



*ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNIDADES
HIDRÁULICAS DE BOMBEO MECÁNICO (UHBM) EN POZOS DE CAMPO ESCUELA COLORADO*

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS DE BOMBEO MECÁNICO
(UHBM) EN POZOS DE CAMPO ESCUELA COLORADO**

**GUILLERMO ANDRES ROJAS SALAMANCA
JULIÁN ALBERTO FRANCO MACIAS**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016



*ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNIDADES
HIDRÁULICAS DE BOMBEO MECÁNICO (UHBM) EN POZOS DE CAMPO ESCUELA COLORADO*

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS DE BOMBEO MECÁNICO
(UHBM) EN POZOS DE CAMPO ESCUELA COLORADO**

**GUILLERMO ANDRES ROJAS SALAMANCA
JULIÁN ALBERTO FRANCO MACIAS**

Trabajo de Grado para optar al título de: Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR

**FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ
M. Sc. en Informática**

CO-DIRECTOR

**DIEGO ARMANDO MONSALVE DUARTE
Ingeniero de Petroleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

¡Las palabras nunca alcanzan, cuando lo que hay que decir desborda el alma!

Gracias a Dios Padre el responsable de todos mis triunfos y mi fuerza en todos mis fracasos; toda la gloria sea para El.

A mis padres Guillermo y Mariluz, no hay palabras para describir todo el amor y agradecimiento que siento por ellos, fueron y siempre serán mi mayor ejemplo, que orgulloso me siento de ser su hijo; gracias infinitas por todo el apoyo durante esta etapa que ya termina, ojalá pueda seguir compartiendo muchos más éxitos junto a ustedes. Espero retribuirles todo el esfuerzo que hicieron por mí y brindarles todo mi apoyo para que nunca les falte nada, los quiero mucho.

A mis hermanas Diana, Sandra, Sobrinos Nico y Juanfe por todos los momentos de alegría que he pasado junto a ellos, por el apoyo, preocupación y compromiso que me brindaron durante todos estos años yo sé que siempre estuve presente en todas sus oraciones. Estoy firmemente convencido que la educación es el camino para el progreso y es por eso que luchare siempre para que ellos reciban la mejor educación y no les haga falta nada.

A Jessica Cruz, amor; tu más que nadie sabes los esfuerzos que realice porque fuiste el gran apoyo para superarlos a lo largo de estos años, gracias por tu amor, comprensión, paciencia y por estar conmigo en las buenas y en las malas solo puedo decir que TE AMO y siempre serás mi gran inspiración, gracias a la vida por permitirme conocerte este triunfo es de los dos.

A mis compañeros de Universidad Ana, Oscar, Mae, Julián y a todos los que de una u otra forma estuvieron presentes en esta hermosa experiencia, muy buenos momentos pasamos, fue un gran honor conocerlos. Aunque la vida nos tiene rumbos diferentes yo sé que nos volveremos a encontrar y compartir nuestras vivencias ya como grandes profesionales, muchos éxitos para todos ustedes.

Por último, pero no menos importante para toda mi familia, abuelos, tíos, tías, primos, primas y personas allegadas a mí por la solidaridad que me brindaron, fueron muchas las llamadas y mensajes que recibí por parte de ustedes durante todo este tiempo; tengo la mejor familia del mundo Dios permita conservar la unidad que tenemos por muchos años más. Dios multiplique bendiciones por toda su preocupación.

Guillermo Andrés Rojas Salamanca

A Dios que nunca me abandono y siempre me escuchó, el me dio sabiduría con la cual pude superar momentos difíciles, sin la ayuda de él, no hubiese podido realizar este sueño que siempre tuve en mi mente y finalmente lo estoy viviendo y alcanzando.

Mi familia; mis padres; seres luchadores y maravillosos que con todo su esfuerzo me han enseñado y guiado por el buen camino siempre buscando lo mejor para mí. Este triunfo es el resultado del proceso de esa formación que me permitió crecer académicamente y personalmente. A mi hermano, para que tome este proceso como ejemplo y logre captar que muchas cosas en la vida tardan en llegar, pero al final tenemos nuestra recompensa.

Mi mar y su familia, mi nueva familia... El último empujón en este arduo camino, aquí estoy.

Don Miguel y su familia siempre creyeron en mí, fueron mi fortaleza en los momentos difíciles, gracias por enseñarme que con dedicación todo se puede lograr.

Y a toda mi familia, compañeros de carrera, y profesores porque de alguna u otra forma ayudaron a que este sueño se volviera realidad.

Jualian Alberto Franco Macias

AGRADECIMIENTOS

Nosotros Guillermo Rojas y Julián Franco, como autores de este trabajo, agradecemos sinceramente a:

La Universidad Industrial de Santander, su Escuela de Ingeniería De Petróleos y cada uno de los profesores que hacen parte de ella, por todos los conocimientos y valiosas enseñanzas brindadas durante éste tiempo.

Nuestro director de proyecto el MSc. Fernando Calvete, quien, durante estos meses, nos brindó la colaboración necesaria para sacar adelante este trabajo de grado. Además de aportar a nuestro crecimiento personal e intelectual.

A nuestro codirector Diego Monsalve, quien fue un apoyo muy grande durante el desarrollo del proyecto aconsejándonos y sugiriéndonos para llegar al mejor resultado.

Finalmente, al Campo Escuela Colorado y Serinpet LTDA, por facilitar los datos para realizar este proyecto ya que hubiera sido imposible lograrlo sin los mismos.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. UNIDADES HIDRÁULICAS DE BOMBEO MECÁNICO SERINPET LTDA.	22
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA	23
1.1.1 Diseño y funcionamiento	24
1.1.2 Actuador hidráulico	33
1.1.3 Funcionamiento del circuito hidráulico	36
1.1.4 Diseño del tamaño	40
1.2 INSTALACION DE LA HERRAMIENTA	42
1.2.1 Pasos para la instalación de la base, pedestal y actuador hidráulico	42
1.2.2 Pasos para la instalación de la unidad hidráulica de bombeo mecánico	45
1.3 FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN DE LA UNIDAD HIDRAULICA	45
1.4 MANTENIMIENTO DE LA HERRAMIENTA	47
1.4.1 Mantenimiento del circuito hidráulico	48
1.4.2 Procedimiento para el cambio de empaquetadura del actuador hidráulico	49
1.4.3 Herramientas necesarias para instalación y mantenimiento	51
1.5 VENTAJAS DE LAS UNIDADES HIDRÁULICAS DE BOMBEO MECÁNICO FABRICADAS POR SERINPET LTDA.	52
2. GENERALIDADES Y ANTECEDENTES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	54

2.1 LOCALIZACIÓN	54
2.2 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	55
2.3 FORMACIONES PRODUCTORAS	57
2.3.1 Formación Colorado	57
2.3.2 Formación Mugrosa	58
2.3.3 Formación La Paz	59
2.3.4 Formación Esmeralda	59
2.3.5 Formación Umir	60
2.4 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO CAMPO ESCUELA COLORADO	60
2.5 MODELO ESTRUCTURAL	61
2.6 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	62
2.7 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	64
2.7.1 Análisis de las Anomalías en la Producción	66
2.8 RESEÑA HISTÓRICA DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS INFLUYENTES EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO	69
3. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DE LAS UNIDADES HIDRÁULICAS DE BOMBEO MECÁNICO	71
3.1 PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A IMPLEMENTAR LAS UNIDADES HIDRÁULICAS DE BOMBEO MECÁNICO	72
3.2 ESTADO DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO	73
3.2.1 Pozos Activos	73
3.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	74

3.3.1 Ubicación De Los Pozos Preseleccionados Dentro Del Campo Escuela Colorado	78
3.3.2 Estado mecánico de los pozos preseleccionados	78
3.4 POTENCIAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS (IPR)	83
3.5 SIMULACIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO	91
3.5.1 Datos de entrada	95
3.6 RESULTADOS SIMULACIONES SOFTWARE RODSTAR	97
3.7 DISEÑO DE POZO CON BASE A LAS SIMULACIONES	102
4. VIABILIDAD FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UHBM	105
4.1 INVERSIÓN INICIAL	106
4.2 FLUJOS DE EFECTIVO	106
4.2.1 Flujos de efectivo para medir la rentabilidad del proyecto	108
4.2.2 Flujos de efectivo para el inversionista	110
4.3 COSTOS	111
4.4 IMPUESTOS	111
4.5 EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO	113
4.5.1 Valor presente neto (VPN)	113
4.5.2 Tasa de rendimiento económico	116
4.5.3 Tiempo de recuperación de la inversión o Payback Time	118
4.6 INGRESOS	119
4.7 PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO	119
4.8 IMPUESTOS PARA LA INDUSTRIA	120

4.8.1 Regalías	121
4.8.2 Impuesto de renta	122
4.9 ANÁLISIS FINANCIERO DE CADA UNO DE LOS POZOS SELECCIONADOS	122
4.9.1 Análisis Financiero Colorado 37	123
5. PARÁMETROS DE EJECUCIÓN Y DESARROLLO DEL CAMPO COLORADO POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UHBM	135
6. CONCLUSIONES	138
7. RECOMENDACIONES	139
BIBLIOGRAFÍA	141
ANEXOS	144

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Configuración esquemática de la unidad hidráulica de bombeo mecánico con balanceo de la invención	29
Figura 2. Configuración genérica de la invención donde se ilustra la disposición de la unidad hidráulica de potencia (1) conectada a un pedestal (2) y al actuador hidráulico (3).	29
Figura 3. Ilustración detallada de la unidad hidráulica de potencia	30
Figura 4. Ilustración detallada de los bujes de alineación de las contrapesas	30
Figura 5. Pedestal y actuador hidráulico.	31
Figura 6. Detalle de la disposición de las poleas móviles en lo alto del pedestal	31
Figura 7. Representación frontal del pedestal y el actuador hidráulico con detalle del ancla.	32
Figura 8. Ilustración detallada del ancla.	32
Figura 9. Actuador Hidráulico	33
Figura 10. Circuito Hidráulico	36
Figura 11. Esquema de montaje de UHBM	38
Figura 12. Unidad hidráulica de bombeo REF: A-30-32-120-1.5	41
Figura 13. Condiciones de Funcionamiento de UHBM	41
Figura 14. Adecuación del area	42
Figura 15. Base del pedestal	43
Figura 16. Pedestal y base acoplados	44
Figura 17. Empaques del pistón y retenedores del aceite hidráulico	49
Figura 18. Localización Geográfica del Campo Escuela Colorado	55
Figura 19. Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena	56
Figura 20. Estructura del Campo Escuela Colorado	62

Figura 21. Histórica de Producción del Campo Escuela Colorado	65
Figura 22. Producción de Aceite, Agua y Gas del Campo Escuela Colorado	65
Figura 23. Facilidades de superficie campo Colorado	67
Figura 24. Trabajos de remoción de parafinas en el Campo Colorado	70
Figura 25. Estado mecánico pozo Colorado 37	79
Figura 26. Estado mecánico Colorado 44	80
Figura 27. Estado mecánico pozo Colorado 55	81
Figura 28. Estado mecánico pozo Colorado 67	82
Figura 29. Metodología para la determinación del IPR según la densidad de perforaciones.	87
Figura 30. Hoja de Excel para determinar SPF óptima. Datos COL-67	88
Figura 31. IPR para el pozo COL-67	89
Figura 32. Paso 1 del simulador	91
Figura 33. Paso 2 del simulador	92
Figura 34. Paso 2.1 del simulador	92
Figura 35. Paso 3 del simulador	93
Figura 36. Paso 4 del simulador	94
Figura 37. Paso 5 del simulador	94
Figura 38. Paso 6 del simulador	95
Figura 39. Representación del flujo de efectivo	107
Figura 40. Representación del valor presente	115
Figura 41. Comportamiento del VPN en relación a la tasa de interés.	116
Figura 42. Metodología Análisis Financiero	123
Figura 43. Flujo de Caja de pozo Colorado 37 UHBM	128
Figura 44. Flujo de Caja de pozo Colorado 37 BM	130
Figura 45. TIR del pozo Colorado 37 BM	132
Figura 46. TIR del pozo Colorado 37 UHBM	133

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características del Yacimiento Campo Escuela Colorado	60
Tabla 2. Características de las arenas productoras	68
Tabla 3. Pozos Activos a noviembre 2011	73
Tabla 4. Parámetros de operación para implementar UHBM	76
Tabla 5. Ubicación de los pozos seleccionados.	78
Tabla 6. Presión estática y de fondo fluente de los pozos escogidos	83
Tabla 7. Índices de productividad	84
Tabla 8. Constantes para perforaciones overbalanced	85
Tabla 9. Constantes para perforaciones Underbalance	85
Tabla 10. Rango de valores del modelo IPR de Sukamo, Pudjo	86
Tabla 11. Puntos de prueba COL-67	87
Tabla 12. Datos de entrada COL-67	88
Tabla 13. Datos de entrada para el simulador de los pozos seleccionados	95
Tabla 14. Resultados pozos Colorado 55 y Colorado 44	98
Tabla 15. Resultados calculados Pozos colorado 67 y colorado 37	99
Tabla 16. Consumo electricidad unidad UHBM Y UBM	101
Tabla 17. Orden para calcular el flujo de caja por año.	109
Tabla 18. Cálculo del Flujo de efectivo para el proyecto	111
Tabla 19. Escala para determinar las regalías de crudos livianos y semi-livianos	121
Tabla 20. Inversión Inicial pozo Colorado 37	124
Tabla 21. Costos de producción del pozo Colorado 37	126
Tabla 22. Ingresos y egresos del pozo Colorado 37 por medio de BM-LUFKIN	126

Tabla 23. Ingresos y egresos del pozo Colorado 37 por medio de UHBM- SERINPET	127
Tabla 24. VPN Y PAYBACK de pozo colorado 37	131
Tabla 25. Resultados de los indicadores financieros	133
Tabla 26. Parámetros de ejecución y desarrollo del campo colorado por medio de la implementación de UHBM	136



LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. IPR POZOS COLORADO 37, 44, 55	144
ANEXO B. RESULTADOS DEL SIMULADOR	148
ANEXO C ANÁLISIS FINANCIERO DE CADA UNO DE LOS POZOS SELECCIONADOS	162
ANEXO D. EJEMPLO DISEÑO BOMBEO MECANICO NORMA API RP 11-L	178

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS DE BOMBEO MECÁNICO (UHBM) EN POZOS DE CAMPO ESCUELA COLORADO*

AUTORES: JULIÁN ALBERTO FRANCO MACIAS
GUILLERMO ANDRES ROJAS SALAMANCA**

PALABRAS CLAVES: UNIDADES HIDRÁULICAS, BOMBEO MECÁNICO, DESEMPEÑO, PRODUCTIVIDAD, CAMPO COLORADO.

DESCRIPCIÓN

Algunos de los temas más importantes en la industria de los Hidrocarburos en el proceso de explotación de un campo son la productividad, optimización y mejoramiento de las tasas de aceite, lo cual permite determinar la productividad de los pozos.

Para este estudio se presentó una alternativa que se encuentra disponible en el mercado colombiano llamada unidad hidráulica de bombeo mecánico, la cual está diseñada para funcionar en pozos donde se tiene sistema de bombeo mecánico; característica que presentan la mayoría de pozos del Campo Escuela Colorado. En este estudio se realizó una simulación por medio del software Rodstar para observar cómo sería el comportamiento de esta unidad hidráulica en algunos pozos de Campo Escuela, con el objetivo de proporcionar una alternativa para aumentar la producción y determinar, si ésta herramienta es mejor y mas eficiente.

Después de realizar una revisión de conceptos, características del campo y de la herramienta que se desea simular e implementar, se realiza el estudio técnico y financiero, donde se analizan como se preseleccionaron los pozos productores a estudiar, las características de cada uno y sus resultados en las simulaciones. Con base a lo anterior se realiza el estudio financiero, dando como resultado la viabilidad técnica y financiera de algunos pozos estudiados, determinados no solo por la producción de aceite sino también por factores financieros, principalmente el precio de venta del crudo.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director: Fernando Enrique Calvete González. Ingeniero de Petróleos

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY STUDY OF TECHNICAL AND FINANCIAL FOR THE IMPLEMENTATION OF UNITS OF MECHANICAL PUMPING HYDRAULIC (UHBM) IN WELL COLORADO SCHOOL FIELD*

AUTHOR: JULIÁN ALBERTO FRANCO MACIAS
GUILLERMO ANDRES ROJAS SALAMANCA**

KEYWORDS: HYDRAULIC UNITS, MECHANICAL PUMPING, PERFORMANCE, PRODUCTIVITY, COLORADO FIELD.

DESCRIPTION

Some of the most important in the hydrocarbon industry in the process of exploitation of a field issues are productivity, optimization and improved oil rates, which allows to determine the productivity of wells.

For this study an alternative was presented that is available in the Colombian market called hydraulic pumping mechanical unit, which is designed to operate in wells where there is a mechanical pumping system; Characteristic that the majority of wells of the School Field Colorado present. In this study, a simulation was carried out using the Rodstar software to observe the behavior of this hydraulic unit in some Campo Field wells, in order to provide an alternative to increase production and determine, if this tool is better and more efficient.

After a review of concepts, characteristics of the field and the tool to be simulated and implemented, the technical and financial study is carried out, where the production wells being studied are preselected, the characteristics of each one and its results Of the simulations. Based on the above, the financial study is carried out, resulting in the technical and financial feasibility of some wells studied, determined not only by oil production but also by financial factors, mainly the sale price of crude oil.

* Work of Grade.

** Faculty og Engineering Physical Chemical. School of Engineering of Petroleos. Director: Fernando Enrique Calvete González. Ingeniero de Petróleos

INTRODUCCIÓN

En este proyecto se tiene como tema principal el análisis técnico y financiero de la implementación de una herramienta hidráulica o bomba hidráulica en los pozos productores del Campos Escuela Colorado.

Por medio de este estudio en el Campo Escuela Colorado con ayuda de un análisis de software se busca verificar la implementación de nuevas tecnologías que nos permitan optimizar la producción y reducir costos de operación, y las unidades hidráulicas de bombeo mecánico (UHBM) son una excelente alternativa como mejora a las unidades convencionales de bombeo mecánico y se podrían ajustar muy bien por su versatilidad y eficiencia a pozos de campo escuela colorado.

El Campo Escuela Colorado (sus siglas en español, CEC), es centro de investigación en este proyecto, así como lo ha sido para varios proyectos de maestría y de pregrado; presenta un mecanismo de empuje por gas en solución que no tiene mayor eficiencia al mantener la presión del yacimiento, por consiguiente, el Campo ha presentado una declinación bastante marcada desde sus inicios de producción. Sin embargo, el CEC ha sido motivo de investigación en proyectos anteriores con otros tipos de sistemas de levantamiento artificial, generando un base de datos cargada con la producción mensual de los fluidos totales y de los trabajos realizados en cada pozo, con el fin de realizar un estudio más detallado de la producción y características generales del yacimiento.

En este documento, se realiza una revisión primero del funcionamiento y desarrollo de las unidades Hidráulicas para el sistema de levantamiento de

bombeo mecánico, explicando sus ventajas y sus características más relevantes. Además, de una revisión minuciosa de las características en su momento de la producción de los pozos y la actividad de ellos, con su producción de fluidos, estados mecánicos, estado de los pozos, etc.

Después de realizar una revisión de conceptos, características del campo y de la herramienta que se desea simular e implementar, se realiza el estudio técnico y financiero, donde se analizan como se preseleccionaron los pozos productores a estudiar, las características de cada uno y sus resultados de las simulaciones. Con base a lo anterior se realiza el estudio financiero, dando como resultado la viabilidad técnica y financiera de algunos pozos estudiados, determinados no solo por la producción de aceite sino también por factores financieros, principalmente el precio de venta del crudo.

Como resultados finales se obtiene una serie de parámetros indispensables para el desarrollo del campo escuela Colorado por medio de esta herramienta aplicada a sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico, resaltando algunas recomendaciones de vital importancia para la selección de pozos y análisis de los resultados al realizar una viabilidad técnica financiera.

1. UNIDADES HIDRÁULICAS DE BOMBEO MECÁNICO SERINPET LTDA.

Las unidades hidráulicas de bombeo mecánico¹, son un desarrollo tecnológico que presenta amplias mejoras en el rango de variación de velocidad, variación del recorrido, bajo peso, confiabilidad, facilidad en la instalación y operación. Las unidades hidráulicas de bombeo mecánico (UHBM, por sus siglas en español), corresponden con equipos que realizan el levantamiento artificial del petróleo que se encuentra en el subsuelo. Para esto, pueden utilizar un sistema hidráulico compuesto por una serie de elementos independientes. Generalmente, estas unidades utilizan motores y otros accesorios para generar la fuerza necesaria para realizar el levantamiento del fluido y el mecanismo de levantamiento.

Frecuentemente, nos encontramos con pozos que requieren de bombeo mecánico, y que debido a su sistema de estimulación se hace necesario el uso de unidades de bombeo que les puedan ofrecer un amplio margen de variación de velocidad, siendo así la única solución la implementación de variadores de frecuencia. De esta manera, las unidades hidráulicas de bombeo mecánico presentaran un sistema hidráulico robusto, con el que se podrá tener cambios muy significativos en el caudal, de tal forma, que esto se verá reflejado en el cambio de velocidad de la unidad de bombeo. De este modo, se vuelve innecesario el uso de variadores de frecuencia. En dicho proceso de desarrollo nos encontramos con ventajas adicionales que surgieron en aspectos como: movilidad, peso, operación, recorridos, mantenimiento principalmente.

¹ SERINPET, Bombeo Mecánico. "Unidades Hidráulicas de bombeo mecánico" 2013

La solicitud de patente colombiana con número de expediente 10 130183 describe una unidad hidráulica de bombeo mecánico, que consta de un módulo hidráulico de potencia y un pedestal con actuador hidráulico. Dicha invención funciona cuando la primera bomba de un sistema dual toma el aceite hidráulico que se encuentra dentro del tanque de aceite hidráulico y lo envía en forma de caudal y presión hacia el actuador hidráulico que se encuentra en lo alto del pedestal. De esta forma, el actuador hidráulico, levanta la carga necesaria para poner en producción un pozo. A continuación, se describe la herramienta y el funcionamiento de esta.

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA

Las unidades hidráulicas de bombeo mecánico trabajan como cualquier otra unidad, ya que lo que estas hacen es subir y bajar una sarta de varillas, colocando así el pozo en producción; pero a diferencia de las demás unidades convencionales, estas realizan el trabajo con energía hidráulica. En general, las unidades hidráulicas de bombeo mecánico están construidas de forma modular. La herramienta está dividida en módulos las cuales son parte fundamental en el funcionamiento adecuado del sistema.

El primer módulo, es la unidad hidráulica de potencia, la cual posee el motor, bomba, circuitos hidráulicos y eléctricos que en conjunto se encarga de proporcionarle la energía hidráulica al segundo módulo. El segundo módulo lo componen el pedestal y actuador hidráulico. El pedestal se ensambla sobre la cabeza de pozo, su función es la de servir como base del actuador hidráulico, conducir el aceite hasta el actuador, y proporcionar un sitio para la ubicación de los sensores finales de carrera. El actuador hidráulico tiene como función convertir la energía hidráulica en energía mecánica, con lo cual realiza el movimiento de

subir y bajar la sarta de varillas, accionado por un cilindro hidráulico de doble efecto que oscila verticalmente.

1.1.1 Diseño y funcionamiento² Algunas invenciones han utilizado sistemas de contrapeso para mejorar los diseños y resultados de operación. Concretamente, el documento de patente US4187680 describe una unidad de bombeo que incluye un módulo hidráulicamente accionado por un cilindro hidráulico de doble efecto que oscila verticalmente.

El diseño de esta unidad incluye una cadena sinfín que se arrastra sobre una superficie dentada con un tramo anclado contra el movimiento vertical y otro que se fija a una varilla de modo que el movimiento vertical impartido a la barra pulida es el doble al que se imparte hidráulicamente a la unidad de accionamiento. La carga de la barra pulida en la cadena se opone por un contrapeso conectado al mismo por una cadena que se extiende sobre una polea elevada. La salida de la bomba hidráulica que suple al cilindro hidráulico es de leva controlado, de modo que el movimiento de la unidad de accionamiento está suavemente desacelerado y acelerado cuando se aproxima y mueve desde los límites superior e inferior de su movimiento.

En este diseño el actuador hidráulico actúa a compresión y no a tensión, haciendo complejo el accionamiento del mismo entre dos poleas. Además, las cadenas que balancean el peso utilizan dos pesas independientes, lo cual puede generar un desbalance en la estructura de esta unidad.

También se han descrito otro tipo de mecanismos que incluyen el uso de contrapeso para optimizar el diseño de unidades para levantamiento de carga. Específicamente, es un accesorio hidráulico que comprende una polea de fricción

² Ibid., pag. 2

que jala unos cables sostenidos en un extremo de un contrapeso de equilibrio y en el otro de un marco de suspensión de la cabina que se desliza sobre unos rieles guía y que se compone del motor hidráulico, el reductor (cuando sea necesario), tuberías elásticas o de metal de alta presión y una unidad de potencia, compuesta de un tanque que contiene líquido (líquido mineral aceite, agua o cualquier otro) que al interior del motor eléctrico contiene una bomba, un bloque de control de válvulas y otros instrumentos indispensables destinados a controlar la presión, el suministro, la viscosidad y la temperatura. La unidad de potencia comprende además un sistema de fluido de refrigeración para mejorar la explotación de las propiedades del fluido.

En este sistema no incluye dispositivos tipo actuadores para el largo alcance y se basa solo en el torque que puede generar el motor para el accionamiento de las poleas de alta fricción. Esto implica una desventaja en términos de control de fuerza y velocidad que se ejerce en la carga.

Unidad hidráulica de bombeo de largo alcance: La solicitud de patente CN 101307685 revela, por su parte, una unidad hidráulica de bombeo de largo alcance, que comprende un bastidor, una varilla de bombeo y un cuadro de peso que está provisto de un contrapeso. La unidad descrita también comprende una caja de aceite, una entrada de líquido y una bomba hidráulica conectada con la caja de aceite, donde una salida de la bomba hidráulica está conectada con una entrada de una válvula hidráulica de inversión. A su vez en esta unidad dos salidas de la válvula de inversión están conectadas con un primer cilindro hidráulico y un segundo cilindro hidráulico que están dispuestos verticalmente en el bastidor a través de tuberías, respectivamente; un pistón del primer cilindro hidráulico y un pistón del segundo cilindro hidráulico se conectan con un primer cilindro de bobina devanadora y una segunda bobina devanadora que están dispuestas en el bastidor por medio de una banda que los transporta. Con el uso

de esta unidad hidráulica de bombeo del largo alcance, se logra una reducción en los costos de operación y del consumo de energía.

En este dispositivo el actuador, las poleas y las contrapesas se conectan en serie, por lo que se requiere de una alineación muy precisa entre los cables y el actuador. También se requiere de mayor espacio porque el actuador hidráulico se ubica en el piso de forma horizontal³.

Unidad hidráulica de bombeo de frecuencia variable: Específicamente, el documento de patente CN2656630 describe una unidad hidráulica de bombeo de frecuencia variable, que comprende un sistema mecánico, un sistema hidráulico, además de un sistema de detección y control que consta de un convertidor de corriente alterna y un controlador. Esta invención adopta las tecnologías de tensión y frecuencia variables para controlar la velocidad de un motor asíncrono de tres fases de corriente con el fin de controlar el flujo de salida de la bomba hidráulica constante para accionar el cilindro hidráulico y así controlar la velocidad de funcionamiento de la unidad de bombeo. Al mismo tiempo, utiliza la forma de equilibrio de contrapeso acumulado se reduce la potencia instalada de la unidad de bombeo y se utiliza el potencial de trazo hacia abajo de la unidad de bombeo de manera efectiva con un claro efecto en el consumo energético. La unidad de bombeo también toma la técnica digital de control de frecuencia variable para hacer que la curva de velocidad de funcionamiento de la unidad de bombeo alcance el estado ideal con el fin de hacer que la eficiencia de la unidad del sistema de bombeo alcance el valor más alto. La frecuencia variable de unidad de bombeo hidráulico tiene las funciones de regulación continua de velocidad continua y puede regular el alcance.

³ SERINPET [en línea] disponible en: www.serinpet.com.

No utiliza contrapesas para mejorar el consumo eléctrico de la máquina y utiliza un sistema complejo de acumuladores hidráulicos más susceptibles a daños. Se trata de un sistema más costoso.

Hasta se han descrito unidades de bombeo para pozos de bajo caudal o productividad. Particularmente, el documento de patente RO201000035 se refiere a una unidad de bombeo de este tipo que comprende un motor hidráulico que tiene una cavidad con un pistón, una varilla hueca, una válvula de seguridad, un depósito de aceite y una bomba. Dicha bomba consta de un cuerpo cilíndrico, provisto de válvulas de succión y presión de tipo deslizante y un diafragma elástico realizado en la forma de una membrana situada en el cuerpo cilíndrico, que se fija en algunos bujes cónicos. El cuerpo cilíndrico está provisto de unas tapas inferiores y superiores teniendo algunos reducida acoplamientos en el interior interconectados por medio de una tubería y montados en el interior del diafragma elástico, el motor hidráulico está acoplada a la tapa inferior del cuerpo cilíndrico; por medio de un cilindro lleno de aceite. El depósito de aceite está provisto de otro pistón y con otro diafragma cuya cavidad se comunica con el depósito de aceite situado debajo del pistón, el diafragma está situado en un cuerpo perforado cuya cavidad se comunica con un pozo de petróleo lleno de líquido de la capa.

Aunque esta unidad está diseñada para pozos de baja productividad no incluye un sistema de aumento de eficiencia o disminución en el consumo de energía.

La presente invención simplifica el diseño y optimiza el funcionamiento de las unidades descritas en el estado de la técnica, al utilizar una unidad de potencia compacta y un sistema de balanceo que reduce los costos operativos, el consumo energético y volumétrico y aumenta la productividad.

Aunque esta unidad mejora el diseño y el consumo energético de la instalación, no cuenta con un sistema accesorio que haga más eficiente el levantamiento del

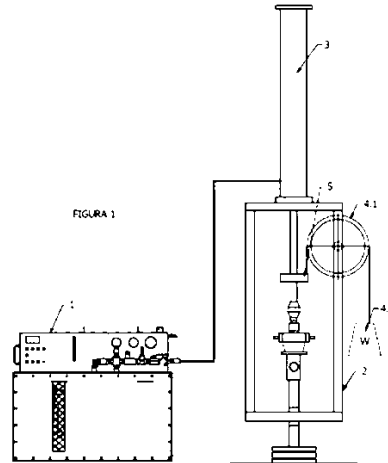
fluido. En su forma más general la presente invención corresponde con una unidad hidráulica de bombeo mecánico con balanceo que logra el levantamiento artificial de fluidos por medio de un sistema de contrapesas incorporado a un pedestal.

La unidad hidráulica de bombeo mecánico con balanceo de la presente invención comprende una unidad de potencia de diseño compacto, un pedestal, un actuador hidráulico y un sistema de balanceo. En esta misma forma general, la unidad de bombeo de la presente invención recibe la potencia de una unidad de potencia hidráulica a través de un caudal presurizado de aceite hidráulico y genera una fuerza ascendente en un actuador hidráulico elevando un mecanismo de levantamiento artificial y la columna hidrostática generada por el fluido mismo a levantar.

En esta forma general de la unidad de la presente invención el balanceo corresponde con un sistema de poleas y contrapesas que ejercen una fuerza opuesta a la fuerza intrínseca generada por un mecanismo de levantamiento artificial. La fuerza ejercida por el sistema de balanceo equivale mínimo al 90% de la fuerza generada por el mecanismo de levantamiento del fluido. En otro aspecto de la presente invención el sistema de balanceo se conecta en paralelo y ejerce una fuerza en paralelo equivalente a la fuerza intrínseca del mecanismo con el cual se levanta el fluido.

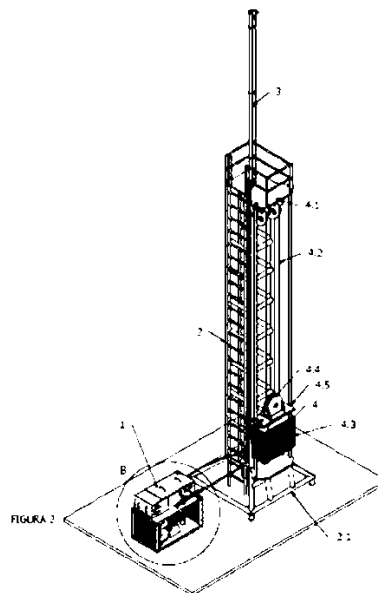
La presente invención simplifica el diseño y optimiza el funcionamiento de las unidades descritas en el estado de la técnica, al utilizar una unidad de potencia compacta y un sistema de balanceo que reduce los costos operativos, el consumo energético y volumétrico y aumenta la productividad.

Figura 1. Configuración esquemática de la unidad hidráulica de bombeo mecánico con balanceo de la invención



Fuente: Manual instalación Serinpet. Ltda.

Figura 2. Configuración genérica de la invención donde se ilustra la disposición de la unidad hidráulica de potencia (1) conectada a un pedestal (2) y al actuador hidráulico (3).



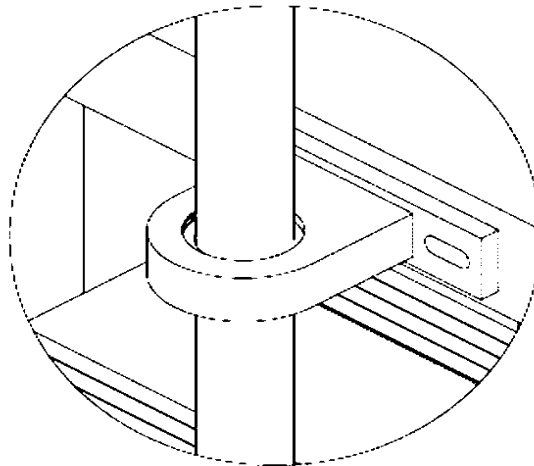
Fuente: Manual instalación Serinpet. Ltda.

Figura 3. Ilustración detallada de la unidad hidráulica de potencia



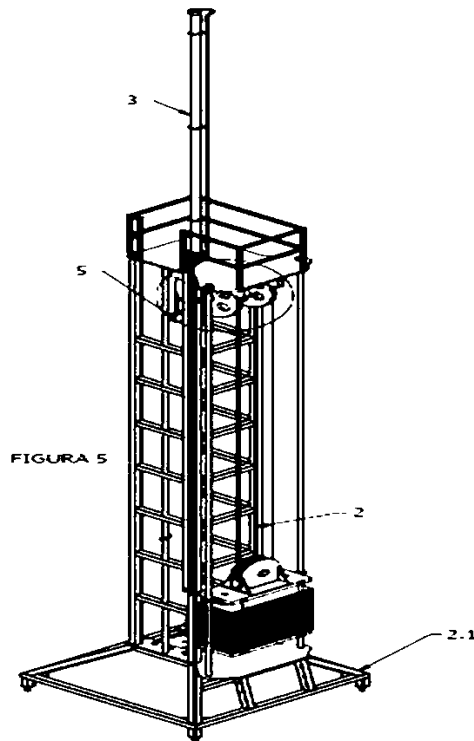
Fuente: Manual instalación Serinpet. Ltda

Figura 4. Ilustración detallada de los bujes de alineación de las contrapesas



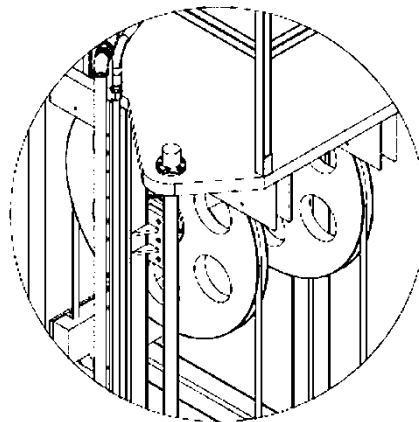
Fuente: Manual instalación Serinpet. Ltda

Figura 5. Pedestal y actuador hidráulico.



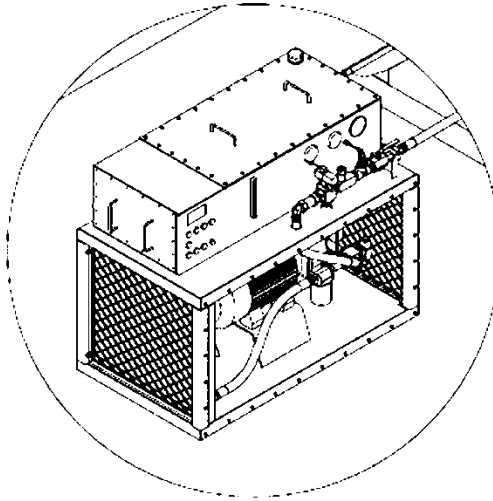
Fuente: Manual instalación Serinpet. Ltda

Figura 6. Detalle de la disposición de las poleas móviles en lo alto del pedestal



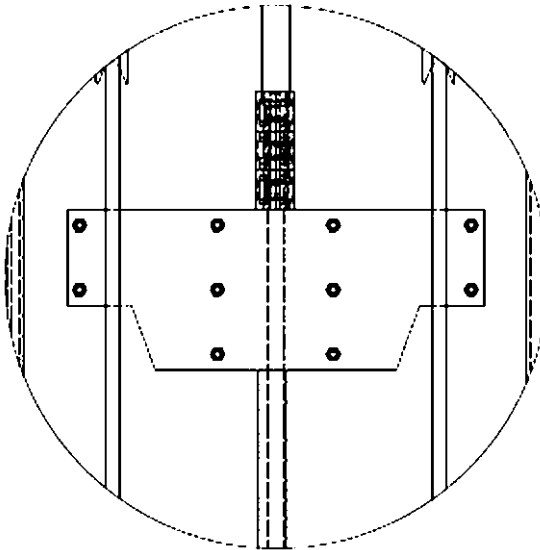
Fuente: Manual instalación Serinpet. Ltda

Figura 7. Representación frontal del pedestal y el actuador hidráulico con detalle del ancla.



