

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN COMPLETAMIENTO CON
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO ESP Y UNO DUAL ESP CON GAS LIFT
QUE OPEREN DE MANERA INDEPENDIENTE, APLICADO A POZOS DE UN
CAMPO PETROLERO EN CASANARE**

**DUBERNEY ARTEAGA COBALEDA
CARLOS EDUARDO SUAREZ ARAQUE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN COMPLETAMIENTO CON
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO ESP Y UNO DUAL ESP CON GAS LIFT
QUE OPEREN DE MANERA INDEPENDIENTE, APLICADO A POZOS DE UN
CAMPO PETROLERO EN CASANARE**

**DUBERNEY ARTEAGA COBALEDA
CARLOS EDUARDO SUAREZ ARAQUE**

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos**

Director
Msc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALES
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
JUSTIFICACION.....	19
1. OBJETIVOS.....	20
1.1. OBJETIVO GENERAL.....	20
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	20
1.3. GENERALIDADES CAMPO DE ESTUDIO	21
1.3.1. Reseña histórica del campo de estudio	21
1.4. LOCALIZACION DEL CAMPO DE ESTUDIO.....	21
1.5. PARÁMETROS DE PRODUCCION DEL CAMPO DE ESTUDIO	21
1.6. GENERALIDADES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	23
1.7. Equipos de superficie.....	25
1.8. Equipos de subsuelo	27
1.9. GENERALIDADES LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT	29
1.10. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DUAL ESP + GAS LIFT	31
2. HISTÓRICO DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN Y FALLAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL COMPLEJO.....	33
2.1. ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN.....	34
2.2. ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE FALLAS DE EQUIPOS ELECTRO SUMERGIBLES (ESP)	38
3. DISEÑO DE EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE PARA LOS TRES (3) POZOS DEL CAMPO DE ESTUDIO.	43
3.1. DISEÑO ESP PARA EL POZO 17.....	44
3.2. DISEÑO ESP PARA EL POZO 11 y POZO 07.....	55
3.3. DISEÑO ESP CON GAS LIFT	55
4. ANÁLISIS TÉCNICO.....	56
5.1. INDICADORES DE RENTABILIDAD	59
5.2. VALOR PRESENTE NETO (VPN).....	60
5.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	60

5.4.	RELACIÓN BENEFICIO – COSTO (B/C)	61
5.5.	TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN (“PAYBACK”).....	61
5.6.	COSTOS DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE SUPERFICIE	62
5.7.	COSTOS DE INTERVENCIÓN CON EQUIPOS RIGLESS	63
5.8.	COSTOS DE INTERVENCIÓN CON EQUIPOS DE WORKOVER	63
5.9.	COSTOS POR REPARACIÓN Y CAMBIO DE TUBERÍA POR CORROSIÓN.....	65
5.10.	RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO	65
5.10.1	Resultados Análisis económico Pozo 17	65
5.10.	Resultados Análisis económico Pozo 07	73
5.11.	Resultados Análisis económico Pozo 11	76
	CONCLUSIONES	80
	RECOMENDACIONES	81
	BIBLIOGRAFÍA.....	82
	ANEXOS.....	84

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica Bloque Casanare A 1A	22
Figura 2. Esquema general de un sistema de levantamiento artificial tipo eletrosumergible (ESP).....	26
Figura 3. Esquema típico de un sistema de levantamiento tipo gas lift.....	30
Figura 4. Esquema típico de un sistema de levantamiento dual tipo ESP con gas lift.....	32
Figura 5. Gráfica de Pareto para el porcentaje de pérdidas de producción vs causa en el complejo para el periodo de tiempo comprendido entre 2010 y 2015.	35
Figura 6. Gráfica de Pareto para el porcentaje de pérdidas de producción vs causa en el campo de estudio para el periodo de tiempo comprendido entre 2010 y 2015.	37
Figura 7. Gráfica del porcentaje de pérdidas de producción vs tipo de levantamiento artificial en el campo de estudio entre 2010 y 2015.	38
Figura 8. Causas de falla del sistema ESP en el complejo durante el periodo de tiempo 2010 – 2015.	41
Figura 9. Ingreso de datos básicos del pozo y tipo de levantamiento artificial a diseñar.	45
Figura 10. Módulo PVT de Prosper	45
Figura 11. Módulo PVT de Prosper – Ventana “Match data”	46
Figura 12. Módulo PVT de Prosper – Ventana “Regression”	46
Figura 13. Módulo PVT de Prosper – Ventana “Correlations parameters”	47
Figura 14. Módulo IPR de Prosper.....	48
Figura 15. Curva IPR del Pozo 17.....	49

Figura 16. Ventana de Prosper para Survey del Pozo 17.....	50
Figura 17. Ventana de Prosper para Estado mecánico del Pozo 17.....	50
Figura 18. Ventana de Prósper para diseño ESP	51
Figura 19. Ventana de Cálculos para diseño ESP	52
Figura 20. Selección de la bomba, motor y cable del equipo ESP de fondo	53
Figura 21. Tornado de la bomba ESP	54
Figura 22. Gráfica del tiempo de repago "Payback" para un workover tipo 1 en el Pozo 17	71
Figura 23. Gráfica del tiempo de repago "Payback" para un workover tipo 2 en el Pozo 17.	72
Figura 24. Gráfica del tiempo de repago "Payback" para un workover tipo 1 en el Pozo 07	74
Figura 25. Gráfica del tiempo de repago "Payback" para un workover tipo 2 en el Pozo 07	75
Figura 26. Gráfica del tiempo de repago "Payback" para un workover tipo 1 en el Pozo 11	77
Figura 27. Gráfica del tiempo de repago "Payback" para un workover tipo 2 en el Pozo 11	78
Figura 28. Gráfica del tiempo de repago "Payback" para un workover tipo 3 en el Pozo 11	79

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros de Producción del Campo de estudio.....	24
Tabla 2. Descripción de las principales causas de pérdidas de producción en el complejo de acuerdo al análisis de Pareto.	35
Tabla 3. Histórico del ESP run life del complejo durante los años 2010 – 2015	39
Tabla 4. Conteo de fallas de acuerdo a su categoría.....	40
Tabla 5. Obtención del run life promedio de acuerdo a la muestra de datos del complejo para el tiempo comprendido entre 2010 – 2015.	42
Tabla 6. Cuadro comparativo de la implementación del proyecto en el campo de estudio. Item: Producción de crudo.....	56
Tabla 7. Cuadro comparativo de la implementación del proyecto en el campo de estudio. Item: Equipos de superficie.	57
Tabla 8. Cuadro comparativo de la implementación del proyecto en el campo de estudio. Item: Mantenimiento de equipos de superficie.	57
Tabla 9. Cuadro comparativo de la implementación del proyecto en el campo de estudio. Item: HSEQ.	58
Tabla 10. Cuadro comparativo de la implementación del proyecto en el campo de estudio. Item: Tecnología.....	58
Tabla 11. Costo de mantenimiento de equipos de superficie para el sistema de levantamiento tipo ESP.....	62
Tabla 12. Costo de mantenimiento de compresores para el sistema de levantamiento tipo gas lift.	63
Tabla 13. Costos de intervención por tipo de completamiento para el Pozo 17	64
Tabla 14. Costos por reparación y cambio de tubería por corrosión.....	65
Tabla 15. Consideraciones para la realización del análisis económico del workover tipo 1 y tipo 2 para el Pozo 17.....	66

Tabla 16. Consideraciones para la realización del análisis económico del workover tipo 3 para el Pozo 17	66
Tabla 17. Flujo de caja incremental para el Pozo 17 – Intervención tipo 1	68
Tabla 18. Flujo de caja incremental para el Pozo 17 – Intervención tipo 2	69
Tabla 19. Flujo de caja incremental para el Pozo 17 – Intervención tipo 3	70
Tabla 20. Indicadores financieros correspondientes al Pozo 17	72
Tabla 21. Indicadores financieros correspondientes al Pozo 07	75

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Cromatografía del gas de inyección	85
ANEXO B. Estado mecánico de los pozos 07, 11 y 17	86
ANEXO C. Diseño ESP. Pozo 07 y Pozo 11.....	89
ANEXO D. Tiempos operativos del workover tipo 1 para el pozo 17.....	98
ANEXO E. Costos operativos del workover para el pozo 07.....	100
ANEXO F. Costos operativos del workover para el pozo 11	105

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN COMPLETAMIENTO CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO ESP Y UNO DUAL ESP CON GAS LIFT QUE OPEREN DE MANERA INDEPENDIENTE, APLICADO A POZOS DE UN CAMPO PETROLERO EN CASANARE.

AUTORES: DUBERNEY ARTEAGA COBALEDA
CARLOS EDUARDO SUAREZ ARAQUE

PALABRAS CLAVE: Bombeo electro sumergible (ESP), Gas Lift, Pareto, Valor presente neto (VPN), Tasa interna de retorno (TIR), Relación beneficio-costos, Tiempo de retorno de la inversión "Payback".

DESCRIPCIÓN

En el campo petrolero de estudio de este trabajo de monografía se cuenta con facilidades para operar un sistema de levantamiento artificial con gas natural, sistema económico y con buena eficiencia, sin embargo, el gas natural utilizado para la inyección en los pozos del campo no presenta la calidad requerida, por lo que diferentes tipos de fallas presentadas han reducido la producción de tales pozos.

Algunas de estas fallas se evidencian en altas variaciones de la presión del anular y de inyección, temperaturas variables en las etapas del compresor, alta presencia de condensados e inadecuada operación del sistema de Gas Lift, medidores de gas en cabeza de pozo fuera de rangos de operación, entre otros, además de ajustes en las presiones de operación de los separadores en la estación de producción. El inadecuado control a las causas referenciadas, impacta en altos costos de mantenimiento del sistema Gas Lift, disminución considerable en la producción de hidrocarburos por las constantes paradas de pozo para mantenimiento correctivo y daños por corrosión en tubería. Una de las posibles soluciones en el mercado, consiste en realizar un cambio de sistema de levantamiento artificial de tal forma que se subsanen estos problemas operativos y permita producir los pozos a una tasa más alta dentro de su potencial cuando no es posible alcanzarla con Gas Lift.

*Monografía

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Programa: Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: Fernando Calvete, Profesor.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL & ECONOMIC EVALUATION OF AN ARTIFICIAL-ESP LIFT AND DUAL-ESP WITH GAS LIFT WHICH WORK INDEPENDENTLY, THIS IS APPLIED TO WELLS OIL FIELDS AT CASANARE.

AUTORHS: DUBERNEY ARTEAGA COBALEDA

CARLOS EDUARDO SUAREZ ARAQUE

KEY WORDS: Electrical Submersible Pumping (ESP), Gas Lift, Pareto, Net Present Value (VPN), Internal Return Rate (IRR), Cost-Benefit Relation, Time-To-Revenue "Payback Time".

DESCRIPTION

The oil field, where this study takes place, operates an artificial lift with natural gas, economic system and high efficient procedures, however the natural gas used to the injection into the wells does not have the quality required, therefore different types of failures (such as pressure variation of annular and injection system, temperature variation of the compressor, high levels of condensate, mal function of gas lift, gas meters outside the range of operation area, and many others) have reduced the production of the oil field. The improper handling of those situations which have been occurred through the operation are impacting negatively into the maintenance cost of the gas lift system, low hydrocarbons production by timeouts of maintenance and corrosion damage of pipeline. One of the best solution to this problem is to set a new artificial lift system to fix the operational difficulties to rise the production rates at the fields.

*Monograph

**Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Program: Specialization in Production of Hydrocarbons. Director: Eng. Director: Fernando Calvete.

GLOSARIO

AOF: (Absolute Open Flow). Es la máxima tasa de flujo que un pozo teóricamente puede aportar o producir con una presión cero en la cara de la formación.

BARRIL: Unidad de volumen equivalente a 42 galones estadounidenses.

BACK-UP: Nombre que se le da a un equipo o accesorio de respaldo en caso de falla.

BFPD: (Barrels Of Fluid Per Day). Barriles de fluido por día.

BOPD: (Barrels Of Oil Per Day). Barriles de aceite por día.

BWPD: (Barrels Of Water Per Day). Barriles de agua por día.

BS&W: (Basic Sediment and Water). Cantidad de sólidos y agua contenido en el crudo.

CASING: Soporte estructural del pozo, el cual generalmente va cementado a la roca.

CRUDO: Mezcla de hidrocarburos que coexiste en fase líquida y generalmente puede estar asociado con gas, sulfuros y metales.

CROMATOGRAFIA: Prueba que sirve para verificar los compuestos que tiene el gas en porcentaje.

CONDENSADO: Se refiere a toda clase de hidrocarburos ligeros que permanecen en estado líquido a condición de presión y temperatura normales 14.7 psi y 60 °F.

ESP: (Electro Sumergible Pump): Sistema de levantamiento artificial que opera por un conjunto de bombas en serie.

FARENHEIT: (°F). Escala de temperatura en la cual la temperatura de ebullición del agua es de 212 grados por encima de cero en la escala y cuyo punto de congelación es de 32 grados por encima de cero a condición de presión temperatura normales 14.7 psi y 60 °F.

GRAVEDAD API: Escala arbitraria que expresa la densidad de un líquido establecida por la API (American Petroleum Institute). Se determina la escala en grados API.

IPR: (Inflow Performance Relationship). Es la relación del comportamiento de la producción o tasa de flujo versus la caída de presión.

GAS LIFT: Sistema de levantamiento artificial por inyección de gas.

GOR: Relación gas aceite.

GPM: Galones de líquido del compuesto presentes por cada 1000 pies cúbicos de gas en la mezcla.

PSI: Unidad de presión en libras por pulgada cuadrada.

PVT: (Presión – Volumen – Temperatura): Propiedades fisicoquímicas que contiene una mezcla de cualquier fase ya sea líquida, sólida o gaseosa a una condiciones de presión, volumen y temperatura.

PWF: (Presion Well Flow). Es la presión de flujo de un pozo que es tomada por encima de las perforaciones a una tasa de flujo a esa misma condición del pozo.

RIGLESS: Operación de intervención de pozos petroleros llevado a cabo con equipos e instalaciones de apoyo que pone a la exigencia de un equipo de perforación.

RUN LIFE: Tiempo de servicio que se da en días a los motores y/o equipos electro sumergibles instalados en un pozo petrolero.

SLICKLINE: Cable de acero delgado usado en la industria del petróleo para realizar intervenciones a pozos de producción de petróleo sin parar su producción.

SKID MÓVIL: Base móvil que generalmente contiene un accesorio o herramienta.

SCRUBBER: Vasija para tratamiento del gas que sirve para retirar la mayor cantidad de líquidos por depuración.

TDH: (Total Dynamic Head). Longitud o profundidad total equivalente a la cual se puede bombear un fluido a superficie teniendo en cuenta las pérdidas por fricción en la tubería.

WORKOVER: Trabajos de acondicionamiento, reparación y/o mantenimiento de pozos petroleros.

INTRODUCCIÓN

Los cambios de tipo de levantamiento artificial en pozos productores de hidrocarburos en la industria cada vez son más comunes; cada empresa operadora y campo tiene sus propios criterios para desarrollar este tipo de proyectos bajo parámetros específicos, que van desde el tipo técnico hasta económico y social en algunos casos, todo con miras a realizar una operación más integral de sus campos.

Los objetivos del siguiente trabajo de monografía están enfocados como primera medida en realizar una revisión histórica de las causales de fallas y pérdidas de producción en el campo de estudio de acuerdo a la información disponible de campo, al igual que un análisis de la misma utilizando la metodología de Pareto.

Teniendo en cuenta que el trabajo propone un cambio de levantamiento artificial de uno tipo gas lift por uno tipo ESP o su combinación entre los mismos, durante el desarrollo de la monografía se realizan los diseños respectivos utilizando software especializado para tal fin, que en este caso se trata del software Prosper. Al igual que se realiza un análisis técnico desde distintos puntos de vista como son HSEQ, producción, entre otros, como parte integral de la evaluación del proyecto.

Para cada pozo se ingresan los datos en una plantilla para análisis económico elaborada en un libro de cálculo Excel, el cual contempla variables como descuento por regalías, "lifting cost" del campo, gastos, inversiones y precio del crudo, entre otros, con miras a visualizar un flujo de caja incremental para cada pozo y cada caso de forma comparativa. Además de servir como fuente de datos para el cálculo de los indicadores financieros que faciliten la toma de decisión con respecto al proyecto.

JUSTIFICACION

El campo de estudio cuenta en sus pozos con dos sistemas de levantamiento artificial, Gas Lift y bombeo Electro sumergible; para el bombeo electro sumergible, se utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo. Para el sistema Gas Lift, el gas utilizado para el levantamiento de fluidos desde los pozos, no presenta la calidad ideal, afectando los equipos de compresión en superficie, por la presencia de condensados y sulfuros, generando altos costos de mantenimiento, pérdidas de producción y daños en la tubería de inyección por corrosión.

Utilizando los recursos disponibles en el área de trabajo y teniendo en cuenta la eficiencia y versatilidad del sistema de bombeo Electro sumergible (ESP) para realizar aumentos de producción y pruebas de flujo multitasas entre otros, sin necesidad de apagar el pozo y manteniendo la producción de crudo estable, disminuyendo las pérdidas por paradas de equipos de superficie, además de minimizar costos de operación al unificar el sistema de levantamiento del campo a ESP realizando la conversión de los tres (3) pozos faltantes de los ocho (8) en total que tiene el campo y de los cuales cinco (5) de ellos ya cuentan con el sistema ESP instalado, además, como valor agregado, se tiene la posibilidad de llevar los pozos a su potencial de producción, que actualmente no se podría con el sistema gas Lift dadas sus limitaciones. Ahora, con un sistema dual ESP con Gas Lift que operen de manera independiente; se pretende minimizar pérdidas de producción por espera de equipos de workover y/o mantenimiento preventivo de equipos de superficie al diseñar y mantener el sistema gas Lift como "back up" del sistema ESP.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y económicamente la implementación de un sistema de levantamiento artificial tipo ESP y dual ESP con Gas Lift que operen de manera independiente, en pozos con levantamiento artificial tipo Gas Lift en un campo petrolero en Casanare.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisar la situación actual de producción del campo de estudio y sus generalidades junto con el historial de fallas del sistema gas lift presentados en el campo.
- Diseñar un sistema de levantamiento artificial ESP y un sistema tipo dual ESP con Gas Lift que operen de manera independiente, para los tres (3) pozos del campo de estudio usando una herramienta informática de simulación.
- Realizar un análisis técnico de la implementación de bombeo Electro sumergible (ESP) y dual ESP con Gas Lift que operen de manera independiente, a los pozos con levantamiento artificial Gas Lift en el campo de estudio.
- Realizar un análisis económico de la implementación de bombeo Electro sumergible (ESP) y dual ESP con Gas Lift que operen de manera independiente, a los pozos con levantamiento artificial Gas Lift en el campo de estudio.

1.3. GENERALIDADES CAMPO DE ESTUDIO

1.3.1. Reseña histórica del campo de estudio

El campo de estudio, fue adquirido por una empresa operadora extranjera en agosto de 1993 bajo el contrato denominado CASANARE A 1A, en el municipio de Aguazul, Casanare.

El campo de estudio hace parte de un total de doce (12) campos operados por una sola empresa operadora extranjera en la misma zona geográfica del departamento de Casanare en Colombia. Por lo que muchos recursos y operaciones en campo manejan un alto grado de sinergia entre pozos de campos distintos.

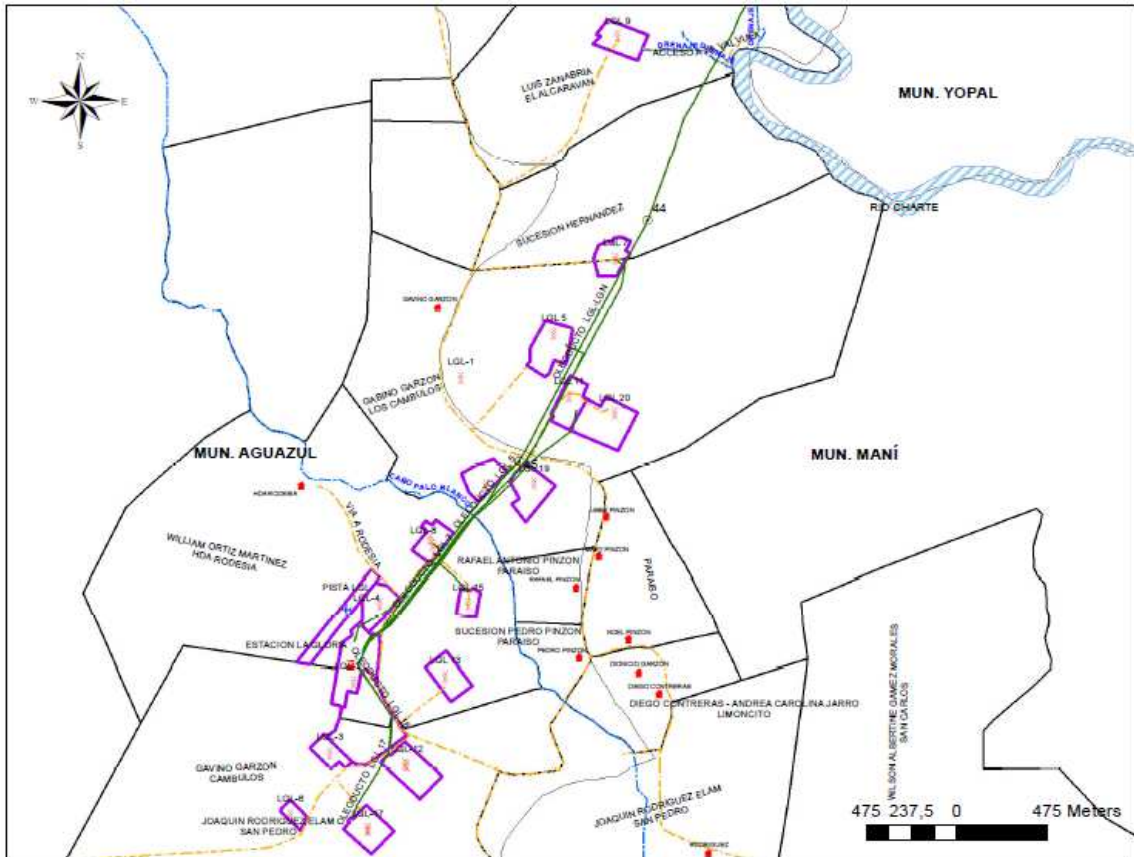
1.4. LOCALIZACION DEL CAMPO DE ESTUDIO

El campo de estudio se ubica en el departamento de Casanare, jurisdicción de los Municipios de Yopal, Aguazul y Maní. En la Figura 1, se puede ver la ubicación geográfica del campo de estudio.

1.5. PARÁMETROS DE PRODUCCION DEL CAMPO DE ESTUDIO

El campo de estudio cuenta con ocho (8) pozos productores, cinco (5) de ellos cuentan con bombeo electro sumergible (ESP) y los tres (3) restantes, objeto de esta monografía, cuentan con gas Lift como sistema de levantamiento artificial. En la actualidad, la producción promedio del campo se encuentra en 650 BOPD con 17800 BWPD y 602 MPCD, los fluidos llegan a la facilidad de producción con aproximadamente 200°F y crudo de 15.6°API promedio.

Figura 1. Ubicación geográfica Bloque Casanare A 1A



Fuente: Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para el bloque Casanare A 1A.

Principalmente los pozos pertenecientes al campo de estudio producen de la formación Mirador¹ con sostenimiento de presión debido a acuífero activo. Cuyas areniscas constituyen el reservorio más importante de la cuenca de los llanos orientales, las cuales poseen buenas propiedades petrofísicas que van desde 12% de porosidad efectiva según estudios realizados a núcleos y correlaciones de registros eléctricos de pozos en el campo de estudio. Se trata de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente grano-decrecientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia.

Su límite basal coincide con una de las principales discordancias, mientras que el contacto superior con la Formación Carbonera es concordante en la mayor parte de los Llanos Orientales. Persisten aún problemas en su datación y existe la

¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos cuenca llanos orientales. 2012

posibilidad de que la Formación Mirador, que aflora en la Cordillera Oriental y en los Andes de Mérida, no sea de la misma edad de la identificada en la cuenca de los Llanos Orientales. Esta formación se acuña hacia el sureste y este de la cuenca y su límite litológico, a veces es difícil de precisar, debido a que sin información bio-estratigráfica se puede confundir con areniscas de la base de la Formación Carbonera. El espesor de la formación Mirador aumenta hacia el Occidente, hasta alcanzar 950 pies.

La Tabla 1 muestra los parámetros actuales de producción de los pozos correspondientes al campo de estudio.

1.6. GENERALIDADES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE²

El bombeo electro sumergible es un sistema de levantamiento artificial que utiliza la acción de una bomba centrífuga movida por un motor eléctrico sumergible, para imprimir al fluido de yacimiento la energía necesaria para alcanzar la superficie y ser producido. Algunas de las ventajas que el sistema ESP ofrece se pueden citar a continuación:

- Altas Tasas de Producción. Varían entre los 300 y 80.000 BPD.
- Grandes Profundidades de Asentamiento, desde 1000 ft a 14000 ft
- Capaz de manejar varios escenarios de producción, cuando varían las condiciones del pozo y yacimiento mediante variadores de frecuencia. Esto implica para más de un índice de productividad (IP).

² BIDONE, Alfredo. Operaciones con bombas electro sumergibles, En: Curso "in house" de Cepsa. (Febrero: Madrid, España). Memorias. Madrid, 2014.

Tabla 1. Parámetros de Producción del Campo de estudio

Tomado de Reporte Diario de producción de la empresa operadora, 01 Abril, 2016

POZO	FORMACION	METODO	RUN LIFE	OPERATIVE	FREC. (HZ)	PIP (PSI)	CHK	WHP (PSI)	CHP (PSI)	WHT (°F)	POTENCIAL (BFPD)	PROD. (BLS)	API 60°F	F. TOTAL (BFPD)	% BSW	PROM. MES	AGUA (BLS)	PPM - CL	GA\$ INY. (MPCD)	GA\$ FORM.	GOR
POZO 05	MIRS+IA	B.E.	466	466	59	1756	128	170	170	226	10.200	304	15.4	10.138	97	305	9.833	17.900	0	437	1457
POZO 07	MIRS+IA	G.L.	-	-	-	-	128	154	1440	154	8.000	501	16	1.728	71	481	1.227	16.000	822	272	560
POZO 11	MIRS	G.L.	-	-	-	-	128	130	1800	158	4.000	150	16	1.499	90	59	1.349	17.040	930	55	846
POZO 15	ARI	B.E.	342	342	58	0	128	110	102	222	4.500	437	15.6	4.369	90	435	3932	18.500	0	281	694
POZO 16	MIRS+ARI	B.E.	136	136	57	1802	128	122	117	220	9.000	266	15.5	8.867	97	307	8.601	18.400	0	307	106
POZO 17	MIRS+IA	G.L.	-	-	-	-	128	130	1900	184	5.000	347	16.8	1.510	77	201	1.162	17.500	222	58	439
POZO 18	ARI	B.E.	920	920	55	634	128	140	110	140	250	95	16	256	63	125	161	16.400	0	54	589
POZO 19	ARI	B.E.	681	681	62	361	128	120	170	162	1.200	288	15.9	1067	73	282	779	16.800	0	119	415

- Necesita menos espacio físico para el equipo de superficie, comparado con otros métodos.
- Automatizable 100%. Y facilidad de arranque suave y automático a través de los variadores de frecuencia -VSD.
- En el sistema ESP existen equipos de fondo que pueden trabajar a más de 450° F tales como: Motores, Cable de potencia, Cable de extensión del motor (MLE), entre otros accesorios.
- El sistema ESP puede manejar gas y arena hasta cierto límite.
- Sin sacar el equipo se pueden hacer otros trabajos como: pequeños tapones de cemento, ácido, inyección de química, registros de producción, registros de temperatura, para todos estos trabajos y otros se usan las herramientas “Y Tool Joint” y los “Instruments Tube”.

Algunas de las desventajas del sistema son:

- Volumen máximo disminuye rápidamente con la profundidad.
- Es muy susceptible a que el gas libre ocasione daños en las bombas
- Se requiere de equipo de control en cada pozo.
- El Tubing debe ser retirado para cambios de bomba y cable.
- El sistema ESP tiene limitación para trabajar a altos gastos y altas concentración de arena, principalmente en bombas tipo “panqueque” que se taponean ya que los pasajes de flujo (Flow Passises) son muy pequeños, estos rangos de producción están entre 300-1700 BFPD.
- Altamente susceptible a daños por la arena como la erosión y desgaste prematuro de las etapas de las bombas.
- Altos costos de los equipos de fondo y superficie.

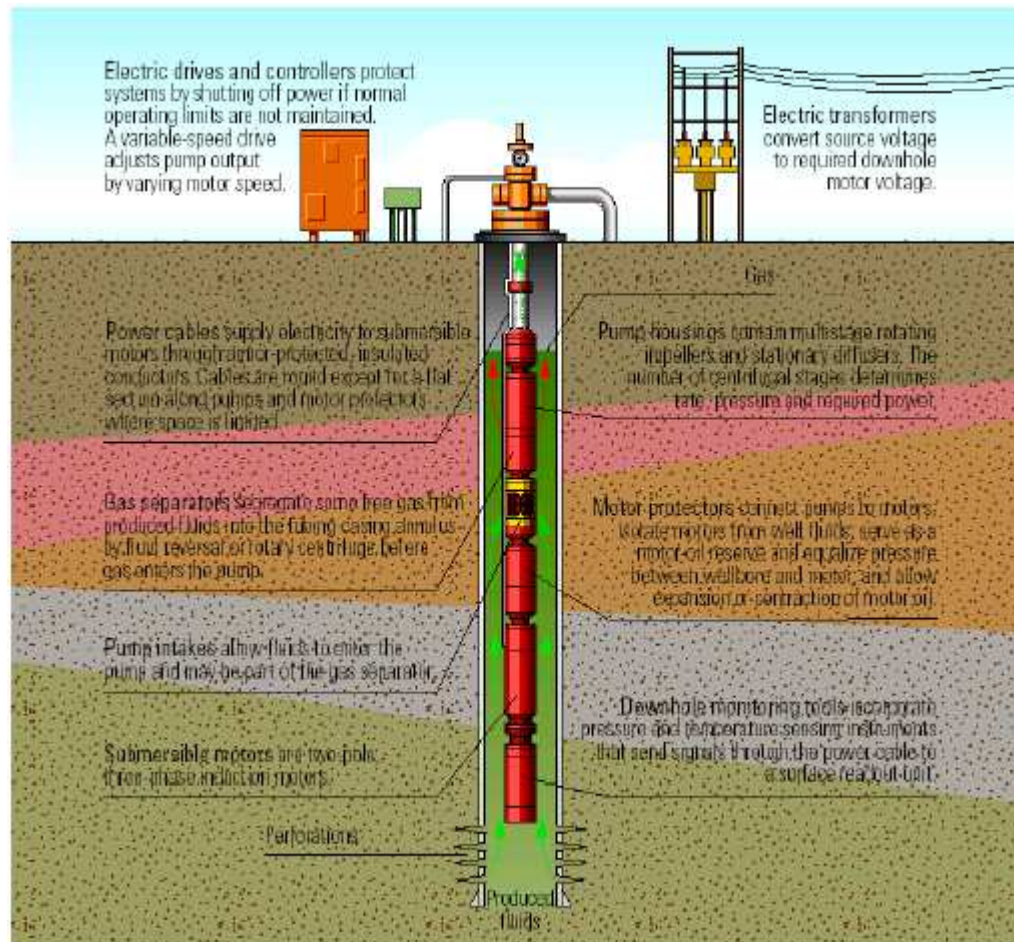
La figura 2 ilustra un sistema completo de superficie y fondo para un sistema de levantamiento artificial tipo electro sumergible (ESP).

1.7. Equipos de superficie

Transformador reductor – SDT:

Transformador de potencia encargado de reducir la tensión (voltaje) de la línea de distribución, para el caso de Colombia este valor se encuentra en 34.5 KV, al nivel de tensión requerida por el controlador del motor, que normalmente es de 480 V.

Figura 2. Esquema general de un sistema de levantamiento artificial tipo electro sumergible (ESP).



Fuente: BIDONE, Alfredo. Operaciones con bombas electro sumergibles. En: Curso "in house" de Cepsa. (Febrero: Madrid, España). Memorias. Madrid, 2014.

Controlador de Motor – VSD:

Equipo de Potencia eléctrica que permite controlar la Velocidad de un Motor de Inducción al variar la Frecuencia y el Voltaje Aplicado manteniendo constante la Relación V/Hz. Algunas ventajas son:

- La principal ventaja del variador (VSD) es que convierte una bomba en una familia de bombas, al permitir operar a diferentes frecuencias.
- Optimiza el rendimiento del conjunto motor bomba controlando los parámetros de operación.

