

Estudio para la optimización del sistema de bombeo eléctrico sumergible usando la herramienta LOWIS en el campo Auca

AUTOR

Marcos José Pozo Franco, Autor

Héctor Román Franco, Director de tesis

Facultad de ingeniería en ciencias de la tierra

Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)

Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral

Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador

mjpozo@espol.edu.ec, hroman@espol.edu.ec

Resumen

La presente tesis de grado está orientada en hacer el estudio para la optimización del sistema de bombeo eléctrico-sumergible (BES) en el campo Auca operado por la empresa EPPETROECUADOR, mediante la reducción de los costos de levantamiento artificial de BES, la optimización de los flujos de trabajo y la gestión de los riesgos financieros asociados con la evolución de las nuevas tecnologías. La herramienta a usar es el software LOWIS.

El estudio consiste en tomar la data de cada pozo que se encuentre integrado a LOWIS y evaluar toda información necesaria como lo son los historiales de producción, reacondicionamiento y pruebas de restauración de presión con pozos con sistema de bombeo eléctrico-sumergible, e ingresarla al software para así realizar un estudio y análisis operativo con el fin de pronosticar el comportamiento y desempeño de los pozos de dicho campo.

Una vez ya establecidos los parámetros de trabajo necesarios para el análisis operativo, dichas tareas irán desde una planificación, luego a una ejecución y finalmente a la evaluación de los resultados obtenidos para así optimizar y de ser posible rediseñar el equipo. Una vez analizado se dan recomendaciones para remediar alguna falla operativa existente y así evitar daños en el sistema de levantamiento artificial.

Finalmente se realizara un análisis económico para saber la viabilidad de implementar LOWIS al resto de pozos en campo Auca.

Palabras clave.- Optimización, Auca, BES, LOWIS.

Abstract

This thesis is focused on doing the study for the optimization of system-submersible electric pump in Auca field operated by EPPETROECUADOR, the target of the study is reducing cost of artificial lift, optimization of workflows and the management of financial risks associated with the development of new technologies. The tool to use is the LOWIS software. The study involves taking data from each well that is integrated to LOWIS and evaluate all necessary information such as records of production, overhaul and testing of pressure restoration of wells pumping system electrical-submersible, and entered to the software order to conduct a study and operational analysis to predict the behavior and performance of the wells in this field.

Once established and operating parameters necessary for the operational analysis, these tasks will range from planning, execution and then finally to the evaluation of the results to optimize and possibly redesign the equipment.

Once analyzed, make recommendations to remedy any existing operational failure and thus prevent damage to the artificial lift system. Finally, an economic analysis to determine the feasibility of implementing the remaining LOWIS wells Auca field.

Keywords. - Optimization, Auca, ESP, LOWIS

Objetivo Principal

El objetivo principal de este estudio, es analizar y evaluar los resultados obtenidos una vez ejecutada la herramienta LOWIS dentro de los pozos con bombeo eléctrico-sumergible en el campo Auca, y de esta manera presentar recomendaciones para usar de mejor manera esta herramienta, así como presentar oportunidades de mejora operativa tanto en procedimientos, como en optimización.

Objetivos Específicos

1. Describir de manera clara el funcionamiento de la herramienta
2. Ingresar con éxito los datos requeridos a la herramienta
3. Identificar claramente los problemas que se pueden presentar en el momento de uso de la herramienta
4. Analizar los pozos que ya fueron intervenidos con la herramienta
5. Señalar las principales ventajas y desventajas, así como las recomendaciones al aplicar la herramienta
6. Llegar a una conclusión clara y concisa con respecto a la aplicabilidad de la herramienta en pozos con sistema de bombeo eléctrico-sumergible

Metodología de trabajo

El trabajo se realizara en pozos del campo Auca con sistema eléctrico-sumergible, operado por la empresa estatal EPPETROECUADOR, para lo cual se tomara toda la información disponible que tenga la empresa, principalmente la DATA de los pozos y consecuentemente obtener los datos necesarios que necesita la herramienta LOWIS para su correcto funcionamiento.