Fuente: Manual instalación Serinpet. Ltda

Figura 8. Ilustración detallada del ancla.



Fuente: Manual instalación Serinpet. Ltda

1.1.2 Actuador hidráulico La mayoría de los actuadores hidráulicos están conformados por los siguientes componentes: a) Camisa hidráulica, b) Pistón, c) Vástago, d) tapas.

Funcionan cuando el aceite hidráulico entra en ellos y desplaza el pistón en alguna dirección axial. Para realizar este movimiento es necesario vencer la fuerza resultante de la carga más el rozamiento, para lo cual se utiliza la presión del aceite. La velocidad con que este movimiento es realizado es función del caudal de aceite que entra al actuador hidráulico. De esta forma si queremos que el actuador se mueva rápido debemos proporcionarle un caudal alto, o si queremos que se mueva despacio entonces el caudal que debemos proporcionarle será un caudal pequeño.

Figura 9. Actuador Hidráulico



Fuente: Unidades Hidráulicas de Bombeo Mecánico, Serinpet LTDA. #1221565715

Para el cálculo de la fuerza que ejerce un actuador hidráulico se utiliza la siguiente fórmula [1]:

$$F = P \times A$$

[1]

Donde:

F: fuerza que ejerce el actuador hidráulico

P: presión interna a la que este es sometido

A: área útil del pistón

A su vez la fórmula para calcular el caudal que satisfaga el requerimiento de ciclos por minuto de la maquina es [2]:

$$Q= 2 \times A \times L \times N$$

[2]

Donde:

Q: caudal requerido

A: es el área útil del pistón

L: es el máximo recorrido del actuador hidráulico

N: máximo número de ciclos con que se pretende que la unidad trabaje.

Un ejemplo seria el siguiente: se requiere una unidad hidráulica de bombeo mecánico que realice seis ciclos por minuto con una fuerza mayor o igual a 18000 Lbf y un recorrido de 120". Calcular el tamaño del actuador hidráulico, y el caudal requerido.

Consideraciones:

- Se calcula el diámetro del vástago que soporte una carga de 18000 Lbf con un factor de seguridad apropiado para este tipo de trabajo y se aproxima al diámetro estándar inmediatamente mayor. En este caso se utiliza un vástago con diámetro de 1.411" el cual se aproxima al diámetro estándar de 1.5".

- Los sistemas hidráulicos con los que nosotros trabajamos poseen una presión máxima de trabajo de 3000 Psi, sin embargo, nunca a sido una práctica recomendable trabajar los componentes de la máquina en sus límites de diseño por lo que nuestras maquinas trabajan a una presión máxima de 2500 psi.

Con estos datos se realiza el siguiente cálculo:

$$F = P \times A$$

$$A = F / P$$

$$A = 18000 \text{ Lbf} / 2500 \text{ Psi} \quad A = 7.2 \text{ in}^2$$

Ahora

$$A = (D^2 \cdot \pi) / 4 - (d^2 \cdot \pi) / 4$$

Donde D es el diámetro interno de la camisa y d es el diámetro del vástago. De esta ecuación despejamos D y lo aproximamos al diámetro estándar inmediatamente mayor.

$$D = 3.37895 \text{ in}$$

El diámetro estándar inmediatamente mayor es de 3.5 “. Con este nuevo diámetro se calcula la nueva área útil y la fuerza que se ejercerá cuando se le apliquen 2500 psi a esta área.

$$A \text{ nueva} = 7.8539 \text{ in}^2$$

$$F \text{ nueva} = 19634.9 \text{ Lbf}$$

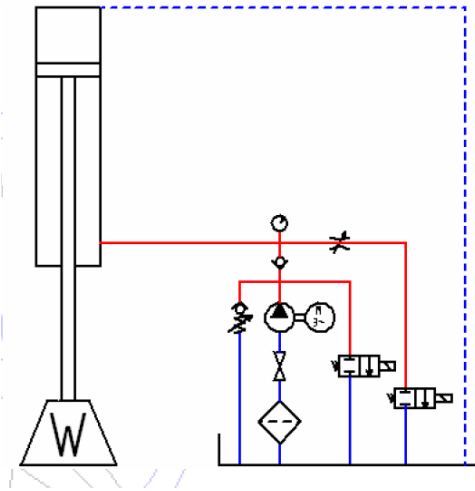
Obtenida la nueva fuerza se verifica que el diámetro del vástago sea capaz de soportarla, manteniendo un factor de seguridad apropiado. Finalmente introducimos estos datos en la ecuación de caudal teniendo como resultado.

$$Q = 48.9598 \text{ Gal/min}$$

Es con estos datos que la unidad comienza a ser diseñada. En este punto se conoce el tamaño del actuador hidráulico, la fuerza que es capaz de realizar con una presión máxima de 2500 Psi y el caudal de la bomba requerido. Es parte importante en el diseño del actuador hidráulico, la selección de la empaquetadura utilizando materiales antifricción, teniendo en cuenta parámetros como la velocidad, la temperatura y número de ciclos que se espera esta realice antes de perder sello. Hallado el caudal se selecciona la bomba que sea capaz de proveerlo a una presión de 2500 psi. Es en las curvas de operación de la bomba donde se determina la potencia y velocidad en Rpm que son requeridas para el motor.

1.1.3 Funcionamiento del circuito hidráulico El circuito hidráulico de la unidad está compuesto por: un tanque, un filtro, una bomba hidráulica, dos válvulas solenoides, un cheque, una válvula reguladora de caudal, una válvula de alivio, un manómetro, y un actuador hidráulico. Además, posee distintos tipos de acoples y mangueras.

Figura 10. Circuito Hidráulico



Fuente: Unidades Hidráulicas de Bombeo Mecánico, Serinpet LTDA. #1221565715

El funcionamiento de consiste en que la bomba toma energía mecánica del motor y la convierte en energía hidráulica la cual es enviada en forma de caudal y presión de aceite a través de una manguera hasta una primera cruz en donde el aceite puede tomar tres vías diferentes, la primera vía es una derivación que se conecta a una válvula de alivio en donde se calibra la presión de trabajo. Si la presión de trabajo es mayor que la presión calibrada en la válvula de alivio esta se abre y le permite al aceite retornar al tanque.

La segunda vía conecta una derivación de la cruz a la primera válvula solenoide la cual puede conmutar del estado abierto al estado cerrado. La tercera vía conecta una derivación de la cruz con un cheque, este a su vez está conectado con una segunda cruz, de la cual de derivan tres vías más. La primera vía de esta cruz se conecta con el actuador hidráulico proporcionándole presión y caudal, la segunda vía deriva hacia la segunda válvula solenoide la cual también conmuta de forma sincronizada con la primera válvula solenoide. La tercera vía tiene conectado un manómetro, el cual indica la presión de operación de la máquina.

Otro importante componente se presenta en el actuador hidráulico el cual posee una conexión que sale de su parte superior y llega directamente al tanque de aceite, esta conexión es para verificar el estado de la empaquetadura, puesto que cuando esta comienza a perder su cualidad de sellar, el aceite se fuga a través de ella y debe retornar al tanque. De lo contrario se presentarían fugas de aceite.

Hasta este punto hemos descrito como está construido el circuito hidráulico, sin embargo, para poder describir su funcionamiento con más detalle debemos explicar quién y cómo lo gobierna. Para tal propósito la siguiente grafica muestra cómo queda instalado el pedestal y el actuador hidráulico. En ella podemos identificar la ubicación de los sensores finales de carrera. Nótese que el sensor inferior se encuentra en contacto con un acople para varillas, Esto indica que el vástago del actuador hidráulico se encuentra directamente conectado con la barra pulida, y que es esta unión, la que los sensores finales de carrera registran.

Una vez la unidad se encuentra encendida, el aceite hidráulico comienza a circular a través de las válvulas solenoides.

Figura 11. Esquema de montaje de UHBM

sensor final de carrera inferior, el cual inmediatamente envía una señal a las válvulas solenoides para que se cierren nuevamente y de esta manera se repita el ciclo. Es importante mencionar que es justo en la válvula reguladora de caudal donde se realiza la variación de velocidad en la carrera descendente, ya que si se restringe el paso de caudal a través de esta válvula el actuador se desocupa más despacio y por obvias razones la sarta bajara más despacio. Si por el contrario se abre esta válvula tendremos como resultado un aumento en el caudal que pasa a través de ella, aumentando la velocidad del vástago en su recorrido descendente.

En resumen, la unidad posee dos sensores finales de carrera que le indica en qué posición se encuentra el vástago del actuador hidráulico y que acción deberá tomar con respecto al estado de las válvulas solenoides (abiertas o cerradas), con esto se re direcciona el sentido de los caudales, teniendo en cuenta que estos caudales se pueden variar a través de la válvula reguladora de caudal y la válvula reguladora de presión, obteniendo como resultado un amplio rango de variación de velocidad, el cual se ha comprobado, se encuentra entre un 100% y un 4% de la velocidad máxima.

Por lo anterior, se referencia a que la válvula reguladora de presión puede dividir el caudal en dos, cuando la presión de trabajo está muy cerca a la presión de alivio calibrada en esta válvula. Para esto la válvula no se abre del todo, y envía una parte del caudal de aceite que proporciona la bomba al tanque, y la parte restante la envía al actuador hidráulico. De esta forma el actuador hidráulico subirá más despacio que cuando recibía el 100% del caudal.

1.1.4 Diseño del tamaño Las unidades hidráulicas de bombeo mecánico se producen en distintos tamaños. La unidad hidráulica de potencia se construye en potencias que van desde 10 hasta 250 Hp, y el pedestal y el actuador hidráulico se construyen en tamaños que permiten tener fuerzas que varían de 10.000 a 50.000

Lb, pudiéndose hacer cualquier combinación entre unidades hidráulicas de potencia y pedestales con actuadores hidráulicos.

Figura 12. Unidad hidráulica de bombeo REF: A-30-32-120-1.5



Fuente: Unidades Hidráulicas de Bombeo Mecánico, Serinpet LTDA. #1221565715

Figura 13. Condiciones de Funcionamiento de UHBM



La primera casilla corresponde al tipo de motor que utiliza la unidad hidráulica de potencia, A para eléctricos, B para motores Diésel, C para motores a gas. La segunda casilla indica el caballaje del motor, la tercera casilla indica la fuerza que puede realizar el pedestal y actuador hidráulico multiplicado por 1000, la cuarta casilla indica el recorrido máximo del pedestal y actuador hidráulico, y la quinta casilla indica la máxima velocidad que una determinada unidad hidráulica de

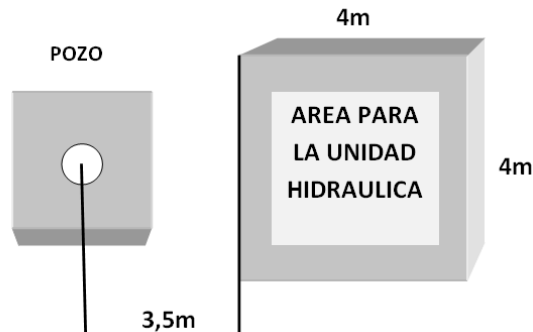
potencia puede suministrarle a dicho actuador hidráulico y está dada en ciclos por minuto.

1.2 INSTALACION DE LA HERRAMIENTA

Para instalar las unidades hidráulicas de bombeo mecánico, es necesario cumplir con las siguientes condiciones:

- a) Un área cercana al pozo nivelada y estable de aproximadamente 4X4 m (no es necesario que sea en concreto), como se ve en la siguiente figura.

Figura 14. Adecuación del area

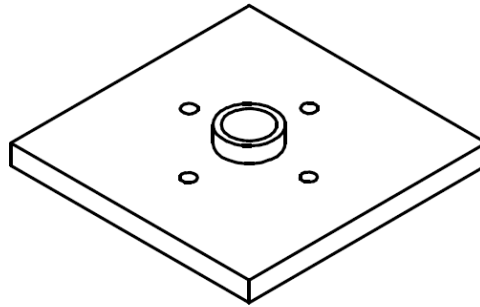


- b) Facilidades eléctricas de 30 a 35 KW con conexiones en a 440 V.

1.2.1 Pasos para la instalación de la base, pedestal y actuador hidráulico

- Colocar un sustituto de 2 7/8" de un pie de largo en la brida de producción.
- Roscar sobre el sustituto la base del pedestal, la cual tiene una unión de 2 7/8" soldada en la mitad.

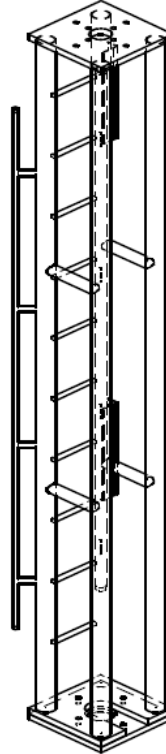
Figura 15. Base del pedestal



Fuente: Unidades Hidráulicas de Bombeo Mecánico, Serinpet LTDA. #1221565715

- Colocar sobre la base, el pedestal, el cual ya tiene instalado el actuador hidráulico y se atornilla con tres tornillos a dicha base.

Figura 16. Pedestal y base acoplados



Fuente: Unidades Hidráulicas de Bombeo Mecánico, Serinpet LTDA. #1221565715

- Instalar un sustituto en la parte superior de la base para poder colocar encima de este la te de producción y las prensaestopas.
- Acoplar la barra pulida y el vástago del actuador hidráulico con una unión para varillas de 7/8" sin ir a girar la barra pulida.
- Conectar las mangueras de altapresión y las líneas de retornode aceite.

1.2.2 Pasos para la instalación de la unidad hidráulica de bombeo mecánico

- Ubicar la unidad hidráulica a una distancia de entre 3 y 3,5 metros del centro del pozo, de tal manera que la salida y entrada de las mangueras queden apuntando hacia dicho pozo.
- Conectar los acoples Jic al pedestal y a la unidad hidráulica.
- Conectar los cables de las señales de los finales de carrera a la unidad hidráulica.
- Conectar la entrada de energía a 440V.
- Finalizado este proceso la unidad puede ponerse en marcha.

1.3 FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN DE LA UNIDAD HIDRAULICA

Los siguientes son los pasos para poner en marcha la unidad hidráulica de bombeo mecánico:

1. Asegurarse de que todas las mangueras estén bien acopladas y de que no existan fugas de aceite.
2. Ajustar el recorrido que debe hacer el actuador hidráulico, es decir que se debe posicionar los finales de carrera según se desee.
3. Abrir totalmente las válvulas de alivio y válvulas de bola en la succión y descarga de las bombas.

4. Asegurarse de que la señal en los finales de carrera estén en off.
5. Activar el circuito estrella triángulo de la bomba de alta presión y esperar 10 minutos, dentro de los cuales se debe realizar una inspección de fugas. Es importante revisar la presión de este circuito, la cual deberá encontrarse en cero (de lo contrario apague la unidad). Como origen de esta falla en el proceso de puesta en marcha, puede ser el olvido de abrir por completo las válvulas de alivio.
6. Cerrar gradualmente las válvulas de alivio hasta alcanzar una presión de 800 psi (siempre y cuando esta presión no alcance a levantar el actuador hidráulico. Si no es así, se deberá graduar una presión más baja) y esperar el tiempo necesario para que la temperatura alcance 30 grados centígrados. En este punto el circuito de recirculación y enfriamiento se activa automáticamente. Es necesario esperar media hora con el fin de limpiar el aceite a través del filtro que se encuentra en el circuito de recirculación.
7. Abrir en un 10% la válvula reguladora de caudal y cerrar lentamente las válvulas de alivio hasta alcanzar una presión que levante la sarta de varillas. Cuando la sarta suba todo el recorrido que se haya graduado en los finales de carrera, iniciará su descenso. Este dependerá del porcentaje de apertura que posea la válvula reguladora de caudal (a mayor apertura de la válvula reguladora de caudal, el actuador hidráulico y por ende la sarta de varillas descenderá mas rápido y viceversa).
8. Una vez se alcance el paso anterior, la unidad trabajará automáticamente. Sin embargo es importante revisar constantemente durante dos días (cada hora) y verificar que no se encuentren fugas de aceite en los circuitos hidráulicos ni en el radiador, la temperatura de operación no alcance los 69 grados centígrados,

la velocidad sea la que se ajustó en el inicio, en la carrera descendente no debe existir un sobrepaso del sensor final de carrera colocado en el inferior del pedestal mayor a 6 pulgadas (condición que se presenta cuando la velocidad de trabajo de la unidad se encuentran entre 6 y 8 golpes por minuto), por ningún motivo se debe trabajar la unidad a una velocidad mayor de 8 golpes por minuto.

Nota: por seguridad no se debe realizar ninguna reparación o mantenimiento con la unidad encendida.

9. Finalmente si se desea apagar la unidad por el motivo que sea, se debe esperar a que la unidad se encuentre en su carrera descendente para que apague la bomba principal (motor 15 Hp), y permita que el actuador hidráulico descienda hasta que accione el final de carrera que se encuentra en el inferior del pedestal. Recuerde que con esto la señal de los finales de carrera queda activada y que si nuevamente va a poner en marcha la unidad, deberá desactivar esta señal (off).

Nota: Es importante que la velocidad subiendo sea siempre mayor o igual a la velocidad bajando. Esto evita el recalentamiento de la unidad. (Ej. Subiendo 10s, bajando 15s).

1.4 MANTENIMIENTO DE LA HERRAMIENTA⁴

Las unidades hidráulicas de bombeo mecánico necesitan poco mantenimiento. En este caso la unidad es totalmente eléctrica, por lo tanto, se debe realizar un

⁴ Ibid., p. 4

mantenimiento general a los motores eléctricos, contactores y demás componentes eléctricos cada dos años y medio, o según lo indique el fabricante. Para los motores eléctricos es recomendable el cambio de rodamientos, y en los contactores, la limpieza o cambio de las platinas de cobre. Debido a sobre cargas en el sistema de red eléctrica del que se alimenta la unidad, los fusibles deben ser inspeccionados y cambiados según los requerimientos.

1.4.1 Mantenimiento del circuito hidráulico En este sistema se encuentran dos subsistemas que requieren mantenimiento. El primero de ellos son las válvulas solenoides, válvulas de alivio, manómetros, bombas de paleta, bombas centrífugas y mangueras. Estos elementos requieren muy poco mantenimiento, tan solo se recomienda hacer un cambio de o-ring y limpieza cada vez que se le haga mantenimiento general a la unidad. El segundo subsistema es el actuador hidráulico, el cual tiene un set de empaquetadura que debe ser cambiado cada doce (12) meses. Esta empaquetadura es cambiada cuando la manguera de retorno del pedestal, comienza a mostrar flujo de aceite y para esto se recomienda estar inspeccionando dicha manguera.

Es necesario cambiar el aceite hidráulico ISO 68 entre uno y dos años según las condiciones operacionales (presión, golpes por minuto, temperatura, ambientes muy contaminados por material particulado). Este aceite debe ser recargado cuando en el visor del tanque no es posible ver el nivel del aceite.

Cada actuador hidráulico posee doble set de empaquetadura con el fin de brindar un mayor tiempo entre mantenimientos. Las referencias para el set de empaquetadura del actuador hidráulico 3X80" son:

En el pistón:

- Dos empaques Ref: PSQ-56, dos guías Ref: 6123500-050, y un o-ring Ref: 214.

En la tapa buje:

- Dos retenedores de aceite marca Hércules Ref: RTUB 25-150-37, un raspador Ref: ST 150, un o-ring.

La siguiente imagen, muestra los empaques del pistón y retenedores de aceite de la tapa buje.

Figura 17. Empaques del pistón y retenedores del aceite hidráulico



Fuente: Unidades Hidráulicas de Bombeo Mecánico, Serinpet LTDA. #1221565715

1.4.2 Procedimiento para el cambio de empaquetadura del actuador hidráulico En primer lugar es importante mencionar que los actuadores hidráulicos que nuestras unidades poseen han sido diseñados y construidos por nosotros. En ellos, ha sido un factor importante de diseño el proceso de cambio de empaquetadura, ya que se pretende que este proceso sea lo más rápido y eficiente posible. Por tal motivo, es importante describir el proceso de cambio de empaquetadura que se ha diseñado para estos actuadores hidráulicos:

- Desconecte la manguera de 3/4" que tiene el actuador hidráulico en la tapa posterior.
- Seguido a esto, desatornille los seis tornillos que mantienen sujeta la tapa posterior a la brida posterior. Retire el empaque de papel húmedo que allí se encuentra.
- Desatornille la tapa buje que se encuentra en el frente del actuador hidráulico con una llave para tubo 36, y retírela halándola a través de la rosca de 7/8" teniendo especial cuidado de no ir a golpear el vástago con la brida frontal o su rosca.
- Coloque un protector de empack roscado en la rosca de 7/8" del vástago, y con un bronce o martillo de goma golpee el vástago para sacar el pistón por la parte posterior del actuador hidráulico, con especial cuidado en no ir a golpear el vástago con la brida posterior.
- Desenrosque la tuerca que está en la parte posterior del vástago, la cual sujeta al pistón (esta tuerca es de seguridad, es decir tiene un cordón de teflón, y debe ser cambiada cada vez que se desenrosque, se recomienda el uso de trabarroscas).
- Quite el pistón del vástago y retírela todos sus empaques, retire también los empaques de la tapa buje.
- Coloque el set de empaquetadura tanto al pistón como a la tapa buje, con mucho cuidado de no romper alguno.

- Rosque la tapa buje dentro de la camisa del actuador hidráulico con una llave de tuvo 36.
- Coloque el pistón en la parte posterior del vástago que sobresale de la camisa del actuador hidráulico y rosque la tuerca de seguridad firmemente.
- Con un bronce o martillo de goma introduzca el pistón y poren de el vástago dentro de la camisa y coloque la tapa posterior con su respectivo empaque de papel húmedo. No olvide conectar la manguera de 3/4" y apretar bien los seis tornillos que sujetan la tapa posterior.

Nota: es importante tener durante todo el proceso, limpio y lubricado el vástago, lacamisa, el pistón y la tapa buje, con el fin de evitar ralladuras.

1.4.3 Herramientas necesarias para instalación y mantenimiento

- Juego de llaves mixtas de pulgada.
- Juego de llaves Bristol de pulgada.
- Pinza voltiamperimétrica.
- 2 llaves para tubo de 36".
- 1 llave expansiva de 24".
- Mesa de trabajo con una prensa para tubos Rigid de 6" y una presa de tenazas Ursus de 6"

- Destornilladores de pala y de estrella.
- Cortafrío.

1.5 VENTAJAS DE LAS UNIDADES HIDRÁULICAS DE BOMBEO MECÁNICO FABRICADAS POR SERINPET LTDA⁵.

- Gran versatilidad, ya que están diseñadas de tal forma que se les puede variar la longitud de carrera desde un máximo de 80” hasta un mínimo 12”. Además, es posible variar la velocidad de descenso independientemente de la de ascenso.
- Debido a que son automatizadas podemos medir por medio de sensores el nivel donde se encuentra nuestro fluido.
- Pistón hidráulico que permite graduar nuestro recorrido.
- Mayor eficiencia eléctrica, que nos lleva a un mejor desempeño en la parte de producción.
- De gran recorrido y pocos golpes por minuto, aumentando el tiempo de vida útil de las varillas de producción hasta en un 300%.
- Fácil mantenimiento particularmente en: empaques del actuador hidráulico, rodamientos, y componentes eléctricos.

⁵ SERINPET LTDA. “Bombeo mecánico-Unidad Hidráulica de bombeo mecánico” pag. 54. 2013

- Peso ligero, fácil de transportar e instalar.
- Operación sencilla, requieren supervisión técnica básica, con entrenamiento suministrado por Serinpet.
- El sistema hidráulico entrega constantemente una medida precisa de la fuerza ejercida en la barra pulida (dinamómetro).
- Debido a que el sistema es modular (unidad hidráulica de potencia, actuador hidráulico) es posible realizar el mantenimiento de los componentes por separado, este hecho permite detener la producción del pozo por un máximo de 30 minutos durante el mantenimiento.
- Existe la posibilidad de fabricar unidades de bombeo de 25 HP, con recorrido de 192", 1 SPM, y 35000 lbF de ser necesario. Esto en aplicaciones de pozos muy profundos con baja productividad.
- Posee dos sistemas de protección contra la ruptura de varillas cuando estas se quedan pegadas (válvulas de alivio, térmicos de los motores).
- Excelente precio, entre un 45 a 48 % del precio de una unidad de bombeo mecánico convencional.

2. GENERALIDADES Y ANTECEDENTES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

El Campo Escuela Colorado se ha establecido como un centro de aprendizaje a nivel académico y administrativo en las áreas de operación y explotación de Hidrocarburos, con el fin de poner en marcha el convenio entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A.⁶

Para incrementar la producción del Campo Escuela; la Universidad Industrial de Santander, realizó un convenio con la Empresa WEI Ltda, quién sería la encargada de realizar las operaciones para optimizar la producción del Campo Escuela utilizando nuevas tecnologías y contribuyendo a vincular la academia con la industria petrolera.

2.1 LOCALIZACIÓN

El Campo Escuela se encuentra ubicado sobre la cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM), en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental; geográficamente en la Vereda Los Colorados en el corregimiento de Yarima, en el municipio de San Vicente de Chucuri, ubicado al sureste del municipio de Barrancabermeja en el departamento de Santander y al sur del Campo La Cira-Infantas.⁷

⁶ WEIL GROUP Informe propuesta 2010

⁷ CAMPO ESCUELA COLORADO Plan de Explotación 2013

Figura 18. Localización Geográfica del Campo Escuela Colorado



Fuente: PACHON, Yessika. GODIN, Francisco. Realización e interpretación de una prueba de restauración de presión en un pozo con bombeo mecánico. Caso práctico-Campo Colorado. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). p.64.

2.2 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

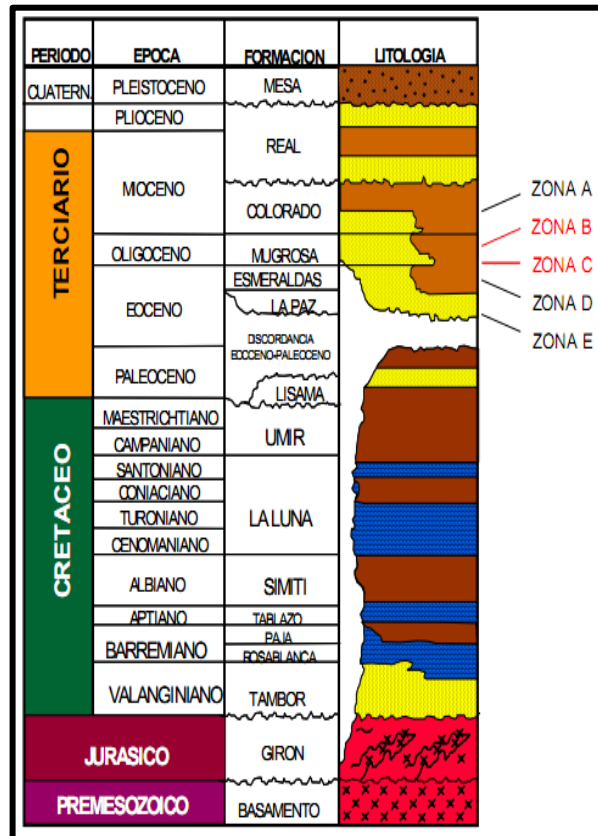
La evolución tectónica del VMM ha estado caracterizada por eventos tectónicos que tuvieron lugar en el Triásico Tardío y el Cretácico Tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supra continental limitado por fallas normales cuya subsidencia causada por tectónica de bloques, está ligada a la deposición de los sedimentos pre-Cretáceos de las formaciones Bocas, Jordán, Girón y los Santos.⁸

La fase tectónica compresiva del VMM habría comenzado a formarse a finales del Cretáceo e inicios del Paleoceno y se extiende hasta el Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno. Durante el Paleoceno medio ocurre el levantamiento

⁸ CAMPO COLORADO Informe Final Consolidado 2009

del Macizo de Santander-Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones La Paz, Esmeralda, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales. Las formaciones productoras de las cuales se extrae principalmente el petróleo del Campo Escuela Colorado son: formación Mugrosa (Zona B y C), Esmeralda (E) y La Paz (D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, con intercalaciones de areniscas y lodolitas continentales.⁹

Figura 19. Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena



Fuente: PACHON, Yessika. GODIN, Francisco. Realización e interpretación de una prueba de restauración de presión en un pozo con bombeo mecánico. Caso práctico-Campo Colorado. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). p.64.

⁹ CAMPO ESCUELA COLORADO Informe Consolidado diciembre de 2009

2.3 FORMACIONES PRODUCTORAS

Es la principal formación productora del Campo Colorado y se divide en las zonas A, B y C, éstas se subdividen en B1, B2, C1 y C2, poseen un espesor que varía aproximadamente desde 1800 a 4500 ft y se caracteriza por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas acumuladas en un ambiente meándrico.¹⁰

Ésta formación comprende areniscas con una porosidad promedio y un espesor de arena neta petrolífera respectivamente:

- B1:12,9 % y 21,8 Pies
- B2:13,5% y 23,2 Pies
- C1:15,7% y 24,9 Pies
- C2: 19,6% y 42,3 Pies

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad 36° a 42° API, el mecanismo de producción predominante es el empuje por gas en solución.

El aceite original estimado es de 121 MMBIs y las reservas primarias producidas son de 8,59 MMBIs con una Factor de Recobro de 14.6%.

2.3.1 Formación Colorado Corresponde al Oligoceno con un espesor aproximado de 2.700 pies. En la parte superior se encuentra la Cira Shale que es importante en todo el Valle Medio del Magdalena por considerarse como el principal estrato guía para la exploración.

¹⁰ CEC Informe final Consolidad 2009

A los 250 Ft por debajo de la Cira Shale se encuentra el tope de la Zona A, que se caracteriza por espesores que varían desde 0 hasta 210 Ft.¹¹

La parte intermedia de la formación está constituida por arcillas púrpuras moteadas intercaladas con delgadas arenas de color gris azulado algunas veces petrolíferas.

La parte inferior de la formación está constituida por arenas grises, azules o pardas pobremente clasificadas, aunque es muy común encontrar altas saturaciones de agua en algunas arenas intercaladas en intervalos petrolíferos.

2.3.2 Formación Mugrosa Corresponde también al Oligoceno con espesor promedio de 1.800 Ft. La formación se reconoce por el marcador denominado Fósiles de Mugrosa que se encuentra en el tope de la formación. Después de los Fósiles de Mugrosa se encuentra la Zona B que comprende areniscas blanquecinas y grises, pobremente clasificadas, más compactas que en la Zona A. las arenas están intercaladas entre arcillas violáceas, gis o verdosas generalmente compactas.

En la parte intermedia de la formación se encuentra constituida por arcillas y arcillolitas abigarradas en diferentes tonos de gris. La zona inferior de la formación mugrosa se ha denominado Zona C, comprende areniscas de color blanquecino y gris en diferentes tonos, en algunas ocasiones calcáreas, tamaños de grano medio a grueso generalmente compactos, intercalados con arcillas gris verdosas o gris oscuras.¹²

¹¹ Ibid., p. 54

¹² CAMPO ESCUELA COLORADO Plan de explotación 2013

2.3.3 Formación La Paz La secuencia está compuesta por areniscas grises conglomeráticas, conglomerados, limolitas y grandes paquetes de lutitas grises. (MORALES, et al., 1958). El depósito de los sedimentos de esta unidad se desarrolló en un ambiente de sistemas fluviales trenzados a meándricos de baja sinuosidad. En el Campo colorado la unidad descansa discordantemente sobre la Formación Umir del Cretácico. Las áreas fuente de sedimentos para la Formación La Paz fueron la Cordillera Central, el Paleo-macizo de Santander y el Paleo-alto de Sogamoso. El contacto superior con la Formación Esmeraldas es concordante y transicional. Conforme a su posición stratigráfica, la unidad se considera del Eoceno Medio a Superior. El espesor de esta unidad puede alcanzar hasta los (600 m) 1970 pies.¹³

2.3.4 Formación Esmeralda Esta unidad se compone de areniscas grises y verdosas, de grano fino, con intercalaciones de limolitas y lutitas, contiene algunas capas delgadas de carbón. (MORALES, et al., 1958). Litológicamente está compuesta de espesos intervalos de lodolitas y limolitas oscuras con delgados mantos de carbón depositados en ríos meándricos (Rubiano, 1995); El ambiente deposicional fue bajo condiciones lagunares deltaicas. El contacto inferior con la Formación La Paz es concordante, mientras que el contacto superior está determinado por una posible discordancia con la Formación Mugrosa. La unidad abarca la mayor parte del Eoceno tardío. El límite de la Formación Esmeraldas está dado por un nivel rico en moluscos de agua dulce y palinomorfos denominado "Horizonte Fosilífero Los Chorros". El espesor se ha calculado en unos 457 m (1500 ft).¹⁴

¹³ TORRES L. Jorge Wilson y RANGEL S. Willian Alberto, Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del campo Colorado

¹⁴ CEC Plan Consolidado 2013

2.3.5 Formación Umir Descrita por Huntley (en JULIVERT, et al., 1968). La Formación Umir presenta de base a techo cuarzoarenitas de grano fino de color grises, lodolitas limoarenosas de colores grises, concreciones ferruginosas mantos de carbón bituminoso a sub-bituminoso. Esta formación descansa discordantemente sobre la Formación La Luna, aunque en otros sitios del Valle Medio del Magdalena se ha descrito el contacto como gradacional. Se considera que esta unidad fue depositada en un ambiente litoral–deltaico a nerítico. La Formación Umir descansa en discontinuidad estratigráfica sobre el miembro Galemo de la Formación La Luna. El contacto superior con la supra yacente Formación Lizama es concordante.

2.4 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO CAMPO ESCUELA COLORADO

La siguiente tabla se presenta un resumen de las propiedades de yacimiento para las zonas productoras del campo.

De acuerdo con la revisión de las pruebas iniciales de los pozos, presiones de fondo fluyendo y presiones estáticas, se estimó un valor de presión inicial para cada una de las unidades del campo.

Tabla 1. Características del Yacimiento Campo Escuela Colorado

PARÁMETRO	Unidad	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E
Temperatura de Yto	°F	114	174	186	186
API	°API	41.2	39.7	40.1	40.1
Profundidad Promedia	FT	2000	4000	5000	5600
Presión de Burbuja	PSI	648	2078	2958	2958
Presión Inicial	PSI	600	2100	2970	3590
Viscosidad a Pb	CP	1.64	0.462	0.441	0.441

Bo a Pb	RB/STB	1.091	1.401	1.373	1.373
Rs a Pb	SCF/STB	140	648	667	667
Porosidad	%	13.26	15	13	13

Fuente: Informe “Información Técnica Campo Escuela Colorado”. Proyecto Campo Escuela Colorado – UIS

2.5 MODELO ESTRUCTURAL

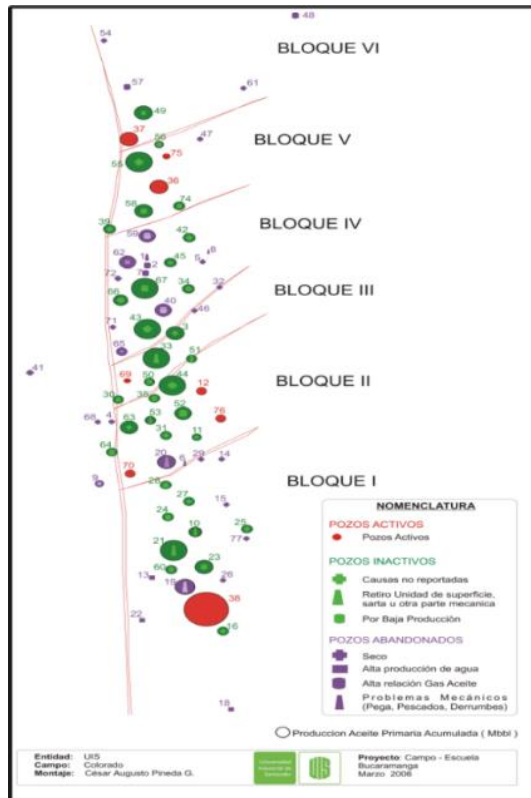
La estructura del Campo Escuela Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico. Cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el cloque colgante de una falla homotética en sentido N-S y buzamiento al ESTE denominada como falla de Colorado.

El anticlinal de Colorado está dividido en siete bloques por fallas locales en el sentido W-E y SW-NE. De sur a norte se denominan los Bloques IB, I, II, III, IV y están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte, de tal forma que el Bloque IB está más alto y el Bloque IV más bajo. Este último está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque V, el cual a su vez está limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque VI en la parte norte del campo.¹⁵

En la siguiente figura (16) se observa la estructura del Campo Escuela Colorado.

¹⁵ CEC Informe Final Consolidado 2013

Figura 20. Estructura del Campo Escuela Colorado



Fuente: Informe “Información Técnica Campo Escuela Colorado”. Proyecto Campo Escuela Colorado – UIS

2.6 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

El Campo Colorado se descubrió en el año 1923 por la empresa Operadora **Tropical Oil Company – TROCO**, el desarrollo del Campo se llevó a cabo de la siguiente manera:

- **TROPICAL OIL COMPANY TROCO (1923 – 1932):** Descubrió el Campo con el pozo Colorado 2 en 1924, Perforó 7 pozos, de los cuales 6 fueron abandonados por problemas mecánicos, alta producción de gas o agua y pozos secos.