- Incrementa la vida útil del motor al disminuir los choques mecánicos y eléctricos asociados con un arranque directo.

Transformador Elevador – SUT:

Utilizado para elevar la tensión de salida del VSD, al valor de alimentación del motor. Construido con un cambia taps (derivaciones que poseen los transformadores trifásicos, los cuales hacen que se tenga la posibilidad de poder cambiar la tensión a la salida del transformador) especial que permite variar la relación de transformación en un amplio rango.

Caja de venteo:

La Caja de Venteo o Caja de conexiones, nos permite disponer de borneras para realizar maniobras de conexión o viceversa entre el equipamiento de superficie y el equipamiento de fondo de pozo. Como así también ventear el gas que pueda venir por el cable de potencia desde el fondo de pozo. Es también un punto de fácil medición de parámetros eléctricos al equipo de fondo.

Cabezal de pozo:

La cabeza de pozo está diseñada para hacer el cierre del pozo en superficie, soportar el peso del equipo y brindar adaptaciones a dispositivos para mantener control sobre el espacio anular del pozo.

1.8. Equipos de subsuelo

Bomba centrífuga:

Una bomba centrífuga es una máquina que mueve fluidos rotándolos con un impulsor rotativo dentro de un difusor que tiene una entrada central y una salida tangencial. La trayectoria del fluido es una espiral que se incrementa desde la entrada en el centro a la salida tangente al difusor.

El impulsor transmite energía cinética al fluido. En el difusor, parte de la energía cinética es transformada en energía potencial (altura) por medio de un incremento del área de flujo.

Una bomba centrífuga crea presión por medio de la rotación de una serie de álabes en un impulsor, estos determinan la tasa de flujo que la bomba es capaz de manejar para un diseño específico.

Las bombas se pueden clasificar de acuerdo a su construcción como de compresión o flotación; o de acuerdo a sus impulsores como radiales, mixtas o axiales.

Sellos:

La Sección Sellante está diseñada para proteger al motor cumpliendo cinco (5) funciones básicas:

- Proveer volumen necesario para permitir la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor.
- Igualar la presión en la cavidad del pozo con el fluido dieléctrico del motor.
- Proteger al motor de la contaminación de los fluidos del pozo.
- Transmitir a la bomba el torque del motor.
- Absorber el empuje axial descendente de la bomba (con especial cuidado en bombas compresoras).

Estos pueden ser mecánicos, de bolsa o laberínticos.

Motor:

Es un motor de inducción, bipolar, trifásico, AC (Sin embargo, en el mercado actual existen motores de "Imán permanente"). Transmite el movimiento a la bomba y tiene rangos específicos de potencia, voltaje y corriente.

El motor gira aproximadamente a 3,500 RPM a 60Hz y 2960 RPM a 50 Hz. Esta construido de rotores superpuestos que se alojan dentro de un estator bobinado. El enfriamiento del motor se logra a través de circulación interna del aceite dieléctrico y flujo del pozo alrededor de la parte exterior del mismo.

Manejador de gas:

Los manejadores de Gas se usan en aplicaciones donde el gas libre causa interferencia con el rendimiento de la bomba.

Estas unidades separan gran parte del gas libre del caudal que entra a la bomba. En general el separador de gas se debe usar cuando:

- Porcentaje de Gas libre: 10% - 15% en volumen en etapas de flujo radial.

- Porcentaje de Gas libre: 15% - 25% en volumen en etapas de flujo mixto.

Cable de potencia:

Elemento conductor de energía, que permite transportar la corriente eléctrica desde superficie hasta el borne del motor.

Accesorios del completamiento con ESP:

Entre los accesorios más utilizados con completamiento ESP se pueden encontrar: válvula cheque, cabeza de descarga, válvula de drenaje, herramienta Y-tool, sensor de fondo, "midjoints", "overcouplings", "Instruments Tube".

1.9. GENERALIDADES LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT³

Cuando la energía del yacimiento no es lo suficientemente alta para hacer acceder el fluido del mismo por la tubería de producción, es necesario utilizar una ayuda para levantar esa columna de fluido presente, una de estas ayudas que se tiene en la industria petrolera es la inyección de gas a presiones altas, comúnmente conocida levantamiento artificial por Gas Lift.

El método de levantamiento artificial Gas Lift es una práctica que utiliza gas a alta presión como medio de levantamiento, esto se hace para disminuir la densidad de la columna que tenemos en el pozo, se conduce el gas a través de un proceso mecánico o un orificio en la tubería de producción.

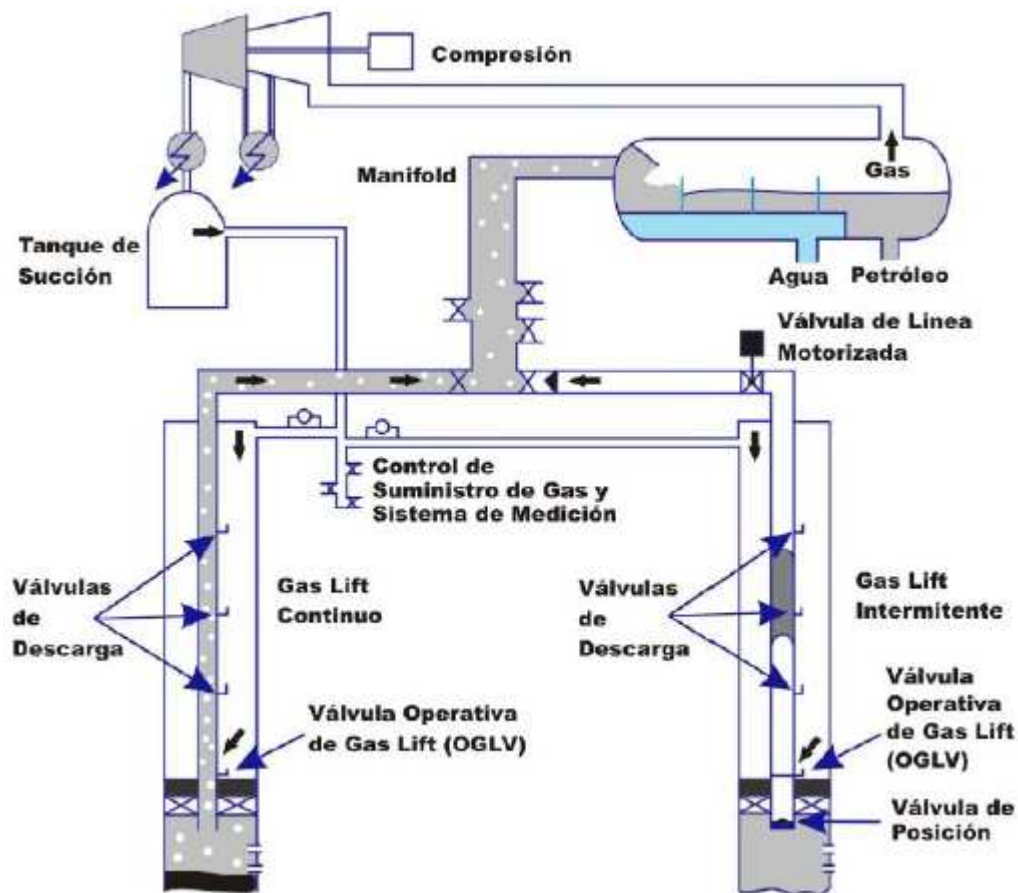
Hay dos tipos de levantamiento artificial por gas Lift, uno es por inyección continua y el otro es por inyección intermitente.

Este método de levantamiento artificial se puede considerar una técnica limpia, donde se puede utilizar un conjunto de válvulas de gas Lift, instaladas en mandriles y que están calibradas a determinadas presiones y colocadas en ciertas profundidades del pozo dentro de los mandriles, los cuales hacen parte del diseño de la tubería de producción, válvulas que permiten el paso del gas inyectado y ayudan al ascenso del fluido de manera escalonada, según el tipo de fluido y las condiciones del pozo, para diseñar por gradientes, el levantamiento por Gas Lift. Este sistema prevé una cantidad de gas inyectada y controlada por unas válvulas en superficie que regulan el caudal y la presión de inyección al pozo, inyección que se hace normalmente por el anular o revestimiento.

³ BROWN, Kermit. The Technology of artificial Lift Methods. Primera edición. Tulsa: Penwell Books, 1997.

Este método, se utiliza en pozos con un índice de productividad alto y con una presión de fondo alta. Las tasas de producción que se encuentran en este tipo de pozo, también son por lo general altas, dependiendo del diámetro de la tubería. La figura 3 ilustra un sistema de levantamiento artificial tipo gas lift de forma genérica

Figura 3. Esquema típico de un sistema de levantamiento tipo gas lift.



Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar.

1.10. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DUAL ESP + GAS LIFT

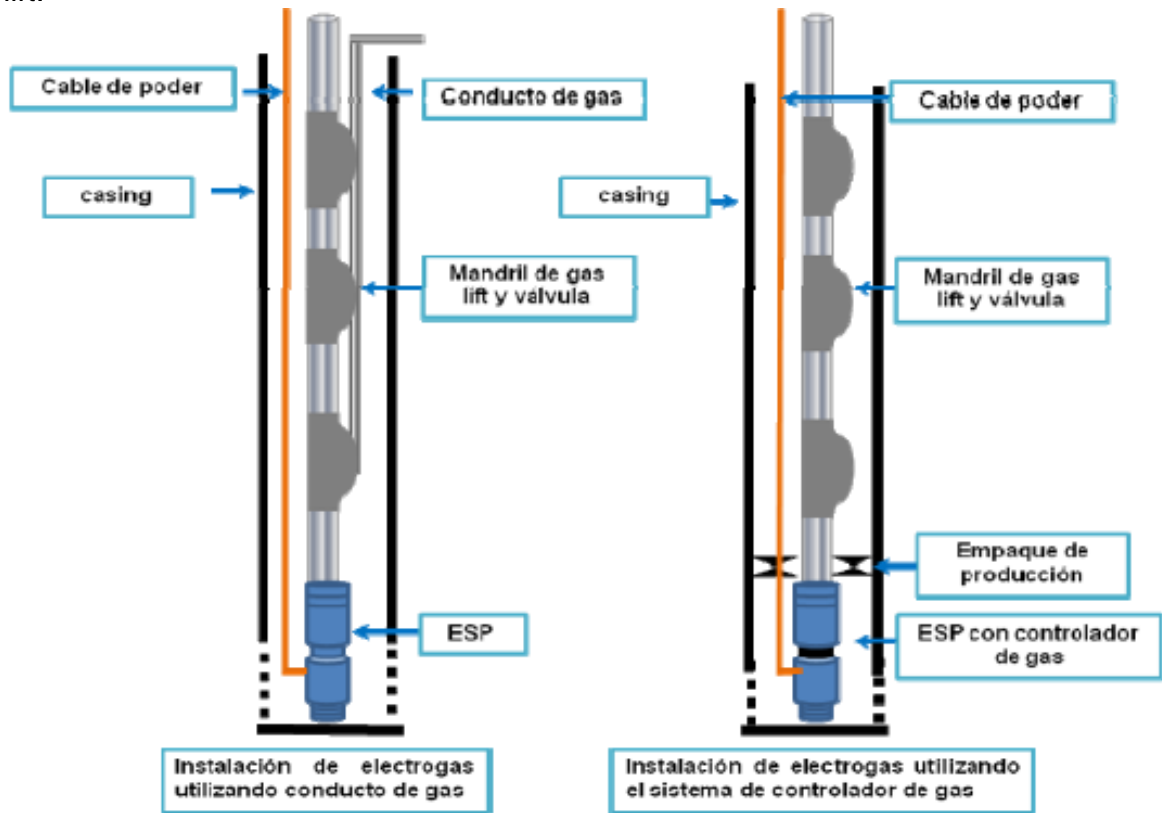
Autores como Prakoso, N.F. (2010); Rohman, A.F., Arseto, Y.I. y Hamzah, K. (2015); Samieh, A., Kamel, I. y Metwally, A. (2014) han publicado diferentes casos alrededor del mundo, en donde han instalado sistemas duales tipo ESP con gas lift, con múltiples propósitos como son:

- Optimizar el tamaño del equipo ESP a diseñar debido a una TDH menor obtenida con la inyección de gas lift simultánea.
- Optimizar la profundidad de asentamiento de la bomba ESP en operación simultánea.
- Disminuir pérdidas de producción por mantenimiento de equipos de superficie y/o espera de equipos de Workover cuando un sistema funciona como back up del otro.

En general, como lo ilustra la figura 4, una instalación combinada de los dos sistemas de levantamiento utiliza empaque de producción en fondo de pozo para evitar el influjo de gas de inyección a la bomba ESP y una (1) válvula de gas Lift, sin embargo, Rohman, A.F., Arseto, Y.I. y Hamzah, K. (2015) han sugerido un rediseño sin empaque de producción y usando dos válvulas de gas Lift para los pozos que de acuerdo a la presión de yacimiento no sean capaces de colocar fluido en superficie.

Para el desarrollo de esta monografía se tomará como referencia Prakoso, N.F. (2010) para el diseño del sistema combinado ESP con gas Lift y cuyo propósito será netamente que el sistema gas Lift funcione como back up del sistema ESP en casos en los que éste último por alguna razón operacional no pueda funcionar a cabalidad. Para este propósito se consideran ambos sistemas por separado y se realiza su respectivo diseño de manera independiente, se combinan ya en superficie al momento de la instalación de la sarta de producción durante un trabajo de reacondicionamiento con un taladro de workover.

Figura 4. Esquema típico de un sistema de levantamiento dual tipo ESP con gas lift.



Fuente: BORJA, Hubert y CASTAÑO, Ricardo.

2. HISTÓRICO DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN Y FALLAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL COMPLEJO

Como se había mencionado antes en este trabajo, el campo de estudio hace parte de un total de doce (12) campos operados por una sola empresa operadora extranjera en la misma zona geográfica del departamento de Casanare en Colombia, que de ahora en adelante llamaremos “Complejo”.

En el complejo petrolero se tienen diferentes campos y distintos tipos de levantamiento artificial, tales como flujo natural, gas Lift, hidráulico y electro sumergible.

Dado que en el campo de estudio sólo se cuenta con levantamiento artificial tipo gas Lift y electro sumergible (ESP), en el desarrollo de este trabajo se localizarán esfuerzos exclusivamente en estos dos sistemas, dejando a un lado los otros dos anteriormente mencionados.

Para el caso del bombeo tipo ESP, la energía eléctrica es 100% generada con motores de combustión interna, que en su gran mayoría son alimentados con gas natural como combustible y algunos de ellos tienen motores que utilizan diésel como back-up del sistema a gas. La mayor parte del gas es producido del mismo complejo, y una pequeña comprada a otra empresa operadora geográficamente cercana.

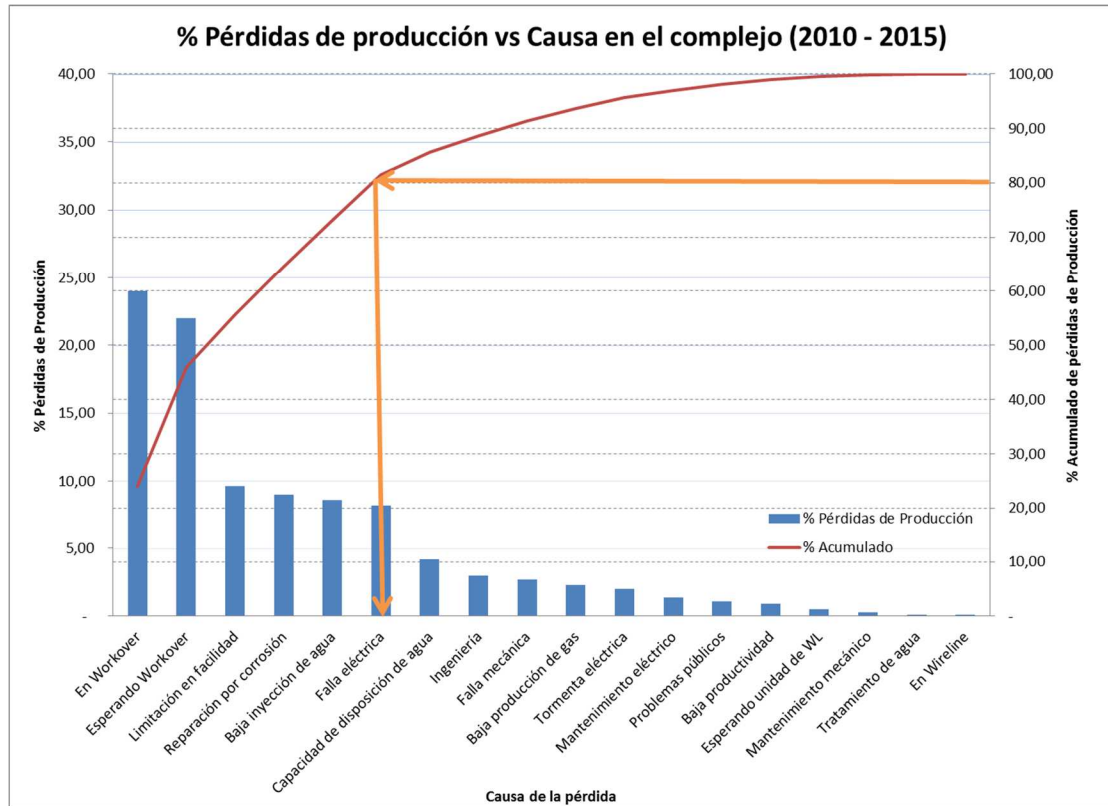
En la mayor parte de los datos se utilizó el análisis de Pareto para concentrar los esfuerzos en los pocos ítems que generan el mayor impacto a las pérdidas de producción y fallas de equipos presentados en el complejo y de aquí pasar con los análisis generales a concentrarnos en el campo de estudio. Esto se debe a que muchos recursos y operaciones en el complejo manejan un alto grado de sinergia entre pozos de campos distintos, es decir, los recursos son compartidos, como son; taladros de workover, equipos de slickline y wireline, equipos VSD tipo “skid móvil”, entre otros. Para colocar un ejemplo, las pérdidas del campo de estudio están impactadas por la categoría “Esperando equipo de Workover” y esto se debe a que el taladro de workover se encuentra atendiendo otro pozo del complejo ó movilizándose entre pozos de campos distintos, lo que ampliará el efecto de dicha categoría en las pérdidas de producción. Esta es una de las razones principales para considerar el complejo para concatenar y analizar los datos de pérdidas de producción e históricos de falla en los últimos años y luego pasar a revisar la información disponible del campo de estudio.

2.1. ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN

De acuerdo a la gráfica de la figura 5 se puede observar que, en base a la análisis de Pareto, el 80% de las pérdidas de producción se deben al 20% de las causas, las cuales, para el caso del complejo se tiene que durante el periodo de tiempo comprendido entre 2010 y 2015 el mayor porcentaje de pérdidas de producción se debieron a pozos en workover con un 24%, esperando por equipo de workover con un 22%, por limitación en la facilidad con un 9,6%, por reparación debido a corrosión con un 9%, por baja inyección de agua con un 8,6% y debido a falla eléctrica con un 8,2%; note que, según la tabla 2, solamente entre las dos primeras causas se captura un 46% de las pérdidas de producción de todo el complejo, incluido por ende el campo de estudio.

De acuerdo a este resultado se puede concluir que un proyecto de optimización de pérdidas de producción en el complejo y, específicamente en el campo de estudio se debería centrar en mitigar estas dos causas; pozos en workover y esperando por equipo de workover. Para atacar el primero se debe centrar en una mejor planeación de los trabajos de workover, contar con planes de contingencia y árboles de decisión dentro de los programas de intervención a llevar a cabo, entre otros, sin embargo, éste tema no es propósito de este trabajo de monografía, pues se sale del alcance del mismo. Por otro lado, para atacar el segundo ítem de peso en la cadena de las causas de pérdidas de producción del complejo, se puede pensar en tener un sistema de levantamiento artificial que funcione como “back-up” de uno principal, ésta se convierte entonces en la principal razón para contemplar un análisis técnico y económico de instalar un sistema de levantamiento dual, electro sumergible con gas Lift, que funcionen de manera independiente y que el segundo se comporte como “back-up” del primero, de esta manera se mitigaría la segunda causa más relevante de pérdidas de producción, que consiste en pozos esperando por taladro de workover, pues durante este tiempo, el pozo produciría con gas Lift.

Figura 5. Gráfica de Pareto para el porcentaje de pérdidas de producción vs causa en el complejo para el periodo de tiempo comprendido entre 2010 y 2015.



Fuente: Los autores

Tabla 2. Descripción de las principales causas de pérdidas de producción en el complejo de acuerdo al análisis de Pareto.

% Pérdidas de producción vs Causa en el complejo (2010 - 2015)			
Causa pérdidas de producción	% Pérdidas de Producción	% Acumulado	Descripción
En Workover	24,00	24,00	Tiempo de ejecución de la intervención de workover en el pozo
Esperando Workover	22,00	46,00	Tiempo de espera mientras se contrata ó moviliza el taladro de workover al pozo
Limitación en facilidad	9,60	55,60	Restricción por altos niveles en tanques, piscinas y separadores
Reparación por corrosión	9,00	64,60	Reparaciones de líneas de flujo, inyección de gas y de agua por corrosión
Baja inyección de agua	8,60	73,20	Limitación por manejo de agua en los pozos de inyección
Falla eléctrica	8,20	81,40	Fallas asociadas al centro de generación eléctrica

Fuente: Los autores

Centrándonos en los datos de pérdidas de producción del campo de estudio, se realizó la gráfica de Pareto como se muestra en Figura 6., y en la cual se observa que el componente workover sólo representa un 15% de las causas de pérdidas de producción del campo de estudio, en contraste con el complejo, este ocupa un tercer puesto vs el primero que ocupó en el análisis de la figura 5. Noten que la Figura 6 no tiene el componente “Esperando Workover” y esto se debió a que el taladro de Workover para la única campaña que ha realizado en el campo de estudio fueron mantenimientos preventivos y no correctivos, por lo que no se generó esta categoría en el histórico desde el 2010 hasta el 2015.

Por otro lado, la gráfica de la Figura 6 muestra que el 42% de las pérdidas de producción se encuentran asociadas a fallas en los compresores de inyección de gas para el sistema gas Lift debido a altas temperaturas generadas en las etapas de compresión por calidad del gas de inyección no adecuada y por mantenimientos correctivos de acuerdo a horas de trabajo del compresor, fue necesario incluir estos dos ítems en uno solo dada la información disponible en campo.

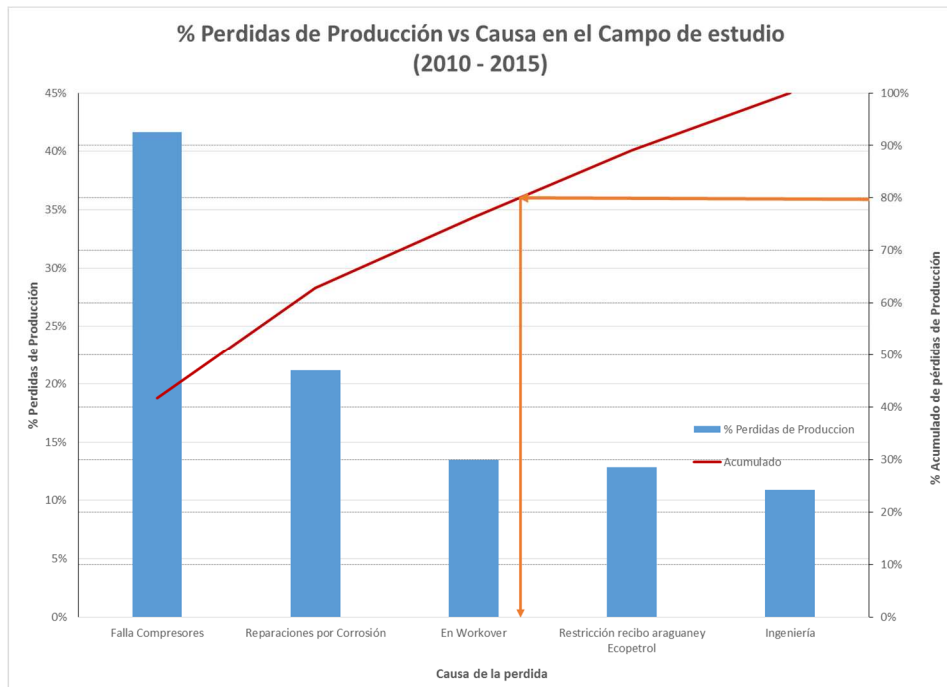
Según el Anexo A, se puede observar el gas descargado a una presión de 1900 Psi por los compresores DPC 162 hacia los pozos con sistema de levantamiento Gas Lift pozo 07, pozo 11 y pozo 17, se denomina un Gas rico. Cabe indicar que tiene una sumatoria total de 4.033 GPM, analizando el resultado, se puede extraer líquidos por cada 4.033 GPM, el valor 4.033 galones de líquido por cada mil pies cúbicos de gas; llevándolo a barriles el resultado anterior, se obtiene 96 barriles por cada millón de pies cúbicos de gas, esto se debe al tratamiento tan ineficiente de gas, que presenta el campo de estudio. Además, se refleja dentro del porcentaje molar del gas inyectado, una cifra de 14.35% para el Dióxido de Carbono, que mezclándolo con líquidos y, sobre todo en mayor proporción con agua, genera un gas ácido; principal causa de falla que presenta el campo de estudio por daño de tuberías generadas debido a corrosión.

El siguiente 21% representan las pérdidas de producción correspondientes a reparaciones por corrosión que se presentan en las líneas de inyección debido al mismo problema de calidad del gas ya mencionado.

Estas tres categorías ubican el 76% de las causas de pérdidas de producción en el campo de estudio. Correspondiendo el 63% a las dos primeras categorías ya mencionadas arriba y que comparten la misma causa raíz, que es la calidad del gas de inyección. Esto, sumado a la información que se muestra en la figura 7, se observa que el gas Lift es responsable de aproximadamente $\frac{3}{4}$ partes de las pérdidas de producción generadas en el campo de estudio. Lo que nos lleva a proponer un cambio en el sistema de levantamiento artificial de gas lift hacia ESP y por qué no, contemplar otra opción de completamiento que consiste en combinar

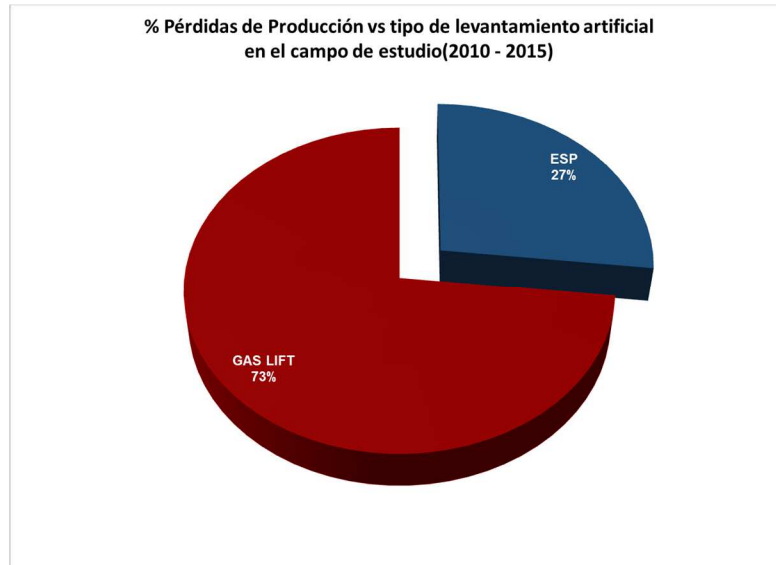
de manera independiente el ESP con gas Lift para que el segundo funcione como back-up del primero, como se mencionó anteriormente en el análisis de las causas de pérdidas de producción del complejo.

Figura 6. Gráfica de Pareto para el porcentaje de pérdidas de producción vs causa en el campo de estudio para el periodo de tiempo comprendido entre 2010 y 2015.



Fuente: Los autores

Figura 7. Gráfica del porcentaje de pérdidas de producción vs tipo de levantamiento artificial en el campo de estudio entre 2010 y 2015.



Fuente: Los autores

2.2. ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE FALLAS DE EQUIPOS ELECTRO SUMERGIBLES (ESP)

Se evaluó la información correspondiente al Run Life de los equipos ESP que históricamente han fallado en el complejo petrolero con miras a identificar de la mejor manera un promedio de tiempo de vida "Run Life", de los equipos y considerar este dato dentro de la evaluación económica que más adelante se presentará.

La tabla 3 muestra el histórico de Run Life de los equipos ESP en el complejo para el tiempo comprendido entre 2010 y 2015.

Tabla 3. Histórico del ESP Run Life del complejo durante los años 2010 – 2015

Histórico del ESP Run Life del complejo (2010 -2015)			
Pozo	Run Life [días]	Daño	Categoría
Pozo 21	3158	MLE	A
Pozo 37	3152	Motor	A
Pozo 13	1984	Motor	B
Pozo 03	1855	Bomba	B
Pozo 32	1693	Packoff	B
Pozo 25	1361	Bomba	C
Pozo 20	1327	Packoff	C
Pozo 23	1296	Bomba	C
Pozo 14	1239	Cable de potencia	C
Pozo 24	1102	Motor	C
Pozo 06	1098	Cable de potencia	C
Pozo 04	971	Motor	D
Pozo 18	858	Tubería	D
Pozo 43	776	Bomba	D
Pozo 24	701	Packoff	D
Pozo 30	621	Cable de potencia	D
Pozo 02	607	MLE	D
Pozo 50	595	Tubería	D
Pozo 19	564	MLE	D
Pozo 36	529	Motor	D
Pozo 01	510	Packoff	D
Pozo 15	394	Motor	E
Pozo 14	377	Motor	E
Pozo 02	322	Motor	E
Pozo 15	315	Packoff	E
Pozo 30	258	Cable de potencia	E
Pozo 02	201	Tubería	E
Pozo 01	187	Cable de potencia	E
Pozo 22	186	Motor	E
Pozo 01	70	Motor	F
Pozo 02	58	Empaque de fondo	F
Pozo 05	51	Motor	F
Pozo 27	48	Bomba	F
Pozo 35	38	Empaque de fondo	F
Pozo 29	31	Empaque de fondo	F

Fuente: Los autores

En vista que los datos son muy dispersos, teniendo un máximo de 3158 días para el equipo que mejor Run Life presentó en el complejo y, un mínimo de 31 días para el peor. Se consideró agrupar los eventos dentro de categorías representativas, que van desde la letra “A” hasta la “F” de acuerdo al siguiente criterio:

- Categoría A: Equipos con Run Life > 2001 días
- Categoría B: Equipos con Run Life entre 1501 y 2000 días
- Categoría C: Equipos con Run Life entre 1001 y 1500 días
- Categoría D: Equipos con Run Life entre 501 y 1000 días
- Categoría E: Equipos con Run Llife entre 101 y 500 días
- Categoría F: Equipos con Run Life entre 0 y 100 días

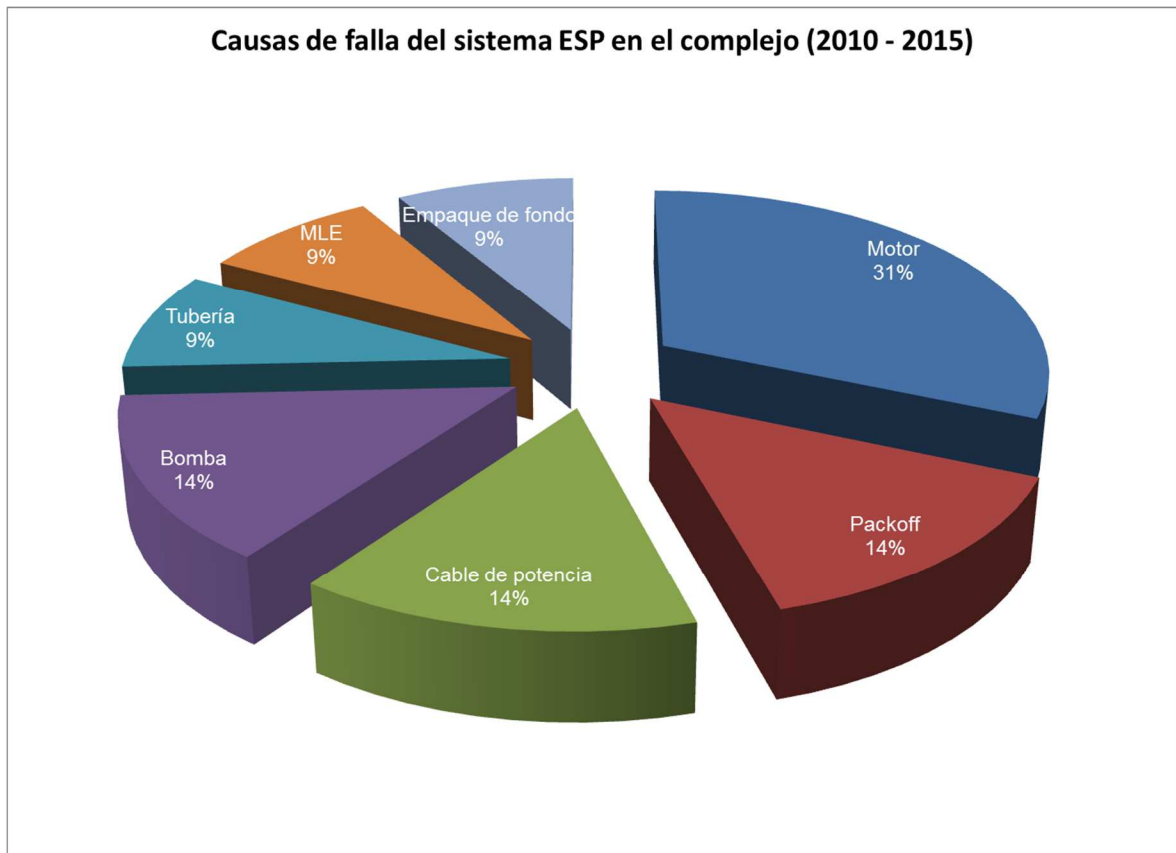
La tabla 4 muestra el conteo de las fallas de acuerdo a la categorización ya mencionada. Se tomaron las categorías con mayor conteo, excepto la categoría "F", puesto que el 50% de los daños asociados a ésta corresponden a problemas presentados con el empaque de fondo durante el año 2010 y los cuales ya fueron corregidos, por lo que ya no reflejan el verdadero comportamiento estadístico de las fallas del campo. En la figura 8 se observa la distribución de las fallas por causas de la misma, observe que el porcentaje que representa las fallas debido a problemas presentados con el empaque de fondo corresponden a un 9% de la muestra total.

