

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA  
IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR  
CAVIDADES PROGRESIVAS TIPO METAL-METAL EN POZOS DE CAMPOS  
COLOMBIANOS**

**JESSICA MARTINEZ CHAVEZ  
MARIA FERNANDA VERGARA MENDOZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA  
IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR  
CAVIDADES PROGRESIVAS TIPO METAL-METAL EN POZOS DE CAMPOS  
COLOMBIANOS**

**JESSICA MARTINEZ CHAVEZ  
MARIA FERNANDA VERGARA MENDOZA**

**Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director:  
M. Sc. FERNANDO CALVETE GONZÁLEZ  
Docente UIS**

**Co-director:  
Ing. DIEGO MONSALVE DUARTE  
TDA Supply & Service S.A.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## DEDICATORIA

*A Dios primeramente, por llenarme de bendiciones y por darme la respuesta siempre que he tenido una pregunta, por nunca haberme soltado de la mano, por caminar siempre a mi lado.*

*A mi madre Betty y a mi padre Rodrigo, no sé qué sería de mí sin su apoyo incondicional y sus lecciones de vida.*

*A mi hermano Rodrigo Andrés por ser una excelente compañía y amigo.*

*A mi familia que ha estado siempre en los momentos en que los necesito, gracias tía Ayda, tía Ibeth, tía Mayo y gracias Abuelita.*

*A Juan Diego, por levantarme el ánimo cuando estuve decaída, por ayudarme a ver lo mejor de mí, por acompañarme siempre.*

*A mi compañera Jessica, por sus oportunas ideas.*

*A mis amigas de siempre por tener ese consejo cuando lo necesité, gracias Linda, gracias Paula.*

*A mis amigos de la universidad, por los buenos momentos, por las tardes de estudio, por las noches de “estudio”, porque sin ustedes todo hubiese sido a blanco y negro.*

*A todos los que en algún momento han apoyado con la causa.*

**María Fernanda.**

## DEDICATORIA

*En primer lugar quiero agradecer a Dios por todo lo que me ha ofrecido, sin la sabiduría y discernimiento que solo El brinda no hubiese sido capaz de llegar a la meta.*

*Gracias a mis padres, Dorys y Amín, por apoyarme y alentarme a ser cada día mejor, por brindarme la oportunidad de estudiar y sacar adelante mi carrera. A ellos infinitas gracias.  
Los amo.*

*A mis hermanos, Mary, Amín y Lina, que siempre estuvieron para mí cuando más los necesitaba. Los amo y este triunfo es para ustedes.*

*A toda mi familia, gracias por su apoyo e incondicionalidad.*

*A aquellos seres queridos que ya no se encuentran acompañándonos en este mundo,  
Mama Isabel, Carolyn y Alberto. Para ustedes este triunfo. Los extraño.*

*A mis amigas de Sincelejo, que desde la lejanía siempre fueron un apoyo incondicional.  
Juli, Kary, las considero más que amigas. Las quiero.*

*A mi compañera de tesis. Mafe gracias por tu ayuda, comprensión y sobre todo paciencia.*

*A mis amigos y compañeros de la universidad. Gracias por esos días y noches de estudio,  
y por los que no fueron de estudio. "PUNTA DEL ESTE" que hubiera sido del paso por la  
Universidad si no hubieras existido*

*Y a todos que de alguna u otra forma influyeron en la realización de este proyecto.  
Gracias.*

**Jessica.**

## **AGRADECIMIENTOS**

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, la escuela de Ingeniería de Petróleos, y a todos los docentes que han contribuido con nuestra formación tanto académica como personal.

A nuestro director, el ingeniero Fernando Calvete González, por su sabia dirección, apoyo, por sus excelentes consejos que nos llevaron a realizar este proyecto de grado.

A nuestro Co-director, compañero y amigo, el ingeniero Diego Monsalve, por su tiempo e invaluable colaboración en este proyecto, sin su ayuda no hubiese sido posible la realización del mismo. También agradecemos a la compañía TDA Supply & Service S.A. por poner a nuestra disposición sus herramientas, con éstas pudimos lograr que nuestro proyecto estuviese completo.

A las compañías Total y PCM, por su amable atención a nuestras solicitudes siempre que se tuvo cualquier inquietud.

A Laurent Zimmer y Jean-Louis Beauquin por abrirnos las puertas de su empresa y resolver dudas cruciales para llevar a cabo nuestro proyecto.

Al equipo ALS Oxy, en especial a la ingeniera Luisa Sánchez, por colaborarnos en todo lo que necesitamos.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	21
1. BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	23
1.1 HISTORIA	23
1.2 GENERALIDADES	23
1.2.1 Ventajas	24
1.2.2 Desventajas	25
1.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA PCP CONVENCIONAL	26
1.3.1 Equipos de Subsuelo	27
1.4 TIPOS DE INSTALACIÓN PCP	36
1.4.1 Instalación Convencional	36
1.4.2 Instalación Insertable	36
1.5 GEOMETRIA DE LA BOMBA	37
1.6 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	38
1.7 CARACTERISTICAS OPERATIVAS	41
1.7.1 Etapa	41
1.7.2 Nivel estático	41
1.7.3 Nivel dinámico	42
1.7.4 Altura de descarga (head)	42
1.7.5 Interferencia	44
2. ELASTÓMEROS	46
2.1 ELASTÓMEROS USADOS EN PCP	46
2.1.1 Caucho NBR (Nitrile Butadiene Rubber)	47
2.1.2 HNBR Nitrílico hidrogenado (Hydrogenated Nitrile Butadiene Rubber)	47
2.1.3 Fluorocarbono	47
2.2 AGENTES QUÍMICOS Y FÍSICOS QUE ATACAN LOS ELASTÓMEROS	47

2.2.1 Aromáticos	47
2.2.2 Ácido sulfhídrico	47
2.2.3 Dióxido de carbono	47
2.2.4 Temperatura	47
2.2.5 Parafinas	47
2.3 DAÑOS COMUNES A ELASTÓMEROS	48
2.3.1 Elastómero Quemado	48
2.3.2 Elastómero hinchado	48
2.3.3 Elastómero despegado	49
3. BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS TIPO METAL – METAL	50
3.1 GENERALIDADES	50
3.1.1 Ventajas de la bomba PCP Metal-Metal	53
3.1.2 Desventajas de la bomba PCP Metal-Metal	53
3.2 RANGO DE BOMBAS PCP METAL – METAL	54
3.3 PRINCIPIO DE HIDROFORMADO	54
3.4 COMPONENTES DEL SISTEMA PCP METAL	55
3.4.1 Equipo de Superficie	55
3.4.2 Equipos de Subsuelo	57
3.5 DESEMPEÑO DE UNA BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS TIPO METAL-METAL	58
3.5.1 Interferencia	59
3.5.2 Desplazamiento	59
3.5.3 Cinemática de operación de la bomba	60
3.5.4 Curvas de flujo monofásico	60
3.5.5 Curvas de flujo multifásico	61
3.6 COMPARACIÓN ENTRE PCP CONVENCIONAL Y PCP METAL	62
4. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZO	64
4.1 METODOLOGIA DE SELECCIÓN	64
4.1.1 Recopilación de información	64
4.1.2 Selección del campo	64

4.1.3 Selección del pozo	65
4.2 SCREENING DE CAMPOS COLOMBIANOS PARA ALTO CONTENIDO DE H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub>	68
4.2.1 La Cira – Infantas	68
4.2.2 Casabe	69
4.3 SCREENING DE CAMPOS COLOMBIANOS PARA ALTA TEMPERATURA	81
4.3.1 Campo Girasol	81
4.4 SELECCIÓN DE CAMPO	83
4.4.1 Caso CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S	83
5. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO	85
5.1 DISEÑO DE UIS-1	86
5.1.1 Datos de diseño	86
5.1.2 Procedimiento de diseño	87
5.1.3 Análisis de resultados de diseño	105
5.2 DISEÑO DE UIS-2	106
5.2.1 Datos de diseño	107
5.2.2 Determinación de la profundidad de asentamiento	108
5.2.3 Diseño en frío del pozo UIS-2	108
5.2.4 Diseño en Caliente del pozo UIS-2	110
5.2.5 Análisis de resultados del diseño	111
6. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO	112
6.1 INVERSIÓN INICIAL	112
6.2 FLUJO NETO DE EFECTIVO	113
6.3 REGALÍAS	114
6.4 INDICADORES FINANCIEROS	115
6.4.1 Valor Presente Neto (VPN)	115
6.4.2 Tasa Interna De Retorno (TIR)	116
6.4.3 Tiempo de Recuperación de la Inversión (Payback).	117
6.5 METODOLOGÍA PARA REALIZAR EL ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO	119

6.6 EVALUACIÓN FINANCIERA POZO UIS-1	120
6.6.1 Ingresos	120
6.6.2 Egresos	121
6.6.3 Flujo de efectivo	122
6.6.4 Indicadores Financieros	123
6.6.5 Conclusión	123
6.7 EVALUACIÓN FINANCIERA POZO UIS-2	124
6.7.1 Ingresos	124
6.7.2 Egresos	126
6.7.3 Flujo de Efectivo	127
6.7.4 Indicadores Financieros	128
6.7.5 Conclusión	129
7. CONCLUSIONES	130
8. RECOMENDACIONES	132
BIBLIOGRAFÍA	133
ANEXOS	136

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Partes de un sistema PCP convencional	26
Figura 2. Fotografías de rotores	27
Figura 3. Anclas de torsión para una bomba PCP convencional	28
Figura 4. Cabezal directo de PCP convencional.	32
Figura 5. Motor eléctrico utilizado en sistemas PCP.	34
Figura 6. Variador de frecuencia marca UNICO	35
Figura 7. Relación de número de lóbulos entre rotor y estator.	38
Figura 8. Parámetros geométricos de una bomba PCP	39
Figura 9. Proceso de desplazamiento del fluido en una bomba PCP	41
Figura 10. Esquema de parámetros de un sistema PCP	43
Figura 11. Fotografía de elastómero quemado	48
Figura 12. Fotografía de elastómero hinchado.	48
Figura 13. Fotografía de elastómero despegado	49
Figura 14. Fotografías de instalaciones de PCP Metal-Metal en aplicaciones de alta temperatura.	51
Figura 15. Esquema Rotor-Estator PCP Metal-Metal	52
Figura 16. Rangos de aplicación de bombas AMPCP	54
Figura 17. Cabezal resistente a altas temperaturas para AMPCP	56
Figura 18. Fotografía de válvulas preventoras para sistema AMPCP	56
Figura 19. Centralizador metálico resistente a altas temperaturas.	57
Figura 20. Anclas antivibración para AMPCP	58
Figura 21. Curvas de flujo monofásico para un fluido de 1cP	61
Figura 22. Curvas de flujo monofásico para un fluido de 42cP	61
Figura 23. Comportamiento de una AMPCP con respecto al GVF	62
Figura 24. Localización del campo Casabe	69

Figura 25. Esquema estructural del campo Casabe.	73
Figura 26. Columna estratigráfica del campo Casabe	75
Figura 27. Diagrama del ambiente de depositación de las formaciones Mugrosa y Colorado	76
Figura 28. Historia de producción del campo Casabe (BOPD vs tiempo en años)	80
Figura 29. Esquema básico de distribución de fluidos en el pozo UIS-1	88
Figura 30. Esquema de la distribución de fluidos para cálculo de la presión de succión del pozo UIS-1	89
Figura 31. Esquema de distribución de fluidos para cálculo de la presión de descarga del pozo UIS-1	93
Figura 32. Esquema básico de profundidades del pozo UIS-2 en frío	109
Figura 33. Esquema básico de profundidades del pozo UIS-2 en caliente	110

## LISTA DE GRÁFICAS

	<b>Pág.</b>
Gráfica 1. DLS vs profundidad del pozo UIS-1	87
Gráfica 2. Carta de la bomba a bajos RPM.	98
Grafica 3. Carta de la bomba a altos RPM.	98
Gráfica 4. DLS versus Profundidad del pozo UIS-2	108
Gráfica 5. Representación gráfica del flujo de efectivo	114
Gráfica 6. Representación gráfica de la Tasa Interna de Retorno	116
Gráfica 7. Representación gráfica del Payback simple.	118
Gráfica 8. Flujo de efectivo para el pozo UIS-1, Escenario 1	122
Gráfica 9. Flujo de efectivo para el pozo UIS-1, Escenario 2	123
Gráfica 10. Flujo de efectivo para el pozo UIS-2, Escenario 1	127
Grafica 11. Flujo de efectivo para el pozo UIS-2, Escenario 2	128

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Máximos rangos de aplicación del sistema PCP tipo Metal-Metal.	67
Tabla 2. Propiedades petrofísicas del campo Casabe	77
Tabla 3. Propiedades de fluido del Campo Casabe	77
Tabla 4. Reservas del campo Casabe	78
Tabla 5. Inventario de pozos activos productores del campo Casabe	80
Tabla 6. Propiedades promedio del yacimiento del campo Girasol	82
Tabla 7. Datos de diseño para el pozo UIS-1	86
Tabla 8. Características varillas continua.	99
Tabla 9. Tabla de resultados del diseño de PCP metal – metal en el pozo UIS-1	106
Tabla 10. Resultados del diseño del sistema PCP Metal-Metal del pozo UIS-2 en frío	109
Tabla 11. Resultados del diseño del sistema PCP Metal-Metal del pozo UIS-2 en caliente	110
Tabla 12. Regalías por producción de hidrocarburos en Colombia	115
Tabla 13. Ingresos netos pozo UIS-1 Escenario 1	121
Tabla 14. Ingresos netos pozo UIS-2 Escenario 2	121
Tabla 15. Resumen de egresos Pozo UIS-1, Escenario 1	121
Tabla 16. Resumen de egresos Pozo UIS-1, Escenario 2	122
Tabla 17. Indicadores financieros para el pozo UIS-1	123
Tabla 18. Ingresos mensuales Pozo UIS-2 Escenario 1	125
Tabla 19. Ingresos mensuales Pozo UIS-2 Escenario 2	125
Tabla 20. Resumen de egresos pozo UIS-2 Escenario 1.	126
Tabla 21. Resumen de egresos pozo UIS-2 Escenario 2.	127
Tabla 22. Indicadores financieros para el pozo UIS-2	128

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. Survey Pozos UIS-1 Y UIS-2	137
ANEXO B. Datos Pozo UIS-2	143
ANEXO C. Resultados de simulación con PC-PUMP Pozo UIS-1	147
ANEXO D. Resultados de simulación con PC-PUMP pozo UIS-2 caliente	152
ANEXO E. Resultados de simulación con PC-PUMP pozo UIS-2 frío	157
ANEXO F. Correlación para calcular viscosidad cinemática A partir de la gravedad API	162
ANEXO G. Tablas de datos de Excel	163
ANEXO H. Costo de bomba PCP para pozo UIS-1	169
ANEXO I. Costo de bomba PCP para pozo UIS-2	170
ANEXO J. Costos de personal y operaciones	171
ANEXO K. Costos de bombeo mecánico pozo UIS-2	172
ANEXO L. Costos bombas PCP Metal-Metal	173
ANEXO M. Simulador PC-PUMP	174

## RESUMEN

**TÍTULO:** ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR CAVIDADES PROGRESIVAS TIPO METAL-METAL EN POZOS DE CAMPOS COLOMBIANOS

**AUTORES:** Vergara Mendoza, María Fernanda  
Martínez Chávez Jessica\*\*

**PALABRAS CLAVE:** PCP Metal-Metal, AMPCP, Producción, Levantamiento artificial, Girasol, Casabe.

### DESCRIPCIÓN

El bombeo por cavidades progresivas es un sistema de levantamiento artificial económico, eficiente, y con un costo reducido de energía el cual es aplicado en muchos pozos alrededor del mundo; sin embargo su aplicación se limita en los casos de altas temperaturas cuando el elastómero (polímero) ya no puede resistirlas o bien sea cuando el pozo produce gases corrosivos como H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub> afectando las propiedades del elastómero. De ésta limitación se genera la oportunidad de fabricar una bomba PCP en la cual su estator no se encuentre recubierto por un elastómero; Las empresas TOTAL y PCM tomaron la iniciativa y desarrollaron las PCP metal-metal y actualmente su uso se expande alrededor del mundo, con sus principales aplicaciones en Canadá y California – USA.

El objetivo de éste proyecto de investigación es analizar qué tan factible sería implementar ésta nueva tecnología, que por sus siglas en inglés también es llamada AMPCP, en pozos colombianos; para lo cual se realizó un proceso riguroso de selección de pozos candidatos en los campos Casabe y Girasol operados por Ecopetrol – Schlumberger y Mansarovar Energy respectivamente. Después de conseguir los dos pozos candidatos para cada uno de los casos en los que la AMPCP es aplicable, se procedió a realizar el diseño del sistema para determinar su viabilidad técnica; así como también se realizó un análisis financiero con todos los indicadores principales para evaluar cualquier proyecto tales como: Valor presente neto, tasa interna de retorno, relación costo-beneficio y tiempo de repago.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Fernando Calvete González. Co-Director: Ing. Diego Armando Monsalve

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL AND FINANCIAL FEASIBILITY STUDY OF THE IMPLEMENTATION OF THE ARTIFICIAL LIFT SYSTEM BY PROGRESSING CAVITIES TYPE METAL TO METAL IN WELLS FROM COLOMBIAN FIELDS

**AUTHORS:** Vergara Mendoza, María Fernanda  
Martínez Chávez Jessica\*\*

**KEY WORDS:** All Metal PCP, AMPCP, Production Enhancement, Artificial Lift, Girasol, Casabe

### DESCRIPTION

Progressing cavity pumping is an economic, efficient and with a reduced cost of energy artificial lift system, which is applied in wells all around the world; however its application is limited in high temperature scenarios when the elastomer (which is a polymer) cannot resist them or either when the well produces corrosive gases as H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub>, affecting the elastomer properties. This limitation generates the opportunity to make a PCP pump which stator doesn't have an elastomer; the companies Total and PCM started to develop this new technology named All Metal PCP and currently its use is expanding around the world, with its main applications are in Canada and California – USA.

The objective of this investigation project is to analyze how feasible it would be to implement this new technology, that by its acronym in English it is also named AMPCP, in Colombian wells; for which we conducted a rigorous process of well candidate selection in Casabe and Girasol fields, operated by Ecopetrol – Schlumberger and Mansarovar Energy respectively. After getting two candidate wells for each one of the scenarios in which the AMPCP is applicable, we proceeded to perform the design of the system to find out its technical feasibility; also we performed a financial analysis with all the key project indicators such as net present value, IRR, cost-benefit and payback time.

---

\* Degree Project

\*\* Physicochemical Engineering's Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. Fernando Calvete González. Co-director: PE. Diego Monsalve Duarte

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas de levantamiento artificial son usados para extraer el crudo de yacimientos que han perdido su energía primaria. En este trabajo de grado se hará énfasis en el Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP), por su capacidad de levantar crudos pesados. Una de las más importantes limitaciones de éste método de levantamiento es la restricción que ocasiona el elastómero, material del cual está hecho una de las piezas claves de este sistema, el estator, que al trabajar en ambientes con temperaturas elevadas y al tener compatibilidad química con algunos componentes del crudo se degrada. Debido a esto, la empresa PCM en asociación con la petrolera TOTAL desarrolló una nueva tecnología llamada Bombeo de Cavidades Progresivas tipo Metal-Metal, la cual consta de un estator completamente metálico que minimiza la degradación del estator convencional.

Debido a lo anteriormente expuesto, y al desarrollo de métodos de recobro térmico en campos colombianos, es necesario realizar un estudio que permita definir la viabilidad de implementar un sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas tipo Metal – Metal, tanto técnica como financieramente en el país, y así garantizar que la producción de los fluidos que se extraen de dichos campos no interaccionen de manera negativa con el sistema de levantamiento que se quiere implementar.

El sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas tipo Metal-Metal es, en esencia, similar a un sistema PCP convencional, su gran diferencia es que su estator no está recubierto por un elastómero, esto le permite a estas bombas poder trabajar a condiciones de alta temperatura y además trabajar en presencia de sustancias químicas que comúnmente degradan a los elastómeros tales como  $H_2S$ ,  $CO_2$  y parafinas.

Este proyecto de investigación abarca siete capítulos a través de los cuales se podrá conocer más a fondo las propiedades y características de las bombas AMPCP (Por sus siglas en inglés, All Metal PCP) y compararlas en funcionamiento y estructura con una bomba PCP convencional; además de esto se explicará a detalle el proceso realizado para conseguir los dos pozos candidatos en los cuales se basa este estudio y su posterior análisis para determinar la factibilidad tanto técnica como financiera de la implementación de ésta nueva tecnología. Se finaliza con el capítulo siete donde se analizarán los resultados del análisis y se concluirá si la tecnología AMPCP es o no aplicable a los pozos pilotos de los campos colombianos.

## **1. BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS**

### **1.1 HISTORIA**

Inventada por René Moineau en 1932, la bomba de cavidades progresivas en un principio era utilizada en superficie para el bombeo de mezclas viscosas, y no fue hasta 1979 que fue utilizada por primera vez en pozos de petróleo pesado en Canadá que presentaban alto contenido de arenas.

Las bombas han ido evolucionando a lo largo de los años extendiendo su rango de aplicación a petróleos bitúmenes con menos de 18° API y porcentajes de arenas de hasta 50%, se usan también para la producción de crudos medios cuya gravedad API se encuentra entre 18 – 30° API, pero con limitaciones en cuanto al porcentaje de H<sub>2</sub>S, de igual manera para producir crudos livianos (>30°API) pero con restricciones en el contenido de aromáticos, y para la producción de pozos cuyo porcentaje de agua y arena son altos.

Las bombas de cavidades progresivas fueron utilizadas por primera vez en Colombia en el año 2000, llegándose a convertir en el tercer sistema de levantamiento artificial más usado en el país a pesar de su corto tiempo de operaciones y remplazando a sistemas como el bombeo electrosumergible y bombeo mecánico.

### **1.2 GENERALIDADES**

El sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas es una bomba de desplazamiento positivo, la cual consta de dos piezas principales, una que gira dentro de la otra la cual se encuentra fija. La primera pieza es denominada Rotor, y está formada por una sola hélice hecha de metal; la segunda

es el Estator, que se encuentra cubierto de una camisa de metal e internamente por un elastómero.

El estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, a la vez que el rotor está conectado al final de la sarta de varillas; la rotación de la sarta de varillas desde superficie debido al accionamiento de una fuente de energía externa, permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator, el cual se encuentra fijo, lo cual logra que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo.

Este sistema requiere una baja inversión inicial en comparación con otros métodos de levantamiento artificial, ya que se necesitan bajos costos de transporte instalación, operación y mantenimiento, por lo tanto se puede considerar como la primera opción al momento de explotar un pozo productor, de igual forma durante su vida útil tiene un bajo impacto visual, muy bajos niveles de ruido y no es necesario un gran espacio físico en el pozo y en el almacén<sup>1</sup>. Además de esto, una de las cualidades más importantes de los sistemas PCP es su alta eficiencia total, alrededor del 70-80% es la más alta entre todos los sistemas de levantamiento artificial.

### **1.2.1 Ventajas**

- ✓ Producción de fluidos altamente viscosos (2000-500000 Centipoises).
- ✓ Producción con altas concentraciones de arena.
- ✓ Tolerancia de altos porcentajes de gas libre.
- ✓ No posee válvulas o partes reciprocantes, por lo tanto evita el bloqueo o desgaste de las partes móviles.

---

<sup>1</sup> CHACIN, Nelvy. Bombeo de Cavidades Progresivas: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. 2003

- ✓ Instalación y operación simple, con equipos de superficie de bajas dimensiones, con poca emisión de ruido y bajos costos de energía.
- ✓ Se puede variar el caudal de producción mediante el ajuste de la velocidad de operación.
- ✓ La inversión de capital es del orden del 50% al 25% del de las unidades convencionales de bombeo, dependiendo del tamaño, debido a la simplicidad y a las pequeñas dimensiones del cabezal de accionamiento.
- ✓ Los costos operativos son también mucho más bajos. Se señala ahorros de energía de hasta 60% al 75% comparado con unidades convencionales de bombeo eficiente. El sistema de accionamiento es también eficiente a causa de que la varillas de bombeo no se levantan y bajan, solo giran.
- ✓ Amplio rango de producción para cada modelo, rangos de velocidades recomendados desde 25 hasta 500 RPM, lo que da una relación de 20 a 1 en los caudales obtenidos. Este rango se puede obtener sin cambio de equipo.

### **1.2.2 Desventajas**

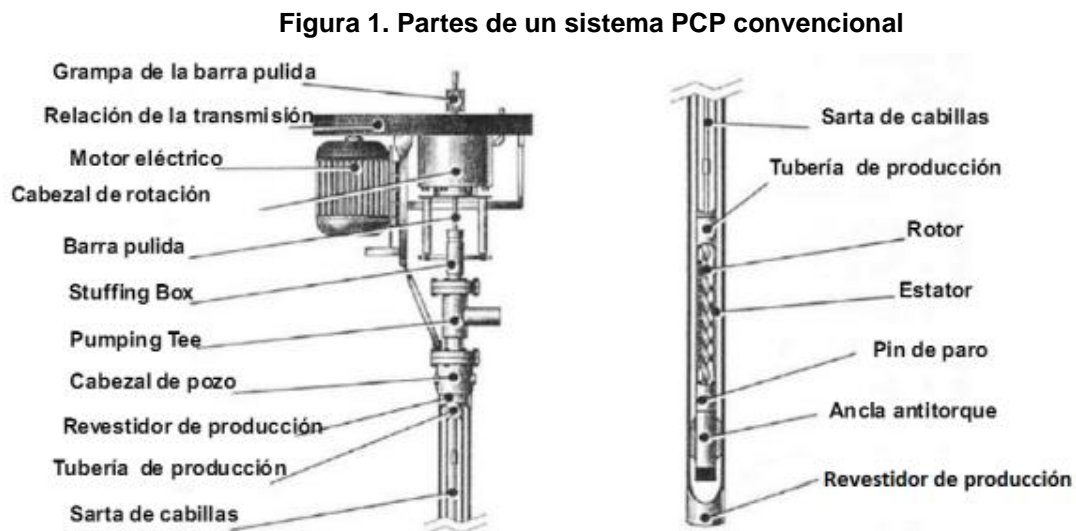
- ✓ Capacidades de desplazamiento limitadas, real hasta 2000 Bbls/día (Máximo 4000 Bbls/día).
- ✓ Capacidades de levantamiento limitadas, hasta 6000 ft reales (Máximo 10500 ft).
- ✓ La temperatura máxima que resiste es del rango de los 250°F.
- ✓ Altas vibraciones dentro del sistema cuando se está operando a altas velocidades, lo cual requiere el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas de bombeo.
- ✓ Sensibilidad al ataque químico por los fluidos producidos.
- ✓ Daño de la bomba (estator) por trabajo en seco en periodos relativamente cortos.
- ✓ Requiere retiro de toda la tubería de producción para sustituir la bomba de fondo.

- ✓ Sujeto a operar con bajas condiciones volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre.
- ✓ El desgaste por contacto entre las varillas y la tubería de producción puede convertirse en un problema grave cuando se trabaja en pozos direccionales y horizontales.

En su aplicación correcta, los sistemas de bombeo por cavidades progresivas proveen el más económico método de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente.

### 1.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA PCP CONVENCIONAL

Un sistema PCP convencional está compuesto por una serie de componentes tanto en superficie como en subsuelo. El acoplo de todo el sistema es mostrado a continuación:

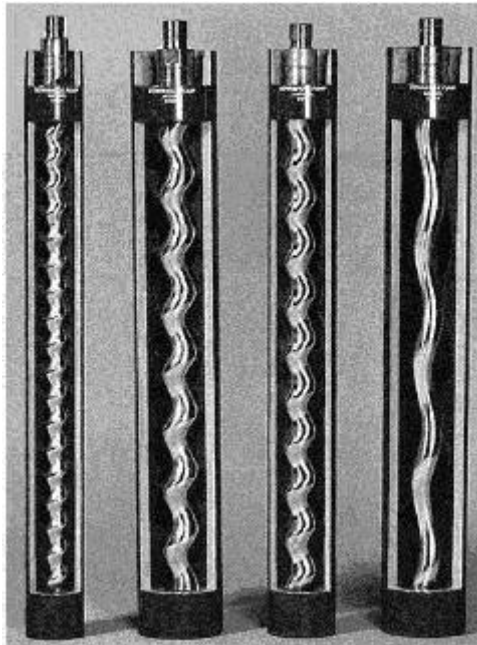


Fuente: CIULLA, Francesco. Principios fundamentales para el diseño de sistemas con bomba de cavidad progresiva. Weatherford. 1999.

### 1.3.1 Equipos de Subsuelo

**1.3.1.1 Rotor.** Se encuentra conectado a la sarta de varillas, y es la única pieza que se mueve dentro del sistema. Hecho con acero especial de alta resistencia (1040, 1050, 4120, 4130, 4140) y recubierto con una capa de material resistente a la abrasión, tienen como función principal crear cavidades dentro del estator por medio de la rotación de modo excéntrico dentro del mismo, que progresan en forma ascendente con el fin de bombear el fluido a superficie.

Figura 2. Fotografías de rotores



Fuente: CIULLA, Francesco. Principios fundamentales para el diseño de sistemas con bomba de cavidad progresiva. Weatherford. 1999.

**1.3.1.2 Estator.** Parte esencial del sistema, es un tubo de acero que en su parte interna está revestido con un elastómero moldeado en forma de hélices, teniendo en cuenta que sus pasos sean el doble la hélice del rotor. En su parte inferior, se encuentra ubicada una barra horizontal, la cual sirve para sostener el rotor, y al mismo tiempo es el punto de partida para el espaciado del mismo.

**1.3.1.3 Elastómero.** Es un polímero de alto peso molecular encargado de revestir internamente al estator, es la parte más delicada de la bomba y tiene la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, lo cual hace posible la interferencia entre el rotor y el estator, que al final determinara la eficiencia de la bomba. Por lo tanto hay ciertas características que se desean al escoger el elastómero que se va a utilizar, entre estas están<sup>2</sup>:

- ✓ Buena resistencia química a los fluidos a transportar.
- ✓ Buena resistencia térmica.
- ✓ Capacidad de recuperación elástica
- ✓ Adecuadas propiedades mecánicas, especialmente resistencia a la fatiga.

**1.3.1.4 Ancla de Torsión.** Evita que se desprenda el tubing debido a la vibración generada por los giros de la hélice del rotor dentro del estator, las cuales son mayores si la instalación de la bomba es más profunda. Igualmente cuando se gira la sarta en el sentido de las manecillas del reloj, o hacia la derecha, en vista superior, se puede producir el desenrosque de los caños. Éste ancla se debe instalar debajo del estator, que es donde el torque es mayor, teniendo en cuenta que si la columna tiende más al desenrosque, el ancla se ajusta más.

**Figura 3. Anclas de torsión para una bomba PCP convencional**



Fuente: CHACIN, Nelvy. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. 2003.

<sup>2</sup> CHACIN, Nelvy. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. 2003. Pág. 23.

**1.3.1.5 Niple de Paro o Asiento.** Ubicado en el extremo inferior del estator, es un tubo pequeño que tiene como funciones principales:

- ✓ Al realizar espaciamiento en el rotor, éste sirve como punto tope.
- ✓ Permitir la libre elongación de la sarta de varillas brindando un espacio libre al rotor durante la operación del sistema.
- ✓ En caso de producirse rotura o desconexión de las varillas y/o el rotor, impide que éstos lleguen al fondo del pozo.
- ✓ Cuando se utilizan accesorios tales como Anclas o Filtros de Arenas, sirve como punto de conexión.

**1.3.1.6 Niple Intermedio o Espaciador.** Se encarga de permitir que la cabeza del rotor efectúe el movimiento excéntrico con su cupla, o reducir la conexión al trozo largo de maniobra o a la última varilla en caso de que la tubería de producción tenga un diámetro que no lo permita. De igual manera en éste dispositivo se pueden instalar cuñas, mordazas o llaves de apriete mientras se realizan operaciones en el pozo, con el fin de no colocarlas en el estator para evitar daños en el mismo.

**1.3.1.7 Ancla de Tubería.** Se encarga principalmente de fijar la tubería de producción al revestidor con el fin de restringir el movimiento axial y rotativo de la sarta.

**1.3.1.8 Ancla de Gas.** Son separadores estáticos gas – líquido utilizados en fondo de pozo con el fin de desviar el gas al espacio anular entre el revestidor y la tubería de producción enviando el líquido a la bomba, pero este no es un proceso 100% eficiente además de las caídas de presión que se originan dentro del ancla, por lo que es posible encontrar cierta cantidad adicional de gas dentro del mismo y en la bomba.

**1.3.1.9 Centralizadores de Cabillas.** Usualmente se utilizan únicamente en pozos cuyas desviaciones sean pronunciadas.

**1.3.1.10 Niple de Drenaje.** Se utilizan con el fin de drenar el crudo de la tubería de producción en los casos en que no es posible sacar el rotor de la bomba. Se hace con el fin de no ocasionar derrames de crudo en superficie cuando se va a sacar la sarta, evitando así contaminación en el medio ambiente.

