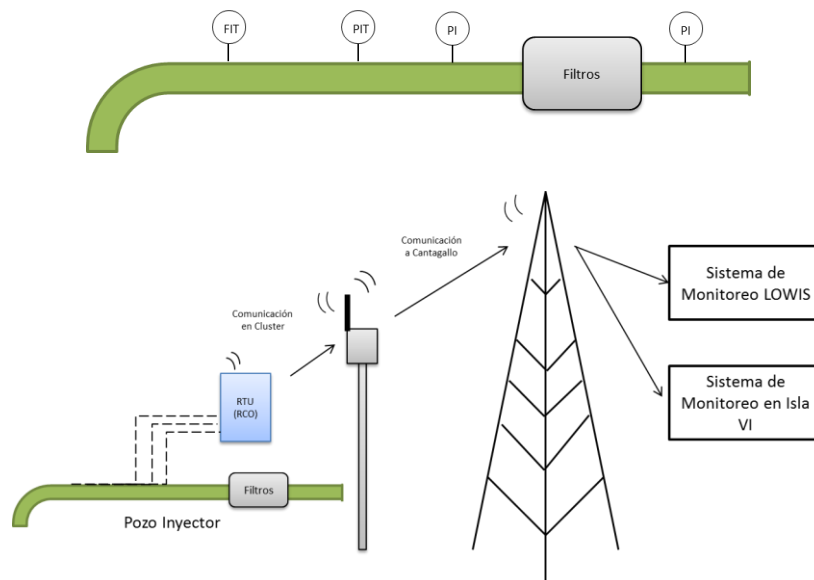


Figura 17: Automatización de pozos inyectores

7.4. Selección de nivel y Grado de automatización

La incorporación al entorno industrial de los avances tecnológicos proporciona: Aumento de la productividad, aumento de la calidad del producto, disminución del tiempo de respuesta a cambios del mercado, reducción significativa de costos, por lo tanto las redes de comunicación permiten: (Emilio, 1999)

- Medio para la incorporación de la última tecnología a la industria.
- Integración completa del proceso productivo (desde el operario a los gestores y clientes).
- Reducción del tiempo de puesta en funcionamiento (40 % menos de cableado).
- Reducción de costos por modificación del sistema productivo.
- Automatización más Robusta y Controlable.

7.5. Niveles de automatización

El término “nivel de automatización” podría ser sinónimo, aunque no necesariamente, de “nivel de tecnología”. El nivel de automatización denota la proporción hombre – máquina en las tareas, o la transferencia de las tareas humanas a las tareas de máquinas, basándose así en la interacción hombre – máquina. El nivel de tecnología describe la sofisticación en los procesos donde el proceso sofisticado puede ser totalmente automatizado o parcialmente automatizado. El nivel de automatización es claro en la medida en la medida en que se proporcione la interacción (involucramiento) hombre – máquina. De otro lado, el nivel de tecnología solo da una perspectiva del software y el hardware que está normalmente asociado con los procesos tecnológicos.

El estándar ISA SP95 como respuesta a la necesidad de lograr una integración total de los sistemas de información, control y gestión de las empresas de manufactura, así como la falta de comunicación entre los sistemas de negocio, el sistema de ejecución de manufactura y el sistema de control del proceso físico. La ISA decidió crear en el año 1996 un comité denominado SP95 con el fin de desarrollar la norma ISA-95. ISA-95 es el estándar internacional para la integración de los sistemas de la empresa y de control. ISA-95 se compone de los modelos y la terminología. Estos pueden ser utilizados para determinar que la información tiene que ser intercambiada entre sistemas de ventas,

finanzas y logística y sistemas para la producción, mantenimiento y calidad. Esta información se estructura en los modelos UML, que son la base para el desarrollo de interfaces estándar entre los sistemas ERP y MES. (ISA, 2013)

El estándar ISA-95 internacional se ha desarrollado para hacer frente a los problemas encontrados durante el desarrollo de interfaces automatizadas entre los sistemas empresariales y de control. Esta norma se ha desarrollado todo tipo de entornos de fabricación, en todo el mundo. ISA-95 define 4 niveles en las empresas industriales (REBI, 2001). (Ver Figura 18):

- Nivel 0. Define los procesos físicos reales.
- Nivel 1. Define las actividades involucradas en la detección y la manipulación de los procesos físicos.
- Nivel 2. Define las actividades de seguimiento y control de los procesos físicos.
- Nivel 3. Define las actividades del flujo de trabajo para producir los productos finales deseados.
- Nivel 4. Define las actividades relacionadas con la empresa necesaria para gestionar una organización de fabricación.