De acuerdo con lo anterior los pozos presentaron flujo de gas en la unidad C, lo cual hace evidente la presencia de una capa de gas en el yacimiento.

Entre los años (1945 – 1946) la TROCO realizó estudios y pruebas con resultados satisfactorios, para la segunda campaña se perforó el pozo C-9 con buenos resultados, los cuales motivaron la perforación de 7 pozos más, para un total de 8 pozos en esta campaña.

En esta campaña de perforación probaron pozos que se encuentran localizados en las partes más bajas de los Bloques 1, 2 y 3 (Flanco occidental) y un pozo localizado al costado occidental de la falla principal (Colorado-9). Solo los pozos Colorado 14 y 15 fueron acuíferos los otros seis pozos fueron productores.

- **ECOPETROL S.A. (1953 – 2006)**

Durante este periodo se desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados. El desarrollo del campo se llevó a cabo desde el sur hacia el norte del mismo.

- **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER (UIS)**

El 1 de junio de 2006 nace el Campo Escuela-Colorado bajo la firma del Convenio Interadministrativo con ECOPETROL S.A.

La Universidad Industrial de Santander con el fin de desarrollar operacionalmente el campo, trabaja con su aliado tecnológico **Worldwide Energy Investments LTD (W.E.I LTD.)**, quienes tienen como fin intervenir en los trabajos del campo y busca promover la investigación y la formación de nuevos profesionales.

2.7 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

El campo inicio su producción en el año 1945 con una tasa de 300 BPD, en 1961 alcanzó su máxima producción de 1771 BPD, declinando rápidamente hasta llegar a una tasa de 467 BPD en 1966. Éste periodo se caracterizó por la pérdida de pozos productores por problemas mecánicos en los más destacados el taponamiento de las líneas por causa de las parafinas.

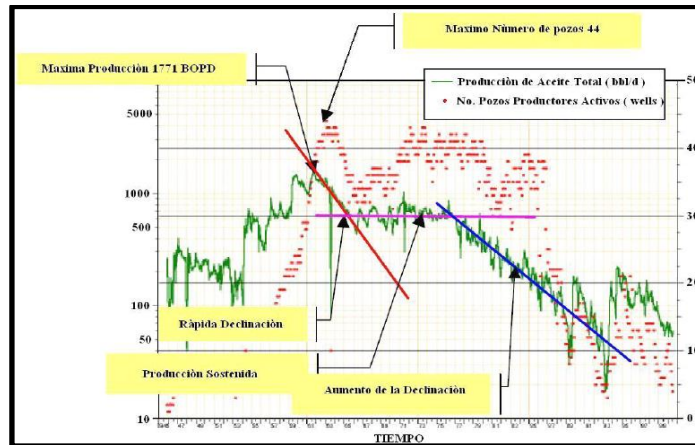
A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BPD. Desde 1976 se marcó una declinación del campo pasando de 962 BPD a 47 BPD en 1989. El máximo número de pozos activos fue en 1963 con un total de 44 pozos. De los 75 pozos perforados, solamente reportan 56 pozos con algún tipo de producción.¹⁶

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas hacen que la producción acumulada de los pozos sea muy baja.

En el año 2009 se firmó el convenio con el aliado WEI GROUP, se han intervenido varios pozos por medio de procesos de reacondicionamiento de pozos aumentando la producción del campo. En el campo se utiliza el sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico en la totalidad de los pozos.

¹⁶ TORRES L. Jorge Wilson y RANGEL S. Willian Alberto, Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del campo Colorado.

Figura 21. Histórica de Producción del Campo Escuela Colorado

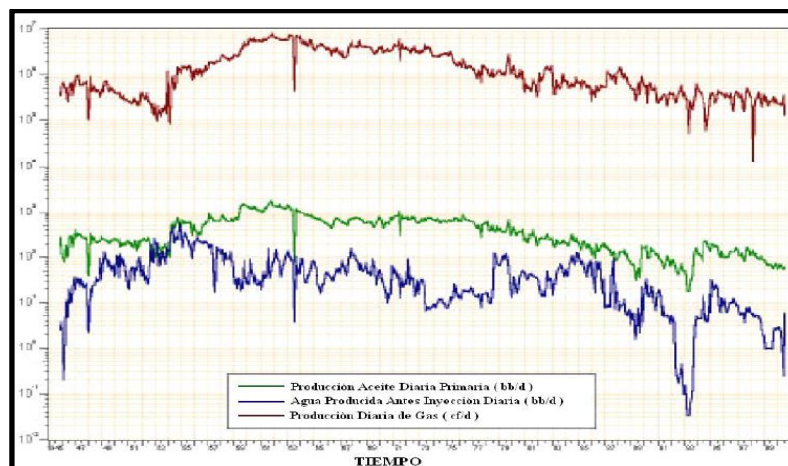


Fuente: ECOPEL - ICP 2003 D.E.R.

Producción de Aceite, Agua y Gas

El campo Escuela Colorado tiene una baja producción de agua en su comportamiento histórico, siendo típico de un campo con influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero. La producción de gas ha estado casi constante desde 1989 con un valor promedio de 225 MSCF/Día.

Figura 22. Producción de Aceite, Agua y Gas del Campo Escuela Colorado



Fuente: ECOPEL - ICP 2003 D.E.R.

2.7.1 Análisis de las Anomalías en la Producción En el campo Escuela Colorado de los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo pobres las producciones acumuladas del campo.

El promedio de producción acumulada por pozo productor es de 152.819 Barriles de aceite, la cual es baja indicando bajas propiedades petrofísicas y poca energía en el yacimiento.

Los mejores pozos productores de aceite se encuentran en la parte central del anticlinal, donde están los mejores desarrollos de arenas B. estos pozos productores de aceite se encuentran rodeados por pozos con bajos acumulados, indicando problemas de tipo mecánico en los pozos. La mayoría de los pozos perforados se clasifican como pozos con bajo potencial de hidrocarburos

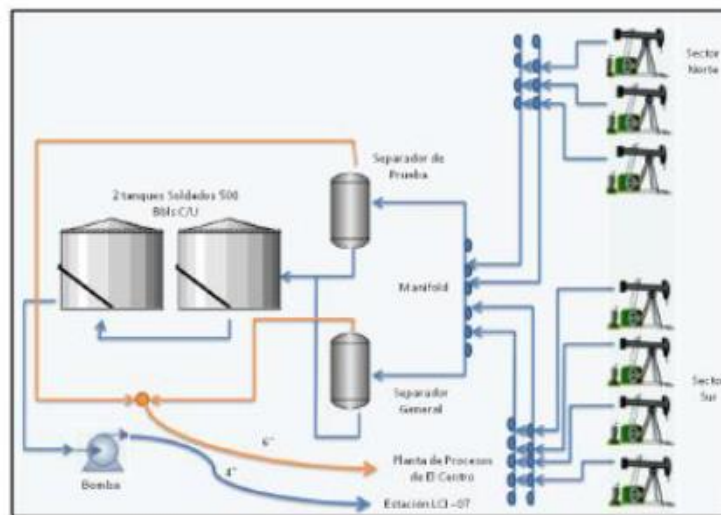
De los 75 pozos perforados, 18 están oficialmente abandonados, 29 están inactivos. Al realizarse la búsqueda de información en los archivos históricos del campo se obtuvieron como resultados la no ejecución de intervenciones o ningún tipo de información desde el año 1984, en la mayoría de los casos.

Actualmente tiene 28 pozos activos, en promedio 19 pozos producen diariamente y los otros 9 se encuentran intermitentes o esperando intervención por parte del equipo de Workover. Históricamente el campo ha presentado problemas de taponamiento por parafinas tanto en las líneas como en la tubería de producción en el pozo. De los 19 pozos en producción, los que más aportan a la producción del campo son: Col 74, Col 67, Col 55, Col 44, respectivamente han tenido una producción promedio durante el año 2011 de 33 BOPD, 66 BOPD, 35 BOPD y 40 BOPD. El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de

producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo.

En la figura 19 se presenta un esquema de las instalaciones de producción que se encuentran en el Campo Escuela Colorado, junto a los equipos que se hacen parte de su funcionamiento.

Figura 23. Facilidades de superficie campo Colorado



Fuente: ECOPELROL - ICP 2003 D.E.R.

La estación cuenta con dos colectores principales para los sectores sur y norte los cuales se dirigen al manifold principal a la entrada de la estación. Posterior a esto, se encuentra un separador bifásico vertical general y uno de prueba para realizar las mediciones de los pozos. Las dimensiones con las que cuenta el separador instalado son: diámetro de 48 pulgadas y longitud de 10 pies. Posterior a esto, el crudo es dirigido a dos tanques de almacenamiento de láminas soldadas, cada uno con una capacidad de 500 barriles, mientras el gas por problemas

operacionales actualmente es conducido por un compresor a una tea donde es quemado en su totalidad.

En el Campo Colorado se han realizado una serie estudios básicos para su desarrollo expuestas en la Tabla 2, aunque tiene una gran deficiencia en cuanto a información de fluidos, lo cual hace más difícil la decisión para procesos de reactivación. Uno de los propósitos de este proyecto es recopilar una base de datos que pueda ser utilizada en futuras investigaciones.

Tabla 2. Características de las arenas productoras

CARACTERISTICAS	UNIDADES	ARENA B	ARENA C
Presión Estática	PSI	900	3000
Temperatura del Yacimiento	° F	114	174
API promedio	° API	42,2	39,7
Viscosidad a Pb	Fracción (vol)	0,958	0,937
Presión de Burbuja	Psia	648	2078
Viscosidad a Pb	Cp	1,64	0,462
Bo a Pb	Rb/STB	1,091	1,401
Rs a Pb	Scf/STB	140	648
Profundidad Promedia	Ft	1700	3500
Aceite Original	MM bls	20	37,3
Porosidad promedio	%	13,2	17,6
Espesor promedio arena	Ft	22,5	33,6
Area	Acres	634	1083
Producción Prom. /Pozo perforado	M Bls	112	
Espaciamiento/ Pozo	Acres	20-30	
Reservas Remanentes	M Bls	100-200	
Factor de Recobro	%	14,83	
Pozos Perforados		75	
Pozos Activos		28	
Pozos Produciendo		19	
Pozos Cerrados		30	

Fuente: Modificada ECOPETROL - ICP 2003 D.E.R.

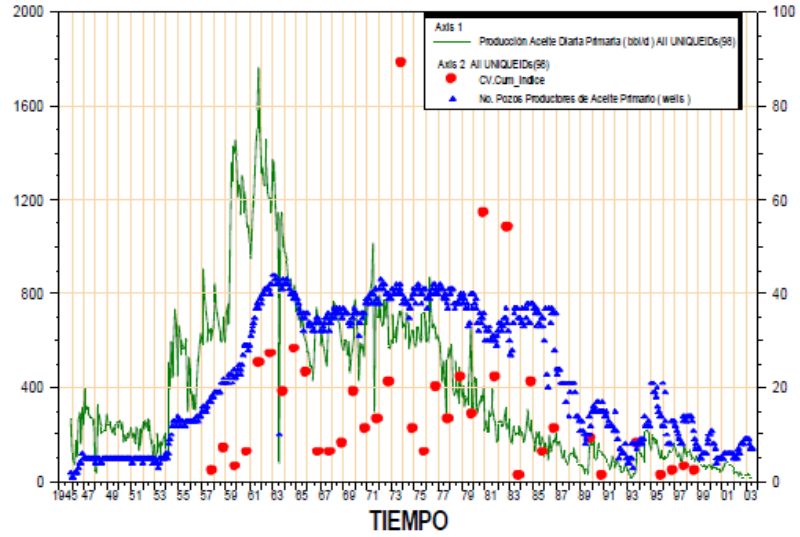
2.8 RESEÑA HISTÓRICA DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS INFLUYENTES EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO

En el campo Colorado, inicialmente se empleó el método mecánico para el control de las parafinas depositadas en la tubería de producción. En el estudio realizado por ECOPETROL S.A. en el año 2003, se presentó un análisis estadístico de los pozos que presentaron problemas de parafinas, encontrándose que después de los años setenta, el control de parafinas se realizó con la inyección de aceite caliente en la tubería de producción.

El análisis estadístico calculó los promedios de las acumulaciones de petróleo y los acumulados de los días activos por completamiento. Según estos promedios se tienen que cada 8.65 Mil barriles de aceite producidos, se reportó un problema de parafinas, indicando que el depósito de parafinas en las tuberías de producción es bastante frecuente.

En la siguiente figura, se observa la producción del Campo Colorado contra el número de trabajos que se le han realizado a los pozos anualmente debido al contenido de parafinas y el número de pozos respectivamente, En esta grafica se puede evidenciar cómo ha influenciado el problema de parafinas en la producción del campo. En la figura se encuentra que el número de pozos activos ha disminuido drásticamente desde 1987, los trabajos de control de parafina se han llevado al mínimo, con las consecuentes pérdidas de producción en el campo.

Figura 24. Trabajos de remoción de parafinas en el Campo Colorado



Fuente: ECOPETROL - ICP 2003 D.E.R

3. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DE LAS UNIDADES HIDRÁULICAS DE BOMBEO MECÁNICO

La implementación y análisis de las Unidades Hidráulicas de Bombeo Mecánico, tiene como primer paso determinar los pozos del campo candidatos para el estudio de la implementación de esta herramienta.

El desarrollo del proyecto en el Campo Escuela Colorado está basado en la siguiente metodología; el primer paso fue revisar, recolectar y analizar la información brindada por Campo Escuela Colorado, se buscó y documentó para cada pozo la información de interés tales como: estados mecánicos, producción de líquidos, producción de gas, estableciendo GLR, sistema de levantamiento utilizado, entre otros.

A continuación se filtró la información de todos los pozos mediante el desarrollo de un screening de aplicación del sistema bombeo mecánico, basado en los autores más reconocidos que trabajan con este sistema y trabajos de grado realizados con anterioridad aplicándolo a el Campo Escuela Colorado, garantizando la confiabilidad en el proceso de selección y de esta manera los pozos preseleccionados reúnan las condiciones tanto mecánicas como de producción que necesita para implementar la Unidad Hidráulica de Bombeo Mecánico.

Debido a la poca información disponible de Campo Escuela Colorado, en este proyecto se tomaron los datos de tres fuentes primarias las cuales fueron: los archivos históricos de cada pozo, informes y tesis de pregrado. Esto permitió recolectar la información necesaria para realizar los cálculos de los parámetros de

simulación y determinar si cada pozo preseleccionado cumple o no con los requerimientos.

Enseguida se analizaron los pozos y así se identificaron cuáles eran candidatos y cuales no cumplían con el rango de aplicación. En los pozos que no fueron preseleccionados se realizó una breve referencia de porque no cumplían con las condiciones requeridas.

Finalmente, teniendo el conjunto de pozos seleccionados como candidatos, se ingresaron al simulador los datos de entrada, y se calcularon las variables de las condiciones de predicción estimadas y posterior a esto se hizo un análisis financiero que indica el valor de la inversión, el tiempo de pago de la misma, y las posibles utilidades que se podrían obtener.

3.1 PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A IMPLEMENTAR LAS UNIDADES HIDRÁULICAS DE BOMBEO MECÁNICO

Las 4 variables a tener en cuenta para la selección de los pozos candidatos fueron:

- **Caudal de aceite:** es la principal razón para analizar la viabilidad de seleccionar un pozo para alguna intervención, mejora o procedimiento, que ayude a aumentar la producción de aceite.
- **Relación gas aceite:** Es la relación entre la cantidad de gas obtenido en superficie y la cantidad de aceite y agua producidos. Se debe medir a condiciones estándar. Las unidades utilizadas son pies cúbicos de gas por cada barril de petróleo producido (SCF/STB).

- **Estado mecánico del pozo:** hace referencia a la estructura del pozo, que es importante analizar para si hay necesidad de una intervención de workover.
- **Estado de los pozos perforados:** la importancia del estado del pozo si está inactivo, abandonado o activo. Es necesario para la realización de la escogencia de los pozos candidatos.

3.2 ESTADO DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO

A continuación, se presenta un resumen del estado de cada uno de los pozos de campo escuela colorado.

3.2.1 Pozos Activos En la siguiente tabla se presentan los pozos activos al mes de noviembre del 2011, ubicados en el Campo Escuela Colorado.

Tabla 3. Pozos Activos a noviembre 2011

POZO	ESTADO
COLORADO 03	Parado. Esperando Equipo de W.O.
COLORADO 12	Parado. Pozo arenado.
COLORADO 24	Parado. PARAFINADO.
COLORADO 25	Activo.
COLORADO 27	Activo.
COLORADO 31	Activo.
COLORADO 33	Activo.
COLORADO 34	Parado. Esperando Equipo de W.O.
COLORADO 35	Activo.
COLORADO 36	Activo.
COLORADO 37	Activo.
COLORADO 38	Parado. PARAFINADO.

POZO	ESTADO
COLORADO 40	Activo.
COLORADO 42	Activo.
COLORADO 44	Activo.
COLORADO 45	Parado. PARAFINADO.
COLORADO 51	Parado. Esperando Equipo de W.O.
COLORADO 52	Activo.
COLORADO 55	Activo.
COLORADO 56	Activo.
COLORADO 58	Activo.
COLORADO 59	Activo.
COLORADO 67	Activo.
COLORADO 69	Activo. Alto corte de agua (89%).
COLORADO 70	Activo.
COLORADO 74	Activo.
COLORADO 75	Activo.
COLORADO 76	Activo.

Fuente: Informe Estado de pozos noviembre 2011. Campo Escuela Colorado.

3.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

Para el proceso de selección se tuvieron en cuenta las variables y parámetros mencionadas anteriormente que influyen en el desempeño del sistema bombeo mecánico para cada pozo. Campo Escuela Colorado está compuesto por 75 pozos perforados de los cuales no se tendrán en cuenta 18 pozos abandonados y 29 pozos inactivos para el proceso de selección. Los pozos inactivos se omitieron del proceso de selección debido a la falta de calidad e información en los datos requeridos, pues ésta no es representativa del estado actual de los pozos. Por esta razón y con información obtenida a diciembre de 2011 (archivo histórico y

registros sónicos) se analizaron las condiciones de los 28 pozos que estaban activos en Campo Escuela Colorado.

La metodología que se planteo fue: se analizaron los parámetros de operación propios de cada pozo, como lo son: la presión de fondo fluyendo, el BSW, la relación gas líquido, el caudal de crudo, temperatura y presión en la tubería de producción; cuya finalidad fue establecer cuáles variables eran primordiales para determinar la viabilidad de implementar la Unidad Hidráulica de Bombeo mecánico en los distintos pozos del campo escuela colorado. A continuación se presenta una tabla con las las condiciones mencionadas anteriormente para 6 pozos de campo escuela.



Tabla 4. Parámetros de operación para implementar UHBM

PARAMETROS DE OPERACIÓN	RANGOS OPTIMOS	COL 37	COL 24	COL 36	COL 44	COL 55	COL 67
Profundidad de Operación Típica (TVD)	100-11.000 Ft	5044	3805	2214	5408	2958	3451
Máxima Profundidad de Operación (TVD)	16.000 Ft	6449	4161	6979	5978	5608	5213
Flujo de Operación Típico (Qo)	5-1.500 BFPD	14	28	18	31	34	66
Flujo Máximo de Operación	6.000 BFPD	29	35	37	41	42	67
Manejo del Gas	Regular a Bueno	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular
PWF	51 a >850	824	397	177	515	434	68
Gravedad API	Mayor de 8° API	40	40	40	40	40	40
Temperatura °F	71 °F - 150 °F	150	150	150	150	150	150
BSW	0,1 - 10	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Por lo anterior, se definieron los pozos con mejores estados mecánicos y condiciones de caudales de crudo, para realizar las simulaciones y análisis respectivo de la influencia en el caudal final con la aplicación de la Unidad Hidráulica. La anterior regla de mano derecha considera que la presión en la línea de producción es baja, la tubería de producción no contiene restricciones, no hay empaques y se cuenta con el espacio anular del pozo en su totalidad.

El pozo colorado 24 actualmente se encuentra parado por problemas en su línea de producción debido a un taponamiento por depositación de parafinas, por tal motivo no se va a tener en consideración para objeto de estudio.

Aunque la producción promedio del pozo colorado 36 supera la producción del pozo colorado 37 y sus demás propiedades se encuentran en el rango óptimo para la implementación de la herramienta unidad hidráulica, se decidió utilizar el pozo con caudal menor, esto debido a que se pretenda observar como un pozo con estas características de caudal bajo puede reaccionar con la implementación de la unidad hidráulica.

Finalmente, analizando todos los parámetros expuestos anteriormente para los pozos de Campo Escuela Colorado, se encontró que:

- Cuatro pozos cuentan con unos caudales entre 10 y 70 bbl/d.
- Tienen un rango de profundidad que se ajusta con el recomendado para utilizar una unidad hidráulica.
- Las presiones de fondo fluyendo son las adecuadas.
- Todos los pozos presentan un valor promedio aproximado de gravedad API de 40.
- Temperatura promedio del yacimiento de 150°F.
- Bajo contenido de agua.

Bajo este análisis los pozos seleccionados para realizar el estudio y simular el comportamiento de una unidad hidráulica en campo escuela colorado son:

Colorado 37, Colorado 44, Colorado 55 y Colorado 67.

3.3.1 Ubicación De Los Pozos Preseleccionados Dentro Del Campo Escuela

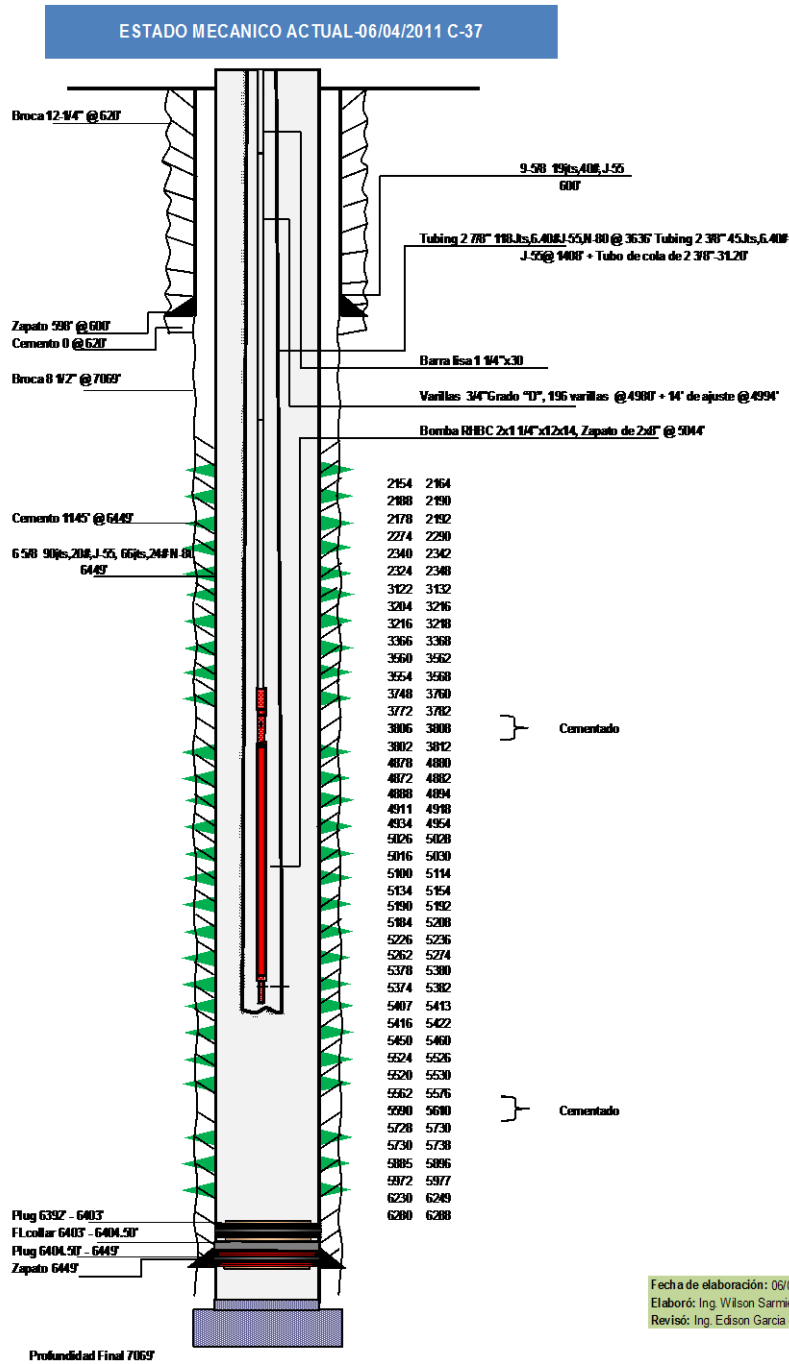
Colorado Los cuatro pozos que tienen un caudal mínimo en el rango requerido se ubican dentro del campo escuela colorado en los bloques II, IV, V y VI.

Tabla 5. Ubicación de los pozos seleccionados.

BLOQUE II	BLOQUE IV	BLOQUE V	BLOQUE VI
Colorado 44	Colorado 67	Colorado 55	Colorado 37

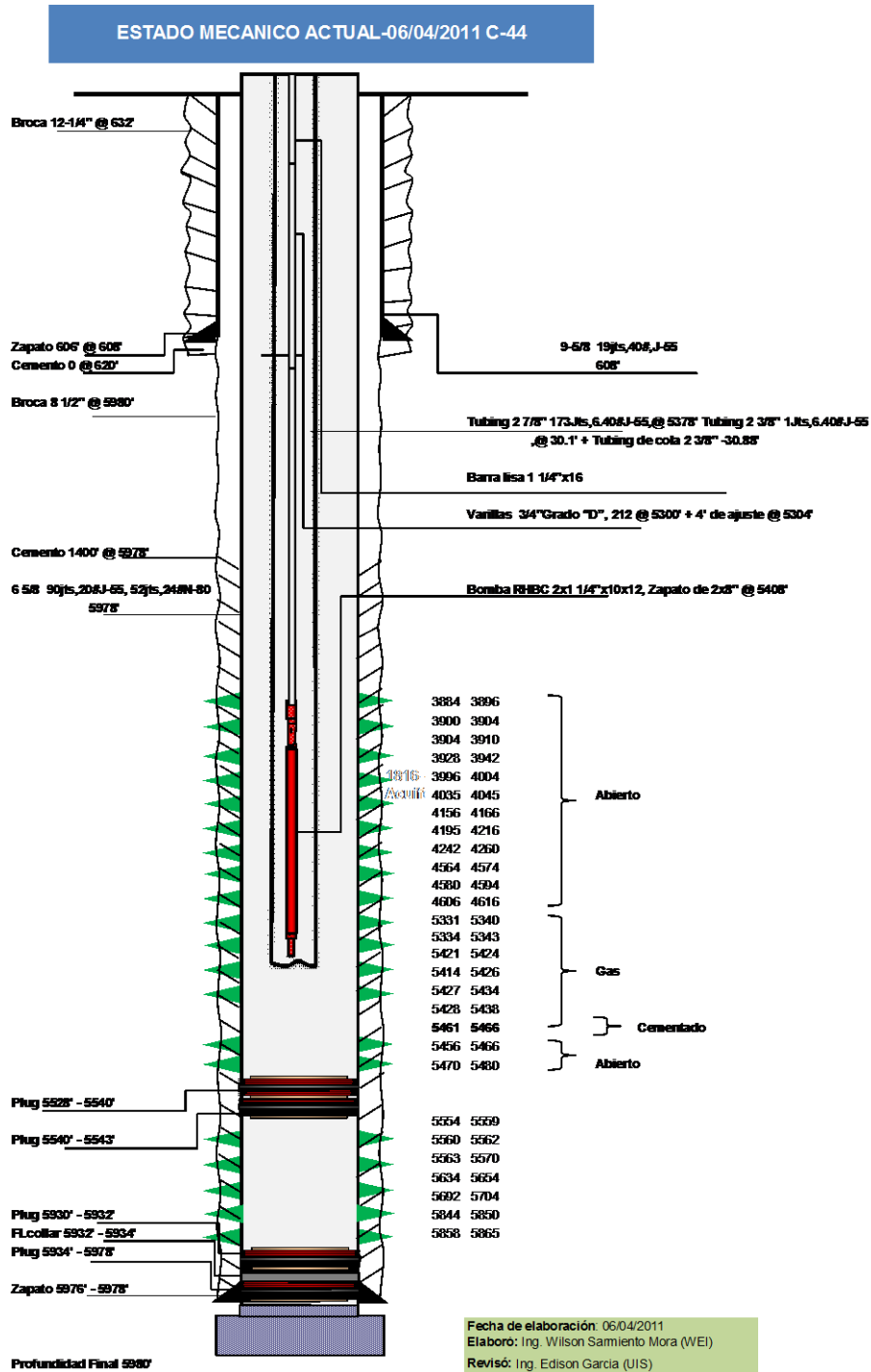
3.3.2 Estado mecánico de los pozos preseleccionados El estado mecánico de los pozos preseleccionados nos da un soporte de cuales arenas está produciendo dicho pozo, conociendo de esta manera que arenas están abiertas y cañoneadas. En las siguientes figuras se describen los estados mecánicos de los pozos preseleccionados.

Figura 25. Estado mecánico pozo Colorado 37



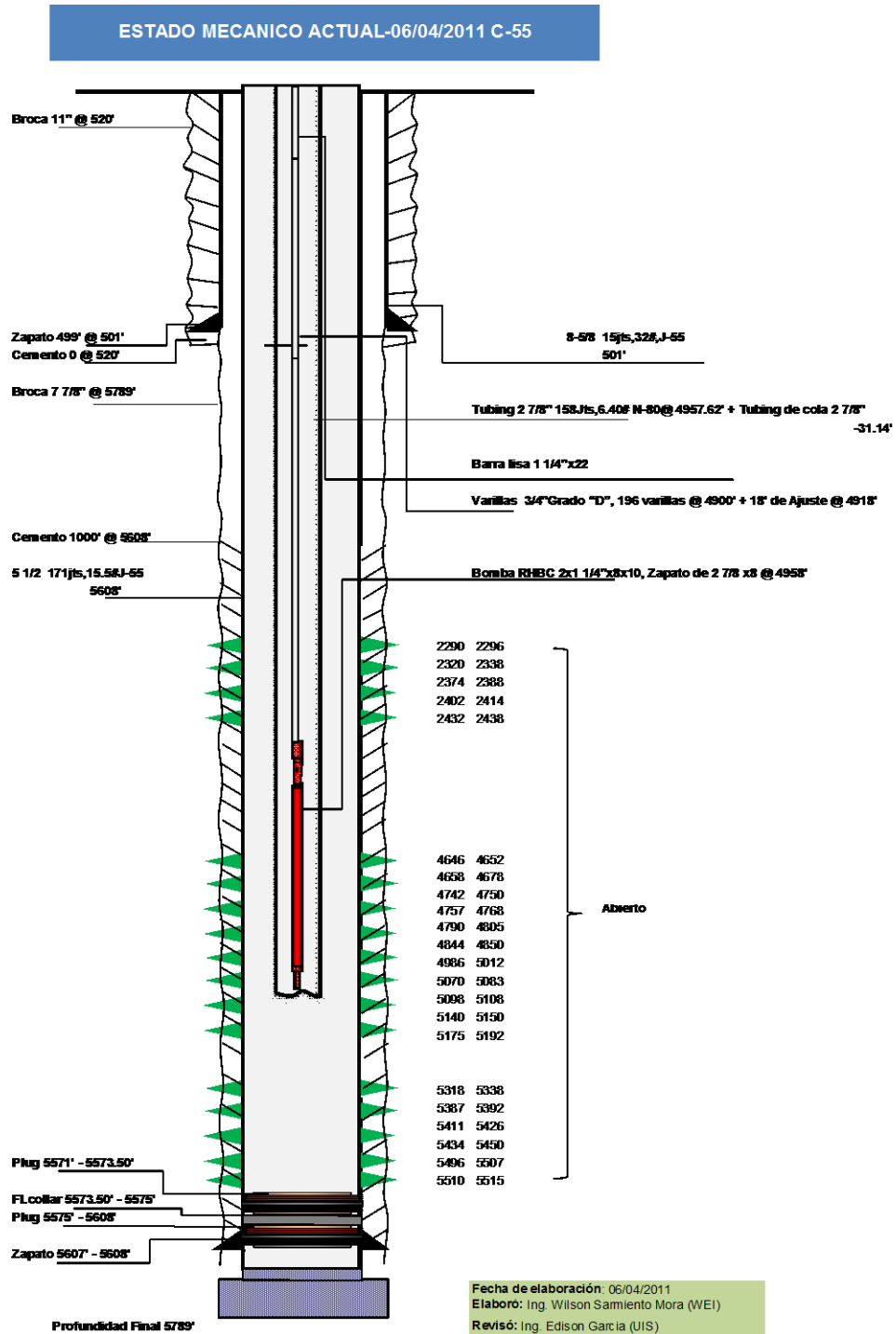
Fuente: Campo Escuela Colorado

Figura 26. Estado mecánico Colorado 44



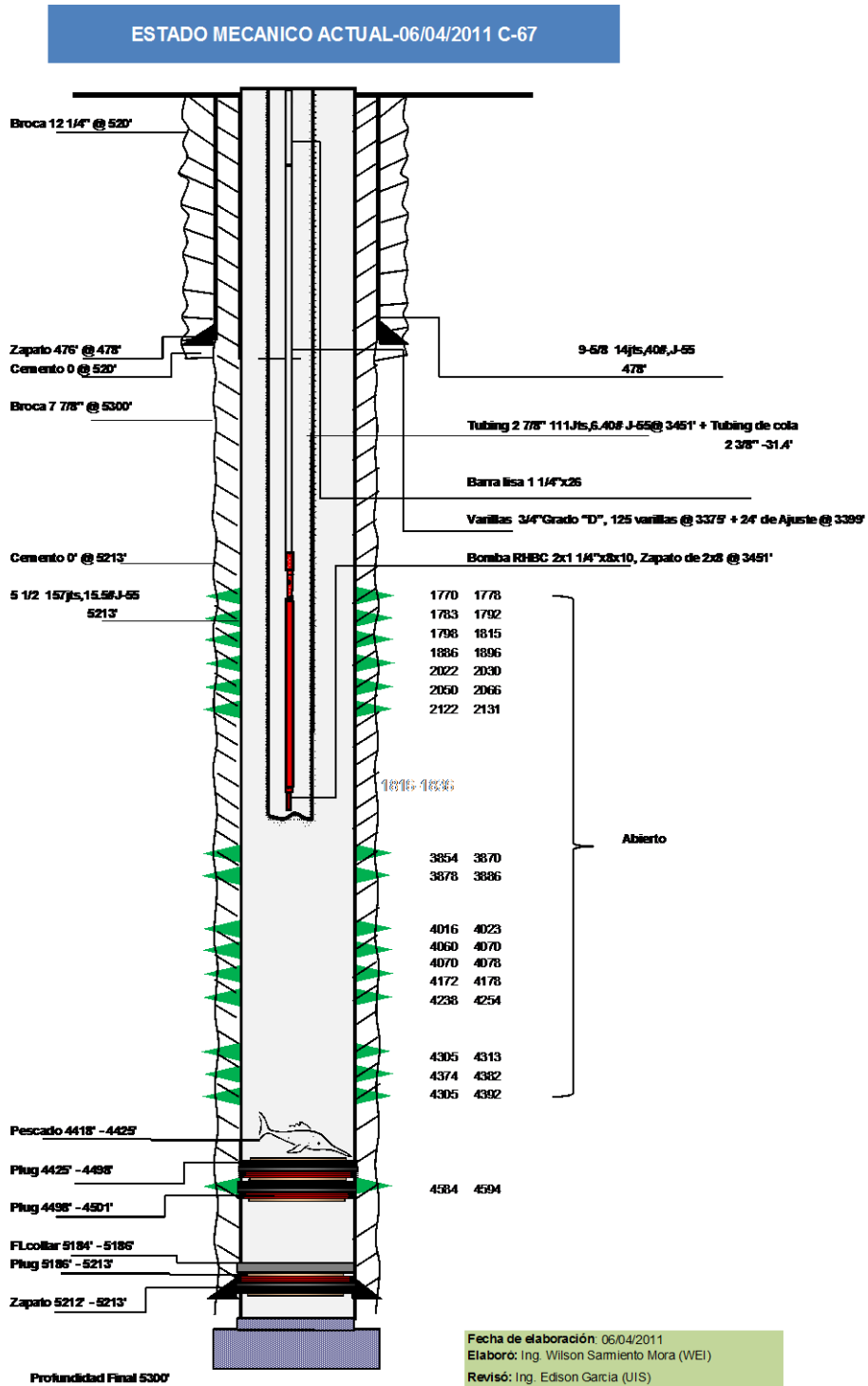
Fuente: Campo Escuela Colorado

Figura 27. Estado mecánico pozo Colorado 55



Fuente: Campo Escuela Colorado

Figura 28. Estado mecánico pozo Colorado 67



Fuente: Campo Escuela Colorado

Como se puede apreciar en las figuras anteriores, todos los pozos tienen un completamiento totalmente diferente, por lo cual la producción de cada pozo viene de arenas diferentes. Sin embargo, se puede observar que producen por la mayoría de los espesores, lo que los hace buenos candidatos para la implementación de esta herramienta ya que van a tener un mejor potencial de producción.

3.4 POTENCIAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS (IPR)

Para determinar el IPR de cada pozo se contó con la información de las pruebas de producción realizadas en el separador de prueba del campo. Para determinar la presión estática de cada pozo y la presión de fondo fluyendo se usó la metodología presentada en los siguientes documentos técnicos: “Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure¹⁷” presentados por la empresa ECHOMETER.