Tabla 4. Conteo de fallas de acuerdo a su categoría

Criterio de Clasificación para obtención del Run life promedio							
Run life [días]	>2001	1501-2000	1001-1500	501-1000	101-500	0-100	Total
Categoría	A	B	C	D	E	F	
Conteo	2	3	6	10	8	6	35
Porcentaje	6%	9%	17%	29%	23%	17%	100%
Promedio Run life	3.155,00	1.844,00	1.237,17	673,20	280,00	49,33	

Fuente: Los autores

Figura 8. Causas de falla del sistema ESP en el complejo durante el periodo de tiempo 2010 – 2015.



Fuente: Los autores

En la tabla 5 se toman las categorías C, D y E en conjunto, para tener un porcentaje del 69% de representatividad de la muestra, y haciendo estas tres (3) categorías como el 100% se obtiene su respectivo porcentaje ponderado, con el cual se calcula el Run Life *ponderado* como resultado del Promedio Run Life mostrado en la tabla 4 multiplicado por el *Promedio ponderado del porcentaje* de la tabla 5. Una vez sumados los Run Life ponderados, se obtiene un Run Life promedio de 683,13 días, el cual será usado dentro de la evaluación económica del proyecto que más adelante se presentará.

Tabla 5. Obtención del Run Life promedio de acuerdo a la muestra de datos del complejo para el tiempo comprendido entre 2010 – 2015.

Obtención del run life promedio para análisis económicos				
Run life [días]	1001-1500	501-1000	101-500	Total
Categoría	C	D	E	
Conteo	6	10	8	24
Porcentaje aritmético de toda la muestra	17%	29%	23%	69%
Promedio ponderado del Porcentaje	25%	42%	33%	100%
Run life ponderado	309,29	280,50	93,33	683,13

Fuente: Los autores

3. DISEÑO DE EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE PARA LOS TRES (3) POZOS DEL CAMPO DE ESTUDIO.

En la literatura se pueden encontrar procedimientos detallados para diseñar un equipo electro sumergible, uno de los más recomendados es el “API RP11 S4 - Recommended Practice for Sizing and Selection of Electric Submersible Pump Installations”. Como no es el propósito de este trabajo ahondar en este grado de detalle, a continuación se describe de manera simple y general un paso a paso para diseñar un sistema de levantamiento tipo ESP según experiencia de campo:

- a. Recopilar la información necesaria del pozo: producción deseada, análisis PVT, estado mecánico y registro de desviación (survey), pruebas de pozo, parámetros de producción actuales y esperados a un tiempo dado.
- b. Trazar la curva IPR del pozo y verificar el AOF, éste debe ser mayor que la producción deseada en el diseño.
- c. Con la curva IPR, se calcula la nueva Pwf del pozo para la tasa deseada de diseño.
- d. Se escoge la profundidad a la cual se desea instalar la bomba, es conocida en la industria como profundidad de intake.
- e. Se calcula la TDH asociada como la sumatoria de la columna a levantar desde el intake hasta superficie + presión en cabeza + pérdidas por fricción en la tubería. Todos estos datos deben estar en unidades de pies [ft].
- f. Con la TDH calculada se escoge la bomba electro sumergible y se calcula el número de etapas utilizando la carta de “performance” de la bomba.
- g. Con el número de etapas de la bomba se calcula la potencia requerida por el motor y se elige el mismo dependiendo el inventario existente.
- h. Con las características nominales del motor seleccionado y las pérdidas de voltaje en el cable de potencia se obtiene la potencia del equipo de superficie; VSD, SUT y SDT.

El diseño de los tres (3) pozos del campo de estudio se realizó utilizando software especializado para análisis nodal y diseño de sistemas de levantamiento artificial disponible en el mercado, para el caso, éste fue Prosper-Systems Analysis Program de Petroleum Experts Ltd.

3.1. DISEÑO ESP PARA EL POZO 17

A continuación se mostrará el procedimiento utilizado en dicho software para realizar el diseño del Pozo 17. Para los dos pozos restantes; el Pozo 07 y Pozo 11, el procedimiento fue el mismo, por lo que simplemente se colocarán los resultados.

Paso a paso del diseño de equipo ESP en Prosper:

- a. Como primera medida se incluyen los datos del pozo, como nombre, fecha, autor de la simulación, nombre del campo, entre otros. Además de definir el tipo de fluido y método a utilizar para las correlaciones, para el caso del crudo del campo de estudio se usará fluido tipo “Black oil”. De igual manera se debe incluir el tipo de levantamiento artificial a diseñar. Ver figura 9.
- b. En el módulo de PVT del software se ingresan los datos de PVT que se tengan disponibles del campo o del pozo. En dicha ventana se ingresan los datos en la columna de la izquierda “Input Parameters”. Ver figura 10.

Seguidamente se da clic en el botón “Match data” y se ingresan los datos de PVT que se tengan disponibles. Es importante por lo menos tener un punto de prueba para que el software pueda realizar su proceso de cálculos y arrojar las correlaciones de fluido que más se ajusten para las simulaciones venideras (IPR, diseño de ESP y VLP). Ver figura 11

Figura 9. Ingreso de datos básicos del pozo y tipo de levantamiento artificial a diseñar.

The screenshot shows the 'System Summary (POZO 17_ESP.OUT)' dialog box with the following settings:

- Fluid Description:** Fluid: Oil and Water; Method: Black Oil; Separator: Single-Stage Separator; Emulsions: No; Hydrates: Disable Warning; Water Viscosity: Use Default Correlation; Viscosity Model: Newtonian Fluid.
- Calculation Type:** Predict: Pressure and Temperature (on land); Model: Rough Approximation; Range: Full System; Output: Show calculating data.
- Well:** Flow Type: Tubing Flow; Well Type: Producer.
- Well Completion:** Type: Cased Hole; Gravel Pack: No.
- Artificial Lift:** Method: Electrical Submersible Pump.
- Reservoir:** Inflow Type: Single Branch; Gas Coring: No.
- User information:** Company: (empty); Field: Campo de estudio; Location: Casanare; Well: Pozo 17; Platform: (empty); Analyst: DAC & CESA; Date: Abril 23_2016.
- Comments:** (empty text area).

Fuente: Los autores - Tomado de Prosper

Figura 10. Módulo PVT de Prosper

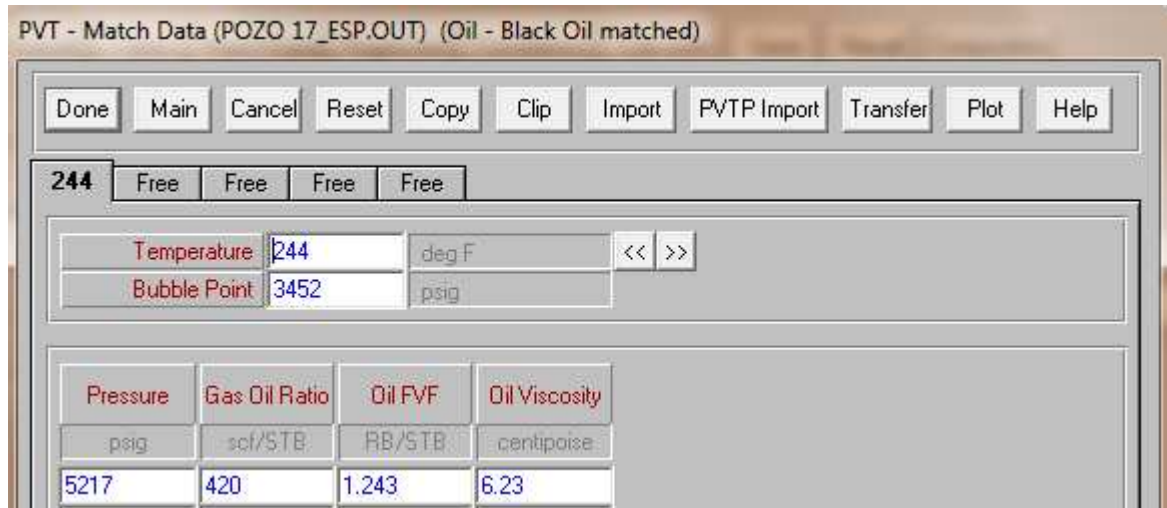
The screenshot shows the 'PVT - INPUT DATA (POZO 17_ESP.OUT) (Oil - Black Oil matched)' dialog box with the following settings:

- Buttons:** Done, Cancel, Tables, Match Data, Regression, Correlations, Calculate, Save, Recall, Composition, Help.
- Use Tables:** Use Tables.
- Input Parameters:**

Solution GOR	420	scf/STB
Oil Gravity	17.3	API
Gas Gravity	0.7633	sp. gravity
Water Salinity	16000	ppm
- Correlations:**
 - Pb, Rs, Bo: Standing
 - Oil Viscosity: Petrosky et al
- Status:** PVT is MATCHED

Fuente: Los autores - Tomado de Prosper

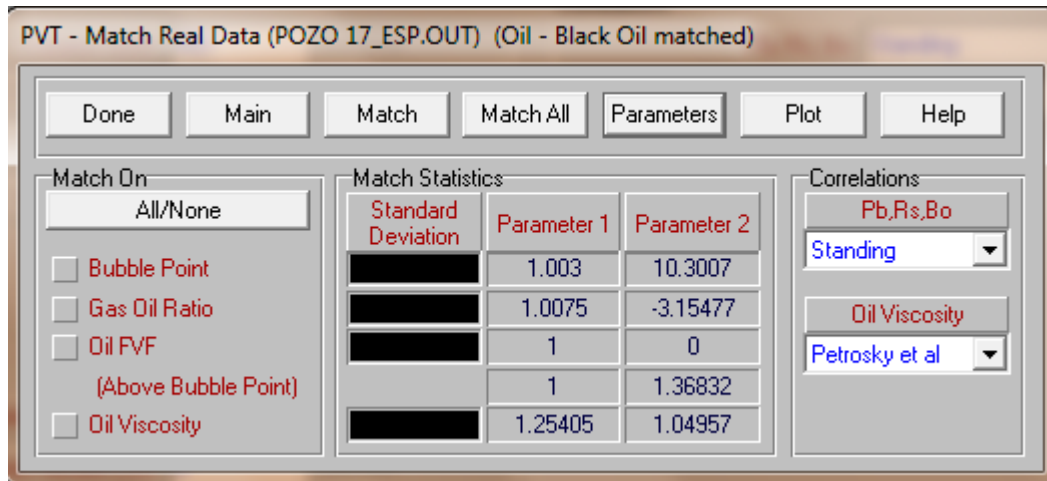
Figura 11. Módulo PVT de Prosper – Ventana “Match data”



Fuente: Los autores - Tomado de Prosper

Una vez ingresados los datos en la ventana de la figura 11, se da clic en “Done” y vuelve a la ventana de la figura 10, donde se da clic en el botón “Regression” y se abrirá la ventana mostrada en la figura 12.

Figura 12. Módulo PVT de Prosper – Ventana “Regression”



Fuente: Los autores - Tomado de Prosper

Una vez en la ventana de la figura 12, se da clic en el botón de “Match all”, el sistema compara entre las correlaciones que tiene programadas y elige entre

todas de tal forma que el “Parameter 1” sea el más cercano a 0, el “Parameter 2” sea lo más cercano a 1 y la menor desviación estándar posible. Ver figura 13.

El resultado de su elección lo mostrará en la ventana de la figura 12 en su parte derecha.

Figura 13. Módulo PVT de Prosper – Ventana “Correlations parameters”

PVT - Correlation Parameters (POZO 17_ESP.OUT) (Oil - Black Oil matched)

Done Cancel Main Reset all Help

Bubble Point

	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beqqs	Petrosky et al
Parameter 1	0.89943	1.003	0.93127	0.94041	0.98298
Parameter 2	-434.852	10.3007	-275.227	-233.619	-60.8127
Std deviation					
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Solution GOR

	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beqqs	Petrosky et al
Parameter 1	1.00988	1.0075	1	1.00283	1.18252
Parameter 2	-4.1523	-3.15477	0	-1.19164	-76.7783
Std deviation	0.070711			1.3125e-8	0.207711
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Oil FVF

	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beqqs	Petrosky et al
Parameter 1	0.99755	1	1	1	0.9932
Parameter 2	-0.0024585	0	0	0	-0.0068993
Parameter 3	1	1	1	1	1
Parameter 4	1e-8	1.36832	1.36832	0	1e-8
Std deviation	0.0017429				0.0017429
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Oil Viscosity

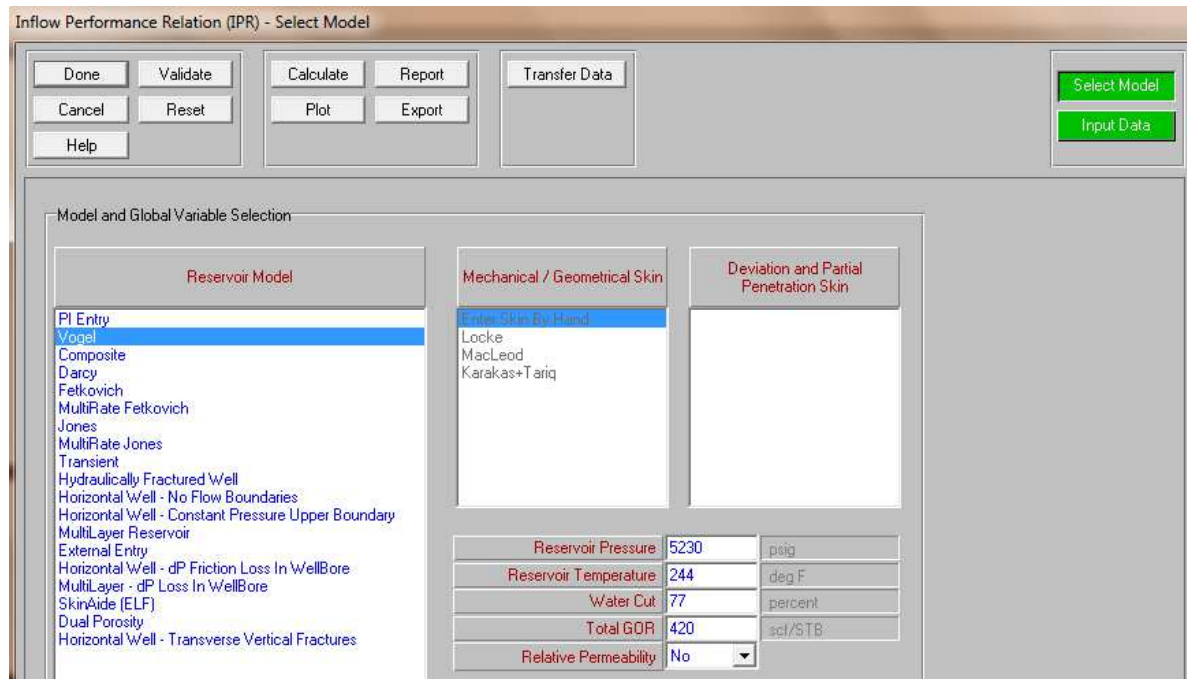
	Beal et al	Beqqs et al	Petrosky et al
Parameter 1	1.675	2.59412	1.25405
Parameter 2	1.78999	2.37219	1.04957
Std deviation			
	Reset	Reset	Reset

Fuente: Los autores - Tomado de Prosper

Es importante que en la ventana de la figura 10 aparezca el letrero “PVT is matched” para continuar con la generación de la curva IPR del pozo.

- c. Curva IPR del pozo: Para el caso del Pozo 17 se escogió Vogel, dado su alto GOR y que se contaba con un punto de prueba para que el sistema hiciera sus cálculos. Ver figura 14

Figura 14. Módulo IPR de Prosper

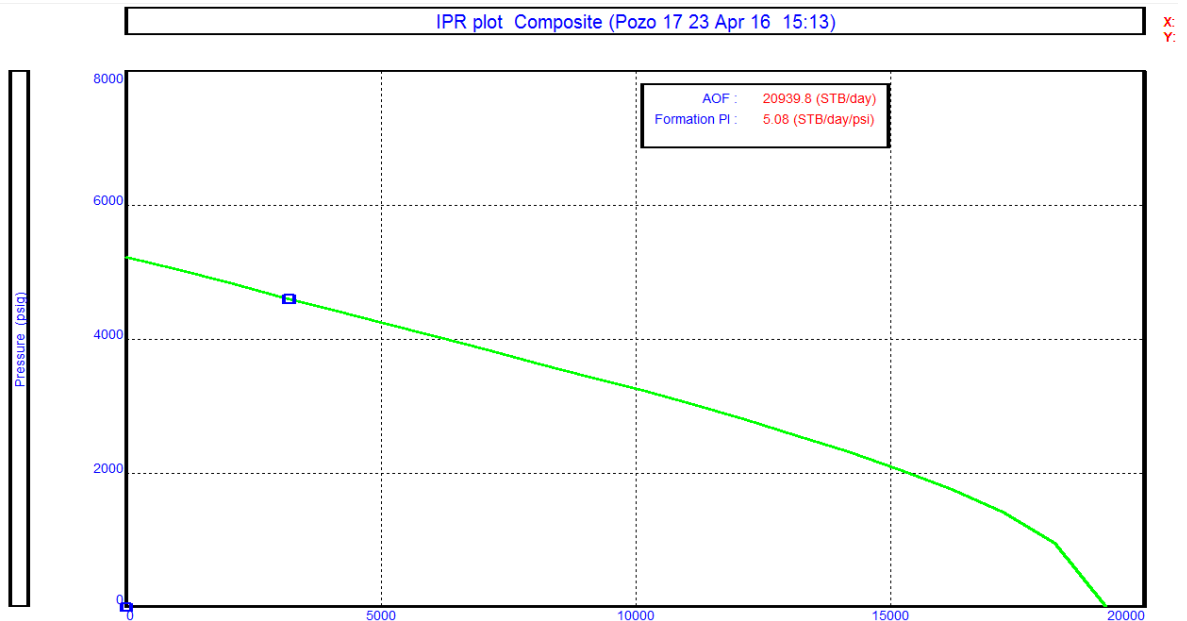


Fuente: Los autores - Tomado de Prosper

Una vez en la ventana de la figura 14, se ingresan los datos de la parte inferior y se da clic en el botón “input data” ubicado en la parte superior derecha de la ventana. En la nueva ventana emergente se ingresa el punto de prueba del pozo.

Una vez realizado esto, se da clic en el botón “Calculate” y seguido en el botón “Plot”. La figura 15 muestra la curva IPR resultante del Pozo 17.

Figura 15. Curva IPR del Pozo 17



Fuente: Los autores - Tomado de Prosper

Observe que el AOF del pozo es 20,939 Bbl/día, este es un dato a tener en cuenta para el diseño del equipo ESP, ya que en ningún momento la tasa de diseño debe superar el valor de AOF.

- d. Módulo "Equipment data": En el siguiente módulo se ingresan los datos del survey del pozo y del estado mecánico, observe que la profundidad del casing de producción que se reporta debe corresponder al tope de los perforados (ver Anexo B. Estados Mecánicos), pues es así como el software entiende que a partir de esta profundidad es que el pozo producirá. Ver figuras 16 y 17.

Figura 16. Ventana de Prosper para Survey del Pozo 17

DEVIATION SURVEY (POZO 17_ESP.OUT)

Done Cancel Main Help Import Plot Filter
Insert Delete Copy Cut Paste All

Input Data

	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Cumulative Displacement (feet)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	944	943.9	13.7384	0.83388
3	1322	1320.4	47.3799	5.106
4	1607	1602.7	86.5175	7.89308
5	4335	4262.6	692.253	12.8291
6	5192	5109.9	820.83	8.62875
7	7280	7194.9	932.718	3.07174
8	7352	7266.8	936.513	3.02158
9	12105	12018.4	1051.84	1.39039
10	12687	12597.2	1112.79	6.01123
11	13000	12908.9	1141.29	5.22342
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				

Fuente: Los autores - Tomado de Prosper

Figura 17. Ventana de Prosper para Estado mecánico del Pozo 17

DOWNHOLE EQUIPMENT (POZO 17_ESP.OUT)

Done Cancel Main Help Insert Delete Copy Cut Paste All Import Export Report

Input Data

	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	0							
2		Tubing	11000	2.992	0.0006	3.5	0.0006	8.535	0.0006	1
3		Casing	12494					8.535	0.0006	1
4		Casing	12687					6.184	0.0006	1
5										

Fuente: Los autores - Tomado de Prosper

- e. Módulo de diseño del ESP, se ingresan los datos a los cuales se quiere diseñar el sistema.

La profundidad de la bomba se consigue a ensayo y error teniendo en cuenta que el DLS no debe superar los 2°/100 ft en la profundidad que el usuario determine, esto lo puede revisar en el survey del pozo. Una vez ingresa dicha profundidad y los datos de diseño deseados, se da clic en el botón “Calculate” de la figura 18.

Figura 18. Ventana de Prósper para diseño ESP

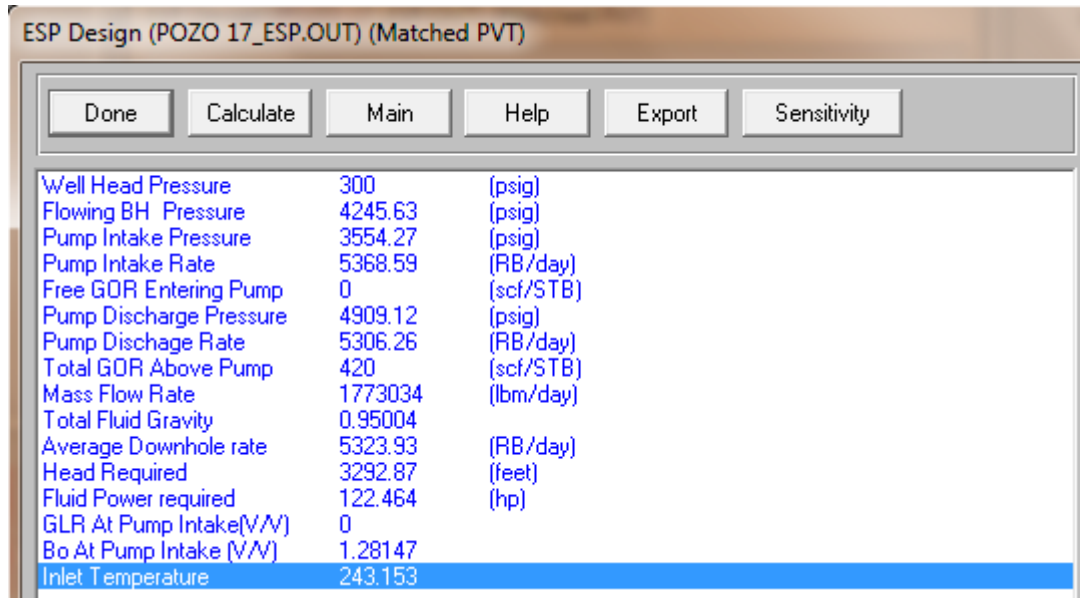
The screenshot shows a software window titled "ESP Design (POZO 17_ESP.OUT) (Matched PVT)". At the top, there is a toolbar with buttons for "Calculate", "Design", "Done", "Cancel", "Report", "Export", and "Help". Below the toolbar is a section labeled "Input Data" containing a table of design parameters.

Parameter	Value	Unit
Pump depth (Measured)	11000	feet
Operating Frequency	60	Hertz
Maximum OD	5.38	inches
Length Of Cable	11030	feet
Gas Separator Efficiency	0	percent
Design Rate	5000	STB/day
Water Cut	90	percent
Total GOR	420	scf/STB
Top Node Pressure	300	psig
Motor Power Safety Margin	90	percent
Pump Wear Factor	0	fraction
Pipe Correlation	Beggs and Brill	
Tubing Correlation	Petroleum Experts 2	
Gas DeRating Model	<none>	

Fuente: Los autores - Tomado de Prosper

Al dar clic en el botón “Calculate” de la figura 18, el software calculará todos los parámetros de diseño para escoger la bomba y motor que se ajusten a dichos resultados. Ver figura 19.

Figura 19. Ventana de Cálculos para diseño ESP



Parameter	Value	Unit
Well Head Pressure	300	(psig)
Flowing BH Pressure	4245.63	(psig)
Pump Intake Pressure	3554.27	(psig)
Pump Intake Rate	5368.59	(RB/day)
Free GOR Entering Pump	0	(scf/STB)
Pump Discharge Pressure	4909.12	(psig)
Pump Discharge Rate	5306.26	(RB/day)
Total GOR Above Pump	420	(scf/STB)
Mass Flow Rate	1773034	(lbm/day)
Total Fluid Gravity	0.95004	
Average Downhole rate	5323.93	(RB/day)
Head Required	3292.87	(feet)
Fluid Power required	122.464	(hp)
GLR At Pump Intake(V/V)	0	
Bo At Pump Intake (V/V)	1.28147	
Inlet Temperature	243.153	

Fuente: Los autores - Tomado de Prosper

Es importante revisar que la presión de entrada a la bomba sea superior numéricamente al valor de presión de burbuja, esto para evitar gasificación de las etapas, dicho en otras palabras, la línea de GOR libre a la entrada de la bomba debe ser igual a cero.

En caso contrario, el usuario puede volver a la ventana de la figura 18 y cambiar la profundidad, ya sea profundizando la bomba o no para conseguir evitar la gasificación de la misma, y con cada profundidad que el usuario coloque, el sistema volverá a calcular los parámetros de diseño, ver figura 19. Este proceso se repite hasta que el usuario considere que los parámetros de diseño son los adecuados para escoger el equipo de fondo.

Una vez aprobada la profundidad de asentamiento y parámetros de diseño, se procede a escoger el tipo de bomba, motor y cable de acuerdo a las opciones dadas por el software en la lista que despliega y que cumple con los parámetros de diseño. Claro está que el diseño también depende de los inventarios disponibles en el mercado. Ver figura 20.

Figura 20. Selección de la bomba, motor y cable del equipo ESP de fondo

ESP Design (POZO 17_ESP.OUT) (Matched PVT)

Done Cancel Main Help Plot

Input Data

Head Required	3290.97	feet	Pump Intake Pressure	3554.27	psig
Average Downhole Rate	5303.97	RB/day	Pump Intake Rate	5303.98	RB/day
Total Fluid Gravity	0.95904	sp. gravity	Pump Discharge Pressure	4909.12	psig
Free GOR Below Pump	0	scf/STB	Pump Discharge Rate	5304.26	RB/day
Total GOR Above Pump	4.00	scf/STB	Pump Mass Flow Rate	177.674	lbm/day
Pump Inlet Temperature	84.153	deg F	Average Cable Temperature	76.275	deg F

Select Pump: REDA GN5200 5.13 inches (3900-6600 RB/day)

Select Motor: ESP_Inc 456_55 360HP 2790V 84A

Select Cable: #1 Aluminium 0.33 (Volts/1000ft) 95 (amps) max

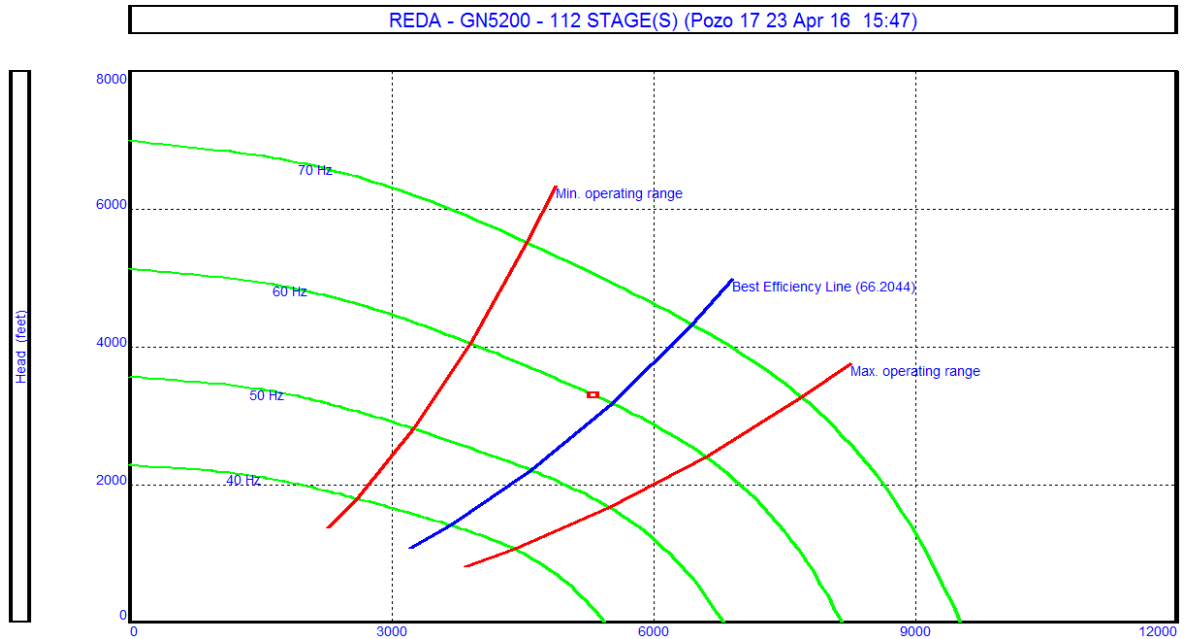
Results

Number Of Stages	112		Motor Efficiency	83.6816	percent
Power Required	352.494	hp	Power Generated	352.494	hp
Pump Efficiency	66.104	percent	Motor Speed	3455	rpm
Pump Outlet Temperature	245.989	deg F	Voltage Drop Along Cable	403.409	Volts
Current Used	83.274	amps	Voltage Required At Surface	7133.4	Volts
Surface KVA	40.601		Torque On Shaft	535.043	lb.ft

Fuente: Los autores - Tomado de Prosper

En la figura 21 se observa el tornado de la bomba generado por el software, donde claramente se observa que la tasa deseada está muy cerca de la curva de mayor eficiencia de la bomba.

Figura 21. Tornado de la bomba ESP



Fuente: Los autores - Tomado de Prosper

De esta manera, el diseño del sistema de levantamiento artificial tipo ESP para el Pozo 17 está terminado y queda de la siguiente manera:

- Tasa de diseño: 5000 BFPD
- Intake: 11000 ft
- Corte de agua: 90%
- Bomba: Reda GN5200 – 112 etapas
- Motor: 360 Hp / 2790 V / 84 Amps
- VSD: 500 KVA (Este dato se toma de la figura 20 de acuerdo al requerimiento de potencia, KVA en superficie).

El sello y los demás accesorios se eligen de acuerdo al diámetro de la bomba ESP y al inventario disponible en el momento.

El anterior diseño ESP para el Pozo 17 es fundamental para el análisis económico que se presentará más adelante en el capítulo de análisis económico.