Con base en estos niveles se definen 5 partes o estándares de la norma ISA-95.

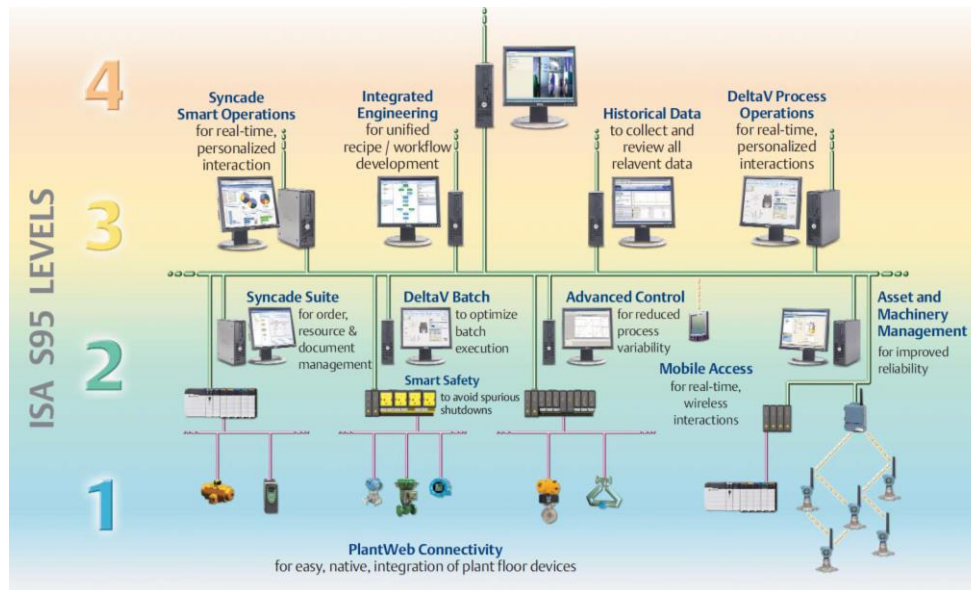


Figura 18 Niveles de Automatización (Emerson, 2010)

7.6. Grado de automatización

De acuerdo con los lineamientos de la empresa las calificaciones de los grados de automatización de las plantas están regidas por la Tabla 2:

Criterio de Evaluación	
Calificación	
5	Totalmente automático (T.A.) / El sistema de control toma acción con la información de la instrumentación de proceso
4	Semi-automático (S.A.) / Las acciones se toman con asistencia del operador
3	Operación (V.R.) / Visualización remoto
2	Operación (V.L.) / Visualización local
1	Totalmente manual (T.M.)

Tabla 2: Calificaciones de grados de automatización

De acuerdo con el Plan Maestro – Control Operacional Consolidado de la empresa y con el Estándar de Medición de la empresa, la operación de las

funciones de instrumentación y control de la Planta deberán diseñarse de manera que se cumpla con un grado de automatización 4, es decir, se debe contar con un sistema semi – automático, con la asistencia de un operador, con posibilidad de monitoreo remoto.

7.7. Selección de automatización

Considerando la localización geográfica de las locaciones, la infraestructura física, el proceso de producción, los lineamientos de la empresa y el concepto de DOF, se plantean las siguientes acciones como requisito para lograr el nivel y grado de automatización:

- Implementar en las locaciones de pozos productores e inyectores un Nivel de Supervisión con Grado de automatización 4 Semi – automático. Las acciones se toman con asistencia del operador.

7.8. Plan de integración de tecnologías

Con el fin de reducir costos operacionales se integrarán con tecnologías existentes y no adquirir nuevos sistemas y software.

Primera Fase

Implementación de un sistema de monitoreo local de pozos, con protocolo de comunicación 4-20 mA HART (instrumentación existente), para futuras implementación se instalará instrumentación inalámbrica

Segunda Fase

Sistema de telecomunicaciones se integrará con el sistema de comunicaciones entre estaciones el cual cuenta con una radio base en la región de Cantagallo

Configuración sistema de monitoreo remoto de pozos se integrará con el sistema de control principal existente en las estación de producción Isla VI.