A continuación, se presenta la presión estática y presión de fondo fluyendo de cada uno de los pozos preseleccionados.

Tabla 6. Presión estática y de fondo fluyente de los pozos escogidos

Pozo	Colorado 37	Colorado 44	Colorado 55	Colorado 67
SBHP (PSI)	1214.7	1214.7	1214.7	1214.7
PBHP (PSI)	824	515	434	68

Fuente: Autores, datos obtenidos de software TWM. De la empresa Echometer

¹⁷ MCCOY, James y HUDDLESTON, Ken. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure. Texas, Houston. 1987. p.15.

De esta manera se presentan en la siguiente tabla los índices de productividad hallados en los pozos preseleccionados, con los datos anteriormente mencionados.

Tabla 7. Índices de productividad

POZO	IP
Colorado 37	0.03590
Colorado 44	0.04443
Colorado 55	0.04358
Colorado 67	0.05759

Fuente: Autores, datos obtenidos de software TWM. De la empresa Echometer

Debido a que los pozos de Campo Escuela Colorado presentan empuje por gas en solución, y como no se puede asumir que se produce por todo el espesor de la arena productora, la curva inflow o el IPR del pozo en este caso será evaluado por el método de Sukamo, Pudjo (SPE29312) el cual tiene en cuenta la densidad de las perforaciones.

- **Sukamo, Pudjo.** La ecuación propuesta por Sukamo, Pudjo, permite desarrollar curvas IPR para pozos que producen por gas en solución teniendo en cuenta las pérdidas de presión a través de los orificios perforados¹⁸; de esta manera, se empleó este método para determinar la curva IPR de cada pozo teniendo en cuenta la densidad de las perforaciones con que cuenta cada uno. La expresión desarrollada por Sukamo, Pudjo es la siguiente:

$$\frac{q_o}{Q_{max}} = a_o + a_1 \left(\frac{P_{wfp}}{P_r} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wfp}}{P_r} \right)^2$$

[3]

¹⁸ SUKAMO, Pudjo. "Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir". Kuala Lumpur, Malasya. 1995

Dónde:

q_o = Caudal de Aceite (STB/día)

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (psi)

P_r = Presión de yacimiento (psi)

Q_{max} = Máxima rata de producción sin perforaciones (STB/día)

a_0, a_1, a_2 = Constantes que dependen del radio de las perforaciones y la técnica de perforación como se presentan en las siguientes tablas (8 y 9).

Tabla 8. Constantes para perforaciones overbalanced

Overbalanced Perforation				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
>0.3	2	0.61710	0.26632	-0.86983
>0.3	4	0.77503	0.12529	-0.87781
>0.3	8	0.87333	0.10715	-0.98364
>0.3	12	0.90482	0.08881	-0.96534
>0.3	16	0.91995	0.08072	-0.97117
<=0.3	2	0.33247	0.20784	-0.52487
<=0.3	4	0.57857	0.09956	-0.65332
<=0.3	8	0.73507	0.11547	-0.82687
<=0.3	12	0.79505	0.14935	-0.91988
<=0.3	16	0.83925	0.12038	-0.93283

Fuente. SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

Tabla 9. Constantes para perforaciones Underbalance

Underbalanced Perforation				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
<=0.3	2	0.64374	0.22082	-0.83782
<=0.3	4	0.79507	0.15189	-0.91899
>=0.19	8	0.92006	0.05473	-0.94102
>=0.19	12	0.93806	0.05464	-0.95875
>=0.19	16	0.95146	0.06546	-0.98175
>0.3	2	0.85540	0.06302	-0.88678

>0.3	4	0.91196	0.07855	-0.95974
------	---	---------	---------	----------

Fuente. SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

Los rangos de valores para los cuales aplica el modelo de Sukamo, Pudjo se describen detalladamente en la siguiente tabla.

Tabla 10. Rango de valores del modelo IPR de Sukamo, Pudjo

	Valor Mínimo	Valor Máximo
Propiedades del fluido		
API	25	60
Gravedad Especifica del Aceite	0.6	0.74
Gravedad Especifica del Agua	1.07	
Presión de Burbuja	1457	3149
Propiedades de la roca		
Porosidad	0.16	0.29
k (md)	100	625
Geometría de Pozo y Yacimiento		
Área de Drenaje (Acres)	20	33
Espesor de la Formación (ft)	10	29
Radio del Pozo (ft)	0.33	0.5
Temperatura del Yacimiento (°F)	160	190
Daño	0	
Perforaciones		
Longitud de Perforaciones (in)	3.03	12.33
Radio (in)	0.19	0.73
Densidad (TPP)	2	16

Fuente. SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

A continuación, se describe la metodología para la determinación del IPR según la densidad de perforaciones.

Figura 29. Metodología para la determinación del IPR según la densidad de perforaciones.



Fuente. Autor. Obtenido de: SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

Cada paso de la metodología se describe de manera ordenada y detalla a continuación:

Paso 1. Selección de pozo. Para este caso el pozo escogido será el COL-67, activo actualmente.

Paso 2. El punto de prueba es un valor de caudal Q (STB/día), asociado a un valor de P_{wf} (psi). Estos valores fueron tomados de los últimos reportes de producción del campo escuela y de los valores calculados de P_{wf} a partir de pruebas de nivel de fluido. Para el pozo escogido los valores se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 11. Puntos de prueba COL-67

Flowing Bottomhole Pressure (P_{wf}) psi	68
--	----

Oil Production Rate (Qo) Stb/day	66
---	----

Fuente: Autores, datos obtenidos de software TWM. De la empresa Echometer

Paso 3. Los datos de entrada incluyen: puntos de prueba, presión de yacimiento, radio de las perforaciones y densidad de las perforaciones (TPP). Para el pozo COL-67 los valores se presentan en la siguiente tabla:

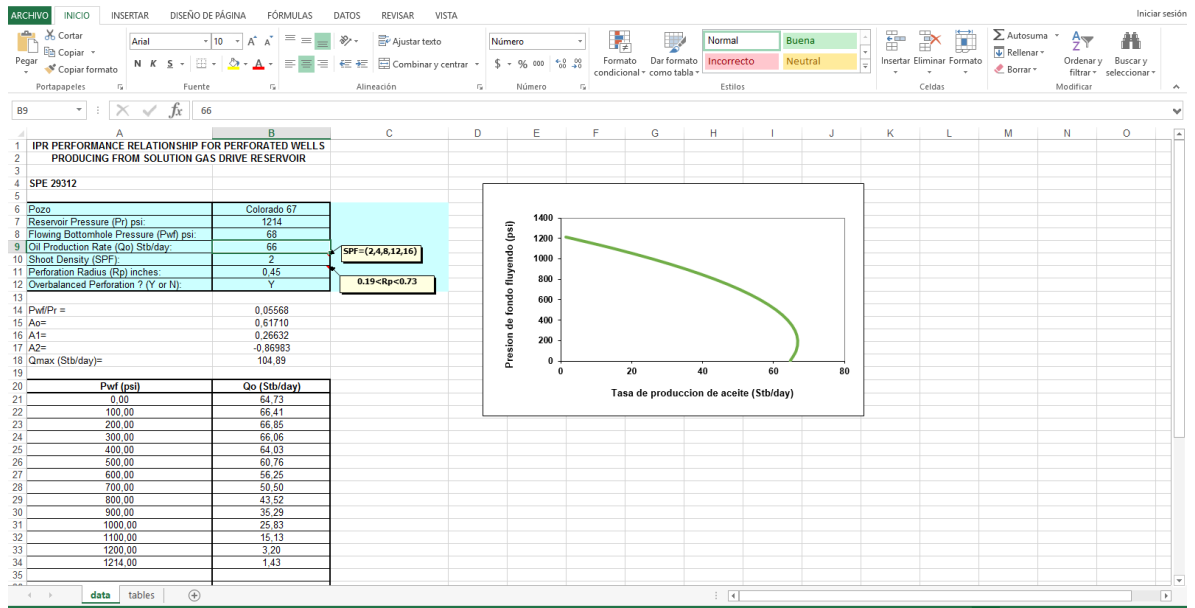
Tabla 12. Datos de entrada COL-67

Presión de Reservorio(Pr) psi	1214.7
Presión de Fondo (Pwf) psi	68
Producción de aceite (Qo) Stb/day	66
Densidad de las perforaciones(SPF)	2
Radio de las perforaciones (Rp) in	0.45

Fuente: Autores, datos de pozo COL-67 campo escuela colorado

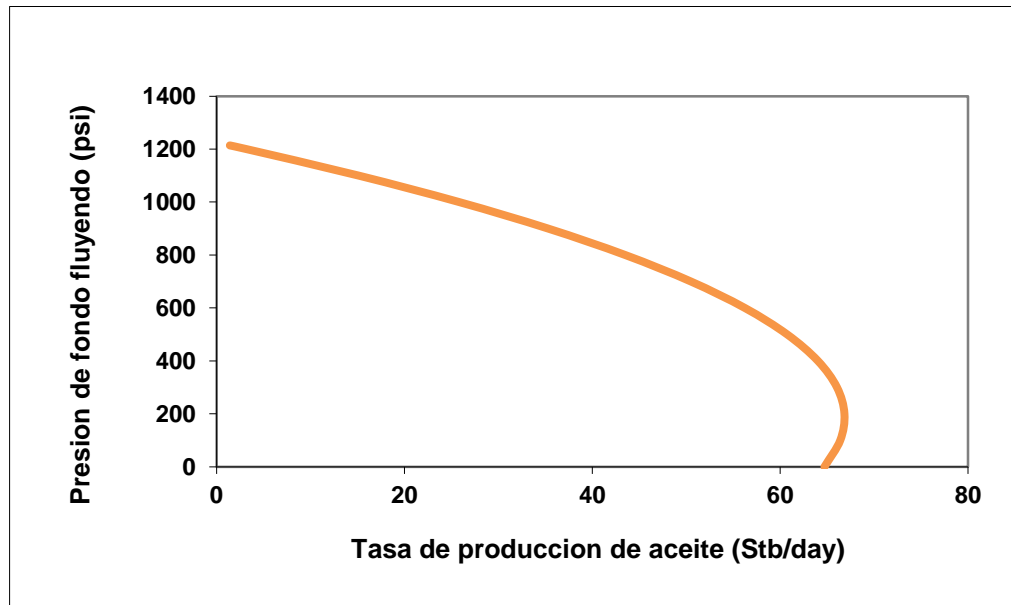
Paso 4. En la siguiente hoja de Excel se introducen los datos mencionados en el paso número 3 para que de esta manera se genere la curva IPR por el método de Sukamo, Pudjo.

Figura 30. Hoja de Excel para determinar SPF óptima. Datos COL-67



Fuente. SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

Figura 31. IPR para el pozo COL-67



Fuente. Autores, basado en SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312

En el anexo 1 se observan las gráficas de los potenciales de los 3 pozos restantes de nuestro estudio, colorado 37,44,55 respectivamente y adicionalmente se presentan las tablas de las cuales se obtuvo la información necesaria para construirlas; los datos de las tablas fueron suministradas por Campo Escuela Colorado a través de la metodología propuesta en los documentos técnicos: “Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure” de la empresa ECHOMETER.

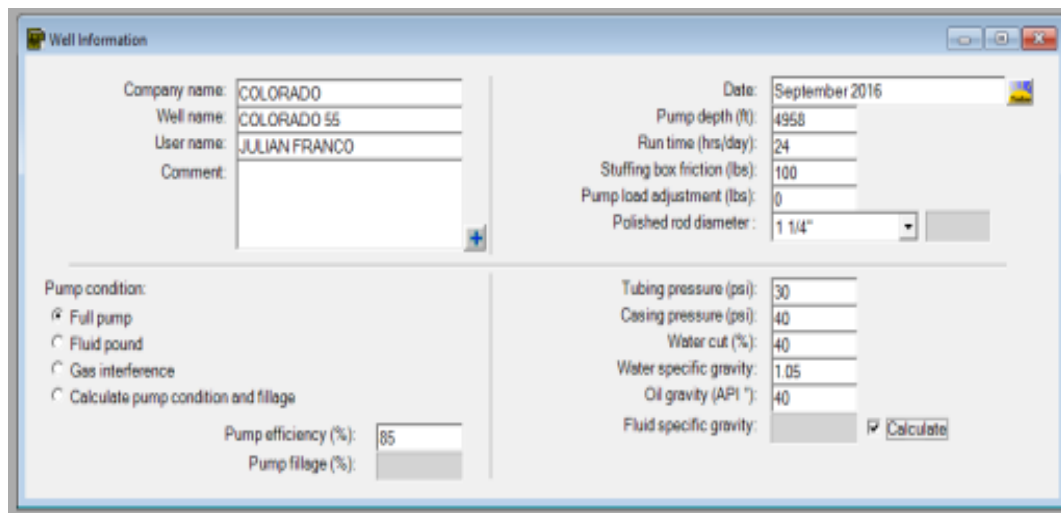
3.5 SIMULACIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO

La simulación por medio de la herramienta RODSTAR 2015, ayuda a tener un pronóstico de las condiciones operacionales y los caudales que puede tenerse con la aplicación de la herramienta de Unidad Hidráulica de Bombeo mecánico.

A continuación, se explica paso a paso del cómo se realizó la simulación del pozo Colorado 55 por medio del simulador Rodstar.

1. Una vez ingresa a la aplicación Rodstar se despliega el siguiente cuadro. En este cuadro se ingresará información de superficie como presión en casing y tubing, diámetro de barra lisa. De igual forma se ingresan las condiciones de operación de la bomba de subsuelo, la profundidad y algunas características del fluido presente en el pozo a analizar.

Figura 32. Paso 1 del simulador



The screenshot shows the 'Well Information' window of the Rodstar software. It contains the following data:

Company name:	COLORADO	Date:	September 2016
Well name:	COLORADO 55	Pump depth (ft):	4958
User name:	JULIAN FRANCO	Run time (hrs/day):	24
Comment:		Stuffing box friction (lbs):	100
		Pump load adjustment (lbs):	0
		Polished rod diameter:	1 1/4"
Pump condition:		Tubing pressure (psi):	30
<input checked="" type="radio"/> Full pump		Casing pressure (psi):	40
<input type="radio"/> Fluid pound		Water cut (%):	40
<input type="radio"/> Gas interference		Water specific gravity:	1.05
<input type="radio"/> Calculate pump condition and fillage		Oil gravity (API °):	40
Pump efficiency (%):	85	Fluid specific gravity:	
Pump fillage (%):			<input checked="" type="checkbox"/> Calculate

Fuente. Plataforma rodstar v.3.4

- Una vez completada la información anterior, se tiene la opción de ingresar la velocidad de operación a la que se desea trabajar la unidad de bombeo, un IPR o el nivel de fluido de operación.

Figura 33. Paso 2 del simulador

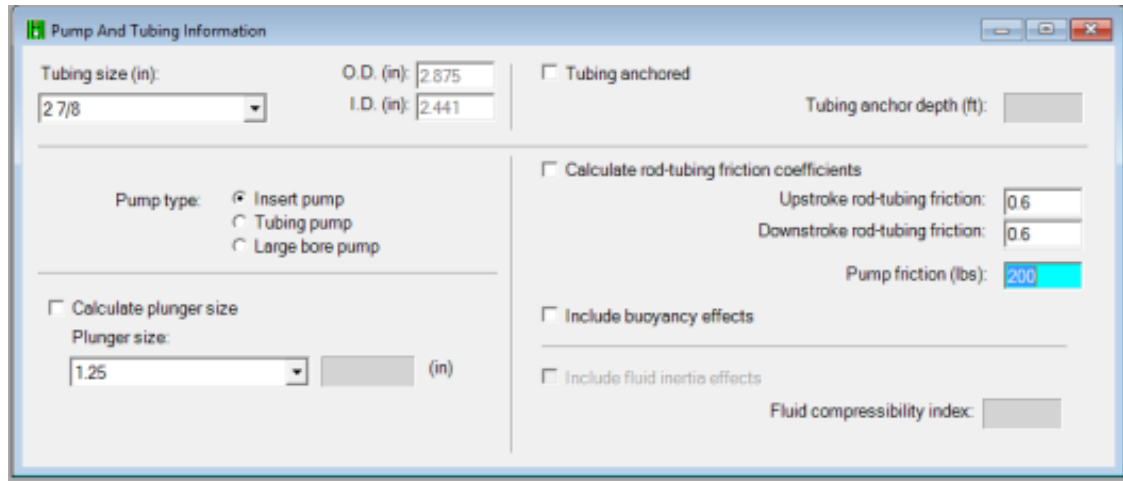
Fuente. Plataforma rodstar v.3.4

Figura 34. Paso 2.1 del simulador

Fuente. Plataforma rodstar v.3.4

- El siguiente paso será ingresar el tipo de tubería de producción en el pozo, el diámetro de la bomba de subsuelo y especificar si se cuenta o no con ancla de tubería y a que profundidad se encuentra sentada.

Figura 35. Paso 3 del simulador



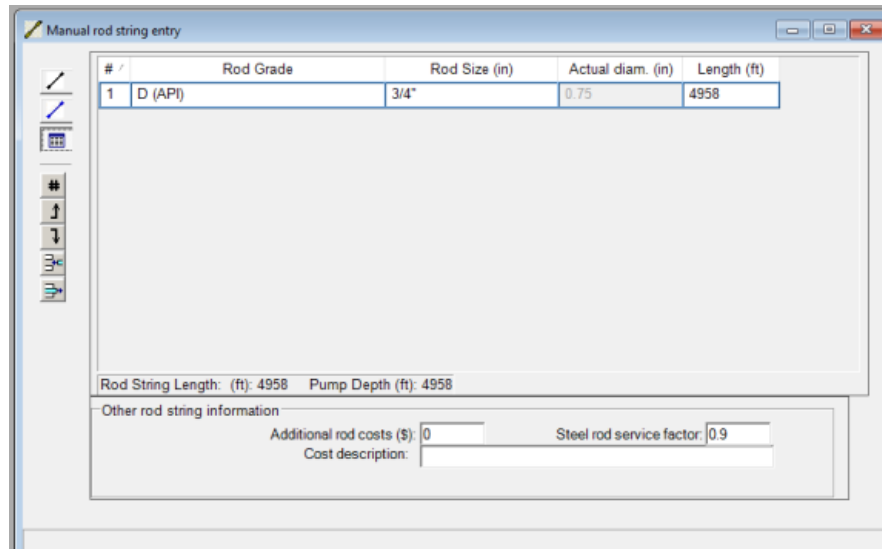
The screenshot shows the 'Pump And Tubing Information' dialog box with the following settings:

- Tubing size (in): 2 7/8
- O.D. (in): 2.875
- I.D. (in): 2.441
- Tubing anchored
- Tubing anchor depth (ft):
- Pump type:
 - Insert pump
 - Tubing pump
 - Large bore pump
- Calculate plunger size
- Plunger size: 1.25 (in)
- Calculate rod-tubing friction coefficients
 - Upstroke rod-tubing friction: 0.6
 - Downstroke rod-tubing friction: 0.6
 - Pump friction (lbs): 200
- Include buoyancy effects
- Include fluid inertia effects
- Fluid compressibility index:

Fuente. Plataforma rodstar v.3.4

- En el siguiente recuadro se ingresa la información concerniente a la sarta de varillas. En este paso se puede ingresar la configuración que se desee o se puede dejar por default y que el software realice la distribución que considere apropiada a partir de información ingresada como son: el diámetro máximo y mínimo de operación de las varillas. De igual forma se selecciona si se requiere o no el uso de sinker bars.

Figura 36. Paso 4 del simulador



#	Rod Grade	Rod Size (in)	Actual diam. (in)	Length (ft)
1	D (API)	3/4"	0.75	4958

Rod String Length: (ft): 4958 Pump Depth (ft): 4958

Other rod string information

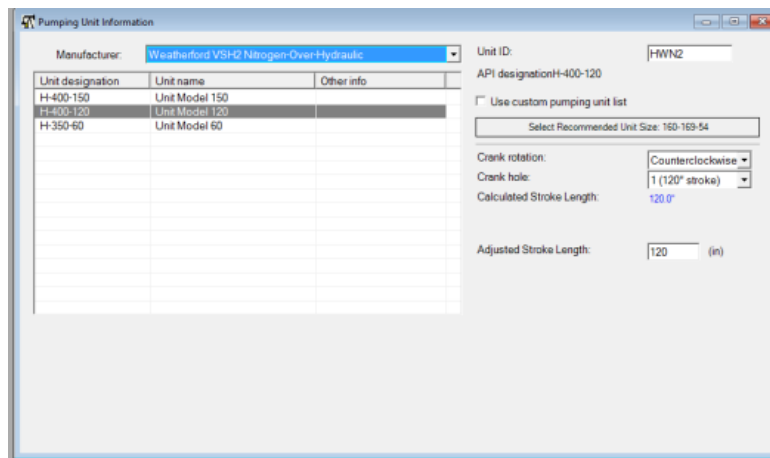
Additional rod costs (\$): Steel rod service factor:

Cost description:

Fuente. Plataforma rodstar v.3.4

- El siguiente paso es elegir la unidad de bombeo con la cual se trabajará. En este caso se podrá elegir la unidad de una lista integrada en el software o añadir una que se requiera. En esta parte, se selecciona el recorrido con el que se desea operar.

Figura 37. Paso 5 del simulador



Manufacturer: **Weatherford VSH2 Nitrogen-Over-Hydraulic** Unit ID:

API designation: H-400-120

Use custom pumping unit list

Select Recommended Unit Size: 150-169-54

Unit designation	Unit name	Other info
H-400-150	Unit Model 150	
H-400-120	Unit Model 120	
H-350-60	Unit Model 60	

Crank rotation:

Crank hole:

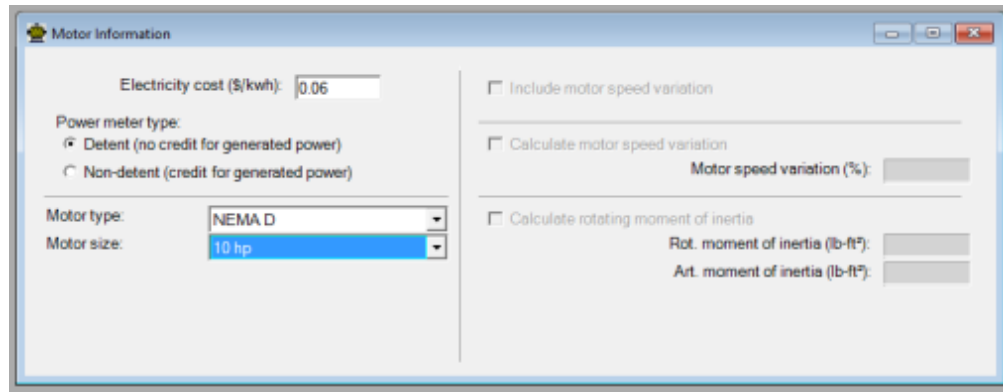
Calculated Stroke Length:

Adjusted Stroke Length: (in)

Fuente. Plataforma rodstar v.3.4

6. Se ingresa información referente a costos de generación y por último se corre el diseño.

Figura 38. Paso 6 del simulador



Fuente. Plataforma rodstar v.3.4

3.5.1 Datos de entrada Para la simulación de la herramienta se consideraron datos importantes para así, poder analizar de una manera más precisa y detallada los resultados. En la siguiente tabla se pueden apreciar las condiciones operacionales para los pozos seleccionados.

Tabla 13. Datos de entrada para el simulador de los pozos seleccionados

	POZO 55	POZO 44	POZO 67	POZO 37
Tiempo de corrida (hora)	24	24	24	24
Presión Tubing (psi)	30	55	50	40
Presión Casing (psi)	40	29	26	172
Pump Intake. Pr. (psi)	120	477	203	715
Nivel de Fluido (pies por encima de la bomba)	183	1213	454	1479
Stuf. Box Fr (lbs)	100	100	100	100
Diámetro Pol. Rod (pulg)	1.25	1.25	1.25	1.25
Corte de agua	40%	25%	1%	25%
Grav. Especifica del agua	1.05	1.05	1.05	1.05

	POZO 55	POZO 44	POZO 67	POZO 37
API aceite	40	40	40	40
Grav. Especifica fluido	0.825	0.825	0.825	0.825
Medidor de potencia	Fijo	Fijo	Fijo	Fijo
Costo electricidad	0.06 \$/KWH	0.06 \$/KWH	0.06 \$/KWH	0.06 \$/KWH
Tipo	NEMA D	NEMA D	NEMA D	NEMA D
Tamaño	10 hp	10 hp	10 hp	10 hp
Longitud de carrera calculada (pulg)	120	120	120	48.8
Ajuste de longitud de carrera (pulg)	120	120	120	0
Tubing O.D. (PULG)	2.875	2.875	2.875	2.875
Tubing I.D. (PULG)	2.441	2.441	2.441	2.441
Longitud de bomba, pies	4958	5408	3451	5044
Condiciones bomba	llena	llena	llena	Llena
Tipo de bomba	insertada	insertada	insertada	Insertada
Tamaño de embolo pulg	1.25	1.25	1.25	1.25
Uptr. Rod-tbg fr. Coeff	0.6	0.55	0.69	0.66
Dntr. Rod-tbg fr. Coeff	0.6	0.55	0.69	0.66
TUBING NO ESTÁ ANCLADO				
Eficiencia volumétrica de la bomba	85%	85%	85%	85%
Fricción Bomba (lbs)	200	200	200	200

Los datos de entrada como se ya se había mencionado fueron obtenidos de dos fuentes primarias: archivo histórico del campo y condiciones tomados en los pozos del Campo Escuela Colorado, además se contaron con datos medidos en campo como son las presiones en cabeza y la producción de líquidos medidos en el separador de prueba del campo.

A partir de estos datos, y corridas las simulaciones se calcularon parámetros importantes de operación. A continuación, se presentan algunos parámetros calculados necesarios para presentar los resultados obtenidos. Estos datos son:

- Tasa de Producción (Bpd)
- Producción de aceite (BOPD)
- Carrera por minuto
- Eficiencia del sistema(motor>bomba)
- Carga Permitida HP
- Peso boyante (lb)
- Maximo Torque en caja
- Uso de Electricidad diaria (Kwh/día)
- Costo de electricidad por bbl de fluido
- Pérdidas de producción debido estiramiento
- Entre otras

3.6 RESULTADOS SIMULACIONES SOFTWARE RODSTAR

Después de realizar un análisis de las simulaciones, ingresando primero que todo los datos que estaban actualizados hasta ese momento, se corrieron la simulación en el Software RODSTAR, para por medio de esta manera tener:

- Un comparativo usando o no las Unidades Hidráulicas
- Un comparativo de las tasas de producción y eficiencia de levantamiento
- Análisis financiero utilizando la herramienta.
- Beneficios a corto, mediano y largo plazo sobre los pozos donde se implementó esta herramienta.
- Potencial de los pozos.

En las siguientes tablas se pueden ver los resultados de las simulaciones, donde están claramente las características de operación del sistema de levantamiento artificial y las tasas de producción de fluidos y de aceite.

En el anexo número 2 se presentan los resultados de las simulaciones para los pozos colorado 37, 44, 55 y 67.

Tabla 14. Resultados pozos Colorado 55 y Colorado 44

	Colorado 55		Colorado 44	
	SERINPET	LUFKIN	SERINPET	LUFKIN
Tasa de Producción (Bfpd)	35	36	27	27
Producción de aceite (BOPD)	21	21	20	20
Carrera por minuto	2.14	6.24	1.62	4.72
Eficiencia del sistema(motor>bomba)	38%	35%	24%	25%
Carga Permitida HP	7.8	7.2	3.6	5.5
Carga de fluido sobre la bomba	2318	2318	2033	2033
Barra pulida HP	1.7	1.9	1.1	1.2
Carga Max. Barra pulida (lbs)	10101	10544	10263	10569
Carga Min. Barra pulida (lbs)	6250	5982	7138	6868
MPRL/PPRL	0.619	0.567	0.696	0.65
Carga Unidad Estructural	84%	62%	86%	62%
Peso boyante barra (lb)	7164	7164	7852	7852
Maxi Torque en caja	N/A	62	N/A	77
Carga en Caja de cambios	N/A	73%	N/A	90.3%
Factor de carga cíclica	N/A	1.4	N/A	1.8
contra peso	N/A	186.75	N/A	172.04
Uso de Electricidad diaria (Kwh/día)	55	58	54	45
factura mensual de electricidad (\$)	100	107	98	82.0

	Colorado 55		Colorado 44	
	SERINPET	LUFKIN	SERINPET	LUFKIN
Costo de electricidad por bbl de fluido (\$)	0.092	0.098	0.120	0.101
Costo de electricidad por bbl de aceite (\$)	0.154	0.164	0.160	0.134
Estiramiento Tubing (in)	2.5	2.5	2.4	2.4
Pérdidas de producción debido estiram (bb)	0.8	2.4	0.6	1.7
Carrera de la bomba total	109.7	39.4	109.8	39.1
Espaciamiento de la bomba (pulg.desde el fondo)	14.9	14.9	16.2	16.2
Mínima Longitud de la bomba (ft)	16.0	10.0	17.0	11.0
Longitud recomendada embolo (pies)	3.0	3.0	4.0	4.0

Tabla 15. Resultados calculados Pozos colorado 67 y colorado 37

	67		37	
	SERINPET	AMERICAN	SERINPET	LUFKIN
Tasa de Producción (Bfpd)	65	65	14	14
Producción de aceite (BOPD)	64	64	10	10
Carrera por minuto	3.6	7	0.79	2.27
Eficiencia del sistema(motor>bomba)	34%	28%	10%	13%
Carga Permitida HP	43.6	10.2	3.1	2.6
Carga de fluido sobre la bomba (lbs)	1348	1348	1552	1552
Barra pulida HP	2.2	2.3	0.5	0.5
Carga Max. Barra pulida (lbs)	7322	7455	9146	9179
Carga Min. Barra pulida	3815	4018	6737	6747

	67		37	
	SERINPET	AMERICAN	SERINPET	LUFKIN
(lbs)				
Carga Unidad Estructural	18%	43%	76%	54%
PRHP/PLHP	0.52	0.22	0.16	0.18
Peso boyante barra (lb)	5049	5049	7323	7323
Maxi Torque en caja	N/A	82	N/A	78
Carga en Caja de cambios	N/A	72.1%	N/A	91.8%
Factor de carga cíclica	N/A	1.8	N/A	2.8
Contrapeso	N/A	148.16	N/A	133.38
Uso de Electricidad diaria (Kwh/día)	62	70	55	30
Factura mensual de electricidad (\$)	113	128.0	100.0	54
Costo de electricidad por bbl de fluido (\$)	0.057	0.065	0.242	0.129
Costo de electricidad por bbl de aceite (\$)	0.058	0.066	0.322	0.172
Estiramiento Tubing (in)	1.0	1.0	1.7	1.7
Pérdidas de producción debido estiram (bb)	0.6	1.1	0.2	0.6
Carrera de la bomba total (in)	116.9	60.7	112.4	41.1
Espaciamento de la bomba (pulg.desde el fondo)	10.4	10.4	15.1	15.1
Mínima Longitud de la bomba (ft)	14.0	9.0	17.0	11.0
Longitud recomendada embolo (pies)	2.0	2.0	4.0	4.0

Con los resultados obtenidos por el software Rodstar, se realizó un comparativo para todos los pozos de campo escuela colorado y se pudo concluir lo siguientes:

La Tasa de Producción (Bpd) y Producción de aceite (BOPD), son las mismas en todos los casos, esto se debe a los valores de las curvas IPR que fueron ingresados.

Los strokes por minuto en las unidades hidráulicas de bombeo son menores en comparación con las unidades convencionales, estos disminuyen por que el pozo puede dar su máxima producción a esa velocidad.

Para determinar cual sistema consume mas electricidad en el dia (Kwh/día), se realizó un promedio entre los cuatro pozos arrojando los siguientes resultados:

Tabla 16. Consumo electricidad unidad UHBM Y UBM

UHBM	UBM
62	70
55	30
55	58
54	45
56,5	50,75

De la anterior tabla se puede observar que el consumo de electricidad es mayor en las unidades hidráulicas que en las unidades de bombeo mecánico.

La factura mensual de electricidad promedio para los 4 pozos es 102,75 dolares para la unidad hidráulica y 92,75 dolares para la unidad mecánica de bombeo.

Se realizó una sumatoria de las pérdidas de producción debido estiramiento y se tiene que las unidades hidráulicas presentan unas menores pérdidas de fluido los valores son 2,2 barriles para las UHBM y 5,8 barriles para las unidades convencionales.

En general se puede evidenciar que las unidades hidráulicas presentan un mejor comportamiento cuando el caudal es más alto, presentan una eficiencia mayor en su motor y bomba, consumen menos electricidad y por ende los costos van a ser menores.

3.7 DISEÑO DE POZO CON BASE A LAS SIMULACIONES

A continuación se presentan los diseños de UHBM implementadas en los pozos colorado 37, 44, 55 y 67. Se tuvo en consideración aspectos para realizar el diseño tanto en superficie como en subsuelo tales como; longitud de bomba, tipos de bomba, sarta de varillas, caballaje del motor, fuerza que puede realizar el pedestal y actuador hidráulico, recorrido máximo del pedestal y actuador hidráulico y velocidad máxima; en este orden de ideas los diseños para los pozos previamente mencionados quedaron de la siguiente manera.

a. Diseño de UHBM pozo colorado 37

Teniendo en cuenta datos de entrada y resultados calculados en el simulador, el diseño para pozo colorado 37 quedaría de la siguiente manera. **A-10-9-112-0,79**

- Motor tipo eléctrico de 10 hp de potencia
- Carga máxima de 9146 LbF
- Carrera de la bomba total 112,4 in
- Velocidad 0.79 ciclos por minuto
- Bomba RHBC 2*1 ¼ “*12*14 a una longitud 5044 ft
- Varillas de ¾ de pulgada grado D

b. Diseño de UHBM pozo colorado 44

Teniendo en cuenta datos de entrada y resultados calculados en el simulador, el diseño para pozo colorado 44 quedaría de la siguiente manera. **A-10-11-110-1,62**

- Motor tipo eléctrico de 10 hp de potencia
- Carga máxima de 11004 LbF
- Carrera de la bomba total 109,8 in
- Velocidad 1,62 ciclos por minuto
- Bomba RHBC 2*1 ¼ “*10*12 a una longitud 5408 ft
- Varillas de ¾ de pulgada grado D

c. Diseño de UHBM pozo colorado 55

Teniendo en cuenta datos de entrada y resultados calculados en el simulador, el diseño para pozo colorado 55 quedaría de la siguiente manera. **A-10-10-110-2,14**

- Motor tipo eléctrico de 10 hp de potencia
- Carga máxima de 10101 LbF
- Carrera de la bomba total 109,7 in
- Velocidad 2.14 ciclos por minuto
- Bomba RHBC 2*1 ¼ “*8*10 a una longitud 4958 ft
- Varillas de ¾ de pulgada grado D

d. Diseño de UHBM pozo colorado 67

Teniendo en cuenta datos de entrada y resultados calculados en el simulador, el diseño para pozo colorado 67 quedaría de la siguiente manera. **A-10-7-117-3,6**

- Motor tipo eléctrico de 10 hp de potencia



- Carga máxima de 7322 LbF
- Carrera de la bomba total 116,9 in
- Velocidad 3,6 ciclos por minuto
- Bomba RHBC 2*1 ¼ "8*10 a una longitud 3451 ft
- Varillas de ¾ de pulgada grado D

4. VIABILIDAD FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UHBM

Hace referencia a la disponibilidad suficiente de fondos para llevar a cabo un proyecto; atender las inversiones, disponer de adecuado capital de trabajo etc. Un proyecto que se encuentre viable no necesariamente es conveniente; es posible que su viabilidad se deba simplemente a una capitalización demasiado grande o a la disponibilidad de recursos financieros muy altos.

La viabilidad financiera es determinada generalmente por el uso de los denominados flujos de fondo (o de caja si se refieren a periodos muy cortos), que acumulan y comparan en periodos determinados (mes a mes, año a año etc.), la totalidad de los ingresos y de los egresos. Periodos de saldo negativo que no puedan alternarse con recursos de crédito, o de otras fuentes, impedirán el desarrollo del proyecto.¹⁹

El objetivo principal de la evaluación financiera de un proyecto, es determinar la alternativa de inversión más adecuada, con el fin de obtener la mejor rentabilidad; para lograrlo es recomendable desarrollar las siguientes fases: estimar la inversión neta o inicial representada por la integración de los costos de desarrollo del proyecto, estimar los flujos de efectivo generados durante la vida del mismo y evaluar la conveniencia de este de acuerdo con la comparación de la inversión neta, los flujos de efectivo y el uso de los métodos establecidos para ello.

¹⁹ Gestion económica y financiera de la empresa, Ediciones Paraninfo, S.A., 2014, Capítulo 12, estudio de viabilidad económica y financiera de una pyme pag 298

4.1 INVERSIÓN INICIAL

La inversión inicial se puede clasificar en dos conceptos claramente diferenciados, por un lado, la inversión destinada a la adquisición de activos fijos (activos no corrientes) y alta de suministros necesarios para el inicio de la actividad y, por otro, la liquidez necesaria (provisión de fondos) que se requiere para mantener la actividad empresarial hasta que el negocio pueda aportar fondos para hacer frente a los compromisos financieros (activos corrientes).