**1.3.1.11 Niple “X”.** Durante la operación de bajada de la sarta de tubería se suele realizar una prueba de presión para detectar agujeros o uniones defectuosas en la misma, para esto se instala el niple de asiento X, sobre el estator de la bomba, en el cual se asienta una válvula fija con pescante, la cual es fácil de recuperar luego de la prueba. Se recomienda asentar la válvula en el niple X cuando el pozo presenta problemas de corrosión y la tubería es reutilizada e ir probando a medida que se bajan los tubulares, así es más fácil detectar y corregir la existencia de algún tubo defectuoso<sup>3</sup>.

**1.3.1.12 Zapato Probador de Hermeticidad.** Su uso es opcional. Se coloca arriba del niple intermedio con el fin de probar la cañería e impide que centralizadores pasen a través de él.

**1.3.1.13 Trozo de Maniobra.** Es instalado encima del rotor cuando las velocidades de rotación son mayores a 250 rpm, ya que al instalar una varilla directamente sobre el rotor, ésta tiende a doblarse rozando con las paredes del tubing. El trozo de maniobra dependiendo de su diámetro se dobla menos o no se dobla.

---

<sup>3</sup> CHACIN, Nelvy. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. 2003. Pág. 32.

**1.3.1.14 Sarta de varillas.** Forman la sarta que va desde la bomba hasta superficie. Son varillas hechas de acero que se encuentran enroscadas unas con otras a través de cuplas. Deben estar en capacidad de soportar cierta carga axial, y tienen como función transmitir un torque determinado desde la superficie hasta el fondo del sistema compuesto por la fuerza para levantar el líquido y los esfuerzos de fricción por el movimiento giratorio de las varillas.

**1.3.1.15 Tubería de Producción, Tubing.** Tubería de acero, la cual se encarga de comunicar la bomba de subsuelo con el cabezal y las líneas de flujo.

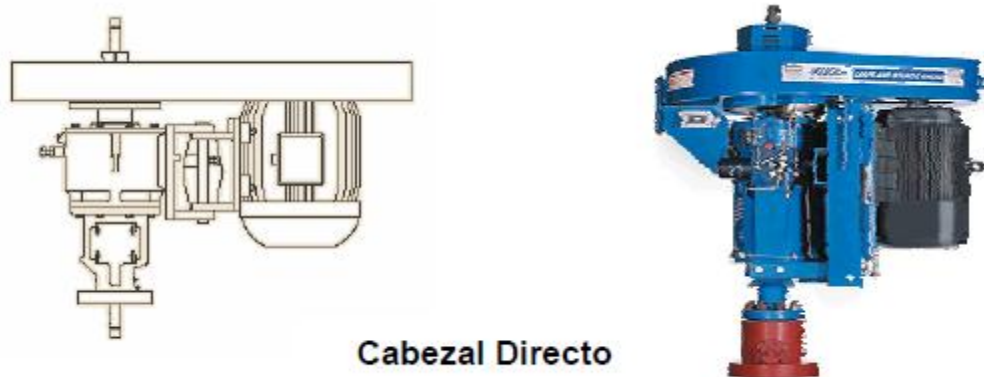
**1.3.1.16 Vástago.** Se encarga de completar el extremo superior de la sarta. Esta enroscado a las varillas y va empaquetado en superficie a través de un dispositivo “prensa”.

**1.3.2 Equipo de Superficie.** Después de haber obtenido los parámetros de subsuelo, se deben seleccionar los equipos de superficie teniendo en cuenta que deben proveer la energía necesaria para el funcionamiento eficaz del sistema. De igual manera estos equipos deben tener la capacidad de suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo, así como brindarle al vástago el torque requerido y rotarlo a la velocidad especificada y deben prevenir el escape de fluidos en superficie.

**1.3.2.1 Cabezal de Rotación.** Es un equipo de accionamiento mecánico el cual se instala en superficie sobre el cabezal del pozo; está diseñado para soportar las cargas axiales de las varillas por medio de rodamientos o cojinetes, brindar la potencia y el rango de velocidad necesario al sistema para su funcionamiento, así como capacidad de freno la cual sirve para evitar el “Back spin”, es decir la rotación en sentido inverso que se presenta cuando se para el sistema, éste fenómeno debe evitarse porque las altas velocidades que se pueden presentar, podrían causar daños a los equipos de superficie así como un desenroscamiento

de la tubería de producción o la sarta de varillas. De igual forma posee un sistema de empaque, o Stuffing box que evita la filtración de fluidos en superficie, y algunos poseen un sistema de caja reductora, la cual es accionada por engranajes mecánicos o poleas y correas.

**Figura 4. Cabezal directo de PCP convencional.**



Fuente: Catalogo Geremia – Weatherford.

**1.3.2.2 Sistema de Transmisión.** Este sistema es el encargado de transferir la energía requerida desde la fuente de energía primaria, ya sea un motor eléctrico o de combustión interna, hasta el cabezal de rotación. En la actualidad, hay diferentes tipos de sistemas de transmisión: El sistema con poleas y correas, el sistema de transmisión a engranajes y el sistema de transmisión hidráulica. El sistema que se va a usar se selecciona dependiendo de la cantidad de potencia requerida, relación de transmisión, posición y distancia de los de los ejes y costo. Éste sistema se diseña según el tipo de cabezal seleccionado y de la caja reductora interna, si se tuviera.

**1.3.2.3 Sistema de frenado.** Este sistema es el segundo más importante, ya que es el encargado de brindar el frenado que requiere el sistema. Su uso es requerido cuando el sistema se para repentinamente, en la sarta de varillas se va acumulando una gran cantidad energía en forma de torsión, al ocurrir el frenado

éstas giran en forma inversa para liberar la energía acumulada; rotación que puede llegar a alcanzar velocidades tan altas que llegan a causar daños irreversibles al equipo de superficie, desenrosque de la sarta de varillas e incluso la rotura violenta de la polea del cabezal.

De los frenos utilizados se pueden destacar los siguientes:

- ✓ **Freno de accionamiento por fricción:** Compuesto tradicionalmente de un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulicamente o mecánicamente cuando se ejecuta el giro a la inversa. La mayoría de estos sistemas son instalados externamente al cuerpo del cabezal, con el disco acoplado al eje rotatorio que se ajusta al eje del cabezal. Este tipo de freno es utilizado generalmente para potencias transmitidas menores a 75 HP.
  
- ✓ **Freno de accionamiento Hidráulico:** Es muy utilizado debido a su mayor eficiencia de acción. Es un sistema integrado al cuerpo del cabezal que consiste en un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que gira libremente en el sentido de las agujas del reloj (operación de una BCP). Al ocurrir la marcha hacia atrás, el plato acciona un mecanismo hidráulico que genera resistencia al movimiento inverso, lo que permite que se reduzca considerablemente la velocidad inversa y se disipe la energía acumulada. Dependiendo del diseño del cabezal, este mecanismo hidráulico puede accionarse con juegos de válvula de drenaje, embragues mecánicos, etc.

**1.3.2.4 Motor.** La función del motor es suministrar la potencia requerida por el cabezal para generar el movimiento de rotación que se le debe proveer al rotor por medio de la sarta de varillas. Los sistemas PCP pueden funcionar con motores eléctricos o motores de combustión interna, sin embargo los motores eléctricos son los más aceptados por la industria debido a su mayor eficiencia de operación y capacidad de automatización. Los motores de combustión interna pueden

funcionar ya sea con gas natural, propano, gasolina o diesel; estos están reservados para facilidades remotas donde no se disponga de instalaciones eléctricas o resulte muy costoso instalarlas.

**Figura 5. Motor eléctrico utilizado en sistemas PCP.**



Fuente: Evaluación de los modelos matemáticos utilizados en el diseño de los sistemas de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas. Tesis de Grado. Monsalve D. 2012.

La potencia se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$P_{requerida} = \frac{C * T_{sarta} * N}{\varepsilon_{Transmisión}} \quad (1)$$

Dónde:

$P_{requerida}$ : Potencia total requerida por el sistema (Kw)

$T_{sarta}$ : Torque sobre la sarta de varillas (N\*m o Lb\*ft)

N: Velocidad de rotación (rpm)

$\varepsilon_{Transmisión}$ : Eficiencia de transmisión (%)

C: Constante (Sistema métrico:  $1,504 * 10^{-2}$ ; Sistema inglés:  $1,917 * 10^{-6}$ )

**1.3.2.5 Variadores de frecuencia.** Están basados en el principio de limitador de torque, y sirven para poder cambiar la velocidad en corto tiempo sin necesidad de recurrir a modificaciones mecánicas en los equipos. Funcionan modulando la corriente alterna requerida por el motor, produciendo una señal de salida con voltaje y frecuencia diferente. Si se varía la frecuencia, proporcionalmente varía la velocidad de rotación para así variar la velocidad de operación, lo cual se traduce en un cambio en la producción. En la industria se utilizan distintos tipos de frenos, entre los que se encuentran el Freno de Accionamiento por Fricción, el cual está compuesto de un sistema de disco y pastillas de fricción las cuales se accionan cuando se ejecuta el giro a la inversa; y el Freno de Accionamiento Hidráulico el cual tiene una mayor eficiencia de acción y contiene un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que gira libremente en el sentido de las manecillas del reloj, quien acciona un mecanismo hidráulico al ocurrir el “back spin” que permite que se reduzca la velocidad inversa y se disipe la energía<sup>4</sup>.

**Figura 6. Variador de frecuencia marca UNICO**



Fuente: Evaluación de los modelos matemáticos utilizados en el diseño de los sistemas de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas. Tesis de Grado. Monsalve D. 2012

<sup>4</sup> HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Junio 2008. Pág. 15.

## 1.4 TIPOS DE INSTALACIÓN PCP

**1.4.1 Instalación Convencional.** En la instalación convencional, se arma el BHA (Bottom Hole Assembly) en donde se baja el estator con todos sus accesorios, ellos se conectan a la tubería de producción, que es bajada después del BHA, una vez se bajen todas las juntas, se ancla toda la sarta de producción. Luego se baja el rotor y la varilla; este tipo de instalación consume más tiempo y en consecuencia aumentan los costos de instalación. Las varillas son las que proporcionan el movimiento giratorio, son enroscadas al rotor generando el movimiento giratorio que el sistema exige para ponerse en marcha, en caso de que la instalación sea con varilla continua se requiere de un equipo de intervención denominado Flush By, la cual es una unidad de intervención de pozos de menor tamaño que un taladro.

Aunque se consume mucho tiempo realizando este tipo de instalación, es la que más se utiliza en Colombia.

**1.4.2 Instalación Insertable.** En la configuración de bombas insertables el estator se baja al fondo del pozo conjuntamente con el resto del sistema de subsuelo. En otras palabras, la bomba completa es instalada con la sarta de varillas sin necesidad de remover la columna de tubería de producción, minimizando el tiempo de intervención y, en consecuencia, el costo asociado ha dicho trabajo.

La bomba es la misma que en la configuración convencional con la diferencia de que viene adaptada a un sistema de acople que permite obtener un equipo totalmente ensamblado como una sola pieza. Al rotor se le conecta una extensión de varilla la cual sirve como apoyo al momento de espaciado de la bomba. Los acoples superior e inferior de esta extensión sirven de guía y soporte para la instalación de este sistema.

**1.4.2.1 Ventajas de la instalación insertable.** Poseen las mismas ventajas generales que una BCP convencional, sumado a los beneficios de un sistema insertable:

- ✓ No necesita ser removida la columna de tubería de producción para extraer la bomba del fondo.
- ✓ La sustitución de la bomba de fondo puede ser realizada con ayuda de un equipo pequeño de servicio.
- ✓ Los costos de servicio y mantenimiento son reducidos.
- ✓ La torsión de trabajo es baja, razón por la cual pueden utilizarse varillas de diámetro menor disminuyendo el roce con el tubing.

## **1.5 GEOMETRIA DE LA BOMBA**

La geometría de la bomba está sujeta a la relación de lóbulos entre rotor y estator, y está definida por los siguientes parámetros:

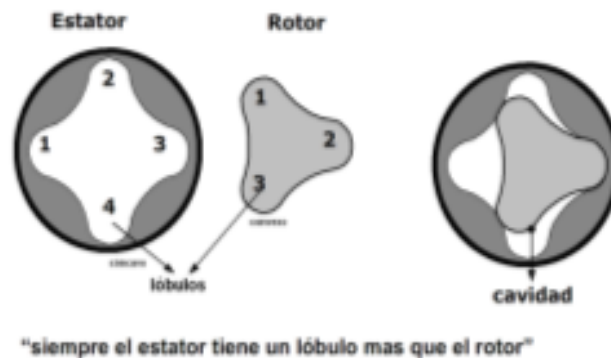
- ✓ Cada ciclo de rotación del rotor produce dos cavidades de fluido.
- ✓ El área es constante, y la velocidad de rotación constante, el caudal es uniforme. Esta acción de bombeo puede asemejarse a la de un pistón moviéndose a través de un cilindro de longitud infinita.
- ✓ La mínima longitud requerida por la bomba; para crear un efecto de acción de bombeo es UN PASO, ésta es entonces una bomba de una etapa. Cada longitud adicional de paso da por resultado una etapa más. El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor (es función del área y de la longitud de la cavidad).
- ✓ En tanto, el caudal es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación.
- ✓ La capacidad de un sistema BCP para vencer una determinada presión está dada por las líneas de sello hidráulico formados entre rotor y estator. Para

obtener esas líneas de sello se requiere una interferencia entre rotor-estator, es decir una compresión entre rotor y estator.

- ✓ Posición relativa del rotor y el estator en una bomba de lóbulo simple.

Existen distintas geometrías en sistemas BCP, y las mismas están relacionadas directamente con el número de lóbulos del estator y rotor. En las siguientes figuras se puede observar un ejemplo donde podremos definir algunas partes importantes.

**Figura 7. Relación de número de lóbulos entre rotor y estator.**



Fuente. CIULLA, Francesco. Principios fundamentales para el diseño de sistemas con bomba de cavidad progresiva. Weatherford. 1999.

La distribución de efectos es dada por la cantidad de veces que la línea de sellos se repite, define el número de etapas de la bomba. Cada etapa está diseñada para soportar una determinada presión diferencial, por lo tanto a mayor número de etapas, mayor es la capacidad para vencer una diferencial de presión. Se pueden presentar distintas combinaciones que afectan a la distribución de la presión dentro de la bomba.

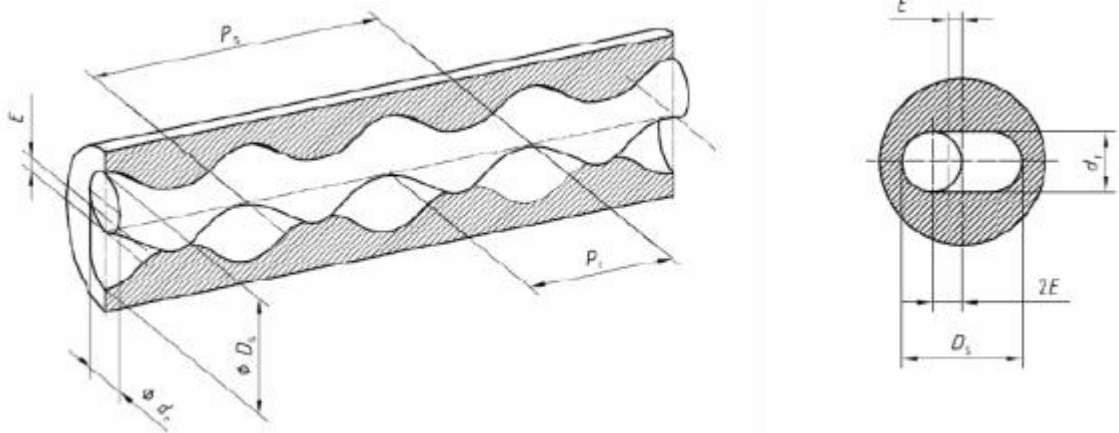
## 1.6 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El bombeo por cavidades progresivas consta de una bomba de desplazamiento positivo conformada por dos partes principales, un rotor de acero de forma helicoidal, el cual es accionado desde superficie por una fuente de energía

externa, que gira sobre su propio eje; y un estator de acero recubierto internamente por un elastómero sintético.

El rotor y el estator no se disponen de forma concéntrica, y el movimiento del rotor es combinado, es decir, rota sobre su propio eje, y a la vez rota sobre el eje del estator. Ésta geometría permite que se forme una serie de cavidades lenticulares en los espacios vacíos entre el rotor y el estator, las cuales son idénticas y separadas entre sí; a medida que el rotor gira en el interior del estator éstas cavidades se van desplazando axialmente desde el fondo del estator hasta superficie, de ésta manera funciona el bombeo por cavidades progresivas. Los siguientes parámetros definen la geometría del sello helicoidal formado por el rotor y el estator:

**Figura 8. Parámetros geométricos de una bomba PCP**



Fuente. HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Versión 2008 v1 Oil production consulting and training. 2008.

Dónde:

**D:** Diámetro mayor del rotor.

**dr:** Diámetro de la sección transversal del rotor.

**E:** Excentricidad del rotor.

**Ps:** Paso del estator.

**Pr:** Paso del rotor.

Cada ciclo de rotación produce dos cavidades, el área transversal de estas cavidades es:

$$A = 4 * d * E \quad (2)$$

El área permanece constante, y el caudal es uniforme a velocidad de rotación constante, ésta acción de bombeo se puede comparar con un pistón moviéndose a través de un cilindro infinito.

Se denomina desplazamiento de la bomba al volumen producido por cada vuelta del rotor y se puede calcular mediante la siguiente expresión:

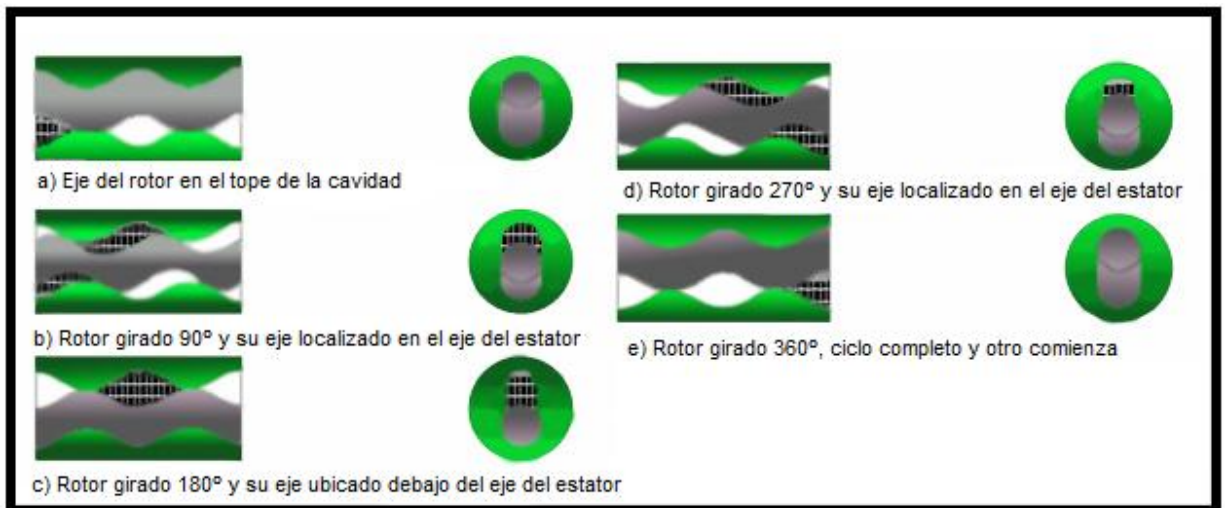
$$V = A * P = 4 * dr * E * Ps \quad (3)$$

Y el caudal es proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación (N), el cual está dado por:

$$Q = V * N = 4 * dr * E * Ps * N \quad (4)$$

El desplazamiento del fluido se ve ilustrado en la siguiente imagen:

Figura 9. Proceso de desplazamiento del fluido en una bomba PCP



Fuente: Marcelo Hirschfeldt. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Modificado por el autor.

## 1.7 CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS

**1.7.1 Etapa.** Es la longitud mínima que necesitan las bombas para poder generar la acción de bombeo, y una etapa equivale a la longitud de una cavidad, cada una de las cuales ejerce una presión diferencial en sus extremos, de manera que ésta se va incrementando de una etapa a la siguiente.

**1.7.2 Nivel estático.** El nivel estático se refiere al nivel de fluido que equilibra exactamente la presión del yacimiento cuando el anular se encuentra abierto (La presión en el casing será cero), en otras palabras, es aquel nivel de fluido medido desde superficie para el cual la presión ejercida por la columna de fluido a la profundidad del yacimiento más la presión del casing ( $CHP=0$ ) es igual a la presión del yacimiento.

Éste es el nivel más alto alcanzado por el fluido en el pozo. La presión ejercida por la columna de fluido en este nivel se denomina presión estática,  $P_s$ .

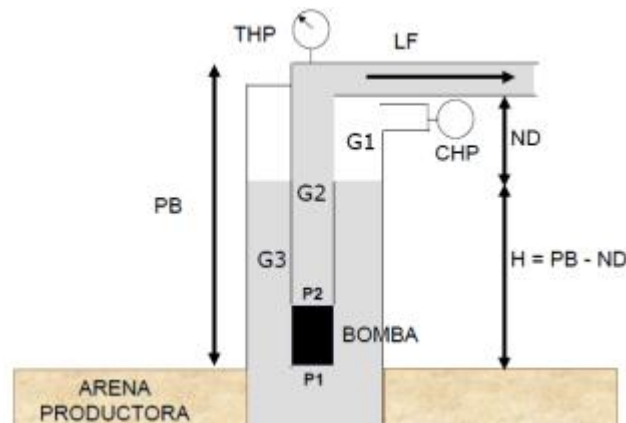
**1.7.3 Nivel dinámico.** Cuando se arranca la bomba, sube el nivel en la tubería de producción hasta superficie, y baja el nivel en el anular, cuando esto sucede, disminuye la presión de fondo, lo que genera una afluencia del fluido desde el yacimiento hacia el pozo, en este momento se puede decir que el pozo ha comenzado a producir. Cuanto más bajo sea el nivel de fluido en el anular, más aumenta la producción. El nivel se estabiliza cuando la producción del yacimiento es igual al caudal de la bomba; en este caso la presión hidrostática más la presión del casing (CHP) equilibra la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ). El nivel de fluido que equilibra la  $P_{wf}$  es llamado nivel dinámico.

El nivel dinámico está asociado a una tasa de producción determinada, si aumenta la producción baja el nivel y viceversa.

**1.7.4 Altura de descarga (head).** Se refiere a la capacidad que tiene la bomba para vencer la presión hidrostática y transportar los fluidos desde el pozo hasta superficie, se puede expresar en unidades de presión o como altura de fluido, y es proporcional al número de etapas.

Con el fin de calcular la presión diferencial es necesario conocer la presión de entrada y salida a la máxima producción esperada del pozo, la diferencia entre estas y el caudal esperado son las variables que se utilizan para seleccionar la bomba.

Figura 10. Esquema de parámetros de un sistema PCP



Fuente: Marcelo Hirschfeldt. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Modificado por el autor.

$$\Delta P = P2 - P1 \quad (5)$$

En donde:

P1= Presión de entrada de la bomba

La presión de entrada de la bomba se puede calcular de la siguiente manera:

$$P1 = CHP + G1 \cdot ND + G2 \cdot H \quad (6)$$

Dónde:

CHP= Presión en el anular o eductor

$G1 \cdot ND$ = Presión debida a la columna de gas en el anular, G1 es el gradiente de gas y ND es el nivel dinámico.

$G2 \cdot H$  = Presión ejercida por el fluido en el anular, siendo G2 el gradiente del fluido y H la altura que el mismo debe alcanzar

H= Sumergencia de la bomba

P2= Presión de descarga de la bomba.

De una manera similar, la presión de descarga de la bomba, P2 puede hallarse por medio de la siguiente expresión:

$$P2 = THP - G3 \cdot PB + DP_{Fr}$$

(7)

Dónde:

THP= Presión de cabezal del pozo

$G3 \cdot PB$ = Presión ejercida por los fluidos en el eductor

DP\_Fr= Diferencial de presión en el educto debido a la viscosidad de los fluidos, la rugosidad interna del eductor y los aclopes de la sarta de cabillas.

**1.7.5 Interferencia.** Característica asociada al desplazamiento de la bomba, y se refiere a la diferencia existente entre el diámetro del rotor y el menor diámetro de la cavidad del estator, la cual garantiza que haya un sello entre las cavidades que permiten la acción de bombeo. Este concepto está asociado al de “escurrimiento”, fenómeno que ocurre cuando el fluido que se está bombeando trata de romper el sello entre las cavidades y regresar a la cavidad anterior, lo cual se debe a la diferencia de presión a la que está sometida la bomba entre su succión y descarga, y se hace más evidente cuando la interferencia es pequeña, obteniendo así baja eficiencia volumétrica. De igual manera el “escurrimiento” también está asociado a la presión en la bomba y a la viscosidad del fluido.

En cuanto a la interferencia óptima se debe encontrar un balance, ya que si es demasiado baja ocurrirá escurrimiento, pero si es muy alta generaría un torque excesivo por fricción lo cual conllevaría a la destrucción del estator. De igual forma los factores que inciden en el valor de interferencia son:

- ✓ **Fluidos del pozo:** si los fluidos que el pozo está produciendo generan en el elastómero un hinchamiento (Lo cual sucede cuando hay incompatibilidad de los fluidos con el elastómero o por uso) la interferencia de la bomba aumenta hasta llegar a ser excesiva. De igual forma la viscosidad de los mismos está directamente relacionada con el escurrimiento, a mayor viscosidad menor escurrimiento, por lo tanto la interferencia para fluidos muy viscosos puede ser menos q para los menos viscosos.

- ✓ **Temperatura de operación:** el elastómero, al estar sometido a altas temperaturas se expande, al igual que el rotor pero éste en menor proporción, fenómenos que influyen directamente sobre la interferencia.
- ✓ **Presión interna en la bomba:** la presión en la bomba genera en el elastómero una compresión, por lo que la interferencia disminuye debido a la deformación de las cavidades, esto es lo que se conoce como “Compression Set”.

## **2. ELASTÓMEROS**

Los elastómeros son la base del sistema PCP, éstos se encuentran recubriendo el estator, y de su adecuada selección depende la vida útil de la bomba PCP, pero los elastómeros tienen ciertas limitaciones que algunas veces hacen inviable su aplicación en un sistema PCP, lo que conllevaría a utilizar un sistema PCP Metal.

Por definición, un elastómero es “un elemento que puede ser estirado un mínimo de dos veces en longitud y recuperar inmediatamente su dimensión original”.

Las características que deben tener los elastómeros para ser usados en un sistema PCP son:

- Resistencia a la fatiga.
- Elasticidad.
- Dureza shore A (Fuerza requerida para deformar la superficie del elastómero).
- Resistencia al corte.
- Resistencia al desgarramiento.
- Resistencia a la abrasión.
- Resiliencia (Velocidad en volver a la forma original y volver a sellar las cavidades).
- Permeabilidad.

### **2.1 ELASTÓMEROS USADOS EN PCP**

Algunos elastómeros generalmente usados en la industria de los hidrocarburos son:

**2.1.1 Caucho NBR (Nitrile Butadiene Rubber).** A mayor proporción de acrilonitrilo, hay una mayor resistencia al CO<sub>2</sub> y a los aromáticos, pero tiene baja resistencia al SH<sub>2</sub>. Tienen a absorber petróleo, y tienen una baja resistencia al agua caliente. (Temperatura máxima 200-210 F).

**2.1.2 HNBR Nitrílico hidrogenado (Hydrogenated Nitrile Butadiene Rubber).** Tienen buena resistencia al SH<sub>2</sub> y a la temperatura, pero baja resistencia a aromáticos, CO<sub>2</sub> y agua caliente. (Temperatura máxima 250F).

**2.1.3 Fluorocarbono.** Posee una excelente resistencia a los aromáticos, al CO<sub>2</sub> y a la temperatura, pero tiene baja resistencia a la abrasión y es complejo de moldear para el sistema PCP. (Temperatura máxima 320F).

## **2.2 AGENTES QUÍMICOS Y FÍSICOS QUE ATACAN LOS ELASTÓMEROS**

**2.2.1 Aromáticos.** Estos producen reacciones químicas con el elastómero, ablandando e hinchando el material.

**2.2.2 Ácido sulfhídrico.** El H<sub>2</sub>S reacciona químicamente con el elastómero hasta que causa vulcanización avanzada.

**2.2.3 Dióxido de carbono.** Causa ablandamiento e hinchamiento de la goma.

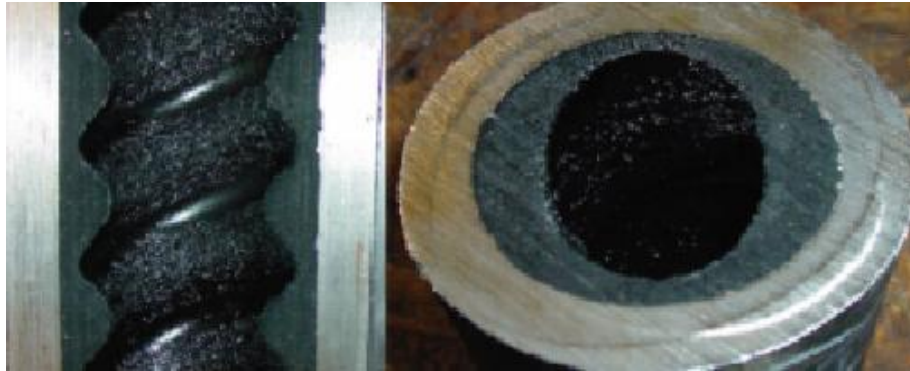
**2.2.4 Temperatura.** Ésta causa la expansión del material, lo cual puede crear reacciones que alteren la estructura química del mismo y por ende causar un deterioro irreversible en sus propiedades. El límite de temperatura de los elastómeros en un sistema PCP se encuentra alrededor de los 330F (170C).

**2.2.5 Parafinas.** Causan encogimiento e incrementan la dureza y el módulo compresivo.

## 2.3 DAÑOS COMUNES A ELASTÓMEROS

**2.3.1 Elastómero Quemado.** Se debe a altas temperaturas de trabajo de la bomba.

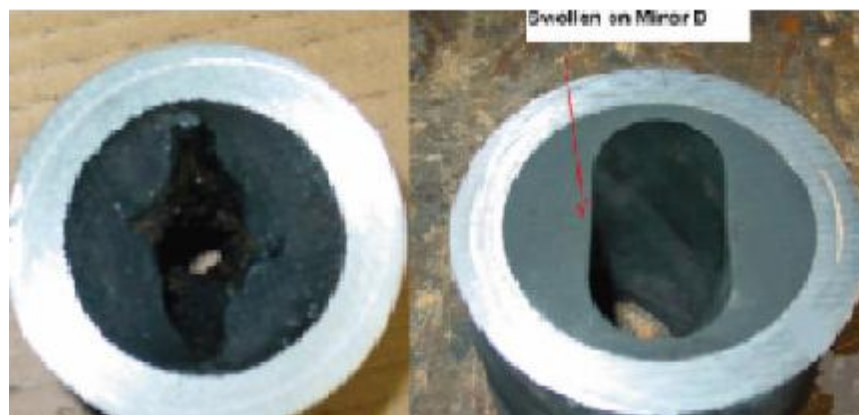
**Figura 11. Fotografía de elastómero quemado**



Fuente: Pump Evaluation Guide, Kudu industries.

**2.3.2 Elastómero hinchado.** Este fenómeno puede causarse debido a la presencia de aromáticos como benceno, tolueno y xileno; la inyección de químicos incompatibles con el elastómero; o presencia de CO<sub>2</sub>.

**Figura 12. Fotografía de elastómero hinchado.**



Fuente: Pump Evaluation Guide, Kudu industries.

**2.3.3 Elastómero despegado.** Esto puede causarse debido a una aplicación incorrecta del agente de pegado del elastómero con la pared interior del estator, o bien puede ser debido al calentamiento extremo de la bomba (Alta temperatura del agujero, o calentamiento generado por la bomba).

**Figura 13. Fotografía de elastómero despegado**



Fuente: Pump Evaluation Guide, Kudu industries.

### **3. BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS TIPO METAL – METAL**

El uso extensivo del PCP ha sido limitado debido a factores como la temperatura de los fluidos manejados, incompatibilidad química con gases y líquidos producidos, y la alta presión diferencial aplicada a las bombas durante la operación la cual afecta su vida útil y reduce su eficiencia volumétrica y mecánica, resultando en un incremento del costo operacional.

Tradicionalmente los PCP han sido equipadas con estatores elastoméricos que les permiten operar con cero espaciado interno, mientras esto elimina las fugas internas o el deslizamiento, la presión alcanzable aumenta y el tiempo de vida se ve limitado.

Algunos investigadores como Pardey (1999) han propuesto reemplazar el material elastomérico usado en el estator por otro material con mejores propiedades mecánicas, mayor resistencia química y más tolerante a las altas temperaturas. Pero, de acuerdo con la regla de Moineau, debe existir contacto entre el rotor y el estator para una operación exitosa de la bomba. Bajo esta regla, sólo materiales con muy bajo coeficiente de fricción podrían ser usados para el estator.