Tercera Fase

Entrenamiento de operadores: se mantendrá el Software de Información para la visualización de vida útil del pozo y solo se adquieren licencias para los nuevos pozos

No se modificará la interfaz gráfica para que los operadores no percibieron ningún cambio a nivel visual

En la siguiente tabla de actividades se puede observar los tiempos y la secuencias de las fases descritas (ver Tabla 3)

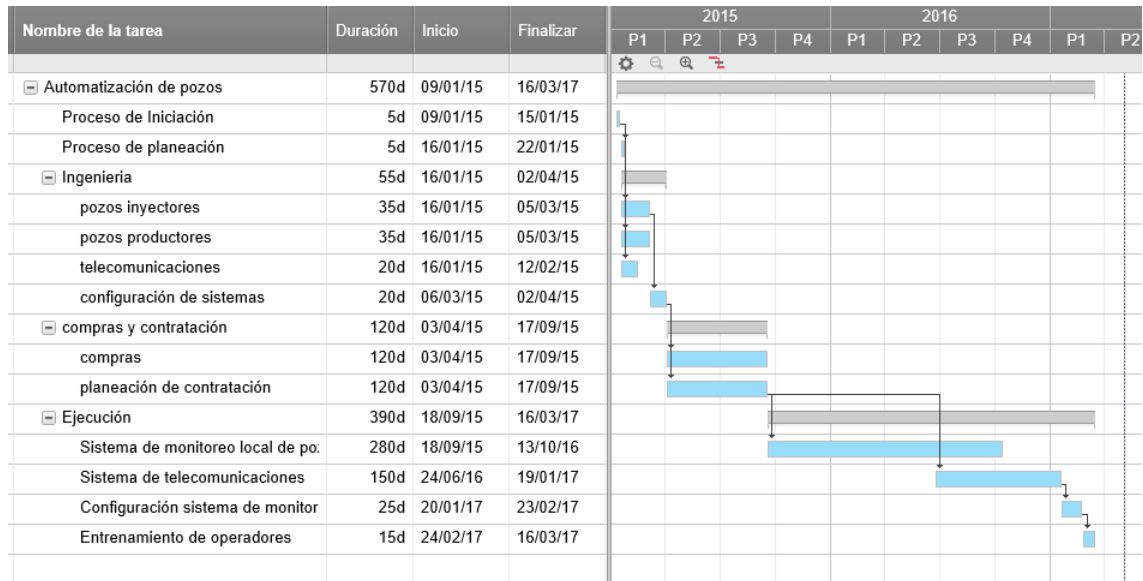


Tabla 3: Secuencia de actividades

8. ANÁLISIS DE INVERSIÓN DOF

8.1. Inversión

Cuando se realiza un análisis de la inversión es importante considerar los costos del ciclo de vida completo, no simplemente el precio de compra inicial, del equipo nuevo y sistema de software nuevo.

En el proyecto inicial, o área de costos de capital, se incluyeron lo siguientes:

- Compra de hardware.
- Costos de instalación.
- Requerimiento de actualización de infraestructura del sistema de control.
- Requerimiento de actualización de infraestructura, redes, etc.
- Licencias de software.
- Servicios específicos para la aplicación: diseño, configuración, codificación, elaboración de la base de datos, instalación del sistema, integración y puesta en servicio.
- Entrenamiento: Soporte al sistema y al usuario final.
- Gastos del proyecto: administración del proyecto, logística.

La estimación de costos de mantenimiento y operación se incluyeron en forma similar:

- Acuerdos de soporte de hardware.
- Actualizaciones de hardware.
- Acuerdos de soporte de software.
- Costos internos de soporte.
- Requerimiento de actualización de infraestructura.
- Costos de migración a nuevas versiones.
- Entrenamiento para soporte al sistema.
- Entrenamiento al usuario.

8.2. Beneficio

Para el análisis de inversión se consideran los beneficios esperados por año después de implementado el sistema que permita incrementar el ROIC.

Como beneficios esperados en cada una de las fases de implementación se espera:

Fase de Diseño: Reducción en tiempo y costo de las ingenierías de diseño al contar con un diseño estándar a nivel de automatización de pozos y estaciones.

Instalación: Reducción en tiempo y costo en la instalación de los instrumentos de monitoreo y control al contar con soluciones inalámbricas y productos novedosos para instrumentación y tubería de proceso que permiten una conexión suave desde la tubería de proceso a la instrumentación, por medio de una configuración sencilla con menos puntos potenciales de fugas y un menor peso y volumen total.