La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente;

Inversión inicial = *Costos de desarrollo + Costos de construcción + Costos de instalación + Costos de entrenamiento + Costos de promoción - Ganancia neta por la venta del bien usado.*

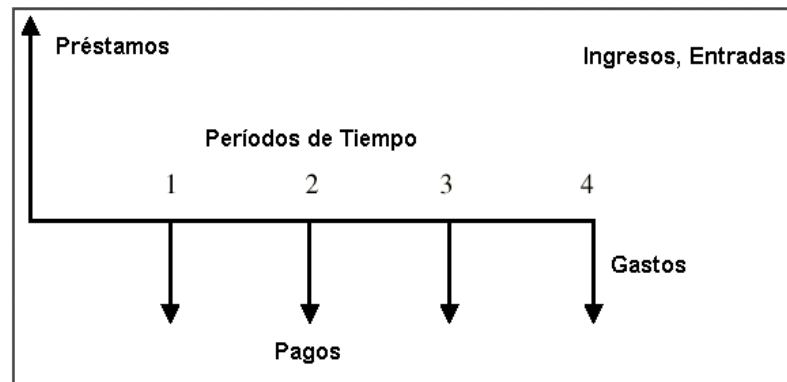
4.2 FLUJOS DE EFECTIVO

Según el Consejo Técnico de la Contaduría, se entiende que el flujo de efectivo “es un estado financiero básico que muestra el efectivo generado y utilizado en las actividades de operación, inversión y financiación. Para el efecto debe determinarse el cambio en las diferentes partidas del balance general que inciden en el efectivo”.

El objetivo del flujo de efectivo es básicamente determinar la capacidad de la empresa para generar efectivo, con el cual pueda cumplir con sus obligaciones y con sus proyectos de inversión y expansión. Adicionalmente, el flujo de efectivo permite hacer un estudio o análisis de cada una de las partidas con incidencia en la generación de efectivo, datos que pueden ser de gran utilidad para el diseño de

políticas y estrategias encaminadas a realizar una utilización de los recursos de la empresa de forma más eficiente.²⁰

Figura 39. Representación del flujo de efectivo



El flujo de caja que se elabore al evaluar el proyecto va depender de lo que se pretenda medir con dicha evaluación. Existen tres opciones básicas que permiten medir la rentabilidad de los distintos flujos que arrojará el proyecto. El primero es aquel que pretende medir la rentabilidad del proyecto, en otras palabras, se busca medir la rentabilidad de todos los recursos invertidos en el proyecto, sin especificar o definir de donde provengan los fondos. El segundo caso busca medir la rentabilidad del inversionista o dicho, en otros términos, de los recursos propios que son invertidos en el proyecto. El tercer y último caso se refiere a aquellas iniciativas que se emprenden con la intención de medir la capacidad de pago del proyecto, o sea si el proyecto se encuentra en condiciones de cumplir con las obligaciones contraídas en un posible endeudamiento para su realización o implementación.

²⁰ Principios de administración financiera, Pearson Educación, 2003 Capítulo 8, flujo de efectivo del presupuesto del capital pag 305.

4.2.1 Flujos de efectivo para medir la rentabilidad del proyecto La estructura básica del flujo de caja para medir la rentabilidad de un proyecto de inversión es la siguiente:

- **Inversión**, su valor es negativo y se encuentra en el primer año o año cero (0), en cambio desde el primer año de operación hasta el fin del proyecto se tienen en cuenta los valores de: ingresos, regalías, costos de operación y mantenimiento, las ganancias antes de impuestos, impuesto de renta y la ganancia después de impuesto.
- **Costos por operación y mantenimiento**, son los gastos necesarios para mantener un proyecto, línea de procesamiento o un equipo en funcionamiento. En una compañía estándar, la diferencia entre el ingreso (por ventas y otras entradas) y el costo de producción indica el beneficio bruto.
- **Depreciación**, significa una disminución en valor. La mayoría de los bienes van perdiendo valor a medida que crecen en antigüedad. Los bienes de producción comprados recientemente, tienen la ventaja de contar con las últimas mejoras y operan con menos chance de roturas o necesidad de reparaciones. En lugar de cargar el precio de compra completo de un nuevo bien como un gasto de una sola vez, la forma de operar es distribuir sobre la vida del bien su costo de compra en los registros contables. Los principales objetivos para cargar un costo de depreciación pueden resumirse como: 1) recuperación del capital invertido en bienes de producción, 2) determinar con seguridad costos indirectos de producción para registro de costos y 3) incluir el costo de depreciación en gastos de operación con propósito de impuestos. Se evalúa por medio del método de línea recta, siendo cero (0) el valor de salvamento y cinco años el tiempo de vida útil de los bienes. Por esta razón, en el flujo de efectivo, aplica solo para los

primeros cinco años de vida del proyecto. El valor de la depreciación se debe descontar antes de aplicar el impuesto de renta, sin embargo, se debe adicionar al final cuando se tiene la ganancia después de impuestos.

• **Capital de trabajo**, son los recursos que requiere la empresa para poder operar. En este sentido el capital de trabajo es lo que comúnmente conocemos activo corriente (efectivo, inversiones a corto plazo, cartera e inventarios). Para poder operar, se requieren de recursos para cubrir necesidades de insumos, materia prima, mano de obra, reposición de activos fijos, entre otros. Estos recursos deben estar disponibles a corto plazo para cubrir las necesidades de la empresa a tiempo.

Se tiene en cuenta desde el año cero con un valor del 5% de los ingresos que se esperan tener el año siguiente. Para los siguientes años, se usa un delta entre el 5% de los ingresos del año siguiente menos el capital de trabajo de los años anteriores. Por esta razón, para el último año no se tendrá capital de trabajo.

Los flujos de efectivo se evalúan para toda la vida del proyecto, desde el año cero hasta el final. En la siguiente tabla se muestra el orden para calcular el flujo de caja por cada año.²¹

Tabla 17. Orden para calcular el flujo de caja por año.

	AÑO			
	0	1	2	3
Flujo de efectivo				
Inversión (USD) (-)				
Ingresos (USD) (+)				
Regalías (USD) (-)				
Mantenimiento (USD) (-)				

²¹ Sea el elefante: Edifique una empresa más grande y mejor, Steve Kaplan 2008. Capítulo 5, cuatro principios vitales a observar pag 39.

Impuesto de Renta (-)				
FLUJO DE CAJA TOTAL				

4.2.2 Flujos de efectivo para el inversionista Para este flujo de caja deberá agregarse el efecto del financiamiento, para así incorporar el impacto del apalancamiento de la deuda. La estructura básica del flujo de caja para medir la rentabilidad del inversionista o de los recursos propios, es la siguiente: Ingresos afectos a impuestos, egresos afectos a impuestos, intereses del préstamo, gastos no desembolsables, impuestos, Ajustes por gastos no desembolsables, egresos no afectos a impuesto, beneficios no afectos a impuestos, préstamo, amortización de la deuda.

La estructura del flujo de caja para medir la rentabilidad del inversionista es la que se presenta a continuación.

Flujo de caja del inversionista = ingresos a efectos a impuestos – egresos a efectos a impuestos – gastos no desembolsables – intereses de la deuda = Utilidad antes de impuestos – impuestos = Utilidades después de impuestos + préstamo + beneficios no afectos a impuestos = Flujo de caja.

Los intereses del préstamo se descuentan antes de aplicar el impuesto de renta, para obtener la ganancia antes de impuestos; y luego se resta el abono a capital a la ganancia después de impuesto, para hallar el flujo de efectivo total. En la siguiente tabla se muestra la forma de realizar el cálculo del flujo de efectivo para el proyecto.²²

²² Formulación y evaluación de proyectos tecnológicos empresariales aplicados, Convenio Andres Bello, 2005, Capítulo 1. Evaluación empresarial pag 159

Tabla 18. Cálculo del Flujo de efectivo para el proyecto

Flujo de efectivo	AÑO			
	0	1	2	3
Inversión (USD) (-)				
Ingresos (USD) (+)				
Regalías (USD) (-)				
Mantenimiento (USD) (-)				
Impuesto de Renta (-)				
Abono a Capital (-)				
FLUJO DE CAJA TOTAL				

4.3 COSTOS

Representa la fabricación de un producto o la prestación de un servicio. Para realizar el análisis financiero de un proyecto, es necesario realizar un estudio minucioso de cada una de las variables que influyen en el mismo. Una variable muy importante a la hora de invertir en un proyecto son los costos y estos varían en función del nivel de uso o de producción. El costo de un producto está formado por el precio de la materia prima, el precio de la mano de obra directa empleada en su producción, el precio de la mano de obra indirecta empleada para el funcionamiento de la empresa y el costo de amortización de la maquinaria y de los edificios.

4.4 IMPUESTOS

Son prestaciones, al estado y demás entidades de derecho público, que se reclaman, con el fin de satisfacer las necesidades colectivas en virtud de su poder

coactivo, en forma y cuantía determinadas unilateralmente y sin contraprestación especial. Los impuestos pueden ser directos e indirectos.

- **Impuestos indirectos**, afectan a personas distintas a quien produce el bien o presta el servicio, de esta manera la carga de este impuesto se traslada a quienes los adquieren o reciben, por ejemplo, los impuestos al valor agregado (IVA), y los impuestos especiales a gasolinas y combustibles.
- **Impuestos directos**, se aplican sobre el patrimonio, afectando principalmente los ingresos o pertenencias como la propiedad de maquinaria o terrenos de explotación.

Las regalías y el impuesto sobre la renta son los impuestos que aplican a la industria del petróleo.

- **Regalías petroleras**, son el derecho que tiene el Estado en el producto de la explotación de los recursos petrolíferos de su propiedad. Se determinan como un porcentaje del volumen bruto explotado. Por razones históricas dicho porcentaje varía según el sistema de explotación del recurso.

Actualmente, el sistema de regalías se rige en base a la Ley 756 de 2002, por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones.

- **Impuesto sobre la renta**, es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras en un año. Es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad de producción de petróleo.²³

²³ Proyectos de inversión: formulación y evaluación, Nassir Sapag Chain, Primera edición 2007. Capítulo 4, aspectos tributarios, legales y administrativos pag 120.

4.5 EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO

La conveniencia financiera evalúa si la rentabilidad de los recursos invertidos en un determinado proyecto es adecuada, es decir si es igual o mayor a determinados mínimos considerados como satisfactorios. No necesariamente un proyecto que se encuentre “conveniente” es siempre “viable”. Es posible que la rentabilidad sea muy alta pero no se disponga de recursos suficientes en determinada fecha del desarrollo del proyecto.

Para evaluar la conveniencia financiera y comparar entre si varias alternativas se utilizan medidas simples con el periodo repago, o el rendimiento anual, o de mayor refinamiento como la tasa interna de retorno, valor presente neto entre otras.

Generalmente se emplean estas medidas económicas, pero la evaluación financiera no se debe basar en una sola, ya que cada una proporciona un factor distinto de análisis; se requiere la evaluación separada de cada uno de estos métodos para poder analizar y comparar los diferentes resultados obtenidos.²⁴

4.5.1 Valor presente neto (VPN) Es la diferencia del valor actual de la Inversión menos el valor actual de la recuperación de fondos, de manera que, aplicando una tasa que corporativamente consideremos como la mínima aceptable para la aprobación de un proyecto de inversión, pueda determinarnos, además, el Índice de conveniencia de dicho proyecto. Este Índice no es sino el factor que resulta al dividir el Valor actual de la recuperación de fondos entre el valor actual de la Inversión. De esta forma, en una empresa donde se establece un parámetro de

²⁴ Manual Sobre Preparación de Estudios de Factibilidad Para Almacenamiento de Granos, Editor IICA, Capítulo IV Recomendaciones metodológicas para la evaluación de proyectos, pag 58.

rendimiento de la inversión al aplicar el factor establecido a la Inversión y a las entradas de fondos, se obtiene por diferencial el valor actual neto (VPN), que si es positivo indica que la tasa interna de rendimiento excede el mínimo requerido, y si es negativo señala que la tasa de rendimiento es menor de lo requerido y, por tanto, está sujeto a rechazo.

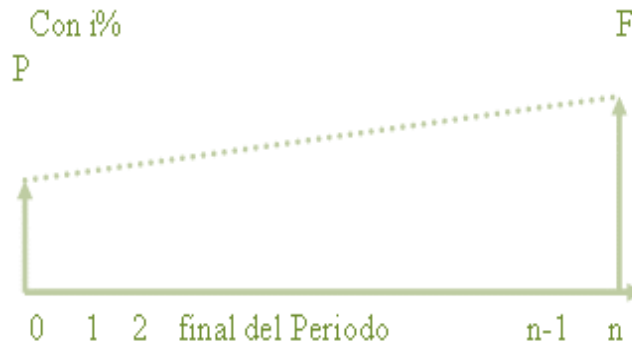
El valor presente neto (VPN), es una medida del beneficio que rinde un proyecto de inversión a través de toda su vida útil; se define como el Valor Presente de su Flujo de Ingresos Futuros menos el Valor Presente de su Flujo de Costos. Es un monto de Dinero equivalente a la suma de los flujos de Ingresos netos que generará el proyecto en el futuro.

Es importante tener en cuenta que el valor del Valor Presente Neto depende de las siguientes variables: La inversión inicial previa, las inversiones durante la operación, los flujos netos de efectivo, la tasa de descuento y el número de periodos que dure el proyecto.

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP) como la forma de valorar todos los recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto, de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros. En la siguiente figura se aprecia la representación del valor presente y valor futuro.²⁵

²⁵ La Definición de Sostenibilidad, Las Variables Principales Y Bases Para Establecer Indicadores, Ronlle de Camilo V. Bib. Orton IICA / CATIE, Capitulo 4 Esquema para la definición de indicadores, pag 46.

Figura 40. Representación del valor presente



El VPN se puede calcular por medio de la siguiente ecuación [3]:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{Q}{[1+i]^n}$$

[4]

Donde:

Q (Flujo de caja) = Ganancia neta – impuestos

Ganancia Neta = $In - En$

In = Ingresos

En = Egresos (Valor negativo)

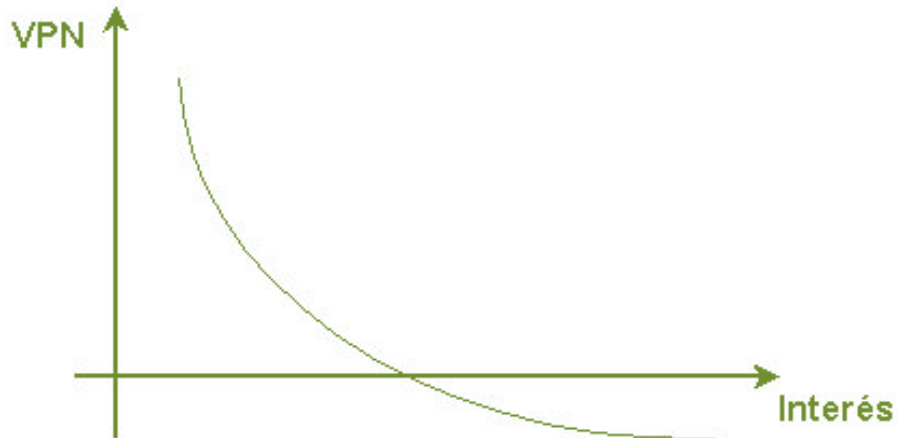
n = es el número de periodos considerados

i = Tasa de interés

Entre menor es la tasa de interés mayor es el valor presente neto y así, entre mayor es este, más conveniente será el proyecto para la inversión.

En la siguiente figura observamos el comportamiento del VPN con respecto a la tasa de interés.

Figura 41. Comportamiento del VPN en relación a la tasa de interés.



El valor presente neto (VPN) es inversamente proporcional a la tasa de interés por lo cual disminuye a medida que esta aumenta, En la figura 37 se observa que, a ciertas tasas, se pueden obtener valores negativos de VPN, según sea el caso.

4.5.2 Tasa de rendimiento económico Antes de tomar cualquier decisión, todo inversionista, ya sea persona física, empresa, gobierno, o cualquier otro, tiene el objetivo de obtener un beneficio por el desembolso que va a realizar. Se ha partido del hecho de que todo inversionista deberá tener una tasa de referencia sobre la cual basarse para hacer sus inversiones. La tasa de referencia es la base de la comparación y el cálculo en las evaluaciones económicas que haga. Si no se obtiene cuando menos esa tasa de rendimiento, se rechazará la inversión.

Como en todos los países hay inflación, aunque su valor sea pequeño, crecer en términos reales significa ganar un rendimiento superior a la inflación, ya que si se gana un rendimiento igual a la inflación el dinero no crece, sino que mantiene su poder adquisitivo.

Por medio del cálculo de las tasas de rendimiento económico, se puede determinar el porcentaje de utilidad o ganancia que se recibe por la inversión del capital. El cálculo de la tasa de rendimiento económico se hace por prueba y error planteando ecuaciones de valor presente. Se utilizan dos tipos de tasas de rendimiento económico las cuales son:

- **Tasa interna de retorno (TIR):** Es una medida de la rentabilidad relativa del proyecto, frente a la rentabilidad en términos absolutos, proporcionada por el VAN. Para la TIR, se aceptan los proyectos que permitan obtener una rentabilidad interna, superior a la tasa de descuento apropiada para la empresa, es decir, a su costo de capital. Este método suele usarse como complementario al VAN. Si $TIR >$ tasa de rendimiento (i): El proyecto es aceptable. El cálculo del TIR se puede realizar usando la siguiente ecuación [5]:

$$-A + \sum_{n=0}^n \frac{Q}{[1+i]^n} = 0$$

[5]

Donde:

Q = Flujo de caja

A = inversión inicial

i = Tasa de rendimiento

Las ventajas que nos proporciona este método es que: tiene en cuenta el valor del dinero en cada momento, nos ofrece una tasa de rendimiento fácilmente comprensible y es muy flexible permitiendo introducir en el criterio cualquier variable que pueda afectar a la inversión, inflación, incertidumbre, fiscalidad, entre otros.

4.5.3 Tiempo de recuperación de la inversión o Payback Time En todo proyecto en el cual se espera la característica de “Rentable”, se tiene como premisa la recuperación de la inversión, entonces, el tiempo que se demore en recuperar el dinero invertido o “Período de Payback”, se vuelve muy importante, ya que de esto dependerá cuan rentable es, y qué tan riesgoso será llevarlo a cabo. Cuanto más corto sea el periodo de recuperación, menos riesgoso será el proyecto. Por ello se debe hacer especial mención, cuanto más se vaya hacia el futuro, serán mayores las incertidumbres.

Si se desea usar el Período de Recuperación o Período Payback, como referente en la toma de decisiones, para evaluar proyectos, se tiene dos tipos: *proyectos independientes*, si tienen un plazo de recuperación menor a un determinado período, entonces los que cumplan se deberían aceptar y los *proyectos mutuamente excluyentes*, se elegirá al que posea el retorno más rápido.

Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por lo tanto, considera erróneamente, el hecho de que un dólar hoy vale igual que un dólar el día de mañana.

Si los flujos de caja no son iguales habrá que ir restando a la inversión inicial los flujos de caja de cada año y si son iguales la ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación o Payback simple es la siguiente [6]:

$$Payback = \frac{\textit{inversion inicial}}{\textit{Flujo de efectivo anual}}$$

[6]

Las ventajas que ofrece este método son, la facilidad de su cálculo, ofrece una medida en tiempo del riesgo del proyecto y proporciona una medida de liquidez. En contra de este método tenemos que no tiene en cuenta cualquier beneficio o pérdida que pueda surgir posteriormente al periodo de recuperación y no tiene en cuenta la diferencia de poder adquisitivo a lo largo del tiempo (inflación).

4.6 INGRESOS

La venta de crudo es el precursor de los ingresos en un proyecto petrolero, este depende del precio del petróleo (predichos por métodos estadísticos o simulación gaussiana) y la producción del campo (se evalúa usando la simulación numérica o métodos analíticos).

4.7 PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO

Para el cálculo del precio del petróleo se pueden utilizar diferentes métodos, tales como de predicción, probabilísticos y estadísticos.

Debido a la volatilidad del mismo, se utilizan métodos de predicción, los cuales consideran tres casos para cuantificar la incertidumbre: el pesimista, el más probable y el optimista. Estas predicciones de precios se refieren comúnmente como hockey stick, en las cuales el precio declina por algún periodo y luego incrementa paulatinamente.

Otro método que puede usarse es el bootstrap, pertenece al grupo de los métodos probabilísticos los cuales son tediosos de calcular.

Los métodos estadísticos, como la simulación secuencial gaussiana, utiliza la distribución y variabilidad histórica del precio. Con el método de simulación de Montecarlo, el cual hace un análisis de sensibilidad, análisis de escenarios y probabilidad, se hace un manejo de la incertidumbre que tiene el precio futuro del crudo.

Adicionalmente se debe tener en cuenta que el crudo se valora dependiendo de su sitio de origen y el mercado en que se va a negociar o entregar y se cotiza según algunas propiedades físicas y químicas que a la larga determinan su precio, tales como, la *gravedad API* el cual lo clasifica como crudo liviano, medio, pesado o extra pesado y el *contenido de azufre* que lo valora como dulce si el contenido de H₂S y CO₂ es menor al 0.5 %, y ácido si sobrepasa el 0.5 %.

Los crudos de referencia que encontramos son West Texas Intermediate (WIT), Brent Blend, Dubái y el Cesta OPEP y estos se usan para establecer los precios y fijar contratos de entrega y compra del crudo, según el lugar de origen del crudo y del mercado en que se mueve.

En el caso de Colombia, el crudo de referencia es el Brent y el precio de cada uno se toma como una prima o un descuento sobre el valor base dado diariamente en la Nymex,²⁶ comparado las características básicas del crudo Brent, con las del crudo a negociar.

4.8 IMPUESTOS PARA LA INDUSTRIA

²⁶ CHAPMAN PETROLEUM ENGINEERING LTD. "Crude Oil, Historical, Constant, current and futures prices". Enero 1, 2008.

Los impuestos que se tienen en Colombia para la industria del petróleo son: las regalías y el impuesto de renta.

4.8.1 Regalías Son los recursos económicos que reciben las entidades territoriales donde se explotan los recursos naturales no renovables, como el petróleo. Se establece sobre el valor de la producción en boca de pozo, y es igual al porcentaje que resulte de aplicar la escala que se presenta en la siguiente tabla, (tabla 17).

Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15°), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi-livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

Tabla 19. Escala para determinar las regalías de crudos livianos y semi-livianos

ESCALA PARA DETERMINAR LAS REGALÍAS DE CRUDOS LIVIANOS Y SEMILIVIANOS	
PRODUCCIÓN DIARIA PROMEDIO MES	PORCENTAJE
Para una producción diaria igual o menor a 5KBPD	8%
Para una producción mayor a 5 KBPD y \leq 125 KBPD	X%*
Para una producción $>$ 125 KBPD \leq 400 KBPD	20%
Para una producción $>$ 400 KBPD \leq 600 KBPD	Y%**
Para una producción $>$ 600 KBPD	25%
Donde	
$X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$	
$Y = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$	

Fuente: Ley 756 /2002²⁷

4.8.2 Impuesto de renta Es un impuesto de orden nacional, directo y de periodo. Para su cuantificación se requiere establecer la utilidad (renta) generada por el desarrollo de actividades durante un año. Tiene cobertura en todo el país y su recaudo está a cargo de la nación, por medio de bancos y entidades financieras autorizadas.

El impuesto de renta se aplica al total de los ingresos, menos los costos de operación, mantenimiento y la depreciación. Es la principal fuente de recaudación impositiva en la actividad de producción de petróleo, para Colombia es alrededor del 35%.

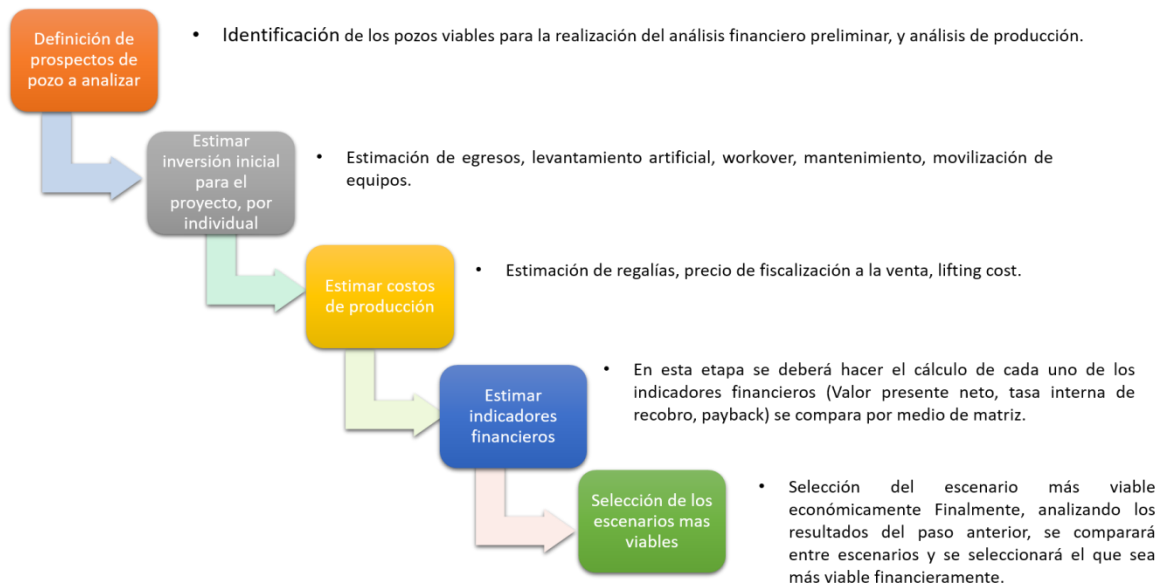
4.9 ANÁLISIS FINANCIERO DE CADA UNO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Para realizar el análisis financiero en los pozos seleccionados, se tuvo en consideración los costos para la implementación de la Unidad convencional de Bombeo Mecánico y la Unidad Hidráulica de Bombeo Mecánico. Además, para este capítulo, se explica el análisis financiero del pozo colorado 37, donde se muestran detalladamente los resultados de los indicadores, y al final un resumen de los resultados obtenidos en los demás pozos, explicados en forma de una matriz especial de resultados, (tablas y graficas específicas para cada pozo se encuentran en el anexo 3).

²⁷ COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 756 de 2002 [en línea] disponible en: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0756_2002.html

En la siguiente figura se explica la metodología seguida para la realización del análisis financiero, tomando como base los resultados de las simulaciones del análisis técnico, para los cuatro pozos seleccionados.

Figura 42. Metodología Análisis Financiero



4.9.1 Análisis Financiero Colorado 37 Los costos fueron calculados usando los datos que proporcionan los estados mecánicos de cada pozo tales como son longitud y tipo de varilla, longitud de tubería de completamiento y tipo de bomba en el caso de subsuelo. Para el equipo de superficie se tuvo en consideración precios de transporte, adecuación de locación, instalación y costo real de cada una de las herramientas.

La UHBM trae incorporado el controlador de superficie y motor, por esta razón no se tuvo en cuenta este rubro en los costos generales.

En la siguiente tabla se muestra cada ítem con su valor unitario y la inversión total implementando Bombeo Mecánico y UHBM:

Tabla 20. Inversión Inicial pozo Colorado 37

ÍTEM DESCRIPCIÓN UNIDAD VALOR UNITARIO (USD)		
COLORADO 37	UNIDAD BM	UHBM
<i>Adecuación de la locación del pozo</i>		
Arreglo de la locación	5000	0
<i>Movilización Equipos</i>		
Grúa 500lb	3000	
Brazo articulado		500
<i>Trabajo Equipo de Workover</i>		
Costo Único global(23000/día)	69000	69000
<i>Tubería</i>		
Tubería 3 ½	54070	54070
Varilla 3/4 - 8USDx FT	39952	39952
<i>Equipo de Levantamiento Artificial</i>		
Controlador de superficie	15000	0
Motor	3000	0
Bomba RHBC	8000	8000
Stuffing box	700	700
Costo herramienta	65000	35000
Mantenimiento (2 AÑOS)	8000	8000
TOTAL(USD)	270.722,00	213.222,00

A continuación se muestra el costo asociado a la producción de los pozos del Campo Colorado. El cálculo del costo de producción de un barril de crudo del campo Colorado se realizó con base a investigaciones de tesis del campo

colorado titulados, *Estudio de Factibilidad del Uso del Aceite Liviano de Ciclo para el Control de Parafinas en el Campo Colorado y Viabilidad Técnica Y Financiera De La Implementación Del Sistema De Levantamiento Artificial Plunger Lift En El Campo Escuela Colorado.*” De acuerdo a esto se obtiene el beneficio económico neto después de reducir el costo total por gasto de operación, regalías y el porcentaje que le corresponde a Ecopetrol por cada barril producido. Se tomaron dos precios de venta diferente para cada año, debido al comportamiento de caída del crudo referencial Brent, se tomó una tasa representativa más baja para el 2017 (35 USD/BBL), además se tomó un tiempo de análisis del proyecto de dos años, como tiempo prudente para estimar si es viable la realización del proyecto, ya que un tiempo muy corto debido a estos precios del crudo no sería un buen estimativo para analizar, además con el precio tan cambiante del crudo aumentaría la incertidumbre si se decidiera estimar un tiempo mayor a los 2 años. En la siguiente tabla, se describen los costos asociados de levantamiento, de regalías, y margen de Ecopetrol. Para el Año 2016 se trazó un precio del crudo promedio de 40 dólares el barril, y como tiene una tendencia a la baja, para el 2017 se tomó una tasa representativa de 35 dólares el barril.

- El impuesto de renta es el producto entre el precio neto del crudo colorado y 34% que es valor para Colombia.
- Se tienen en cuenta las regalías que se le pagan al estado, por lo tanto, los ingresos mensuales serán el valor de la producción, por el precio del barril, restándole el 8% de regalías debido a que la producción es inferior a los 5,000 BPD. Además, para calcular los ingresos netos, se restan los gastos necesarios para mantener el sistema en operación como: Personal, costos de la energía, mantenimiento de equipos, tratamiento de los fluidos producidos, etc., los cuales van incluidos en el lifting cost, el cual es de USD \$14 por barril producido para los 2 casos.

- El factor de Ecopetrol es de aproximadamente 5%.
- Se debe tener en cuenta que la tasa de interés mínima se ha establecido para hacer viable un proyecto es del 15%, y que el tiempo de análisis del proyecto es a 24 meses.

El margen para el pozo colorado 37 se calcula de la siguiente manera:

Margen= (el precio neto del crudo)- (IR+Regalías+Lc+costo transporte+factor Ecopetrol)

Tabla 21. Costos de producción del pozo Colorado 37

Concepto	USD/BL 2016	USD/BL 2017
Precio Neto del Crudo Colorado	40	35
Impuesto de Renta	13,6	11,9
Regalías	3,2	2,8
Lifting cost	14	14
Costos de transporte	2	2
Factor de ECOPETROL	2	1,75
MARGEN	5,2	2,55
	34,8	32,45

Fuente: Campo Escuela Colorado

A continuación en las tablas se presenta los ingresos y egresos mensuales proyectados a dos años para cada opción (BM-UHBM) respectivamente.

Tabla 22. Ingresos y egresos del pozo Colorado 37 por medio de BM-LUFKIN

Mes	Caudal	Egresos	Ingresos	Flujo de caja
1	0	270.722,00	-	\$ (270.722,00)
2	10	\$ 10.579,20	\$ 12.160,00	\$ 1.580,80
3	9,90	\$ 10.473,41	\$ 12.038,40	\$ 1.564,99
4	9,80	\$ 10.368,67	\$ 11.918,02	\$ 1.549,34

Mes	Caudal	Egresos	Ingresos	Flujo de caja
5	9,70	\$ 10.264,99	\$ 11.798,84	\$ 1.533,85
6	9,61	\$ 10.162,34	\$ 11.680,85	\$ 1.518,51
7	9,51	\$ 10.060,71	\$ 11.564,04	\$ 1.503,33
8	9,41	\$ 9.960,11	\$ 11.448,40	\$ 1.488,29
9	9,32	\$ 9.860,51	\$ 11.333,91	\$ 1.473,41
10	9,23	\$ 9.761,90	\$ 11.220,58	\$ 1.458,67
11	9,14	\$ 9.664,28	\$ 11.108,37	\$ 1.444,09
12	9,04	\$ 9.567,64	\$ 10.997,29	\$ 1.429,65
13	8,95	\$ 8.832,33	\$ 9.526,40	\$ 694,07
14	8,86	\$ 8.744,01	\$ 9.431,14	\$ 687,13
15	8,78	\$ 8.656,57	\$ 9.336,82	\$ 680,25
16	8,69	\$ 8.570,00	\$ 9.243,46	\$ 673,45
17	8,60	\$ 8.484,30	\$ 9.151,02	\$ 666,72
18	8,51	\$ 8.399,46	\$ 9.059,51	\$ 660,05
19	8,43	\$ 8.315,47	\$ 8.968,92	\$ 653,45
20	8,35	\$ 8.232,31	\$ 8.879,23	\$ 646,92
21	8,26	\$ 8.149,99	\$ 8.790,43	\$ 640,45
22	8,18	\$ 8.068,49	\$ 8.702,53	\$ 634,04
23	8,10	\$ 7.987,80	\$ 8.615,50	\$ 627,70
24	8,02	\$ 7.907,93	\$ 8.529,35	\$ 621,42

Tabla 23. Ingresos y egresos del pozo Colorado 37 por medio de UHBM-SERINPET

Mes	Caudal	Egresos (\$)	Ingresos (\$)	Flujo de caja
1	0	215,222.00	\$ -	(215,222.00)
2	10	7,539.20	12,160.00	4,620.80
3	9.90	7,463.81	12,038.40	4,574.59
4	9.80	7,389.17	11,918.02	4,528.85
5	9.70	7,315.28	11,798.84	4,483.56
6	9.61	7,242.13	11,680.85	4,438.72
7	9.51	7,169.70	11,564.04	4,394.33
8	9.41	7,098.01	11,448.40	4,350.39
9	9.32	7,027.03	11,333.91	4,306.89
10	9.23	6,956.76	11,220.58	4,263.82

Mes	Caudal	Egresos (\$)	Ingresos (\$)	Flujo de caja
11	9.14	6,887.19	11,108.37	4,221.18
12	9.04	6,818.32	10,997.29	4,178.97
13	8.95	6,750.13	9,526.40	2,776.26
14	8.86	6,682.63	9,431.14	2,748.50
15	8.78	6,615.81	9,336.82	2,721.02
16	8.69	6,549.65	9,243.46	2,693.81
17	8.60	6,484.15	9,151.02	2,666.87
18	8.51	6,419.31	9,059.51	2,640.20
19	8.43	6,355.12	8,968.92	2,613.80
20	8.35	6,291.57	8,879.23	2,587.66
21	8.26	6,228.65	8,790.43	2,561.78
22	8.18	6,166.36	8,702.53	2,536.17
23	8.10	6,104.70	8,615.50	2,510.80

En las Figuras se muestra el flujo de caja neto del proyecto, respectivamente para la unidad de bombeo Mecánico y para la Unidad hidráulica de bombeo mecánico.