Vetter y Wirth (1995) encontraron que esto no es necesariamente cierto y ellos demostraron que una bomba de cavidades progresivas con un espaciado entre el rotor y el estator podría funcionar. Esto hace posible el uso de un material metálico como: acero, bronce y aleaciones.

#### **3.1 GENERALIDADES**

Los sistemas PCP convencionales tienen limitaciones en cuanto a la degradación física y química de los elastómeros en ciertas aplicaciones, como altas

temperaturas de fondo y altas concentraciones de gases corrosivos (CO<sub>2</sub> ó H<sub>2</sub>S) en los fluidos que se están produciendo; es por esto que se ha desarrollado el sistema PCP tipo metal – metal. Estos sistemas ofrecen un estator hecho completamente de metal, lo cual permite que el sistema sea capaz de soportar temperaturas más altas, y la producción de fluidos con contaminantes que ya no van a reaccionar con el elastómero.

Las bombas de cavidades progresivas tipo metal – metal se han probado en campos de crudo pesado y extra pesado que utilizan métodos de recuperación térmica, como inyección alterna de vapor, inyección continua de vapor, SAGD o en inyección de vapor combinado con solvente.

**Figura 14. Fotografías de instalaciones de PCP Metal-Metal en aplicaciones de alta temperatura.**



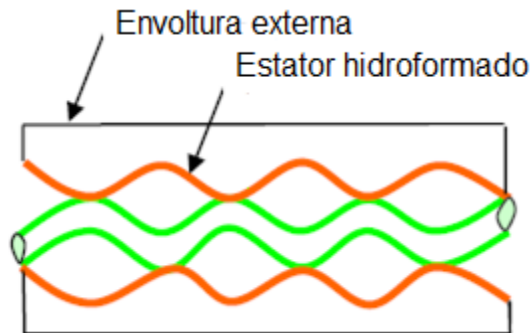
Fuente. Brochure Kudu's Thermal Package. Kudu Industries.

El diseño del PCP metal-metal consiste en:

- ✓ Un rotor recubierto similar al rotor de la bomba PCP convencional.
- ✓ Un estator hidroformado

- ✓ Una envoltura externa que permite la conexión de todos los elementos así como las conexiones API para adaptar con la tubería de producción.

**Figura 15. Esquema Rotor-Estator PCP Metal-Metal**



Fuente: BEAUQUIN, J. L. et al. SPE 97796. Development Status of a Metal Progressing Cavity Pumps for Heavy Oil and Hot Production Wells.

El estator de estos sistemas se fabrica por pequeñas secciones, que luego son unidas y fijadas dentro de un casing externo de metal, y con el fin de alcanzar la configuración deseada se utilizan secciones de metal hidrofórmadas. Vale la pena mencionar que la ausencia de cualquier elastómero en estos sistemas proporcionan una ventaja en la vida operacional en pozos en donde los ambientes de fondo causen graves hinchazones o degradación de los mismos.

El PCP metal está diseñado para tener un tiempo de vida mínimo de un año (8000 horas) y habilidad de manejar hasta un 5% de contenido de arenas en el aceite. Estos sistemas requieren instalaciones y herramientas de operación similares a las de un PCP convencional, pero existen unos pasos adicionales que se involucran en el arranque de las bombas metálicas.

En términos de funcionalidad, los sistemas PCP metal – metal logran el sellado mediante un espacio ajustado entre el rotor y el estator, y no por un ajuste de interferencia como en el caso de las bombas convencionales, por lo que cuando se están bombeando fluidos con baja viscosidad se pueden presentar deslizamientos y bajas eficiencias, pero en caso de bombear fluidos con viscosidades mayores a

100 cp estos sistemas son muy efectivos. Igualmente son capaces de soportar cortes de agua por encima de 60%.

### **3.1.1 Ventajas de la bomba PCP Metal-Metal**

- ✓ Fácil control de la tasa de flujo
- ✓ Fácil de instalar similar al PCP convencional.
- ✓ Rango de temperatura de operación alto, más de 390°F
- ✓ Acepta bajas o altas viscosidades
- ✓ Puede operar con baja presión de fondo fluyendo.
- ✓ No hay cizallamiento ni formación de emulsiones.
- ✓ Fácil puesta en marcha inicial a altas viscosidades.
- ✓ El acero no reaccionara con el fluido bombeado en la mayoría de los casos, y se escoge con el fin de que tenga la misma expansión térmica que el rotor, para que el espaciamiento de entre las partes sea constante a cualquier temperatura de operación.
- ✓ Los elementos del bombeo tipo Metal-Metal están diseñados para aproximadamente 1200 metros de levantamiento.
- ✓ La tecnología metal-metal es adecuada para la inyección de solventes.
- ✓ Menor costo capital que los sistemas de bombeo Electrosumergible.

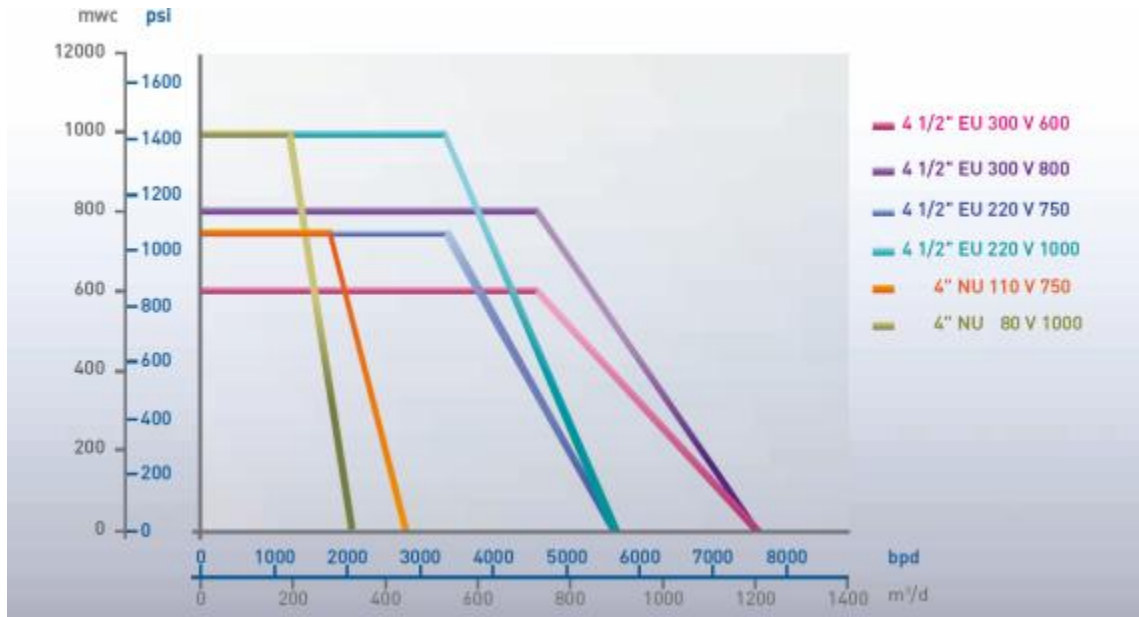
### **3.1.2 Desventajas de la bomba PCP Metal-Metal**

- ✓ Presenta las mismas desventajas de una PCP convencional respecto a la profundidad limitada de asentamiento de las bombas y también que no maneja altos caudales.
- ✓ Maneja menor producción de arena que una PCP convencional debido a su estructura de metal – metal.

### 3.2 RANGO DE BOMBAS PCP METAL – METAL

Desde el 2006 existen diferentes tipos de bombas metal–metal disponibles en el mercado. La siguiente gráfica muestra los rangos de trabajo de varios tipos de ellas.

Figura 16. Rangos de aplicación de bombas AMPCP



Fuente: Brochure PCM Vulcain™

Donde el primer número indica la máxima tasa en m<sup>3</sup>/d a 100 rpm y el segundo número la capacidad nominal del cabezal en metros de agua equivalente. Por ejemplo la bomba 300V800 puede producir 300m<sup>3</sup>/d a una presión de 0 bar y a 100 rpm. Además está clasificada para un diferencial de presión de 800 mWC. Todas las bombas pueden operar hasta 350 °C.

### 3.3 PRINCIPIO DE HIDROFORMADO

Durante el desarrollo de la fabricación de las bombas PCP con estator metálico, el proceso de hidroformado fue el único capaz de garantizar éxito en términos de

desempeño y costo del estator. Esta tecnología se llevó a cabo a mediados de 1990 por las empresas PCM y TOTAL.

El proceso se lleva a cabo al ubicar un tubo de acero en un molde e inyectar agua a alta presión para que el tubo llene las cavidades del molde y obtenga su forma final. El molde puede ser externo con presión interna, o interno con presión externa. Para la fabricación del estator metálico se usa el molde interno con presión externa, debido a que el área en contacto con el rotor en operación es la superficie interna del estator. Posterior al proceso de hidroformado se puede recubrir el estator internamente para incrementar su dureza, resistencia a la abrasión y por lo tanto su vida útil.

### **3.4 COMPONENTES DEL SISTEMA PCP METAL**

#### **3.4.1 Equipo de Superficie**

**3.4.1.1 Cabezal resistente a altas temperaturas:** Tienen la misma funcionalidad de un cabezal convencional, y existen cabezales de 40 HP, 60HP, 125HP y 200HP.

**Figura 17. Cabezal resistente a altas temperaturas para AMPCP**



Fuente: Página web Kudu industries ([www.kudupump.com](http://www.kudupump.com))

**3.4.1.2 Sello preventor de fugas.** Se ha probado en campo para operaciones con SAGD y estimulación cíclica de vapor.

**3.4.1.3 Válvulas preventoras.** Válvulas que se instalan en la parte superior del pozo para provocar el cierre del mismo frente a una surgencia descontrolada o reventón, cuando el petróleo y/o gas de las formaciones atravesadas traten de fluir a superficie.

**Figura 18. Fotografía de válvulas preventoras para sistema AMPCP**



Fuente: PCM Vulcain™ demo.

**3.4.1.4 Variador de frecuencia.** Para incrementar la flexibilidad de producción controlando la tasa de flujo.

**3.4.1.5 Monitor del desempeño de la bomba.** Sirve para conocer el comportamiento de la bomba en cualquier instante.

### **3.4.2 Equipos de Subsuelo**

**3.4.2.1 Completamiento.** Se puede usar sarta de tuberías convencionales, continuas o huecas (Siempre que se permita a la sarta entrar en pozos con alto DLS). El resto de la sarta se puede comparar con un completamiento de PCP convencional: una barra de 3m o de 7.62m que permita el movimiento excéntrico del rotor; y una barra pulida de 1,5 – 3m más larga que el rotor que permita al tubing ser inundado con agua, fluido producido o vapor. La barra lisa también provee una superficie de sellado suave para el sello de alta temperatura.

**3.4.2.2 Centralizador metálico resistente a altas temperaturas.** Son útiles para aplicaciones en pozos desviados para que la bomba no quede recostada en la tubería.

**Figura 19. Centralizador metálico resistente a altas temperaturas.**



Fuente: PCM Vulcain<sup>TM</sup> demo.

**3.4.2.3 Bujías de paro.** Vitales para la instalación del PCP Metal. Sirve para espaciar la sarta de varillas cuando éstas se ensanchan al aplicar a la bomba una temperatura y diferencial de presión.

**3.4.2.4 Anclas anti-vibración/anti-torque.** Reducen el movimiento del tubing, vibraciones y resonancia armónica. El ancla se instala por debajo de la bomba para prevenir la rotación de la sarta.

**Figura 20. Anclas antivibración para AMPCP**



Fuente: PCM Vulcain™ demo.

### **3.5 DESEMPEÑO DE UNA BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS TIPO METAL-METAL**

Según una investigación realizada por ingenieros de PDVSA, donde se realizaron experimentos para comprender el desempeño de las bombas PCP Metal-Metal, con flujo monofásico y bifásico. Se asume que el fluido es incompresible, los fluidos son newtonianos y las condiciones de flujo son isotérmicas.

Los resultados del experimento indicaron que existe flujo Couette (Sclicting 1986) entre el rotor y el estator a cero diferencial de presión, pero en caso de que el diferencial de presión incremente, se presenta un flujo de deslizamiento inverso llamado flujo de Poiseuille, que reduce el volumen total desplazado. Este flujo inverso crea regiones de alta presión que sellan las cavidades adyacentes.

#### **✓ Flujo Couette**

El Flujo de Couette se refiere al flujo laminar de un fluido viscoso fluido en el espacio entre dos planos paralelos (placas), en el que uno está en movimiento relativo con respecto al otro.

El flujo es conducido en virtud a la fuerza de arrastre actuante sobre éste y al gradiente de presión aplicado entre las dos placas.

El flujo de Couette es un flujo de perfil lineal creado por el movimiento de la placa únicamente.

#### ✓ **Flujo Poiseuille**

El Flujo de Poiseuille es inducido por la presión de flujo en un conducto largo, por lo general una tubería. Se asume que hay flujo laminar de un fluido newtoniano incompresible con una viscosidad inducido por una diferencia de presión en una tubería.

**3.5.1 Interferencia.** Una bomba PCP metal-metal es una bomba de interferencia negativa, esto quiere decir que el radio del estator es mayor que el del rotor, creándose así un espaciamento.

$$w = \frac{d_r - d_{st}}{2} \quad (8)$$

Dónde:

$w$ : Interferencia

$d_r$ : Diámetro del rotor

$d_{st}$ : Diámetro del estator

**3.5.2 Desplazamiento.** El desplazamiento de este tipo de bombas con interferencia negativa puede ser calculado comenzando con el volumen libre entre el rotor y el estator, éste se obtiene multiplicando el área libre de la sección transversal de la bomba por el paso del estator.

Área libre de la sección transversal de la bomba, A:

$$A = 4ed_r - 8ew - \pi d_r w - w^2 \quad (9)$$

Volumen libre o desplazamiento, D:

$$D = 4ed_r - 8ew - \pi d_r w - w^2 \quad * Paso_{st} \quad (10)$$

Luego la tasa de flujo teórica es calculada multiplicando el desplazamiento por la velocidad rotacional de la bomba:

$$Q_t = D * \eta_{rotor} \quad 11$$

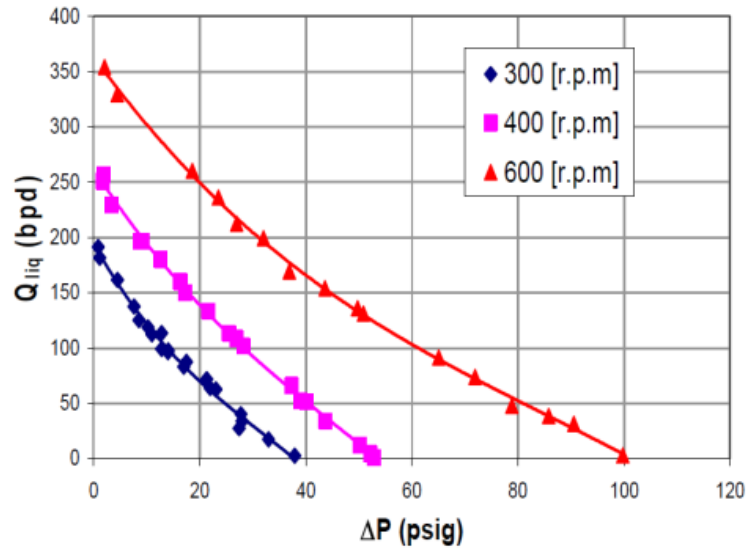
**3.5.3 Cinemática de operación de la bomba.** En las bombas PCP metal-metal, por tener interferencia negativa, no existe contacto entre el rotor y el estator, el rotor tiene un grado de libertad adicional a diferencia de las bombas convencionales (Las cuales describen un movimiento hipocloidal) que le permite desplazarse en dos direcciones describiendo un movimiento elipsoidal.

Está demostrado que el fluido dentro de la bomba afecta la cinemática del rotor, si el fluido es incompresible, durante la operación éste llena el espaciamento entre el rotor y el estator. Este efecto tipo cojinete previene que el rotor se contacte con la pared del estator, restringiendo su movimiento y obligándolo a describir un movimiento hipocloidal.

**3.5.4 Curvas de flujo monofásico.** A medida que incrementa el diferencial de presión, el caudal disminuye. Además de esto el incremento de la viscosidad produce una mayor tasa de flujo, por lo tanto una mayor eficiencia, y también a mayor viscosidad, el diferencial de presión al cual no va a fluir el fluido es mayor.

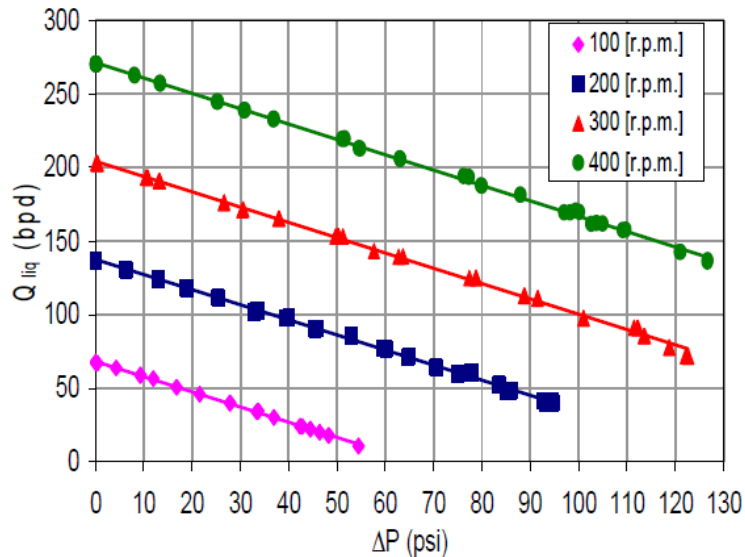
Las PCP metal-metal difieren del PCP convencional porque los primeros poseen una mínima velocidad de operación que depende de la viscosidad del fluido.

**Figura 21. Curvas de flujo monofásico para un fluido de 1cP**



Fuente: GAMBOA, Jose *et al*; Understanding the Performance of a Progressive Cavity Pump with a Metallic Stator; Venezuela, 2004.

**Figura 22. Curvas de flujo monofásico para un fluido de 42cP**

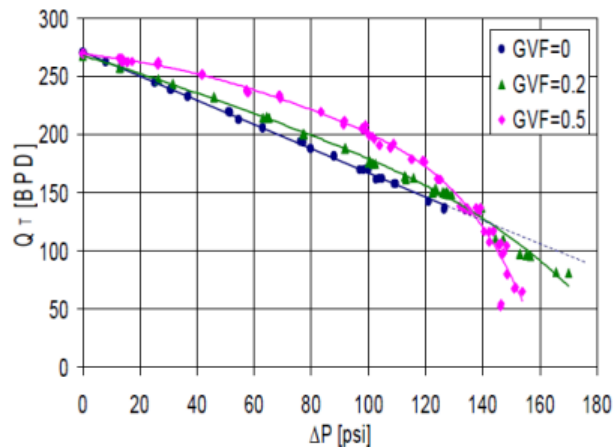


Fuente: GAMBOA, Jose *et al*; Understanding the Performance of a Progressive Cavity Pump with a Metallic Stator; Venezuela, 2004.

**3.5.5 Curvas de flujo multifásico.** El GVF (Gas void fraction, la fracción de gas producido sobre fluidos totales producidos) y la velocidad de operación son las variables operacionales que afectan el desempeño de una PCP con estator metálico que maneja fluido en dos fases.

El caudal total disminuye de manera no lineal con el incremento del diferencial de presión. Cuando el GVF en la succión incrementa, la tasa total de flujo incrementa y como consecuencia la eficiencia volumétrica, pero esta mejora tiende a disminuir, incluso a desaparecer para altos diferenciales de presión. La eficiencia volumétrica también incrementa cuando la velocidad rotacional aumenta, y disminuye notablemente con altos GVF. Los resultados del experimento arrojan la conclusión de que las cavidades en los extremos tienen un comportamiento distinto al resto de las cavidades internas. La primera cavidad juega un rol fundamental cuando la bomba maneja mezclas de gas y líquido, específicamente la función de esta cavidad es reducir la fracción de gas en la mezcla para que las otras cavidades no realicen un trabajo de compresión. Cuando las otras cavidades realizan este trabajo de compresión la bomba opera menos eficientemente y la tasa total de flujo cae rápidamente a un bajo diferencial de presión.

**Figura 23. Comportamiento de una AMPCP con respecto al GVF**



Fuente: GAMBOA, Jose *et al*; Understanding the Performance of a Progressive Cavity Pump with a Metallic Stator; Venezuela, 2004.

### 3.6 COMPARACIÓN ENTRE PCP CONVENCIONAL Y PCP METAL

La bomba metálica provee un rango más amplio de aplicaciones que la bomba de elastómeros en términos de:

- ✓ **Temperatura de operación:** El acero y su recubrimiento soporta tanto altas temperaturas (Más de 200 C – 390 F), como temperaturas negativas. El material del rotor y el estator se escoge a fin de que tengan la misma expansión térmica, así el espacio entre ambas partes permanezca el mismo sin importar la temperatura.
- ✓ **Compatibilidad química con el fluido bombeado:** El acero no reaccionará con el fluido bombeado en la mayoría de los casos. (Excepto cuando el contenido de H<sub>2</sub>S es muy alto, lo que implicaría el uso de aceros dúplex o equivalentes).

## 4. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZO

Con el fin de seleccionar de manera adecuada los pozos cuyas condiciones permitan la implementación del sistema de bombeo por cavidades progresivas tipo metal – metal y poder realizar el estudio de viabilidad técnica y financiera, se creó una metodología para escoger de manera óptima los campos y pozos a lo cual se le aplicara lo anteriormente expuesto. Dicha metodología se explica a continuación.

### 4.1 METODOLOGIA DE SELECCIÓN

**4.1.1 Recopilación de información.** En primer lugar se buscará información de los campos que en Colombia estén realizando procesos de recobro térmico, recopilando características de cada uno, numero de pozos, presiones, caudales, sistema de levantamiento utilizados. De igual manera se buscarán campos en los cuales el fluido producido tenga alto contenido de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, donde habiendo implementado el sistema de levantamiento artificial PCP convencional, haya presentado recurrentes fallas por hinchamiento o endurecimiento del elastómero; obteniendo la información anteriormente expuesta. Se organizará la información con el fin de determinar los parámetros bases de selección de los pozos.

**4.1.2 Selección del campo.** El criterio más importante para la selección del campo es la temperatura, el campo a seleccionar debía manejar temperaturas de fluido mayores a 250°F, de lo contrario, la implementación del PCP metal-metal no sería justificable, ya que un PCP elastomérico cubriría las necesidades de éste. Estas temperaturas son logradas por una estimulación térmica, por lo tanto se hará un filtro de los campos colombianos de crudo pesado y extrapesado que desarrollaran proyectos de inyección cíclica de vapor.

Por otro lado, el sistema de levantamiento artificial PCP metal-metal funciona mejor con fluidos de grandes viscosidades, por lo tanto el crudo debe tener una viscosidad mayor a 100 cP, para que sea factible utilizar el bombeo por cavidades progresivas.

Otro criterio de selección de campo es el contenido de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, aromáticos y/o parafinas, que causen daños en el elastómero de un sistema PCP ya instalado, ya que el PCP metal-metal puede lidiar con este tipo de contaminantes sin que las partes del sistema reaccionen con ellos; cabe resaltar que éste criterio no está obligatoriamente ligado al criterio principal.

**4.1.3 Selección del pozo.** Después de recopilada la información de campos y pozos, de los mismos se seleccionará los pozos cuyas características permitan la correcta instalación del sistema PCP Metal – Metal y en los que se haya presentado fallas en las bombas PCP convencionales por altas temperaturas y por presencia de CO<sub>2</sub> o H<sub>2</sub>S. Los parámetros que deben cumplir los pozos se explican a continuación:

**4.1.3.1 Caudal.** El caudal está definido como el volumen de fluido (Ya sea petróleo, gas o agua) que avanza en una unidad de tiempo. Para este caso en particular, las unidades de medición de líquido serán en barriles por día (BPD), y las de gas en pies cúbicos estándar por día (SCF).

**4.1.3.2 Profundidad.** La profundidad es la distancia que hay verticalmente desde superficie hasta el fondo del pozo o el lugar donde se va a asentar la bomba. Se mide en pies (ft).

**4.1.3.3 Temperatura.** Se define como una magnitud escalar relacionada con la energía interna de un sistema termodinámico, definida por el principio cero de la termodinámica. Más específicamente, está relacionada directamente con la parte

de la energía interna conocida como «energía cinética», que es la energía asociada a los movimientos de las partículas del sistema. Para propósitos de este proyecto, las unidades de energía serán las usadas en campo, grados Fahrenheit.

**4.1.3.4 Contenido de Agua y Sedimentos (BS&W).** Un sedimento es un contaminante sólido que acompaña al hidrocarburo que puede estar en suspensión o separado. Son procedentes de la roca almacén. El contenido de agua y sedimentos se puede calcular utilizando una centrífuga.

**4.1.3.5 Contenido de Azufre.** El azufre se encuentra como un contaminante del crudo, el problema operacional más importante que este causa es la corrosión. En el crudo se le puede encontrar como  $H_2S$ , como azufre libre disuelto y también en compuestos orgánicos como mercaptanos, tiofenos, ácidos sulfónicos, sulfatos y sulfuros de alquilo.

Se dice que un crudo es dulce cuando su contenido de azufre es inferior al 0,5%, y que es agrio cuando éste es mayor o igual al 1%. El contenido de azufre del crudo WTI es del 0.24% y el del crudo Brent Blend es del 0.37%.

El método más popular para determinar el contenido de azufre para el crudo es el método del tubo de cuarzo.

**4.1.3.6 Contenido de Gas.** El gas se desprende del hidrocarburo cuando la presión del fluido cae por debajo de la presión de punto de burbuja, en este momento se empiezan a formar burbujas de gas y se empieza a producir el mismo. El contenido de gas puede ser medido por medio de la relación gas-aceite, más conocida como GOR, la cual expresa el caudal de gas producido en relación con el caudal de aceite producido, sus unidades son SCF/STB.

Los siguientes son los valores referencia de los parámetros listados anteriormente:

- ✓ Caudal manejado menor a 7500 BPD, debido a que las bombas no manejan caudales superiores a este.
- ✓ Profundidad menor a 9500 ft.
- ✓ Temperatura máxima 660°F.
- ✓ Contenido de arena producida menor al 5%.
- ✓ Bajo contenido de gas libre, GOR < 30%.

En la tabla mostrada a continuación, se resumen las aplicaciones récord del PCP metal-metal, es decir las condiciones máximas a las cuales ha trabajado este:

**Tabla 1. Máximos rangos de aplicación del sistema PCP tipo Metal-Metal.**

APLICACIONES RECORD DE PCP METAL	
Máximo cont. CO <sub>2</sub>	33%
Máximo cont. H <sub>2</sub> S	1.20%
Máximo DLS por encima de la bomba	13.1°/100ft
Máximo DLS a la profundidad de la bomba	5°/100ft
Máxima temperatura del fluido de fondo	210°C
Máxima temperatura del vapor	320°C
Máxima temperatura del fluido fluyendo	250°C
Máxima vida útil	33 Meses
Máxima profundidad de asentamiento	860 m (TVD)
Máximo contenido de arena	2%
Máximo GOR en la succión de la bomba	30%

Fuente: BINGCHANG, W.; The Special Successful PCP Applications in Heavy Oilfield. SPE 136817. Alberta, Canadá, 2010.

## **4.2 SCREENING DE CAMPOS COLOMBIANOS PARA ALTO CONTENIDO DE H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>**

Se hizo el análisis de factibilidad de la bomba PCP metal-metal en pozos con esta situación para dos campos colombianos debido a la disponibilidad de información: El primero fue la Cira-Infantas, y el segundo el campo Casabe.

**4.2.1 La Cira – Infantas.** El campo La Cira-Infantas se encuentra ubicado en la parte central de la Antigua Concesión de Mares, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al este del río Magdalena y al Sur del río Sogamoso, en el corregimiento de El Centro, departamento de Santander, Colombia.

Infantas corresponde a un anticlinal fallado y La Cira es un domo fallado al Noreste de Infantas. Ambos inicialmente eran considerados como dos campos diferentes pero que estaban contiguos y producían de las mismas formaciones geológicas.

Occidental de Colombia fue seleccionada para suscribir un acuerdo de intención con el objetivo de analizar conjuntamente la viabilidad técnica y comercial de estructurar un proyecto de aplicación tecnológica y recobro incremental en el campo. Con el estudio se decidió si el proyecto era viable y por esta razón Occidental de Colombia, pacto un tratado con Ecopetrol, que por parte de Oxy, formo Occidental Andina LLC (*Limited Liability Company*), que lleva adelante el desarrollo de este proyecto La Cira – Infantas, pero este convenio contemplo que Ecopetrol continuaría como operador de las actividades de producción del campo.

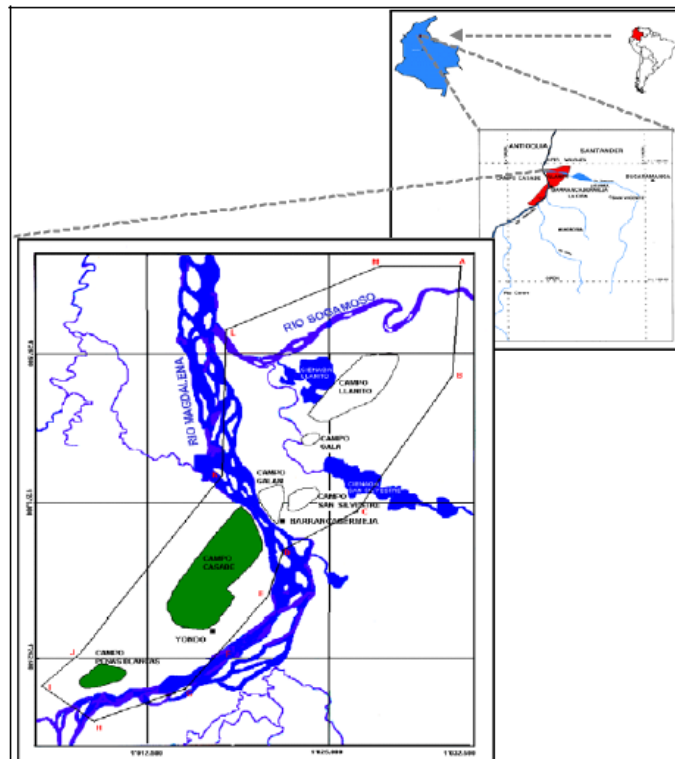
**4.2.1.1 Sistemas de levantamiento artificial en la Cira – Infantas.** Para el campo La Cira – Infantas, el 82,4% de los pozos productores cuentan con sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico, el 15.8% cuenta con sistemas de cavidades progresivas y el 1.4% con sistemas de bombeo electro sumergible.

El sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas es el sistema más crítico en cuestión de fallas, sin embargo ninguno de los pozos que implementan el sistema ha presentado fallas recurrentes debido a los gases corrosivos en su vida productiva. Por esta razón se descarta La Cira- Infantas como campo para la implementación de un AMPCP.

## 4.2.2 Casabe

**4.2.2.1 Localización.** El campo de Casabe está ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el municipio de Yondó (Antioquia) en la frontera con Santander, en la margen izquierda del río Magdalena, frente a la ciudad de Barrancabermeja.

**Figura 24. Localización del campo Casabe**



Fuente: Ecopetrol S.A.

**4.2.2.2 Reseña Histórica.** Casabe fue descubierto en 1941 con la perforación del pozo CSB 1, en las arenas A1, completado el 20 de octubre del mismo año por la compañía Shell de Colombia; inició su producción comercialmente cuatro años después, en junio de 1945, desarrollada a través de 448 pozos con espaciamiento promedio de 13 acres, de los cuales 10 resultaron secos. Su pico de producción lo alcanzó hace casi 50 años en 1956, con 46 mil barriles por día provenientes de 414 pozos.

La compañía Colombiana de Petróleos El Condor operó este campo hasta diciembre de 1974, fecha en la cual la concesión se revirtió al país, por lo tanto Ecopetrol se hizo cargo de su operación.

La declinación lo llevó a producir 4.400 diarios a finales de los 70, cuando se decidió realizar una inversión de más de US\$300 millones para recuperar 70 millones de barriles adicionales. En 1977 se iniciaron los estudios para el desarrollo secundario del campo y en febrero de 1982 la junta directiva de Ecopetrol aprobó la realización del proyecto “Desarrollo secundario del Campo Casabe mediante inundación con agua”, con este proyecto se pretendió incrementar el factor de recobro total de 16.9% a 22% en 16 años. El 21 de junio de 1985 se inicia el recobro secundario del campo en el sector norte, y en diciembre de 1988 en el sector sur.

En 1979, la empresa ECOPETROL S.A. inició la explotación secundaria del campo mediante pilotos de inyección de agua dulce proveniente de la Formación La Mesa, estrategia que se extendió a partir de 1985 al resto del campo mediante patrones de 5 pozos.

Dos décadas después de ese primer proyecto de recuperación secundaria, Ecopetrol vislumbró una segunda posibilidad incorporando nueva tecnología y por eso decidió incluirlo en la ronda de negocios 2000. Sin embargo, no se recibieron ofertas definitivas.