3.2. DISEÑO ESP PARA EL POZO 11 y POZO 07

Para el diseño ESP del Pozo 11 y 07 se siguió el mismo procedimiento mostrado anteriormente para el diseño del Pozo 17. En el Anexo C se pueden observar las curvas IPR, Parámetros de diseño, ventana de elección del equipo ESP y tornado de la bomba para cada uno de los diseños de los Pozos 11 y 07.

En general, el diseño ESP del Pozo 11 queda así:

- Tasa de diseño: 4000 BFPD
- Intake: 10500 ft
- Corte de agua: 98%
- Bomba: Reda GN4000 – 80 etapas
- Motor: 250 Hp / 2360 V / 67 Amps
- VSD: 250 KVA
-

El diseño ESP del Pozo 07 queda como sigue:

- Tasa de diseño: 8000 BFPD
- Intake: 9500 ft
- Corte de agua: 95%
- Bomba: Reda GN8500 – 112 etapas
- Motor: 675 Hp / 3000 V / 133 Amps
- VSD: 750 KVA

3.3. DISEÑO ESP CON GAS LIFT

De acuerdo al alcance del proyecto, la idea de realizar este diseño combinado entre ESP y Gas lift, es que el segundo funcione de manera independiente como “back-up” del primero, por lo que el diseño como tal será muy sencillo. Y éste consistirá en realizar una combinación entre el diseño ESP realizado en el numeral anterior y el actual diseño tipo gas lift que tienen los pozos instalados.

La clave de la instalación de este sistema dual se evidencia en superficie en el momento de instalar tubo a tubo la sarta de producción.

4. ANÁLISIS TÉCNICO

Se realizó el análisis técnico utilizando cuadros comparativos para los principales aspectos técnicos que pueden verse involucrados en el proyecto. A continuación se presenta los cuadros correspondientes en forma de tablas:

Tabla 6. Cuadro comparativo de la implementación del proyecto en el campo de estudio. Item: Producción de crudo.

CUADRO COMPARATIVO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO EN EL CAMPO DE ESTUDIO		
ITEM	PRODUCCIÓN DE CRUDO	
	VENTAJA	DESVENTAJA
TIPO 1: IMPLEMENTACIÓN ESP	<p>De acuerdo a los análisis de formación que entrega el departamento de Yacimientos, los tres (3) pozos motivo de este estudio se encuentran por debajo del potencial.</p> <p>Con la implementación de ESP se puede llevar el pozo a su potencial de producción.</p> <p>A continuación se muestran los respectivos potenciales:</p> <p>Pozo 07: 8000 BFPD Pozo 11: 4000 BFPD Pozo 17: 5000 BFPD</p>	<p>La declinación de producción de crudo por aumento de la tasa de fluido total (llevar el pozo a potencial) de cada pozo incrementará a una razón de cambio más alta comparado con el caso base, puesto que el draw down causado por el funcionamiento de la ESP será mayor que el del gas lift.</p>
TIPO 2: IMPLEMENTACIÓN ESP + GAS LIFT	<p>Se podrá apreciar en los momentos en donde por alguna razón la ESP no pueda funcionar y entre el sistema gas lift como mecanismo de producción "back-up". Las pérdidas de producción de crudo se disminuirán considerablemente.</p>	<p>La producción dada por el sistema gas lift al ser "back-up" del sistema ESP, no tiene la misma tasa de producción. Esta será la del caso base (Tipo 3).</p>
TIPO 3: CASO BASE, SÓLO GAS LIFT	<p>La producción del pozo será más sostenible en el tiempo, pues su curva de declinación no será tan pronunciada al causar menos draw down por efecto de no tener el pozo en su potencial.</p>	<p>Dependiendo de la comercialidad del campo de estudio, se pueden dejar reservas sin producir por no tener el pozo en el potencial.</p>

Fuente: Los autores

Tabla 7. Cuadro comparativo de la implementación del proyecto en el campo de estudio. Item: Equipos de superficie.

CUADRO COMPARATIVO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO EN EL CAMPO DE ESTUDIO		
ITEM	EQUIPOS DE SUPERFICIE	
	VENTAJA	DESVENTAJA
TIPO 1: IMPLEMENTACIÓN ESP	Se estandarizará el tipo de levantamiento en el campo, pues los ocho (8) pozos que lo componen tendrían ESP, lo que puede facilitar su manejo al no tener combinaciones de sistemas de levantamiento artificial. Se liberarían los cuatro (4) compresores que actualmente operan en el campo de estudio, y podrían ser llevados a otros pozos del complejo	Tiene un alto costo de implementación debido a la compra de VSD, SUT y SDT para la implementación del proyecto.
TIPO 2: IMPLEMENTACIÓN ESP + GAS LIFT	Las mismas ventajas del tipo 1.	Las desventajas son las mismas del tipo 1, y adicionalmente se tendrían que conservar algunos compresores en el campo de estudio que podrían ser mejor utilizados para otros pozos que tenerlos de back-up y con un porcentaje de uso mínimo.
TIPO 3: CASO BASE, SÓLO GAS LIFT	El sistema ya está montado en superficie, no requiere inversión adicional.	N/A. El sistema ya se encuentra operando.

Fuente: Los autores

Tabla 8. Cuadro comparativo de la implementación del proyecto en el campo de estudio. Item: Mantenimiento de equipos de superficie.

CUADRO COMPARATIVO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO EN EL CAMPO DE ESTUDIO		
ITEM	MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE SUPERFICIE	
	VENTAJA	DESVENTAJA
TIPO 1: IMPLEMENTACIÓN ESP	Se reduce el tema de inventario de partes para mantenimiento de equipos de superficie, pues los ocho (8) pozos del campo de estudio tendrán los mismos equipos de superficie. No se tendrían fallas por corrosión de líneas de inyección de gas natural en superficie.	No tiene.
TIPO 2: IMPLEMENTACIÓN ESP + GAS LIFT	No tiene.	Se debe tener inventario de repuestos para mantenimiento de equipos de superficie para dos tipos de levantamiento artificial distintos, encareciendo y dificultando su manejo en bodega. Además de contar con especialistas en ambos tipos de equipos en superficie.
TIPO 3: CASO BASE, SÓLO GAS LIFT	El personal para mantenimiento de equipos en superficie ya está entrenado y los inventarios activos.	Como el campo de estudio ya tiene cinco (5) pozos con ESP, el hecho de contar con tres (3) en gas lift hace necesario tener distinto personal especialista para realizar los mantenimientos, encareciendo así la operación en el campo.

Fuente: Los autores

Tabla 9. Cuadro comparativo de la implementación del proyecto en el campo de estudio. Item: HSEQ.

CUADRO COMPARATIVO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO EN EL CAMPO DE ESTUDIO		
ITEM	HSEQ	
	VENTAJA	DESVENTAJA
TIPO 1: IMPLEMENTACIÓN ESP	No presenta líneas en superficie con altas presiones de inyección. Es un sistema que tiene una máxima presión de operación y después de esta las etapas de la bomba simplemente giran sin generar más cabeza (presión).	No tiene.
TIPO 2: IMPLEMENTACIÓN ESP + GAS LIFT	No tiene.	Sigue conservando las líneas de inyección de gas natural, aunque no presurizadas el 100% de las veces.
TIPO 3: CASO BASE, SÓLO GAS LIFT	Sistema que el campo conoce y maneja.	Líneas en superficie con altas presiones de inyección.

Fuente: Los autores

Tabla 10. Cuadro comparativo de la implementación del proyecto en el campo de estudio. Item: Tecnología.

CUADRO COMPARATIVO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO EN EL CAMPO DE ESTUDIO		
ITEM	TECNOLOGÍA	
	VENTAJA	DESVENTAJA
TIPO 1: IMPLEMENTACIÓN ESP	El sistema se deja automatizar y tener todas las variables y control del funcionamiento del mismo de un mismo sitio, normalmente en campo se le conoce como cuarto de control de operadores.	Cuando la transferencia de datos falla, es necesario realizar monitoreo manualmente en sitio con personal calificado y cierta frecuencia.
TIPO 2: IMPLEMENTACIÓN ESP + GAS LIFT	Las mismas ventajas del tipo 1.	Sigue conservando las líneas de inyección de gas natural, aunque no presurizadas el 100% de las veces.
TIPO 3: CASO BASE, SÓLO GAS LIFT	Sistema que el campo conoce y maneja.	Líneas en superficie con altas presiones de inyección.

Fuente: Los autores

De acuerdo a las comparaciones técnicas realizadas de la tabla 6 a la 10, se recomienda realizar el workover Tipo 1 para los tres (3) pozos motivo de este trabajo de monografía, puesto que representa más ventajas operativas para la empresa, tal como se puede observar en cada uno de los cuadros comparativos.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO

En el desarrollo del análisis económico del proyecto se debe tener en cuenta el horizonte del mismo, es decir, el periodo de tiempo en el cual se analizará el proyecto, que, para el caso de estudio de este trabajo será de dos (2) años.

El propósito de esta evaluación económica es revisar el comportamiento del flujo de caja en una eventual intervención a los tres (3) pozos del campo de estudio proponiendo ya sea un cambio en el sistema de levantamiento artificial a tipo ESP (tipo 1) o ESP con gas lift (tipo 2) y compararlo con seguir produciendo el pozo con gas lift (tipo 3), que sería el caso base. Esta comparación se hará utilizando algunos de los indicadores de rentabilidad más utilizados en el campo de la evaluación de proyectos, tales como: Valor presente neto (VPN), Tasa interna de retorno (TIR), Relación beneficio / costo (B/C), Tiempo de retorno de la inversión, entre otros.

Para términos del flujo de caja se considera un run life de ESP promedio equivalente a 683 días (22 meses), según se revisó en el capítulo 4 (ver tabla 5). Es decir, que a partir del periodo cero (0) en el cual se implemente el proyecto de cambio de ESP, en el mes 22 del flujo de caja se incluirá otro servicio de workover estimado para cambio de ESP de fondo para cada uno de los tres (3) pozos motivo del trabajo y para el workover tipo 1 y tipo 2

Con el objetivo de realizar el flujo de caja de manera incremental, también se consideró variación en el tiempo por cuenta de:

- Declinación de producción del pozo
- Variación del precio de venta del crudo.
- Aumento en el Lifting Cost para los tres (3) casos (tipo 1, 2 y 3)
- Aumento del potencial de producción en los pozos para los workover tipo 1 y tipo 2

5.1. INDICADORES DE RENTABILIDAD⁴

Los siguientes conceptos son citados por el autor Miranda, J (2012) en su libro “Gestión de Proyectos”:

⁴ MIRANDA, Juan José. Gestión de Proyectos. Séptima edición. Colombia: MM Editores. 2012.

5.2. VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El valor presente neto corresponde a la diferencia entre el valor presente de los ingresos (VPI) y el valor presente de los egresos (VPE): $VPN = VPI - VPE$

Aplicando la fórmula $P = F / (1 + i)^n$ que permite pasar a valor presente (P) los valores futuros (F) del periodo (n) estipulados en el flujo de caja con una tasa de oportunidad (i).

Los criterios establecidos de decisión tomando como instrumento el VPN, son:

VPN > 0, Recomendable

VPN = 0, Indiferente

VPN < 0, No recomendable

En conclusión, la regla de decisión será: se recomienda invertir en un proyecto cuando su VPN > 0.

5.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es la tasa de interés que equipara el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos, es decir: $VPI - VPE = 0$. En otras palabras, la tasa Interna de Retorno (TIR), es la tasa de interés que permite obtener un VPN = 0.

Los criterios establecidos de decisión para la viabilidad del proyecto, tomando como instrumento el TIR, son:

TIR > i, Recomendable

TIR = i, Indiferente

TIR < i, No recomendable

Siendo i, la tasa de oportunidad.

Es oportuno acotar por otro lado, que el criterio de la TIR presenta ciertas limitantes cuando la propuesta de inversión incluye flujos de caja no convencionales (se alternan en varios períodos las entradas y salidas de dinero), en tal circunstancia aparecen resultados equívocos pues se presentan múltiples tasas de interés que producen el efecto de VPN=0, por lo tanto cuando los flujos no son convencionales se recomienda aplicar otros indicadores de evaluación.

Concluyendo, se debe invertir en un proyecto cuando su TIR sea superior al costo de oportunidad, obviamente para niveles de riesgo similares. La TIR es entonces, la tasa de interés de oportunidad para la cual el proyecto será apenas aceptable, se constituye pues, en un valor crítico que representa la menor rentabilidad que el inversionista está dispuesto a aceptar.

5.4. RELACIÓN BENEFICIO – COSTO (B/C)

Los "costos" del proyecto constituyen el valor de los recursos utilizados en la producción del bien o en la prestación del servicio. Los "beneficios" son entonces el valor de los bienes y servicios generados por el proyecto. El análisis económico del "costo-beneficio" es una técnica de evaluación genérica que se emplea para determinar la conveniencia y oportunidad de un proyecto.

La técnica de evaluación en cuestión, se desarrolla en varias etapas:

- a. Identificación y cuantificación de los costos que afectan a los proyectos, tanto directos como indirectos.
- b. Determinación plena de los beneficios directos e indirectos que se pueden asignar al proyecto.
- c. Diseño de las metodologías conducentes a cuantificar correctamente tanto los costos como los beneficios.
- d. Con base a lo anterior se obtiene un registro de los valores de todos los recursos que utilizará el proyecto tanto en la etapa de instalación como en la etapa de operación, lo mismo que el valor de los bienes o servicios que producirá durante la producción.
- e. Luego se comparan los costos y beneficios y se establece la diferencia. Se suelen aceptar entonces aquellos proyectos cuyos ingresos superen a los respectivos costos. Otra forma es realizar la relación beneficios / costos (B/C), los criterios establecidos de decisión para la viabilidad del proyecto, tomando como instrumento la relación beneficio / costo (B/C), son:

B/C > 1,	Recomendable
B/C = 1,	Indiferente
B/C < 1,	No recomendable

5.5. TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN (“PAYBACK”)

El tiempo de retorno de la inversión o “payback” o "plazo de recuperación" es un criterio estático de valoración de inversiones que permite seleccionar un determinado proyecto sobre la base de cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja. Resulta muy útil cuando se quiere realizar una inversión de elevada incertidumbre y de esta forma tenemos una idea del tiempo que tendrá que pasar para recuperar el dinero que se ha invertido.

La forma de calcularlo es mediante la suma acumulada de los flujos de caja, hasta que ésta iguale a la inversión inicial.

5.6. COSTOS DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE SUPERFICIE

Para este análisis económico, primero se revisarán los costos de mantenimiento de los equipos de superficie de ambos métodos de levantamiento artificial, tanto para Gas Lift como para ESP, esto con el fin de incluirlos dentro de la hoja de Excel diseñada para realizar el análisis económico del proyecto.

La tabla 11 muestra la estadística de costos de mantenimiento promedio para los equipos de superficie asociados al sistema de levantamiento tipo ESP y su respectivo tiempo de pérdida de producción en horas para un pozo productor tomando como muestra la población de pozos en el complejo. Dada la magnitud de los valores comparada con el análisis económico global del trabajo, se ha decidido obviar estos costos dentro del mismo, por representar menos del 1% de impacto dentro del mismo, tanto en costo como en tiempo de pérdidas de producción.

Tabla 11. Costo de mantenimiento de equipos de superficie para el sistema de levantamiento tipo ESP

Costo Mantenimiento de equipos de superficie ESP		
Año	Costo promedio de materiales [USD]	Tiempo promedio parada de pozos [Hrs]
2010	\$ 2.890,00	1,5
2011	\$ 3.400,00	2,3
2012	\$ 2.780,00	1,2
2013	\$ 3.342,00	1,7
2014	\$ 2.789,00	2,6
2015	\$ 2.894,00	1,4

Fuente: Los autores

Tabla 12. Costo de mantenimiento de compresores para el sistema de levantamiento tipo gas Lift.

Histórico Costos de mantenimiento de Compresores para inyección de gas				
Año	Costo Promedio [USD]	Tiempo promedio parada de pozo [Hrs] Mnto 1000 y 2000 horas	Tiempo promedio parada de pozo [Hrs] Mnto 5000 hrs (208 días)	Tiempo promedio parada de pozo [Hrs] Mnto 10000 hrs (417 días)
2011	\$ 22.661,4			
2012	\$ 21.577,9			
2013	\$ 24.244,0	4	12	36
2014	\$ 22.435,8			
2015	\$ 19.557,4			
Promedio	\$ 22.095,3			

Fuente: Los autores

La tabla 12 muestra el costo promedio por año de la población de compresores para inyectar gas natural en un sistema de levantamiento tipo Gas Lift y el tiempo promedio según experiencia de campo y para los compresores instalados en todo el complejo petrolero, que conlleva el mantenimiento para las 1000, 2000, 5000 y 10000 horas. Como los compresores que inyectan gas natural a los tres (3) pozos motivo de este trabajo (Pozo 07, 11 y 17) ya cuentan con el mantenimiento de 5000 horas, para el análisis económico se tomará el costo y el tiempo promedio para el mantenimiento de 10000 horas, incluido en el mes catorce (14) del horizonte del proyecto.

5.7. COSTOS DE INTERVENCIÓN CON EQUIPOS RIGLESS

Por experiencia de campo, las intervenciones de este tipo en el complejo están alrededor de los USD 1300 por trabajo con unidad de slickline con un apagado de pozo equivalente a dieciocho (18) horas y costos asociados a cambios de válvulas de gas Lift de acuerdo a condición del pozo. La frecuencia de trabajos tipo rigless en un pozo del complejo con sistema de levantamiento tipo Gas Lift está en promedio cada seis (6) meses.

5.8. COSTOS DE INTERVENCIÓN CON EQUIPOS DE WORKOVER

En el Anexo D se muestran los estimados operativos para los dos tipos de workover (tipo 1 y 2) que se consideran en este trabajo de monografía. Para el tipo 3 no se tienen tiempos operativos, ya que el tipo 3 corresponde al caso base, es

decir, como actualmente se encuentran los pozos produciendo, que es con gas Lift:

- Workover tipo 1: Convertir el pozo con sistema gas Lift a sistema ESP
- Workover tipo 2: Convertir el pozo con sistema gas Lift a un sistema dual ESP con Gas Lift

En la tabla 13 se muestra el estimado de costos de cada intervención tipo para el Pozo 17, y el cual se incorporará en el cuadro de análisis económico correspondiente.

Tabla 13. Costos de intervención por tipo de completamiento para el Pozo 17

ITEM	Tipo de Tarifa	Tarifa	TIPO DE COMPLETAMIENTO		
			Tipo 1: ESP	Tipo 2: ESP + gas lift	Tipo 3: Gas lift
			Costo	Costo	Costo
Días de operación promedio por trabajo	N/A	N/A	7,2	7,3	0,8
Costo taladro de reacondicionamiento (WO)	USD/día	\$ 12.454	\$ 89.155	\$ 90.297	\$ -
Movilización del taladro de WO	Global	\$ 12.422	\$ 12.422	\$ 12.422	\$ -
Equipo ESP	Global	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ -
Tubería de producción (Recambio 10%)	USD/FT	\$ 9	\$ 9.900	\$ 9.900	\$ -
Otros materiales (Empaque, mid joints, et..)	Global	\$ 11.000	\$ 11.000	\$ 11.000	\$ -
Cable de potencia	USD/FT	\$ 10	\$ 110.000	\$ 110.000	\$ -
QCI/BIW/Penetrador	Global	\$ 10.000	\$ 10.000	\$ 10.000	\$ -
VSD	Unidad	\$ 48.748	\$ 48.748	\$ 48.748	\$ -
SDT	Unidad	\$ 13.864	\$ 13.864	\$ 13.864	\$ -
SUT	Unidad	\$ 19.667	\$ 19.667	\$ 19.667	\$ -
Válvulas gas lift	Unidad	\$ 10.000	\$ -	\$ 30.000	\$ 30.000
Generador eléctrico	Global	\$ -			\$ -
Slick line	Día	\$ 1.300	\$ 1.300	\$ 1.300	\$ 1.300
Costo total (\$USD/mes)			\$ 466.056,22	\$ 497.197,84	\$ 31.300,00

Fuente: Los autores

5.9. COSTOS POR REPARACIÓN Y CAMBIO DE TUBERÍA POR CORROSIÓN

Tabla 14. Costos por reparación y cambio de tubería por corrosión

COSTOS POR REPARACIÓN Y CAMBIO DE TUBERÍA POR CORROSIÓN EN EL CAMPO DE ESTUDIO				
Año	Costo [USD]	Producción perdida [BO]	# de pozos con Gas lift	Costo promedio por pozo / año
2010	\$ 15.000	680	8	\$ 1.875
2011	\$ 22.000	947	8	\$ 2.750
2012	\$ 57.000	1444	8	\$ 7.125
2013	\$ 140.000	4031	8	\$ 17.500
2014	\$ 5.000	282	3	\$ 1.667
2015	\$ 3.000	412	3	\$ 1.000

Fuente: Los autores

De la tabla 14 se puede observar que el costo asociado por reparación y cambio de tubería de inyección de gas natural debido a corrosión correspondiente a los años 2012 y 2013 están por fuera del promedio de costo por pozo por año, esto se debe a que durante estos dos años se realizó una campaña de cambio de tuberías de inyección de superficie.

Por tanto, obviando estos valores correspondientes a dichos años, se puede considerar un promedio de costo de reparación y cambio de tubería de inyección de gas natural debido a corrosión equivalente a USD 1823 por año por pozo con sistema gas lift instalado y un tiempo promedio de apagado de pozo equivalente a 12 horas.

5.10. RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO

5.10.1 Resultados Análisis económico Pozo 17

Se ingresaron todas las consideraciones ya expuestas a lo largo de este capítulo en una hoja de Excel para realizar el análisis de resultados. Se tomará un precio del barril de crudo equivalente a USD 48,00 como referencia para el primer año del horizonte del proyecto y una disminución de dicha referencia en un 30% para

el segundo año, y una tasa de oportunidad equivalente al 12% efectivo anual, en general, las tablas 15 y 16 muestran las consideraciones tomadas en la construcción de los flujos de caja incrementales correspondientes al pozo 17 para las propuestas de workover tipo 1, tipo 2 y tipo 3 (caso base).

Tabla 15. Consideraciones para la realización del análisis económico del workover tipo 1 y tipo 2 para el Pozo 17

Decremento de producción estimada (BOPM) por pozo Intervenido + Declinación	11,25
Costo operativo (USD/bbl) - lifting cost	18,35
Aumento del lifting cost mensual	0,5%
Declinación de la producción (%/año)	18%
Declinación de la producción (%/mensual)	1,50%
Periodo mensual considerado (Días)	30,00
Producción promedio/pozo (BOPD)	750,00
Precio del crudo/BBL	48,00
Precio estimado de ajuste por calidad de crudo (USD/bbl)	4,00
Precio estimado de venta del crudo (USD) año 1	25,65
Precio estimado de venta del crudo (USD) año 2	17,95
Tasa de actualización estimada mensual	1%
Tasa de actualización estimada anual	12%

Fuente: Los autores.

Tabla 16. Consideraciones para la realización del análisis económico del workover tipo 3 para el Pozo 17

Mantenimiento de compresores en superficie a las 10000 horas (417 días = mes 14)	\$ 22.095,30
Decremento de producción estimada (BOPM) por pozo Intervenido + Declinación	3,18
Costo operativo (USD/bbl) - lifting cost	\$ 18,58
Aumento del lifting cost mensual	0,5%
Declinación de la producción (%/año)	11,0%
Declinación de la producción (%/mensual)	0,9%
Periodo mensual considerado (Días)	30,00
Producción promedio/pozo (BOPD)	347,30
Precio del crudo/BBL	\$ 48,00
Precio estimado de ajuste por calidad de crudo (USD/bbl)	\$ 4,00
Precio estimado de venta del crudo (USD) año 1	\$ 25,65
Precio estimado de venta del crudo (USD) año 2	\$ 17,95
Tasa de actualización estimada mensual	1%
Tasa de actualización estimada anual	12%

Fuente: Los autores

Es importante anotar que, como se observa en las tablas 15 y 16, la producción de crudo por día de las intervenciones tipo 1 y tipo 2 son distintas a las del caso base (tipo 3), debido a que como se vio en el diseño del ESP para el Pozo 17, la producción del pozo está muy por debajo del potencial, esto como se mencionó en el capítulo de análisis técnico, migrar hacia un sistema ESP le permitiría al pozo producir a su potencial.

De acuerdo a lo anterior, el corte de agua en el periodo cero (0) para el caso tipo 1 y 2 se asumió a un mayor valor comparado con el tipo 3 para poder capturar de alguna manera el cambio instantáneo en el draw down del Pozo 17.

En las tablas 17 a la 19 se muestran los flujos de caja incrementales para cada tipo de intervención del Pozo 17.

Tabla 17. Flujo de caja incremental para el Pozo 17 – Intervención tipo 1

Periodo	Mes	Barriles producidos por periodo (BOPM) considerando declinación	Regalías (BOPM)	Ingreso real por ventas considerando variación en precio de venta	Ingreso total @ periodo o (USD)	Costo Workover (USD/mes)	Costo operativo (USD/mes)	Egreso total (USD)	Egreso total @ periodo o (USD)	Flujo de caja no descontado (USD)	Flujo de caja @ periodo o (USD)	Sumatoria de flujos netos de caja @ periodo o (USD)
0	1	17.130,93	1.370,47	\$ 404.242,84	\$ 404.242,84	\$ 466.056,22	\$ 314.366,35	\$ 780.422,58	\$ 780.422,58	\$ (376.179,74)	\$ (376.179,74)	\$ (376.179,74)
1	2	22.162,50	1.773,00	\$ 522.974,18	\$ 517.796,21	\$ -	\$ 408.733,31	\$ 408.733,31	\$ 404.686,44	\$ 114.240,87	\$ 113.109,77	\$ (263.069,97)
2	3	21.830,06	1.746,41	\$ 515.129,56	\$ 504.979,48	\$ -	\$ 404.615,32	\$ 404.615,32	\$ 396.642,80	\$ 110.514,24	\$ 108.336,67	\$ (154.733,30)
3	4	21.502,61	1.720,21	\$ 507.402,62	\$ 492.479,98	\$ -	\$ 400.538,82	\$ 400.538,82	\$ 388.759,03	\$ 106.863,80	\$ 103.720,95	\$ (51.012,35)
4	5	21.180,07	1.694,41	\$ 499.791,58	\$ 480.289,88	\$ -	\$ 396.503,39	\$ 396.503,39	\$ 381.031,97	\$ 103.288,19	\$ 99.257,92	\$ 48.245,57
5	6	20.862,37	1.668,99	\$ 492.294,71	\$ 468.401,52	\$ -	\$ 392.508,62	\$ 392.508,62	\$ 373.458,48	\$ 99.786,09	\$ 94.943,04	\$ 143.188,61
6	7	20.549,44	1.643,95	\$ 484.910,29	\$ 456.807,42	\$ -	\$ 388.554,10	\$ 388.554,10	\$ 366.035,54	\$ 96.356,19	\$ 90.771,89	\$ 233.960,50
7	8	20.241,19	1.619,30	\$ 477.636,63	\$ 445.500,31	\$ -	\$ 384.639,41	\$ 384.639,41	\$ 358.760,13	\$ 92.997,22	\$ 86.740,18	\$ 320.700,68
8	9	19.937,58	1.595,01	\$ 470.472,08	\$ 434.473,07	\$ -	\$ 380.764,17	\$ 380.764,17	\$ 351.629,32	\$ 89.707,91	\$ 82.843,75	\$ 403.544,43
9	10	19.638,51	1.571,08	\$ 463.415,00	\$ 423.718,79	\$ -	\$ 376.927,97	\$ 376.927,97	\$ 344.640,26	\$ 86.487,03	\$ 79.078,53	\$ 482.622,96
10	11	19.343,93	1.547,51	\$ 456.463,78	\$ 413.230,70	\$ -	\$ 373.130,42	\$ 373.130,42	\$ 337.790,10	\$ 83.333,35	\$ 75.440,60	\$ 558.063,56
11	12	19.053,78	1.524,30	\$ 449.616,82	\$ 403.002,22	\$ -	\$ 369.371,13	\$ 369.371,13	\$ 331.076,11	\$ 80.245,68	\$ 71.926,11	\$ 629.989,67
12	13	18.767,97	1.501,44	\$ 310.010,80	\$ 275.118,84	\$ -	\$ 365.649,72	\$ 365.649,72	\$ 324.495,56	\$ (55.638,92)	\$ (49.376,72)	\$ 580.612,95
13	14	18.486,45	1.478,92	\$ 305.360,63	\$ 268.308,97	\$ -	\$ 361.965,80	\$ 361.965,80	\$ 318.045,81	\$ (56.605,16)	\$ (49.736,84)	\$ 530.876,11
14	15	18.209,15	1.456,73	\$ 300.780,23	\$ 261.667,66	\$ -	\$ 358.318,99	\$ 358.318,99	\$ 311.724,26	\$ (57.538,77)	\$ (50.056,60)	\$ 480.819,51
15	16	17.936,02	1.434,88	\$ 296.268,52	\$ 255.190,74	\$ -	\$ 354.708,93	\$ 354.708,93	\$ 305.528,35	\$ (58.440,41)	\$ (50.337,62)	\$ 430.481,89
16	17	17.666,98	1.413,36	\$ 291.824,49	\$ 248.874,13	\$ -	\$ 351.135,24	\$ 351.135,24	\$ 299.455,60	\$ (59.310,74)	\$ (50.581,46)	\$ 379.900,43
17	18	17.401,97	1.392,16	\$ 287.447,13	\$ 242.713,88	\$ -	\$ 347.597,55	\$ 347.597,55	\$ 293.503,55	\$ (60.150,42)	\$ (50.789,66)	\$ 329.110,77
18	19	17.140,94	1.371,28	\$ 283.135,42	\$ 236.706,11	\$ -	\$ 344.095,50	\$ 344.095,50	\$ 287.669,80	\$ (60.960,09)	\$ (50.963,69)	\$ 278.147,08
19	20	16.883,83	1.350,71	\$ 278.888,39	\$ 230.847,05	\$ -	\$ 340.628,74	\$ 340.628,74	\$ 281.952,01	\$ (61.740,35)	\$ (51.104,96)	\$ 227.042,13
20	21	16.630,57	1.330,45	\$ 274.705,06	\$ 225.133,01	\$ -	\$ 337.196,91	\$ 337.196,91	\$ 276.347,86	\$ (62.491,85)	\$ (51.214,85)	\$ 175.827,28
21	22	8.649,90	691,99	\$ 142.879,74	\$ 115.936,94	\$ 328.777,26	\$ 176.259,95	\$ 505.037,22	\$ 409.802,43	\$ (362.157,47)	\$ (293.865,50)	\$ (118.038,22)
22	23	16.135,39	1.290,83	\$ 266.525,72	\$ 214.125,75	\$ -	\$ 330.436,62	\$ 330.436,62	\$ 265.471,53	\$ (63.910,90)	\$ (51.345,77)	\$ (169.383,99)
23	24	15.893,36	1.271,47	\$ 262.527,83	\$ 208.825,61	\$ -	\$ 327.107,47	\$ 327.107,47	\$ 260.194,95	\$ (64.579,64)	\$ (51.369,34)	\$ (220.753,33)
Total		443.235,50	\$ 35.458,84	\$ 9.044.704,04	\$ 8.228.371,13	\$ 794.833,49	\$ 8.585.754,46	\$ 9.380.587,95	\$ 8.449.124,46	\$ (335.883,90)	\$ (220.753,33)	
VPN				\$ 8.228.371,13		\$ 732.836,01	\$ 7.716.288,45	\$ 8.449.124,46				