Figura 43. Flujo de Caja de pozo Colorado 37 UHBM

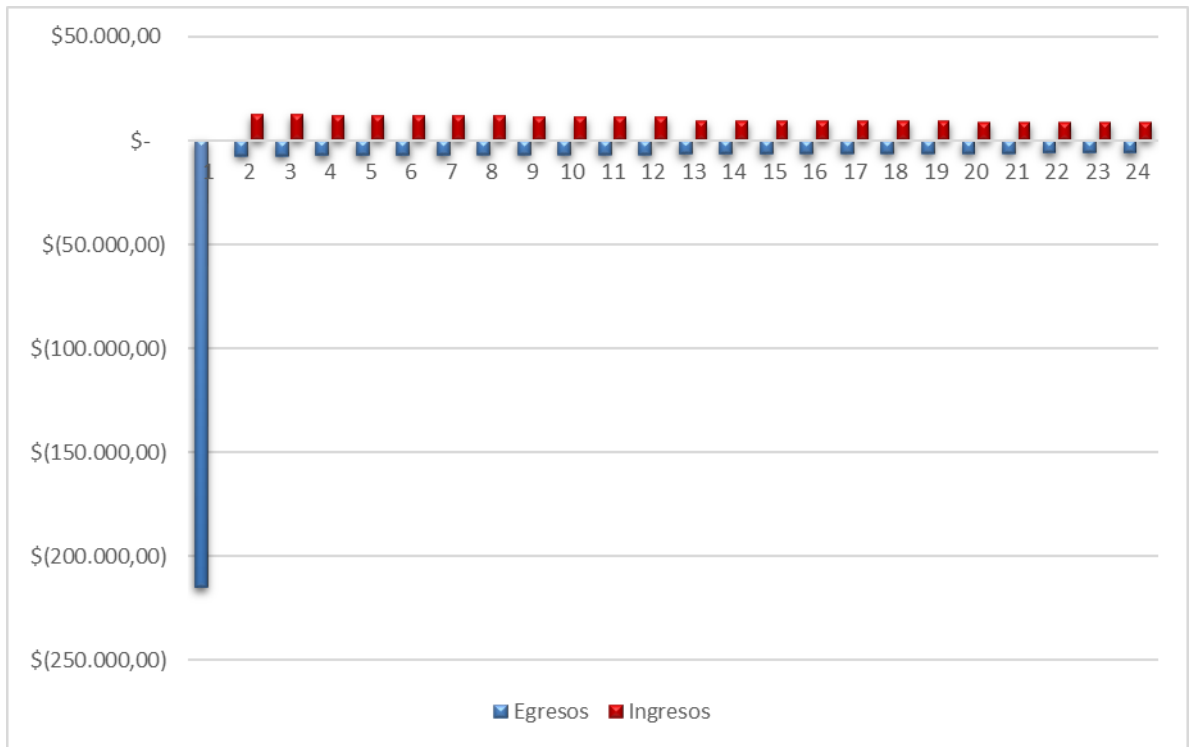
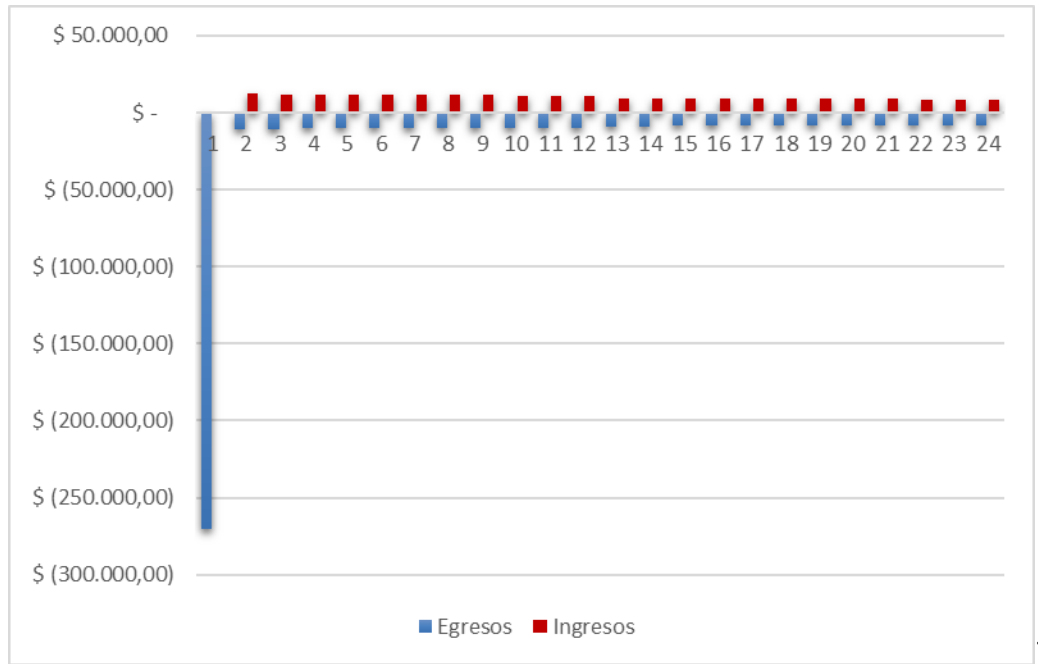


Figura 44. Flujo de Caja de pozo Colorado 37 BM



Como se puede apreciar en las anteriores tablas y figuras, la implementación de Unidad Hidráulica para el pozo Colorado 37 está arrojando resultados muy negativos, teniendo en cuenta que la inversión inicial es alta y las tasas de producción bajas no justifican tan elevada inversión, a esto se le suma el precio del petróleo muy bajo lo cual dificulta cualquier trabajo de inversión en este pozo. Cabe resaltar que los gastos iniciales de la unidad hidráulica son menores en comparación con las unidades actuales de bombeo mecánico, pero debido a que la producción de este pozo no se mejoró los resultados no fueron los esperados para este pozo.

Para el cálculo del valor presente neto se tomó una tasa de oportunidad del 15% efectivo anual, valor que fue suministrado por el Campo Escuela Colorado.

A continuación, se presenta los valores para VPN y Payback del pozo Colorado 37 para Serinpet y Lufkin.

Tabla 24. VPN Y PAYBACK de pozo colorado 37

n	VPN SERINPET	VPN BM LUFKIN
0	-215222	-270722
1	-211168.6667	-267948.6667
2	-207648.6667	-265540.2456
3	-204591.8246	-263448.7221
4	-201937.1985	-261632.399
5	-199631.8654	-260055.0658
6	-197629.8656	-258685.2764
7	-195891.2868	-257495.7225
8	-194381.4683	-256462.6889
9	-193070.3102	-255565.5807
10	-191931.6729	-254786.513
11	-190942.8563	-254109.9543
12	-190366.6172	-254087.3567
13	-189866.1991	-254067.7325
14	-189431.6255	-254050.6904
15	-189054.2326	-254035.8906
16	-188726.4967	-254023.0382
17	-188441.8839	-254011.877
18	-188194.7202	-254002.1843
19	-187980.078	-253993.7669
20	-187793.6782	-253986.4571
21	-187631.8047	-253980.1091
22	-187491.2303	-253974.5964
23	-187369.1526	-253969.8091

Se puede evidenciar en la anterior gráfica que al final de los 2 años el VPN del proyecto en el pozo Colorado 37, tiende tendencias negativas, lo que indica que el proyecto no es viable y el tiempo de recuperación de la inversión o payback time supera los 2 años de estudio,

A continuación, se representa el VPN Vs la Tasa de interés, lo que nos muestra cual sería la TIR para el pozo Colorado 37 para BM y UHBM.

Figura 45. TIR del pozo Colorado 37 BM

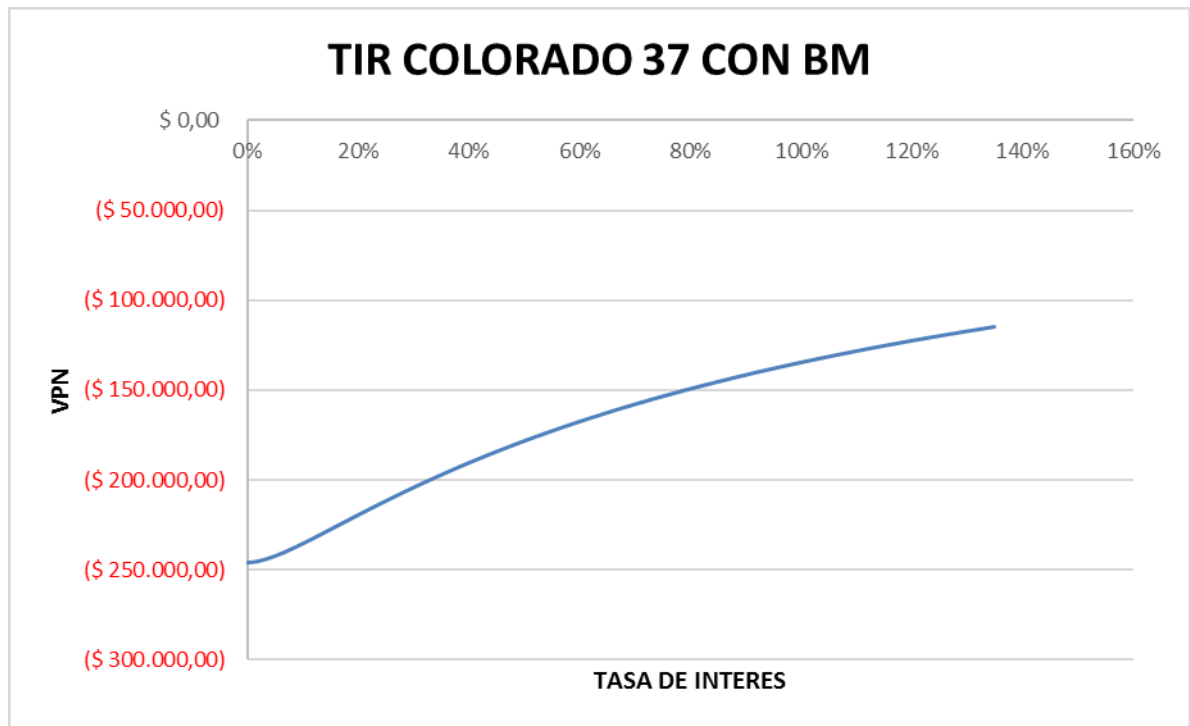
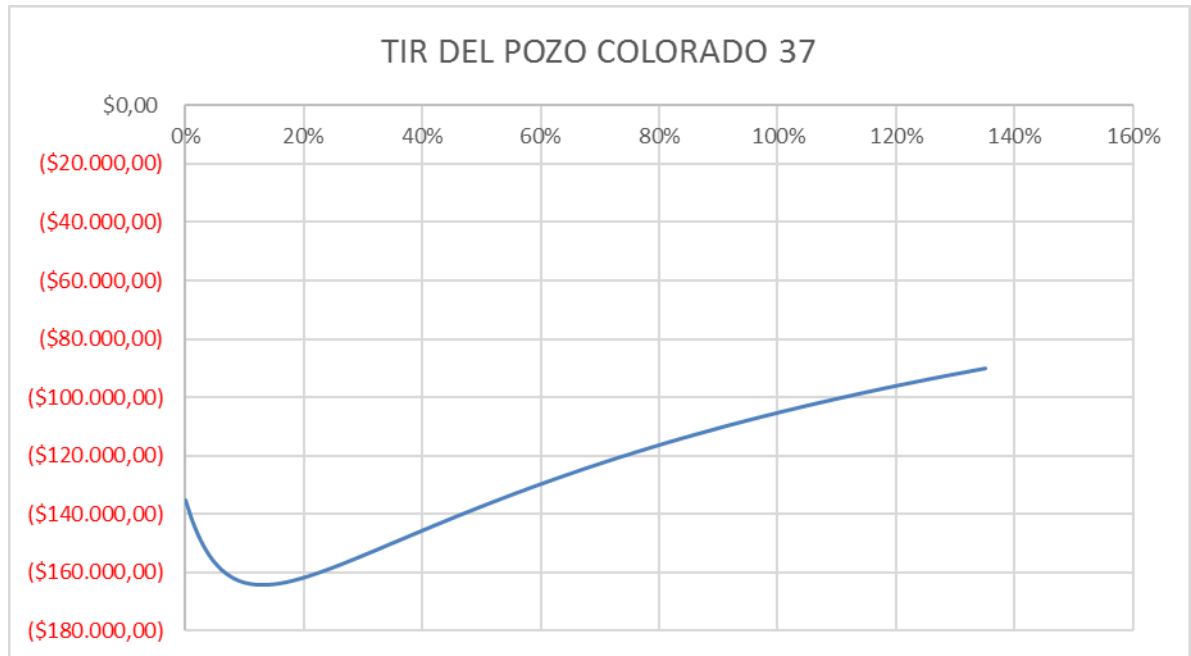


Figura 46. TIR del pozo Colorado 37 UHBM



A continuación, se presentan los resultados de los indicadores financieros de los 4 pozos seleccionados.

Tabla 25. Resultados de los indicadores financieros

ESCENARIO	VPN	TIR	PAYBACK
COL 37 BM	-253969,80	no alcanza a cruzar el eje	supera los 2 años
COL 37 UHBM	-187369,15	no alcanza a cruzar el eje	supera los 2 años
COL 44 BM	-253160,74	no alcanza a cruzar el eje	supera los 2 años
COL UHBM	-2008798091	no alcanza a cruzar el eje	supera los 2 años
COL 55 BM	-249434,19	no alcanza a cruzar el eje	supera los 2 años
COL 55 UHBM	-193934,19	no alcanza a cruzar	supera los 2

ESCENARIO	VPN	TIR	PAYBACK
		el eje	años
COL 67 BM	-185422,01	no alcanza a cruzar el eje	supera los 2 años
COL 67 UHBM	-128648,30	no alcanza a cruzar el eje	supera los 2 años

En la anterior gráfica se puede apreciar de manera muy específica, que para el caso de estos cuatro pozos seleccionados, con la implementación de la bomba hidráulica no existe un aumento de la tasa de producción como se reflejó en el capítulo anterior, además por esta misma razón las ganancias son nulas, los primeros dos años, esto debido a varios factores técnicos y financieros, lo cual hace concluir que para el caso de todos los pozos de este estudio, no es viable técnica ni financieramente, la aplicación de la Unidad Hidráulica de bombeo mecánico. Los mejores resultados los tiene el pozo Col 67 el cual tiene la tasa de producción mayor de los 4 pozos, este pozo, aunque no alcanza a recuperar los gastos de inversión sería un posible candidato con un precio del barril de petróleo superior a los 70 dólares. Haciendo una comparación entre las unidades actuales de bombeo y las unidades hidráulicas se resume que:

- Los costos de inversión inicial son menores en las unidades hidráulicas.

Implementar las unidades hidráulicas con precio de crudo bajo no sería rentable financieramente.

Los resultados de los pozos colorado 44 y colorado 55, se encuentran explicados detalladamente, con la misma metodología, en el anexo 3.

5. PARÁMETROS DE EJECUCIÓN Y DESARROLLO DEL CAMPO COLORADO POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UHBM

La determinación de los parámetros más relevantes para la ejecución y desarrollo del Campo Colorado por medio de la implementación de esta herramienta. Se base en varios factores:

- La influencia de las variables más representativas en la producción de hidrocarburos en este campo.
- La influencia que tiene el aumento en las tasas de producción por medio de la aplicación de esta herramienta.
- Los resultados obtenidos a partir de las simulaciones y las comparaciones realizadas con la unidad hidráulica de bombeo mecánico.
- Análisis financiero realizado con los cuatro pozos seleccionados.

Teniendo en cuentas los resultados obtenidos se determinaron que los parámetros para la ejecución y desarrollo para el campo colorado deben ser los siguientes:

Tabla 26. Parámetros de ejecución y desarrollo del campo colorado por medio de la implementación de UHBM

No	PARÁMETRO	OBSERVACIÓN	RECOMENDACIÓN
1	Tasa de producción de aceite	El estudio evidenció, que, a partir de las simulaciones, la tasa de producción influye de manera directa en la viabilidad técnica y financiera, sin embargo, es importante determinar la tasa rentable de producción con un determinado precio del barril.	El aumento de la producción en las simulaciones debe ser lo suficiente para que dependiendo del precio del crudo sea considerado como viable.
2	Precio del barril	El precio del crudo, es la variable más importante en el momento de estudiar una viabilidad financiera de un proyecto de esta índole, ya que una alta producción, pero un precio de crudo muy bajo puede volver un proyecto no tan viable y viceversa.	La implementación de la UHBM es mucho más económica que la de bombeo mecánico, sin embargo, el precio del barril es una variable que influye de manera directa en el resultado final, se recomienda realizar con un estimado un poco menor al precio real para no sobre estimar tiempos.
3	Sistema de bombeo	La implementación de UHBM facilita un ahorro si ya se tiene previamente instalado un sistema de bombeo mecánico en el pozo; ya que nos permite economizar gastos de subsuelo.	Recomendable ya tener implementado el bombeo mecánico, así los costos de la Unidad hidráulica van a ser menores.
4	Condiciones del pozo	Implícitamente es un parámetro importante, en la preselección de los pozos candidatos a la	Se recomienda seleccionar pozos que presenten condiciones de estado mecánico

No	PARÁMETRO	OBSERVACIÓN	RECOMENDACIÓN
		implementación de la Unidad Hidráulica, ya que tener unas buenas condiciones del estado mecánico de cada pozo, brinda una seguridad en el sistema de levantamiento y en el aumento de la producción implementando la UHBM.	adecuadas, teniendo en cuenta que podrían enmascarar los resultados de la Unidad Hidráulica.
5	Potencial del pozo	El potencial del pozo muestra el comportamiento del IPR, para cada pozo, es importante conocer como podría ser el comportamiento de las tasas de producción dependiendo de la presión de fondo del sistema	Se recomienda que el IPR del pozo sea analizado por medio del modelo de Vogel. Determinando así el potencial del pozo, y analizar ese comportamiento para dicho pozo.

6. CONCLUSIONES

Al realizar el análisis de las simulaciones de los pozos preseleccionados se logró determinar que para los pozos colorado 37, colorado 44, colorado 55 y colorado 67, no se tuvo un aumento significativo en la producción de aceite, concluyendo así que, por medio de las simulaciones, la aplicación de las unidades hidráulicas no trae un beneficio en el aumento de la producción de aceite.

El análisis financiero permitió determinar que la implementación de esta herramienta en el sistema de bombeo mecánico, no es viable monetariamente, para ninguno de los pozos escogidos, debido principalmente a los costos de implementación y el precio del crudo, lo cual no fueron contrarrestados por la producción que fue muy baja, e influye de manera directa en la rentabilidad de los pozos,

El análisis del VPN, TIR, Y PAYBACK TIME, muestra que, para los pozos del campo colorado escogidos, no existe rentabilidad alguna durante los dos años escogidos para el análisis.

Se logró identificar y determinar los Parámetros de ejecución y desarrollo del campo colorado por medio de la implementación de UHBM, lo cual es importante que se analice a fondo de cada pozo, la tasa de producción, la incidencia del precio del barril, y los demás parámetros para que garanticen la viabilidad técnica y financiera de la implementación de las unidades.

7. RECOMENDACIONES

Se pueden cambiar varillas a grado C, y aumentar los diámetros de las bombas, por este aumento en la bomba es que se va generar mayor carga y por eso la unidad debe superar las 12000 lbs.

La implementación de la UHBM es mucho más económica que la de bombeo mecánico, sin embargo, el precio del barril es una variable que influye de manera directa en el resultado final, se recomienda realizar el análisis financiero con un estimado un poco mayor al precio real para que se presenten mejores resultados.

Desarrollar un estudio, más a fondo de las variables y parámetros que influyen en el desarrollo del campo por medio de las unidades hidráulicas, realizando un análisis de sensibilidad, analizando diagramas tornado y de Pareto, lo cual va a brindar un soporte más efectivo de cómo influyen dichas variables sobre el análisis técnico y financiero.

Es recomendable realizar un piloto, con dos pozos, para corroborar los resultados obtenidos por medio de la simulación, de esta manera determinar las variables a ajustar, parámetros que no se tuvieron en cuenta en el momento de la simulación y en la operación, y variables operacionales a controlar, además, de realizar una inspección de los pozos en campo, para saber el estado mecánico de los pozos, la eficiencia que tienen y el estado de problemas de parafinas que tiene este campo.

Realizar un estudio comparativo de todos los pozos donde este analizando la implementación de la unidad hidráulica en la eficiencia que puede tener con el uso de bombeo mecánico convencional.



Realizar un estudio para implementar las unidades hidráulicas en otro campo que presente tasas más altas de producción.

BIBLIOGRAFÍA

AFANADOR, Carlos. DELGADO, Luis. Viabilidad técnica y económica de la perforación under balance aplicada al campo escuela colorado. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2008 p. 153-157.

ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations, Vol. 2. Design of Gas Handling System and Facilities. Editorial Elsevier. Estados Unidos, 1999 p. 425 – 441. ISBN 0-88415-822-5.

BACH, A. R. Gestion economica y financiera de la empresa. Madrid: Paraninfo, S.A. 2014

BLANK, Leland T. y TARQUIN, Anthony. Ingeniería Económica. Traducido por Gladys Arango Medina. Cuarta edición. Colombia. Editorial McGraw-Hill. 1999p. 20-30. ISBN 958-600-966-1.

BRILL, James. MUKHERJEE, Hemanta. Multiphase Flow in Wells. Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas. USA. 1999 p 19-67. ISBN 9781555630805.

BROWN K. y BEGGS H. The Technology of Artificial Lift Methods. Estados Unidos. Editorial Pennwell Books, 1980. Volumen 2b. ISBN 0-87814-031-X.

CAMINO, R. D. La Definición de Sostenibilidad, Las Variables Principales Y Bases Para El Marco Conceptual. IICA/GTZ. 1993

CASTRO, F. G. Introduccion a la Ingenieria Economica. Bogotá D.C: Unidad de publicaciones. U.N. 2004

CENGEL, Yunus. BOLES, Michael. Termodinámica. Traducido por Gabriel Nagore Cázares. Segunda Edición México Editorial McGraw-Hill. 1996. p. 177- 216. ISBN 970-10-0909-6.

CHAIN, N. S. Proyectos de inversión: formulación y evaluación. Mexico: Pearson Educación. 2007

GITMÁN, L. J. Principios de administración financiera. Mexico: Pearson educación. 2003

IICA. Manual sobre preparacion de estudios de factibilidad para almacenamiento de granos. Bogotá. 1985

JAUREGUI, Juan. GALVIS, Silvia. Evaluación Técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2011. p 121-136.

KAPLAN, S. Cuatro principios vitales a observar . In Sea el elefante: Edifique una empresa más grande y mejor (pp. 35 - 48). Nashville Dallas: Grupo Nelson. 2008

NIND, T. E. W. Fundamentos de Producción y Mantenimientos de Pozos Petroleros. Traducción. Editorial Limusa. Impreso en México. 1987. Cap 2, 3, 4. ISBN 968-18-2113-0.

OROZCO, Daniel. TOVAR Luis, VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (STAIRCASE LIFTING) EN UN CAMPO COLOMBIANO. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2012

SERINPET LTDA, Unidades hidráulicas de bombeo mecánico, #1221565715

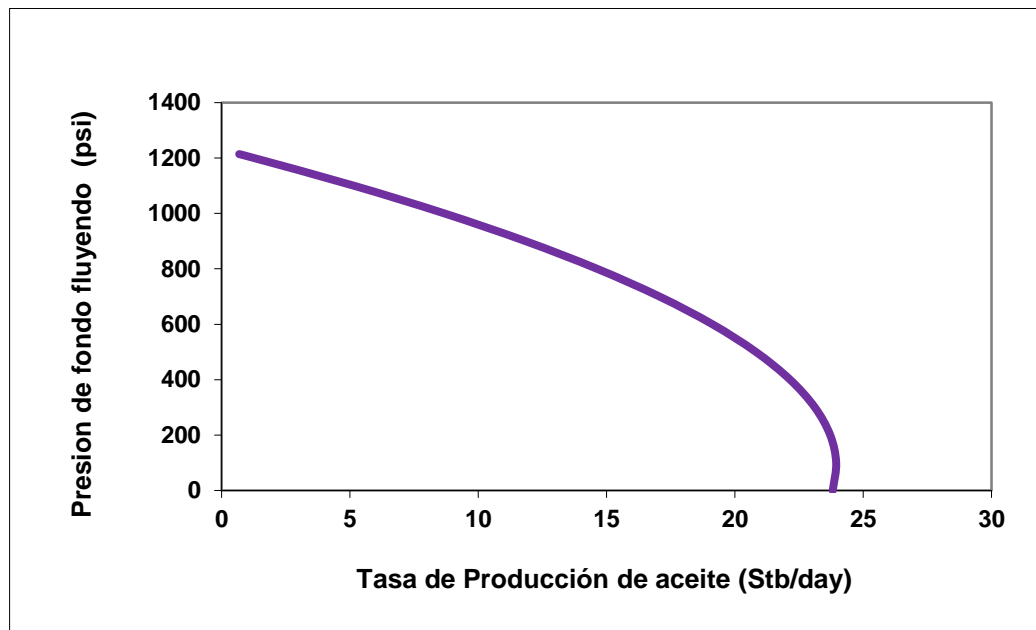
SUKAMO, Pudjo. TOBING, Edward. SPE 29312 Inflow Performance Relationship For Perforated Wells Producing From Solution gas Drive Reservoir. En: Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. (Kualalumpur March 20-22, 1995). Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineer. 1995 p. 1-6

WILSON, M. H. Formulación y evaluación de proyectos tecnológicos empresariales aplicados. In A. P. Paredes, Evaluación Empresarial (pp. 159-177). Bogotá D.C: Convenio Andres Bello. 2005

ANEXOS

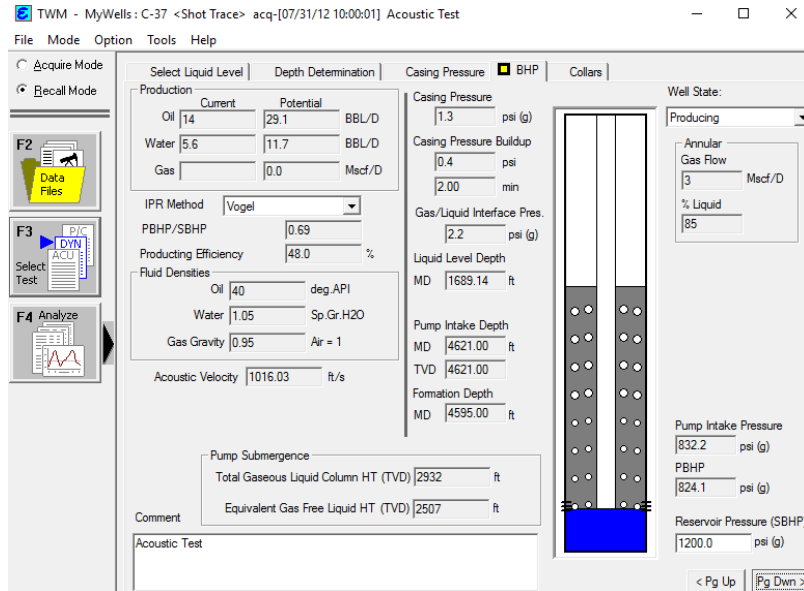
ANEXO A. IPR POZOS COLORADO 37, 44, 55

Figura A.1.1 Potencial del pozo IPR.Colorado 37



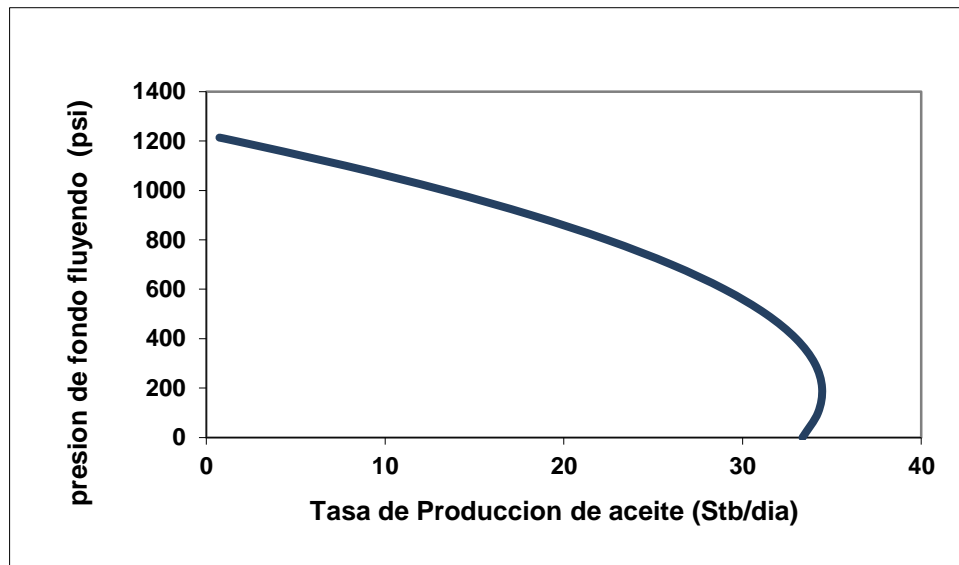
Fuente. Autores, basado en SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312

Figura A.1.2. Información pozo colorado 37



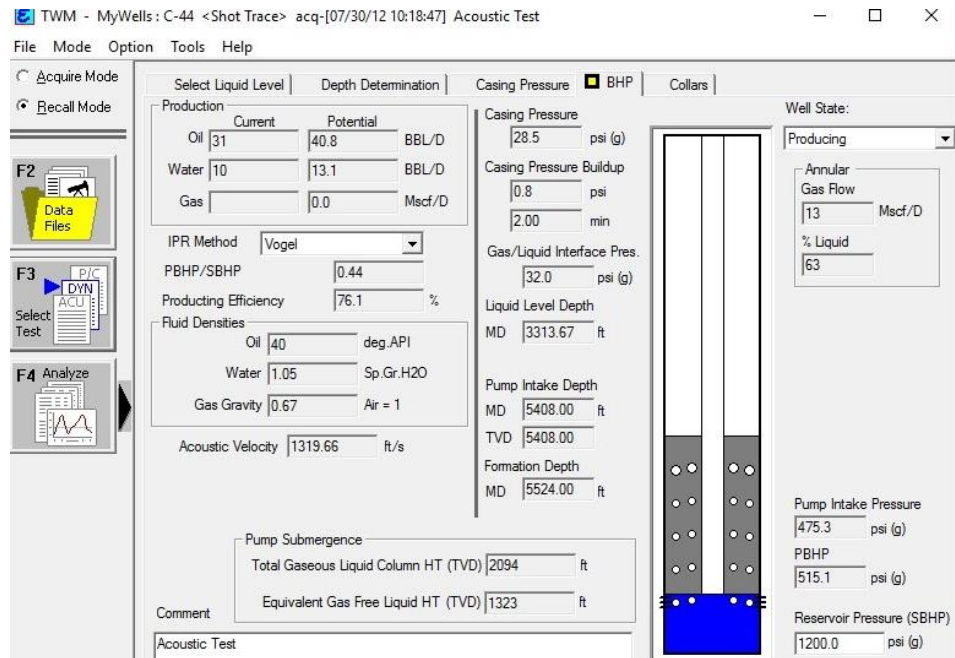
Fuente: Software TWM. Empresa ECHOMETER.

Figura A.1.3. Potencial del pozo IPR. Colorado 44



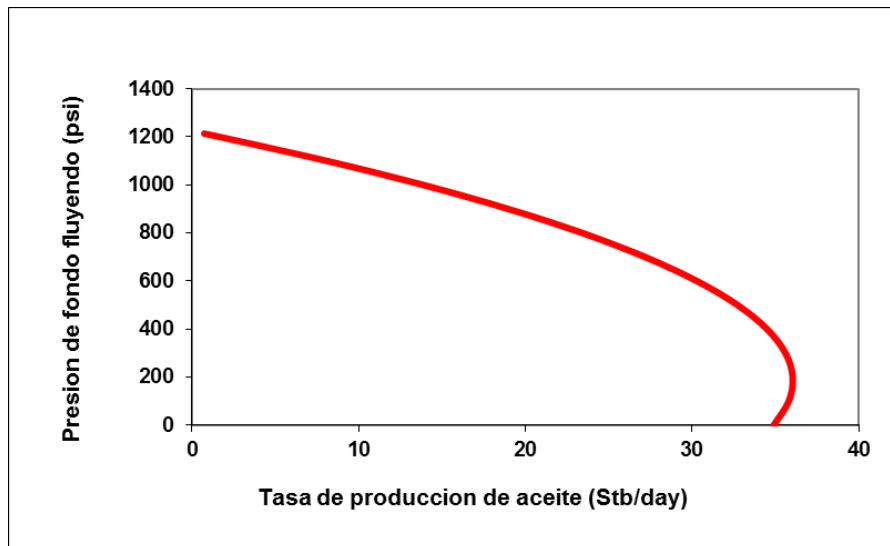
Fuente. Autores, basado en SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312

Figura A.1.4. Información pozo colorado 44



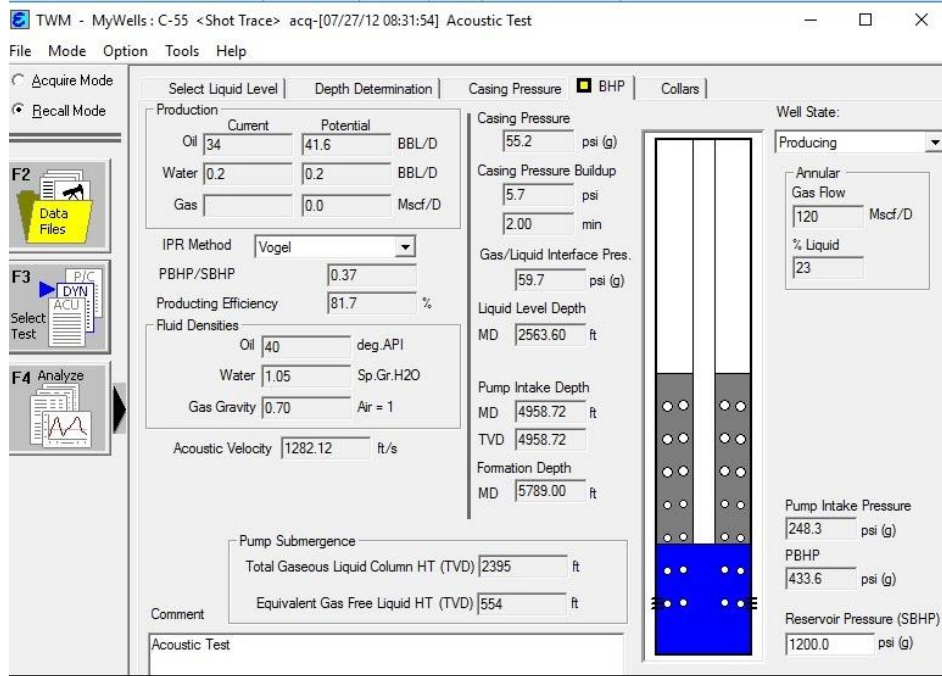
Fuente: Software TWM. Empresa ECHOMETER.

Figura A.1.5. Potencial del pozo IPR. Colorado 55



Fuente. Autores, basado en SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312

Figura A.1.6. Información colorado 55



Fuente: Software TWM. Empresa ECHOMETER.



ANEXO B, RESULTADOS DEL SIMULADOR

En las siguientes figuras se observa los resultados el simulador, en un documento de PDF, arroja la data que se ingresó y los datos finales de las simulaciones.

I. Resultados simulaciones colorado 37

Figura A.2.1. Resultados, simulaciones

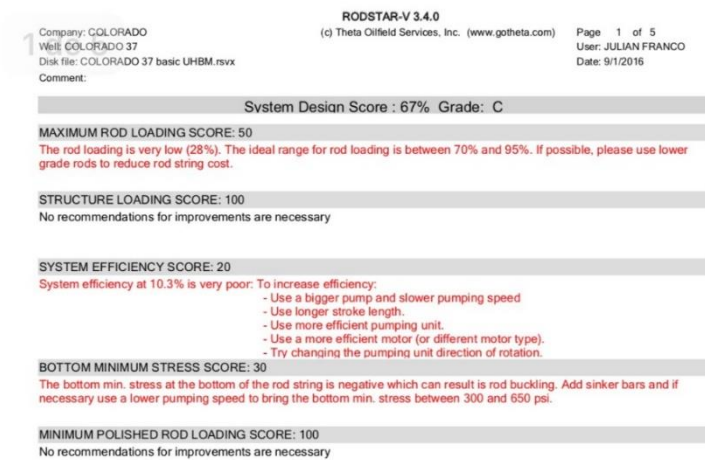


Figura A.2.2. Resultados simulaciones

RODSTAR-V 3.4.0

Company: COLORADO (c) Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com) Page 2 of 7
 Well: COLORADO 37 User: JULIAN FRANCO
 Disk file: COLORADO 37 basic UHBM.rsvx Date: 9/1/2016
 Comment:

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 67% Grade: C)				
Target prod. (bfpd):	14	Pump int. pr. (psi):	715	Production rate (bfpd):	14	Peak pol. rod load (lbs):	9146	
Run time (hrs/day):	24.0	Fluid level (ft over pump):	1479	Oil production (BOPD):	10	Min. pol. rod load (lbs):	6737	
Tubing pres. (psi):	40	Stuf.box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	.79	MPRI /PPRI:	0.737	
Casing pres. (psi):	172	Pol. Rod Diam: 1.25"		System eff. (Motor->Pump):	10%	Unit struct. loading:	76%	
Fluid properties				Permissible load HP:	3.1	PRHP / PLHP:	0.16	
Motor & power meter				Fluid load on pump (lbs):	1552	Buoyant rod weight (lbs):	7323	
Water cut:	25%	Power Meter Detent		Polished rod HP:	.5	N/Nc: .016	Fo/SKr: .058	
Water so. gravty:	1.05	Electr. cost: \$06/KWH		Prime mover speed variation				
Oil API gravty:	40.0	Type: NEMA D		Speed variation not considered				
Fluid sp. gravty:	0.8813	Size: 10 hp		Torque analysis and electricity consumption				
Pumping Unit: SERINPET (H120)				BAI ANCFD				
Unit size: H-120-120 (unit ID: CUSTOM)				Peak a'box torq:				N/A
Crank hole number: N/A				Gearbox loading:				N/A
Calculated stroke length (in): 120				Cyclic load factor:				N/A
Crank Rotation: N/A				Counterbalance weight:				N/A
Max. CB weight: N/A				Daily electr.use (KWH/day):				55
Adjusted stroke length (in): 120				Monthly electric bill:				\$100
Tubing and pump information				Electr.cost per bbl. fluid:				\$0.242
Tubing O.D. (ins):	2.875	Upstr. rod-tba fr. coeff:	0.660	Electr.cost per bbl. oil:				\$0.322
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tba fr. coeff:	0.660	Tubing, pump and plunger calculations				
Pump depth (ft):	5044	Tubing is not anchored		Tubing stretch (ins):				1.7
Pump condition:	Full	Pump load adi. (lbs):	0.0	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):				0.2
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	85%	Gross pump stroke (ins):				112.4
Plunger size (ins):	1.25	Pump friction (lbs):	200.0	Pump spacing (in. from bottom):				15.1
Rod string design				Minimum pump length (ft):				17.0
Diameter (inches)	0.75	Rod Grade	D (API)	Recommended plunger length (ft):				4.0
Length (ft)	5044	Min. Tensile Strength (psi)	115000	Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
				Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
				28%	20628	15628	-453	API MG

NOTE: Stress calculations do not include buoyancy effects.