En 2001, Ecopetrol y Schlumberger realizaron un estudio del campo y determinaron que era posible construir las bases para celebrar un contrato que tuviera por objeto llevar a cabo un proyecto de aplicación tecnológica que permita incrementar el factor de recobro. Dentro del marco de esta alianza tecnológica se ha logrado incrementar la producción desde 5000 BOPD hasta 18000 BOPD e incrementar la inyección de agua de 25000 BWPD hasta 110000 BWPD.

Casabe se caracteriza por un bajo nivel de recobro (24%) y la disponibilidad de infraestructura de almacenamiento, tratamiento e inyección de agua, sin contar que se encuentra a unos seis kilómetros de la Refinería de Barrancabermeja. Los estudios llevaron a que se suscribiera una carta de intención en 2002 para definir las condiciones de un acuerdo comercial.

Posteriormente, definieron un piloto que pretende recuperar 10 millones de barriles adicionales, mediante la perforación de seis pozos y la aplicación de tecnología en los pozos actuales.

Para estas labores Ecopetrol, que continuará como operador del campo, se beneficiará de la experiencia de una compañía de servicios de alta tecnología, que ha realizado trabajos similares para mejorar la explotación de los campos en países como Venezuela, Estados Unidos y Brasil.

La mayor novedad de este proyecto de colaboración empresarial es que contempla que habrá recuperación de costos y utilidades en la medida en que se produzcan resultados. Es decir, los trabajos se realizan a riesgo y sólo habrá ganancias para

el contratista contra mejorías comprobadas en la producción y en la incorporación de más reservas.

En la actualidad, el campo tiene una producción promedio de 19000 BPD y BWPD con una producción acumulada de aceite de MBLS. La inyección de agua ronda los 30000 BWPD.

**4.2.2.3 Geología.** Los sectores occidental y nororiental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena están caracterizados estructuralmente por fallas de rumbo relacionadas con el evento de Wrench que afectó las cordilleras Central durante el Paleoceno y Oriental durante el Mioceno. Los entrampamientos estructurales como el de Casabe son creados por fallas transpresionales asociadas a pliegues anticlinales, el cual involucra por igual a las rocas de tres megasecuencias.

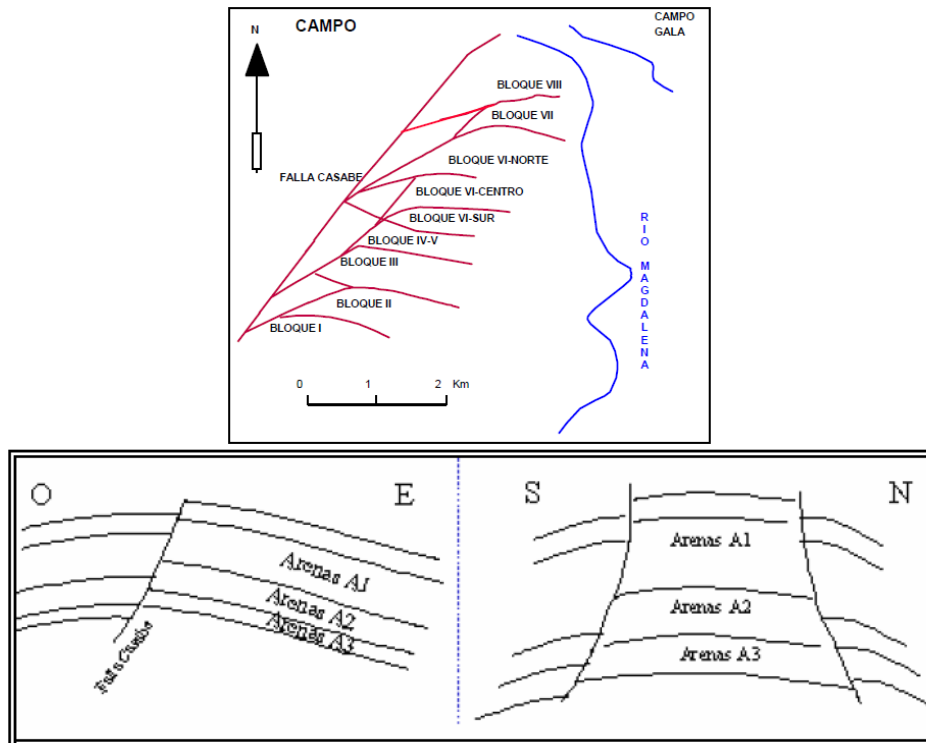
El borde oriental de la cuenca está caracterizado por un cinturón de fallas inversas relacionadas genéticamente a un plegamiento que deformó las tres megasecuencias inferiores desde el mioceno.

➤ **Geología estructural.** El área del campo Casabe se caracteriza estructuralmente por la presencia de un monoclin con buzamiento moderado hacia el Este, afectado por un sistema transpresivo, manifestado por la falla de Casabe, que es una falla inversa con dirección Oeste y rumbo SW-NE, a la cual se asocia un evento de relajación que dio origen a fallas Normales, de dirección E-W, que separa la estructura en bloques, y que constituye el sistema de entrampamiento en el terciario.

Esta estructuración se ha aprovechado operativamente para el desarrollo del campo, el cual se ha dividido en 8 bloques de sur a norte, cada uno delimitado por fallas normales.

El fallamiento, característico de una zona de Wrench, desarrolló estructuras en la secuencia del Cretáceo, que fueron erodadas durante el Eoceno y que han sido parcialmente probadas.

**Figura 25. Esquema estructural del campo Casabe.**



Fuente: RODRIGUEZ M., Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en el Campo Casabe. 2005.

- **Estratigrafía.** La estratigrafía del área del campo Casabe refleja una serie de eventos tectonosedimentarios, ocurridos a lo largo del desarrollo geológico de la cuenca del Valle Medio del río Magdalena.

El desarrollo de la cuenca comienza con un evento de Rifting durante el Triásico y Jurásico, donde la Megasecuencia dominante corresponde a depósitos de ambientes continentales que dieron origen a un depósito de molasa conocido como Formación Girón.

Durante el Cretáceo la cuenca se desarrolló como una cuenca Retroarco, al este de la zona de subducción andina, que fue afectada por un evento transgresivo marino, donde se desarrollaron secuencias arenas y secuencias alternantes de calizas y shales que se conoce como secuencia Cretácea.

El episodio de acreción de la cordillera Occidental transformó al Valle Medio del Río Magdalena en una cuenca antepaís, con influencia continental y aportes significativos de sedimentos provenientes de rocas volcánicas e intrusivas emplazadas en el Macizo de Santander (Este) y la cordillera Central (Oeste), los cuales se depositaron sobre una superficie erosiva producto de la deformación y posterior erosión de los sedimentos hasta entonces depositados. Tal superficie erosiva se reconoce regionalmente como Discordancia del Eoceno Medio.

En el registro sedimentario los depósitos provenientes del Macizo de Santander y La Cordillera Central se reconocen como las formaciones La Paz y Esmeraldas, de edad Eoceno Superior y las formaciones Mugrosa y Colorado, de edad Oligoceno a Mioceno Medio, que corresponden a depósitos de arenitas cuarzofeldespáticas, conglomerados, limolitas y arcillas depositados en ambientes fluviales trenzados y meandriformes.

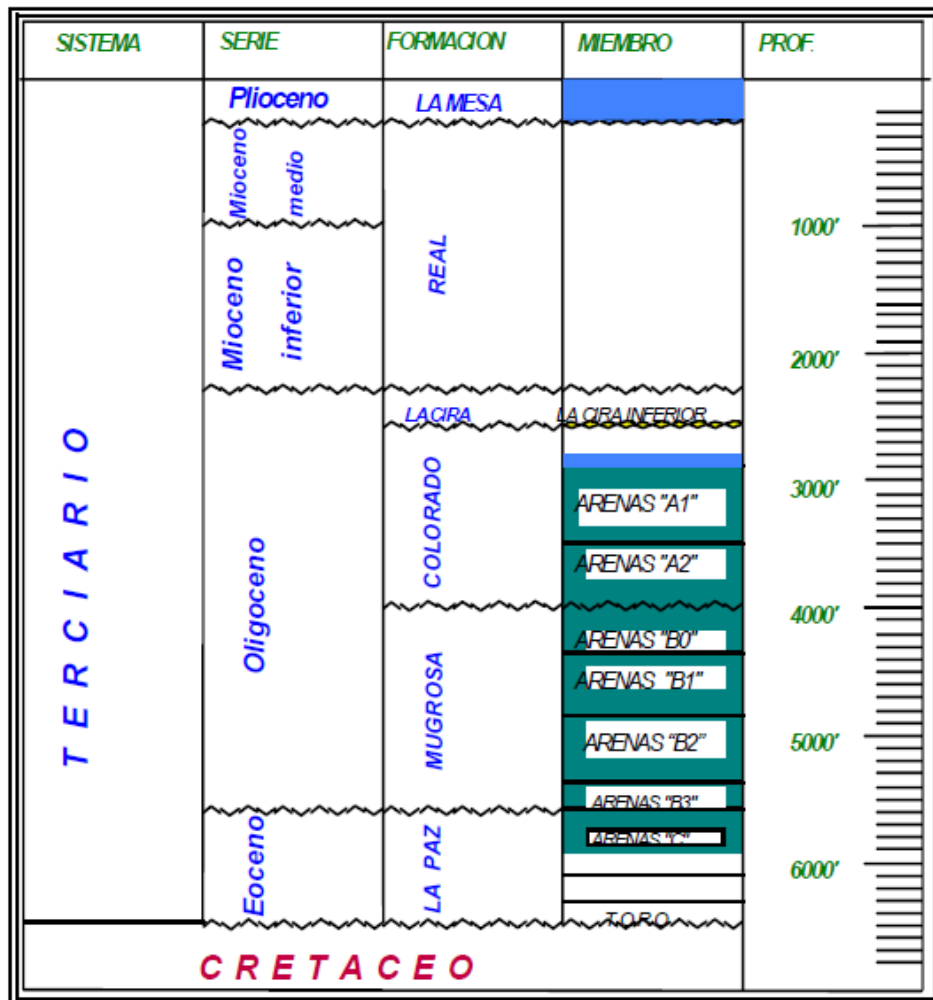
A partir del Mioceno Medio se inicia un nuevo ciclo de sedimentación, que obedece a la reactivación de la actividad tectónica transformando al Valle Medio del Río Magdalena en una cuenca Intramontana, cuya megasecuencia está representada por el depósito del Grupo Real, que consiste de arenitas y conglomerados que alternan con arcillas; depositados en un ambiente fluvial de alta energía.

El levantamiento de los Andes del Norte de Sur América, ocurre durante el Plioceno-Pleistoceno, que da lugar a un ciclo erosivo que corta parcialmente la secuencia del terciario depositadas hasta entonces. El último ciclo de la Orogenia Andina culmina con el levantamiento de la parte sur de la cuenca y con un ciclo

volcánico, piroclástico de la cordillera Central, que aporta gran parte del material del que está constituido el Grupo Mesa.

Las zonas productoras en el campo corresponden a las arenas presentes en las formaciones Colorado, Mugrosa y La Paz.

Figura 26. Columna estratigráfica del campo Casabe



Fuente: RODRIGUEZ M., Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en el Campo Casabe. 2005.

**4.2.2.3.3 Ambiente de Deposición.** Con base en la información de corazones existentes y mediante la interpretación de registros eléctricos, se estableció que las arenas presentes en las formaciones Colorado, Mugrosa y La Paz se depositaron

en un ambiente fluvial de corrientes meandriformes, las cuales se describen brevemente como sigue:

- ✓ **Formación Colorado:** Consta de arcillolitas con intercalaciones de areniscas, presentan un espesor promedio de 1.400 pies y se desarrolló en un ambiente fluvial. Operacionalmente se subdivide en Arenas A3, A2, A1 y A0.
- ✓ **Formación Mugrosa:** Constituido por arcillolitas de color gris verdoso y areniscas de cuarzo de grano medio a fino. Se desarrolló en un ambiente fluvial, alcanzando un espesor de 1.700 pies. Es reconocida en el campo como Arenas Bo, B1, B2 y B3.
- ✓ **Formación La Paz:** consiste de areniscas conglomeráticas a la base, areniscas de grano medio a fino con estratificación cruzada, y lodolitas, depositada por corrientes fluviales de tipo transicional de canales entrecruzados hasta sistemas meandriformes. En el campo se conocen como Arenas C.

**Figura 27. Diagrama del ambiente de deposición de las formaciones Mugrosa y Colorado**



Fuente: RODRIGUEZ M., Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en el Campo Casabe. 2005.

#### **4.2.2.4 Propiedades del Yacimiento**

- **Propiedades petrofísicas y de fluido.** Las propiedades petrofísicas del yacimiento reflejan las características geológicas que fueron descritas anteriormente, y se pueden resumir en las siguientes tablas:

**Tabla 2. Propiedades petrofísicas del campo Casabe**

Parámetro	Formación Colorado		Formación Mugrosa	
	A1	A2	B1	B2
Zonas productoras				
Area (Acres)	4,570	3,875	2,030	2,449
Profundidad promedio (ft)	2,600	2,900	3,900	4,200
Espesor neto (ft)	76	78	43	23
Porosidad promedio (%)	24	24	25.5	25.5
Permeabilidad promedio (md)	225	225	385	385
Swi (%)	23	23	23	23
Tipo de crudo	Asfaltenos			
Mecanismo de producción	Inyección de Agua			

Fuente: RODRIGUEZ M., Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en el Campo Casabe. 2005.

**Tabla 3. Propiedades de fluido del Campo Casabe**

Parámetros	Campo Casabe	
	Zona A	Zona B
Gravedad API	19	20
Viscosidad @ Pb (Cp)	43	21
Factor volumétrico inicial	1.083	1.117
Factor volumétrico	1.055	1.07
GOR inicial (SCF/STB)	187	254
Presión @ Pb (psi)	1350	2200

Fuente: RODRIGUEZ M., Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en el Campo Casabe. 2005.

**4.2.2.5 Reservas.** Las reservas para ambas arenas, tanto la producción acumulada se resumen en la siguiente tabla:

**Tabla 4. Reservas del campo Casabe**

Formación	Aceite Original MMbls
Arena A	884.16
Arena B	413.34
<b>Total Casabe</b>	<b>1297.5</b>

Fuente: RODRIGUEZ M., Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en el Campo Casabe. 2005. Modificado y actualizado por los autores.

**4.2.2.6 Historia de Producción.** El campo inició oficialmente explotación en junio de 1945, de arenas superiores (formación Colorado, zona A), con el pozo Casabe 1.

En 1950 se inició la explotación de las arenas inferiores (formación Mugrosa, zona B). En diciembre de 1958 se concluyó el desarrollo primario, habiéndose perforado un total de 448 pozos, separados para arenas superiores y arenas inferiores.

En 1979 se realizaron tres pilotos para determinar la factibilidad de llevar a cabo la inyección con agua dulce, en las arenas A y B del campo. Con base en los buenos resultados obtenidos en estos pilotos, se decidió extender la recuperación secundaria a todo el campo, para lo cual básicamente se perforó la totalidad de los pozos inyectores y el reemplazo de aquellos pozos productores que presentaban mal estado mecánico. En Junio 20 de 1985 se inició inyección en el sector norte, bloques VI, VII y VIII. Al inicio de la inyección la producción del campo era de 4000 BPD.

En Agosto 25 de 1985 se inauguró oficialmente la planta de inyección de agua, con dos sistemas de inyección denominados de alta y de baja presión. En 1988 se inicia la inyección en el sector sur bloques I, II, III y V. La máxima inyección en el

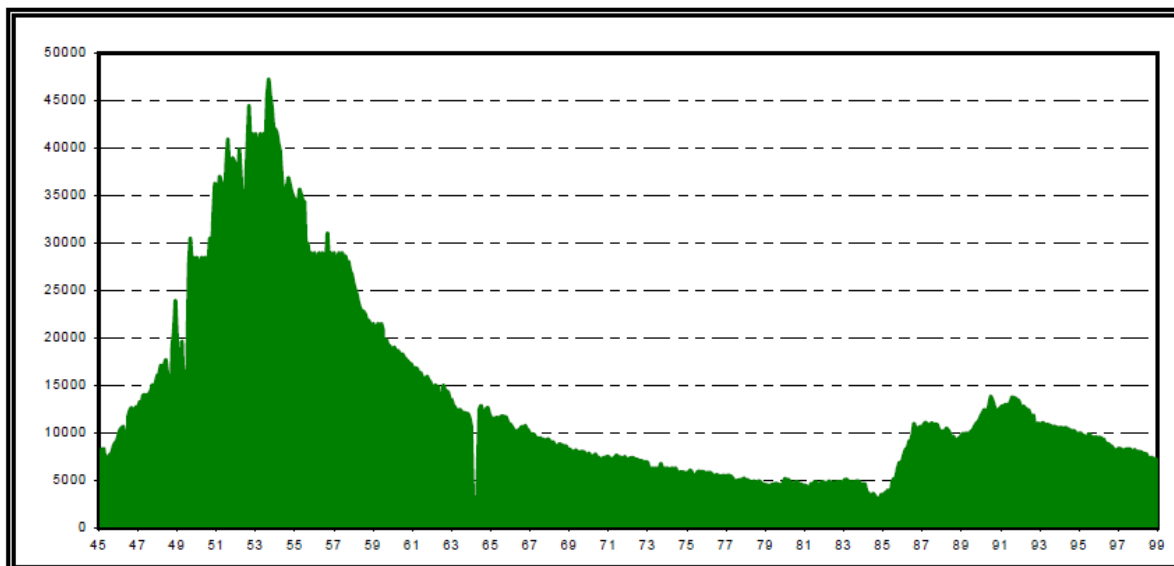
campo de Casabe se presentó en agosto de 1991 con 106,900 barriles por día y una producción de 13200 barriles de aceite.

La máxima producción de aceite antes de la alianza Ecopetrol – Schlumberger se presentó el 19 de enero de 1992 con 14,706 barriles de aceite y una inyección de agua de 94,000 barriles. Actualmente continúa el proceso de recobro secundario mediante inyección de agua. Se utilizan modelos regulares de cinco puntos (4 pozos inyectoros en los vértices de un cuadrado y un pozo productor central). Se dispone de pozos individuales para cada una de las arenas A1, A2, B1 y B2 (4 inyectoros en cada vértice) y dos pozos productores centrales (uno para A1-A2 y otro para B1-B2).

Se utiliza agua dulce de la formación La Mesa, en sistema cerrado. Se dispone de siete pozos de captación para el suministro de agua. Se encuentran en inyección los bloques VI, VII y VIII (en el sector norte) y I, II, III y V (en el sector sur). El bloque V fue sometido a inyección solo en las arenas B.

La producción promedio del campo actualmente es de 24,000 BPD, con 256 pozos productores en bombeo mecánico y 6 con sistema de levantamiento por cavidades progresivas, PCP, con un corte de agua promedio (BSW) de 80 %. La siguiente figura muestra la producción del campo desde el inicio en 1945.

**Figura 28. Historia de producción del campo Casabe (BOPD vs tiempo en años)**



**Fuente:** RODRIGUEZ M., Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en el Campo Casabe. 2005.

**4.2.2.7 Levantamiento artificial en el campo Casabe.** El campo Casabe tiene pozos productores con los sistemas de levantamiento artificial Bombeo Mecánico y Bombeo por Cavidades Progresivas, y están distribuidos de la siguiente manera:

**Tabla 5. Inventario de pozos activos productores del campo Casabe**

CAMPO	POZOS PRODUCTORES
CP	164
BM	119
ESP	2
BH	4
ESPCP	1
<b>Total</b>	<b>290</b>

Fuente: Ecopetrol S.A.

**4.2.2.8 Facilidades E Infraestructura.** El suministro de energía se obtiene de la refinería de Barrancabermeja (GCB) y como alternativa se posee la Electrificadora de Santander (ESSA). Recientemente se hizo un acuerdo con ESSA para disminuir el costo de energía para la GCO y GCB el cual contempla la reactivación de un

generador propiedad de ESSA y el suministro de gas combustible para su operación por parte Ecopetrol.

Consumo de energía de 7.5 Megavatios/hora (MWH), por 2 líneas

Línea No 1: 4.0 MWH

Línea No 2: 3.5 MWH

Consumo de energía anual: 50.000.000 Kw/h.

#### **4.3 SCREENING DE CAMPOS COLOMBIANOS PARA ALTA TEMPERATURA**

Para este caso, se buscaron los campos colombianos que estuvieran implementando métodos de recobro térmicos, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- Campo Jazmín
- Teca
- Nare
- Moriche
- Girasol

Para esta tesis, se tuvo disponibilidad de información del campo Girasol.

**4.3.1 Campo Girasol.** Operado por Mansarovar, el campo Girasol se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia. El campo está compuesto por una secuencia somera de sedimentos de origen fluvial, cuyas areniscas contienen petróleo pesado de entre 11 y 13° API. Los objetivos principales son cinco yacimientos apilados de areniscas no consolidadas cuyo espesor varía entre 15 y 35 pies.

Los campos vecinos con características similares al Campo Girasol, están siendo explotados mediante técnicas de recuperación térmicamente asistida con estimulación cíclica de vapor (CSS o Huff and Puff), aplicadas en pozos verticales, pero en el caso del Campo Girasol Mansarovar decidió desarrollarlo desde las primeras etapas del plan perforando pozos horizontales, lateralmente paralelos y espaciados 490 pies. Cada localización de pozo posee hasta tres pozos horizontales a diferentes profundidades, ubicados verticalmente para drenar uno de los yacimientos de interés, encontrándose aproximadamente a una profundidad vertical (TVD) que oscila entre 1100 y 1600 pies por debajo de superficie.

Las tasas de producción en los pozos del campo Girasol dependen de factores como la longitud de la sección lateral, las propiedades de las areniscas perforadas y la posición de los pozos dentro de la formación. En el caso de los pozos horizontales estos producen alrededor de 100 BPD de producción primaria (en frío) y hasta 700 BPD después de la inyección de vapor, y en los pozos levemente inclinados 40 BPD y 100 BPD respectivamente.

Las propiedades promedios del yacimiento son:

**Tabla 6. Propiedades promedio del yacimiento del campo Girasol**

<b>Permeabilidad</b>	<b>0.5 a 2.0 Darcys</b>
<b>Relación de Permeabilidades</b>	0.6 y 1.0
<b>Porosidad</b>	20% a 26%
<b>Espesor</b>	10 a 20 ft.
<b>Viscosidad crudo vivo</b>	3000 a 5000 cp a 100 grados F.
<b>Saturación de agua</b>	40%
<b>GOR</b>	60 SCF/STB
<b>Factor Volumétrico</b>	1.06 Bbl Yto./STB
<b>Conductividad Térmica</b>	24.0 BTU/Dia. Ft. F
<b>Longitud Horizontal</b>	1400 -1800 ft.

Fuente: Departamento de Yacimientos. Mansarovar Energy.

## 4.4 SELECCIÓN DE CAMPO

**4.4.1 Caso CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.** La Cira - Infantas presenta un crudo con componentes bastante corrosivos; sin embargo al hacer el análisis de fallas de las bombas PCP que tiene instaladas, resultó que ninguna falla se presentaba por elastómero hinchado, sino que la mayoría de fallas se debían a varilla y tubería, además de esto, su producción de arena es considerable, lo cual presenta una desventaja en la bomba PCP Metal-Metal, debido a la erosión de los equipos. Por lo tanto, realizar un cambio de PCP convencional a PCP metal-metal, no supondría el final de estas fallas y no sería económicamente viable realizarle el cambio de sistema de levantamiento.

Por el otro lado, el campo Casabe tiene instaladas varias bombas PCP, y después de revisar la base de datos de fallas, uno de sus pozos presentó fallas recurrentes por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, evidenciándose el elastómero hinchado. Hay que tener en cuenta que los pozos de Casabe tienen una producción de arena muy alta, lo cual no sería favorable para una PCP Metal-Metal, sin embargo el pozo no cumple el patrón de todo el campo y no es gran productor de arena. Por cuestiones de confidencialidad, no se puede revelar el nombre del pozo, para cuestiones de esta tesis, se decidió llamarlo UIS-1.

**4.4.2 Caso altas temperaturas.** Como se mencionó anteriormente, el campo Girasol presenta inyección cíclica de vapor, se seleccionó un pozo candidato para este caso, el cual, por cuestiones de confidencialidad, se llamará UIS-2.

Antes de comenzar el primer ciclo de inyección, en este pozo se utiliza la PCP convencional durante uno o dos meses, luego se hace el cambio de sistema de levantamiento a Bombeo Mecánico; de ahí en adelante el pozo continúa con bombeo mecánico por el resto de su vida productiva. Esto implica realizar una

intervención que significa costos bastante altos además de los costos asociados a la compra de un nuevo sistema de levantamiento artificial.

## 5. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

El estudio de viabilidad técnica del proyecto, busca determinar si una bomba PCP tipo Metal-Metal, puede ser instalada en los pozos candidatos mediante la realización del diseño de ésta. Cabe destacar que ambos pozos tendrán un proceso de diseño un poco distinto, debido a que sus condiciones de operación son significativamente diferentes.

Los requerimientos básicos que todo pozo debe cumplir para que sea viable la instalación de una bomba AMPCP deben ser los siguientes:

1. La bomba puede trabajar a cualquier inclinación, sin embargo es necesario tener una sección tangencial de 50 ft con un DLS menor a 3°/ 100ft. El DLS máximo recomendado por encima de la bomba es de 10°/ 100ft.
2. El contenido de arena debe ser menor al 5%.
3. La profundidad de asentamiento de la bomba no debe superar los 5,000 ft.

Para realizar el diseño de sistemas PCP es necesario recopilar una serie de datos, entre los que están los datos del pozo y el cálculo del caudal que se va a manejar. Luego de esto es posible determinar los parámetros de operación. En general para realizar el diseño del sistema se deben seguir los siguientes pasos<sup>5</sup>:

1. Obtener los datos del pozo
2. Analizar el estado mecánico y el registro de desviación o survey para tener en cuenta la geometría y el grado de inclinación a la profundidad de la bomba.
3. Cálculo del caudal a manejar y propiedades de fluidos, así como las condiciones a las cuales operará el sistema.

---

<sup>5</sup> Tomado de: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Versión 2008V1.

4. Cálculo de presión sobre la bomba
5. Cálculo de la potencia consumida
6. Cálculo de torques
7. Cálculo de esfuerzos axiales
8. Cálculo de las tensiones combinadas
9. Cálculo de estiramiento de la sarta de varillas

A continuación se mostrará el procedimiento de cálculo para realizar el diseño de las bombas, éste se programó en una hoja de cálculo en Excel (Ver anexo E), sin embargo se muestra el paso a paso y las ecuaciones en la sección 5.1 para el pozo UIS-1, lo mismo se hace con el pozo UIS-2 y se muestran los resultados en las tablas 10 y 11 para el diseño en frío y en caliente respectivamente.

## 5.1 DISEÑO DE UIS-1

El diseño de este sistema en este pozo es justificado por los altos porcentajes de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> los cuales han causado una gran cantidad de fallas en el sistema PCP convencional debido al endurecimiento del elastómero; por lo cual una solución sería una bomba PCP Metal-Metal la cual se diseñará a continuación.

**5.1.1 Datos de diseño.** Los datos necesarios para realizar el diseño de este pozo se resumen en la siguiente tabla:

**Tabla 7. Datos de diseño para el pozo UIS-1**

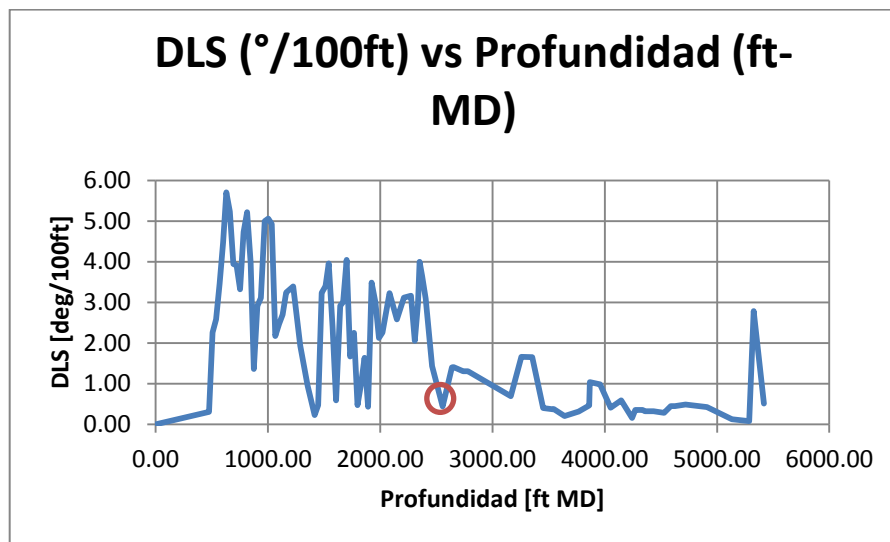
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
Tipo de fluido	Multifásico
Gravedad API	23° API
Salinidad del agua	7,000 ppm
Gravedad específica del gas	0.7
BS&W	88 %
GOR	50 SCF/STB

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
% de H2S	150 ppm
CONDICIONES OPERATIVAS	
Caudal de flujo en superficie	1017.86 bbls/D
Velocidad de la bomba	200 RPM
Eficiencia volumétrica de la bomba	80%
Nivel dinámico	2,300 ft
Presión de fondo	132.3 psi
Presión en cabeza del tubing	300 psi
Presión en cabeza del casing	0 psi
Temperatura en fondo	160°F

Fuente: Ecopetrol S.A.

**5.1.2 Procedimiento de diseño.** Antes de realizar el diseño, y como ya se mencionó, lo primero es determinar la profundidad de asentamiento, teniendo en cuenta que el DLS en este punto no debe ser mayor a 3°/100 ft, por tanto y en base a la gráfica 1, selecciona una profundidad de asentamiento en 2,600 ft.

Gráfica 1. DLS vs profundidad del pozo UIS-1



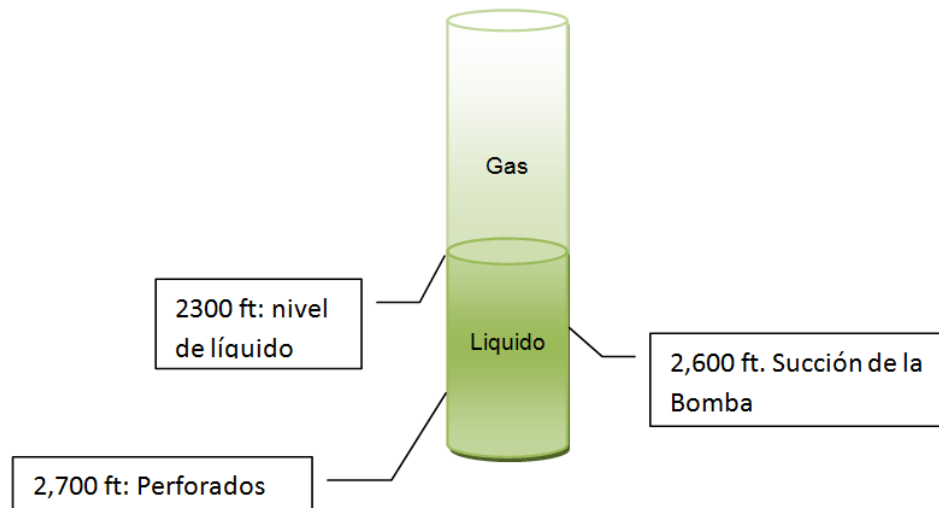
Fuente: El autor.

**5.1.2.1 Determinación del levantamiento neto.** También es llamado Head de la bomba, éste será la exigencia de levantamiento neto que ésta deberá suministrar para llevar los fluidos desde el subsuelo hasta superficie. Teniendo en cuenta que el nivel de fluido se encuentra a 2300 ft:

$$P_{Levantamiento} = P_{Descarga} - P_{Succión} \quad (12)$$

La figura 29 indica el esquema básico de distribución de fluidos en el pozo UIS-1 con las alturas en MD, y en base a esta se realizarán los cálculos de la presión de levantamiento.

**Figura 29. Esquema básico de distribución de fluidos en el pozo UIS-1**



Fuente: El autor.