Fuente: Los autores

Tabla 18. Flujo de caja incremental para el Pozo 17 – Intervención tipo 2

Periodo	Mes	Barriles producidos por periodo (BOPM) considerando	Regalías (BOPM)	Ingreso real por ventas considerando variación en precio de venta	Ingreso total @ periodo o (USD)	Costo Workover (USD/mes)	Costo operativo (USD/mes)	Egreso total (USD)	Egreso total @ periodo o (USD)	Flujo de caja no descontado (USD)	Flujo de caja @ periodo o (USD)	Sumatoria de flujos netos de caja @ periodo o (USD)
0	1	17.130,93	1.370,47	\$ 404.242,84	\$ 404.242,84	\$ 497.197,84	\$ 314.366,35	\$ 811.564,19	\$ 811.564,19	\$ (407.321,36)	\$ (407.321,36)	\$ (407.321,36)
1	2	22.162,50	1.773,00	\$ 522.974,18	\$ 517.796,21	\$ -	\$ 408.733,31	\$ 408.733,31	\$ 404.686,44	\$ 114.240,87	\$ 113.109,77	\$ (294.211,59)
2	3	21.830,06	1.746,41	\$ 515.129,56	\$ 504.979,48	\$ -	\$ 404.615,32	\$ 404.615,32	\$ 396.642,80	\$ 110.514,24	\$ 108.336,67	\$ (185.874,91)
3	4	21.502,61	1.720,21	\$ 507.402,62	\$ 492.479,98	\$ -	\$ 400.538,82	\$ 400.538,82	\$ 388.759,03	\$ 106.863,80	\$ 103.720,95	\$ (82.153,96)
4	5	21.180,07	1.694,41	\$ 499.791,58	\$ 480.289,88	\$ -	\$ 396.503,39	\$ 396.503,39	\$ 381.031,97	\$ 103.288,19	\$ 99.257,92	\$ 17.103,95
5	6	20.862,37	1.668,99	\$ 492.294,71	\$ 468.401,52	\$ -	\$ 392.508,62	\$ 392.508,62	\$ 373.458,48	\$ 99.786,09	\$ 94.943,04	\$ 112.046,99
6	7	20.549,44	1.643,95	\$ 484.910,29	\$ 456.807,42	\$ -	\$ 388.554,10	\$ 388.554,10	\$ 366.035,54	\$ 96.356,19	\$ 90.771,89	\$ 202.818,88
7	8	20.241,19	1.619,30	\$ 477.636,63	\$ 445.500,31	\$ -	\$ 384.639,41	\$ 384.639,41	\$ 358.760,13	\$ 92.997,22	\$ 86.740,18	\$ 289.559,06
8	9	19.937,58	1.595,01	\$ 470.472,08	\$ 434.473,07	\$ -	\$ 380.764,17	\$ 380.764,17	\$ 351.629,32	\$ 89.707,91	\$ 82.843,75	\$ 372.402,81
9	10	19.638,51	1.571,08	\$ 463.415,00	\$ 423.718,79	\$ -	\$ 376.927,97	\$ 376.927,97	\$ 344.640,26	\$ 86.487,03	\$ 79.078,53	\$ 451.481,35
10	11	19.343,93	1.547,51	\$ 456.463,78	\$ 413.230,70	\$ -	\$ 373.130,42	\$ 373.130,42	\$ 337.790,10	\$ 83.333,35	\$ 75.440,60	\$ 526.921,94
11	12	19.053,78	1.524,30	\$ 449.616,82	\$ 403.002,22	\$ -	\$ 369.371,13	\$ 369.371,13	\$ 331.076,11	\$ 80.245,68	\$ 71.926,11	\$ 598.848,05
12	13	18.767,97	1.501,44	\$ 310.010,80	\$ 275.118,84	\$ -	\$ 365.649,72	\$ 365.649,72	\$ 324.495,56	\$ (55.638,92)	\$ (49.376,72)	\$ 549.471,33
13	14	18.486,45	1.478,92	\$ 305.360,63	\$ 268.308,97	\$ -	\$ 361.965,80	\$ 361.965,80	\$ 318.045,81	\$ (56.605,16)	\$ (49.736,84)	\$ 499.734,49
14	15	18.209,15	1.456,73	\$ 300.780,23	\$ 261.667,66	\$ -	\$ 358.318,99	\$ 358.318,99	\$ 311.724,26	\$ (57.538,77)	\$ (50.056,60)	\$ 449.677,89
15	16	17.936,02	1.434,88	\$ 296.268,52	\$ 255.190,74	\$ -	\$ 354.708,93	\$ 354.708,93	\$ 305.528,35	\$ (58.440,41)	\$ (50.337,62)	\$ 399.340,28
16	17	17.666,98	1.413,36	\$ 291.824,49	\$ 248.874,13	\$ -	\$ 351.135,24	\$ 351.135,24	\$ 299.455,60	\$ (59.310,74)	\$ (50.581,46)	\$ 348.758,81
17	18	17.401,97	1.392,16	\$ 287.447,13	\$ 242.713,88	\$ -	\$ 347.597,55	\$ 347.597,55	\$ 293.503,55	\$ (60.150,42)	\$ (50.789,66)	\$ 297.969,15
18	19	17.140,94	1.371,28	\$ 283.135,42	\$ 236.706,11	\$ -	\$ 344.095,50	\$ 344.095,50	\$ 287.669,80	\$ (60.960,09)	\$ (50.963,69)	\$ 247.005,46
19	20	16.883,83	1.350,71	\$ 278.888,39	\$ 230.847,05	\$ -	\$ 340.628,74	\$ 340.628,74	\$ 281.952,01	\$ (61.740,35)	\$ (51.104,96)	\$ 195.900,51
20	21	16.630,57	1.330,45	\$ 274.705,06	\$ 225.133,01	\$ -	\$ 337.196,91	\$ 337.196,91	\$ 276.347,86	\$ (62.491,85)	\$ (51.214,85)	\$ 144.685,66
21	22	14.192,07	1.135,37	\$ 234.425,69	\$ 190.220,08	\$ 359.918,88	\$ 289.193,27	\$ 649.112,16	\$ 526.709,19	\$ (414.686,46)	\$ (336.489,11)	\$ (191.803,44)
22	23	16.135,39	1.290,83	\$ 266.525,72	\$ 214.125,75	\$ -	\$ 330.436,62	\$ 330.436,62	\$ 265.471,53	\$ (63.910,90)	\$ (51.345,77)	\$ (243.149,22)
23	24	15.893,36	1.271,47	\$ 262.527,83	\$ 208.825,61	\$ -	\$ 327.107,47	\$ 327.107,47	\$ 260.194,95	\$ (64.579,64)	\$ (51.369,34)	\$ (294.518,56)
Total		448.777,67	\$ 35.902,21	\$ 9.136.249,99	\$ 8.302.654,27	\$ 857.116,72	\$ 8.698.687,78	\$ 9.555.804,50	\$ 8.597.172,83	\$ (419.554,51)	\$ (294.518,56)	
VPN				\$ 8.302.654,27		\$ 789.246,88	\$ 7.807.925,95	\$ 8.597.172,83		\$ (294.518,56)		

Fuente: Los autores

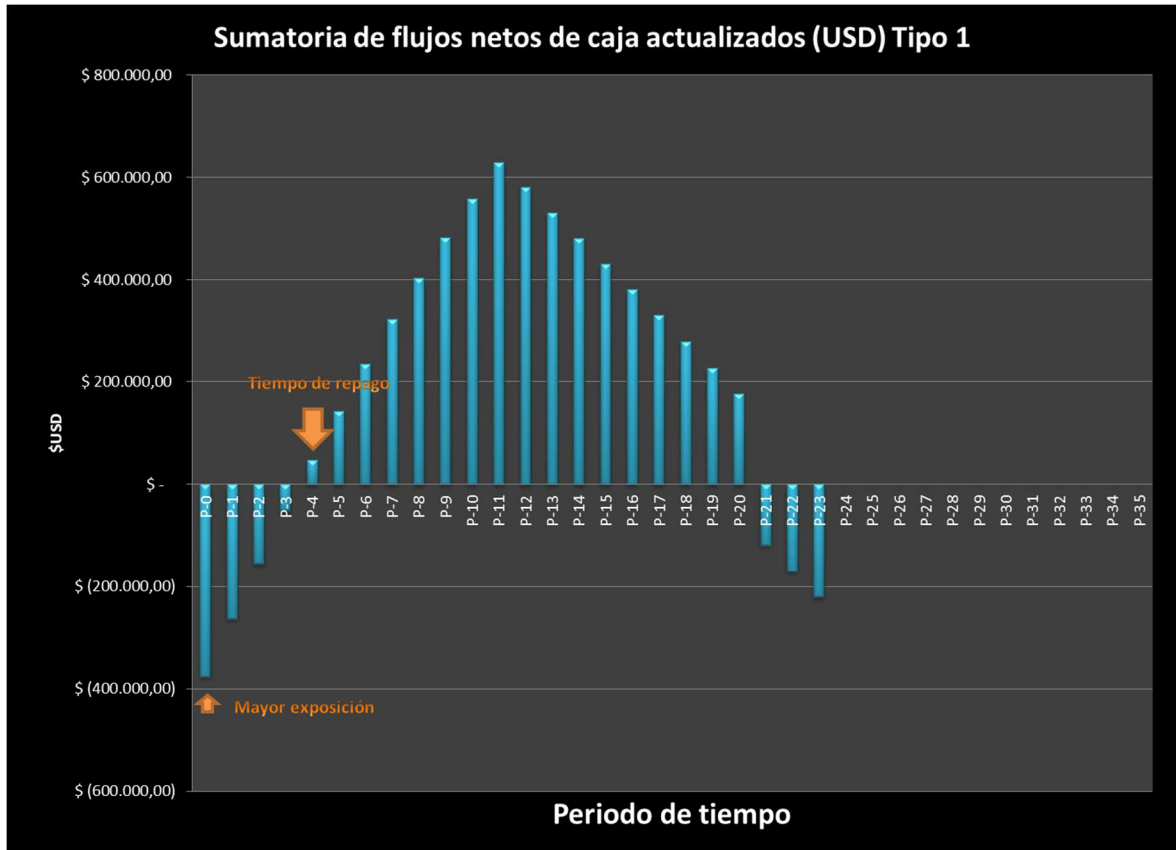
Tabla 19. Flujo de caja incremental para el Pozo 17 – Intervención tipo 3

Periodo	Mes	Barriles producidos por periodo (BOPM) considerando declinación	Regalías (BOPM)	Ingreso real por ventas considerando variación en precio de venta	Ingreso total @ periodo o (USD)	Costo Wellservice (USD/mes)	Costo operativo (USD/mes)	Egreso total (USD)	Egreso total @ periodo o (USD)	Flujo de caja no descontado (USD)	Flujo de caja @ periodo o (USD)	Sumatoria de flujos netos de caja @ periodo o (USD)
0	1	10.158,53	812,68	\$ 239.713,31	\$ 239.713,31	\$ 31.300,00	\$ 188.783,93	\$ 220.083,93	\$ 220.083,93	\$ 19.629,38	\$ 19.629,38	\$ 19.629,38
1	2	10.323,49	825,88	\$ 243.606,09	\$ 241.194,15	\$ -	\$ 192.808,90	\$ 192.808,90	\$ 190.899,90	\$ 50.797,19	\$ 50.294,25	\$ 69.923,63
2	3	10.228,86	818,31	\$ 241.373,03	\$ 236.617,03	\$ -	\$ 191.996,69	\$ 191.996,69	\$ 188.213,60	\$ 49.376,35	\$ 48.403,44	\$ 118.327,07
3	4	10.135,10	810,81	\$ 239.160,45	\$ 232.126,77	\$ -	\$ 191.187,90	\$ 191.187,90	\$ 185.565,10	\$ 47.972,55	\$ 46.561,68	\$ 164.888,75
4	5	10.042,19	803,38	\$ 236.968,14	\$ 227.721,73	\$ -	\$ 190.382,52	\$ 190.382,52	\$ 182.953,86	\$ 46.585,62	\$ 44.767,87	\$ 209.656,62
5	6	9.701,38	776,11	\$ 228.926,04	\$ 217.815,27	\$ 31.300,00	\$ 184.841,02	\$ 216.141,02	\$ 205.650,77	\$ 12.785,01	\$ 12.164,50	\$ 221.821,12
6	7	9.858,93	788,71	\$ 232.643,64	\$ 219.160,83	\$ -	\$ 188.781,93	\$ 188.781,93	\$ 177.841,12	\$ 43.861,71	\$ 41.319,72	\$ 263.140,83
7	8	9.768,55	781,48	\$ 230.511,07	\$ 215.001,84	\$ -	\$ 187.986,69	\$ 187.986,69	\$ 175.338,58	\$ 42.524,39	\$ 39.663,26	\$ 302.804,10
8	9	9.679,01	774,32	\$ 228.398,06	\$ 210.921,77	\$ -	\$ 187.194,79	\$ 187.194,79	\$ 172.871,25	\$ 41.203,26	\$ 38.050,52	\$ 340.854,62
9	10	9.430,45	754,44	\$ 222.532,67	\$ 203.470,48	\$ 1.823,00	\$ 183.299,46	\$ 185.122,46	\$ 169.264,84	\$ 37.410,20	\$ 34.205,64	\$ 375.060,26
10	11	9.502,37	760,19	\$ 224.229,95	\$ 202.992,45	\$ -	\$ 185.621,00	\$ 185.621,00	\$ 168.040,27	\$ 38.608,95	\$ 34.952,18	\$ 410.012,44
11	12	9.179,89	734,39	\$ 216.620,15	\$ 194.161,77	\$ 31.300,00	\$ 180.218,09	\$ 211.518,09	\$ 189.588,68	\$ 5.102,05	\$ 4.573,09	\$ 414.585,53
12	13	9.328,96	746,32	\$ 154.096,54	\$ 136.752,85	\$ -	\$ 184.060,43	\$ 184.060,43	\$ 163.344,29	\$ (29.963,90)	\$ (26.591,44)	\$ 387.994,09
13	14	8.781,27	702,50	\$ 145.049,79	\$ 127.449,82	\$ 22.095,30	\$ 174.120,83	\$ 196.216,13	\$ 172.407,77	\$ (51.166,34)	\$ (44.957,95)	\$ 343.036,14
14	15	9.158,72	732,70	\$ 151.284,38	\$ 131.611,81	\$ -	\$ 182.512,99	\$ 182.512,99	\$ 158.779,54	\$ (31.228,61)	\$ (27.167,73)	\$ 315.868,40
15	16	9.074,76	725,98	\$ 149.897,61	\$ 129.114,23	\$ -	\$ 181.744,16	\$ 181.744,16	\$ 156.545,23	\$ (31.846,55)	\$ (27.431,01)	\$ 288.437,40
16	17	8.991,58	719,33	\$ 148.523,55	\$ 126.664,04	\$ -	\$ 180.978,56	\$ 180.978,56	\$ 154.342,36	\$ (32.455,01)	\$ (27.678,32)	\$ 260.759,07
17	18	8.686,42	694,91	\$ 143.483,03	\$ 121.153,84	\$ 31.300,00	\$ 175.710,78	\$ 207.010,78	\$ 174.795,24	\$ (63.527,75)	\$ (53.641,40)	\$ 207.117,67
18	19	8.827,49	706,20	\$ 145.813,09	\$ 121.902,27	\$ -	\$ 179.457,03	\$ 179.457,03	\$ 150.029,18	\$ (33.643,93)	\$ (28.126,91)	\$ 178.990,76
19	20	8.746,57	699,73	\$ 144.476,47	\$ 119.588,94	\$ -	\$ 178.701,06	\$ 178.701,06	\$ 147.918,00	\$ (34.224,59)	\$ (28.329,06)	\$ 150.661,70
20	21	8.666,39	693,31	\$ 143.152,11	\$ 117.319,52	\$ -	\$ 177.948,28	\$ 177.948,28	\$ 145.836,53	\$ (34.796,18)	\$ (28.517,01)	\$ 122.144,69
21	22	8.443,83	675,51	\$ 139.475,88	\$ 113.174,94	\$ 1.823,00	\$ 174.245,37	\$ 176.068,37	\$ 142.867,18	\$ (36.592,48)	\$ (29.692,25)	\$ 92.452,44
22	23	8.508,23	680,66	\$ 140.539,68	\$ 112.909,05	\$ -	\$ 176.452,23	\$ 176.452,23	\$ 141.761,05	\$ (35.912,55)	\$ (28.852,00)	\$ 63.600,44
23	24	8.219,49	657,56	\$ 135.770,12	\$ 107.997,22	\$ 31.300,00	\$ 171.316,20	\$ 202.616,20	\$ 161.169,39	\$ (66.846,08)	\$ (53.172,17)	\$ 10.428,27
Total		223.442,45	\$ 17.875,40	\$ 4.526.244,83	\$ 4.106.535,94	\$ 182.241,30	\$ 4.390.350,84	\$ 4.572.592,14	\$ 4.096.107,67	\$ (46.347,31)	\$ 10.428,27	
VPN				\$ 4.106.535,94		\$ 163.022,54	\$ 3.933.085,13	\$ 4.096.107,67		\$ 10.428,27		

Fuente: Los autores

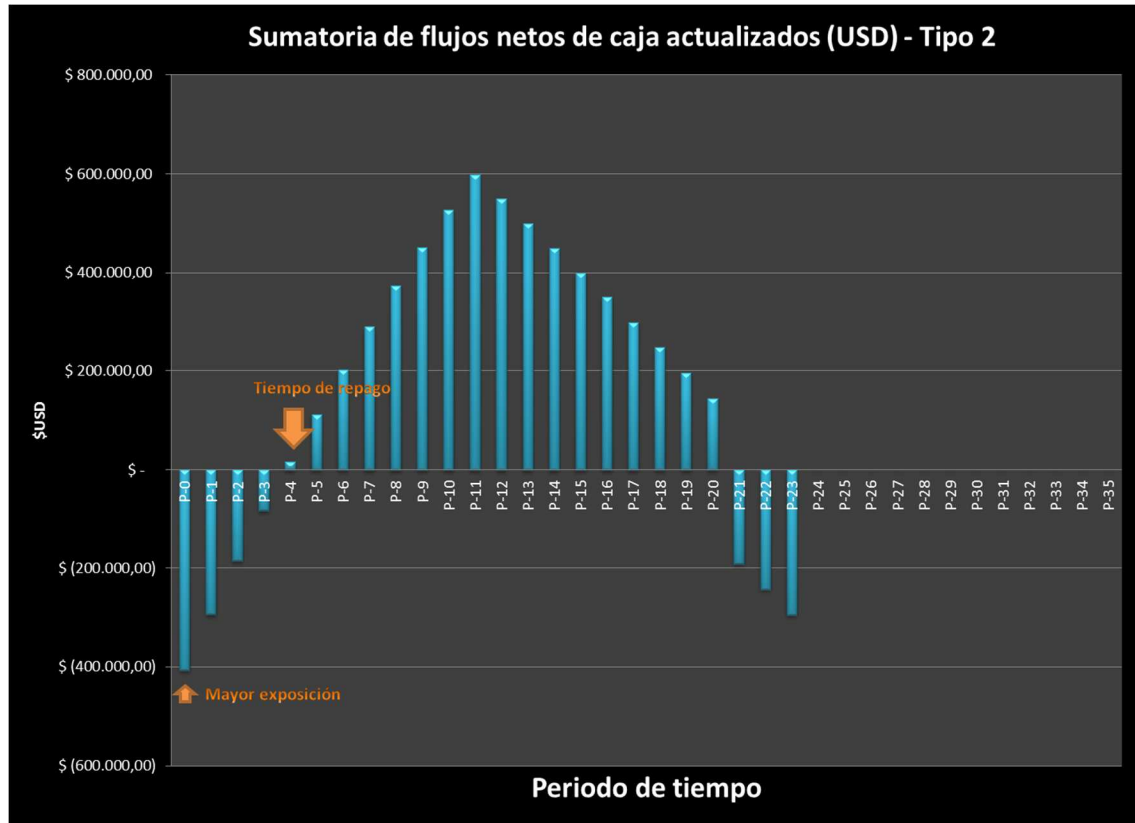
De las tablas 17 a la 19 se obtienen las gráficas de las figuras 22 y 23 en donde se puede apreciar el tiempo de repago del proyecto para las intervenciones tipo 1 y tipo 2 correspondientes al Pozo 17.

Figura 22. Gráfica del tiempo de repago “Payback” para un workover tipo 1 en el Pozo 17



Fuente: Los autores

Figura 23. Gráfica del tiempo de repago “Payback” para un workover tipo 2 en el Pozo 17.



Fuente: Los autores

Tabla 20. Indicadores financieros correspondientes al Pozo 17.

Indicadores	Indicadores financieros			Unidades	Comentarios
	Incremental tipo 1	Incremental tipo 2	Incremental tipo 3		
Reservas	443,24	448,78	223,44	Mbbls	Ofrece la mayor idea del grado de materialidad del activo.
VPN (12%)	(220,75)	(294,52)	10,43	MUS\$	Muestra la capacidad del proyecto de generar valor, lo que favorece proyectos grandes. No captura la magnitud de las inversiones.
Tiempo de repago	5	5	No aplica	Mes	Indica cuánto dura expuesta la inversión. Se revisa en situaciones de alto riesgo país. Muy intuitivo y fácil de calcular.
TIR	4,35%	5,87%	0,80%	%	Muestra la rentabilidad del proyecto, favoreciendo aquellos con ingresos tempranos. No ofrece una idea la capacidad de generar caja.
OPEX totales	9.380,59	9.555,80	4.572,59	MUS\$	Costos operacionales totales a lo largo de la vida del proyecto.
Relación Beneficio-costos (B/C ratio)	11,23	10,52	25,19	Adimensional	Utilizado por algunas compañías en lugar del DROI.
Eficiencia de la inversión	-3,32	-2,68	15,63	Adimensional	Presenta la eficiencia en el uso del capital invertido. Útil para seleccionar entre varios proyectos.

Fuente: Los autores

La tabla 20 muestra el resumen de todos los indicadores financieros ya mencionados con anterioridad en este capítulo correspondiente al Pozo 17.

Al observar la tabla 20 se puede concluir que, para los actuales precios internacionales del barril de crudo, USD 48,00; para un horizonte de proyecto equivalente a dos (2) años y aunque el tiempo de repago “payback” es bajo (5 meses), no es recomendable realizar el cambio de sistema de levantamiento artificial para el Pozo 17, pues el VPN es negativo para ambos proyectos (Tipo 1 y 2), la TIR es claramente inferior a la tasa de oportunidad del 12%, la relación beneficio-costos para el proyecto es el más bajo comparado con el caso base (tipo 3). Se recomendaría volver a correr el análisis económico bajo otro momento del mercado con un precio internacional del barril de crudo más alto que el actual.

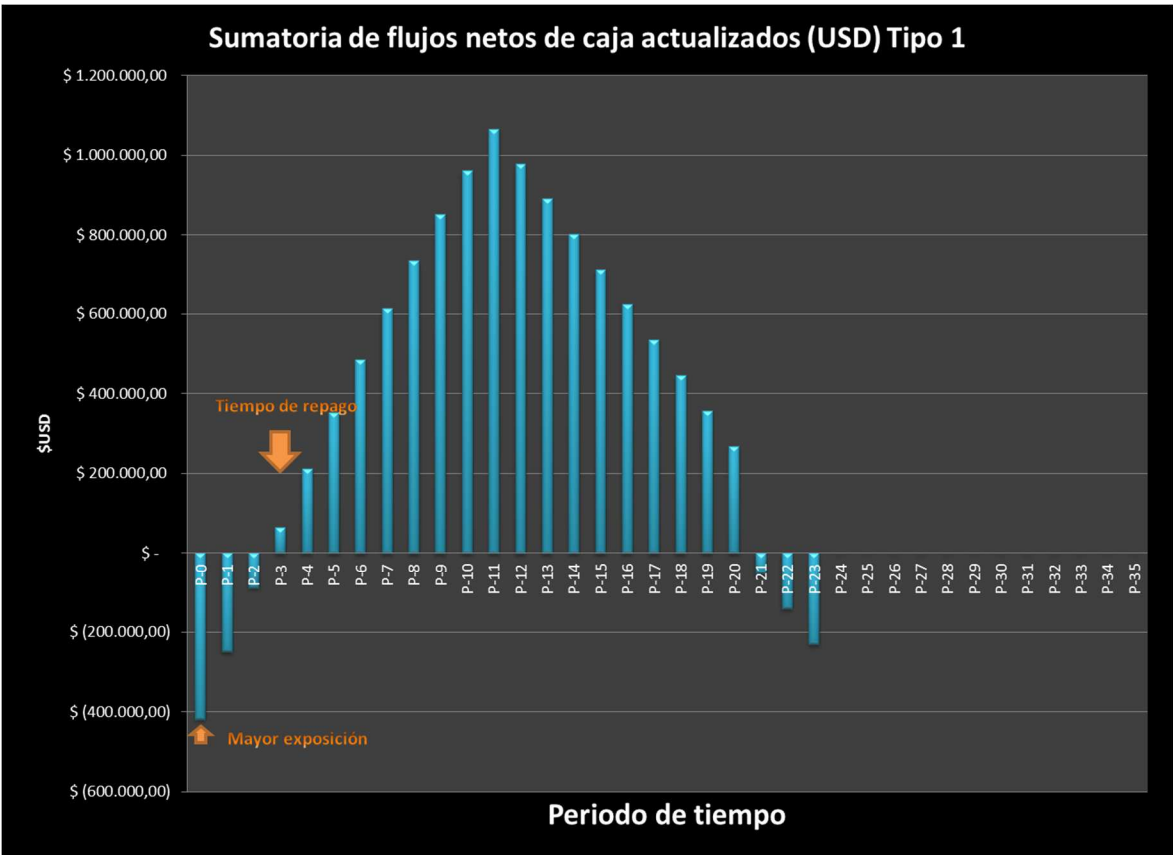
5.10. Resultados Análisis económico Pozo 07

Se tomaron iguales consideraciones que para el Pozo 17 y la metodología de análisis es la misma. En el Anexo E se pueden observar los costos de workover y los flujos de caja incrementales para el Pozo 07.

Cabe anotar aquí que los costos de intervención del Pozo 07 son más altos que los correspondientes al Pozo 17 debido a que el tamaño de la bomba electro sumergible es de mayor capacidad de producción y por tanto, los equipos de superficie y de fondo requeridos son de mayor costo.

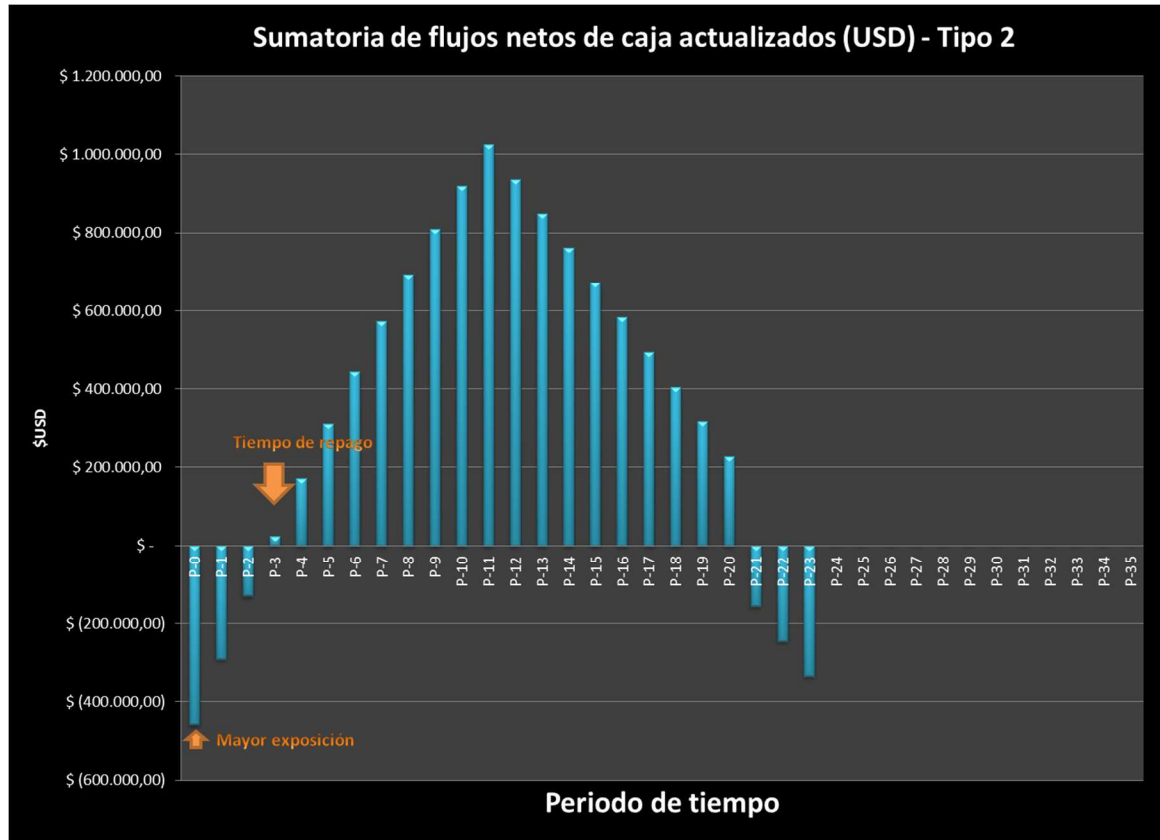
Al observar las gráficas de las figuras 24 y 25 se puede notar que el tiempo de repago “payback” del proyecto para el Pozo 07 se encuentra en 4 meses.

Figura 24. Gráfica del tiempo de repago “Payback” para un workover tipo 1 en el Pozo 07



Fuente: Los autores

Figura 25. Gráfica del tiempo de repago “Payback” para un workover tipo 2 en el Pozo 07



Fuente: Los autores

Tabla 21. Indicadores financieros correspondientes al Pozo 07.

Indicadores	Indicadores financieros			Unidades	Comentarios
	Incremental tipo 1	Incremental tipo 2	Incremental tipo 3		
Reservas	709,81	718,40	322,41	Mbls	Ofrece la mayor idea del grado de materialidad del activo.
VPN (12%)	(230,38)	(334,12)	(25,47)	MUS\$	Muestra la capacidad del proyecto de generar valor, lo que favorece proyectos grandes. No captura la magnitud de las inversiones.
Tiempo de repago	4	4	No aplica	Mes	Indica cuánto dura expuesta la inversión. Se revisa en situaciones de alto riesgo país. Muy intuitivo y fácil de calcular.
TIR	2,94%	3,89%	1,35%	%	Muestra la rentabilidad del proyecto, favoreciendo aquellos con ingresos tempranos. No ofrece una idea la capacidad de generar caja.
OPEX totales	14.780,51	15.039,63	6.593,92	MUS\$	Costos operacionales totales a lo largo de la vida del proyecto.
Relación Beneficio-coste (B/C ratio)	15,84	14,66	28,29	Adimensional	Utilizado por algunas compañías en lugar del DROI.
Eficiencia de la inversión	-3,58	-2,69	-8,16	Adimensional	Presenta la eficiencia en el uso del capital invertido. Útil para seleccionar entre varios proyectos.

Fuente: Los autores

La tabla 21 muestra el resumen de todos los indicadores financieros ya mencionados con anterioridad en este capítulo correspondiente al Pozo 07.

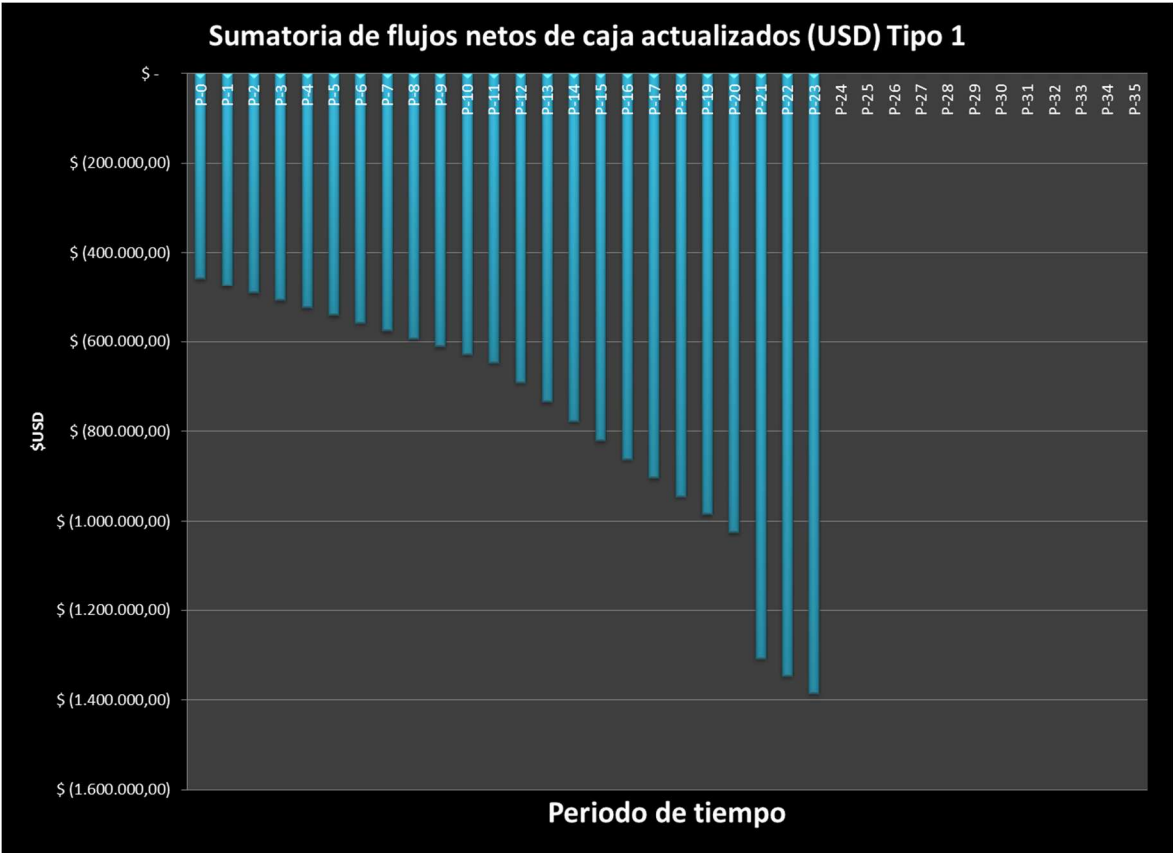
Al observar la tabla 21 se puede concluir lo mismo que para el Pozo 17, y aunque el tiempo de repago “payback” es menor que para el caso anterior (4 meses), no es recomendable realizar el cambio de sistema de levantamiento artificial para el Pozo 07, pues el VPN es negativo para ambos proyectos (Tipo 1 y 2), la TIR es claramente inferior a la tasa de oportunidad del 12%, la relación beneficio-costos para el proyecto es el más bajo comparado con el caso base (tipo 3). Y al igual que para el caso del Pozo 17, se recomienda volver a correr el análisis económico bajo otro momento del mercado con un precio internacional del barril de crudo más alto que el actual.