Operación:

- Mejorar la eficiencia operativa al disminuir las pérdidas producidas por las salidas de pozos y paradas de planta
- Mejorar los costos operativos y mantenimientos mediante la disminución de costos de mantenimiento, ahorros de desplazamientos, diagnóstico temprano, análisis de información
- Fortalecer el aumento de producción: por medio de análisis de información en tiempo real y análisis de estadístico de las variables críticas para la operación.

Mejoras: Después realizar la implementación de DOF promete lograr operaciones integradas para medir, modelar y controlar los activos de campo de petróleo y gas, donde las decisiones se pueden hacer con eficacia y coherencia por las personas adecuadas en el momento adecuado

8.3. Presupuesto de Inversión

Como Estrategia de inversión se decidió incluir el capital de inversión en un portafolio de proyectos el cual se encuentra soportado con una campaña de perforación de nuevos pozos petroleros.

Locación	Presupuesto montaje	Presupuesto telecomunicaciones	Suministro Recuperación Secundaria	Suministro Desarrollo Adicional	# Pozos Inyectores	# Pozos Productores
Documentación Ingeniería	\$ 40.000.000,00					
Área: Isla 1	\$ 11.075.912,00	\$ 27.631.389,00	\$ 4.425.000		0	1
Área: Isla 1A	\$ 12.497.996,00	instalada			1	0
Área: Isla IV Cluster I	\$ 33.092.171,00	\$ 37.934.117,00			8	3
Área: Isla IV Cluster II	\$ 59.915.126,00	\$ 44.802.602,00		\$ 31.327.500	3	5
Área: Isla V	\$ 162.069.646,00	\$ 15.634.209,00			6	0
Área: Isla VI	\$ 202.730.639,00	instalada	\$ 6.017.500		5	0
Área: Isla VIIA	\$ 68.523.009,00	instalada	\$ 12.035.000		2	0
Área: Isla VII	\$ 650.855,00	\$ 19.037.500,00	\$ 6.017.500		3	0
Área: Isla VIII	\$ 290.181.089,83	\$ 27.631.389,00	\$ 12.035.000		2	0
Área: Isla IX	\$ 63.817.694,00	\$ 15.634.209,00			2	0
Área: Isla X	\$ 55.880.724,00	\$ 15.634.209,00	\$ 87.169.284		6	0
Área: Isla XII	\$ 261.497.142,11	\$ 34.162.914,00			2	2
Área: YR 88	\$ 13.591.553,00	\$ 18.899.972,00	\$ 20.885.000		0	2
Área: Zona Industrial	\$ 74.679.001,00	\$ 22.165.734,00	\$ 14.990.714	\$ 20.885.000	1	2
Área: CG7Mecanico	\$ 15.511.976,00	\$ 30.897.152,00			0	2
Área: YR58Mecanico	\$ 15.511.976,00	\$ 30.897.152,00	\$ 20.885.000		0	2
Área: CG2	\$ 15.511.976,00	\$ 31.019.709,00		\$ 20.885.000	0	2
monobridas			\$ 122.192,50			
licencias			\$ 57.474.900	\$ 25.186.778		
	\$ 1.396.738.486	\$ 371.982.257	\$ 242.057.091	\$ 98.284.278	41	21

Tabla 4: Portafolio de Inversión en COP

8.4. Presupuesto de Operación

De acuerdo a la resolución 41251 de diciembre del 2016 del ministerio de minas y energías de Colombia.

Para los equipos de medición se debe preservar su integridad, la periodicidad de un año, las certificaciones y los demás requerimiento que sean necesarios para la medición de flujo de inyección de agua

Considerando esta resolución el presupuesto de operación es el siguiente

Calibración y certificación de medidores de flujo de agua	\$ 2.243.340	41	\$ 91.976.940
Mantenimiento preventivo de instrumentación	\$ 600.000	62	\$ 37.200.000
Mantenimiento preventivo red de comunicaciones	\$ 800.000	13	\$ 10.400.000
Total			\$ 139.576.940

Tabla 5: Portafolio de Operación en COP

8.5. Análisis de Inversión

Como Estrategia de inversión se decidió incluir el capital de inversión en un portafolio de proyectos el cual se encuentra soportado con una campaña de perforación de nuevos pozos petroleros.