**5.1.2.1.1 Cálculo de la presión de succión.** Es la presión natural del yacimiento a la profundidad de asentamiento de la bomba para producir determinada tasa de flujo. Y se calcula por medio de la siguiente expresión:

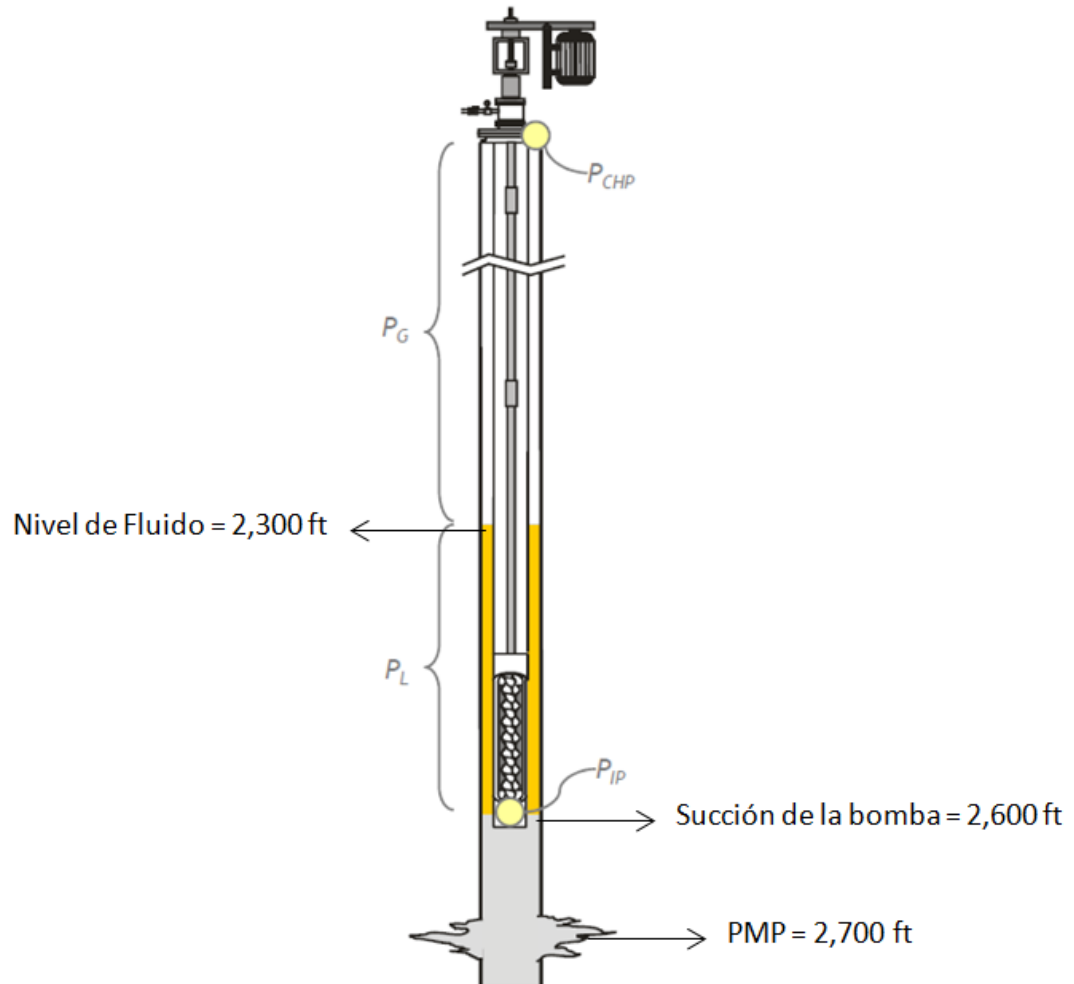
$$P_{succion} = P_{chp} + P_{gas} + P_{liq} \quad (13)$$

En donde:

$P_{chp}$ : Presión del anular: 0 psi.

$P_{gas}$ : Presión hidrostática del gas.

**Figura 30. Esquema de la distribución de fluidos para cálculo de la presión de succión del pozo UIS-1**



Fuente: Programa de entrenamiento en BCP, PDF. Weatherford. 2005. Modificada por el autor.

- **Cálculo de la presión que ejerce la columna de gas:** reemplazando con los datos de diseño indicados en la TABLA 7 se tiene:

$$P_{gas} = H_{gas} * \text{gradiente del gas} * GE_{gas} \quad (14)$$

$$P_{gas} = 2,300 * 0.0005 * 0.7$$

$$P_{gas} = 0.805 \text{ psi}$$

Así, la presión de la columna de gas por encima del nivel de líquido será 0.805 psi.

- **Cálculo de la presión de la columna de líquido sobre el intake:** es decir tanto la presión que genera el aceite, como la presión que genera el agua; para el cálculo de la presión de los líquidos se tiene en cuenta el BSW y las densidades del aceite y del agua:

$$P_{liq} = H_{liq} * \text{Gradiente del liquido} * GE_{liq} * \%Liquido \quad (15)$$

Dónde:

$P_{liq}$ : Presión hidrostática de líquidos.

$GE_{liq}$ : Es la gravedad específica del líquido

Como no se tiene la gravedad específica del líquido, ésta se calcula a partir de la gravedad API del aceite de la siguiente manera:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{GE_{oil}} - 131.5 \quad (16)$$

Despejando, la gravedad específica queda:

$$GE_{oil} = \frac{141.5}{^{\circ}API + 131.5} \quad (17)$$

$$GE_{oil} = \frac{141.5}{23 + 131.5}$$

$$GE_{oil} = 0.9158$$

Teniendo la gravedad específica, se procede a realizar el cálculo de la presión hidrostática ejercida por el aceite y por el agua. El 100% de la presión ejercida por la columna de líquido se divide en dos: El 88% corresponde a la columna de agua, y el 12% a la columna de aceite, es importante multiplicar la presión hidrostática de cada fluido por su correspondiente porcentaje en la columna teniendo en cuenta que la altura es de los fluidos es en TVD.

$$P_{liq\ oil} = 2,526 - 2,300 * 0.433 * 0.9158 * 0.12$$

$$**P_{liq\ oil} = 11\ psi**$$

$$P_{liq\ agua} = 2,526 - 2,300 * 0.433 * 1 * 0.88$$

$$**P_{liq\ agua} = 86\ psi**$$

Ahora la presión de succión resulta, de la ecuación 13:

$$P_{succion} = 0.805 + 11 + 86$$

$$**P_{succion} = 98\ psi**$$

**5.1.2.1.2 Cálculo de la presión de descarga.** La presión de descarga representa la energía requerida para llevar los fluidos desde la profundidad a la cual está asentada la bomba hasta superficie. La compone la suma de la presión en cabeza

de tubing, el peso de la columna hidrostática que ejerce la columna de fluidos en la tubería de producción sobre la bomba y las pérdidas por fricción.

Es calculada mediante la siguiente ecuación:

$$P_{descarga} = P_{thp} + P_{liq} + P_{loss} \quad (18)$$

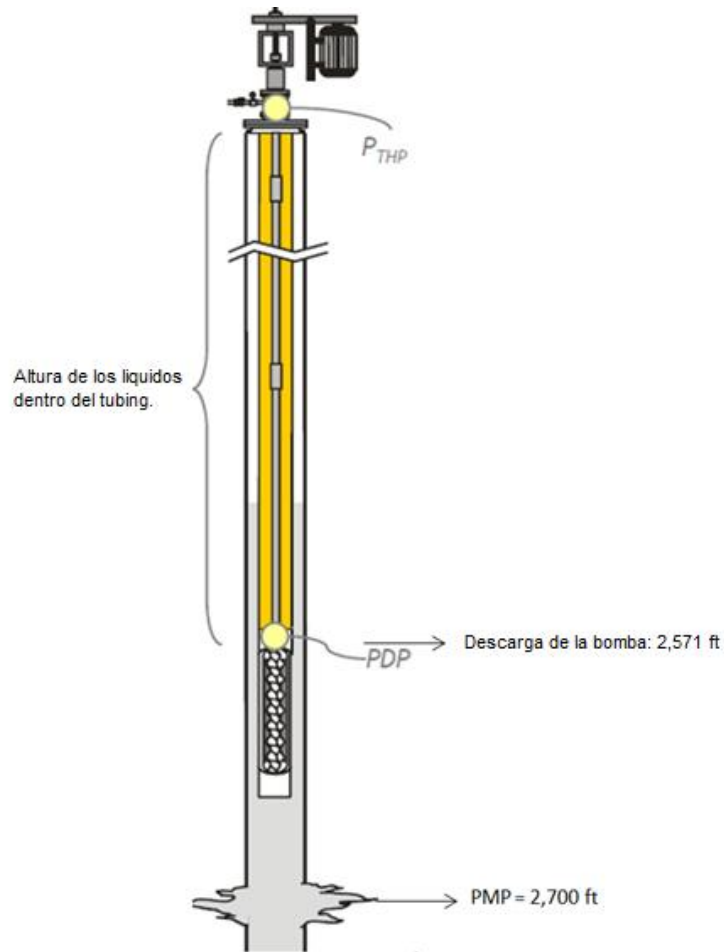
En donde:

$P_{thp}$  = Presión de cabezal (se refiere a la presión necesaria para llevar los fluidos desde el cabezal de pozo hasta el tanque, manifolds o estaciones de flujo) = 300 psi

$P_{liq}$  = Peso de la columna hidrostática (es la presión que ejerce la columna de fluidos en el tubing sobre la bomba)

$P_{loss}$  = Pérdidas de presión por fricción dentro de la tubería (presión adicional necesaria para vencer las pérdidas por fricción en el tubing)

**Figura 31. Esquema de distribución de fluidos para cálculo de la presión de descarga del pozo UIS-1**



Fuente: Programa de entrenamiento en BCP, PDF. Weatherford. 2005. Modificada por el autor.

- **Cálculo de la presión hidrostática:** Como se puede observar en la figura 31, para el cálculo de la presión hidrostática de la columna de fluido se tiene en cuenta la altura de fluido dentro del tubing desde profundidad de descarga de la bomba hasta superficie, de igual forma que en la presión de succión se realizan los cálculos de la presión ejercida por el aceite y el agua, de la siguiente manera:

$$P_{liq} = h \text{ de fluido en el tubing} * \text{Grad. del liquido} * \text{GE liquido} * \% \text{ liquido} \quad (19)$$

De acuerdo con la ecuación 19 estos valores serán:

$$P_{liq\ oil} = 2,571 * 0.433 * 0.9158 * 0.12$$

$$P_{liq\ oil} = 123\ psi$$

$$P_{liq\ agua} = 2,571 * 0.433 * 1 * 0.88$$

$$P_{liq\ agua} = 980\ psi$$

- **Cálculo de las pérdidas por fricción:** Para calcular las pérdidas por flujo es necesario calcular en primer lugar el número de Reynolds para determinar el patrón de flujo dentro de la tubería. Y luego por medio de una modificación de la ecuación de Hagen-Poiseuille calcular esta caída de presión.

$$\# Reynolds\ anular = \frac{C * Q * \rho}{\mu D_t + D_r} \quad (20)$$

En donde:

Q = Rata de flujo (bbls/day)

$\rho$  = Densidad del fluido (lbs/ft<sup>3</sup>)

$\mu$  = Viscosidad del fluido (cp)

$D_t$  = Diámetro interno del tubing (in)

$D_r$  = Diámetro externo de las varillas (in)

C = Constante (1.478)

La densidad del fluido se puede calcular a partir de la gravedad API, y utilizando la correlación “ASTM Standard Viscosity Temperature Charts for Liquid Petroleum Products (D341)”, que se encuentra en el anexo D, se lee la viscosidad cinemática

a 23° API y a una temperatura de 160° F (temperatura en fondo de pozo). La viscosidad cinemática leída es de 13 Cst y a partir de ésta se calcula la viscosidad dinámica, teniendo en cuenta que la densidad del fluido calculada a partir del API es de 57.1 lb/ft<sup>3</sup>. Por lo tanto la viscosidad dinámica es 11.8 Cp. Con esta información se reemplazan los valores para calcular el número de Reynolds:

$$\# Reynolds \text{ anular} = \frac{1.478 * 1017.86 * 57.1}{11.8 * (3.068 + 1.156)}$$

$$\# Reynolds \text{ anular} = 1724$$

Se conoce que si el número de Reynolds es menor a 2100 se tendrá flujo laminar, y si es mayor se considerará flujo turbulento. Como en este caso el número de Reynolds es menor a 2,100, se tiene flujo laminar dentro de la tubería. Por tanto las pérdidas por fricción vienen dadas por la ecuación de Hagen-Poiseuille que determina las pérdidas de presión en tubería de sección constante con flujo laminar:

$$P_{loss} = \frac{C * Q * L * \mu}{D_t - D_r^2 / (D_t^2 - D_r^2)} \quad (21)$$

$P_{loss}$  = Pérdidas por fricción con flujo laminar (psi)

L = Longitud del flujo (ft)

C = 1.945e-5

$$P_{loss} = \frac{(1.945e - 5) * 1017.86 * 2,571 * 11.8}{3.068 - 1.156^2 * (3.068^2 - 1.156^2)}$$

$$P_{loss} = 20.3 \text{ psi}$$

Por lo tanto la  $P_{descarga}$  es, según la ecuación 18:

$$P_{descarga} = 300 + 123 + 980 + 20.3$$

$$P_{descarga} = 1,423 \text{ psi}$$

Entonces el levantamiento neto será:

$$\text{Levantamiento neto} = P_{Descarga} - P_{Succión} = 1,423 - 98$$

<b>Levantamiento Neto = 1,325 psi</b>
---------------------------------------

A partir de este valor de levantamiento neto se procede a la selección de los componentes de subsuelo y superficie.

**5.1.2.2 Selección del desplazamiento de la bomba.** Según los criterios de diseño, la bomba deberá desplazar 1017.86 Bbls/D operando a 200 RPM, por lo tanto se debe convertir este valor a un desplazamiento nominal dado en Bbls/D/100 RPM:

$$\text{Desplazamiento requerido por la bomba} = 1017.86 \text{ Bbls/D @ 200 RPM}$$

$$\text{Desplazamiento de la bomba} = \frac{Q * \text{Eficiencia bomba}}{RPM}$$

$$\text{Desplazamiento de la bomba} = \frac{1017.86 * 0.8}{200}$$

$$\text{Desplazamiento de la bomba} = 407 \text{ BPD/100RPM}$$

Así el desplazamiento requerido por la bomba es de 407 BPD/100 RPM.

**5.1.2.3 Levantamiento requerido con base en criterios de diseño.** Se calcula el levantamiento en pies de agua requerido por la bomba teniendo en cuenta un factor de seguridad de 0.95 de la siguiente manera:

$$\text{Levantamiento requerido} = \frac{\text{Levantamiento neto}}{\text{Factor de seguridad} * \text{Gradiente}} \quad (22)$$

$$\text{Levantamiento requerido} = \frac{1,325}{0.95 * 0.433}$$

$$\text{Levantamiento requerido} = 3,221 \text{ ft}$$

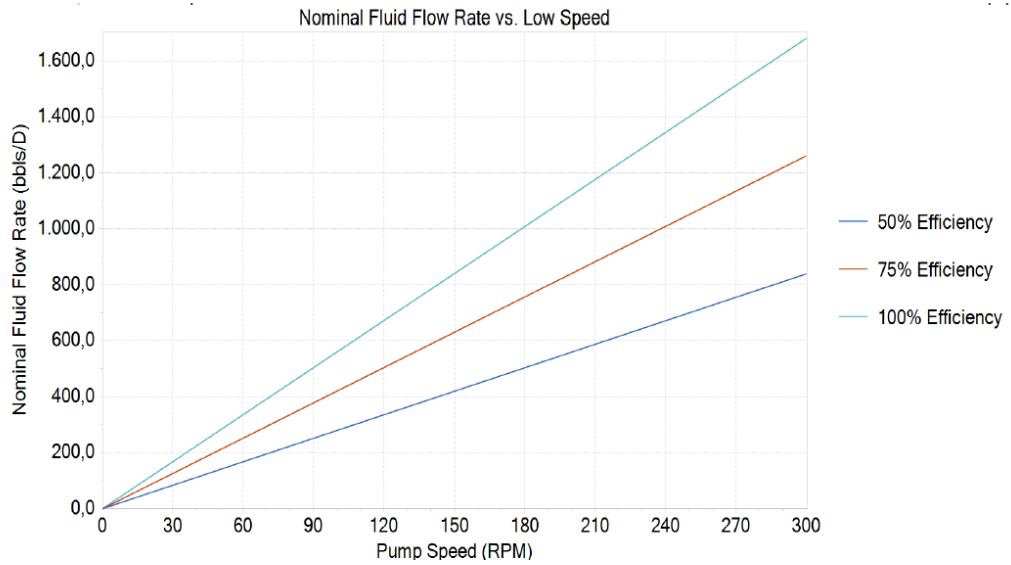
Por tanto el levantamiento neto requerido por la bomba es de 3,221 ft.

**5.1.2.4 Selección de la bomba.** La bomba seleccionada es una 80V1000, por su capacidad de desplazamiento y levantamiento nominal. Las especificaciones de la bomba son las siguientes:

- ✓ Modelo: PCM 80V1000
- ✓ Desplazamiento nominal de la bomba: 560 bbls/D/100RPM
- ✓ Rating de presión de la bomba: 1,500 psi
- ✓ Eficiencia volumétrica: 80%
- ✓ Levantamiento nominal (Head): 3,459 ft

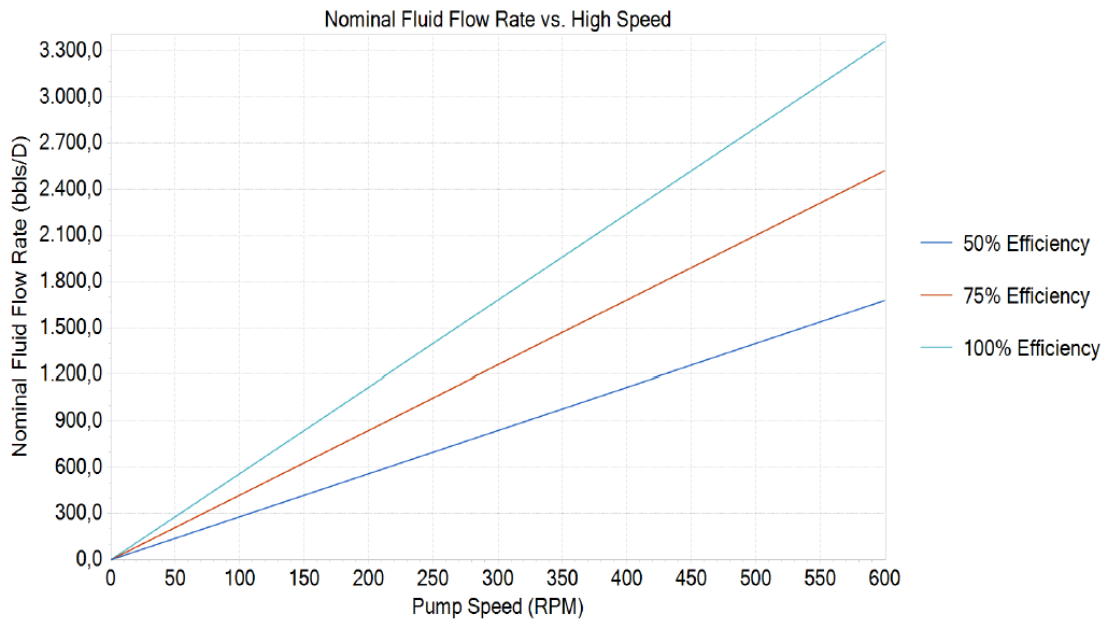
Las cartas de la bomba se pueden apreciar en las gráficas 2 y 3.

**Gráfica 2. Carta de la bomba a bajos RPM.**



Fuente: Simulación suministrada por TDA supply service

**Grafica 3. Carta de la bomba a altos RPM.**



Fuente: Simulación suministrada por TDA supply service.

**5.1.2.5 Cálculo del torque y la carga en las varillas.** En las bombas de cavidades progresivas el torque es la energía necesaria para girar el rotor dentro del estator y la sarta de varillas dentro de los fluidos contenidos en el tubing para llevarlos a superficie.

En primer lugar, las varillas seleccionadas son continuas tipo COROD 1.156 pulgadas, por sus características operativas y por su disponibilidad en el mercado.

**Tabla 8. Características varillas continua.**

<b>COROD Number</b>	<b>COROD Size (in./mm)</b>	<b>Minimum Weight (lb/ft, kg/m)</b>	<b>Minimum Area (in.<sup>2</sup>/mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Maximum Torque (ft lb/N·m)</b>
DR 8.5	1-5/32 29.4	3.57 5.32	1.050 678	1,490 2,020

Fuente: Catalogo de Weatherford, COROD® D-Grade Carbon Steel (D/DR) Continuous Rod.

El torque total sobre las varillas se realiza de acuerdo a la siguiente ecuación

$$T_{total} = T_{Hidraulico} + T_{resistivo} \quad (23)$$

Vale la pena resaltar, que el torque total normalmente se calcula teniendo en cuenta el torque de la bomba, en este caso no es usado debido a que el torque de la bomba depende de factores como interferencia rotor/estator, tipo de rotor, elastómero usado, geometría y longitud de la bomba y de las propiedades de los fluidos; en este caso la bomba es tipo metal-metal, y a diferencia de las bombas convencionales no hay interferencia.

El torque hidráulico se refiere a la energía necesaria para vencer la fuerza originada por el diferencial de presión en la bomba y se calcula de la siguiente manera:

$$T_{Hidraulico} = 0.000897 * \text{Desplazamiento de la Bomba} * \text{Levantamiento Neto} \quad (24)$$

$$T_{Hidraulico} = 0.000897 * 454 * 1,325$$

$$T_{Hidraulico} = 484 \text{ ft} * \text{lbs}$$

El torque resistivo es la energía necesaria para vencer la fuerza originada por el diferencial de presión en la bomba, y depende principalmente del espacio anular entre la tubería de producción y la sarta de varillas, longitud de estas, geometría de los centralizadores y los acoples de varillas, de la viscosidad de los fluidos producidos y la velocidad de operación de la bomba, y se calcula de la siguiente forma:

$$T_{resistivo} = \frac{C * D_r^2 * D_t^2 * L * \mu * N}{D_t^2 - D_r^2} \quad (25)$$

En donde

C: Constante 4.77e-8

Dr: Diámetro de la sarta de varillas

Dt: Diámetro interno de la tubería de producción

L: Longitud de la sarta de varillas

$\mu$ : Viscosidad de los fluidos

N: Velocidad de los fluidos (RPM)

$$T_{resistivo} = \frac{(4.77e - 8) * 1.156^2 * 3.068^2 * 2571 * 11.8 * 200}{3.068^2 - 1.156^2}$$

$$T_{resistivo} = 0.45$$

Ahora, de acuerdo a la ecuación 23, el torque total sería:

$$T_{Total} = 484 + 0.45$$

$$T_{Total} = 484 \text{ ft} * \text{lbs}$$

La carga en las varillas, basadas en el torque se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Carga en las varillas} = \frac{T_{total}}{\text{Maximo torque de las varillas}} * 100 \quad (26)$$

$$\text{Carga en las varillas} = \frac{484}{1490} * 100$$

$$\text{Carga en las varillas} = 32.5 \%$$

**5.1.2.6 Cálculo de la carga axial en las varillas** Se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$\text{Carga Axial} = \text{Peso de las varillas} + \text{Carga de la Bomba} \quad (27)$$

El peso de las varillas es:

$$\text{Peso de las varillas} = \text{Peso de las varillas} \frac{\text{lb}}{\text{ft}} * \text{Longitud sarta de varillas} \quad (28)$$

$$\text{Peso de las varillas} = 3.57 * 2,571$$

$$\text{Peso de las varillas} = 9,179 \text{ lbs}$$

La carga de la bomba se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Carga\ de\ la\ bomba = Levantamiento\ neto * Area\ de\ levantamiento\ bomba(29)$$

El levantamiento ya fue calculado (1,325 psi) y el área levantamiento de la bomba es:

$$Area\ de\ Levantamiento\ bomba = \pi * \frac{Menor\ diametro\ del\ rotor}{2} + 2E^2 \quad (30)$$

$$Area\ de\ Levantamiento\ de\ la\ bomba = \pi * \frac{1.5}{2} + 2 * 0.73^2$$

$$Area\ de\ Levantamiento\ de\ la\ bomba = 15.34\ pulg^2$$

La carga de la bomba, calculada en base a la ecuación 29 es:

$$Carga\ de\ la\ bomba = 1,325 * 15.34$$

$$Carga\ de\ la\ bomba = 20,326\ lbs \cong 20.3\ kips$$

Por lo tanto la carga axial en las varillas (ecuación 27) es:

$$Carga\ Axial = 9,179 + 20,326$$

$$Carga\ Axial = 29,505\ lbs \cong 29.5\ kips$$

**5.1.2.7 Cálculo del máximo estrés en las varillas.** Se determina comparando el estrés efectivo con la máxima tensión de las varillas

$$Se = \frac{C_1 * L^2}{\pi^2 * Dr^4} + \frac{C_2 * T_{total}^2}{\pi^2 * Dr^6}^{1/2} \quad (31)$$

En donde:

$Se$  = Estrés efectivo

$L$  = Carga axial en la sarta de varillas

$T$  = Torque total de las varillas

$Dr$  = Diametro externo de las varillas

$C_1$  = 1.6e-5

$C_2$  = 0.1106

$$Se = \frac{1.6 * 10^{-5} * 29,505^2}{\pi^2 * 1.156^4} + \frac{0.1106 * 484^2}{\pi^2 * 1.156^6}^{1/2}$$

$$Se = 3,575 \text{ kips}$$

Ahora comparándolo con la máxima tensión en las varillas, se obtiene el porcentaje de carga en las varillas debido al estrés, el cual es la combinación de los esfuerzos a la que éstas se someten por torque y por tensión:

$$\text{Carga por estres en las varillas} = \frac{3,575 * 100}{10000} = 35.7\% \quad (32)$$

Como se puede observar, las varillas quedan cargadas a menos del 50%, lo que se verá reflejado en un mayor tiempo de vida útil y un menor riesgo de falla por ruptura de varillas.

También se calcula la vida útil, de la siguiente forma:

$$Vida\ util\ de\ las\ varillas = \frac{1.902}{RPM} * \frac{129\ kips}{Carga\ de\ la\ bomba}^{\frac{10}{3}} \quad (33)$$

En donde 129 Kips es la carga dinámica ISO de los cojinetes de empuje.

$$Vida\ util\ de\ las\ varillas = \frac{1.902}{200} * \frac{129\ kips}{20.3}^{\frac{10}{3}}$$

$$Vida\ util\ de\ las\ varillas = 4.5\ años$$

Por tanto las varillas se deberán cambiar luego de aproximadamente 4 años y medio.

#### 5.1.2.8 Potencia requerida por la barra lisa (Rod Polished)

$$HP_{hyd} = 1.9 * 10^{-4} * T_{total} * RPM \quad (34)$$

$$HP_{hyd} = 1.9 * 10^{-4} * 527 * 200$$

$$HP_{hyd} = 20\ HP$$

Debido a la disponibilidad de motores, se requiere un motor de 40 hp de potencia ya que es el mínimo caballaje de los motores comerciales, el motor quedaría cargado aproximadamente al 50%.

**5.1.2.9 Cálculo de los costos de energía.** Se calcula la corriente requerida por el motor por medio de la siguiente expresión:

$$A = \frac{hp}{2.322 * 10^{-3} * voltaje * eficiencia\ del\ motor * Factor\ de\ potencia\ del\ motor} \quad (35)$$

$$A = \frac{20}{2.322^{-3} * 460 * 0.96 * 0.96}$$

$$A = 20 \text{ Amperios}$$

El consumo de energía se expresa en Kw/h y se calcula de la siguiente forma:

$$Kw/h = \frac{1.73 * amperios * voltaje * factor\ de\ potencia\ del\ motor}{1000} \quad (36)$$

$$Kw/h = \frac{1.73 * 20 * 460 * 0.96}{1000}$$

$$Consumo = 15.5 \text{ KW/h}$$

Cálculo de los costos de energía teniendo en cuenta que 1 Kw/h vale 0.08 \$USD<sup>6</sup>:

$$\frac{\$}{dia} = 24 * 15.5 * 0.08$$

$$\frac{\$}{dia} = 29.8 \text{ \$/dia}$$

**5.1.3 Análisis de resultados de diseño.** Se puede apreciar que la bomba PCP Metal-Metal es un sistema económico en el consumo de energía, y además las condiciones operativas estimadas dan la idea de que el sistema estará operando sin problema, no se presenta sobrecarga en ninguno de sus componentes, por lo

---

<sup>6</sup> Fuente: Tarifas y costos de energía eléctrica EPM, al mes de Mayo 2013

tanto la bomba 80V1000 es la apropiada para este pozo. Técnicamente implementar una bomba AMPCP en UIS-1 es una opción viable.

Los datos obtenidos del resultado del diseño realizado en excel, coinciden en gran parte con la simulación suministrada por TDA Supply & Service S.A. (ver tabla 9), en los cuales se evidencia que es factible instalar este tipo de bomba en el pozo seleccionado (Ver anexo C).

**Tabla 9. Tabla de resultados del diseño de PCP metal – metal en el pozo UIS-1**

<b>TABLA COMPARATIVA</b>					
<b>Parámetro</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor calculado</b>	<b>Valor Simulado</b>	<b>Diferencia (%)</b>	<b>Unidades</b>
Presión de succión	Psuccion	129	93,48	27,8	<b>psi</b>
Presión de descarga	Pdescarga	1422	1413	0,7	<b>psi</b>
Levantamiento Neto de La Bomba (HEAD)	Levantamiento neto	1292,9	1319	2,0	<b>PSI</b>
Torque Total	Ttotal	527	801	52,0	<b>lb*ft</b>
Potencia requerida por la barra lisa	Hp barra lisa	20,0	34	69,8	<b>HP</b>
Carga en las varillas por torque	Carga en las varillas por torque	35,36	47	32,9	<b>%</b>
Consumo de energía	Consumo de energía	15,5	26,2	68,6	<b>Kw/h</b>
Carga por estrés en la varilla	%Carga	42,7	40,07	6,3	<b>%</b>

Fuente: El autor

Las diferencias observadas entre los resultados del diseño de la bomba con el simulador y los cálculos realizados por los autores se debe a las correlaciones usadas por el software de simulación, las cuales son más avanzadas y exactas al momento de determinar los parámetros de diseño. Pero vale la pena resaltar, que la bomba se puede usar en este pozo, con un rango aceptable de error, evidenciándose en el hecho de que tanto con el simulador como con los cálculos realizados con la ayuda de Excel, es factible el uso de ésta.

## **5.2 DISEÑO DE UIS-2**

El pozo tiene método de recobro mejorado por inyección cíclica de vapor, dos meses antes de empezar el primer ciclo de inyección se utiliza bombeo por

cavidades progresivas, luego se instala bombeo mecánico por su capacidad de manejar mayores temperaturas que la PCP, y el pozo queda produciendo con bombeo mecánico por el resto de su vida.

Este pozo presenta producciones desde 50 BFPD en frío hasta 700 BFPD al inicio del ciclo, es decir en su punto más caliente, con viscosidades que oscilan desde los 0.5 hasta los 15,000 centipoise y temperaturas que pueden variar desde 100 hasta 230 °F.

Se hace el análisis de factibilidad de la implementación de la PCP metal-metal debido a varias razones:

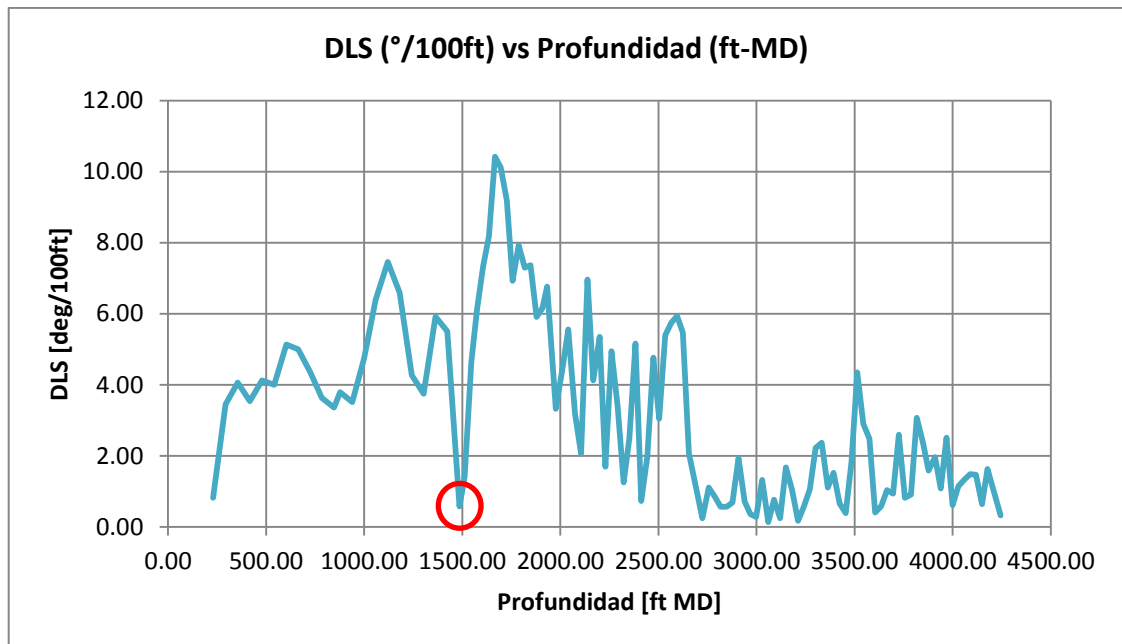
- Al utilizar la PCP Metal-Metal, no sería necesario realizar un cambio de sistema de levantamiento y los costos que éste implica.
- Es posible hacer inyección de vapor a través del estator metálico, cuando habitualmente se necesita sacar el completamiento del bombeo mecánico para hacerlo. En el caso de la AMPCP, se necesita levantar el rotor encima del estator (de 30 a 50 ft), pero no se necesita sacar por completo la sarta de varillas. El tiempo de downtime es entonces menor.
- El sistema AMPCP tiene un sello sin fuga en el cabezal, resultando con operaciones limpias, con menos contaminación del medio ambiente.
- El sistema AMPCP también permite una polución visual mucho menor que un sistema bombeo mecánico por su perfil bajo.