La herramienta nos ayudara a optimizar y rediseñar el sistema eléctrico-sumergible.

Realizaremos las curvas de rango óptimo en la bomba BES, luego, se analizara y avaluara los resultados obtenidos con el fin de llegar a nuestro objetivo y finalmente se hará la propuesta económica para determinar si es o no rentable el proyecto.

Justificación

El uso de LOWIS provee de lo siguiente:

Producción

Pruebas de producción
Análisis de pruebas de producción
Balance de materiales
Reportes de resumen de producción

Levantamiento Artificial

Herramientas analíticas
Operación por excepción
Optimizar desempeño del pozo
Prevenir fallas
Reducir los tiempos muertos

Servicios de Pozo

Planificar intervenciones
Priorizar planificaciones de trabajo
Capturar detalles de trabajo
Seguimiento a equipos
Reducir costos de servicios

Servicios de Campo

Análisis de desarme de bombas
Seguimiento a programas de químicos
Gestión de workover o taladros

Pozos Fluyentes

Historiales y alarmas de EFM
“huff-and-puff” de crudo pesado

Inyección

Agua, CO2
WAG y vapor
Recuperación esperada vs. real
Reporte de volumen diario/mensual
Reportes por patrones

1. Introducción

El presente estudio va de la mano con el avance de la tecnología y pretende ser un gran aporte a la industria petrolera, debido a la vital importancia en la evolución de los levantamientos artificiales, en este caso el eléctrico-sumergible

Al encontrar diversos problemas en las operaciones de los pozos con este tipo de sistema es sumamente importante la innovación de nuevas tecnologías. EPPETROECUADOR ha tenido que automatizar ya varios campos en el oriente ecuatoriano con muy buenos resultados. La herramienta a usar en este estudio es LOWIS (life of well information software).

LOWIS provee capacidades de monitoreo y alarmas en tiempo real, junto a herramientas integradas analíticas y de reporte para lograr un desempeño de pozo óptimo. Usando la suite de herramientas LOWIS y su interfaz de flujo de trabajo personalizable, los operadores pueden, de manera más rápida, identificar, priorizar, planificar y hacerle servicio a aquellos pozos de bajo rendimiento, reduciendo así el tiempo fuera y las pérdidas asociadas de producción.

2. Campo Auca

El campo Auca fue descubierto por la compañía TEXACO con la perforación de su primer pozo, el Auca 1. La fecha de perforación de este pozo se inicia en febrero de 1970 y alcanza una profundidad de 10578 pies, dando una producción de 3000 BPPD de los reservorios Hollín con 31 API y T con 27 API. Una vez produciendo el Auca 1 el campo es desarrollado en 1973 y puesto en producción en 1975 con 24 pozos.

En el campo auca existe una falla principal que tiene un rango de salto entre los 10 y 30 pies. Los yacimientos en Auca tienen energía gracias a la energía brindada de acuíferos de fondo, gas en solución y compresibilidad de la roca y fluido. Como era de esperarse actualmente los yacimientos productores han

sufrido cambios como: disminución de presión, declinación de producción de petróleo, intrusión de agua y ascenso del contacto agua-petróleo.

2.1. Ubicación del campo Auca

El Campo Auca está ubicado en la cuenca oriente a 260 Km. del Este de Quito y 100 Km. del Sur de la frontera con Colombia.