La automatización de pozos y el enlace de comunicaciones entre pozos y estaciones requeridas para la implementación de DOF no superan el 2% de la inversión total del proyecto de perforación de 35 pozos el cual está en ejecución. (Información confidencial)

El análisis presentado a continuación contempla la inversión requerida para la automatización de pozos el cual se encuentra en ejecución. Ver anexo Factor J. (ver Figura 19)

FORMATO COSTO DE CICLO DE VIDA DEL PROYECTO											
WTI	50,0	55,0	60,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
TASA DE CAMBIO	\$ 2.451	\$ 2.500	\$ 2.500	\$ 2.500	\$ 2.500	\$ 2.500	\$ 2.500	\$ 2.500	\$ 2.500	\$ 2.500	\$ 2.500
TASA DE DESCUENTO(Ecopetrol)	11,1%										
FASE DEL PROYECTO	1										
RIESGO BASE	Beneficios Económicos en KUSD										
Áreas de Resultado	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Perdidas por Disponibilidad y Confiabilidad	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315
Perdidas por Fallas Eléctricas											
Perdidas por Fallas de Equipos	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315
Maxima probabilidad de ocurrencia	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Maxima Probabilidad de Incidencia											
Total Perdidas con Probabilidad	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315	\$ 315
Costos de alquiler											
Perdidas por Operación											
Costos de Mantenimiento	\$ 393,5	\$ 393,5	\$ 393,5	\$ 393,5	\$ 393,5	\$ 393,5	\$ 393,5	\$ 393,5	\$ 393,5	\$ 393,5	\$ 393,5
Costos de Parada											
Costos Ambientales (Sanción Ambiental)											
Costos de Energía											
Flujo de caja	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709
Flujo de caja con declinación (Incluida en memorias de calculo)	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709	\$ 709
Declinación Anual de producción (porcentaje)	0%										
VPN Total Riesgo base sin declinación	\$ 4.864										
VPN Total riesgo base con Declinación	\$ 4.864										
VPN Riesgo base	\$ 4.864										
RIESGO CON PROYECTO	Inversiones en KUSD (por equipo)										
Descripción de la Inversión	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Presupuesto		\$ 1.198									
AIJ		\$ 359									
Actividades Comunes		\$ 120									
PCA		\$ 24									
Contingencias y Escalación		\$ 144									
Bruto (Global para la actividad)	\$ 0	\$ 1.845	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Costo inicial de compra (Inversión inicial)	\$ 1.845										
Costos de alquiler											
Perdidas por Operación											
Costos de Mantenimiento	\$ 393	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000	\$ 0,000
Costos de Parada											
Costos Ambientales (Sanción Ambiental)											
Costos de Energía											
Perdidas por Disponibilidad y Confiabilidad	\$ 315										
Perdidas por Fallas Eléctricas											
Perdidas por Fallas de Equipos	\$ 315	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo de Caja	\$ 709	\$ 1.845	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
VPN del Riesgo con proyecto	2.632										
Probabilidad de Falla con Proyecto	2%										
Riesgo Base	4.864										
Riesgo Alternativa (KUSD)	2.632										
VPN Inversión Alternativa (KUSD)	1.845										
Relación Beneficio/Costo	1,21										
Análisis de Sensibilidad +	0,81	50%									
Análisis de Sensibilidad -	2,42	-50%									
Riesgo base	\$ 708,55	\$ 637,76	\$ 574,04	\$ 516,69	\$ 465,07	\$ 418,60	\$ 376,78	\$ 339,13	\$ 305,25	\$ 274,75	\$ 247,30
Riesgo con proyecto	\$ 708,55	\$ 1.660,37	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Análisis incremental	\$ 0,00	\$ 1.022,61	\$ -574,04	\$ -516,69	\$ -465,07	\$ -418,60	\$ -376,78	\$ -339,13	\$ -305,25	\$ -274,75	\$ -247,30
Valor presente neto del análisis incremental	\$ -2.495,01										