Es necesario realizar dos diseños para este pozo, cuando se está produciendo en frío y en caliente. Teniendo en cuenta las condiciones críticas en cada caso.

**5.2.1 Datos de diseño.** Para este caso, se solicitó a la compañía Mansarovar llenar una hoja de datos (Anexo B.3), de igual manera como el pozo es desviado, se solicitó el survey o registro de desviación del pozo (Anexo A.1) y el estado mecánico (Anexo B.1).

**5.2.2 Determinación de la profundidad de asentamiento.** Anteriormente se mencionaron los requerimientos de DLS para poder asentar la bomba sin tener problemas por cargas en la bomba o rozamiento de la tubería; al analizar la variación del DLS a medida que aumenta la profundidad, se obtiene que por la geometría del pozo existe una zona donde se puede asentar la bomba alrededor de 1485-1500 ftMD, donde el DLS es menor a 4°/100ft.

**Gráfica 4. DLS versus Profundidad del pozo UIS-2**

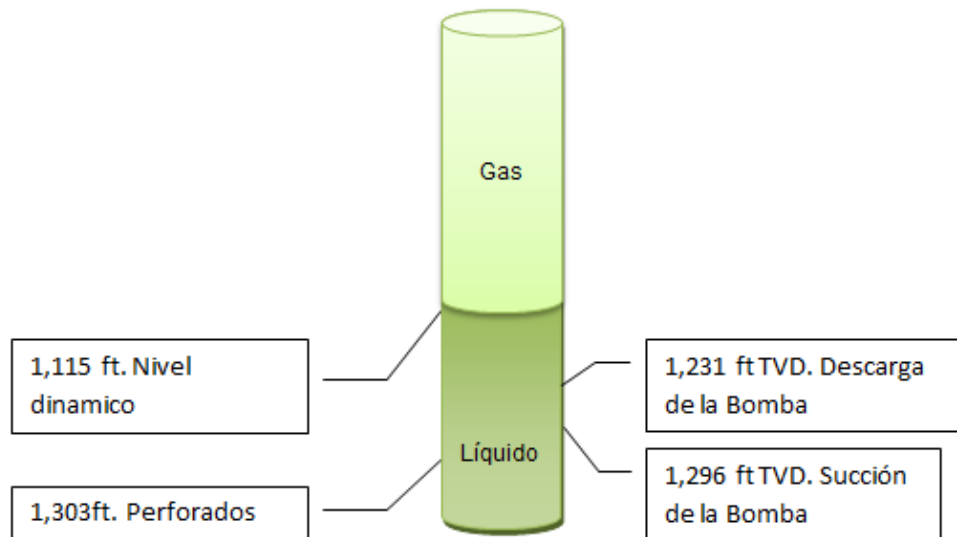


Fuente: El autor.

Teniendo en cuenta la gráfica anterior se selecciona una profundidad de asentamiento de 1,486 ft MD (1,296 ft TVD). Esta profundidad de asentamiento aplicara tanto para el diseño del sistema AMPCP en frío y en caliente.

**5.2.3 Diseño en frío del pozo UIS-2.** Luego de determinada la profundidad de asentamiento de la bomba, se realiza el diseño siguiendo los mismos pasos del pozo UIS-1, teniendo en cuenta el esquema de profundidades mostrado en la Figura 32.

**Figura 32. Esquema básico de profundidades del pozo UIS-2 en frío**



Fuente: El autor

Los resultados obtenidos en este diseño se observan en la tabla 10. Y en el anexo E se encuentran todos los parámetros calculados en Excel.

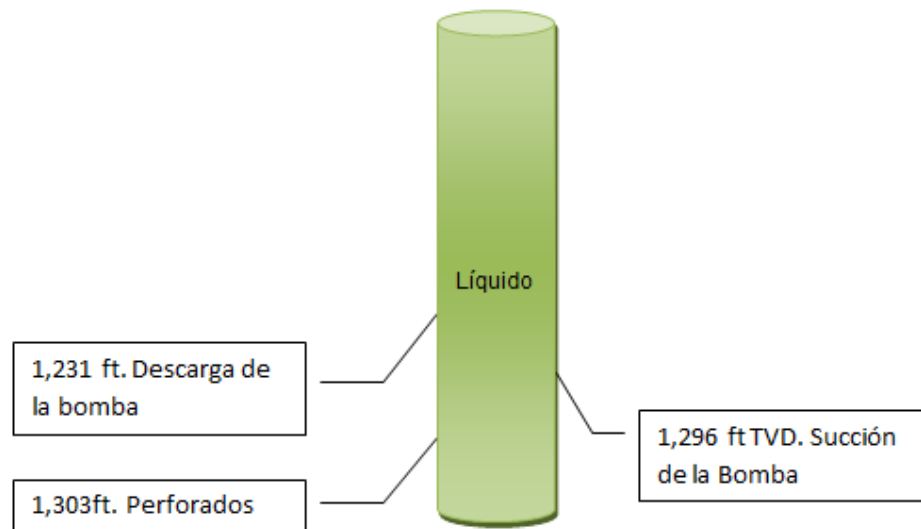
**Tabla 10. Resultados del diseño del sistema PCP Metal-Metal del pozo UIS-2 en frío**

TABLA COMPARATIVA					
Parámetro	Símbolo	Valor calculado	Valor Simulado	Diferencia (%)	Unidades
Presión de succión	Psuccion	125	64	48,6	psi
Presión de descarga	Pdescarga	620	587	5,4	psi
Levantamiento Neto de La Bomba (HEAD)	Levantamiento neto	495,9	523	5,5	PSI
Torque Total	Ttotal	383	341,6	10,8	lb*ft
Potencia requerida por la barra lisa	Hp barra lisa	0,8	0,91	10,6	HP
Torque en las varillas	Carga en las varillas por torque	383,10	360,88	5,8	lb*ft
Consumo de energía	Consumo de energía	0,6	4,2	551,1	Kw/h
Carga por estrés en la varilla	%Carga	31,0	45,6	47,0	%

Fuente: El autor

**5.2.4 Diseño en Caliente del pozo UIS-2.** Para este diseño se utiliza el esquema de profundidades ilustrado en la Figura 33, teniendo en cuenta los mismos pasos de diseño del pozo UIS-1 y la profundidad de asentamiento ya seleccionada de 1,296 ft (TVD).

**Figura 33. Esquema básico de profundidades del pozo UIS-2 en caliente**



Fuente: El autor

Los resultados obtenidos se ilustran en la tabla 11.

**Tabla 11. Resultados del diseño del sistema PCP Metal-Metal del pozo UIS-2 en caliente**

TABLA COMPARATIVA					
Parámetro	Símbolo	Valor calculado	Valor Simulado	Diferencia (%)	Unidades
Presión de succión	Psuccion	115	77,2	33,1	psi
Presión de descarga	Pdescarga	613	585,4	4,5	psi
Levantamiento Neto de La Bomba (HEAD)	Levantamiento neto	497,7	508,3	2,1	PSI
Torque Total	Ttotal	369	334,3	9,5	lb*ft
Potencia requerida por la barra lisa	Hp barra lisa	14,0	15,7	11,6	HP
Torque en las varillas	Carga en las varillas por torque	41,05	44,6	8,7	%
Consumo de energía	Consumo de energía	10,9	4,2	61,8	Kw/h
Carga por estrés en la varilla	%Carga	27,3	44,0	61,1	%

Fuente: El autor

**5.2.5 Análisis de resultados del diseño.** La bomba seleccionada 80V1000 puede manejar la producción tanto en caliente (mejor productividad y presiones) como en frío (menor productividad del pozo, presiones, más pérdidas por fricción en tubería).

En las simulaciones realizadas por TDA Supply & Service S.A., se observan valores diferentes a los obtenidos por el cálculo paso a paso, esto debido a las correlaciones que utilizan para modelar de manera más exacta el comportamiento de los componentes y de los fluidos en la bomba.

Además es posible realizar la inyección de vapor a través del estator, sólo se necesita sacar la longitud del rotor por fuera de éste, y el sello mecánico en condición estática soporta hasta 2,000 psi, teniendo cuidado en asegurar la barra lisa durante este proceso para evitar que se doble al tener esta longitud por fuera del cabezal.

## **6. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO**

Generalmente cuando se va a realizar un proyecto, se debe realizar en primer lugar una inversión, con la cual se conseguirán aquellos recursos necesarios para poner en funcionamiento este proyecto. Se espera que cierto tiempo después de haber realizado la inversión, el proyecto retorne la cantidad de dinero suficiente como para justificar la inversión inicial.

Antes de realizar la inversión inicial de un proyecto se suele hacer el análisis financiero del mismo con diversos criterios definidos por las ciencias económicas, cuyo objetivo principal es determinar la alternativa de inversión más adecuada con el fin de obtener la mayor rentabilidad. En este caso se evaluarán los siguientes criterios, y serán explicados detalladamente en secciones posteriores:

- Valor presente neto (VPN)
- Tasa interna de retorno (TIR)
- Pay back
- Relación costo-beneficio

Además de eso se debe tener en cuenta los gastos ocasionados por impuestos, en el caso de la legislación colombiana, los impuestos que se deben pagar en este tipo de proyecto son:

- Regalías

### **6.1 INVERSIÓN INICIAL**

La inversión inicial está definida como la suma de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Estos costos deben ser capitalizables en

perspectiva. La inversión inicial se calcula totalizando todas las salidas y entradas que ocurran al momento que se está realizando el desembolso. Esta puede calcularse bajo dos escenarios, el primero donde el desarrollo físico del proyecto no existe, y el segundo donde éste si existe, pero será modificado.

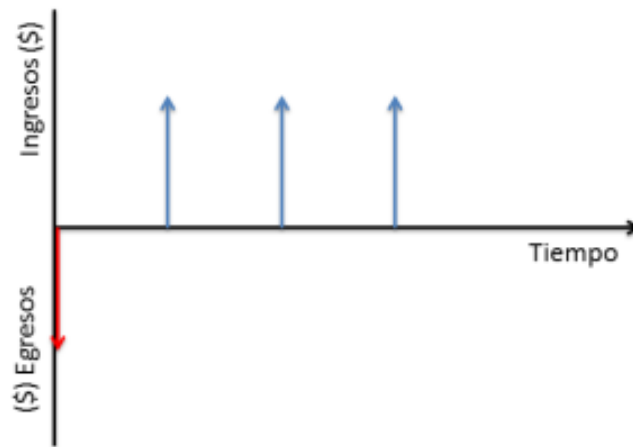
Para este proyecto en específico los gastos que se tendrán en cuenta para calcular la inversión inicial son:

- Costo por los nuevos activos a adquirir (Se suma)
- Gastos de instalación del activo (Se suma)
- Gastos de entrenamiento de personal (Se suma)
- Costos de promoción (Se suma)
- Costos de construcción (Se suma)
- Costos de desarrollo (Se suma)
- Ganancia neta por la venta del bien usado (Se resta)

## **6.2 FLUJO NETO DE EFECTIVO**

Es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto, se representa gráficamente por medio de una gráfica donde el eje horizontal representa los períodos de tiempo (Semanas, meses, trimestres, etc), y transversalmente se marcan líneas perpendiculares cuya altura indica los ingresos y egresos en el proyecto, tales como ingresos de dinero por la venta de crudo, gastos generados por la inversión, costos de operación y mantenimiento, impuestos y regalías.

**Gráfica 5. Representación gráfica del flujo de efectivo**



Fuente: El autor

De esta manera, el flujo de caja se expresa de la siguiente manera:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Impuestos}$$

### **6.3 REGALÍAS**

El estado colombiano es el propietario del subsuelo y de sus recursos naturales no renovables según el artículo 332 de la constitución política, y de acuerdo con esto, la explotación de un recurso natural no renovable supone una contraprestación económica a favor del estado, que se llama regalía. El dinero recaudado por medio de estas regalías, cumplirá ciertas funciones económicas y para el desarrollo de la población de no solo los departamentos productores, sino los demás departamentos del país, los cuales también recibirán un porcentaje de estas; algunos usos de las regalías son: la promoción de la minería, la preservación del medio ambiente, y la financiación de proyectos regionales de inversión.

Las compañías petroleras entregan al Estado entre el 8% y el 25% del valor de la producción del petróleo crudo extraído directamente del pozo (en boca de pozo). Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor

a quince grados, las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semilivianos.

**Tabla 12. Regalías por producción de hidrocarburos en Colombia**

Producción diaria promedio	Porcentaje
Menor o igual a 5 KBPD	8%
Entre 5 KBPD y 125 KBPD	$X = 8 + (KBPD - 5 KBPD) * (0.10) \%$
Entre 125 KBPD y 400 KBPD	20%
Entre 400 KBPD y 600 KBPD	$Y = 20 + (KBPD - 400 KBPD) * (0.025) \%$
Mayor a 600 KBPD	25%

Fuente: Ley 756 de 2002.

## 6.4 INDICADORES FINANCIEROS

**6.4.1 Valor Presente Neto (VPN).** Este indicador es el método más popular para evaluar proyectos de inversión a largo plazo. El valor presente neto permite determinar si una inversión cumple con su objetivo básico de maximizar la inversión. El valor presente neto permite determinar si dicha inversión puede incrementar o reducir el valor del proyecto, este cambio en el valor estimado puede ser positivo, negativo, o permanecer igual; si según la tasa de interés fijada el VPN es positivo, es conveniente aceptar el proyecto, si este es negativo, no es una buena opción llevar a cabo el proyecto porque estaría generando pérdidas, cuando el VPN es cero, existe una incertidumbre entre aceptar o no el proyecto.

El 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 interés y el tiempo de duración del proyecto.

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n} \quad (27)$$

Dónde:

n= Período de tiempo

i= Tasa de interés

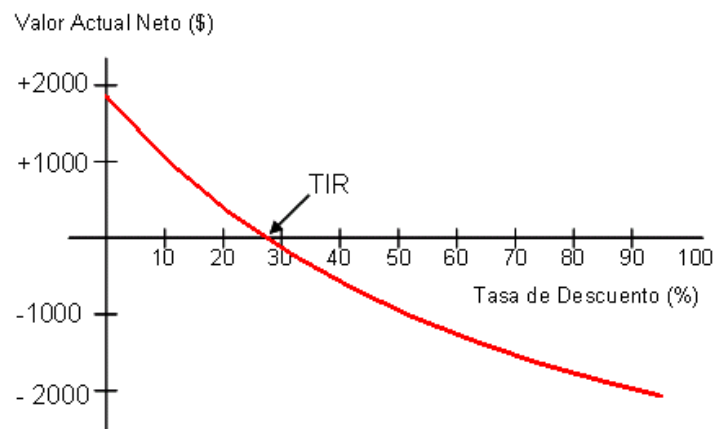
**6.4.2 Tasa Interna De Retorno (TIR).** La tasa interna de retorno (TIR) es una tasa de rendimiento utilizada en el presupuesto de capital para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones. También se conoce como la tasa de flujo de efectivo descontado de retorno. El término “interna” se refiere al hecho de que su cálculo no incorpora factores externos (por ejemplo, la tasa de interés o la inflación). En otras palabras, la tasa interna de retorno es una tasa de interés para la cual el VPN es cero.

$$0 = -I.I. + \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n} \quad (28)$$

Dónde:

I.I. es la inversión inicial del proyecto.

**Gráfica 6. Representación gráfica de la Tasa Interna de Retorno**



Fuente: Página Web [www.encyclopediainanciera.com](http://www.encyclopediainanciera.com)

**6.4.3 Tiempo de Recuperación de la Inversión (Payback).** El pay back da una idea aproximada del tiempo que tardará la compañía en recuperar la inversión inicial para determinado proyecto a través del flujo de caja neto. Puede estar expresado en semanas, meses y años.

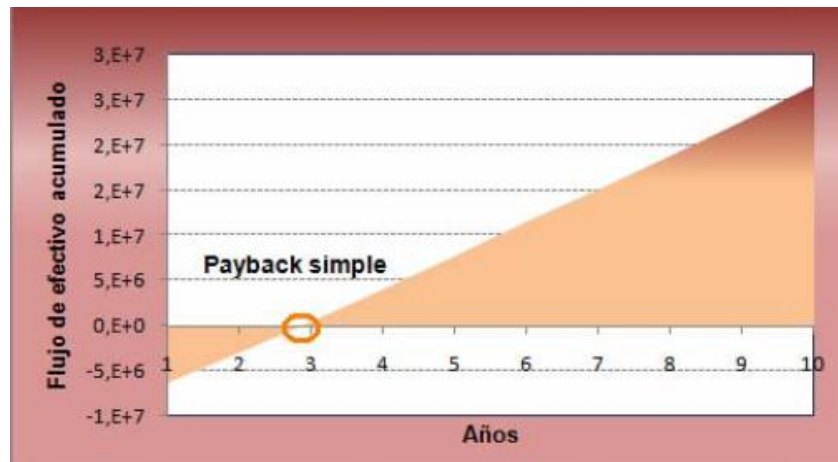
Es un método muy útil cuando se realizan inversiones en situaciones de elevada incertidumbre o no se tiene claro el tiempo en que se va a poder recuperar la inversión. Así, proporciona información sobre el tiempo mínimo necesario para recuperar la inversión.

**6.4.3.1 Pay back simple.** En este método se considera los flujos de efectivo sin tener en cuenta el valor del dinero en el tiempo, es decir se considera erróneamente que un dólar el día de hoy vale lo mismo que un dólar el día de mañana.

$$\text{Payback Simple} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Flujo de caja anual}} \quad (29)$$

Para que un proyecto sea aceptado, el Pay back simple debe ser menor a la vida económica del proyecto, esto asegurará que se recupere la inversión inicial antes de que se dé por terminado el mismo.

**Gráfica 7. Representación gráfica del Payback simple.**



Fuente: AFANADOR, C., DELGADO, L. Viabilidad técnica y económica de la perforación under balance aplicada al Campo Escuela Colorado. 2008.

**6.4.3.2 Payback ajustado.** Es el tiempo requerido para recuperar el valor presente de la inversión inicial del proyecto, utilizando los flujos de efectivo y teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Se compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo operativos netos con el valor presente de la inversión neta requerida, en otras palabras todos los flujos en ciertos periodos de tiempo se llevan a valor presente neto y se calcula el payback en un mismo tiempo.

De esta manera se obtienen resultados más precisos que utilizando el payback simple.

$$Payback\ Ajustado = \frac{VP_{inversion\ inicial}}{VP_{Flujo\ de\ efectivo\ anual}} \quad (30)$$

## 6.5 METODOLOGÍA PARA REALIZAR EL ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

- **PASO 1: Definir los escenarios de proyecto**

El análisis financiero se realiza analizando dos escenarios de negocio: El primer escenario es en el que el proyecto no se realiza y la actividad continúa de la manera habitual; el segundo escenario es donde se realiza el proyecto propuesto. Para ambos escenarios se analizarán los indicadores financieros propuestos anteriormente en el plazo de 1 año.

- **PASO 2: Estimar ingresos netos**

En este tipo de proyectos los ingresos se dan debido a la producción de hidrocarburos, sin embargo los ingresos netos incluirán los gastos operativos asociados a la extracción de crudo (El lifting cost incluye todos los gastos operacionales necesarios para extraer un barril de petróleo) además de las regalías; por lo tanto los ingresos (mensuales) serán calculados de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Ingresos} = & \text{Producción Diaria BPD} * 30 \text{ días} * \text{Precio del Barril} \\ & * 100\% - \text{Regalías} - \text{Producción diaria BPD} * 30 \text{ días} \\ & * \text{Lifting Cost} \end{aligned} \quad (31)$$

- **PASO 3: Estimar egresos**

Los egresos corresponden a las inversiones iniciales, y cualquier otro trabajo no asociado con el lifting cost, por ejemplo: servicios de pulling y varilleo.

- **PASO 4: Calcular todos los indicadores financieros**

En esta etapa se deberá hacer el cálculo de cada uno de los indicadores financieros (Valor presente neto, tasa interna de recobro, payback) para el proyecto en ambos escenarios y se compararán en una matriz.

- **PASO 5: Selección del escenario más viable económicamente**

Finalmente, analizando los resultados del paso anterior, se comparará entre escenarios y se seleccionará el que sea más viable financieramente para la compañía.

## **6.6 EVALUACIÓN FINANCIERA POZO UIS-1**

El pozo UIS-1 produce por medio de una PCP convencional, pero debido a que el contenido de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S es alto, ha presentado varias fallas por endurecimiento del elastómero; por esto se presenta la alternativa de instalación de una bomba AMPCP, al año en promedio se hace un cambio de bomba PCP convencional debido a falla de elastómero. En este caso se presentan dos escenarios: El primero en el cual se sigue con el bombeo por cavidades progresivas elastomérico y se presenta una frecuencia de falla anual, por lo tanto cada año se debe comprar dos equipos y además pagar la instalación de ambos y el pulling de uno. El segundo escenario consta de la implementación de una bomba PCP Metal-Metal, ésta se traduciría en una mayor inversión inicial, pero no se tendrá que realizar el servicio por falla cada año. Se procede a hacer el análisis financiero de cada uno de los escenarios.

**6.6.1 Ingresos.** Los ingresos permanecen constantes cada mes, debido a que éstos sólo dependen de la producción de crudo y para efectos de este estudio se considera que la producción permanecerá constante a lo largo de los 12 meses de evaluación del proyecto siendo ésta de 123BOPD. Para calcular los ingresos netos se debe tener en cuenta el lifting cost el cual es 13.5\$USD/Barril para el escenario 1 y 14,1\$USD/Barril para el escenario 2. Debido a que la producción es menor a 5,000BPD las regalías serán del 8%. En las siguientes tablas se resumen los ingresos netos para los escenarios 1 y 2:

**Tabla 13. Ingresos netos pozo UIS-1 Escenario 1**

<b>Período de Ganancia</b>	1	Meses
<b>Ganancia por barril</b>	80	\$USD/Barril
<b>Producción diaria</b>	123	BOPD
<b>Regalías</b>	8%	
<b>Lifting Cost</b>	13,50	\$USD/Barril
<b>Ingresos/Mes</b>	\$ 221.769	\$USD

Fuente: El autor.

**Tabla 14. Ingresos netos pozo UIS-2 Escenario 2**

<b>Período de Ingresos</b>	1	Meses
<b>Ganancia por barril</b>	80	\$USD/Barril
<b>Producción diaria</b>	123	BOPD
<b>Regalías</b>	8%	
<b>Lifting Cost</b>	14,10	\$USD/Barril
<b>Ingresos/Mes</b>	\$ 219.555	\$USD

Fuente: El autor.

**6.6.2 Egresos.** Los egresos corresponden a todos los gastos e inversiones realizadas a lo largo del proyecto, estos incluyen: para el escenario 1, la compra de 2 bombas PCP con instalación incluida más un servicio de pulling. Para el escenario 2 el único egreso será la inversión inicial de la AMPCP. Los egresos para ambos escenarios se resumen a continuación.

**Tabla 15. Resumen de egresos Pozo UIS-1, Escenario 1**

<b>ESCENARIO 1</b>		
<b>Mes</b>	<b>Resumen de Egresos</b>	<b>Egresos</b>
0	Costo de instalación de bomba PCP convencional (Incluye costos de equipo)	\$ 127.718
12	Costo de pulling e instalación de bomba PCP convencional (Incluye costos de equipo)	\$ 157.319

Fuente: El autor.

**Tabla 16. Resumen de egresos Pozo UIS-1, Escenario 2**

ESCENARIO 2		
Mes	Resumen de egresos	Egresos
0	Instalación de bomba PCP Metal-Metal	\$ 367.702

Fuente: El autor.

Los precios más detallados de todos los equipos se podrán encontrar en el anexo E y F.

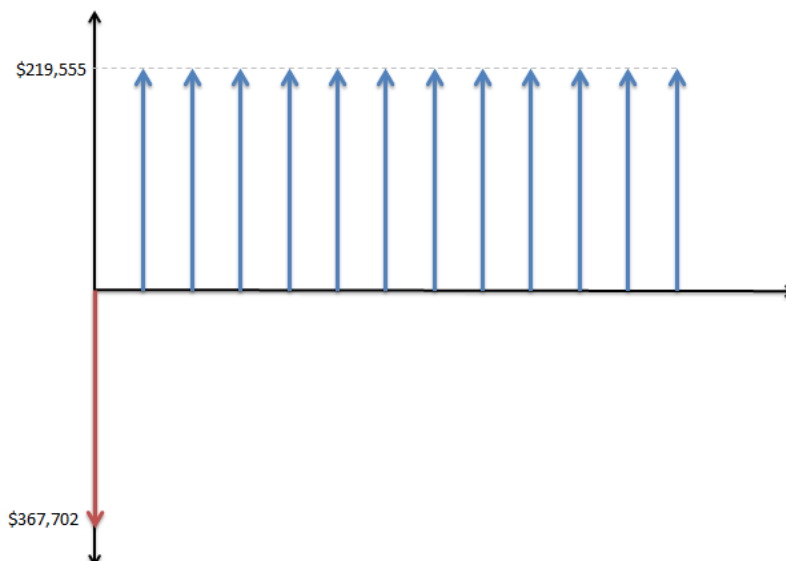
**6.6.3 Flujo de efectivo.** Con la información anterior se puede construir la gráfica de flujo de efectivo, la cual servirá para calcular los indicadores financieros.

**Gráfica 8. Flujo de efectivo para el pozo UIS-1, Escenario 1**



Fuente: El autor.

**Gráfica 9. Flujo de efectivo para el pozo UIS-1, Escenario 2**



Fuente: El autor.

**6.6.4 Indicadores Financieros.** Con la información anterior, y la teoría acerca de los indicadores financieros explicada al inicio del capítulo, se calcularon todos los indicadores que harán posible la evaluación económica del proyecto teniendo en cuenta que para la empresa el porcentaje mínimo de interés para hacer viable un proyecto es del 15%, con éste valor se calcula el VPN. A continuación se resumen los indicadores:

**Tabla 17. Indicadores financieros para el pozo UIS-1**

<b>ESCENARIO</b>	<b>VPN</b>	<b>TIR</b>	<b>Payback (Meses)</b>	<b>RCB</b>
Escenario 1	\$ 945.670	174%	0,6	10,13
Escenario 2	\$ 751.994	60%	1,5	7,78

Fuente: El autor.

**6.6.5 Conclusión.** Como se puede observar en la tabla, los indicadores financieros muestran que ambos proyectos son rentables, sin embargo permanecer utilizando una bomba PCP convencional sería mucho mejor para la compañía que incurrir en

mayores gastos adquiriendo una PCP Metal-Metal. Sin embargo esto no quiere decir que el proyecto AMPCP para casos en donde haya alto contenido de sustancias que perjudiquen el elastómero nunca sea viable, ya que la condición financiera mejoraría en pozos donde la bomba PCP falle más de una vez al año (Es decir que se tenga un índice de falla alto), en este caso podría ser viable implementar la bomba PCP Metal-Metal.

## **6.7 EVALUACIÓN FINANCIERA POZO UIS-2**

En el primer escenario se utiliza una bomba PCP convencional durante los dos o tres meses previos a la inyección cíclica de vapor; después de inyectar vapor se instala bombeo mecánico, el cual permanece por el resto de la vida productiva del pozo. Se requiere hacer un servicio de varilleo para retirar toda la sarta de bombeo mecánico cada vez que se vaya a hacer la inyección de vapor.

Y en el segundo escenario instala una bomba PCP Metal-Metal desde el inicio de la vida productiva del pozo, requiriendo levantar la sarta de varillas la distancia del rotor, para así sacarlo del estator cada vez que se haga la inyección de vapor.

**6.7.1 Ingresos.** Según los datos del campo, un pozo horizontal de Girasol comercial produce en promedio de 100 BOPD en frío a 400 BOPD en caliente, debido a que ésta producción varía a lo largo del ciclo, se tomará un promedio de 250 BOPD (Los cuales incluirán el tiempo de inyección donde la producción es nula). 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 \$13,7 por barril producido para el escenario 1 y USD \$14,1 por barril para el escenario 2.

Para poder evaluar los dos proyectos desde el mismo punto de la historia de producción del pozo, se simulará que en el mes cero del escenario 1 se paga la bomba PCP convencional con su respectivo pulling y el bombeo mecánico con su respectiva instalación. Así, se asumirá que los dos proyectos comienzan desde el inicio de la producción después de la inyección.

En las tablas a continuación se podrá ver los ingresos que mensualmente recibe cada escenario de proyecto.

**Tabla 18. Ingresos mensuales Pozo UIS-2 Escenario 1**

<b>Período de Ganancia</b>	1	Meses
<b>Ganancia por barril</b>	80	\$USD/Barril
<b>Producción diaria</b>	250	BOPD
<b>Regalías</b>	8%	
<b>Lifting Cost</b>	13,70	\$USD/Barril
<b>Ingresos/Mes</b>	\$ 449.250,00	\$USD

Fuente: El autor.

**Tabla 19. Ingresos mensuales Pozo UIS-2 Escenario 2**

<b>Período de Ingresos</b>	1	Meses
<b>Ganancia por barril</b>	80	\$USD/Barril
<b>Producción diaria</b>	250	BOPD
<b>Regalías</b>	8%	
<b>Lifting Cost</b>	14,10	\$USD/Barril
<b>Ingresos/Mes</b>	\$ 446.250,00	\$USD

Fuente: El autor.

**6.7.2 Egresos.** Los egresos corresponden tanto a las inversiones capitales (CAPEX) que se realizan al comienzo y corresponden a la instalación y costo de los equipos de levantamiento artificial, como a los gastos operativos (OPEX), los cuales corresponden a los servicios de pulling y varilleo, los cuales se deberán realizar cada cuatro meses que se requiera hacer inyección. En las siguientes tablas se resumen los egresos correspondientes a cada escenario, la columna mes indica el mes en el que se deberá hacer el gasto; la información más detallada de los costos de los sistemas de levantamiento y operaciones se podrá apreciar en los anexos F, G y H.

**Tabla 20. Resumen de egresos pozo UIS-2 Escenario 1.**

<b>ESCENARIO 1</b>		
<b>Mes</b>	<b>Resumen de Egresos</b>	<b>Egresos</b>
0	Instalación de Bomba PCP convencional (Incluyendo costos de la bomba), pulling de bomba PCP convencional e instalación de bombeo mecánico	\$ 531,520.00
4	Servicio de varilleo con taladro para inyección de vapor	\$ 29.600,00
8	Servicio de varilleo con taladro para inyección de vapor	\$ 29.600,00
12	Servicio de varilleo con taladro para inyección de vapor	\$ 29.600,00

Fuente: El autor.

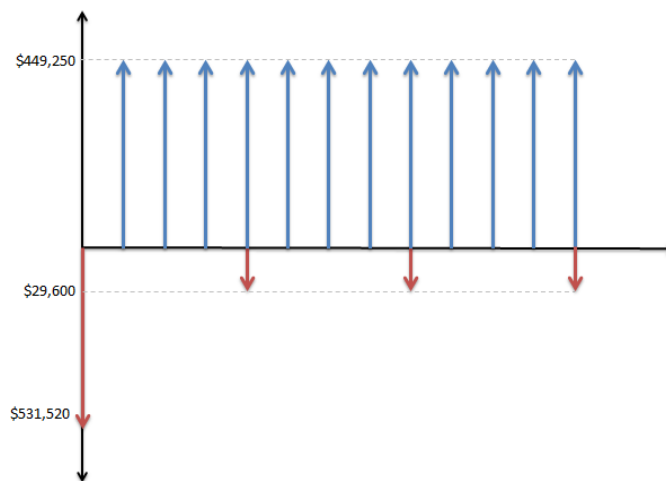
**Tabla 21. Resumen de egresos pozo UIS-2 Escenario 2.**

<b>ESCENARIO 2</b>		
<b>Mes</b>	<b>Resumen de egresos</b>	<b>Egresos</b>
0	Instalación de bomba PCP Metal-Metal (Incluyendo costos de la bomba)	\$ 327.231,57
4	Servicio de Flush By para levantar sarta al inyectar vapor	\$ 5.200,00
8	Servicio de Flush By para levantar sarta al inyectar vapor	\$ 5.200,00
12	Servicio de Flush By para levantar sarta al inyectar vapor	\$ 5.200,00

Fuente: El autor.