5.11. Resultados Análisis económico Pozo 11

La metodología de análisis usada para el Pozo 11 no varía con respecto a las anteriores. En el Anexo F se pueden observar los costos de workover y los flujos de caja incrementales para el Pozo 11.

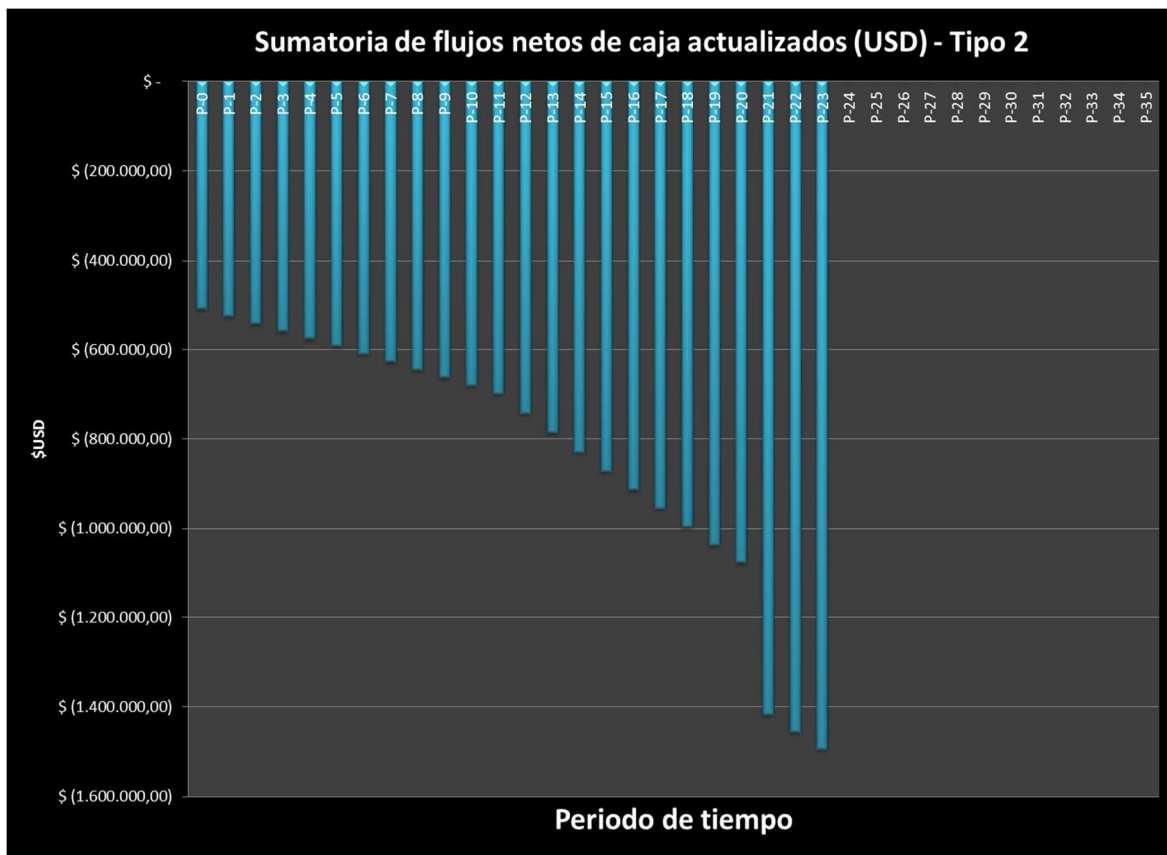
Al observar las gráficas de las figuras 26 y 27 se puede notar que no hay tiempo de repago “payback” del proyecto para el Pozo 11.

Figura 26. Gráfica del tiempo de repago “Payback” para un workover tipo 1 en el Pozo 11



Fuente: Los autores

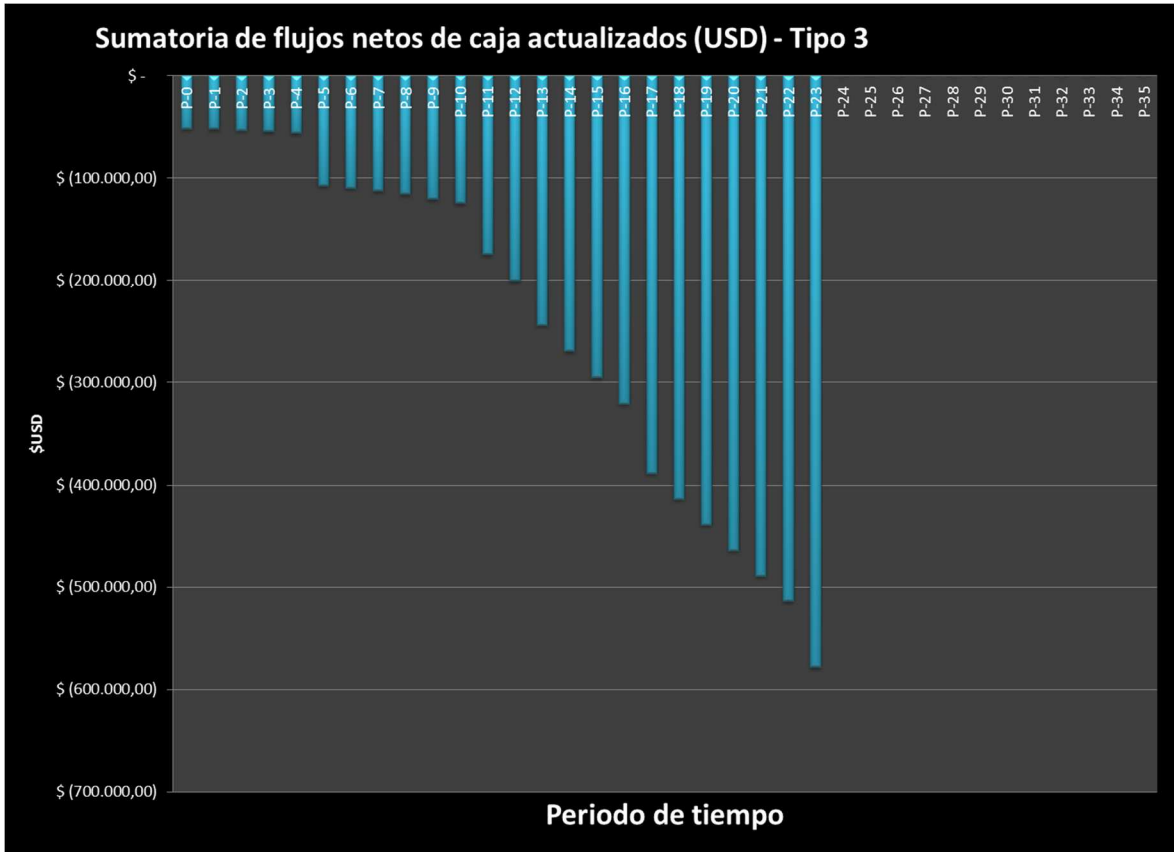
Figura 27. Gráfica del tiempo de repago “Payback” para un workover tipo 2 en el Pozo 11



Fuente: Los autores

La gráfica de la figura 28, que corresponde al caso base (Tipo 3) para el Pozo 11 muestra que bajo la situación actual del mercado internacional del precio del crudo no es rentable tener el pozo en línea produciendo.

Figura 28. Gráfica del tiempo de repago “Payback” para un workover tipo 3 en el Pozo 11



Fuente: Los autores

De acuerdo a lo visualizado en las tres (3) gráficas de las figuras anteriores, se decide no calcular los indicadores financieros correspondientes al Pozo 11, y, por el contrario, se recomienda el apagado del pozo.

CONCLUSIONES

De acuerdo a la información histórica revisada para el complejo y campo de estudio evaluado se comprobó que, efectivamente, las principales causas de pérdidas por producción están asociadas a trabajos de Workover, esperando taladro de Workover después la falla al equipo de fondo y reparación por líneas de inyección de gas por corrosión.

Con los diseños de ESP realizados a los pozos evaluados en el campo de estudio, se puede aumentar la producción de los mismos al llevarlos a su potencial de yacimiento, algo imposible de realizar con el sistema de actual que tienen instalados Gas Lift.

De acuerdo al análisis técnico realizado en este trabajo de monografía, se concluye que técnicamente es más factible realizar el cambio de levantamiento artificial a ESP y no a un sistema Dual ESP + Gas Lift, debido a que con el segundo, tendríamos que conservar todos los equipos de superficie asociados a Gas Lift, sin la posibilidad de aprovechar estos equipos de superficie en otros pozos donde el pudiera requerir.

Económicamente no es viable realizar estos trabajos de cambio de sistema de levantamiento artificial a ESP de los Pozos 07 y 17, esto debido a que el actual precio internacional del Petróleo no es suficiente y los indicadores financieros como el VPN es negativo para ambos proyectos (Tipo 1 y 2), la TIR es claramente inferior a la tasa de oportunidad del 12%, la relación beneficio-costos aunque es mayor a 1, no es suficiente. Por otro lado, esta relación para ambos pozos es mejor para el workover tipo 1, es decir, cambio a ESP comparado con el sistema dual propuesto a lo largo del trabajo.

RECOMENDACIONES

Correr de nuevo el análisis económico para los pozos 07 y 17 bajo otra condición de precio internacional de barril de petróleo de tal forma que se encuentre por encima del utilizado en la evaluación de este trabajo.

De acuerdo a los flujos de caja incrementales que se realizaron para la evaluación económica del Pozo 11, se recomienda dar apagado al pozo de forma inmediata, pues bajo los precios internacionales del barril de crudo actual, no es rentable para la multinacional operar dicho pozo con su actual sistema de levantamiento artificial instalado (Gas Lift).

Bajo el caso hipotético de realizar la instalación de un sistema artificial tipo ESP, es necesario que se revise de manera adecuada la metalurgia de los equipos en fondo debido a los fluidos altamente corrosivos que pueden generar afectación al equipo de fondo y se vería afectado seriamente las finanzas de la compañía. Además se recomendaría instalar en el centro de generación, un sistema más estable en voltaje para no afectar los variadores y tener posibles apagados de pozos y afectación de los equipos en fondo.

Con un sistema de levantamiento tipo ESP para los pozos motivos de este trabajo, se garantizaría la recuperación de potencial perdido del yacimiento, siempre y cuando, el proceso de transición de la producción hasta llegar a su potencial se haga progresiva y no agresivamente.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos cuenca llanos orientales. 2012

BIDONE, Alfredo. Operaciones con bombas electro sumergibles. En: Curso “in house” de Cepsa. (Febrero: Madrid, España). Memorias. Madrid, 2014.

BORJA, Hubert y CASTAÑO, Ricardo. Production optimization by combined artificial lift systems and its application in two Colombian fields. En Society of Petroleum Engineers, SPE 53966. 1999.

BROWN, Kermit. The Technology of artificial Lift Methods. Primera edición. Tulsa: Penwell Books, 1997.

CALDERÓN, Zuly y PÉREZ, Martha. Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de grado en ingeniería. Primera edición. Colombia: División de Publicaciones UIS. Agosto 2011.

MIRANDA, Juan José. Gestión de Proyectos. Séptima edición. Colombia: MM Editores. 2012.

MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. UIS. Tesis de Grado. 2007

PRAKOSO, N.F. Single String Packerless ESP Gas Lift Hybrid; Optimizing Production and Minimizing Loss. En Society of Petroleum Engineers, SPE 128974. January 2010.

ROHMAN, A.F.; ARSETO, Y.I. y HAMZAH, K. Redesign of a Single String Packerless ESP-Gas lift Hybrid. En Society of Petroleum Engineers, SPE-176291-MS. October 2015.

SAMIEH, A.; KAMEL, I. y METWALLY, A. Intelligent Production Application {ESP/GL hybrid system (electro-gas)}. En Society of Petroleum Engineers, SPE-173696-MS. November 2014.

ANEXOS

ANEXO A. Cromatografía del gas de inyección

Composition of Gas Descarga Compresores (From Chromatographic Technique)

Component	Mol %	GPM	MW	Liq Dens (gm/cc)
Hydrogen Sulfide	0,00			
Carbon Dioxide	14,35		44,010	0,8172
Nitrogen	0,59		28,013	0,8086
Methane	70,89		16,043	0,2997
Ethane	8,03	2,143	30,070	0,3558
Propane	3,35	0,921	44,097	0,5065
iso-Butane	0,63	0,206	58,123	0,5623
n-Butane	1,02	0,321	58,123	0,5834
iso-Pentane	0,35	0,128	72,150	0,6241
n-Pentane	0,30	0,108	72,150	0,6305
Hexanes	0,22	0,085	84,000	0,6850
Heptanes	0,12	0,050	96,000	0,7220
Octanes	0,09	0,041	107,000	0,7450
Nonanes	0,05	0,025	121,000	0,7640
Decanes	0,01	0,005	134,000	0,7780
Undecanes	0,00			
Dodecanes plus	0,00			
Totals	100,00	4,033		

Sampling Conditions

**1900 psig
128 °F**

Sample Characteristics

This is Core Lab sample number 303

Critical Pressure (psia)	720,5
Critical Temperature (°R)	412,4
Average Molecular Weight	23,64
Calculated Gas Gravity (air = 1.000)	0,816
Gas Gravity	
Factor, Fg	1,1068
Super Compressibility Factor, Fpv	
at sampling conditions	1,1356
Gas Z-Factor	
at sampling conditions *	0,775

at 14.7 psia and 60 °F

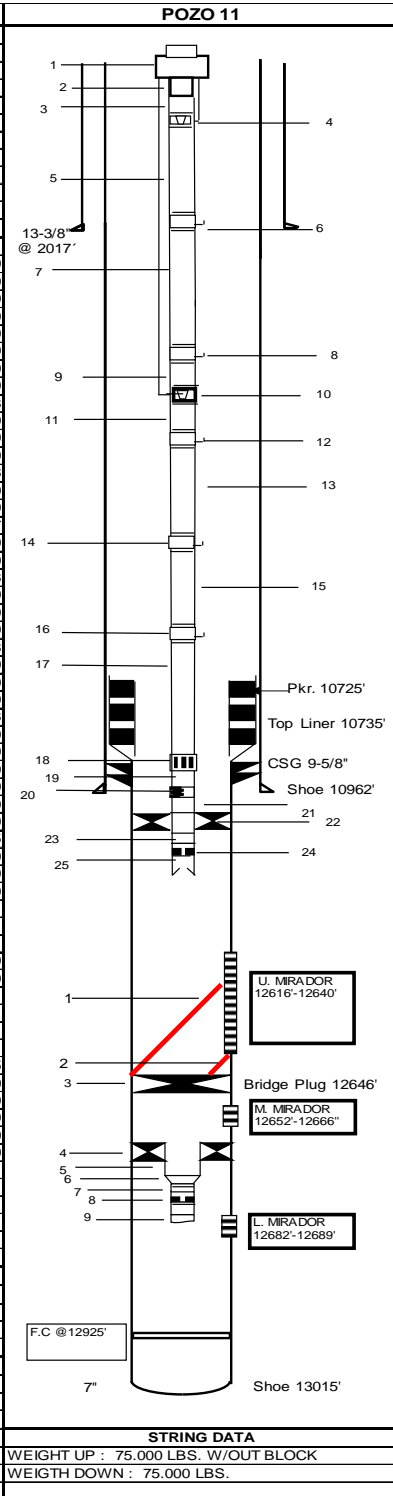
Ideal Gross Heating Value (BTU/scf dry gas)	1049,1
Ideal Net Heating Value (BTU/scf dry gas)	950,6
Gas Z-Factor	
at base conditions	0,99656
GPM (C2+).....	4,033

Properties of Plus Fractions

Component	Mol %	MW	Liq Dens (gm/cc)	API Gravity
Heptanes plus	0,27	105,70	0,739	59,8
Decanes plus	0,01	134,00	0,778	50,2

ANEXO B (Continuación). Estado mecánico del Pozo 11

							POZO 11	
TYPE	EQUIPMENT		DESCRIPTION					
FIP	TUBING SPOOL		13 5/8"-5000 x 11"-5000 WP					
FIP	TUBING HANGER		11"-5000 x 3 1/2 EUE W/ (2) 3/8" CONTROL LINES					
FIP	SEAL ADAPTER		11"-5000 x 3 1/8"-5000					
FIP	MASTER VALVE 1		3 1/8"-5000 WP BRIDA					
FIP	MASTER VALVE 2		3 1/8"-5000 WP BRIDA					
FIP	SWAB VALVE		3 1/8"-5000 WP BRIDA					
FIP	WING 1/ PNEUMATIC 2- VALVES		3 1/8"- 5000 WP BRIDA + 3 1/8"-5000 (PNEUMATIC)					
FIP	WING VALVE 3		3 1/8"-5000 WP BRIDA W/COMP. FLANGE 3" LP					
FIP	CAP		3 1/8"-5000 ACME x 3 1/2" EUE WP					
ITEM	QTY	EQUIPMENT DESCRIPTION		LENGTH	DEPTH	I.D.	O.D.	
		ROTARY TABLE TO TUBING HANGER		22,65	0,00			
1	1	Tubing Hanger		1,00	22,65	3,000	11,000	
2	1	3 1/2" Blast Joint N-80, 9.3 ppf, EUE		9,78	23,65	2,992	4,500	
3	3	3 1/2" Tubing N-80, 9.3 ppf, EUE		93,75	33,43	2,992	4,500	
	1	3,1/2" Flow Coupling		3,00	127,18	2,992	4,500	
4	1	3 1/2" TE-5 Tbg Mounted Safety Valve 2.81" F		5,42	130,18	2,812	5,000	
	1	3 1/2" Flow Coupling		2,67	135,60	2,992	4,500	
5	116	3 1/2" Tubing N-80, 9.3 ppf, EUE		3625,00	138,27	2,992	4,500	
	1	3 1/2" Pup Joint N-80, 9.3 ppf, EUE		3,09	3763,27	2,992	4,500	
6	1	3 1/2" MMA 1,5 Sidepocket GLM N° 1		8,90	3766,36	2,992	5,968	
	1	3 1/2" Pup Joint N-80, 9.3 ppf, EUE		2,55	3775,26	2,992	4,500	
7	47	3 1/2" Tubing N-80, 9.3 ppf, EUE		1469,46	3777,81	2,992	4,500	
	1	3 1/2" Pup Joint N-80, 9.3 ppf, EUE		3,11	5247,27	2,992	4,500	
8	1	3 1/2" MMA 1,5 Sidepocket GLM N° 2		8,90	5250,38	2,992	5,968	
	1	3 1/2" Pup Joint N-80, 9.3 ppf, EUE		1,57	5259,28	2,992	4,500	
9	18	3 1/2" Tubing N-80, 9.3 ppf, EUE		562,19	5260,85	2,992	4,500	
10	1	3 1/2" B Nipple W/ 3/8" Chem. Inj. C.Line		1,89	5823,04	2,812	5,937	
11	17	3 1/2" Tubing N-80, 9.3 ppf, EUE		533,20	5824,93	2,992	4,500	
	1	3 1/2" Pup Joint N-80, 9.3 ppf, EUE		3,08	6358,13	2,992	4,500	
12	1	3 1/2" MMA 1,5 Sidepocket GLM N° 3		8,90	6361,21	2,992	5,968	
	1	3 1/2" Pup Joint N-80, 9.3 ppf, EUE		2,59	6370,11	2,992	4,500	
13	29	3 1/2" Tubing N-80, 9.3 ppf, EUE		909,15	6372,70	2,992	4,500	
	1	3 1/2" Pup Joint N-80, 9.3 ppf, EUE		2,06	7281,85	2,992	4,500	
14	1	3 1/2" MMA 1,5 Sidepocket GLM N° 4		7,91	7283,91	2,992	5,968	
	1	3 1/2" Pup Joint N-80, 9.3 ppf, EUE		2,79	7291,82	2,992	4,500	
15	15	3 1/2" Tubing N-80, 9.3 ppf, EUE		470,74	7294,61	2,992	4,500	
	1	3 1/2" Pup Joint N-80, 9.3 ppf, EUE		2,07	7765,35	2,992	4,500	
16	1	3 1/2" MMA 1,5 Sidepocket GLM N° 5		8,17	7767,42	2,992	5,968	
	1	3 1/2" Pup Joint N-80, 9.3 ppf, EUE		0,59	7775,59	2,992	4,500	
17	128	3 1/2" Tubing N-80, 9.3 ppf, EUE		4000,94	7776,18	2,992	4,500	
18	1	2,81" Profile Model "L" SSD		2,95	11777,12	2,812	4,500	
19	1	3 1/2" Pup Joint N-80, 9.3 ppf, EUE		10,12	11780,07	2,992	4,500	
20	1	3 1/2" EU Left Hand Safety Joint		1,15	11790,19	2,992	4,500	
21	1	3 1/2" Pup Joint N-80, 9.3 ppf, EUE		10,15	11791,34	2,992	4,500	
22	1	7" x 3 1/2" FHL Packer		6,87	11801,49	2,992	5,875	
23	1	3 1/2" Pup Joint N-80, 9.3 ppf, EUE		3,12	11808,36	2,992	4,500	
24	1	2,75" Profile Model "R" Landing Nipple		1,17	11811,48	2,710	4,500	
25	1	3 1/2" Wire Line Entry Guide		0,51	11812,65	2,992	4,500	
					11813,16			
FISH: Wireline string and cable/ sickline				(Fish is milled junk)				
1	1	1 3/4" x 20' ROD AND JAR		20,00			1,750	
2	1	1 3/4" x 5' Go Devil		5,00			1,750	
3	1	7" Bridge Plug "K-1"			12646,00			
4	1	7" FB-1 Permanent Packer		2,92	12670,00	2,992	5,875	
5	1	5" MOE LTL Pin x Pin		5,50	12672,92	4,500	5,000	
6	1	X-Over 5" LTC X3 1/2" With Pup Joint		3,98	12678,42	2,992	4,500	
7	1	3 1/2" Blast Joint With Pup Joint		20,00	12682,40	2,992	4,500	
8	1	2,56" Landing Nipple "F"		1,30	12702,40	2,560	4,500	
9	1	3 1/2" Wire Line Entry Guide		0,50	12703,70	2,992	4,500	
		String End			12704,20			
COMPLETION FLUID: FORMATION FILTERED WATER DENSITY (PPG: 8.4)								
FORMATION	INTERVALS		THICK	SPF	GUN TYPE			
U. MIRADOR	12616' - 12640'		24'	5	4 1/2" JUJ			
M. MIRADOR	12652' - 12666'		14'	5	4 1/2" JUJ			
L. MIRADOR	12682' - 12689'		7'	5	4 1/2" JUJ			
CSG SIZE	DESCRIPTION		SHOE	COLLAR	TOC			
13 3/8"	J-55, 60 PPF		2017'	---	SURFACE			
9 5/8"	N-80, 47 PPF		10962'	10947'	ND			
7"	LINER P-110, 29 PPF		13015'	12925'	10735'			
REMARKS : ISOLATED MIDDLE AND LOWER MIRADOR WITH 7" BRIDGE PLUG SET AT 12646'.								
				STRING DATA				
				WEIGHT UP : 75.000 LBS. W/OUT BLOCK				
				WEIGHT DOWN : 75.000 LBS.				



ANEXO B (Continuación). Estado mecánico del Pozo 17

TYPE		EQUIPMENT	DESCRIPTION			
VA TOOLS	TUBING SPOOL		13" x 11" - 5K			
	TUBING HANGER		11" x 3 1/2" - 5K FOX			
VA TOOLS	SEAL ADAPTER FLANGE		11" x 3 1/8" - 5K			
VA TOOLS	MASTER VALVE 2		3 1/8" x 3 1/8" - 5K			
VA TOOLS	MASTER VALVE 1		3 1/8" x 3 1/8" - 5K			
VA TOOLS	PRODUCTION CROSS		3 1/8" x 3 1/8" x 3 1/8" x 3 1/8" - 5K			
VA TOOLS	SWAB VALVE		3 1/8" x 3 1/8" - 5K			
VA TOOLS	WING VALVE 1		3 1/8" x 3 1/8" - 5K			
VA TOOLS	WING VALVE 2		3 1/8" x 3 1/8" - 5K			
VA TOOLS	CAP		3 1/8" x 3 1/2" EU			
ITEM	QTY	EQUIPMENT DESCRIPTION	LENGTH	DEPTH	I.D.	O.D.
		RTE TO TUBING HANGER	28,50			
1	1	TUBING HANGER (FOX conns)	0,80	28,50	2,992	11,000
2	1	3 1/2" FLOW COUPLING CR 13 (FOX conns)	10,76	29,30	2,992	3,890
3	3	3-1/2" FOX Pup joints, 9,2 ppf, CR 13 (FOX conns)	21,70	40,06	2,992	3,890
4	130	3 1/2" Tbg C-95, 9.2 ppf, CR 13 (FOX conns)	4.106,66	61,76	2,992	3,890
5	1	3 1/2" GLMO # 1 CR 13 (FOX conns)	8,81	4168,42	2,992	4,500
6	55	3 1/2" Tbg C-95, 9.2 ppf, CR 13 (FOX conns)	1.736,46	4177,23	2,992	3,890
7	1	3 1/2" GLMO # 2 CR 13 (FOX conns)	8,76	5913,69	2,992	4,500
8	33	3 1/2" Tbg C-95, 9.3 ppf, CR 13 (FOX conns)	1.042,25	5922,45	2,992	3,890
9	1	3 1/2" GLMO # 3 CR 13 (FOX conns)	8,84	6964,70	2,992	4,500
10	179	3 1/2" Tbg C-95, 9.3 ppf, CR 13 (FOX conns)	5.624,31	6973,54	2,992	3,500
11	1	2.81" F Profile Model "L" SSD CR 13 (FOX conns)	3,25	12597,85	2,810	4,500
12	1	3 1/2" Left Hand Safety Joint CR 13 (FOX conns)	0,79	12601,10	2,900	4,500
13	1	3 1/2" Tbg L-80, 9.3 ppf, CR 13 (FOX conns)	31,42	12601,89	2,992	3,890
14	1	7" x 3 1/2" HYDROW I Packer CR 13 (FOX conns)	8,63	12633,31	2,910	5,890
15	1	3 1/2" Tbg L-80, 9.3 ppf, CR 13 (FOX conns)	31,42	12641,94	2,992	3,890
16	1	2.75" F Profile Model "L" SSD CR 13 (FOX conns)	3,25	12673,36	2,750	4,500
17	1	3-1/2" FOX Pup joint, 9,2 ppf, CR 13 (FOX conns)	5,06	12676,61	2,992	3,500
18	1	2.56" R Landing Nipple CR 13 (FOX conns)	1,17	12681,67	2,510	4,010
19	1	X-over 3-1/2" EU pin x 3-1/2" FOX box CR 13	0,75	12682,84	2,992	4,500
20	2	3 1/2" EU Blast Joints CR 13 (FOX conns)	19,79	12683,59	4,000	5,860
21	1	X-over 3-1/2" FOX pin x 3-1/2" EU box CR 13	0,83	12703,38	2,992	4,500
22	1	Seal Locator CR 13 (FOX conns)	0,67	12704,21	5,200	2,900
23	1	7" Black Cat Packer CR 13 (FOX conns) (Middle of rubbers @ 12706,8')	5,13	12704,88	5,860	4,000
		STRING END		12710,01		
COMPLETION FLUID: FILTERED FORMATION WATER			DENSITY (PPG):		8,400	
FORMATION	INTERVALS	THICK	SPF	GUN TYPE		
UPPER MIRADOR	12687' - 12701'	14'	5 SPF	4 1/2" ETA, TC47H		
LOWER MIRADOR A	12712' - 12726'	14'	5 SPF	4 1/2" ETA, TC47H		
CSG SIZE	DESCRIPTION	SHOE	COLLAR	TOC		
13 3/8"	K55 - 68 ppf - BTC	2047'	-	Surface		
9 5/8"	P110 / L-80 - 53.5 ppf - BTC (special drift 8 1/2")	12682'	-	7000'		
7" Liner	P-110 - 29 ppf - HYDRILL 513	12995'	12902'	12494'		
REMARKS : ALL DEPTHS REFERED TO TOP OF DIFFERENT ITEMS. KOP1 AT 821'; EOB AT 2466'; DROP OFF AT 3573'; EOD AT 6051'. 14 (FOURTEEN) DEGREES MAXIMUM INCLINATION. AT 8 1/2" SECTION WAS USED 16.0 PPG ELASTICEM SLURRY WITH MICROBOND+LA TEX.						