Tabla 6: Análisis de Inversión

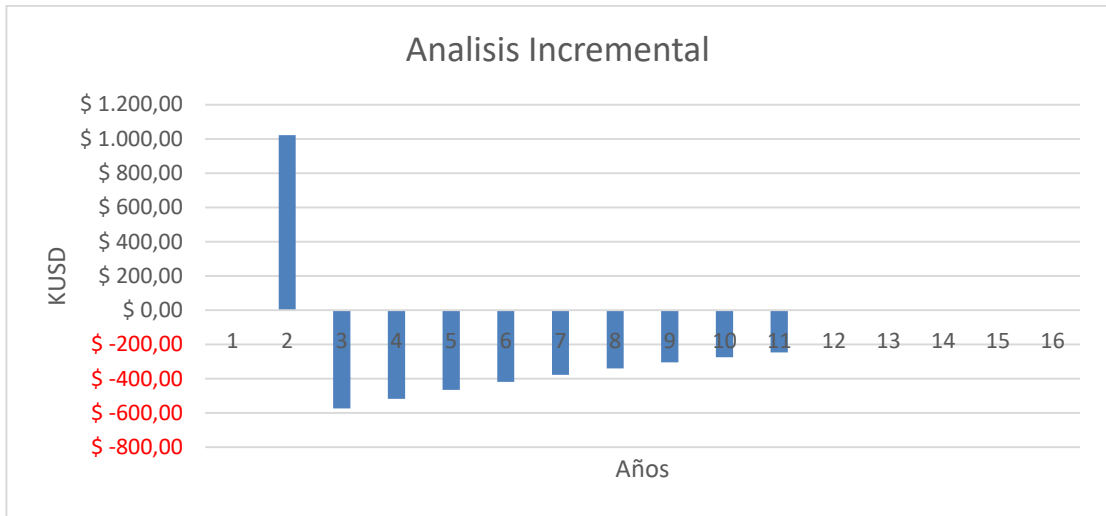


Figura 19 Análisis Incremental

El costo operativo actual para el monitoreo manual de pozos disminuye en \$ 983.625.000 por año.

9. MONTAJE INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA EN POZOS

9.1. Automatización de pozos

Se realizó el montaje y puesta en funcionamiento de instrumentación de 21 pozos productores y 41 pozos inyectoros, enlace de telecomunicaciones para transmisión de información y configuración en el sistema de monitoreo de pozos.

Para la implementación se ejecutaron los siguientes contratos

CONTRATO
CONTRATO INGENIERÍAS
Ingenierías para Monitoreo de pozos del campo Yariguí – Cantagallo
CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN
Contrato 1: sistema de telecomunicaciones “contrato directo con NewSkies”
Contrato 2: Cableado y configuración de equipos RTU “contrato directo con I&CSA”
Contrato 3: Cableado y configuración de señales en controlador de variadores. ”contrato directo con VARIADORES S.A”
Contrato 4: montaje de instrumentos, facilidades menores, mecánica, civil, eléctrica ”contrato D ingeniería”
Contrato 5: suministro e instalación de licencias Lowis para pozos productores e inyectoros

Tabla 7 Tabla de contratos

9.1.1. Infraestructura para monitoreo de pozos productores

Considerando las variables de producción fundamentales en un correcto monitoreo y operación del pozo se instalaron transmisores de presión para transmitir datos de levantamiento artificial de fondo de pozo y de superficie y

un interruptor de presión como protección de la línea de superficie en caso de presentarse una sobrepresión del pozo.

La configuración de los transmisores y lazo de protección se realizó en el panel de control del variador de velocidad de cada pozo. (Ver figura 20)



Figura 20 Montaje instrumentos en pozos productores

9.1.2. Infraestructura para monitoreo de pozos inyectores

Considerando las variables de producción fundamentales en un correcto monitoreo y operación del pozo inyector se instalaron un transmisor de presión y trasmisor de flujo de inyección en el pozo teniendo así, la capacidad de tomar acciones para alcanzar un mejor proceso de inyección y control de pozo. (Ver Figura 21)



Figura 21 Montaje instrumentos en pozos inyectoros

9.1.3. Infraestructura para telecomunicaciones

Se realizó la instalación de radios de telecomunicaciones con enlaces a la red existente para transmisión de las variables de proceso de los pozos hasta los sistemas de monitoreo. (Ver Figura 22)



Figura 22: Montaje de Mástiles de comunicaciones

9.1.4. Configuración del sistema de monitoreo

Se transmitió la señal de estas variables para ser visualizada en tiempo real en el sistema de Sacada de pozos y el sistema de monitoreo localizado en la Isla VI utilizando la actual infraestructura de comunicaciones del campo.