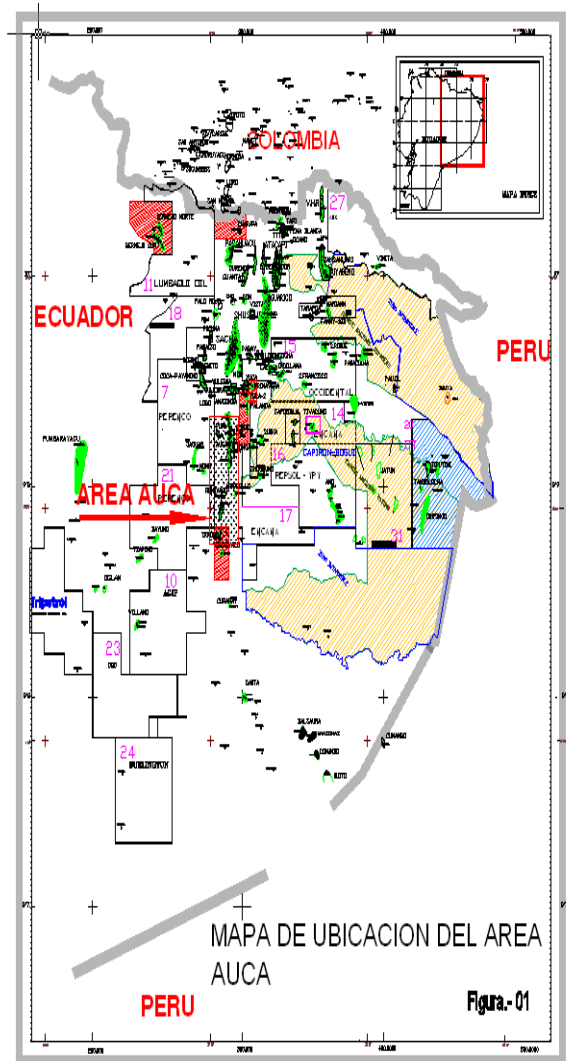


Figura 1. Ubicación del campo Auca

3. Sistema de levantamiento artificial mediante bombeo eléctrico-sumergible

En el sistema de levantamiento artificial mediante bombeo eléctrico-sumergible la fuente principal de energía es la electricidad, cuya bomba es esencialmente una centrífuga multietapa en el cual, el eje va conectado directamente a través de una sección protectora con un motor eléctrico-sumergible. El conjunto integro forma parte de una unidad de diámetro exterior tal que se pueden bajar hasta el fondo de los pozos por dentro de la tubería de revestimiento.

Para su correcto funcionamiento la unidad queda suspendida de la tubería de producción y sumergida en el fluido del pozo, un cable será aquel que suministre la energía desde superficie hasta el motor de la unidad, la cual trabaja a grandes profundidades por su resistencia a temperaturas y presiones muy elevadas.

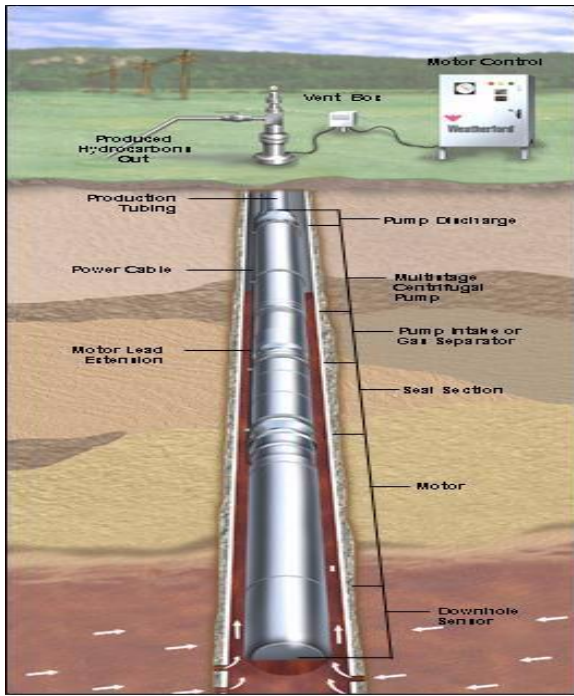


Figura 2. Sistema de levantamiento mediante bombeo eléctrico sumergible

4. Estado actual del campo Auca

4.1. Análisis PVT

Los estudios PVT se llevan a cabo con el propósito de analizar los yacimientos, y partiendo de los resultados de estos estudios, determinar los diversos parámetros y metodologías que se desarrollarán para poner a producir el yacimiento. El muestreo de fluidos se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento.