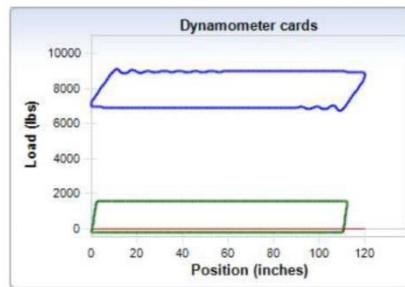




Figura A.2.3 Resultados simulaciones

RODSTAR-V 3.4.0
 Company: COLORADO (c) Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com) Page 4 of 5
 Well: COLORADO 37 User: JULIAN FRANCO
 Disk file: COLORADO 37 basic UHBM.rsvx Date: 9/1/2016
 Comment:

ROD STRING COST ANALYSIS

Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Cost (\$/ft)	Total Cost (\$)
0.75	D (API)	5044	\$1.01	\$5094.44

Total (\$): \$5094.44

PUMPING UNIT COST ANALYSIS

SERINPET
H-120-120
H120

Total (\$): sNA

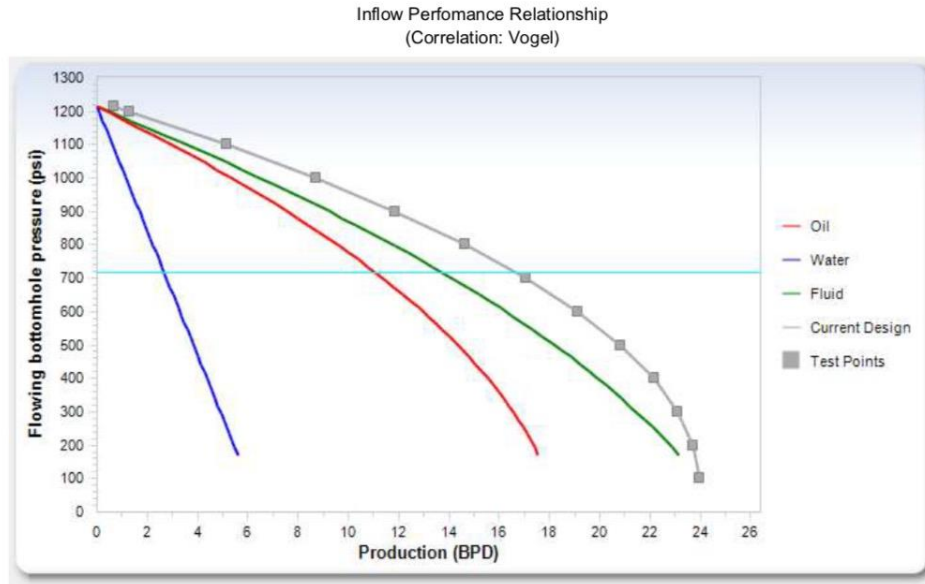


Figura A.2.4. Resultados simulaciones

Company: COLORADO
 Well: : COLORADO 37
 Disk file: COLORADO 37 basic UHBM.rsvx
 Comment:

RODSTAR-V 3.4.0
 (c) Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)

Page 4 of 7
 User: : JULIAN FRANCO
 Date: 9/1/2016



Inflow Performance Data: Mid-perf depth (ft): 4221
 Static bottomhole pressure (psi): 1214
 Bubble Point Pressure (psi):

Well is producing below the bubble point

Pressure Test Points:

Pump intake pressure (psi)	Flowing b.h. pressure (psi)	Production (BPD)
100	100	24.0
200	200	23.7
300	300	23.1
400	400	22.2
500	500	20.8
600	600	19.1
700	700	17.1
800	800	14.6
900	900	11.9
1000	1000	8.7

Pressure vs. Production:

Fluid level over pump (ft)	Pump intake pressure (psi)	Flowing b.h. pressure (psi)	Total oil (BOPD)	Total water (BWPD)	Total fluid (BFPD)
107.2	225.0	225.0	17.2	5.3	22.5
317.1	300.0	300.0	16.6	4.9	21.5
527.1	375.0	375.0	15.8	4.5	20.3
737.0	450.0	450.0	15.0	4.1	19.1
946.9	525.0	525.0	14.0	3.7	17.7
1156.9	600.0	600.0	13.0	3.3	16.3
1366.8	675.0	675.0	11.8	2.9	14.7
1576.7	750.0	750.0	10.5	2.5	13.0

Fluid level assumes 100% oil in the annulus.



Figura A.2.5. Resultados simulaciones

II. Resultados simulaciones colorado 44

Figura A.2.6. Resultados simulaciones

RODSTAR-V 3.4.0

Company: COLORADO (c) Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com) Page 1 of 5
Well: COLORADO 44 User: JULIAN FRANCO
Disk file: COLORADO 44 basic UHBM.rsvx Date: 9/1/2016
Comment:

System Design Score : 67% Grade: C

MAXIMUM ROD LOADING SCORE: 50
The rod loading is very low (37%). The ideal range for rod loading is between 70% and 95%. If possible, please use lower grade rods to reduce rod string cost.

STRUCTURE LOADING SCORE: 100
No recommendations for improvements are necessary

SYSTEM EFFICIENCY SCORE: 20
System efficiency at 24.5% is very poor: To increase efficiency:
- Use a bigger pump and slower pumping speed
- Use longer stroke length.
- Use more efficient pumping unit.
- Use a more efficient motor (or different motor type).
- Try changing the pumping unit direction of rotation.

BOTTOM MINIMUM STRESS SCORE: 30
The bottom min. stress at the bottom of the rod string is negative which can result in rod buckling. Add sinker bars and if necessary use a lower pumping speed to bring the bottom min. stress between 300 and 650 psi.

MINIMUM POLISHED ROD LOADING SCORE: 100
No recommendations for improvements are necessary

Figura A.2.7. Resultados simulaciones

RODSTAR-V 3.4.0

Company: COLORADO (c) Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com) Page 2 of 7
 Well: COLORADO 44 User: JULIAN FRANCO
 Disk file: COLORADO 44 basic UHBM.rsvx Date: 9/1/2016
 Comment:

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 67% Grade: C)				
Target prod. (bfpd):	27	Fluid level		Production rate (bfpd):	27	Peak pol. rod load (lbs):	10263	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	4195	Oil production (BOPD):	20	Min. pol. rod load (lbs):	7138	
Tubing pres. (psi):	55	(ft over pump):	1213	Strokes per minute:	1.62	MPRI /PPRI	0.696	
Casing pres. (psi):	29	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	24%	Unit struct. loading:	86%	
		Pol. Rod Diam: 1.25"		Permissible load HP:	5.9	PRHP / PLHP	0.20	
Fluid properties		Motor & power meter		Fluid load on pump (lbs):	2033	Buoyant rod weight (lbs):	7852	
Water cut:	25%	Power Meter Detent		Polished rod HP:	1.1	N/Nc: .036	Fo/SKr: .082	
Water sp. gravty:	1.05	Electr. cost: \$.06/KWH		Prime mover speed variation				
Oil API gravty:	40.0	Type: NEMA D		Speed variation not considered				
Fluid sp. gravty:	0.8813	Size: 10 hp		Torque analysis and electricity consumption				
Pumping Unit: SERINPET (H120)				BAI ANCFD				
Unit size: H-120-120 (unit ID: CUSTOM)				Peak a'box torq.	N/A			
Crank hole number	N/A			Gearbox loading:	N/A			
Calculated stroke length (in):	120			Cyclic load factor:	N/A			
Crank Rotation:	N/A			Counterbalance weight	N/A			
Max. CB weight	N/A			Daily electr.use (KWH/day):	54			
Adjusted stroke length (in):	120			Monthly electric bill:	\$98			
Tubing and pump information				Electr.cost per bbl. fluid:	\$0.120			
Tubing O.D. (ins):	2.875	Upstr. rod-tba fr. coeff:	0.550	Electr.cost per bbl. oil:	\$0.160			
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tba fr. coeff:	0.550	Tubing, pump and plunger calculations				
Pump depth (ft):	5408	Tubing is not anchored		Tubing stretch (ins):	2.4			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.6			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	85%	Gross pump stroke (ins):	109.8			
Plunger size (ins):	1.25	Pump friction (lbs):	200.0	Pump soacina (in. from bottom):	16.2			
Rod string design				Minimum pump length (ft):	17.0			
Diameter (inches)	0.75	Rod Grade	D (API)	Recommended plunger length (ft):	4.0			
Length (ft)	5408	Min. Tensile Strength (psi)	115000	Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
				Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
				37%	23211	16592	-453	API MG

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.

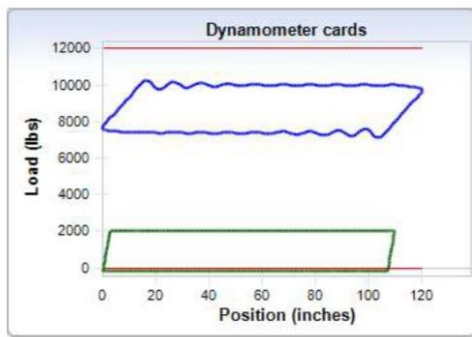




Figura A.2.8. Resultados simulaciones

Company: COLORADO
Well: COLORADO 44
Disk file: COLORADO 44 basic UHBM.rsvx
Comment:

RODSTAR-V 3.4.0
(c) Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)

Page 4 of 5
User: JULIAN FRANCO
Date: 9/1/2016

ROD STRING COST ANALYSIS

Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Cost (\$/ft)	Total Cost (\$)
0.75	D (API)	5408	\$1.01	\$5462.08

Total (\$): \$5462.08

PUMPING UNIT COST ANALYSIS

SERINPET
H-120-120
H120

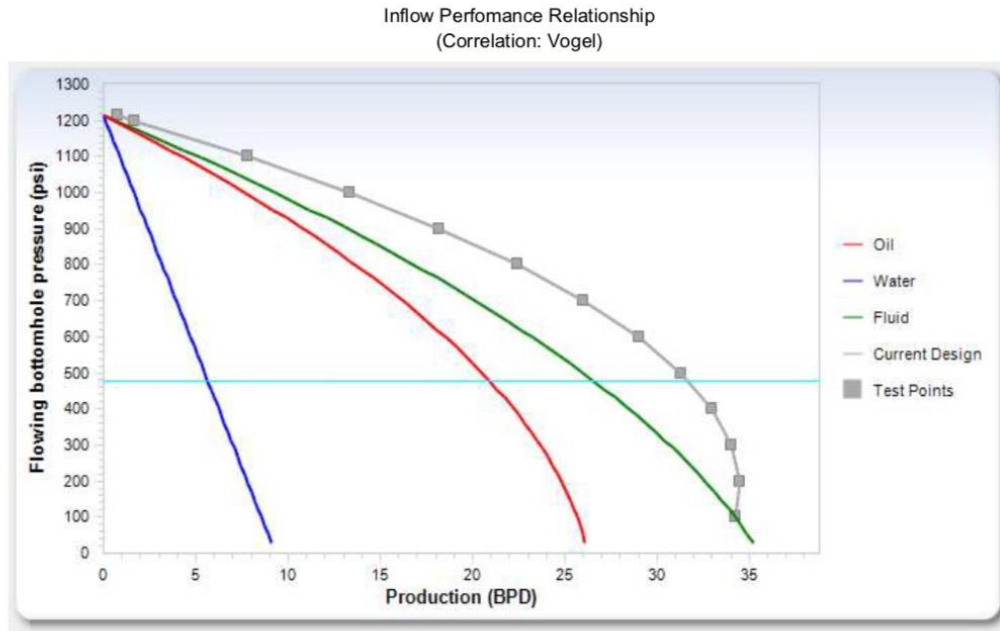
Total (\$): sNA

Figura A.2.9. Resultados simulaciones

Company: COLORADO
 Well: : COLORADO 44
 Disk file: COLORADO 44 basic UHBM.rvsx
 Comment:

RODSTAR-V 3.4.0
 (c) Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)

Page 4 of 7
 User: : JULIAN FRANCO
 Date: 9/1/2016



Inflow Performance Data: Mid-perf depth (ft): 4682
 Static bottomhole pressure (psi): 1214
 Bubble Point Pressure (psi):

Well is producing below the bubble point

Pressure Test Points:

Pump intake pressure (psi)	Flowing b.h. pressure (psi)	Production (BPD)
100	100	34.2
200	200	34.5
300	300	34.0
400	400	33.0
500	500	31.3
600	600	29.0
700	700	26.0
800	800	22.4
900	900	18.2
1000	1000	13.3

Pressure vs. Production:

Pump intake pressure (psi)	Flowing b.h. pressure (psi)	Fluid level over pump (ft)	Total oil (BOPD)	Total water (BWPD)	Total fluid (BFPD)
50.0	50.0	17.6	26.0	8.9	34.9
100.0	100.0	157.6	25.7	8.6	34.2
150.0	150.0	297.5	25.3	8.2	33.4
200.0	200.0	437.5	24.8	7.8	32.6
250.0	250.0	577.5	24.3	7.4	31.7
300.0	300.0	717.4	23.7	7.0	30.7
350.0	350.0	857.4	23.0	6.6	29.6
400.0	400.0	997.3	22.2	6.3	28.5

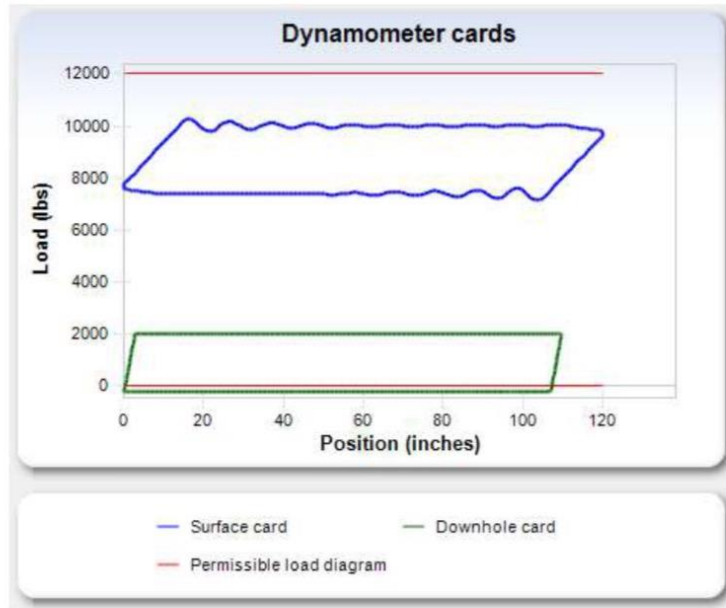
Fluid level assumes 100% oil in the annulus.

Figura A.2.10. Resultados simulaciones

Company: COLORADO
Well: COLORADO 44
Disk file: COLORADO 44 basic UHBM.rsvx
Comment:

RODSTAR-V 3.4.0
(c) Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)

Page 5 of 7
User: JULIAN FRANCO
Date: 9/1/2016





III. Resultados simulaciones colorado 55

Figura A.2.11. Resultados simulaciones

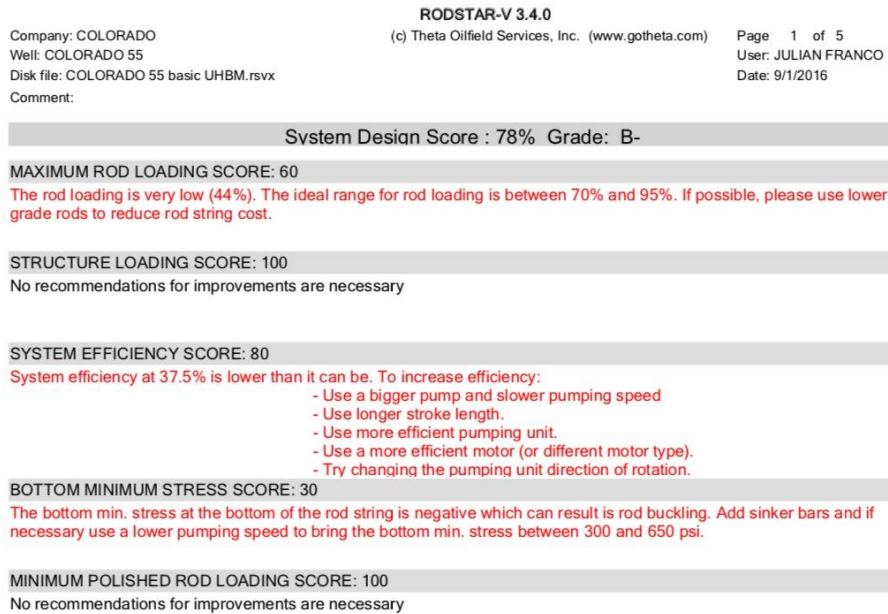


Figura A.2.12. Resultados simulaciones

RODSTAR-V 3.4.0

Company: COLORADO (c) Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com) Page 2 of 7
 Well: COLORADO 55 User: JULIAN FRANCO
 Disk file: COLORADO 55 basic UHBM.rsvx Date: 9/1/2016
 Comment:

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 78% Grade: B-)				
Target prod. (bfpd):	35	Fluid level		Production rate (bfpd):	35	Peak pol. rod load (lbs):	10101	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	4775	Oil production (BOPD):	21	Min. pol. rod load (lbs):	6250	
Tubing pres. (psi):	30	(ft over pump):	183	Strokes per minute:	2.14	MPRI / PPRI:	0.619	
Casing pres. (psi):	40	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	38%	Unit struct. loading:	84%	
		Pol. Rod Diam: 1.25"		Permissible load HP:	7.8	PRHP / PLHP:	0.22	
Fluid properties		Motor & power meter		Fluid load on pump (lbs):	2318	Buoyant rod weight (lbs):	7164	
Water cut:	40%	Power Meter:	Detent	Polished rod HP:	1.7	N/No: .043 , Fo/SKr: .085		
Water sp. gravty:	1.05	Electr. cost:	\$.06/KWH	Prime mover speed variation				
Oil API gravty:	40.0	Type:	NEMA D	Speed variation not considered				
Fluid sp. gravty:	0.915	Size:	10 hp	Torque analysis and electricity consumption				
Pumping Unit: SERINPET (H120)				BALANCED				
Unit size:	H-120-120 (unit ID: CUSTOM)			Peak a'box torq.	N/A			
Crank hole number:	N/A			Gearbox loading:	N/A			
Calculated stroke length (in):	120			Cyclic load factor:	N/A			
Crank Rotation:	N/A			Counterbalance weight:	N/A			
Max. CB weight:	N/A			Daily electr.use (KWH/day):	55			
Adjusted stroke length (in):	120			Monthly electric bill:	\$100			
Tubing and pump information				Electr.cost per bbl. fluid:	\$0.092			
Tubing O.D. (ins):	2.875	Upstr. rod-tba fr. coeff:	0.600	Electr.cost per bbl. oil:	\$0.154			
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tba fr. coeff:	0.600	Tubing, pump and plunger calculations				
Pump depth (ft):	4958	Tubing is not anchored		Tubing stretch (ins):	2.5			
Pump condition:	Full	Pump load adi. (lbs):	0.0	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.8			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	85%	Gross pump stroke (ins):	109.7			
Plunger size (ins):	1.25	Pump friction (lbs):	200.0	Pump spacing (in. from bottom):	14.9			
Rod string design				Minimum pump length (ft):	16.0			
				Recommended plunger length (ft):	3.0			
				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
0.75	D (API)	4958	115000	44%	22752	14487	-453	API MG

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.

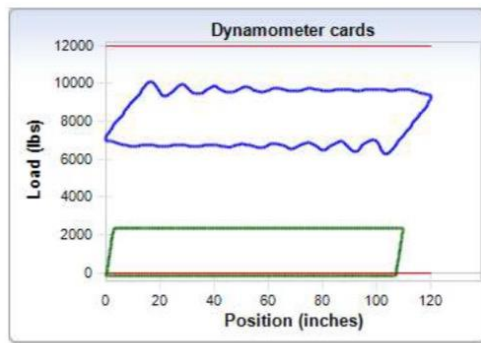




Figura A.2.13. Resultados simulaciones

Company: COLORADO
Well: COLORADO 55
Disk file: COLORADO 55 basic UHBM.rsvx
Comment:

RODSTAR-V 3.4.0
(c) Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)

Page 4 of 5
User: JULIAN FRANCO
Date: 9/1/2016

ROD STRING COST ANALYSIS

Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Cost (\$/ft)	Total Cost (\$)
0.75	D (API)	4958	\$1.01	\$5007.58

Total (\$): \$5007.58

PUMPING UNIT COST ANALYSIS

SERINPET
H-120-120
H120

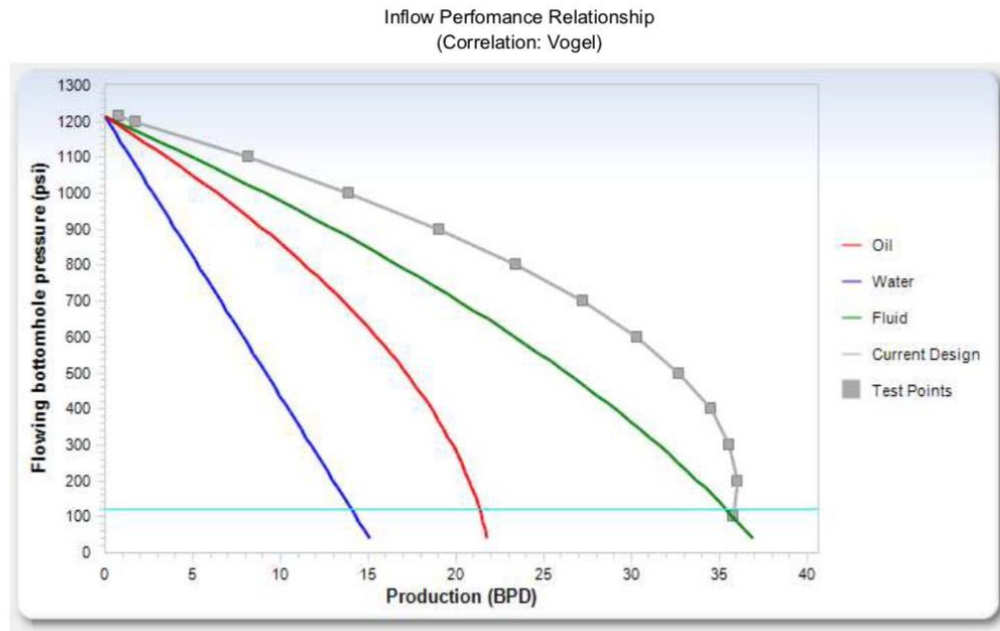
Total (\$): sNA

Figura A.2.14. Resultados simulaciones

Company: COLORADO
 Well: : COLORADO 55
 Disk file: COLORADO 55 basic UHBM.rsvx
 Comment:

RODSTAR-V 3.4.0
 (c) Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)

Page 4 of 7
 User: : JULIAN FRANCO
 Date: 9/1/2016



Inflow Performance Data: Mid-perf depth (ft): 3903
 Static bottomhole pressure (psi): 1214
 Bubble Point Pressure (psi):

Well is producing below the bubble point

Pressure Test Points:

Pump intake pressure (psi)	Flowing b.h. pressure (psi)	Production (BPD)
100	100	35.8
200	200	36.0
300	300	35.6
400	400	34.5
500	500	32.8
600	600	30.3
700	700	27.2
800	800	23.5
900	900	19.0
1000	1000	13.9

Pressure vs. Production:

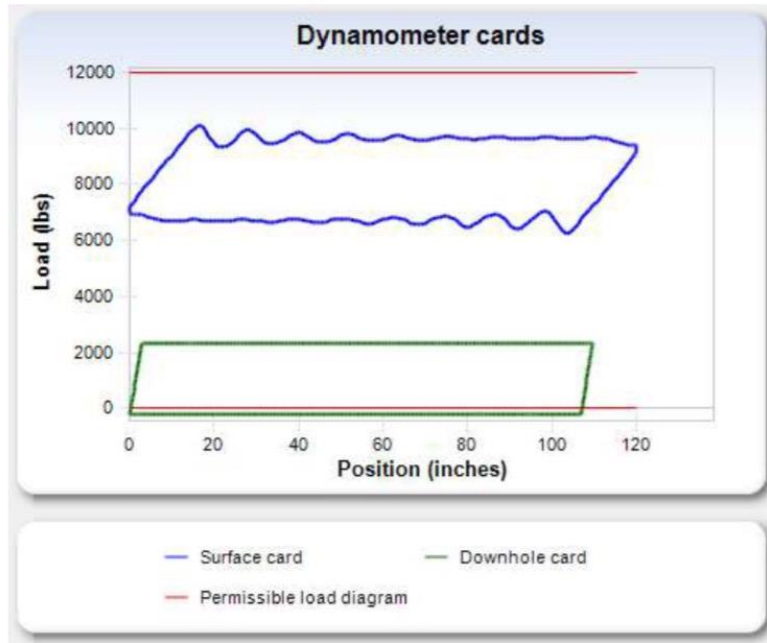
Fluid level over pump (ft)	Pump intake pressure (psi)	Flowing b.h. pressure (psi)	Total oil (BOPD)	Total water (BWPD)	Total fluid (BFPD)
56.8	75.0	75.0	21.6	14.6	36.3
126.8	100.0	100.0	21.5	14.3	35.8
196.8	125.0	125.0	21.3	14.0	35.3
266.8	150.0	150.0	21.2	13.7	34.8
336.7	175.0	175.0	21.0	13.4	34.3
406.7	200.0	200.0	20.8	13.0	33.8
476.7	225.0	225.0	20.5	12.7	33.3
546.7	250.0	250.0	20.3	12.4	32.7

Fluid level assumes 100% oil in the annulus.

Figura A.2.15. Resultados simulaciones

Company: COLORADO
Well: COLORADO 55
Disk file: COLORADO 55 basic UHBM.rsvx
Comment:

RODSTAR-V 3.4.0
(c) Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)
Page 5 of 7
User: JULIAN FRANCO
Date: 9/1/2016



ANEXO C ANÁLISIS FINANCIERO DE CADA UNO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Para realizar el análisis financiero en los pozos seleccionados, se tuvo en consideración los costos para la implementación de la Unidad convencional de Bombeo Mecánico y la Unidad Hidráulica de Bombeo Mecánico. Así como se explicó en el capítulo quinto del libro.

Análisis Financiero Colorado 44

En la siguiente tabla 1C se muestra la inversión general inicial que se realiza para la implementación de la herramienta:

Tabla 1C. Inversión Inicial pozo Colorado 44

ÍTEM DESCRIPCIÓN UNIDAD VALOR UNITARIO (USD)		
COLORADO 44	UNIDAD BM	UHBM
<i>Adecuación de la locación del pozo</i>		
Arreglo de la locación	5000	0
<i>Movilización Equipos</i>		
Grúa 500lb	3000	
Brazo articulado		500
<i>Trabajo Equipo de Workover</i>		
Costo Único global(23000/día)	69000	69000
<i>Tubería</i>		
Tubería 3 ½	54000	54000
Varilla 3/4 - 8USDx FT	42432	42432
<i>Equipo de Levantamiento Artificial</i>		
Controlador de superficie	15000	0

ÍTEM DESCRIPCIÓN UNIDAD VALOR UNITARIO (USD)		
COLORADO 44	UNIDAD BM	UHBM
Motor	3000	0
Bomba RHBC	8000	8000
Stuffing box	700	700
Costo herramienta	65000	35000
Mantenimiento	8000	8000
TOTAL(USD)	273.132,00	217.632,00

En la tabla 2C se muestra el costo asociado a la producción de los pozos del Campo Colorado. El cálculo del costo de producción de un barril de crudo del campo Colorado se realizó con base en trabajos de grado de la Universidad Industrial de Santander como para el pozo anterior. De acuerdo a esto se obtiene el beneficio económico neto después de reducir el costo total por gasto de operación, regalías y el porcentaje que le corresponde a Ecopetrol por cada barril producido.

Tabla 2C. Costos de producción del pozo Colorado 44

Concepto	USD/BL 2016	USD/BL 2017
Precio Neto del Crudo Colorado	40	35
Impuesto de Renta	13,6	11,9
Regalias	3,2	2,8
Lifting cost	14	14
Costos de transporte	2	2
Factor de ECOPETROL	2	1,75
MARGEN	5,2	2,55
	34,8	32,45

Fuente: Campo Escuela Colorado

La tabla 3C y 4C presentan los ingresos y egresos mensuales del pozo colorado 44 proyectados a dos años para la unidad convencional y la unidad hidráulica.

Tabla 3C. Ingresos y egresos del pozo Colorado 44 Bombeo mecánico-LUFKIN

Mes	Caudal	Egresos (\$)	Ingresos (\$)	Flujo de caja
1	0	273.132,00	\$ -	(273.132,00)
2	20	21.158,40	24.320,00	3.161,60
3	19,80	20.946,82	24.076,80	3.129,98
4	19,60	20.737,35	23.836,03	3.098,68
5	19,41	20.529,97	23.597,67	3.067,70
6	19,21	20.324,67	23.361,69	3.037,02
7	19,02	20.121,43	23.128,08	3.006,65
8	18,83	19.920,21	22.896,80	2.976,58
9	18,64	19.721,01	22.667,83	2.946,82
10	18,45	19.523,80	22.441,15	2.917,35
11	18,27	19.328,56	22.216,74	2.888,18
12	18,09	19.135,28	21.994,57	2.859,29
13	17,91	18.943,92	19.052,80	108,87
14	17,73	18.754,49	18.862,27	107,78
15	17,55	18.566,94	18.673,65	106,71
16	17,37	18.381,27	18.486,91	105,64
17	17,20	18.197,46	18.302,04	104,58
18	17,03	18.015,48	18.119,02	103,54
19	16,86	17.835,33	17.937,83	102,50
20	16,69	17.656,98	17.758,45	101,48
21	16,52	17.480,41	17.580,87	100,46
22	16,36	17.305,60	17.405,06	99,46
23	16,19	17.132,55	17.231,01	98,46
24	16,03	16.961,22	17.058,70	97,48

Tabla 4C. Ingresos y egresos del pozo Colorado 44 Bombeo mecánico-LUFKIN

Mes	Caudal	Egresos (\$)	Ingresos (\$)	Flujo de caja
1	0	217.632,00	\$ -	(217.632,00)
2	20	21.158,40	24.320,00	3.161,60
3	19,80	20.946,82	24.076,80	3.129,98
4	19,60	20.737,35	23.836,03	3.098,68
5	19,41	20.529,97	23.597,67	3.067,70
6	19,21	20.324,67	23.361,69	3.037,02
7	19,02	20.121,43	23.128,08	3.006,65
8	18,83	19.920,21	22.896,80	2.976,58
9	18,64	19.721,01	22.667,83	2.946,82
10	18,45	19.523,80	22.441,15	2.917,35
11	18,27	19.328,56	22.216,74	2.888,18
12	18,09	19.135,28	21.994,57	2.859,29
13	17,91	18.943,92	19.052,80	108,87
14	17,73	18.754,49	18.862,27	107,78
15	17,55	18.566,94	18.673,65	106,71
16	17,37	18.381,27	18.486,91	105,64
17	17,20	18.197,46	18.302,04	104,58
18	17,03	18.015,48	18.119,02	103,54
19	16,86	17.835,33	17.937,83	102,50
20	16,69	17.656,98	17.758,45	101,48
21	16,52	17.480,41	17.580,87	100,46
22	16,36	17.305,60	17.405,06	99,46
23	16,19	17.132,55	17.231,01	98,46
24	16,03	16.961,22	17.058,70	97,48

Las Figuras 1C y 2C muestran el flujo de caja neto del proyecto para la unidad de bombeo mecánico y UHBM.

Figura 1C. Flujo de Caja de pozo Colorado 44 Bombeo Mecánico-LUFKIN

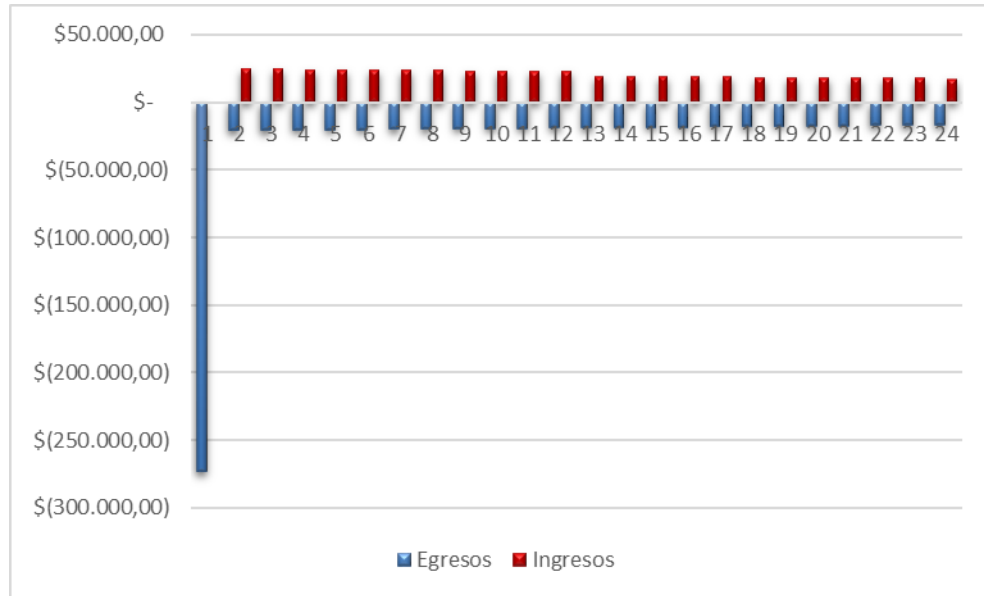
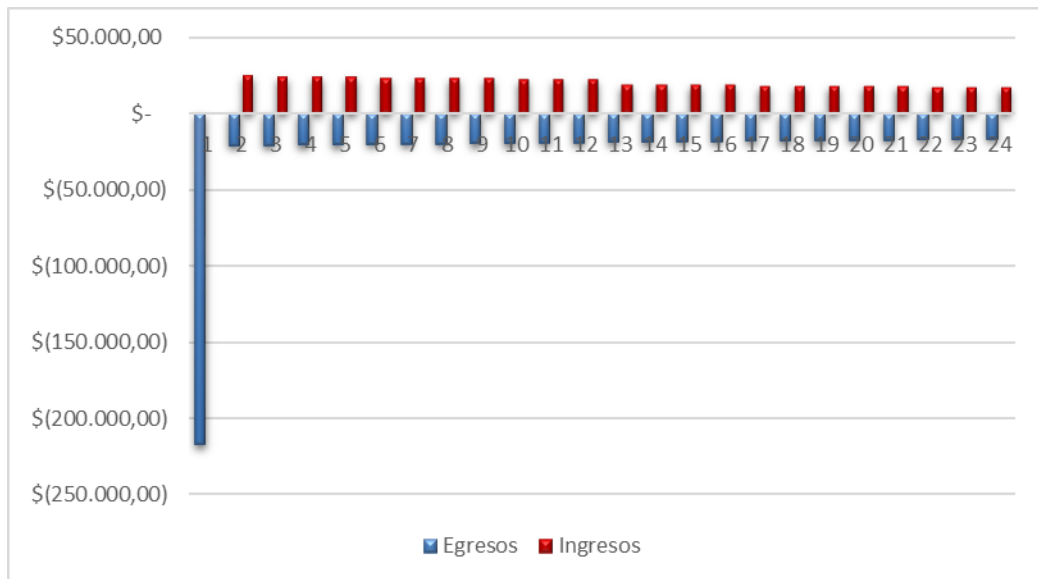


Figura 2C. Flujo de Caja de pozo Colorado 44-UHBM



A continuación, se presenta los valores para VPN y Payback del pozo colorado 44 para SERINPET y Lufkin (tabla 5C)

Tabla 5C.VPN Y PAYBACK de pozo colorado 44

n	VPN SERINPET	VPN LUFKIN
0	-217632	-273132
1	-214858,6667	-270257,8182
2	-212450,2456	-267671,0545
3	-210358,7221	-265342,9673
4	-208542,399	-263247,6887
5	-206965,0658	-261361,938
6	-205595,2764	-259664,7624
7	-204405,7225	-258137,3044
8	-203372,6889	-256762,5921
9	-202475,5807	-255525,3511
10	-201696,513	-254411,8341
11	-201019,9543	-253409,6689
12	-200997,3567	-253374,9786
13	-200977,7325	-253343,7573
14	-200960,6904	-253315,6581
15	-200945,8906	-253290,3689
16	-200933,0382	-253267,6085
17	-200921,877	-253247,1242
18	-200912,1843	-253228,6884
19	-200903,7669	-253212,0961
20	-200896,4571	-253197,163
21	-200890,1091	-253183,7233
22	-200884,5964	-253171,6275
23	-200879,8091	-253160,7413

El flujo de caja del pozo colorado 44 con BM y UHBM respectivamente se representa en las siguientes figuras (figura 3C y 4C).