En figura se observa el monitoreo instantáneo e histórico de comportamiento de las variables de proceso requeridas para el análisis del pozo inyector YR 510. (Ver Figura 23)

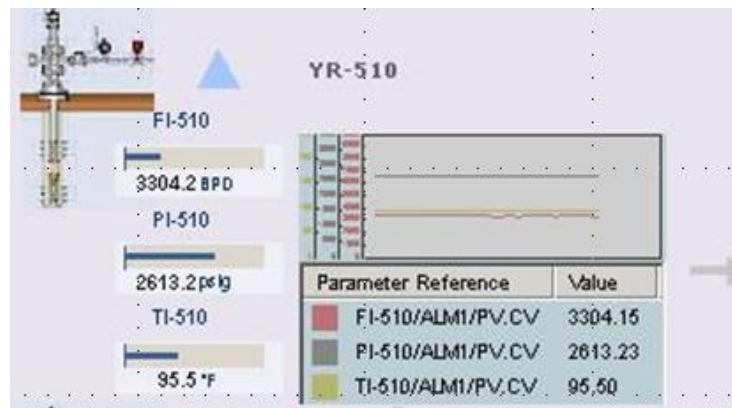


Figura 23 Visualización digital de pozos de inyección

10. ANÁLISIS DE RESULTADOS

La tecnología fue la principal aliada para consolidar el modelo de eficiencia, eficacia y seguridad, hoy gracias a una red de comunicaciones, los procesos por independientes que parezcan, están interconectados con un centro de control que monitorea las 24 Horas del día el funcionamiento de los sistemas de pozos y emite alertas en caso de posibles fallas.

Su impacto se ve reflejado en:

- Incremento de reservas y recursos contingentes.
- Incremento de la producción.
- Reducción de costos de desarrollo y levantamiento
- Nivelación tecnológica respecto a los líderes en la industria
- Consolidación de una ventaja competitiva en factor de recobro incremental

Se lograron los siguientes resultados mediante la implementación de la metodología DOF en 21 pozos productores y 41 pozos inyectoros en el campo Yariguí – Cantagallo en un periodo de 2 meses después de su implementación:

- Adquisición de data en tiempo real de condiciones de inyección y producción en superficie y fondo de pozo, que ha permitido facilitar el seguimiento, gestión y operación del piloto de inyección.
- Identificación oportuna de eventos operacionales asociados al desempeño de los sistemas de levantamiento, desempeño del sistema de inyección y desempeño del proceso de inyección.

- Comprobación oportuna del desempeño del pozo y efecto de las condiciones de inyección, para evidenciar el comportamiento de la formación rocosa y tomar acciones de mejora
- Disminución de los tiempos de detección de fallas de 21 pozos productores y 41 pozos inyectores en un 3%, lo cual ha permitido reducir la diferida en la producción de la Gerencia. Esta reducción se da al poder identificar en tiempo real, a través de monitoreo remoto, eventos que afecten la producción, como lo son hurtos, fallas eléctricas, bloqueos por gas, entre otros. Esto permite atender de forma inmediata dichas eventualidades con el fin de asegurar la normalidad de la producción.
- Maximizar la recuperación de campo petrolero de Cantagallo en 5%, eliminando el tiempo improductivo con la tecnología avanzada de la información y la experiencia en ingeniería para mejorar la rentabilidad.
- Mejorar la rentabilidad de las operaciones de producción de petróleo y gas del campo Cantagallo en:
 - Eficiencia operacional
 - Producción rentable
 - Colaboración entre las áreas de operación y mantenimiento.
 - Apoyo a las decisiones
 - Integración de datos
 - Automatización del flujo de trabajo

El plan estratégico para la implantación de la metodología DOF en el campo Yarigui – Cantagallo permitió:

- Respaldo Institucional al más alto nivel (Gerencial)
- Identificación de interlocutores válidos
- Disponibilidad de la documentación referente a iniciativas en marcha (mediano plazo)
- Implicación del personal interno (largo plazo)

11. CONCLUSIONES

La disponibilidad de conectividad de alta velocidad en una plataforma permite a los ingenieros utilizar diversos sistemas para el análisis en tiempo real de los datos que permita mejorar la producción, la recuperación y mejorar enormemente la gestión de almacenamiento, al permitir la toma de decisiones rápida y potencialmente evitar intervenciones costosas al realizarse 'demasiado tarde'.