Tabla 1. Análisis PVT

PARAMETRO	HOLLIN	NAP O 'U'	NAP O 'T'	BASAL TENA
Pi (psia)	4500	4141	4213	3563
Ps (psia)	195	245	640	645
Boi (Bl/Bf)	1,111	1,0647	1,131	1,1338
Bos (Bl/Bf)	1,15	1,09	1,16	1,1547
Coi (1/psia 10exp-6)	6,48	5,21	6,75	6,2
Cos (1/psia 10exp-6)	8,18	8,77	9,03	6,2
μ_{oi}	4,76	13,8	5,05	21,34
μ_{os}	2,66	8,49	2,6	14,29
GOR (SCF/BBL)	10	55	180	116
μ_w	0,267	0,3	0,3	0,3
API	31.6	19	29	21,1
T reservorio (F)	235	229	233	210

4.2. Presión de burbujeo

También llamada presión de saturación, es la presión en la cual se desprende la primera burbuja de gas disuelta en el petróleo.

El punto de burbujeo de las diferentes arenas que atraviesan el campo Auca son:

Tabla 2. Presiones de burbujeo

ARENA	PRESION DE BURBUJA (PSIA)
HOLLIN SUPERIOR	195
BASAL TENA	645
NAPO 'T'	640
NAPO 'U'	245
HOLLIN INFERIOR	100

4.3. Presiones iniciales y actuales de arenas productoras

Cada arena productora saturada antes de abrirse en producción tiene su presión inicial, una vez abierta en producción esta empieza a declinar a medida que pasa el tiempo. A continuación lo antes descrito representado en una tabla.

Tabla 3. Variaciones de presión

ARENA	PRESION INICIAL	PRESION ACTUAL
HOLLIN SUPERIOR	4523	2100
BASAL TENA	3563	1000
NAPO 'T'	4213	1180
NAPO 'U'	4141	1363
HOLLIN INFERIOR	4523	4300

4.4. Estaciones Auca

El campo Auca corresponde a las siguientes estaciones:

- Anaconda
- Auca central
- Auca sur
- Auca sur 1, 2, 3, 4
- Cononaco
- Culebra, Rumiyaçu, Yuca y Yulebra

4.5. Pozos con LOWIS

No todos los pozos en Auca se encuentran conectados a LOWIS, esto se debe a que se necesitaría tener una conexión mediante fibra óptica por todo el campo, por esto, solo 9 pozos están conectados y son objeto de estudio.

Dentro de Auca existe la conexión con LOWIS en los siguientes pozos: En el área de CULEBRA los pozos CUL-001, 004, 005, 006 y en el área de YULEBRA los pozos YUL-001, 002, 003, 005, 007

5. LOWIS (Life of well information software)

LOWIS es una suite de herramientas de software basada en web diseñada para mejorar la eficiencia y efectividad de los procesos de gestión de pozos. Sus herramientas cubren el ciclo de vida de las operaciones de producción de petróleo y gas e incluyen supervisión en tiempo real con alarmas, ajustes de configuración de controladores, diseño y análisis de sistemas de levantamiento artificial, tendencias, reportes y gráficos instantáneos, así como todos los aspectos de la administración de servicios de pozo. LOWIS trabaja en un ambiente habilitado para la Web, enlazando de forma transparente data de monitoreo en tiempo real con eventos e historiales de servicio de pozos en una sola interfaz.

5.1. Función

Al combinar varias herramientas importantes de supervisión, análisis y administración en una sola aplicación, LOWIS proporciona al usuario la oportunidad de identificar y responder más rápidamente a la amplia variedad de problemas que pueden surgir en las operaciones de crudo y gas.