POZO 17

13-3/8" CSG

FS @ 2047' MD

9-5/8" CSG

TOP OF 7" LINER AT 12494' MD

OVERLAP 188'

FS @ 12682' MD

12687' - 12701' (UPPER MIRADOR)

12712' - 12726' (LOWER MIRADOR A)

7" CSG

7" FC @ 12902' MD

7" LINER SHOE @ 12995' MD

STRING DATA

WEIGHT OF BLOCK & TOP DRIVE: 65K lbs

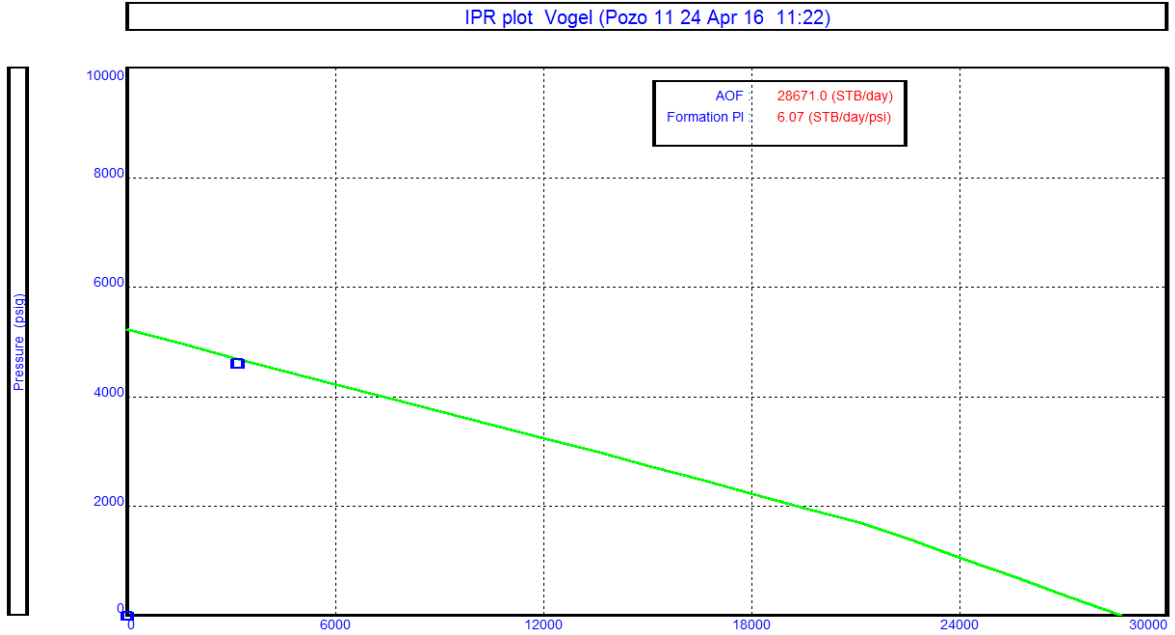
WEIGHT UP: 178K lbs

WEIGHT DOWN: 153K lbs

TORQUE: 3200 LB-FT

ANEXO C. Diseño ESP. Pozo 07 y Pozo 11

ANEXO C (Continuación). Diseño ESP curva IPR. Pozo 11



ANEXO C (Continuación). Diseño ESP en Prosper. Pozo 11

ESP Design (POZO 11_ESP.OUT) (Matched PVT)

Calculate Design Done Cancel Report Export Help

Input Data

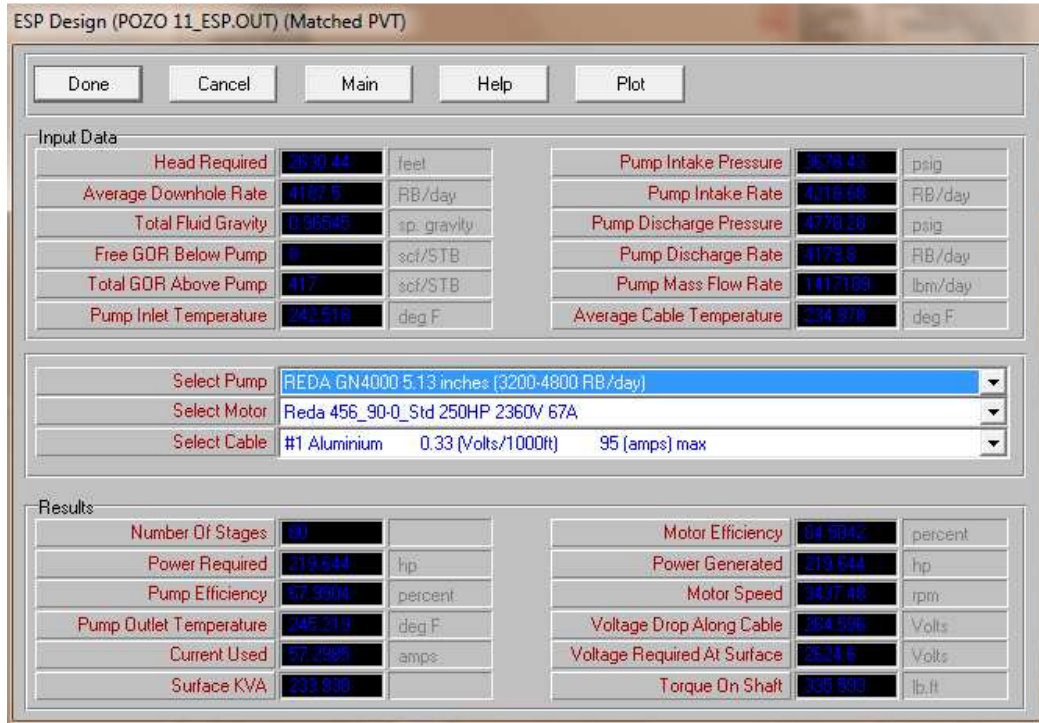
Pump depth (Measured)	10500	feet
Operating Frequency	60	Hertz
Maximum OD	5.38	inches
Length Of Cable	10530	feet
Gas Separator Efficiency	0	percent
Design Rate	4000	STB/day
Water Cut	98	percent
Total GOR	417	scf/STB
Top Node Pressure	300	psig
Motor Power Safety Margin	90	percent
Pump Wear Factor	0	fraction
Pipe Correlation	Beggs and Brill	▼
Tubing Correlation	Petroleum Experts 2	▼
Gas DeRating Model	<none>	▼

ANEXO C (Continuación). Diseño ESP. Parámetros de diseño - Pozo 11

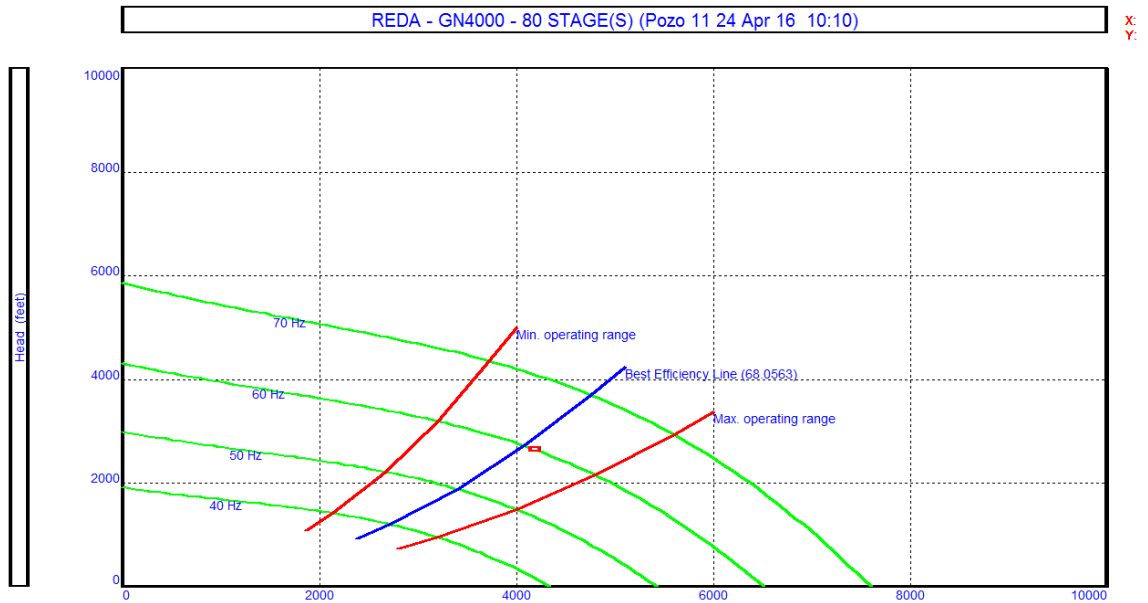
The screenshot shows a software window titled "ESP Design (POZO 11_ESP.OUT) (Matched PVT)". The window has a menu bar with buttons for "Done", "Calculate", "Main", "Help", "Export", and "Sensitivity". Below the menu bar is a list of design parameters with their values and units. The "Inlet Temperature" row is highlighted in blue.

Parameter	Value	Unit
Well Head Pressure	300	(psig)
Flowing BH Pressure	4558.25	(psig)
Pump Intake Pressure	3678.43	(psig)
Pump Intake Rate	4218.68	(RB/day)
Free GOR Entering Pump	0	(scf/STB)
Pump Discharge Pressure	4778.28	(psig)
Pump Discharge Rate	4179.8	(RB/day)
Total GOR Above Pump	417	(scf/STB)
Mass Flow Rate	1417189	(lbm/day)
Total Fluid Gravity	0.96545	
Average Downhole rate	4187.5	(RB/day)
Head Required	2630.44	(feet)
Fluid Power required	78.1941	(hp)
GLR At Pump Intake(V/V)	0	
Bo At Pump Intake (V/V)	1.27609	
Inlet Temperature	242.518	

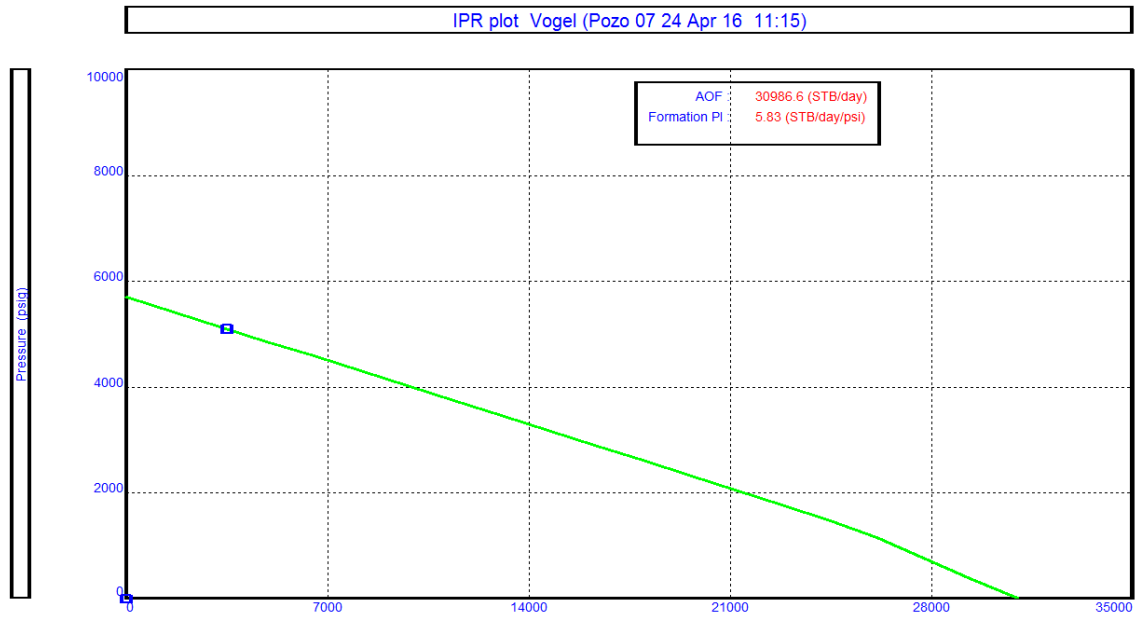
ANEXO C (Continuación). Diseño ESP - Pozo 11



ANEXO C (Continuación). Diseño ESP. Tornado de la bomba - Pozo 11



ANEXO C (Continuación). Diseño ESP. Curva IPR para el Pozo 07



ANEXO C (Continuación). Diseño ESP. Pozo 07

ESP Design (POZO 07_ESP.OUT) (Matched PVT)

Calculate Design Done Cancel Report Export Help

Input Data

Pump depth (Measured)	9500	feet
Operating Frequency	60	Hertz
Maximum OD	5.62	inches
Length Of Cable	9530	feet
Gas Separator Efficiency	0	percent
Design Rate	8000	STB/day
Water Cut	95	percent
Total GOR	315	scf/STB
Top Node Pressure	350	psig
Motor Power Safety Margin	90	percent
Pump Wear Factor	0	fraction
Pipe Correlation	Beggs and Brill	▼
Tubing Correlation	Petroleum Experts 2	▼
Gas DeRating Model	<none>	▼

ANEXO C (Continuación). Diseño ESP. Parámetros de diseño - Pozo 07

ESP Design (POZO 07_ESP.Out) (Matched PVT)

Well Head Pressure	350	(psig)
Flowing BH Pressure	4328.57	(psig)
Pump Intake Pressure	3036.94	(psig)
Pump Intake Rate	8479.7	(RB/day)
Free GOR Entering Pump	0	(scf/STB)
Pump Discharge Pressure	4739.05	(psig)
Pump Discharge Rate	8394.64	(RB/day)
Total GOR Above Pump	315	(scf/STB)
Mass Flow Rate	2833167	(lbm/day)
Total Fluid Gravity	0.96001	
Average Downhole rate	8418.84	(RB/day)
Head Required	4093.87	(feet)
Fluid Power required	243.29	(hp)
GLR At Pump Intake(V/V)	0	
Bo At Pump Intake (V/V)	1.23125	
Inlet Temperature	242.049	

ANEXO C (Continuación). Diseño ESP - Pozo 07

ESP Design (POZO 07_ESP.Out) (Matched PVT)

Done Cancel Main Help Plot

Input Data

Head Required	4033.67	feet	Pump Intake Pressure	3036.94	psig
Average Downhole Rate	11418.94	RB/day	Pump Intake Rate	11479.7	RB/day
Total Fluid Gravity	0.9500	sp. gravity	Pump Discharge Pressure	4733.05	psig
Free GOR Below Pump	0	scf/STB	Pump Discharge Rate	11394.84	RB/day
Total GOR Above Pump	0.15	scf/STB	Pump Mass Flow Rate	393.162	lbm/day
Pump Inlet Temperature	242.043	deg F	Average Cable Temperature	227.778	deg F

Select Pump REDA SN8500 5.38 inches (6000-11000 RB/day)

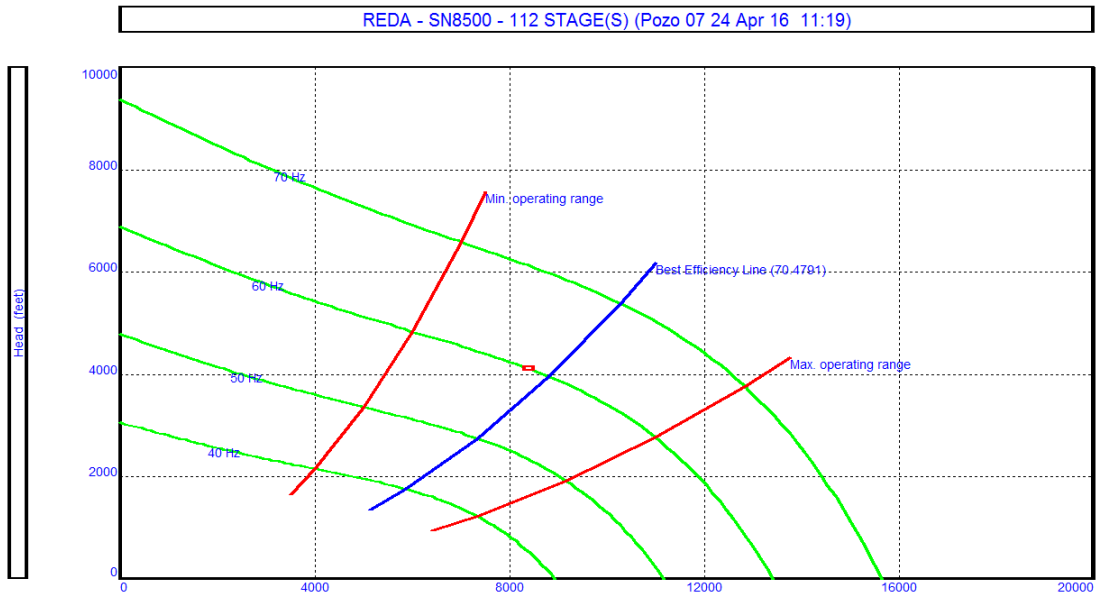
Select Motor Reda 540_90-0_Std 675HP 3000V 133A

Select Cable

Results

Number Of Stages	112		Motor Efficiency	83.6106	percent
Power Required	659.56	hp	Power Generated	659.56	hp
Pump Efficiency	70.2406	percent	Motor Speed	1119.36	rpm
Pump Outlet Temperature	245.721	deg F	Voltage Drop Along Cable		Volts
Current Used	1.30529	amps	Voltage Required At Surface		Volts
Surface KVA	677.446		Torque On Shaft	1013.57	lb.ft

ANEXO C (Continuación). Diseño ESP. Tornado de la bomba - Pozo 11



ANEXO D. Tiempos operativos del workover tipo 1 para el pozo 17

Tipo 1: ESP	Intake @ [ft]	11000
	Horas	Días
Circulando pozo	12	
LD X-mass tree	2	
Install BOP y prueba	3	
Install Mesa y pipe handler	3	
Herramientas de manejo	1	
Desasentar empaques de fondo	2	
POOH tubería (aprox 390 jts @ 5 std/hora)	39	
LD empaques de fondo	2	
Tocar fondo con slick line	3	
Armar ESP	12	
Colgar rueda guía	1	
Instalar empaque	2	
RIH tubería con cable + ESP + empaque (7 jts / hr)	51	
Megadas y pruebas de presión (30 min cada 1000 ft)	5,5	
Instalar QCI/BIW/Penetrador	3	
Instalar tubing hanger	1	
Sentar empaque en fondo	6	
Retirar herramientas de trabajo	1	
Retirar pipe handler y mesa	3	
Retirar BOP	2	
Instalar X-mass tree y flow line	2	
Total	156	6,5
Contingencia 10%	172	7,2

ANEXO D (Continuación). Tiempos operativos del workover tipo 2 para el pozo

17

Tipo 2: ESP + gas lift	Intake @ [ft] 11000	
	Horas	Días
Circulando pozo	12	
LD X-mass tree	2	
Install BOP y prueba	3	
Install Mesa y pipe handler	3	
Herramientas de manejo	1	
Desasentar empaques de fondo	2	
POOH tubería (aprox 390 jts @ 5 std/hora)	39	
LD empaques de fondo	2	
Tocar fondo con slick line	3	
Armar ESP	12	
Colgar rueda guía	1	
Instalar empaque	2	
RIH tubería con cable + ESP + empaque + válvulas gas lift (7 jts / hr)	53	
Megadas y pruebas de presión (30 min cada 1000 ft)	5,5	
Instalar QCI/BIW/Penetrador	3	
Instalar tubing hanger	1	
Sentar empaque en fondo	6	
Retirar herramientas de trabajo	1	
Retirar pipe handler y mesa	3	
Retirar BOP	2	
Instalar X-mass tree y flow line	2	
Total	158	6,6
Contingencia 10%	174	7,3

ANEXO E. Costos operativos del workover para el pozo 07

ITEM	Tipo de Tarifa	Tarifa	TIPO DE COMPLETAMIENTO		
			Tipo 1: ESP	Tipo 2: ESP + gas lift	Tipo 3: Gas lift
			Costo	Costo	Costo
Días de operación promedio por trabajo	N/A	N/A	6,9	6,9	0,8
Costo taladro de reacondicionamiento (WO)	USD/día	\$ 12.454	\$ 85.352	\$ 86.494	\$ -
Movilización del taladro de WO	Global	\$ 12.422	\$ 12.422	\$ 12.422	\$ -
Equipo ESP	Global	\$ 160.000	\$ 160.000	\$ 160.000	\$ -
Tubería de producción (Recambio 10%)	USD/FT	\$ 9	\$ 8.550	\$ 8.550	\$ -
Otros materiales (Empaque, mid joints, et..)	Global	\$ 11.000	\$ 11.000	\$ 11.000	\$ -
Cable de potencia	USD/FT	\$ 10	\$ 95.000	\$ 95.000	\$ -
QCI/BIW/Penetrador	Global	\$ 10.000	\$ 10.000	\$ 10.000	\$ -
VSD	Unidad	\$ 122.188	\$ 122.188	\$ 122.188	\$ -
SDT	Unidad	\$ 26.367	\$ 26.367	\$ 26.367	\$ -
SUT	Unidad	\$ 20.760	\$ 20.760	\$ 20.760	\$ -
Válvulas gas lift	Unidad	\$ 10.000	\$ -	\$ 40.000	\$ 40.000
Generador eléctrico	Global	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Slick line	Día	\$ 1.300	\$ 1.300	\$ 1.300	\$ 1.300
Costo total (\$USD/mes)			\$ 552.938,94	\$ 594.080,56	\$ 41.300,00

ANEXO E (Continuación). Costos operativos del workover para el pozo 07.- Tipo 1 y 2. – Parámetros para flujo de caja incremental.

Decremento de producción estimada (BOPM) por pozo Intervenido + Declinación	18,00
Costo operativo (USD/bbl) - lifting cost	18,54
Aumento del lifting cost mensual	0,5%
Declinación de la producción (%/año)	18%
Declinación de la producción (%/mensual)	1,50%
Periodo mensual considerado (Días)	30,00
Producción promedio/pozo (BOPD)	1.200,00
Precio del crudo/BBL	48,00
Precio estimado de ajuste por calidad de crudo (USD/bbl)	4,00
Precio estimado de venta del crudo (USD) año 1	25,46
Precio estimado de venta del crudo (USD) año 2	17,82
Tasa de actualización estimada mensual	1%
Tasa de actualización estimada anual	12%

ANEXO E (Continuación). Costos operativos del workover para el pozo 07.- Tipo 3. – Parámetros para flujo de caja incremental.

Mantenimiento de compresores en superficie a las 10000 horas (417 días = mes 14)	\$	22.095,30
Decremento de producción estimada (BOPM) por pozo Intervenido + Declinación		4,59
Costo operativo (USD/bbl) - lifting cost	\$	18,66
Aumento del lifting cost mensual		0,5%
Declinación de la producción (%/año)		11,0%
Declinación de la producción (%/mensual)		0,9%
Periodo mensual considerado (Días)		30,00
Producción promedio/pozo (BOPD)		501,12
Precio del crudo/BBL	\$	48,00
Precio estimado de ajuste por calidad de crudo (USD/bbl)	\$	4,00
Precio estimado de venta del crudo (USD) año 1	\$	25,46
Precio estimado de venta del crudo (USD) año 2	\$	17,82
Tasa de actualización estimada mensual		1%
Tasa de actualización estimada anual		12%

ANEXO E (Continuación). Costos operativos – Flujo de caja incremental - Pozo 07.- Tipo 1

102

Periodo	Mes	Barriles producidos por periodo (BOPM) considerando declinación	Regalías (BOPM)	Ingreso real por ventas considerando variación en precio de venta	Ingreso total @ periodo o (USD)	Costo Workover (USD/mes)	Costo operativo (USD/mes)	Egreso total (USD)	Egreso total @ periodo o (USD)	Flujo de caja no descontado (USD)	Flujo de caja @ periodo o (USD)	Sumatoria de flujos netos de caja @ periodo o (USD)
0	1	27.775,92	2.222,07	\$ 650.589,57	\$ 650.589,57	\$ 552.938,94	\$ 514.977,72	\$ 1.067.916,67	\$ 1.067.916,67	\$ (417.327,09)	\$ (417.327,09)	\$ (417.327,09)
1	2	35.460,00	2.836,80	\$ 830.572,30	\$ 822.348,81	\$ -	\$ 660.731,25	\$ 660.731,25	\$ 654.189,35	\$ 169.841,05	\$ 168.159,45	\$ (249.167,64)
2	3	34.928,10	2.794,25	\$ 818.113,71	\$ 801.993,64	\$ -	\$ 654.074,38	\$ 654.074,38	\$ 641.186,53	\$ 164.039,33	\$ 160.807,11	\$ (88.360,53)
3	4	34.404,18	2.752,33	\$ 805.842,00	\$ 782.142,31	\$ -	\$ 647.484,58	\$ 647.484,58	\$ 628.442,15	\$ 158.357,42	\$ 153.700,16	\$ 65.339,62
4	5	33.888,12	2.711,05	\$ 793.754,37	\$ 762.782,35	\$ -	\$ 640.961,17	\$ 640.961,17	\$ 615.951,09	\$ 152.793,20	\$ 146.831,26	\$ 212.170,89
5	6	33.379,79	2.670,38	\$ 781.848,06	\$ 743.901,60	\$ -	\$ 634.503,49	\$ 634.503,49	\$ 603.708,30	\$ 147.344,57	\$ 140.193,30	\$ 352.364,19
6	7	32.879,10	2.630,33	\$ 770.120,34	\$ 725.488,20	\$ -	\$ 628.110,87	\$ 628.110,87	\$ 591.708,85	\$ 142.009,47	\$ 133.779,35	\$ 486.143,53
7	8	32.385,91	2.590,87	\$ 758.568,53	\$ 707.530,57	\$ -	\$ 621.782,65	\$ 621.782,65	\$ 579.947,90	\$ 136.785,88	\$ 127.582,66	\$ 613.726,20
8	9	31.900,12	2.552,01	\$ 747.190,01	\$ 690.017,43	\$ -	\$ 615.518,19	\$ 615.518,19	\$ 568.420,72	\$ 131.671,82	\$ 121.596,71	\$ 735.322,91
9	10	31.421,62	2.513,73	\$ 735.982,16	\$ 672.937,79	\$ -	\$ 609.316,84	\$ 609.316,84	\$ 557.122,66	\$ 126.665,31	\$ 115.815,14	\$ 851.138,05
10	11	30.950,30	2.476,02	\$ 724.942,42	\$ 656.280,92	\$ -	\$ 603.177,98	\$ 603.177,98	\$ 546.049,15	\$ 121.764,45	\$ 110.231,76	\$ 961.369,81
11	12	30.486,04	2.438,88	\$ 714.068,29	\$ 640.036,34	\$ -	\$ 597.100,96	\$ 597.100,96	\$ 535.195,75	\$ 116.967,33	\$ 104.840,59	\$ 1.066.210,40
12	13	30.028,75	2.402,30	\$ 492.350,08	\$ 436.935,70	\$ -	\$ 591.085,17	\$ 591.085,17	\$ 524.558,07	\$ (98.735,08)	\$ (87.622,37)	\$ 978.588,03
13	14	29.578,32	2.366,27	\$ 484.964,83	\$ 426.120,46	\$ -	\$ 585.129,98	\$ 585.129,98	\$ 514.131,83	\$ (100.165,15)	\$ (88.011,37)	\$ 890.576,66
14	15	29.134,64	2.330,77	\$ 477.690,36	\$ 415.572,92	\$ -	\$ 579.234,80	\$ 579.234,80	\$ 503.912,83	\$ (101.544,44)	\$ (88.339,90)	\$ 802.236,76
15	16	28.697,63	2.295,81	\$ 470.525,00	\$ 405.286,47	\$ -	\$ 573.399,01	\$ 573.399,01	\$ 493.896,93	\$ (102.874,00)	\$ (88.610,47)	\$ 713.626,29
16	17	28.267,16	2.261,37	\$ 463.467,13	\$ 395.254,62	\$ -	\$ 567.622,01	\$ 567.622,01	\$ 484.080,12	\$ (104.154,88)	\$ (88.825,50)	\$ 624.800,79
17	18	27.843,15	2.227,45	\$ 456.515,12	\$ 385.471,09	\$ -	\$ 561.903,22	\$ 561.903,22	\$ 474.458,43	\$ (105.388,10)	\$ (88.987,34)	\$ 535.813,45
18	19	27.425,51	2.194,04	\$ 449.667,40	\$ 375.929,73	\$ -	\$ 556.242,05	\$ 556.242,05	\$ 465.027,98	\$ (106.574,65)	\$ (89.098,25)	\$ 446.715,20
19	20	27.014,12	2.161,13	\$ 442.922,38	\$ 366.624,54	\$ -	\$ 550.637,91	\$ 550.637,91	\$ 455.784,98	\$ (107.715,52)	\$ (89.160,44)	\$ 357.554,76
20	21	26.608,91	2.128,71	\$ 436.278,55	\$ 357.549,67	\$ -	\$ 545.090,23	\$ 545.090,23	\$ 446.725,68	\$ (108.811,68)	\$ (89.176,01)	\$ 268.378,75
21	22	14.106,62	1.128,53	\$ 231.291,58	\$ 187.676,97	\$ 336.124,29	\$ 290.422,61	\$ 626.546,90	\$ 508.399,06	\$ (395.255,32)	\$ (320.722,09)	\$ (52.343,34)
22	23	25.816,63	2.065,33	\$ 423.288,36	\$ 340.068,26	\$ -	\$ 534.161,99	\$ 534.161,99	\$ 429.143,72	\$ (110.873,64)	\$ (89.075,46)	\$ (141.418,80)
23	24	25.429,38	2.034,35	\$ 416.939,03	\$ 331.650,73	\$ -	\$ 528.780,31	\$ 528.780,31	\$ 420.613,96	\$ (111.841,28)	\$ (88.963,23)	\$ (230.382,03)
Total		709.810,02	#####	\$ 14.377.491,59	\$ 13.080.190,69	\$ 889.063,23	#####	\$ 14.780.512,60	\$ 13.310.572,72	\$ (403.021,02)	\$ (230.382,03)	
VPN				\$ 13.080.190,69		\$ 825.680,33	\$ 12.484.892,39	\$ 13.310.572,72		\$ (230.382,03)		

ANEXO E (Continuación). Costos operativos – Flujo de caja incremental - Pozo 07.- Tipo 2

103

Periodo	Mes	Barriles producidos por periodo (BOPM) considerando	Regalías (BOPM)	Ingreso real por ventas considerando variación en precio de venta	Ingreso total @ periodo o (USD)	Costo Workover (USD/mes)	Costo operativo (USD/mes)	Egreso total (USD)	Egreso total @ periodo o (USD)	Flujo de caja no descontado (USD)	Flujo de caja @ periodo o (USD)	Sumatoria de flujos netos de caja @ periodo o (USD)
0	1	27.775,92	2.222,07	\$ 650.589,57	\$ 650.589,57	\$ 594.080,56	\$ 514.977,72	\$ 1.109.058,28	\$ 1.109.058,28	\$ (458.468,71)	\$ (458.468,71)	\$ (458.468,71)
1	2	35.460,00	2.836,80	\$ 830.572,30	\$ 822.348,81	\$ -	\$ 660.731,25	\$ 660.731,25	\$ 654.189,35	\$ 169.841,05	\$ 168.159,45	\$ (290.309,26)
2	3	34.928,10	2.794,25	\$ 818.113,71	\$ 801.993,64	\$ -	\$ 654.074,38	\$ 654.074,38	\$ 641.186,53	\$ 164.039,33	\$ 160.807,11	\$ (129.502,15)
3	4	34.404,18	2.752,33	\$ 805.842,00	\$ 782.142,31	\$ -	\$ 647.484,58	\$ 647.484,58	\$ 628.442,15	\$ 158.357,42	\$ 153.700,16	\$ 24.198,01
4	5	33.888,12	2.711,05	\$ 793.754,37	\$ 762.782,35	\$ -	\$ 640.961,17	\$ 640.961,17	\$ 615.951,09	\$ 152.793,20	\$ 146.831,26	\$ 171.029,27
5	6	33.379,79	2.670,38	\$ 781.848,06	\$ 743.901,60	\$ -	\$ 634.503,49	\$ 634.503,49	\$ 603.708,30	\$ 147.344,57	\$ 140.193,30	\$ 311.222,57
6	7	32.879,10	2.630,33	\$ 770.120,34	\$ 725.488,20	\$ -	\$ 628.110,87	\$ 628.110,87	\$ 591.708,85	\$ 142.009,47	\$ 133.779,35	\$ 445.001,92
7	8	32.385,91	2.590,87	\$ 758.568,53	\$ 707.530,57	\$ -	\$ 621.782,65	\$ 621.782,65	\$ 579.947,90	\$ 136.785,88	\$ 127.582,66	\$ 572.584,58
8	9	31.900,12	2.552,01	\$ 747.190,01	\$ 690.017,43	\$ -	\$ 615.518,19	\$ 615.518,19	\$ 568.420,72	\$ 131.671,82	\$ 121.596,71	\$ 694.181,29
9	10	31.421,62	2.513,73	\$ 735.982,16	\$ 672.937,79	\$ -	\$ 609.316,84	\$ 609.316,84	\$ 557.122,66	\$ 126.665,31	\$ 115.815,14	\$ 809.996,43
10	11	30.950,30	2.476,02	\$ 724.942,42	\$ 656.280,92	\$ -	\$ 603.177,98	\$ 603.177,98	\$ 546.049,15	\$ 121.764,45	\$ 110.231,76	\$ 920.228,20
11	12	30.486,04	2.438,88	\$ 714.068,29	\$ 640.036,34	\$ -	\$ 597.100,96	\$ 597.100,96	\$ 535.195,75	\$ 116.967,33	\$ 104.840,59	\$ 1.025.068,79
12	13	30.028,75	2.402,30	\$ 492.350,08	\$ 436.935,70	\$ -	\$ 591.085,17	\$ 591.085,17	\$ 524.558,07	\$ (98.735,08)	\$ (87.622,37)	\$ 937.446,41
13	14	29.578,32	2.366,27	\$ 484.964,83	\$ 426.120,46	\$ -	\$ 585.129,98	\$ 585.129,98	\$ 514.131,83	\$ (100.165,15)	\$ (88.011,37)	\$ 849.435,04
14	15	29.134,64	2.330,77	\$ 477.690,36	\$ 415.572,92	\$ -	\$ 579.234,80	\$ 579.234,80	\$ 503.912,83	\$ (101.544,44)	\$ (88.339,90)	\$ 761.095,14
15	16	28.697,63	2.295,81	\$ 470.525,00	\$ 405.286,47	\$ -	\$ 573.399,01	\$ 573.399,01	\$ 493.896,93	\$ (102.874,00)	\$ (88.610,47)	\$ 672.484,67
16	17	28.267,16	2.261,37	\$ 463.467,13	\$ 395.254,62	\$ -	\$ 567.622,01	\$ 567.622,01	\$ 484.080,12	\$ (104.154,88)	\$ (88.825,50)	\$ 583.659,17
17	18	27.843,15	2.227,45	\$ 456.515,12	\$ 385.471,09	\$ -	\$ 561.903,22	\$ 561.903,22	\$ 474.458,43	\$ (105.388,10)	\$ (88.987,34)	\$ 494.671,83
18	19	27.425,51	2.194,04	\$ 449.667,40	\$ 375.929,73	\$ -	\$ 556.242,05	\$ 556.242,05	\$ 465.027,98	\$ (106.574,65)	\$ (89.098,25)	\$ 405.573,58
19	20	27.014,12	2.161,13	\$ 442.922,38	\$ 366.624,54	\$ -	\$ 550.637,91	\$ 550.637,91	\$ 455.784,98	\$ (107.715,52)	\$ (89.160,44)	\$ 316.413,14
20	21	26.608,91	2.128,71	\$ 436.278,55	\$ 357.549,67	\$ -	\$ 545.090,23	\$ 545.090,23	\$ 446.725,68	\$ (108.811,68)	\$ (89.176,01)	\$ 227.237,13
21	22	22.696,03	1.815,68	\$ 372.123,18	\$ 301.951,97	\$ 377.265,90	\$ 467.258,62	\$ 844.524,52	\$ 685.272,67	\$ (472.401,34)	\$ (383.320,70)	\$ (156.083,57)
22	23	25.816,63	2.065,33	\$ 423.288,36	\$ 340.068,26	\$ -	\$ 534.161,99	\$ 534.161,99	\$ 429.143,72	\$ (110.873,64)	\$ (89.075,46)	\$ (245.159,03)
23	24	25.429,38	2.034,35	\$ 416.939,03	\$ 331.650,73	\$ -	\$ 528.780,31	\$ 528.780,31	\$ 420.613,96	\$ (111.841,28)	\$ (88.963,23)	\$ (334.122,26)
Total		718.399,43	\$ 57.471,95	\$ 14.518.323,18	\$ 13.194.465,69	\$ 971.346,46	\$ 14.068.285,38	\$ 15.039.631,84	\$ 13.528.587,95	\$ (521.308,66)	\$ (334.122,26)	
VPN				\$ 13.194.465,69		\$ 900.205,50	\$ 12.628.382,46	\$ 13.528.587,95		\$ (334.122,26)		