Dado que la interfaz gráfica de los diferentes procesos no se modificó, los operadores no percibieron ningún cambio a nivel visual de los procesos o tareas supervisadas por ellos. Esto permitió que la resistencia frente al desarrollo fuera moderada y la continuidad del proceso se diera sin contratiempos, pese a la magnitud de la transformación de la arquitectura del sistema.

La lógica que se ejecuta en los servidores SCADA en tiempo real permite, con respecto a los pozos, puede hacer pruebas automáticas y estadísticas, cálculos AGA/API, arranque y parada remota de bombas, arranque coordinado de bombas y muchas otras aplicaciones.

Estas aplicaciones llevan un alto grado de adaptación a las filosofías operativas y requieren un alto grado de configuración, por lo que el costo varía mucho dependiendo de la instrumentación y los proveedores. Este costo se justifica especialmente en áreas con riesgos ambientales o de seguridad ya que impacta directamente sobre el factor de recuperación de hidrocarburos.

Para estimar la magnitud potencial de los ahorros, se debe examinar constantemente los gastos normales y busque áreas donde los ahorros

posibles se puedan cuantificar. A menudo los datos históricos pueden proporcionar una base para este análisis.

12. BIBLIOGRAFÍA

- Allen, F., & Brealey, R. (1980). *Principles of Corporate Finance*.
- Bourdette, J. (2005). *Automatización de Pozos de Petróleo*.
- Brealey, R. A. (2003). *Principles of Corporate Finance*. McGraw-Hill. Myers, 7th Ed.
- Carpio, M. M. (2009). El declive de la producción de petróleo convencional. *Cuadernos de energía*, 71-74.
- Carugo, M. (2012). Presentación optimización.
- Celedón, N. (16 de 10 de 2015). Producir un barril de petróleo es más caro en Colombia, 16 Oct 2015. *Portafolio*.
- Cottrino, C. (2010). Presentación Automatización Industrial.
- Ella, R. R. (2006 11 – 13 Apr). "The Central Role and Challenges of Integrated Production Operations", SPE Paper 99807-MS. *Intelligent Energy Conference and Exhibition*. Amsterdam, The Netherlands.
- Emerson. (2010). *Linea de Productos Emerson*.
- Emilio, G. M. (1999). *Automatización de procesos industriales*. Valencia: UNIVERSIDAD POLITECNICA DE VALENCIA.
- Ferre, M. P. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Asiro Dala.
- Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. Venezuela: Astro Dala.
- Google Maps, s. d. (s.f.). Obtenido de <https://www.google.es/maps/@7.3687569,-73.9059905,14z>
- HOLLAND J, O. C. (2004). *Utilizing the value of continuously measured Data*. Investor, Oil & Gas. (Apr 2004). The digital Oil Field. *Oil & Gas Investor*.
- ISA. (2013). *International standard from the International Society of Automation for developing an automated interface between enterprise and control systems*. ISA SP95.
- Liao, T. T. (October 2010). Development and Applications of Sustaining Integrated Asset Modeling Tool",. *Presented at the 11th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, (pág. SPE Paper 88748). Abu Dhabi.
- Longson, S. R. (2015). *January Energy Marketing Guide*,. M O R G A N S T A N L E Y R E S E A R C H.
- Nikolaou, M. C. (2006 April 11 – 13). "Production Optimization—A Moving Horizon Approach", SPE Paper 99358,. *SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition*. The Netherlands, Amsterdam,.
- REBI, M. R. (2001). *An Overview of Ergonomic Issues with Respect to the Levels of Automation in Manufacturing*. Malaysian: Malaysian Ergonomics Conference.
- Rodriguezen, E. (2014). *campo petroloero digital*.
- Rystand, & Stanley, M. (s.f.). Commodity Research Energy. *Business Insider*.
- Saputelli, L. A. (2013 8-10 October). "Best Practices And Lessons Learned After 10 Years Of Digital Oilfield (DOF) Implementations", SPE Paper 167269. *Oil and Gas Show and Conference*. Kuwait City, Kuwait,.

Soma, R. B. (2006 April 11 – 13,). "A Service Oriented Data Composition Architecture for Integrated Asset Management", SPE Paper 99983. *SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition*. Amsterdam, The Netherlands.

Startzman, R. B. (1977). *Computer Combines Offshore Facilities and Reservoir Forecasts. Petroleum Engineer.*

The Digital Oil Field- Oil & Gas Investor,. (Apr 2004).