Una resolución más rápida de problemas puede reducir los costos del levantamiento en general. LOWIS igualmente centraliza el acceso a la data en una forma que mejora la coordinación de los esfuerzos entre las disciplinas y miembros de equipos.

El uso de LOWIS permite a los individuos contribuir más directamente al éxito y beneficios de una empresa.

5.2. Ventajas

Los beneficios del uso de LOWIS cubren múltiples roles dentro del dominio de producción. Los gerentes de activos reconocen el valor de los flujos de trabajo más eficientes de su personal, las técnicas de gestión de data que resultan en información de mayor calidad, y las herramientas que facilitan una transferencia más efectiva del conocimiento. Los ingenieros y analistas de producción utilizan LOWIS para aislar rápidamente las causas raíces de los problemas de producción. Los mismos también aprecian las herramientas que les ayudan a organizar mejor su trabajo y desarrollar mejores prácticas alrededor de la gestión de fallas y la optimización de levantamiento artificial.

LOWIS ayuda a los operadores de concesión a revisar el estatus de sus pozos y equipos en solo unos pocos minutos, dando prioridad efectivamente a las actividades de mantenimiento diario, y gestionando pro-activamente el consumo de energía en el campo. Los técnicos de ingeniería pueden mantenerse al tanto de las anomalías de producción y diagnosticar ineficiencias operativas en sistemas de levantamiento artificial, así como ajustar configuraciones de controladores y observar los resultados de esos cambios.

Al optimizar los flujos de trabajo, reducir los costos de levantamiento y centralizar la data para rápido acceso, LOWIS puede ayudar a las compañías de crudo y gas a lograr mejor sus metas y objetivos financieros.

5.3. Requerimiento de DATA

Condiciones de Línea Base

Las condiciones de línea base que se presentan para su configuración son:

Presión de Descarga de Tubing (PSIG).- La presión (en psi) en superficie en el lado del orificio correspondiente al pozo.

Presión de Casing en Superficie (PSIG).- La presión en (en psi) en el cabezal del pozo.

Temperatura de Descarga de Tubing (°F).- La temperatura observada del fluido producido en el cabezal del pozo.

GOR de Producción (SCF/STB).- La Relación Gas - Crudo (pies cúbicos estándar por barril de tanque de almacenamiento). Es igual a la tasa de producción de gas (pies cúbicos estándar) dividida entre la tasa de producción de crudo (barriles de tanque de almacenamiento por día).

Producción Líquida Total (STB/BPD).- Los barriles totales de tanque de almacenamiento por día de crudo y agua producidos.

Corte de Agua (porcentaje).- La cantidad de agua como porcentaje de los barriles totales de tanque de almacenamiento de producción.

Agua de Dilución de Inyección (STB/Día).- El agua inyectada para reducir la salinidad en barriles de tanque de almacenamiento.

Parámetros de Fondo de Pozo

Los parámetros de fondo que se presentan para su configuración son:

Casing.- Tamaño del casing, el cual se refiere al diámetro externo y peso por pie.

PT de Plug-Back.- La profundidad total actual medida del pozo. No es posible ir más debajo de esta profundidad sin algún tipo de actividad de perforación. Esta puede ser una profundidad medida o vertical.

Tubing. Tamaño / grado / peso del tubing.- Este se refiere al diámetro externo, grado, peso por pie y tipo del acople usado.

Dureza Relativa.- La dureza de las paredes internas del tubing, usadas en el cálculo de fricción de fluidos, el cual se usa para calcular el Diferencial Dinámico Total.

Longitud del Tubing (pies).- La longitud medida del tubing hasta el tope de la bomba. Este valor es usado para calcular la pérdida de presión por fricción del tubing.

Intervalo de Producción:

— **Tope.** Profundidad vertical de la perforación superior, o tope del intervalo de pozo abierto.