Figura 3C. Flujo de Caja de pozo Colorado 44-LUFKIN

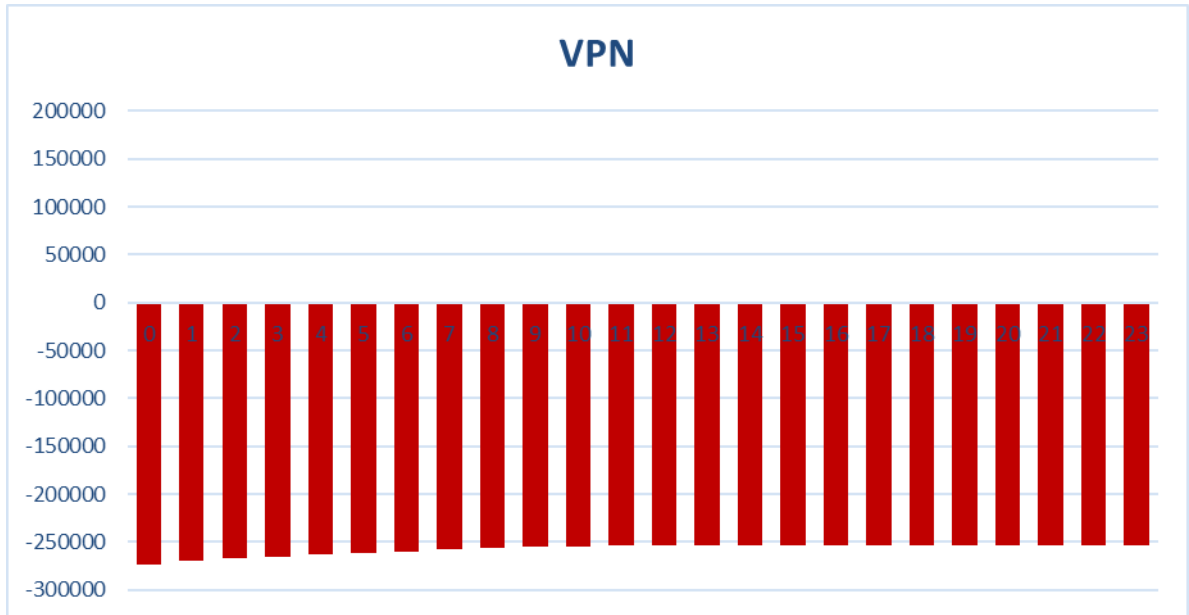
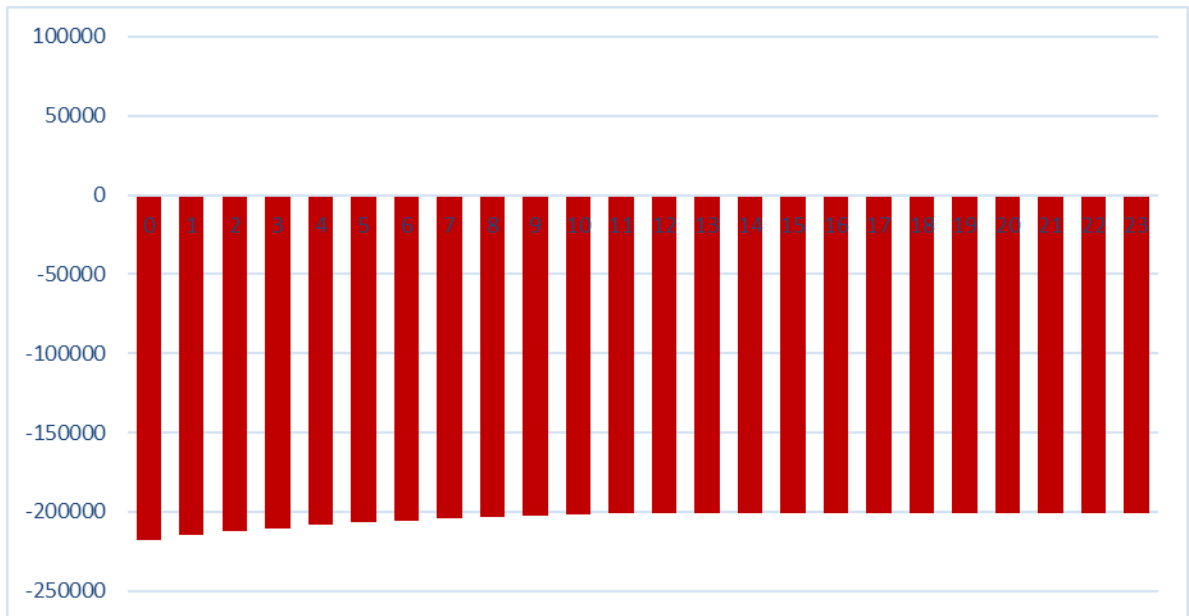


Figura 4C. Flujo de Caja de pozo Colorado 44 UHBM



En las siguientes figuras (5Cy 6C) se representan la TIR del pozo colorado 44 con la unidad convencional y la unidad hidráulica.

Figura 5C. TIR de pozo colorado 44- BM

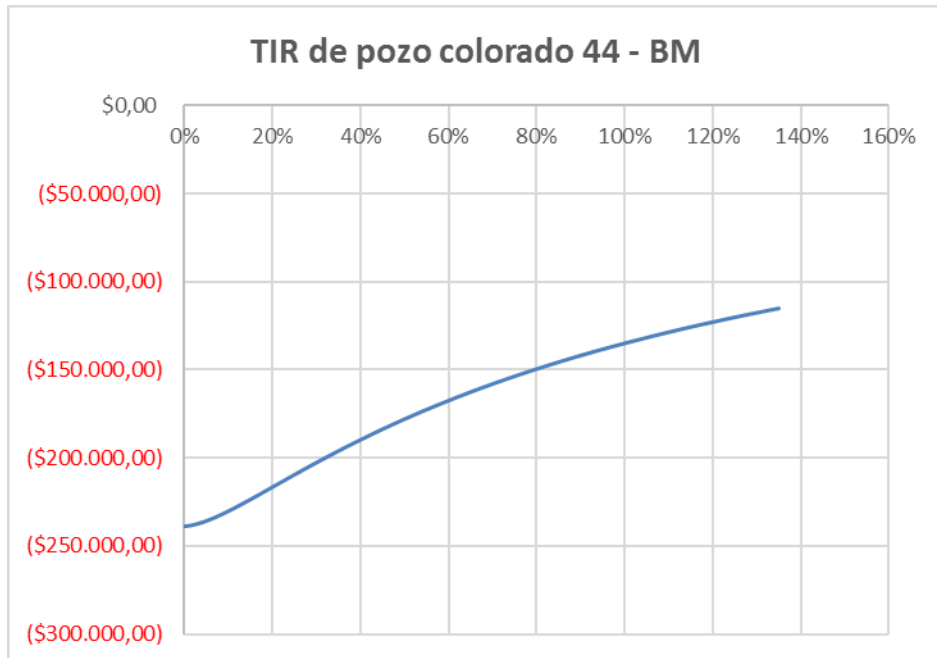
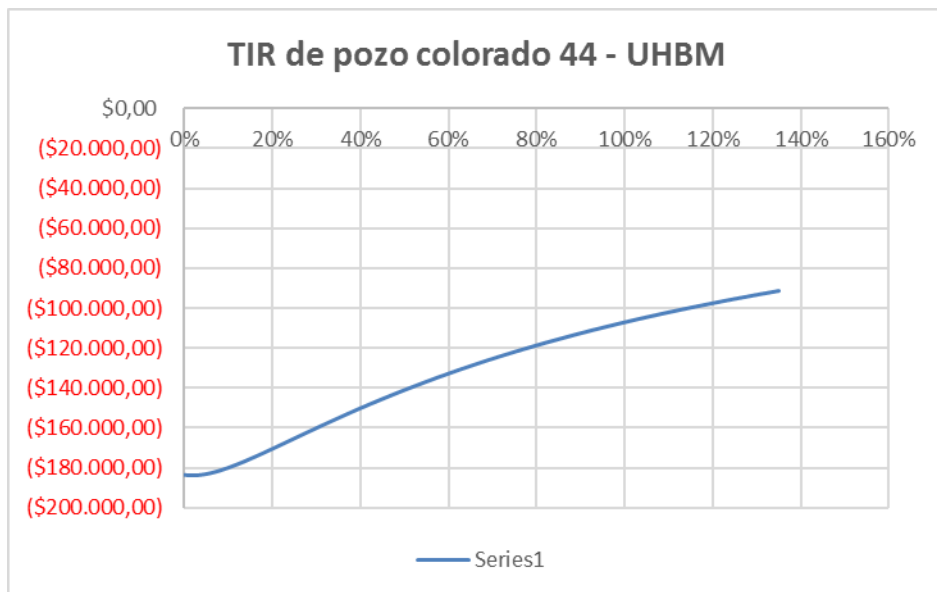


Figura 6 C. TIR de pozo colorado 44 – UHBM



Análisis financiero Colorado 55

En la siguiente tabla (6C) se muestra la inversión general inicial que se realiza para la implementación de la unidad de bombeo mecánico y para UHBM.

Tabla 6C. Inversión Inicial pozo Colorado 55

ÍTEM DESCRIPCIÓN UNIDAD VALOR UNITARIO (USD)		
COLORADO 55	UNIDAD BM	UHBM
<i>Adecuación de la locación del pozo</i>		
Arreglo de la locación	5000	0
<i>Movilización Equipos</i>		
Grúa 500lb	3000	
Brazo articulado		500
<i>Trabajo Equipo de Workover</i>		
Costo Único global(23000/día)	69000	69000
<i>Tubería</i>		
Tubería 3 ½	50980	50980
Varilla 3/4 - 8USDx FT	39344	39344
<i>Equipo de Levantamiento Artificial</i>		
Controlador de superficie	15000	0
Motor	3000	0
Bomba RHBC	8000	8000
Stuffing box	700	700
Costo herramienta	65000	35000
Mantenimiento	8000	8000
TOTAL(USD)	267.024,00	211.524,00

En la tabla 7C se muestra el costo asociado a la producción de los pozos del Campo Colorado. El cálculo del costo de producción de un barril de crudo del campo Colorado se realizó con base en trabajos de grado de la Universidad

Industrial de Santander. De acuerdo a esto se obtiene el beneficio económico neto después de reducir el costo total por gasto de operación, regalías y el porcentaje que le corresponde a Ecopetrol por cada barril producido.

Tabla 7C. Costos de producción del pozo 55

Concepto	USD/BL 2016	USD/BL 2017
Precio Neto del Crudo Colorado	40	35
Impuesto de Renta	13,6	11,9
Regalías	3,2	2,8
Lifting cost	14	14
Costos de transporte	2	2
Factor de ECOPETROL	2	1,75
MARGEN	5,2	2,55
	34,8	32,45

Fuente: Campo Escuela Colorado

La tabla 8C y 9C se presentan los ingresos y egresos mensuales proyectados a dos años de las unidades convencional e hidráulica respectivamente.

Tabla 8C. Ingresos y egresos del pozo Colorado 55-LUFKIN

Mes	Caudal	Egresos (\$)	Ingresos (\$)	Flujo de caja
1	0	267.024,00	\$ -	\$ (267.024,00)
2	21	22.216,32	25.536,00	3.319,68
3	20,79	21.994,16	25.280,64	3.286,48
4	20,58	21.774,22	25.027,83	3.253,62
5	20,38	21.556,47	24.777,56	3.221,08
6	20,17	21.340,91	24.529,78	3.188,87
7	19,97	21.127,50	24.284,48	3.156,98
8	19,77	20.916,22	24.041,64	3.125,41
9	19,57	20.707,06	23.801,22	3.094,16

Mes	Caudal	Egresos (\$)	Ingresos (\$)	Flujo de caja
10	19,38	20.499,99	23.563,21	3.063,22
11	19,18	20.294,99	23.327,58	3.032,58
12	18,99	20.092,04	23.094,30	3.002,26
13	18,80	19.891,12	20.005,44	114,32
14	18,61	19.692,21	19.805,38	113,17
15	18,43	19.495,29	19.607,33	112,04
16	18,24	19.300,33	19.411,26	110,92
17	18,06	19.107,33	19.217,14	109,81
18	17,88	18.916,26	19.024,97	108,71
19	17,70	18.727,10	18.834,72	107,63
20	17,52	18.539,82	18.646,38	106,55
21	17,35	18.354,43	18.459,91	105,49
22	17,18	18.170,88	18.275,31	104,43
23	17,00	17.989,17	18.092,56	103,39
24	16,83	17.809,28	17.911,63	102,35

Tabla 9C. Ingresos y egresos del pozo Colorado 55-UHBM

Mes	Caudal	Egresos (\$)	Ingresos (\$)	Flujo de caja
1	0	211.524,00	\$ -	(211.524,00)
2	21	22.216,32	25.536,00	3.319,68
3	20,79	21.994,16	25.280,64	3.286,48
4	20,58	21.774,22	25.027,83	3.253,62
5	20,38	21.556,47	24.777,56	3.221,08
6	20,17	21.340,91	24.529,78	3.188,87
7	19,97	21.127,50	24.284,48	3.156,98
8	19,77	20.916,22	24.041,64	3.125,41
9	19,57	20.707,06	23.801,22	3.094,16
10	19,38	20.499,99	23.563,21	3.063,22
11	19,18	20.294,99	23.327,58	3.032,58
12	18,99	20.092,04	23.094,30	3.002,26
13	18,80	19.891,12	20.005,44	114,32
14	18,61	19.692,21	19.805,38	113,17

Mes	Caudal	Egresos (\$)	Ingresos (\$)	Flujo de caja
15	18,43	19.495,29	19.607,33	112,04
16	18,24	19.300,33	19.411,26	110,92
17	18,06	19.107,33	19.217,14	109,81
18	17,88	18.916,26	19.024,97	108,71
19	17,70	18.727,10	18.834,72	107,63
20	17,52	18.539,82	18.646,38	106,55
21	17,35	18.354,43	18.459,91	105,49
22	17,18	18.170,88	18.275,31	104,43
23	17,00	17.989,17	18.092,56	103,39
24	16,83	17.809,28	17.911,63	102,35

En las figuras 7C y 8C se muestra el flujo de caja neto del proyecto para los dos casos estudiados en el pozo colorado 55.

Figura 7C. Flujo de Caja de pozo Colorado 55-LUFKIN

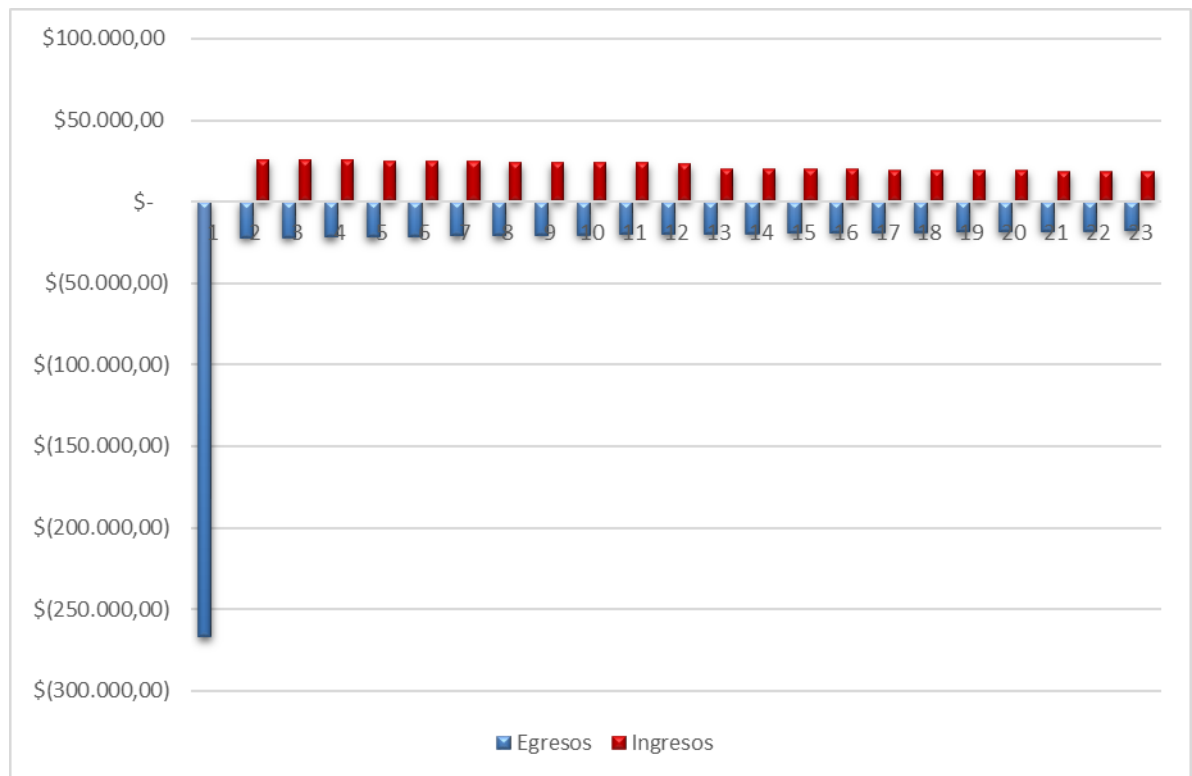
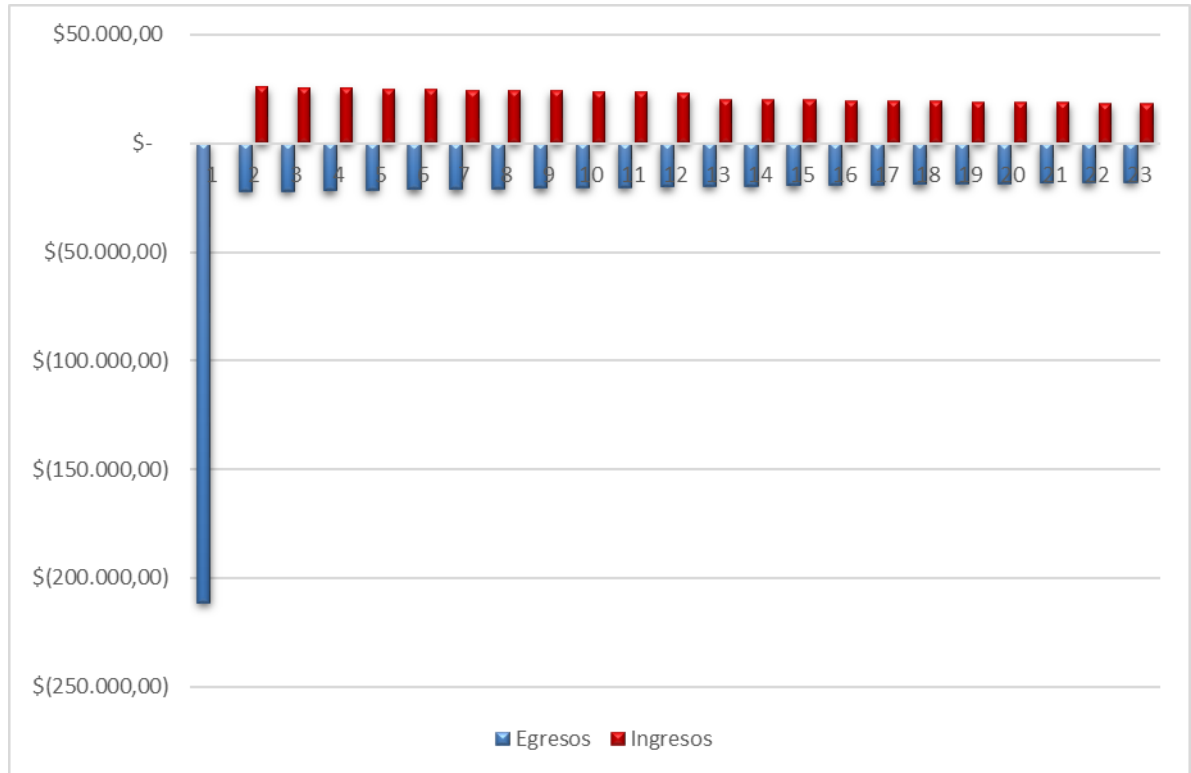


Figura 8 C. Flujo de Caja de pozo Colorado 55-UHBM



Para el cálculo del valor presente neto se tomó una tasa de oportunidad del 15% efectivo anual, valor que fue suministrado por el Campo Escuela Colorado.

A continuación, se presenta los valores para VPN y Payback del pozo colorado 55 para Serinpet y Lufkin (tabla 10C).

Tabla 10C. VPN Y PAYBACK de pozo colorado 55

n	VPN-SERINPET	VPN- LUFKIN
0	-211524	-267024
1	-208612	-264112
2	-206083,1579	-261583,1579
3	-203887,0582	-259387,0582

n	VPN-SERINPET	VPN- LUFKIN
4	-201979,9189	-257479,9189
5	-200323,7191	-255823,7191
6	-198885,4403	-254385,4403
7	-197636,4086	-253136,4086
8	-196551,7233	-252051,7233
9	-195609,7597	-251109,7597
10	-194791,7387	-250291,7387
11	-194081,352	-249581,352
12	-194057,6245	-249557,6245
13	-194037,0191	-249537,0191
14	-194019,1249	-249519,1249
15	-194003,5852	-249503,5852
16	-193990,0902	-249490,0902
17	-193978,3708	-249478,3708
18	-193968,1935	-249468,1935
19	-193959,3553	-249459,3553
20	-193951,68	-249451,68
21	-193945,0146	-249445,0146
22	-193939,2262	-249439,2262
23	-193934,1995	-249434,1995

En las siguientes figuras (9C y 10C), se observa el flujo de caja del pozo colorado 55 para BM y UHBM respectivamente.

Figura 9C. Flujo de Caja de pozo Colorado 55 BM

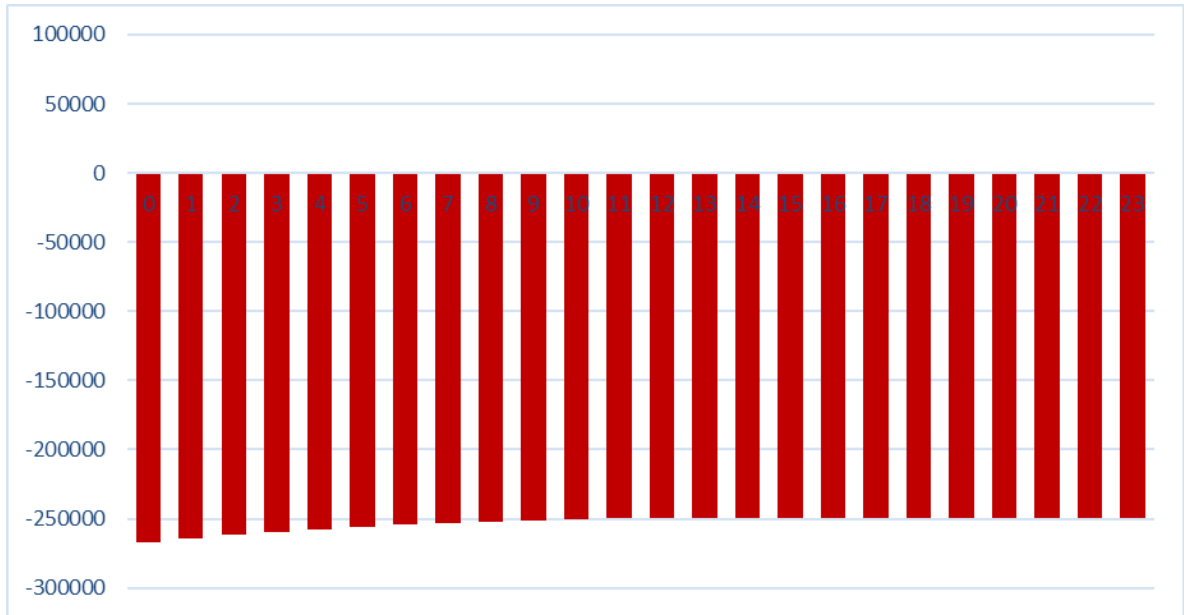
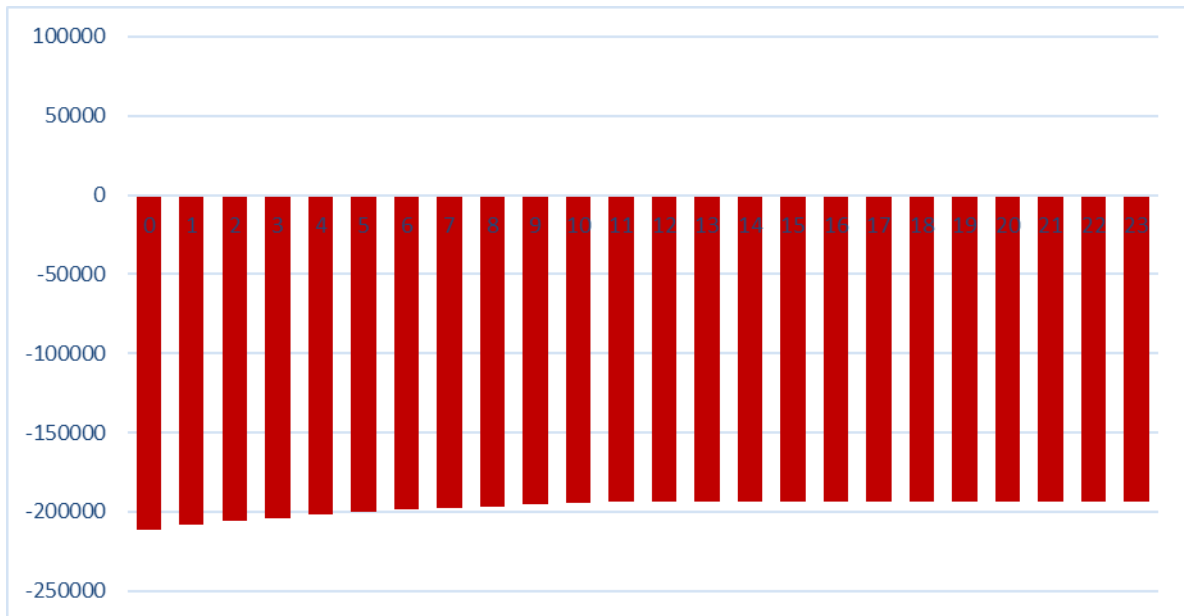


Figura 10 Flujo de Caja de pozo Colorado 55 UHBM



En las siguientes figuras (11C y 12C) se representan la TIR del pozo colorado 55 con la unidad convencional y la unidad hidráulica respectivamente.

Figura 11C. TIR de pozo colorado 55 – BM

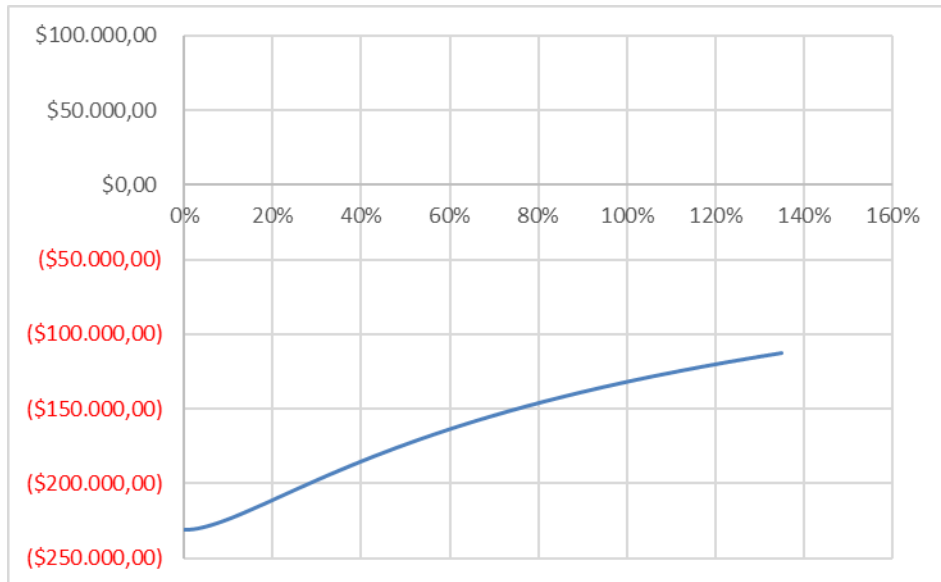
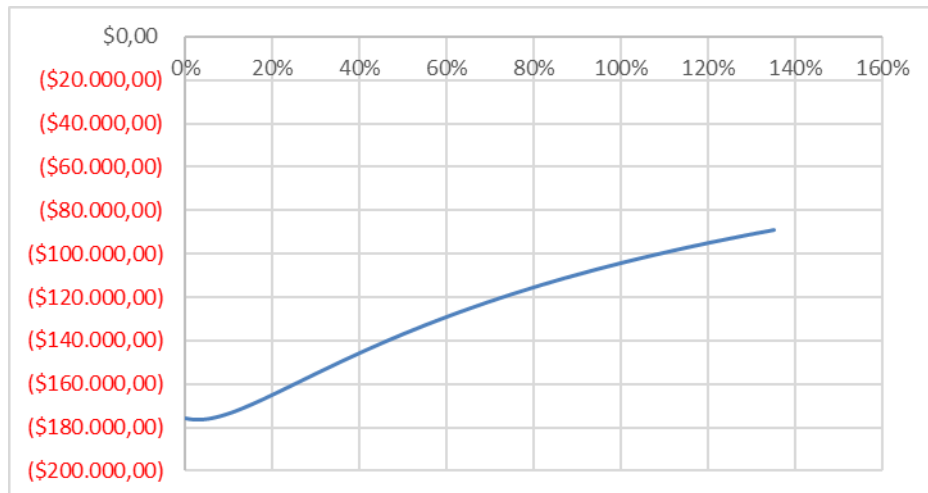
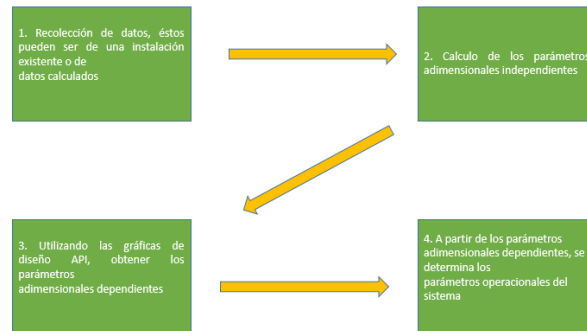


Figura 12C. TIR de pozo colorado 55 – UHBM



ANEXO D. EJEMPLO DISEÑO BOMBEO MECANICO NORMA API RP 11-L



- Datos: Unidad de bombeo: convencional
- Longitud de carrera en superficie: 120 pulgs.
- Combinación de cabillas: 2 7/8"
- Profundidad de la bomba: 5408 pies
- Diámetro del pistón: 1,25 pulgs.
- Velocidad de bombeo: 5 spm
- Gravedad específica del fluido: 1,05
- Tubería de producción anclada

El peso de las cabillas en el aire (W_r) es igual a 1.814 lbs/pie (este dato también se encuentra tabulado en el boletín). Entonces, el peso total de lasarta (W) será:

$$W = L * W_r$$

$$W = 5408 * 1,135 = 6138 \text{ lb}$$

Como la sarta de cabillas está sumergida en un fluido con gravedad específica de 0,8, su peso será menor, debido a la flotabilidad.

El peso total de la sarta de cabillas en flotación (W_{rf}) sería:

$$W_{rf} = W[1 - 0,128(G)]$$

Donde:

W_{rf} = Peso total cabillas en flotación, Lbs.

W = Peso total cabillas en el aire, Lbs.

G = Gravedad específica del fluido, adimensional.

Entonces,

$$W_{rf} = 6138[1 - 0,128(0,83)]$$

$$W_{rf} = 5486 \text{ lb}$$

La carga de fluido sobre la bomba (F_o), depende de la gravedad específica del fluido (G) propiamente dicho, la profundidad de levantamiento (H) y el diámetro del pistón (D). Así que

$$F_o = 0,340 * G * D^2 * H$$

$$F_o = 0,340 * 0,83 * 1,25^2 * 5408$$

$$F_o = 2385$$

La información suministrada indica que la bomba está instalada en el fondo; por lo tanto, si el pozo tiene un nivel de fluido alto, el levantamiento neto (H) será menor de 5408 pies.

El cálculo del estiramiento de cabillas adimensional, (F_o/SKr), es una de las relaciones claves para determinar una carta dinagráfica parecida. La constante elástica de la sarta de cabillas (E_r) es un valor tabulado en el reporte. Esto es

$$E_r = 1,27 \times 10^{-6} \frac{in}{lb * ft}$$

Las propiedades de estiramiento total de la sarta de cabillas, están relacionadas con su constante K_r , cuyo recíproco es:

$$\frac{1}{K_r} = E_r * L$$

$$\frac{1}{K_r} = 1,27 \times 10^{-6} * 5408$$

$$\frac{1}{K_r} = 0,00686 \text{ lb/in}$$

Esto significa que los 5408 pies de cabillas se estirarán $6,86 \times 10^{-3}$ pulg por cada libra aplicada sobre ella. Ahora podemos calcular la relación adimensional de estiramiento:

$$\frac{F_o}{SKr} = \frac{2385 * (0,00686)}{120}$$

$$\frac{F_o}{SKr} = 0,136$$

Esto quiere decir, que los 5408 pies de cabillas se estirarán alrededor del 13,6 % de la carrera de superficie, cuando levanta 2385 Lbs de carga de fluido.

Entonces, la carrera del pistón (SP) será:

$$SP = S - \text{Estiramiento}$$

$$SP = 120 - 13,6$$

$$SP = 106 \text{ in}$$

La otra relación importante es la velocidad de bombeo adimensional (N/No'). Este factor es el coeficiente entre la velocidad de bombeo y la frecuencia natural de las cabillas. Esta última, es la frecuencia mediante la cual, la sarta de cabillas vibrará sin fricción, y si estuviera fija en tope y libre en el fondo. Aplicando la siguiente ecuación

$$\frac{N}{N'o} = \frac{N * L}{245000 * Fc}$$

$$N'o = \frac{245000 * Fc}{L}$$

$$N'o = \frac{245000 * 1}{5408}$$

$$N'o = 45 \text{ cpm}$$

El valor 1 es el factor de corrección de frecuencia (F_c) obtenido de la tabla 2-1, columna 5, el cual depende del diseño de cabillas. Es importante destacar que, la frecuencia natural de una sarta combinada es mayor que una de un solo diámetro de igual longitud; es decir, F_c es mayor que uno (1) cuando se utiliza combinación de diámetros de cabillas. Para el ejemplo, significa que, la sarta utilizada vibrará naturalmente (si no existe fricción) a razón de 45 ciclos/minuto si está fija en el tope y libre en el fondo. Igualmente la velocidad de bombeo adimensional, para la sarta sería:

$$\frac{N}{N'o} = \frac{5*5408}{245000 * 1} = 0,11$$

La relación de bombeo ($N/N'o$) significa que la velocidad de 5 spm es el 11 % de la frecuencia natural de la sarta combinada de 45 cpm.

De dicha figura, obtenemos $F1/SKr = 0,15$. Entonces,

$$F1 = 0,15 (SKr)$$

$$F1 = 0,15 \left(\frac{120}{0,00686} \right) = 2621 \text{ Lbs}$$

De acuerdo a la figura 2.3, se obtiene la siguiente relación, para obtener carga máxima en la barra pulida (PPRL):

$$PPRL = Wrf + F1$$

$$PPRL = 5486 + 2621 = 8107 \text{ Lbs}$$

$$F2 = 0,03 (SKr)$$

$$F2 = 0,03 \left(\frac{120}{0,00686} \right) = 524 \text{ Lbs.}$$

$$MPRL = Wrf - F2$$

$$PPRL = 5408 - 524 = 4962 \text{ Lbs}$$

$$\frac{2T}{S^2 * Kr} = 0,12$$

$$T = \frac{0,12 * S^2 * Kr}{2}$$

$$T = \frac{0,12 * 120^2}{2 * (0,00686)} = 125,7 \text{ MLbs/Pulg}$$

$$\frac{Wrf}{SKr} = \frac{5486 * (0,00686)}{120} = 0,314$$

$$CBE = 1,06 (Wrf + 0,5 * Fo)$$

$$CBE = 1,06 (5486 + 0,5 * 2385) = 7079$$

$$PRHP = \frac{F3}{SKr} * S^2 * Kr * N * (2,53x10^{-6})$$

$$PRHP = \frac{0,12 * 120^2 * 5 * (2,53x10^{-6})}{0,00686} = 3,18$$

Potencia del Motor Requerida: $2 \times 3,18 = 6,36$ HP

$S_p/S = 0,93$ Grafica

$S_p = S \times 0,93 = 120 \times 0,93 = 112$ pulg

$P = 0,1166 * S_p * N * D^2$

$P = 0,1166 * 112 * 5 * 1,25^2 = 102$ B/D

Tabla 2-1
Datos de Bomba y Cabillas (Diseño API RP1 1L)

1 Cabilla No.	2 Diámetro piston, pulg. (D)	3 Peso cabillas Lbs/pie (Wr)	4 Constante Elástica, pulg/Lbs-pie Er	5 Factor frecuencia Fc	6 Sarta de Cabillas, % por tamaño		
					3/4	5/8	1/2
44	Todos	0,726	$1,990 \times 10^{-6}$	1,000			100,0
54	1,06	0,908	$1,668 \times 10^{-6}$	1,138		44,6	55,4
54	1,25	0,929	$1,633 \times 10^{-6}$	1,140		49,5	50,5
54	1,50	0,957	$1,584 \times 10^{-6}$	1,137		56,4	43,6
54	1,75	0,990	$1,525 \times 10^{-6}$	1,122		64,6	35,4
54	2,00	1,027	$1,460 \times 10^{-6}$	1,095		73,7	26,3
54	2,25	1,067	$1,391 \times 10^{-6}$	1,061		83,4	16,6
54	2,50	1,108	$1,318 \times 10^{-6}$	1,023		93,5	6,5
55	Todos	1,135	$1,270 \times 10^{-6}$	1,000		100,0	
64	1,06	1,164	$1,382 \times 10^{-6}$	1,229	33,3	33,1	33,5
64	1,25	1,211	$1,319 \times 10^{-6}$	1,215	37,2	35,9	26,9
64	1,50	1,275	$1,232 \times 10^{-6}$	1,184	42,3	40,4	17,3
64	1,75	1,341	$1,141 \times 10^{-6}$	1,145	47,4	45,2	7,4
65	1,06	1,307	$1,138 \times 10^{-6}$	1,098	34,4	65,6	
65	1,25	1,321	$1,127 \times 10^{-6}$	1,104	37,3	62,7	
65	1,50	1,343	$1,110 \times 10^{-6}$	1,110	41,8	58,2	
65	1,75	1,369	$1,090 \times 10^{-6}$	1,114	46,9	53,1	
65	2,00	1,394	$1,070 \times 10^{-6}$	1,114	52,0	48,0	
65	2,25	1,426	$1,045 \times 10^{-6}$	1,110	58,4	41,6	
65	2,50	1,460	$1,018 \times 10^{-6}$	1,099	65,2	34,8	
65	2,75	1,497	$0,990 \times 10^{-6}$	1,082	72,5	27,5	