ANEXO E (Continuación). Costos operativos – Flujo de caja incremental - Pozo 07.- Tipo 3

104

Periodo	Mes	Barriles producidos por periodo (BOPM) considerando declinación	Regalías (BOPM)	Ingreso real por ventas considerando variación en precio de venta	Ingreso total @ periodo o (USD)	Costo Wellservice (USD/mes)	Costo operativo (USD/mes)	Egreso total (USD)	Egreso total @ periodo o (USD)	Flujo de caja no descontado (USD)	Flujo de caja @ periodo o (USD)	Sumatoria de flujos netos de caja @ periodo o (USD)
0	1	14.657,76	1.172,62	\$ 343.325,70	\$ 343.325,70	\$ 41.300,00	\$ 273.550,30	\$ 314.850,30	\$ 314.850,30	\$ 28.475,40	\$ 28.475,40	\$ 28.475,40
1	2	14.895,79	1.191,66	\$ 348.901,08	\$ 345.446,61	\$ -	\$ 279.382,54	\$ 279.382,54	\$ 276.616,37	\$ 69.518,54	\$ 68.830,24	\$ 97.305,63
2	3	14.759,25	1.180,74	\$ 345.702,82	\$ 338.891,10	\$ -	\$ 278.205,64	\$ 278.205,64	\$ 272.723,89	\$ 67.497,18	\$ 66.167,22	\$ 163.472,85
3	4	14.623,95	1.169,92	\$ 342.533,87	\$ 332.460,00	\$ -	\$ 277.033,70	\$ 277.033,70	\$ 268.886,18	\$ 65.500,18	\$ 63.573,83	\$ 227.046,68
4	5	14.489,90	1.159,19	\$ 339.393,98	\$ 326.150,94	\$ -	\$ 275.866,69	\$ 275.866,69	\$ 265.102,47	\$ 63.527,29	\$ 61.048,47	\$ 288.095,15
5	6	13.998,15	1.119,85	\$ 327.875,80	\$ 311.962,57	\$ 41.300,00	\$ 267.836,99	\$ 309.136,99	\$ 294.133,24	\$ 18.738,81	\$ 17.829,33	\$ 305.924,48
6	7	14.225,47	1.138,04	\$ 333.200,28	\$ 313.889,73	\$ -	\$ 273.547,41	\$ 273.547,41	\$ 257.694,04	\$ 59.652,86	\$ 56.195,70	\$ 362.120,18
7	8	14.095,07	1.127,61	\$ 330.145,94	\$ 307.933,08	\$ -	\$ 272.395,09	\$ 272.395,09	\$ 254.067,82	\$ 57.750,85	\$ 53.865,26	\$ 415.985,44
8	9	13.965,87	1.117,27	\$ 327.119,60	\$ 302.089,46	\$ -	\$ 271.247,63	\$ 271.247,63	\$ 250.492,63	\$ 55.871,97	\$ 51.596,83	\$ 467.582,27
9	10	13.607,21	1.088,58	\$ 318.718,99	\$ 291.417,46	\$ 1.823,00	\$ 265.603,25	\$ 267.426,25	\$ 244.518,47	\$ 51.292,74	\$ 46.899,00	\$ 514.481,26
10	11	13.711,00	1.096,88	\$ 321.149,90	\$ 290.732,81	\$ -	\$ 268.967,18	\$ 268.967,18	\$ 243.492,48	\$ 52.182,72	\$ 47.240,33	\$ 561.721,59
11	12	13.245,68	1.059,65	\$ 310.250,87	\$ 278.085,21	\$ 41.300,00	\$ 261.138,30	\$ 302.438,30	\$ 271.082,62	\$ 7.812,57	\$ 7.002,59	\$ 568.724,18
12	13	13.460,78	1.076,86	\$ 220.702,39	\$ 195.862,17	\$ -	\$ 266.705,90	\$ 266.705,90	\$ 236.687,95	\$ (46.003,51)	\$ (40.825,78)	\$ 527.898,40
13	14	12.670,52	1.013,64	\$ 207.745,32	\$ 182.538,05	\$ 22.095,30	\$ 252.303,29	\$ 274.398,59	\$ 241.103,77	\$ (66.653,26)	\$ (58.565,73)	\$ 469.332,68
14	15	13.215,13	1.057,21	\$ 216.674,73	\$ 188.498,99	\$ -	\$ 264.463,64	\$ 264.463,64	\$ 230.073,57	\$ (47.788,91)	\$ (41.574,58)	\$ 427.758,09
15	16	13.093,99	1.047,52	\$ 214.688,54	\$ 184.921,86	\$ -	\$ 263.349,59	\$ 263.349,59	\$ 226.836,03	\$ (48.661,04)	\$ (41.914,16)	\$ 385.843,93
16	17	12.973,97	1.037,92	\$ 212.720,56	\$ 181.412,62	\$ -	\$ 262.240,23	\$ 262.240,23	\$ 223.644,04	\$ (49.519,66)	\$ (42.231,42)	\$ 343.612,51
17	18	12.533,66	1.002,69	\$ 205.501,36	\$ 173.520,72	\$ 41.300,00	\$ 254.607,15	\$ 295.907,15	\$ 249.857,34	\$ (90.405,79)	\$ (76.336,61)	\$ 267.275,89
18	19	12.737,20	1.018,98	\$ 208.838,56	\$ 174.592,65	\$ -	\$ 260.035,51	\$ 260.035,51	\$ 217.394,19	\$ (51.196,94)	\$ (42.801,53)	\$ 224.474,36
19	20	12.620,44	1.009,64	\$ 206.924,21	\$ 171.279,43	\$ -	\$ 258.940,11	\$ 258.940,11	\$ 214.335,06	\$ (52.015,90)	\$ (43.055,64)	\$ 181.418,72
20	21	12.504,75	1.000,38	\$ 205.027,40	\$ 168.029,07	\$ -	\$ 257.849,32	\$ 257.849,32	\$ 211.318,99	\$ (52.821,92)	\$ (43.289,91)	\$ 138.128,81
21	22	12.183,63	974,69	\$ 199.762,19	\$ 162.093,06	\$ 1.823,00	\$ 252.483,75	\$ 254.306,75	\$ 206.352,17	\$ (54.544,56)	\$ (44.259,10)	\$ 93.869,71
22	23	12.276,55	982,12	\$ 201.285,80	\$ 161.712,24	\$ -	\$ 255.681,52	\$ 255.681,52	\$ 205.413,56	\$ (54.395,72)	\$ (43.701,32)	\$ 50.168,40
23	24	11.859,92	948,79	\$ 194.454,66	\$ 154.677,36	\$ 41.300,00	\$ 248.239,35	\$ 289.539,35	\$ 230.311,70	\$ (95.084,69)	\$ (75.634,33)	\$ (25.465,94)
Total		322.405,65	\$ 25.792,45	\$ 6.482.644,54	\$ 5.881.522,93	\$ 232.241,30	\$ 6.361.674,06	\$ 6.593.915,36	\$ 5.906.988,87	\$ (111.270,82)	\$ (25.465,94)	
VPN				\$ 5.881.522,93		\$ 207.898,63	\$ 5.699.090,24	\$ 5.906.988,87		(\$ 25.465,94)		

ANEXO F. Costos operativos del workover para el pozo 11

ITEM	Tipo de Tarifa	Tarifa	TIPO DE COMPLETAMIENTO		
			Tipo 1: ESP	Tipo 2: ESP + gas lift	Tipo 3: Gas lift
			Costo	Costo	Costo
Días de operación promedio por trabajo	N/A	N/A	7,0	7,0	0,8
Costo taladro de reacondicionamiento (WO)	USD/día	\$ 12.454	\$ 86.556	\$ 87.697	\$ -
Movilización del taladro de WO	Global	\$ 12.422	\$ 12.422	\$ 12.422	\$ -
Equipo ESP	Global	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ -
Tubería de producción (Recambio 10%)	USD/FT	\$ 9	\$ 9.450	\$ 9.450	\$ -
Otros materiales (Empaque, mid joints, et..)	Global	\$ 11.000	\$ 11.000	\$ 11.000	\$ -
Cable de potencia	USD/FT	\$ 10	\$ 105.000	\$ 105.000	\$ -
QCI/BIW/Penetrador	Global	\$ 10.000	\$ 10.000	\$ 10.000	\$ -
VSD	Unidad	\$ 38.010	\$ 38.010	\$ 38.010	\$ -
SDT	Unidad	\$ 11.700	\$ 11.700	\$ 11.700	\$ -
SUT	Unidad	\$ 19.667	\$ 19.667	\$ 19.667	\$ -
Válvulas gas lift	Unidad	\$ 10.000	\$ -	\$ 50.000	\$ 50.000
Generador eléctrico	Global	\$ -			\$ -
Slick line	Día	\$ 1.300	\$ 1.300	\$ 1.300	\$ 1.300
Costo total (\$USD/mes)			\$ 445.104,52	\$ 496.246,14	\$ 51.300,00

ANEXO F (Continuación). Costos operativos del workover para el pozo 11.- Tipo 1 y 2. – Parámetros para flujo de caja incremental.

Decremento de producción estimada (BOPM) por pozo Intervenido + Declinación	3,00
Costo operativo (USD/bbl) - lifting cost	22,46
Aumento del lifting cost mensual	0,5%
Declinación de la producción (%/año)	18%
Declinación de la producción (%/mensual)	1,50%
Periodo mensual considerado (Días)	30,00
Producción promedio/pozo (BOPD)	200,00
Precio del crudo/BBL	48,00
Precio estimado de ajuste por calidad de crudo (USD/bbl)	4,00
Precio estimado de venta del crudo (USD) año 1	21,54
Precio estimado de venta del crudo (USD) año 2	15,08
Tasa de actualización estimada mensual	1%
Tasa de actualización estimada anual	12%

ANEXO F (Continuación). Costos operativos del workover para el pozo 11.- Tipo 3. – Parámetros para flujo de caja incremental.

Mantenimiento de compresores en superficie a las 10000 horas (417 días = mes 14)	\$ 22.095,30
Decremento de producción estimada (BOPM) por pozo Intervenido + Declinación	1,38
Costo operativo (USD/bbl) - lifting cost	\$ 19,82
Aumento del lifting cost mensual	0,5%
Declinación de la producción (%/año)	11,0%
Declinación de la producción (%/mensual)	0,9%
Periodo mensual considerado (Días)	30,00
Producción promedio/pozo (BOPD)	151,00
Precio del crudo/BBL	\$ 48,00
Precio estimado de ajuste por calidad de crudo (USD/bbl)	\$ 4,00
Precio estimado de venta del crudo (USD) año 1	\$ 21,54
Precio estimado de venta del crudo (USD) año 2	\$ 15,08
Tasa de actualización estimada mensual	1%
Tasa de actualización estimada anual	12%

ANEXO F (Continuación). Costos operativos – Flujo de caja incremental - Pozo 11.- Tipo 1

Periodo	Mes	Barriles producidos por periodo (BOPM) considerando declinación	Regalías (BOPM)	Ingreso real por ventas considerando variación en precio de venta	Ingreso total @ periodo o (USD)	Costo Workover (USD/mes)	Costo operativo (USD/mes)	Egreso total (USD)	Egreso total @ periodo o (USD)	Flujo de caja no descontado (USD)	Flujo de caja @ periodo o (USD)	Sumatoria de flujos netos de caja @ periodo o (USD)
0	1	4.609,99	368,80	\$ 91.338,98	\$ 91.338,98	\$ 445.104,52	\$ 103.558,20	\$ 548.662,72	\$ 548.662,72	\$ (457.323,73)	\$ (457.323,73)	\$ (457.323,73)
1	2	5.910,00	472,80	\$ 117.096,35	\$ 115.936,98	\$ -	\$ 133.425,16	\$ 133.425,16	\$ 132.104,12	\$ (16.328,81)	\$ (16.167,14)	\$ (473.490,87)
2	3	5.821,35	465,71	\$ 115.339,91	\$ 113.067,26	\$ -	\$ 132.080,90	\$ 132.080,90	\$ 129.478,39	\$ (16.741,00)	\$ (16.411,13)	\$ (489.902,00)
3	4	5.734,03	458,72	\$ 113.609,81	\$ 110.268,56	\$ -	\$ 130.750,19	\$ 130.750,19	\$ 126.904,84	\$ (17.140,38)	\$ (16.636,28)	\$ (506.538,28)
4	5	5.648,02	451,84	\$ 111.905,66	\$ 107.539,14	\$ -	\$ 129.432,88	\$ 129.432,88	\$ 124.382,45	\$ (17.527,22)	\$ (16.843,31)	\$ (523.381,60)
5	6	5.563,30	445,06	\$ 110.227,08	\$ 104.877,28	\$ -	\$ 128.128,84	\$ 128.128,84	\$ 121.910,20	\$ (17.901,77)	\$ (17.032,92)	\$ (540.414,51)
6	7	5.479,85	438,39	\$ 108.573,67	\$ 102.281,31	\$ -	\$ 126.837,95	\$ 126.837,95	\$ 119.487,08	\$ (18.264,27)	\$ (17.205,77)	\$ (557.620,29)
7	8	5.397,65	431,81	\$ 106.945,07	\$ 99.749,59	\$ -	\$ 125.560,05	\$ 125.560,05	\$ 117.112,13	\$ (18.614,99)	\$ (17.362,54)	\$ (574.982,82)
8	9	5.316,69	425,33	\$ 105.340,89	\$ 97.280,54	\$ -	\$ 124.295,04	\$ 124.295,04	\$ 114.784,38	\$ (18.954,15)	\$ (17.503,84)	\$ (592.486,66)
9	10	5.236,94	418,95	\$ 103.760,78	\$ 94.872,61	\$ -	\$ 123.042,76	\$ 123.042,76	\$ 112.502,90	\$ (19.281,99)	\$ (17.630,29)	\$ (610.116,95)
10	11	5.158,38	412,67	\$ 102.204,36	\$ 92.524,28	\$ -	\$ 121.803,11	\$ 121.803,11	\$ 110.266,76	\$ (19.598,74)	\$ (17.742,49)	\$ (627.859,43)
11	12	5.081,01	406,48	\$ 100.671,30	\$ 90.234,07	\$ -	\$ 120.575,94	\$ 120.575,94	\$ 108.075,08	\$ (19.904,64)	\$ (17.841,00)	\$ (645.700,44)
12	13	5.004,79	400,38	\$ 99.121,86	\$ 87.960,39	\$ -	\$ 119.361,14	\$ 119.361,14	\$ 105.926,95	\$ (19.948,28)	\$ (17.942,56)	\$ (663.649,00)
13	14	4.929,72	394,38	\$ 97.671,67	\$ 85.705,63	\$ -	\$ 118.158,58	\$ 118.158,58	\$ 103.821,52	\$ (19.948,28)	\$ (18.043,91)	\$ (682.692,91)
14	15	4.855,77	388,46	\$ 96.346,09	\$ 83.588,61	\$ -	\$ 116.968,13	\$ 116.968,13	\$ 101.757,94	\$ (19.948,28)	\$ (18.145,28)	\$ (702.838,19)
15	16	4.782,94	382,64	\$ 95.135,90	\$ 81.538,39	\$ -	\$ 115.789,67	\$ 115.789,67	\$ 99.735,37	\$ (19.948,28)	\$ (18.246,65)	\$ (723.984,84)
16	17	4.711,19	376,90	\$ 94.040,86	\$ 79.574,08	\$ -	\$ 114.623,09	\$ 114.623,09	\$ 97.753,01	\$ (19.948,28)	\$ (18.348,02)	\$ (746.332,86)
17	18	4.640,53	371,24	\$ 93.060,75	\$ 77.644,77	\$ -	\$ 113.468,27	\$ 113.468,27	\$ 95.810,05	\$ (19.948,28)	\$ (18.449,39)	\$ (769.782,25)
18	19	4.570,92	365,67	\$ 92.195,34	\$ 75.859,60	\$ -	\$ 112.325,07	\$ 112.325,07	\$ 93.905,71	\$ (19.948,28)	\$ (18.550,76)	\$ (794.332,64)
19	20	4.502,35	360,19	\$ 91.444,41	\$ 74.207,73	\$ -	\$ 111.193,40	\$ 111.193,40	\$ 92.039,21	\$ (19.948,28)	\$ (18.652,13)	\$ (820.984,77)
20	21	4.434,82	354,79	\$ 90.807,74	\$ 72.690,33	\$ -	\$ 110.073,12	\$ 110.073,12	\$ 90.209,82	\$ (19.948,28)	\$ (18.753,50)	\$ (849.738,27)
21	22	2.337,03	186,96	\$ 32.412,97	\$ 26.300,87	\$ 323.227,72	\$ 58.295,69	\$ 381.523,41	\$ 309.579,60	\$ (349.110,43)	\$ (283.278,74)	\$ (1.307.371,23)
22	23	4.302,77	344,22	\$ 59.676,35	\$ 47.943,75	\$ -	\$ 107.866,32	\$ 107.866,32	\$ 86.659,40	\$ (19.948,28)	\$ (18.854,87)	\$ (878.633,10)
23	24	4.238,23	339,06	\$ 58.781,20	\$ 46.757,03	\$ -	\$ 106.779,57	\$ 106.779,57	\$ 84.936,93	\$ (19.948,28)	\$ (18.956,24)	\$ (907.589,34)
Total		118.268,27	\$ 9.461,46	\$ 2.026.400,02	\$ 1.843.539,79	\$ 768.332,24	\$ 2.804.393,08	\$ 3.572.725,31	\$ 3.227.806,57	\$ (1.546.325,30)	\$ (1.384.266,78)	
VPN				\$ 1.843.539,79		\$ 707.381,24	\$ 2.520.425,33	\$ 3.227.806,57		\$ (1.384.266,78)		

ANEXO F (Continuación). Costos operativos – Flujo de caja incremental - Pozo 11.- Tipo 2

Periodo	Mes	Barriles producidos por periodo (BOPM) considerando	Regalías (BOPM)	Ingreso real por ventas considerando variación en precio de venta	Ingreso total @ periodo o (USD)	Costo Workover (USD/mes)	Costo operativo (USD/mes)	Egreso total (USD)	Egreso total @ periodo o (USD)	Flujo de caja no descontado (USD)	Flujo de caja @ periodo o (USD)	Sumatoria de flujos netos de caja @ periodo o (USD)
0	1	4.609,99	368,80	\$ 91.338,98	\$ 91.338,98	\$ 496.246,14	\$ 103.558,20	\$ 599.804,33	\$ 599.804,33	\$ (508.465,35)	\$ (508.465,35)	\$ (508.465,35)
1	2	5.910,00	472,80	\$ 117.096,35	\$ 115.936,98	\$ -	\$ 133.425,16	\$ 133.425,16	\$ 132.104,12	\$ (16.328,81)	\$ (16.167,14)	\$ (524.632,49)
2	3	5.821,35	465,71	\$ 115.339,91	\$ 113.067,26	\$ -	\$ 132.080,90	\$ 132.080,90	\$ 129.478,39	\$ (16.741,00)	\$ (16.411,13)	\$ (541.043,62)
3	4	5.734,03	458,72	\$ 113.609,81	\$ 110.268,56	\$ -	\$ 130.750,19	\$ 130.750,19	\$ 126.904,84	\$ (17.140,38)	\$ (16.636,28)	\$ (557.679,90)
4	5	5.648,02	451,84	\$ 111.905,66	\$ 107.539,14	\$ -	\$ 129.432,88	\$ 129.432,88	\$ 124.382,45	\$ (17.527,22)	\$ (16.843,31)	\$ (574.523,21)
5	6	5.563,30	445,06	\$ 110.227,08	\$ 104.877,28	\$ -	\$ 128.128,84	\$ 128.128,84	\$ 121.910,20	\$ (17.901,77)	\$ (17.032,92)	\$ (591.556,13)
6	7	5.479,85	438,39	\$ 108.573,67	\$ 102.281,31	\$ -	\$ 126.837,95	\$ 126.837,95	\$ 119.487,08	\$ (18.264,27)	\$ (17.205,77)	\$ (608.761,90)
7	8	5.397,65	431,81	\$ 106.945,07	\$ 99.749,59	\$ -	\$ 125.560,05	\$ 125.560,05	\$ 117.112,13	\$ (18.614,99)	\$ (17.362,54)	\$ (626.124,44)
8	9	5.316,69	425,33	\$ 105.340,89	\$ 97.280,54	\$ -	\$ 124.295,04	\$ 124.295,04	\$ 114.784,38	\$ (18.954,15)	\$ (17.503,84)	\$ (643.628,27)
9	10	5.236,94	418,95	\$ 103.760,78	\$ 94.872,61	\$ -	\$ 123.042,76	\$ 123.042,76	\$ 112.502,90	\$ (19.281,99)	\$ (17.630,29)	\$ (661.258,56)
10	11	5.158,38	412,67	\$ 102.204,36	\$ 92.524,28	\$ -	\$ 121.803,11	\$ 121.803,11	\$ 110.266,76	\$ (19.598,74)	\$ (17.742,49)	\$ (679.001,05)
11	12	5.081,01	406,48	\$ 100.671,30	\$ 90.234,07	\$ -	\$ 120.575,94	\$ 120.575,94	\$ 108.075,08	\$ (19.904,64)	\$ (17.841,00)	\$ (696.842,05)
12	13	5.004,79	400,38	\$ 99.412,86	\$ 88.160,39	\$ -	\$ 119.361,14	\$ 119.361,14	\$ 105.926,95	\$ (49.948,28)	\$ (44.326,56)	\$ (741.168,61)
13	14	4.929,72	394,38	\$ 98.371,67	\$ 86.075,63	\$ -	\$ 118.158,58	\$ 118.158,58	\$ 103.821,52	\$ (49.786,91)	\$ (43.745,89)	\$ (784.914,51)
14	15	4.855,77	388,46	\$ 97.346,09	\$ 84.088,61	\$ -	\$ 116.968,13	\$ 116.968,13	\$ 101.757,94	\$ (49.622,03)	\$ (43.169,33)	\$ (828.083,84)
15	16	4.782,94	382,64	\$ 96.335,90	\$ 82.138,39	\$ -	\$ 115.789,67	\$ 115.789,67	\$ 99.735,37	\$ (49.453,77)	\$ (42.596,98)	\$ (870.680,82)
16	17	4.711,19	376,90	\$ 95.340,86	\$ 80.224,08	\$ -	\$ 114.623,09	\$ 114.623,09	\$ 97.753,01	\$ (49.282,23)	\$ (42.028,93)	\$ (912.709,75)
17	18	4.640,53	371,24	\$ 94.360,75	\$ 78.344,77	\$ -	\$ 113.468,27	\$ 113.468,27	\$ 95.810,05	\$ (49.107,51)	\$ (41.465,28)	\$ (954.175,03)
18	19	4.570,92	365,67	\$ 93.395,34	\$ 76.499,60	\$ -	\$ 112.325,07	\$ 112.325,07	\$ 93.905,71	\$ (48.929,73)	\$ (40.906,10)	\$ (995.081,14)
19	20	4.502,35	360,19	\$ 92.444,41	\$ 74.687,73	\$ -	\$ 111.193,40	\$ 111.193,40	\$ 92.039,21	\$ (48.748,99)	\$ (40.351,48)	\$ (1.035.432,62)
20	21	4.434,82	354,79	\$ 91.507,74	\$ 72.908,33	\$ -	\$ 110.073,12	\$ 110.073,12	\$ 90.209,82	\$ (48.565,38)	\$ (39.801,49)	\$ (1.075.234,11)
21	22	4.412,50	329,00	\$ 57.037,46	\$ 46.281,92	\$ 374.369,34	\$ 102.583,56	\$ 476.952,89	\$ 387.013,97	\$ (419.915,43)	\$ (340.732,05)	\$ (1.415.966,16)
22	23	4.302,77	344,22	\$ 59.676,35	\$ 47.943,75	\$ -	\$ 107.866,32	\$ 107.866,32	\$ 86.659,40	\$ (48.189,97)	\$ (38.715,64)	\$ (1.454.681,80)
23	24	4.238,23	339,06	\$ 58.781,20	\$ 46.757,03	\$ -	\$ 106.779,57	\$ 106.779,57	\$ 84.936,93	\$ (47.998,37)	\$ (38.179,91)	\$ (1.492.861,71)
Total		120.043,74	\$ 9.603,50	\$ 2.051.024,51	\$ 1.863.520,84	\$ 870.615,47	\$ 2.848.680,95	\$ 3.719.295,42	\$ 3.356.382,55	\$ (1.668.271,91)	\$ (1.492.861,71)	
VPN				\$ 1.863.520,84		\$ 800.020,71	\$ 2.556.361,84	\$ 3.356.382,55				

ANEXO F (Continuación). Costos operativos – Flujo de caja incremental - Pozo 11.- Tipo 3

109

Periodo	Mes	Barriles producidos por periodo (BOPM) considerando declinación	Regalías (BOPM)	Ingreso real por ventas considerando variación en precio de venta	Ingreso total @ periodo o (USD)	Costo Wellservice (USD/mes)	Costo operativo (USD/mes)	Egreso total (USD)	Egreso total @ periodo o (USD)	Flujo de caja no descontado (USD)	Flujo de caja @ periodo o (USD)	Sumatoria de flujos netos de caja @ periodo o (USD)
0	1	4.416,75	353,34	\$ 87.510,21	\$ 87.510,21	\$ 51.300,00	\$ 87.559,93	\$ 138.859,93	\$ 138.859,93	\$ (51.349,72)	\$ (51.349,72)	\$ (51.349,72)
1	2	4.488,48	359,08	\$ 88.931,31	\$ 88.050,80	\$ -	\$ 89.426,75	\$ 89.426,75	\$ 88.541,34	\$ (495,44)	\$ (490,53)	\$ (51.840,26)
2	3	4.447,33	355,79	\$ 88.116,11	\$ 86.379,87	\$ -	\$ 89.050,04	\$ 89.050,04	\$ 87.295,40	\$ (933,93)	\$ (915,53)	\$ (52.755,79)
3	4	4.406,56	352,53	\$ 87.308,38	\$ 84.740,65	\$ -	\$ 88.674,92	\$ 88.674,92	\$ 86.067,00	\$ (1.366,54)	\$ (1.326,35)	\$ (54.082,14)
4	5	4.366,17	349,29	\$ 86.508,05	\$ 83.132,54	\$ -	\$ 88.301,37	\$ 88.301,37	\$ 84.855,89	\$ (1.793,32)	\$ (1.723,35)	\$ (55.805,49)
5	6	4.217,99	337,44	\$ 83.572,18	\$ 79.516,07	\$ 51.300,00	\$ 85.731,17	\$ 137.031,17	\$ 130.380,46	\$ (53.458,99)	\$ (50.864,39)	\$ (106.669,88)
6	7	4.286,49	342,92	\$ 84.929,34	\$ 80.007,28	\$ -	\$ 87.559,00	\$ 87.559,00	\$ 82.484,54	\$ (2.629,66)	\$ (2.477,26)	\$ (109.147,14)
7	8	4.247,20	339,78	\$ 84.150,82	\$ 78.488,99	\$ -	\$ 87.190,16	\$ 87.190,16	\$ 81.323,84	\$ (3.039,34)	\$ (2.834,85)	\$ (111.981,99)
8	9	4.208,26	336,66	\$ 83.379,44	\$ 76.999,51	\$ -	\$ 86.822,87	\$ 86.822,87	\$ 80.179,47	\$ (3.443,43)	\$ (3.179,95)	\$ (115.161,94)
9	10	4.100,19	328,02	\$ 81.238,21	\$ 74.279,33	\$ 1.823,00	\$ 85.016,18	\$ 86.839,18	\$ 79.400,52	\$ (5.600,97)	\$ (5.121,19)	\$ (120.283,13)
10	11	4.131,47	330,52	\$ 81.857,82	\$ 74.104,82	\$ -	\$ 86.092,93	\$ 86.092,93	\$ 77.938,81	\$ (4.235,11)	\$ (3.833,99)	\$ (124.117,12)
11	12	3.991,26	319,30	\$ 79.079,77	\$ 70.881,07	\$ 51.300,00	\$ 83.587,01	\$ 134.887,01	\$ 120.902,42	\$ (55.807,24)	\$ (50.021,35)	\$ (174.138,47)
12	13	4.056,07	324,49	\$ 56.254,78	\$ 49.923,26	\$ -	\$ 85.369,12	\$ 85.369,12	\$ 75.760,76	\$ (29.114,34)	\$ (25.837,50)	\$ (199.975,97)
13	14	3.817,95	305,44	\$ 52.952,16	\$ 46.527,08	\$ 22.095,30	\$ 80.759,03	\$ 102.854,33	\$ 90.374,25	\$ (49.902,18)	\$ (43.847,18)	\$ (243.823,15)
14	15	3.982,05	318,56	\$ 55.228,17	\$ 48.046,46	\$ -	\$ 84.651,40	\$ 84.651,40	\$ 73.643,59	\$ (29.423,23)	\$ (25.597,12)	\$ (269.420,27)
15	16	3.945,55	315,64	\$ 54.721,91	\$ 47.134,69	\$ -	\$ 84.294,81	\$ 84.294,81	\$ 72.607,29	\$ (29.572,90)	\$ (25.472,60)	\$ (294.892,87)
16	17	3.909,38	312,75	\$ 54.220,29	\$ 46.240,22	\$ -	\$ 83.939,72	\$ 83.939,72	\$ 71.585,58	\$ (29.719,42)	\$ (25.345,36)	\$ (320.238,23)
17	18	3.776,71	302,14	\$ 52.380,19	\$ 44.228,66	\$ 51.300,00	\$ 81.496,47	\$ 132.796,47	\$ 112.130,35	\$ (80.416,28)	\$ (67.901,69)	\$ (388.139,92)
18	19	3.838,04	307,04	\$ 53.230,81	\$ 44.501,88	\$ -	\$ 83.234,02	\$ 83.234,02	\$ 69.585,08	\$ (30.003,20)	\$ (25.083,20)	\$ (413.223,12)
19	20	3.802,85	304,23	\$ 52.742,86	\$ 43.657,37	\$ -	\$ 82.883,39	\$ 82.883,39	\$ 68.605,89	\$ (30.140,53)	\$ (24.948,52)	\$ (438.171,64)
20	21	3.768,00	301,44	\$ 52.259,39	\$ 42.828,89	\$ -	\$ 82.534,25	\$ 82.534,25	\$ 67.640,48	\$ (30.274,86)	\$ (24.811,59)	\$ (462.983,23)
21	22	3.671,23	293,70	\$ 50.917,34	\$ 41.315,86	\$ 1.823,00	\$ 80.816,79	\$ 82.639,79	\$ 67.056,42	\$ (31.722,46)	\$ (25.740,56)	\$ (488.723,79)
22	23	3.699,23	295,94	\$ 51.305,69	\$ 41.218,80	\$ -	\$ 81.840,36	\$ 81.840,36	\$ 65.750,23	\$ (30.534,67)	\$ (24.531,44)	\$ (513.255,23)
23	24	3.573,69	285,90	\$ 49.564,50	\$ 39.425,68	\$ 51.300,00	\$ 79.458,22	\$ 130.758,22	\$ 104.010,55	\$ (81.193,72)	\$ (64.584,87)	\$ (577.840,11)
Total		97.148,89	\$ 7.771,91	\$ 1.652.359,72	\$ 1.499.139,98	\$ 282.241,30	\$ 2.036.289,91	\$ 2.318.531,21	\$ 2.076.980,08	\$ (666.171,49)	\$ (577.840,11)	
VPN				\$ 1.499.139,98		\$ 252.774,72	\$ 1.824.205,37	\$ 2.076.980,08		(\$ 577.840,11)		