— **Fondo.** Profundidad vertical de la perforación inferior, o fondo del intervalo de pozo abierto.

Ensamblaje de Bomba:

— **Fecha de Instalación.**- Fecha y hora en que la bomba actual fue instalada.

Cable:

Redondo.- El cable redondo correcto usado.

— **Longitud (pies).**- La longitud del cable redondo usado.

Plano.- El cable plano correcto usado.

— **Longitud (pies).**- La longitud del cable plano usado.

Succión de Bomba (pies).- La profundidad vertical de la succión de la bomba.

Sep. Gas.- El tipo de separación de gas en fondo de pozo.

Diseño.- Si el ensamblaje instalado corresponde a un caso de diseño, seleccione el diseño deseado de Separador de Gas en la lista de selección de diseños actualmente disponibles en la paleta.

Motor:

— **Frecuencia Variable.** Marque para mostrar la curva de bombeo multi-frecuencia.

— **Frecuencia (Hz).** Ingrese la frecuencia operativa.

Fecha de Cambio. La fecha cuando fueron realizados cambios que afectan las características de bombeo del sistema.

Fecha de Último Cambio. La fecha efectiva del último cambio guardado en esta tabla.

Parámetros de Fluidos

Gravedad del Crudo (API).- La gravedad del crudo (en grados API). Revise estos valores para asegurar que sean los actuales para pozo con el cual está trabajando.

Gravedad del Agua (Grav. Esp.).- La gravedad específica del agua (expresada en términos fraccionales relativos a la gravedad específica del agua fresca como 1.0).

Gravedad del Gas (Grav. Esp.).- La gravedad específica del gas (expresada en términos fraccionales relativos a la gravedad específica del aire como 1.0).

H₂S (%).- El porcentaje de H₂S en el gas (Porcentaje molar).

CO₂ (%).- El porcentaje de CO₂ en el gas (Porcentaje molar).

N₂ (%).- El porcentaje de N₂ en el gas (Porcentaje molar).

Punto de Burbujeo (PSIA). La presión a la cual el gas comienza a abandonar la etapa líquida.

Análisis PVT.- Un análisis de Presión, Volumen y Temperatura realizado en laboratorio sobre muestras de crudo del campo. Si estuviere disponible y hubiere sido ingresado en la base de datos, un análisis de un pozo o grupo de pozos puede ser escogido de la lista de selección.

Temperatura de Fondo de Pozo (°F).- La temperatura medida en el intervalo de producción.

Gas Libre a Través de la Bomba (%).- La cantidad de gas libre (en condiciones de succión de la bomba) que ingresa en la succión de la bomba.

Líquido a Través del Casing (%).- El porcentaje de fluido que sube por el casing.

Costo Eléctrico (\$/kWh).- El costo por kWh.

Gravedad de Agua de Dilución.- La gravedad específica del agua inyectada para reducir la salinidad.

Método de Flujo Multifásico.- El cálculo de flujo multifásico deseado.

Desempeño de Influjo

Método. El método deseado de desempeño de influjo.

BHP de Prueba de Pozo (PSIG).- La presión probada de producción en fondo de pozo en psi.

Prueba de Pozo (STB/Día).- Los barriles de tanque de almacenamiento de producción líquida por día medidos durante la prueba de pozo.

BHP Estática (PSIG).- La presión estática de fondo de pozo.

Eficiencia de flujo.- La eficiencia de influjo hacia el pozo (dejar valor en 1.0 a menos que se sepa que es diferente).

PI (STB/D/psi).- Si se escoge PI como método de desempeño de influjo, este valor es calculado.

Tasa de influjo máxima (STB/D).- La tasa de barriles brutos absolutos teóricos por día tal como es calculada por el método seleccionado de desempeño de influjo.

6. Análisis

Una vez ingresada toda la DATA en cada uno de los pozos conectados a LOWIS se realizan 2 tipos de análisis:

1.- Análisis de punto operativo

Consiste en analizar si el punto de intersección entre la curva de la bomba BES y la curva del pozo se encuentra dentro del rango óptimo de operación, en caso de no estarlo se dan posibles conclusiones y recomendaciones.

2.- Análisis de tendencia de parámetros

Consiste en monitorear los parámetros en la bomba BES y de ésta manera diagnosticar la operación de la misma, en el caso de presentarse datos anormales de los parámetros se buscan soluciones y recomendaciones.

7. Análisis económico

El campo auca consta de 87 pozos, los cuales solamente 9 se encuentran conectados a LOWIS. El análisis económico está basado en implementar LOWIS al resto de pozos en campo Auca, tomando en cuenta los beneficios en dos aspectos, work-over con y sin torre y los costos de implementación.

Los pozos sin LOWIS son:

Auca Sur	AUS 03	Auca	AUC 59D	Cononaco	CON 01	Rumiñacu	RUM 01
	AUS 04		AUC 61D		CON 02		CUL 02
	AUS 01		AUC 02		CON 03	Culebra	CUL 03
	AUS 02		AUC 10		CON 04		YUC 1B
	AUS 05		AUC 39		CON 06		YUC 2B
	AUC 40		CON 07			YUC 03	
	AUC 45		CON 08			YUC 04	
Yulebra	YUL 04		AUC 49		CON 09		YUC 05
	YUL 9D		AUC 51		CON 13		YUC 07
Anacondas	ANA-01		AUC 52		CON 14		YUC 08
	ANA-02		AUC 53		CON 15		YUC 09
			AUC 57D		CON 16		YUC 12
			AUC 60D		CON 18		YUC 13
			AUC 62D		CON 20	Yuca	YUC 14
			AUC 65D		CON 21		YUC 15
			AUC 67D		CON 23		YUC 16
			AUC 70D		CON 24		YUC 19D
			AUC 73D		CON 25		YUC 20D
			AUC 75D		CON 29		YUC 21D
					CON 30D		YUC 23D
			CON 32			YUC 24D	
			CON 33			YUC 25D	
			CON 34			YUC 17	
			CON 35			YUC 22D	
			CON 27				
			CON 28				

Figura 3. Pozos sin conexión LOWIS

7.1. Beneficios

Los beneficios por implementar LOWIS en el resto de pozos tomando en cuenta los trabajos de reacondicionamiento con y sin torre son los siguientes:

R. sin torre }
R. con torre } **\$1'875.145.05**

7.2. Inversión

Los costos de inversión tomando en cuenta la implementación de materiales, mantenimiento y costos de supervisión y control son:

COSTO TOTAL = \$2'110.120.27

7.3. Análisis TIR y VAN

El VAN y el TIR son dos herramientas financieras procedentes de las matemáticas financieras que nos

permiten evaluar la rentabilidad de un proyecto de inversión, entendiéndose por proyecto de inversión no solo como la creación de un nuevo negocio, sino también, como inversiones que podemos hacer en un negocio en marcha, tales como el desarrollo de un nuevo producto, la adquisición de nueva maquinaria, el ingreso en un nuevo rubro de negocio, etc.

Hecho el análisis el proyecto es rentable, como se muestra a continuación:

TASA		12.00%	
Años	Ingresos Totales	Egresos	Flujo de Caja
2011	0.00	2110120.27	-2110120.27
2012	1875145.05	258787.08	1616357.97
2013	1875145.05	258787.08	1616357.97
2014	1875145.05	258787.08	1616357.97
		TIR	57%
		VAN	\$1.582.231.11

Figura 4. Análisis TIR y VAN

7.4. Análisis de sensibilidad

Mediante el siguiente análisis se averiguara si el proyecto sigue siendo rentable una vez que el precio de barril de petróleo varíe.

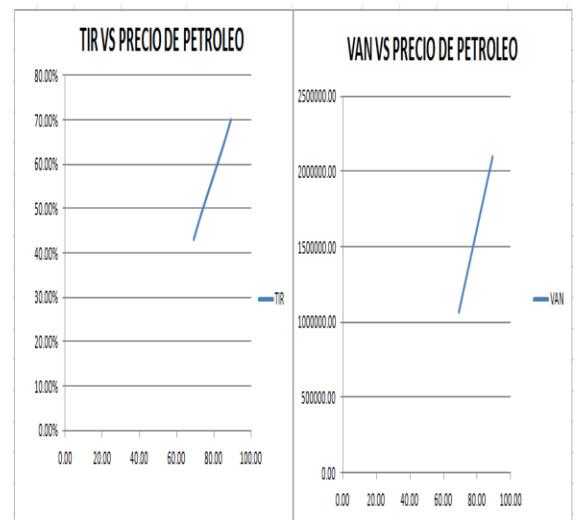


Figura 5. Sensibilidad con precio de barril

8. Conclusiones

8.1. Conclusión Principal

Ejecutada la herramienta LOWIS se obtuvieron muy buenos resultados previamente presentados, los pozos analizados mostraron diversos problemas tanto en el diseño de los equipos como en los yacimientos.

A todos estos problemas identificados por LOWIS se dieron a conocer recomendaciones que servirán para disminuir la gravedad del problema en unos casos y en otros para erradicar el mismo, de esta manera, alcanzar en lo más que sea posible una operación óptima que mejore la vida útil de los equipos BES y el yacimiento

8.2. Conclusiones específicas

1. La herramienta ha sido presentada casi en su totalidad, pero basta con lo mostrado para el entendimiento total de lo que se ha realizado en este estudio.
2. Los datos han sido ingresados exitosamente, tanto así que los resultados obtenidos en los análisis fueron satisfactorios.
3. Previamente ingresados los datos requeridos para realizar un análisis correcto los problemas fueron rápidamente identificados.
4. Una vez identificados los problemas fueron analizados los mismos
5. Hecho el análisis se busco una solución a los problemas que se presentaron en los pozos.
6. Pruebas de restauración de presión (Build Up's) desactualizadas en ciertas arenas productoras
7. Con respecto al análisis económico, hecho el análisis actual de TIR y VAN el proyecto es rentable y con un análisis de sensibilidad con respecto al precio del petróleo, el mismo sigue siendo rentable con un aumento y disminución de \$10 al precio actual

9. Agradecimiento

Agradezco a Dios, mi familia y al Ing. Héctor Román Franco por su guía prestada.

10. Bibliografía

- [1] EPPETROECUADOR, PETROPRODUCCION: Departamento de Yacimientos Auca – Geología del campo Auca.
- [2] Entrenamiento Básico por, Ing. salguero Freddy de Weatherford.
- [3] EPPETROECUADOR, PETROPRODUCCION: Departamento de Yacimientos Lago Agrio – Geología del campo Auca.
- [4] Google, Propiedades Petrofísicas de las rocas y propiedades de los fluidos.
- [5] EPPETROECUADOR, PETROPRODUCCION: Departamento de Ingeniería de Petróleos – Auca.
- [6] EPPETROECUADOR, PETROPRODUCCION: Departamento de Ingeniería de Petróleos – Lago agrio: Forecast.
- [7] PRODUCCION Y LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, BOMBEO ELECTRICO-SUMERGIBLE, por Ing. Román Franco Héctor.
- [8] EPPETROECUADOR, PETROPRODUCCION: Subestación Yulebra y administraciones CUL O1, 04, 05, 06.
- [9] EPPETROECUADOR, PETROPRODUCCION: Jefatura de Levantamiento Artificial, Lago Agrio: Sistema de Bombeo Eléctrico-sumergible.
- [10] EPPETROECUADOR, PETROPRODUCCION: Lago Agrio, Área de control y monitoreo de pozos, SCADA.