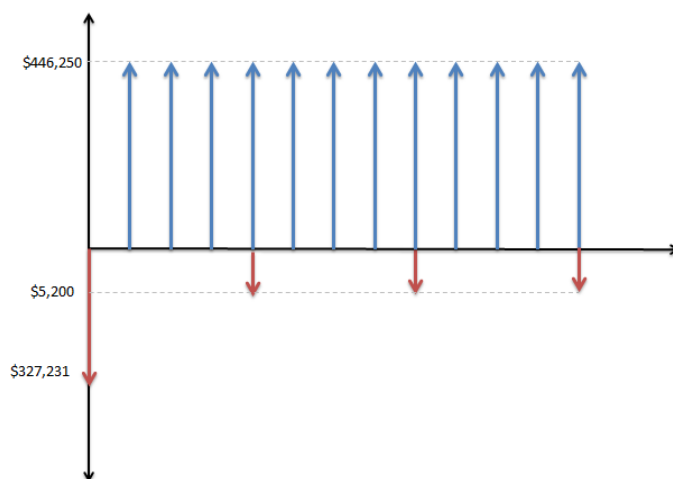
**6.7.3 Flujo de Efectivo.** Se realiza la gráfica de flujo de caja para ambos escenarios teniendo en cuenta que los ingresos netos mensuales permanecen constantes a lo largo del proyecto, y los egresos varían según el escenario.

**Gráfica 10. Flujo de efectivo para el pozo UIS-2, Escenario 1**



Fuente: El autor.

**Grafica 11. Flujo de efectivo para el pozo UIS-2, Escenario 2**



Fuente: El autor.

**6.7.4 Indicadores Financieros.** Con la información anterior se procede a calcular todos los indicadores financieros mencionados previamente: Valor presente neto, tasa interna de retorno, relación costo beneficio y tiempo de repago o payback time.

Se debe tener en cuenta que la tasa de interés mínima que la compañía ha establecido para hacer viable un proyecto es del 15%, y que el tiempo de análisis del proyecto es a 12 meses.

En la siguiente tabla se resume el resultado de los indicadores financieros para ambos proyectos:

**Tabla 22. Indicadores financieros para el pozo UIS-2**

ESCENARIO	VPN	TIR	Payback (Meses)	RCB
Escenario 1	\$ 1,825,815	84%	1,2	8.7
Escenario 2	\$ 2,202,022	136%	0,7	15.6

Fuente: El autor.

**6.7.5 Conclusión.** Como se pudo observar en la tabla anterior, la implementación de una bomba PCP Metal-Metal es viable en este pozo y resulta ser mucho mejor debido a que el proceso realizado actualmente por la compañía en este pozo, el cual requiere una previa estabilización con PCP, posteriormente un cambio de sistema de levantamiento a bombeo mecánico debido a que el elastómero no soporta el proceso térmico, esto resulta demasiado costoso y aunque es económico, instalar una AMPCP generaría mayores ingresos a la compañía. Esto demuestra el éxito y la creciente demanda de ésta tecnología en pozos con tratamiento térmico.

## 7. CONCLUSIONES

- Al realizar la consulta bibliográfica del sistema PCP tipo Metal-Metal, fue posible determinar las características operativas del mismo, así mismo identificar las diferencias entre el sistema PCP convencional y PCP Meta-Metal, se concluyó que un sistema AMPCP podría ser viable para instalar en campos Colombianos donde se utilizara recobro térmico o bien en donde hubiese bombas PCP convencionales y alto contenido de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.
- Se realizó una consulta bibliográfica de los posibles campos en los cuales se podría instalar el sistema de bombeo por cavidades progresivas tipo metal-metal, escogiendo a Casabe para la propuesta por falla debido al alto contenido de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> y Girasol para la propuesta por altas temperaturas. En el caso del diseño por alto contenido de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>; se estudió la viabilidad de pozos en el campo La Cira, pero no resultó positiva porque no se presentó falla de equipos por la producción de este contaminante.
- Al realizar el diseño PCP metal-Metal para los pozos seleccionados, se deduce que es técnicamente viable instalar este tipo de bombas, eliminando las fallas por elastómero y obteniendo una carga en las varillas por debajo del límite de tensión y de torque. Así mismo, se logra asentar la bomba en ambos pozos en un segmento con DLS menor a tres.
- Las bombas AMPCP, se ven menos afectadas por el gas que las bombas con elastómero, ya que no sufrirán descompresión explosiva o histéresis. Y al compararlas con el bombeo mecánico, no presentarán bloqueo por la producción de gas ni requerirá tubería de cola o anclas de gas. Lo cual presenta una ventaja técnica muy importante sobre las bombas PCP Convencionales.

- Desde el punto de vista financiero, se concluye que no es factible instalar la AMPCP en pozos donde haya alto contenido de gases corrosivos y las fallas por elastómero tengan una recurrencia baja, ya que ésta bomba es más costosa que la bomba PCP convencional y con la frecuencia de fallas baja, no se justificaría comprar un equipo mucho más costoso; sin embargo si el pozo presenta fallas de menor tiempo de vida, podría ser conveniente la instalación de la bomba AMPCP. Caso contrario ocurre en los pozos donde hay tratamiento térmico, en donde si es factible instalar la bomba AMPCP, ya que financieramente el proyecto es mucho más atractivo que realizar cambios de sistema de levantamiento como sucede en el pozo UIS-2, debido a que se reduce el tiempo de diferida de producción al ser posible la inyección de vapor a través del estator en vez de tener que retirar toda la sarta (como sucede en bombeo mecánico) y además no hay que asumir los altos costos de compra de otro sistema de levantamiento.

## 8. RECOMENDACIONES

- En el presente estudio se analizó la aplicabilidad de las bombas PCP Metal-Metal en dos casos: El primero en un campo con alto contenido de gases corrosivos, y el segundo en un pozo de altas temperaturas; sin embargo se recomienda también evaluar la posibilidad de implementar AMPCP en campos donde haya problemas en el elastómero de las bombas PCP por parafinas.
- Considerar la posibilidad de extender el estudio de factibilidad de la implementación de las bombas PCP Metal-Metal en otros campos colombianos, especialmente en campos con crudos de alto contenido de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, donde haya una mayor recurrencia de fallas por elastómero endurecido.
- Debido a que todo el desarrollo matemático para realizar el diseño de las bombas AMPCP es confidencial, se recomienda desarrollar un sistema numérico para realizar los cálculos del espaciamiento requerido entre el rotor y el estator, así como el deslizamiento de fluido en la bomba que permita realizar el diseño manualmente.

## BIBLIOGRAFÍA

1. BEAUQUIN, J. L. *et al.* SPE 97796. Development Status of a Metal Progressing Cavity Pumps for Heavy Oil and Hot Production Wells. En: International thermal operation and heavy oil symposium (November 1 – November 3, 2005, Calgary, Alberta, Canada). Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineers and PS-CIM/CHOA. 2005.
2. BEAUQUIN, J. L. *et al.* SPE 110479. World's First Metal PCP SAGD Test Shows Progressing Artificial – Lift Technology for Heavy – Oil Hot Production: Joslyn Field Case. En: SPE annual technical conference and exhibition (11 – 14 November, 2007, Anaheim, California, USA). Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineers. 2007.
3. BINGCHANG, W.; The Special Successful PCP Applications in Heavy Oilfield. SPE 136817. Alberta, Canadá, 2010.
4. BLANK, Leland T. y TARQUIN, Anthony. Ingeniería económica. 4ta Edición. Colombia editorial Mc GrawHill. 1999.
5. BRICEÑO, Silvia; GRANADO, Edmar y RODRIGUEZ Erika. Uso de Bombas de Cavidades Progresivas Metal – Metal en Operaciones de Vapor.
6. CHACIN, Nelvy. Bombeo de Cavidades Progresivas: Operaciones, diagnóstico, análisis de falla y trouble shooting. Workshop. 2003.
7. GAMBOA, Jose *et al.*; Understanding the Performance of a Progressive Cavity Pump with a Metallic Stator; Venezuela, 2004.

8. GUERRA, E; SANCHEZ A y MATTHEWS, I. SPE 120645. Field Implementation Experience with Metal PCP Technology in Cuban Heavy Oil Fields. En: SPE Production and operation symposium (4 April – 8 April, Oklahoma City, Oklahoma). Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineers. 2009.
9. HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Versión 2008 v1 Oil production consulting and training. 2008.
10. KUDU Industries. Guía de Evaluación de la Bomba.
11. KUDU Industries INC; KUDU's Thermal Package. Brochure.
12. MONSALVE, D.; Evaluación de los modelos matemáticos utilizados en el diseño de los sistemas de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas. Tesis de Grado UIS. Colombia, 2012.
13. NIND, T.E.W; Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros, Editorial Limusa; Ontario, Canadá, 1987.
14. NOONAN, S. G., *et al.* SPE117493. Quest to Validate Undefined Performance for the High Volume Metallic Stator PCP at 250°C. En: International thermo operations and heavy oil symposium (20 October – 23 October Calgary, Alberta, Canada). Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineers. 2008.
15. PALADINO, E. LIMA, J. ALMEIDA, R. SPE 114110. Computational Modeling of the Three-Dimensional flow in a Metallic Stator Progressing Cavity Pump. Committees of the Society of Petroleum Engineers Houston, Texas, 2008.

16. RAEM; SEINCE, L y MITSKOPOULOS, M. WHOC11-278. All metal Progressing Cavity Pumps Deployed in SAGD. En: world heavy oil congress (2011 Edmonton, Alberta). 2011.
17. WEATHERFORD, COROD® D-Grade Carbon Steel (D/DR) Continuous Rod, COROD Continuous Rod and Flushbys, 2011.
18. WEATHERFORD, COROD® DWR Regular-Strenght Continuous Rod, COROD Continuous Rod and Flushbys, 2011.
19. YOUNG, Eduardo. Elastómeros: Comportamiento con la Temperatura y Agentes Agresivos. 2002.

## **ANEXOS**

## **ANEXO A. Survey Pozos UIS-1 Y UIS-2**

## ANEXO A.1 Survey Pozo UIS-1

Comments	Measured Depth (ft)	Inclination (deg)	Azimuth (deg)	TVD (ft)	Vertical Section (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Closure (ft)	Closure Azimuth (deg)	DLS (deg/100 ft)	Mag / Grav Tool Face (deg)	Trav Cyl Dist Ct-Ct (ft)
Tie-In	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	322.37M	0.00
	477.00	1.44	322.37	476.95	5.94	4.75	-3.66	5.99	322.37	0.30	327.71M	2.26
	508.00	2.12	327.71	507.93	6.89	5.54	-4.20	6.95	322.81	2.26	330.79M	2.64
	539.00	2.91	330.79	538.90	8.21	6.71	-4.89	8.31	323.90	2.58	326.38M	3.32
	570.00	3.95	326.38	569.85	10.01	8.29	-5.87	10.16	324.69	3.46	318.45M	4.19
	600.00	5.14	318.45	599.75	12.36	10.15	-7.33	12.52	324.16	4.48	33.13L	4.95
	630.00	6.64	310.33	629.60	15.43	12.28	-9.55	15.56	322.14	5.71	17.95L	5.38
	661.00	8.20	306.82	660.33	19.41	14.77	-12.68	19.47	319.34	5.24	9.07L	5.42
	692.00	9.41	305.64	690.97	24.10	17.57	-16.51	24.11	316.78	3.95	9.26L	5.24
	722.00	10.57	304.61	720.51	29.23	20.56	-20.77	29.23	314.71	3.91	22.02L	4.95
	753.00	11.53	302.68	750.94	35.05	23.85	-25.72	35.07	312.84	3.32	6.16L	4.50
	784.00	12.99	301.98	781.23	41.47	27.37	-31.28	41.56	311.18	4.73	9.32L	3.87
	816.00	14.64	300.91	812.30	48.90	31.35	-37.80	49.11	309.67	5.22	4.98L	2.98
	846.00	15.83	300.53	841.25	56.54	35.38	-44.58	56.91	308.43	3.98	22.04L	2.06
	876.00	16.21	299.98	870.08	64.55	39.55	-51.73	65.12	307.40	1.36	19.98R	1.41
	907.00	17.06	301.03	899.79	73.14	44.05	-59.38	73.93	306.57	2.91	58.42R	1.37
	939.00	17.60	303.83	930.33	82.44	49.17	-67.42	83.44	306.10	3.10	43.04R	1.97
	971.00	18.80	307.22	960.73	92.30	54.98	-75.54	93.43	306.05	5.00	37.38R	2.91
	1003.00	20.11	310.08	990.91	102.89	61.64	-83.86	104.08	306.32	5.06	45.74R	4.12
	1035.00	21.24	313.20	1020.85	114.16	69.15	-92.29	115.33	306.84	4.93	69.75R	5.48
	1067.00	21.49	314.98	1050.65	125.82	77.26	-100.67	126.90	307.51	2.17	64.62R	6.76
	1099.00	21.84	316.90	1080.39	137.63	85.75	-108.88	138.59	308.22	2.47	67.70R	7.86
	1130.00	22.17	318.95	1109.13	149.23	94.37	-116.66	150.05	308.97	2.70	87.40R	8.73
	1162.00	22.24	321.69	1138.76	161.27	103.68	-124.38	161.92	309.81	3.24	87.61R	9.31
	1226.00	22.43	327.38	1197.96	185.22	123.47	-138.47	185.52	311.72	3.39	80.10R	9.24
	1289.00	22.67	330.50	1256.15	208.66	144.16	-150.93	208.71	313.69	1.94	69.55R	8.59
	1353.00	22.89	331.97	1315.16	232.45	165.88	-162.85	232.46	315.53	0.95	170.59R	8.50
	1416.00	22.75	332.03	1373.23	255.81	187.45	-174.32	255.98	317.08	0.23	36.72R	9.49
	1448.00	22.87	332.26	1402.72	267.66	198.42	-180.12	267.98	317.77	0.47	167.74R	10.26
	1480.00	21.86	332.85	1432.32	279.27	209.23	-185.73	279.77	318.40	3.23	161.71R	11.00
	1512.00	20.83	333.81	1462.12	290.33	219.63	-190.96	291.04	318.99	3.40	148.77R	11.90
	1543.00	19.79	335.69	1491.19	300.45	229.36	-195.55	301.41	319.55	3.96	152.85R	12.96
	1575.00	19.11	336.76	1521.37	310.38	239.11	-199.85	311.63	320.11	2.40	133.69R	14.18
	1607.00	18.98	337.18	1551.61	320.07	248.72	-203.94	321.64	320.65	0.59	180.00L	15.31
	1643.00	17.93	337.17	1585.76	330.62	259.23	-208.36	332.58	321.21	2.92	176.00L	16.55
	1671.00	17.09	336.97	1612.47	338.42	266.98	-211.64	340.69	321.60	3.01	140.64L	17.62
	1702.00	16.14	334.11	1642.17	346.72	275.05	-215.30	349.30	321.95	4.04	106.10L	18.87
	1734.00	16.00	332.25	1672.92	355.13	282.96	-219.30	357.99	322.22	1.67	115.74L	19.92
	1766.00	15.70	329.85	1703.70	363.53	290.60	-223.53	366.63	322.43	2.25	172.87R	20.56
	1798.00	15.55	329.92	1734.52	371.86	298.06	-227.85	375.17	322.60	0.47	142.14L	20.80
	1830.00	15.30	329.18	1765.37	380.10	305.40	-232.16	383.62	322.76	0.99	167.59R	20.66
	1862.00	14.79	329.62	1796.27	388.14	312.55	-236.39	391.88	322.90	1.63	165.81R	20.25
	1893.00	14.66	329.75	1826.25	395.76	319.35	-240.37	399.70	323.03	0.43	162.46R	19.57
	1925.00	13.60	331.18	1857.29	403.29	326.14	-244.22	407.45	323.17	3.49	155.88R	18.75
	1957.00	12.73	332.96	1888.44	410.26	332.58	-247.64	414.65	323.33	3.00	163.54R	18.03
	1989.00	12.08	333.88	1919.70	416.78	338.73	-250.72	421.42	323.49	2.12	174.53L	17.31
	2021.00	11.36	333.53	1951.03	422.93	344.55	-253.60	427.82	323.65	2.26	165.31R	16.52
	2084.00	9.41	336.68	2013.00	433.60	354.84	-258.40	438.96	323.94	3.22	177.24R	15.18
	2148.00	7.76	337.27	2076.28	442.46	363.63	-262.14	448.27	324.21	2.58	177.70R	14.18
	2211.00	5.80	338.05	2138.83	449.33	370.51	-264.98	455.51	324.43	3.11	158.33L	13.42
	2275.00	3.99	327.25	2202.60	454.48	375.38	-267.39	460.88	324.54	3.16	152.45L	12.53
	2307.00	3.42	322.14	2234.53	456.51	377.07	-268.58	462.94	324.54	2.06	178.94R	11.83
	2338.00	2.50	322.53	2265.49	458.10	378.34	-269.56	464.54	324.53	2.97	323.65M	11.10
Form. Colorado	2350.00	2.02	323.65	2277.48	458.57	378.71	-269.84	465.01	324.53	4.00	328.43M	10.85
	2375.00	1.12	328.43	2302.47	459.24	379.28	-270.23	465.70	324.53	3.64	20.71M	10.45
	2404.00	0.54	20.71	2331.47	459.58	379.65	-270.33	466.06	324.55	3.10	74.86M	10.31
	2462.00	1.02	74.86	2389.46	459.43	380.04	-269.74	466.03	324.63	1.43	83.27M	10.87
	2557.00	1.40	83.27	2484.44	458.29	380.39	-267.77	465.19	324.86	0.44	32.76M	12.82
Arena Ao	2640.00	1.32	32.76	2567.42	457.86	381.32	-266.24	465.07	325.08	1.40	25.82M	14.34
	2653.00	1.40	25.82	2580.42	457.95	381.59	-266.09	465.20	325.11	1.41	59.95M	14.51
Arena A1	2739.00	1.96	59.95	2666.38	457.91	383.27	-264.36	465.60	325.40	1.30	69.05M	16.41
	2780.00	2.37	69.05	2707.35	457.39	383.92	-262.96	465.34	325.59	1.30	111.78M	17.89
	3163.00	3.86	111.78	3089.82	442.30	381.97	-243.59	453.03	327.47	0.69	100.40M	37.00
	3258.00	2.40	100.40	3184.68	437.73	380.42	-238.67	449.09	327.90	1.66	112.35M	41.91

	3354.00	3.85	112.35	3280.54	433.10	378.84	-233.71	445.12	328.33	1.65	106.73M	46.91
	3450.00	3.92	106.73	3376.32	427.23	376.67	-227.58	440.08	328.86	0.40	102.26M	53.15
Arena A2	3540.00	4.03	102.26	3466.10	421.86	375.11	-221.55	435.65	329.43	0.37	101.97M	59.30
	3546.00	4.04	101.97	3472.08	421.51	375.02	-221.14	435.36	329.47	0.38	104.55M	59.72
	3641.00	4.09	104.55	3566.85	415.78	373.47	-214.58	430.73	330.12	0.20	104.71M	66.40
	3766.00	4.48	104.71	3691.50	407.72	371.11	-205.55	424.23	331.02	0.31	108.50M	75.65
	3862.00	4.14	108.50	3787.22	401.38	369.06	-198.63	419.12	331.71	0.46	108.27M	82.78
Arena A3	3868.00	4.08	108.27	3793.21	401.00	368.93	-198.22	418.81	331.75	1.04	103.85M	83.20
	3958.00	3.24	103.85	3883.02	395.96	367.31	-192.71	414.80	332.32	0.98	105.28M	88.89
	4053.00	2.86	105.28	3977.89	391.60	366.05	-187.82	411.42	332.84	0.41	112.25M	93.92
	4147.00	2.41	112.25	4071.79	387.74	364.68	-183.73	408.35	333.26	0.59	112.34M	98.17
	4242.00	2.26	112.34	4166.71	384.17	363.21	-180.15	405.43	333.62	0.16	113.41M	101.95
Formacion Mugrosa	4273.00	2.16	113.41	4197.69	383.06	362.75	-179.05	404.53	333.73	0.35	116.01M	103.12
	4338.00	1.95	116.01	4262.65	380.88	361.78	-176.93	402.72	333.94	0.35	117.19M	105.37
Arena B1	4358.00	1.90	117.19	4282.63	380.24	361.48	-176.33	402.19	334.00	0.32	122.29M	106.02
	4434.00	1.72	122.29	4358.60	377.93	360.29	-174.24	400.21	334.19	0.32	131.07M	108.29
	4529.00	1.64	131.07	4453.56	375.18	358.64	-172.01	397.75	334.38	0.28	130.04M	110.80
Arena B2	4588.00	1.38	130.04	4512.54	373.63	357.63	-170.83	396.33	334.47	0.44	129.20M	112.16
	4624.00	1.22	129.20	4548.53	372.82	357.10	-170.21	395.59	334.52	0.44	142.63M	112.88
	4720.00	0.82	142.63	4644.51	371.12	355.91	-169.00	394.00	334.60	0.48	76.56M	114.32
	4911.00	0.64	76.56	4835.50	369.21	355.07	-167.13	392.44	334.79	0.42	95.32M	116.32
	5133.00	0.78	95.32	5057.48	367.39	355.22	-164.42	391.43	335.16	0.12	95.32M	118.93
Arena B3	5286.00	0.90	95.32	5210.47	365.67	355.01	-162.19	390.31	335.45	0.08	347.29M	121.16
Ultimo Survey	5325.00	0.39	347.29	5249.46	365.55	355.12	-161.91	390.28	335.49	2.78	245.44M	121.41
Proyeccion a TD	5416.00	0.18	245.44	5340.46	365.86	355.36	-162.11	390.59	335.48	0.51	---	129.09

## ANEXO A.2 SURVEY POZO UIS-2

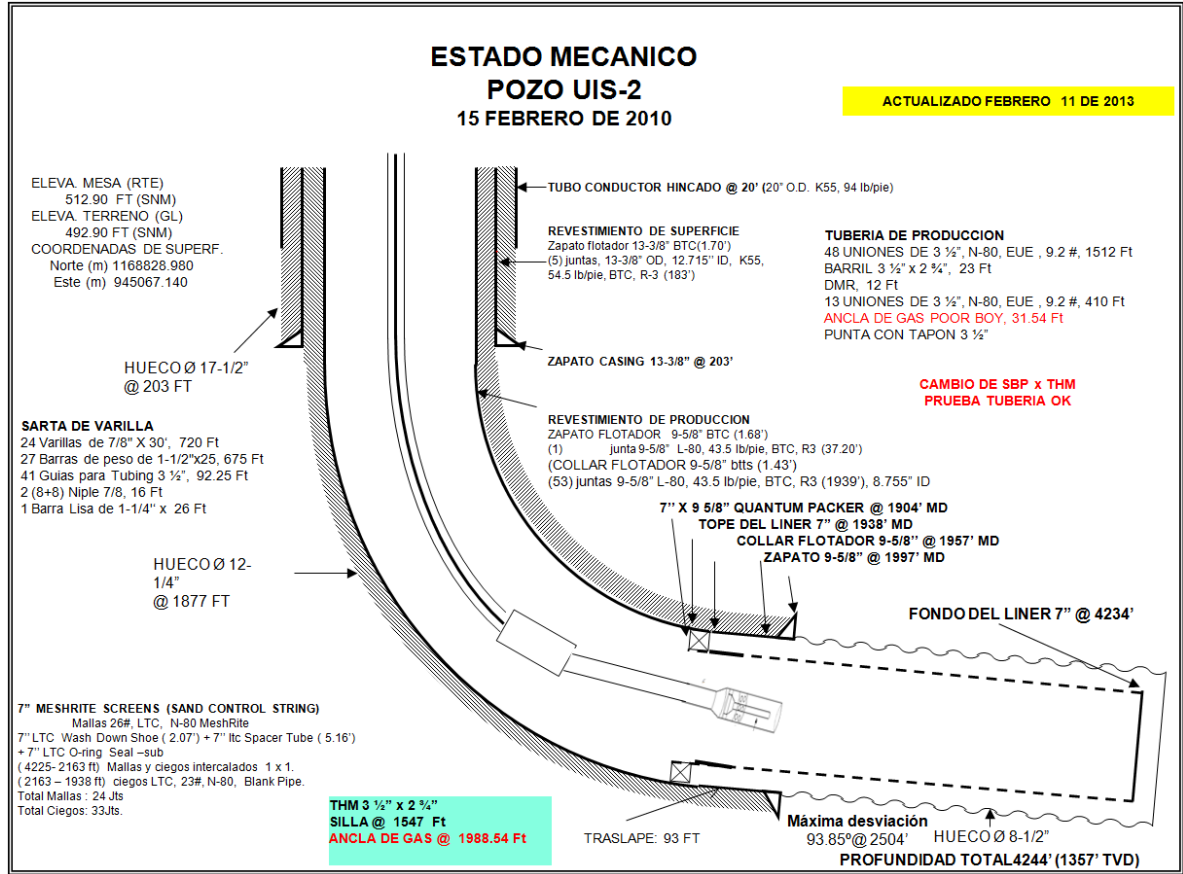
Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	VSEC (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Closure (ft)	Closure Azimuth (°)	DLS (*/100ft)	TF (°)
Tie-In	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		18.53M
	230.00	1.90	18.53	229.96	2.49	3.62	1.21	3.81	18.53	0.83	6.02M
	293.00	3.99	6.02	292.87	4.94	6.79	1.77	7.01	14.65	3.45	5.32M
	355.00	6.51	5.32	354.61	9.51	12.43	2.33	12.65	10.60	4.07	7.64L
	417.00	8.69	3.39	416.06	16.24	20.61	2.93	20.81	8.09	3.54	8.25L
	480.00	11.27	1.48	478.10	25.40	31.51	3.37	31.69	6.10	4.13	0.27R
	542.00	13.75	1.53	538.62	36.77	44.94	3.72	45.09	4.74	4.00	2.55L
	603.00	16.88	1.05	597.45	50.45	61.04	4.08	61.18	3.82	5.14	5.58R
	664.00	19.92	1.92	655.32	66.75	80.29	4.59	80.42	3.27	5.00	6.12R
	724.00	22.53	2.65	711.25	84.98	101.99	5.46	102.14	3.07	4.37	3.36R
	785.00	24.74	2.96	767.13	105.39	126.42	6.66	126.59	3.02	3.63	13.44L
	846.00	26.74	1.90	822.07	127.60	152.88	7.78	153.08	2.91	3.36	23.33L
	878.00	27.86	0.87	850.51	140.04	167.55	8.13	167.75	2.78	3.80	24.68L
	939.00	29.82	359.07	903.94	165.37	196.97	8.10	197.14	2.35	3.51	19.3L
	999.00	32.52	357.32	955.28	192.59	228.01	7.10	228.12	1.78	4.75	22.2L
	1059.00	36.10	354.86	1004.83	222.80	261.73	4.76	261.78	1.04	6.40	35.02L
	1120.00	39.90	350.79	1052.90	257.25	298.96	0.02	298.96	0.00	7.46	30.63L
	1181.00	43.40	347.81	1098.48	295.36	338.78	-7.54	338.86	358.73	6.59	27.3L
	1242.00	45.73	346.14	1141.93	336.16	380.47	-17.20	380.86	357.41	4.28	11.63L
	1303.00	47.97	345.52	1183.65	378.84	423.62	-28.10	424.55	356.21	3.75	11.95L
	1363.00	51.45	344.58	1222.44	422.90	467.82	-39.91	469.52	355.12	5.92	10.67L
Inicio de Tangente	1424.00	54.75	343.82	1259.07	470.05	514.75	-53.20	517.49	354.10	5.50	162.73R
	1485.00	54.41	343.95	1294.42	518.18	562.51	-66.99	566.48	353.21	0.58	42.23L
Final de Tangente	1511.00	54.68	343.65	1309.50	538.69	582.85	-72.90	587.39	352.87	1.40	14.84L
	1546.00	56.25	343.15	1329.34	566.66	610.48	-81.14	615.84	352.43	4.64	22.76L
	1576.00	57.95	342.31	1345.64	591.17	634.53	-88.62	640.69	352.05	6.13	20.97L
	1606.00	60.01	341.40	1361.10	616.27	658.96	-96.63	666.00	351.66	7.34	12.3L
	1636.00	62.41	340.81	1375.54	642.01	683.83	-105.14	691.86	351.26	8.18	14.53L
	1667.00	65.54	339.92	1389.14	669.35	710.06	-114.50	719.23	350.84	10.42	8.58L
	1696.00	68.44	339.45	1400.48	695.61	735.09	-123.77	745.44	350.44	10.11	9.38L
	1727.00	71.25	338.96	1411.16	724.28	762.29	-134.10	774.00	350.02	9.19	10.9L
	1757.00	73.29	338.55	1420.29	752.47	788.92	-144.46	802.04	349.62	6.92	16.57L
	1787.00	75.57	337.85	1428.35	781.03	815.75	-155.19	830.38	349.23	7.93	1.49L
	1818.00	77.83	337.79	1435.48	810.87	843.69	-166.58	859.98	348.83	7.29	1.28L
	1848.00	80.04	337.74	1441.23	839.99	870.94	-177.72	888.89	348.47	7.37	12.58R
	1878.00	81.77	338.13	1445.98	869.29	898.39	-188.85	918.03	348.13	5.91	4.63L
	1908.00	83.61	337.98	1449.79	898.70	925.99	-199.97	947.34	347.81	6.15	1.35R
	1933.00	85.30	338.02	1452.21	923.30	949.06	-209.29	971.86	347.56	6.76	20.76L
	1977.00	86.67	337.50	1455.29	966.72	989.69	-225.90	1015.14	347.14	3.33	18.8L
	2010.00	88.05	337.03	1456.81	999.37	1020.09	-238.64	1047.63	346.83	4.42	3.66L

Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	VSEC (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Closure (ft)	Closure Azimuth (°)	DLS (°/100ft)	TF (°)
	2041.00	89.77	336.92	1457.40	1030.10	1048.61	-250.76	1078.18	346.55	5.56	167.95L
	2074.00	88.74	336.70	1457.83	1062.81	1078.94	-263.76	1110.71	346.26	3.19	107.62L
	2106.00	88.54	336.07	1458.59	1094.57	1108.26	-276.57	1142.24	345.99	2.07	97.51L
	2138.00	88.25	333.86	1459.48	1126.40	1137.24	-290.11	1173.66	345.69	6.96	51.56L
	2168.00	89.02	332.89	1460.20	1156.32	1164.05	-303.55	1202.97	345.38	4.13	26.72L
	2200.00	90.55	332.12	1460.32	1188.27	1192.43	-318.32	1234.19	345.05	5.35	64.44L
	2230.00	90.77	331.66	1459.97	1218.24	1218.89	-332.45	1263.42	344.74	1.70	73.32L
	2261.00	91.21	330.19	1459.44	1249.22	1245.98	-347.52	1293.53	344.42	4.95	19.79L
	2292.00	92.21	329.83	1458.51	1280.20	1272.82	-363.00	1323.57	344.08	3.43	21.78R
	2322.00	92.56	329.97	1457.26	1310.18	1298.75	-378.04	1352.65	343.77	1.26	94.56L
	2352.00	92.50	329.22	1455.94	1340.15	1324.60	-393.20	1381.73	343.47	2.51	92.11L
	2383.00	92.44	327.62	1454.60	1371.11	1350.98	-409.42	1411.66	343.14	5.16	24.2R
	2413.00	92.64	327.71	1453.27	1401.07	1376.30	-425.45	1440.56	342.82	0.73	84.36L
	2444.00	92.70	327.10	1451.83	1432.02	1402.39	-442.13	1470.44	342.50	1.98	65.16L
	2474.00	93.30	325.80	1450.26	1461.94	1427.36	-458.69	1499.25	342.18	4.77	52.93L
	2504.00	93.85	325.07	1448.39	1491.81	1452.02	-475.68	1527.95	341.86	3.04	87.11L
	2534.00	93.93	323.45	1446.35	1521.62	1476.31	-493.16	1556.50	341.53	5.39	115.55L
	2565.00	93.16	321.84	1444.44	1552.34	1500.90	-511.93	1585.81	341.17	5.75	82.53L
	2595.00	93.39	320.07	1442.72	1581.97	1524.16	-530.80	1613.95	340.80	5.94	93.1L
	2625.00	93.30	318.43	1440.97	1611.45	1546.85	-550.35	1641.84	340.42	5.47	131.88L
	2656.00	92.87	317.95	1439.30	1641.82	1569.92	-570.98	1670.53	340.01	2.08	32.7L
	2723.00	93.01	317.86	1435.87	1707.40	1619.57	-615.84	1732.71	339.18	0.25	17.42L
	2756.00	93.36	317.75	1434.03	1739.68	1643.99	-637.97	1763.43	338.79	1.11	4.39R
	2786.00	93.62	317.77	1432.21	1769.01	1666.15	-658.10	1791.41	338.45	0.87	16.36L
	2817.00	93.79	317.72	1430.21	1799.31	1689.05	-678.90	1820.38	338.10	0.57	9.98L
	2847.00	93.96	317.69	1428.18	1828.62	1711.19	-699.04	1848.47	337.78	0.58	28.99L
	2877.00	94.14	317.59	1426.06	1857.92	1733.30	-719.21	1876.59	337.46	0.69	133.03L
	2908.00	93.73	317.15	1423.93	1888.17	1756.06	-740.15	1905.67	337.15	1.94	153.48R
	2939.00	93.53	317.25	1421.97	1918.41	1778.76	-761.17	1934.78	336.83	0.72	138.86R
	2968.00	93.45	317.32	1420.20	1946.72	1800.03	-780.81	1962.08	336.55	0.37	54.41L
	2998.00	93.50	317.25	1418.39	1976.00	1822.03	-801.12	1990.37	336.27	0.29	138.99L
	3029.00	93.19	316.98	1416.58	2006.24	1844.70	-822.18	2019.63	335.98	1.33	135.04R
	3059.00	93.16	317.01	1414.91	2035.49	1866.61	-842.61	2047.98	335.70	0.14	7.42L
	3089.00	93.39	316.98	1413.20	2064.75	1888.51	-863.04	2076.37	335.44	0.77	113.23R
	3120.00	93.36	317.05	1411.38	2094.98	1911.15	-884.14	2105.75	335.17	0.25	166.26L
	3150.00	92.87	316.93	1409.75	2124.24	1933.05	-904.57	2134.23	334.92	1.68	155.88L
	3180.00	92.58	316.80	1408.32	2153.49	1954.92	-925.06	2162.74	334.68	1.06	158.22R
	3211.00	92.53	316.82	1406.94	2183.72	1977.50	-946.26	2192.24	334.43	0.17	3.36L
	3241.00	92.70	316.81	1405.57	2212.97	1999.35	-966.77	2220.82	334.19	0.57	14.02R
	3272.00	93.02	316.89	1404.02	2243.19	2021.94	-987.94	2250.39	333.96	1.06	121.57L

Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	VSEC (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Closure (ft)	Closure Azimuth (°)	DLS (°/100ft)	TF (°)
	3302.00	92.67	316.32	1402.53	2272.42	2043.71	-1008.53	2279.01	333.73	2.23	168.24L
	3333.00	91.95	316.17	1401.28	2302.58	2066.09	-1029.95	2308.57	333.50	2.37	74.28L
	3363.00	92.04	315.85	1400.24	2331.75	2087.66	-1050.77	2337.18	333.28	1.11	28.79R
	3393.00	92.44	316.07	1399.07	2360.91	2109.21	-1071.61	2365.82	333.07	1.52	72.46R
	3423.00	92.50	316.26	1397.77	2390.09	2130.83	-1092.37	2394.51	332.86	0.66	48.34R
	3454.00	92.58	316.35	1396.40	2420.26	2153.22	-1113.76	2424.21	332.65	0.39	3.12R
	3484.00	93.13	316.38	1394.91	2449.45	2174.90	-1134.44	2452.99	332.45	1.84	129.42R
	3514.00	92.30	317.39	1393.48	2478.71	2196.78	-1154.92	2481.87	332.27	4.35	90R
	3545.00	92.30	318.29	1392.24	2509.06	2219.74	-1175.71	2511.88	332.09	2.90	60.31R
	3575.00	92.67	318.94	1390.94	2538.50	2242.23	-1195.53	2541.03	331.93	2.49	104.05R
	3605.00	92.64	319.06	1389.55	2567.98	2264.84	-1215.19	2570.25	331.78	0.41	38.12R
	3635.00	92.78	319.17	1388.13	2597.47	2287.50	-1234.80	2599.50	331.64	0.59	82.63L
	3665.00	92.82	318.86	1386.67	2626.94	2310.12	-1254.45	2628.74	331.50	1.04	74.03R
	3696.00	92.90	319.14	1385.12	2657.40	2333.48	-1274.76	2658.98	331.35	0.94	15.61L
	3726.00	93.65	318.93	1383.41	2686.86	2356.10	-1294.40	2688.25	331.22	2.60	68.58R
	3756.00	93.74	319.16	1381.47	2716.31	2378.71	-1314.02	2717.52	331.08	0.82	79.84L
	3787.00	93.79	318.88	1379.44	2746.74	2402.06	-1334.31	2747.78	330.95	0.92	176.15R
	3816.00	92.90	318.94	1377.74	2775.21	2423.88	-1353.34	2776.10	330.82	3.08	166.72L
	3847.00	92.18	318.77	1376.37	2805.66	2447.20	-1373.71	2806.40	330.69	2.39	39.01R
	3877.00	92.55	319.07	1375.13	2835.14	2469.80	-1393.41	2835.75	330.57	1.59	45.6L
	3909.00	92.99	318.62	1373.59	2866.56	2493.86	-1414.44	2867.05	330.44	1.97	130.06L
	3939.00	92.78	318.37	1372.08	2895.98	2516.30	-1434.30	2896.37	330.32	1.09	119.29R
	3969.00	92.41	319.03	1370.72	2925.43	2538.82	-1454.08	2925.74	330.20	2.52	22.36R
	3999.00	92.58	319.10	1369.41	2954.92	2561.46	-1473.72	2955.15	330.09	0.61	22.08R
	4029.00	92.90	319.23	1367.98	2984.41	2584.13	-1493.31	2984.58	329.98	1.15	1.43R
	4059.00	93.30	319.24	1366.36	3013.90	2606.82	-1512.87	3014.01	329.87	1.33	100.31R
	4089.00	93.22	319.68	1364.65	3043.40	2629.58	-1532.34	3043.48	329.77	1.49	154.62L
	4119.00	92.82	319.49	1363.07	3072.93	2652.39	-1551.76	3072.97	329.67	1.48	98.98L
	4149.00	92.79	319.30	1361.60	3102.44	2675.14	-1571.26	3102.46	329.57	0.64	112.26R
Ultimo Survey	4178.00	92.61	319.74	1360.23	3130.98	2697.17	-1590.07	3130.98	329.48	1.64	164.07R
Proyeccion a fondo	4244.00	92.40	319.80	1357.35	3195.99	2747.51	-1632.65	3195.99	329.28	0.33	

## ANEXO B. Datos Pozo UIS-2

### ANEXO B.1 ESTADO MECÁNICO POZO UIS-2



## ANEXO B.2 DATOS DE DISEÑO POZO UIS-1

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
Tipo de fluido	Multifásico
Gravedad API	23° API
Salinidad del agua	7,000 ppm
Gravedad específica del gas	0.7
BS&W	88 %
GOR	50 SCF/STB
% de H <sub>2</sub> S	150 ppm
CONDICIONES OPERATIVAS	
Caudal de flujo en superficie	1017.86 bbls/D
Velocidad de la bomba	200 RPM
Eficiencia volumétrica de la bomba	100%
Nivel dinámico	2,300 ft
Presión de fondo	132.3 psi
Presión en cabeza del tubing	300 psi
Presión en cabeza del casing	0 psi
Temperatura en fondo	160°F

### ANEXO B.3 DATOS DE DISEÑO POZO UIS-2

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
Tipo de fluido	Multifásico
Gravedad API	11.5° API
Gravedad específica del gas	0.72
Punto de Burbuja	500 psi
GOR	500 SCF/STB
CONDICIONES OPERATIVAS EN FRÍO	
Caudal de flujo en superficie	50 bbls/D
Corte de agua	20 %
Eficiencia volumétrica de la bomba	95 %
Nivel dinámico	1,115 ft
Viscosidad	230 psi
Presión en cabeza del tubing	80 psi
Presión en cabeza del casing	80 psi
Temperatura en fondo	100°F
CONDICIONES OPERATIVAS EN CALIENTE	
Caudal de flujo en superficie	700 bbls/D
Corte de agua	100 %

Eficiencia volumétrica de la bomba	0.95
Nivel dinámico	0 ft
Viscosidad	0.4 cP
Presión en cabeza del tubing	80 psi
Presión en cabeza del casing	80 psi
Temperatura en fondo	440°F

## ANEXO C. Resultados de simulación con PC-PUMP Pozo UIS-1

### ANEXO C.1 ANALISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACION POZO UIS – 1

#### Analysis Results - Summary

##### Input Parameters

###### Fluid Properties

Fluid Type: Multi-phase  
Oil API Gravity: 23,00 °API  
Water Salinity: 7000,00  
Gas Specific Gravity: 0,70  
BS&W Content: 88,00 %  
Producing GOR: 50,00 scf/STB  
Free Gas Separation: 40,00

###### Operating Conditions

Surface Liquid Flow Rate: 1017,86 bbls/D  
Pump Speed (specified): 200,00 RPM  
Pump Volumetric Efficiency: 100,00 %  
Fluid Level: 2300,00 ftKB  
Submergence (specified): 300,00 ft  
Bottomhole Pressure (specified): 132,30 psi  
Tubing Head Pressure: 300,00 psi  
Casing Head Pressure: 0,00 psi  
Bottomhole Pressure: 160,00 °F  
Temperature Gradient: 0,00 °F/100ft

##### Output Parameters

###### Basic Parameters

Submergence: 300,00 ft  
Pump Intake Pressure: 93,48 psi  
Pump Discharge Pressure: 1413,33 psi  
Differential Pressure: 1319,85 psi  
Net Hydrostatic Head: 947,43 psi  
Flow Losses: 72,42 psi  
Pump Pressure Loading: 87,99 % Rtd.  
Pump Torque: 740,47 ft-lbs  
Pump Axial Load: 4,06 kips  
Maximum Rod Torque: 801,50 ft-lbs  
Maximum Rod Torque Load: 40,07 % Limit  
Maximum Axial Rod Load: 12,98 kips  
Maximum Effective Rod Stress: 47,02 %

PC-PUMP v3.0.0.25720

**Rod Contact Loads**

Maximum Load Rod: 10,09 lbf/ft

**Surface Parameters**

System Input Power: 35,23 hp  
 Prime Mover Output Power: 33,82 hp  
 Energy Cost: 31,52 \$/day  
 Thrust Bearing L10 Life: 78,15 Years  
 Drivehead Main Shaft Torque Loading: 40,07 %  
 Drivehead Structural Loading: N/A  
 Drivehead Power Output: 24,40 %  
 Drivehead Speed Output: 33,33 %  
 Drivehead Gearbox Torque: N/A  
 Surface Motor Loading: 33,82 %

**System Efficiency**

System Mechanical/Electrical Efficiency: 71,39 %  
 System Overall Efficiency: 71,39 %  
 Pump Volumetric Efficiency: 100,00 %

**Output Messages**

WARNING: High differential pump pressure (88 % of rated pressure)  
 NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required  
 NOTE: Tubing truncated at surface  
 NOTE: Free gas at pump intake (6 %)  
 NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 91%  
 NOTE: Electric motor speed adjusted to 780,0 RPM (39,5 Hz)  
 NOTE: Gas separation specified as 40,00 %  
 NOTE: Flow losses represent 5,49% of the total pump differential pressure

**Analysis Results - Energy Flow****Mechanical Power Train**

Component	Power Input (hp)	Power Loss (hp)	Power Output (hp)	Efficiency (%)
Prime Mover	35,23	1,41	33,82	96,00
Hydraulic Pump	N/A	N/A	N/A	N/A
Hydraulic Motor	N/A	N/A	N/A	N/A
Belts	33,82	1,69	32,13	95,00
Drivehead	32,13	1,61	30,52	95,00
Rod String (Rod/Tubing Friction)	30,52	2,32	28,20	92,39
Rod String (Resistive)	28,20	0,00	28,20	99,99
Pump	28,20	3,05	25,15	89,20

Overall System Mechanical Efficiency: 71,39 %

**Hydraulic Power Train**

Component	Pressure (psi)	Torque (ft-lbs)	Power (hp)	Percent of Total (%)
Wellhead Pressure Differential	300,00	150,12	5,72	22,73
Net Hydrostatic Head	947,43	474,10	18,05	71,78
Flow Losses	72,42	36,24	1,38	5,49
Total Hydraulic Load on Pump	1319,85	660,47	25,15	100,00
Pump Friction		80,00	3,05	
Pump Viscous Torque		N/A	N/A	
Total Pump Load		740,47	28,20	

**Analysis Results - Drive Equipment****Drivehead**

Model: Weatherford (Canada) (MG)  
 Vertical Input Shaft, Bearing Box, Hollow Shaft  
 Gearbox Reduction: N/A  
 Transmission Efficiency: 95,00 %  
 Output Speed: 200 RPM  
 Input Speed: 200 RPM  
 Output Torque: 801,5 ft-lbs  
 Input Torque: 843,7 ft-lbs  
 Output Power: 30,5 hp  
 Input Power: 32,1 hp  
 Thrust Bearing L10 Life: 8220 MRevs 78,1 Years  
 Main Shaft Torque Loading: 40,1 % Maximum  
 Structural Loading: N/A  
 Power Output: 24,40 % Maximum  
 Output Speed: 33 % Maximum  
 Gearbox Torque: N/A

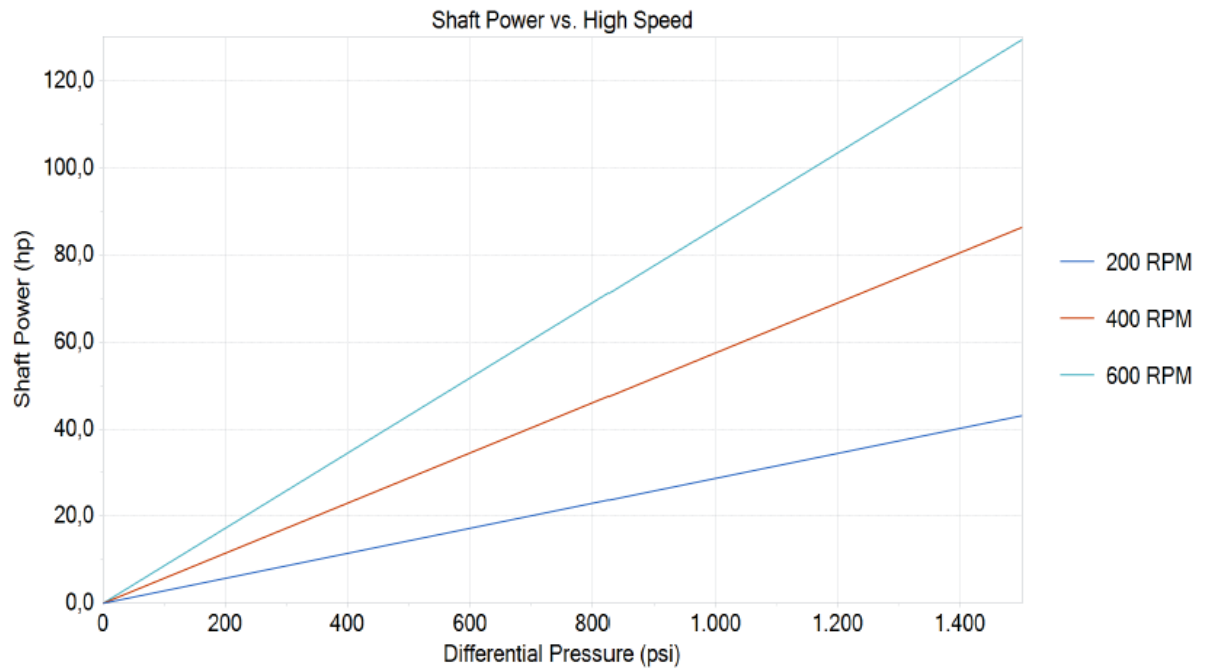
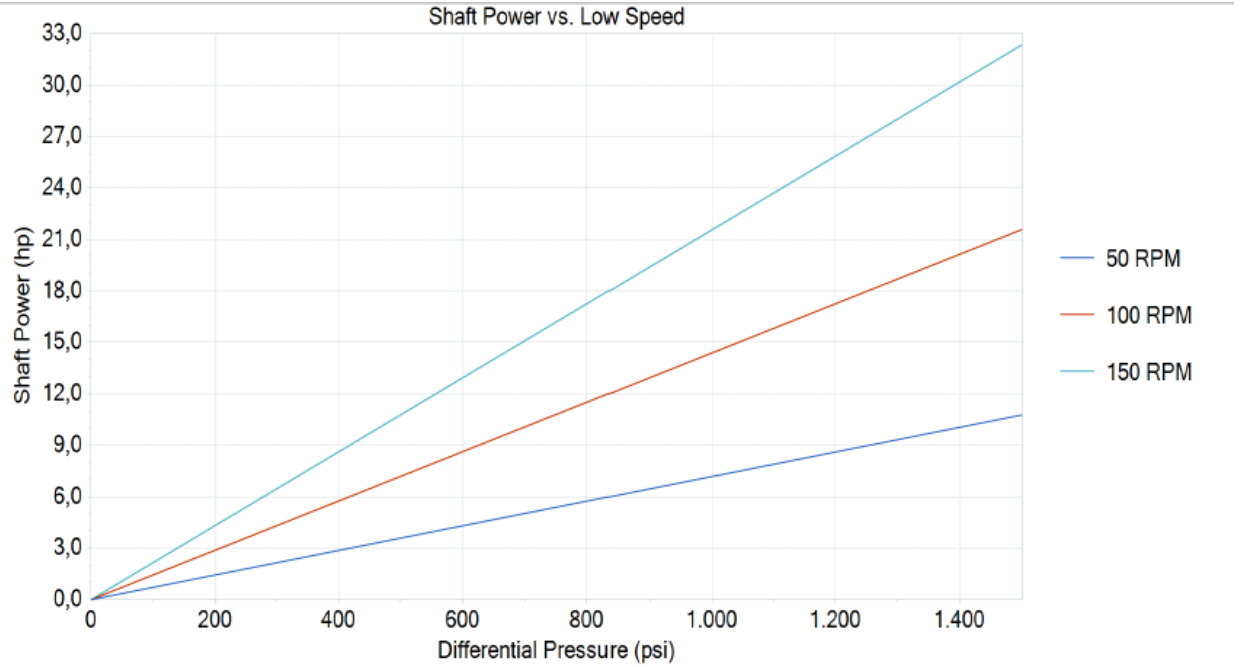
**Belts**

Reduction Ratio: 3,90 :1  
Driver Sheave (small): N/A  
Driven Sheave (large): N/A  
Transmission Efficiency: 95,00 %  
Output Speed: 200 RPM  
Input Speed: 780 RPM  
Output Torque: 843,7 ft-lbs  
Input Torque: 227,7 ft-lbs  
Output Power: 32,1 hp  
Input Power: 33,8 hp

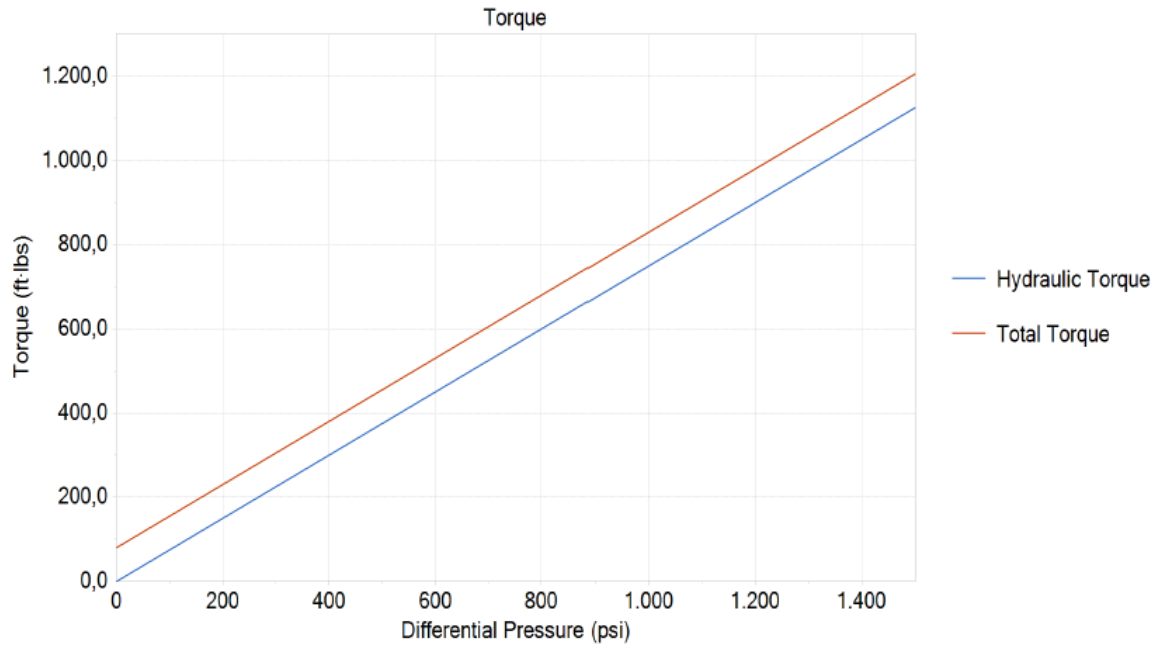
**Prime Mover**

Power Rating: 100,00 hp  
Synchronous Speed (Operating Frequency): 790 RPM  
Efficiency (Nominal): 96,0 %  
Power Factor (Nominal): 0,96  
Output Speed: 780 RPM  
Output Torque: 227,7 ft-lbs  
Output Power: 33,8 hp  
Operating Frequency: 40 Hz  
Voltage Draw: 303 V  
Current Draw: 52,17 A  
Input Power: 35,2 hp (27,4 kVA)  
Energy Cost: 31,52 \$/day  
Surface Motor Loading: 34 % Maximum

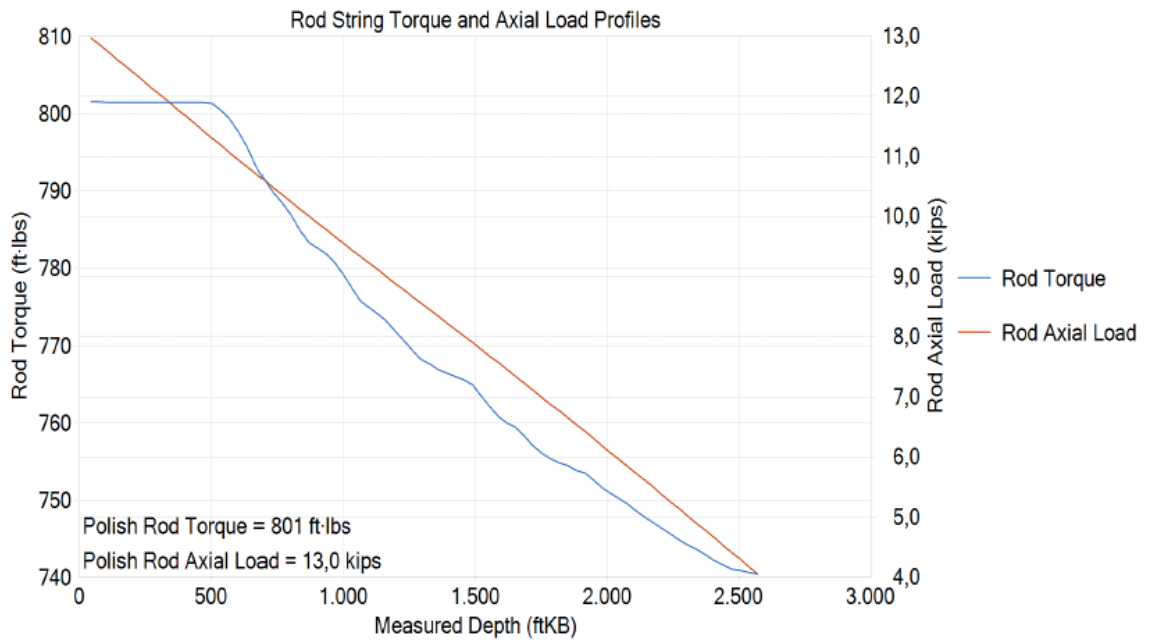
## ANEXO C2. POTENCIA DEL EJE VS DIFERENCIAL DE PRESIÓN A DIFERENTES VELOCIDADES DE BOMBA POZO UIS-1



### ANEXO C3. TORQUE VS DIFERENCIAL DE PRESION POZO UIS-1



### ANEXO C4. TORQUE EN LA SARTA DE VARILLAS Y PERFILES DE CARGA AXIAL POZO UIS-1



## ANEXO D. Resultados de simulación con PC-PUMP pozo UIS-2 caliente

### ANEXO D1. ANALISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACION POZO UIS – 2 CALIENTE

#### Analysis Results - Summary

##### Input Parameters

###### Fluid Properties

Fluid Type: Multi-phase  
Oil API Gravity: 12,00 °API  
Water Salinity: 0,00  
Gas Specific Gravity: 0,70  
BS&W Content: 99,00 %  
Producing GOR: 500,00 scf/STB  
Free Gas Separation: 100,00

###### Operating Conditions

Surface Liquid Flow Rate: 850,68 bbls/D  
Pump Speed (specified): 200,00 RPM  
Pump Volumetric Efficiency: 80,00 %  
Fluid Level: 1006,00 ftKB  
Submergence (specified): 300,00 ft  
Bottomhole Pressure (specified): 127,02 psi  
Tubing Head Pressure: 80,00 psi  
Casing Head Pressure: 0,00 psi  
Bottomhole Pressure: 240,00 °F  
Flowing Wellhead Temperature: 230,00 °F

##### Output Parameters

###### Basic Parameters

Submergence: 300,00 ft  
Pump Intake Pressure: 77,18 psi  
Pump Discharge Pressure: 585,43 psi  
Differential Pressure: 508,25 psi  
Net Hydrostatic Head: 403,78 psi  
Flow Losses: 24,47 psi  
Pump Pressure Loading: 33,88 % Rtd.  
Pump Torque: 334,33 ft-lbs  
Pump Axial Load: 1,91 kips  
Maximum Rod Torque: 352,84 ft-lbs  
Maximum Rod Torque Load: N/A

Maximum Axial Rod Load: 5,17 kips  
 Maximum Effective Rod Stress: 44,61 %

**Rod Contact Loads**  
 Maximum Load Connection: 64,01 lbf

**Surface Parameters**  
 System Input Power: 15,67 hp  
 Prime Mover Output Power: 14,89 hp  
 Energy Cost: 1402,31 \$/day  
 Thrust Bearing L10 Life: 434,77 Years  
 Drivehead Main Shaft Torque Loading: 35,28 %  
 Drivehead Structural Loading: N/A  
 Drivehead Power Output: 67,24 %  
 Drivehead Speed Output: 33,33 %  
 Drivehead Gearbox Torque: N/A  
 Surface Motor Loading: 29,78 %

**System Efficiency**  
 System Mechanical/Electrical Efficiency: 61,80 %  
 System Overall Efficiency: 49,44 %  
 Pump Volumetric Efficiency: 80,00 %

**Output Messages**  
 NOTE: Gas separation specified as 100,00 %  
 NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required  
 NOTE: Oil API gravity is outside of recommended correlation range of 15 to 150 °API!  
 NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 76%  
 NOTE: Electric motor speed adjusted to 800,0 RPM (40,8 Hz)  
 NOTE: Flow losses represent 4,82% of the total pump differential pressure

**Analysis Results - Energy Flow**

**Mechanical Power Train**

Component	Power Input (hp)	Power Loss (hp)	Power Output (hp)	Efficiency (%)
Prime Mover	15,67	0,78	14,89	95,00
Hydraulic Pump	N/A	N/A	N/A	N/A
Hydraulic Motor	N/A	N/A	N/A	N/A
Belts	14,89	0,74	14,14	95,00
Drivehead	14,14	0,71	13,44	95,00
Rod String (Rod/Tubing Friction)	13,44	0,70	12,73	94,76
Rod String (Resistive)	12,73	0,00	12,73	100,00
Pump	12,73	3,05	9,69	76,07

Overall System Mechanical Efficiency: 61,80 %

**Hydraulic Power Train**

Component	Pressure (psi)	Torque (ft-lbs)	Power (hp)	Percent of Total (%)
Wellhead Pressure Differential	80,00	40,03	1,52	15,74
Net Hydrostatic Head	403,78	202,05	7,69	79,44
Flow Losses	24,47	12,25	0,47	4,82
Total Hydraulic Load on Pump	508,25	254,33	9,69	100,00
Pump Friction		80,00	3,05	
Pump Viscous Torque		N/A	N/A	
Total Pump Load		334,33	12,73	

**Analysis Results - Drive Equipment**

**Drivehead**  
 Model: NOV (C-33)  
 Vertical Input Shaft, Bearing Box, Hollow Shaft  
 Gearbox Reduction: N/A  
 Transmission Efficiency: 95,00 %  
 Output Speed: 200 RPM  
 Input Speed: 200 RPM  
 Output Torque: 352,8 ft-lbs  
 Input Torque: 371,4 ft-lbs  
 Output Power: 13,4 hp  
 Input Power: 14,1 hp  
 Thrust Bearing L10 Life: 45734 MRevs 434,8 Years  
 Main Shaft Torque Loading: 35,3 % Maximum  
 Structural Loading: N/A  
 Power Output: 67,24 % Maximum  
 Output Speed: 33 % Maximum  
 Gearbox Torque: N/A

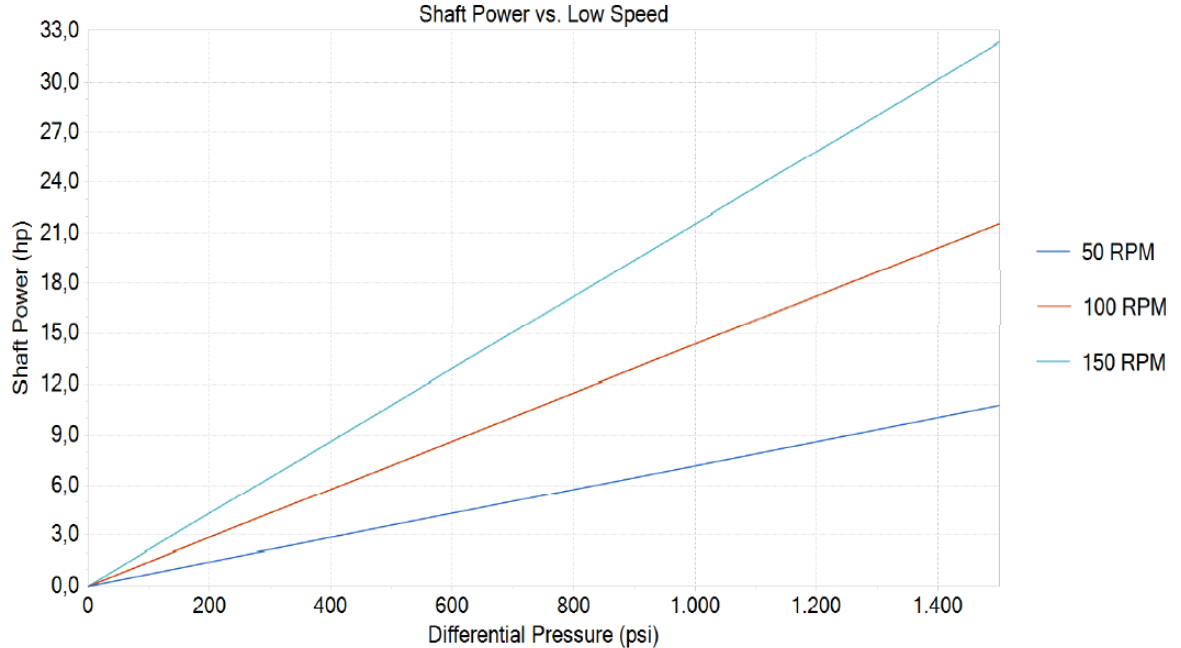
**Belts**

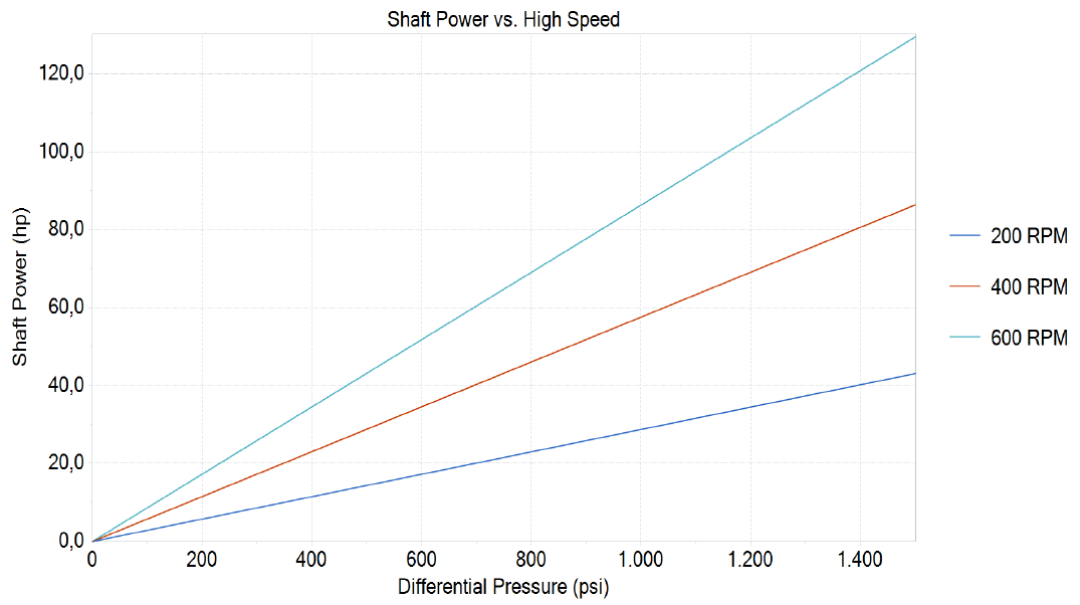
Reduction Ratio: 4,00 :1  
Driver Sheave (small): N/A  
Driven Sheave (large): N/A  
Transmission Efficiency: 95,00 %  
Output Speed: 200 RPM  
Input Speed: 800 RPM  
Output Torque: 371,4 ft-lbs  
Input Torque: 97,7 ft-lbs  
Output Power: 14,1 hp  
Input Power: 14,9 hp

**Prime Mover**

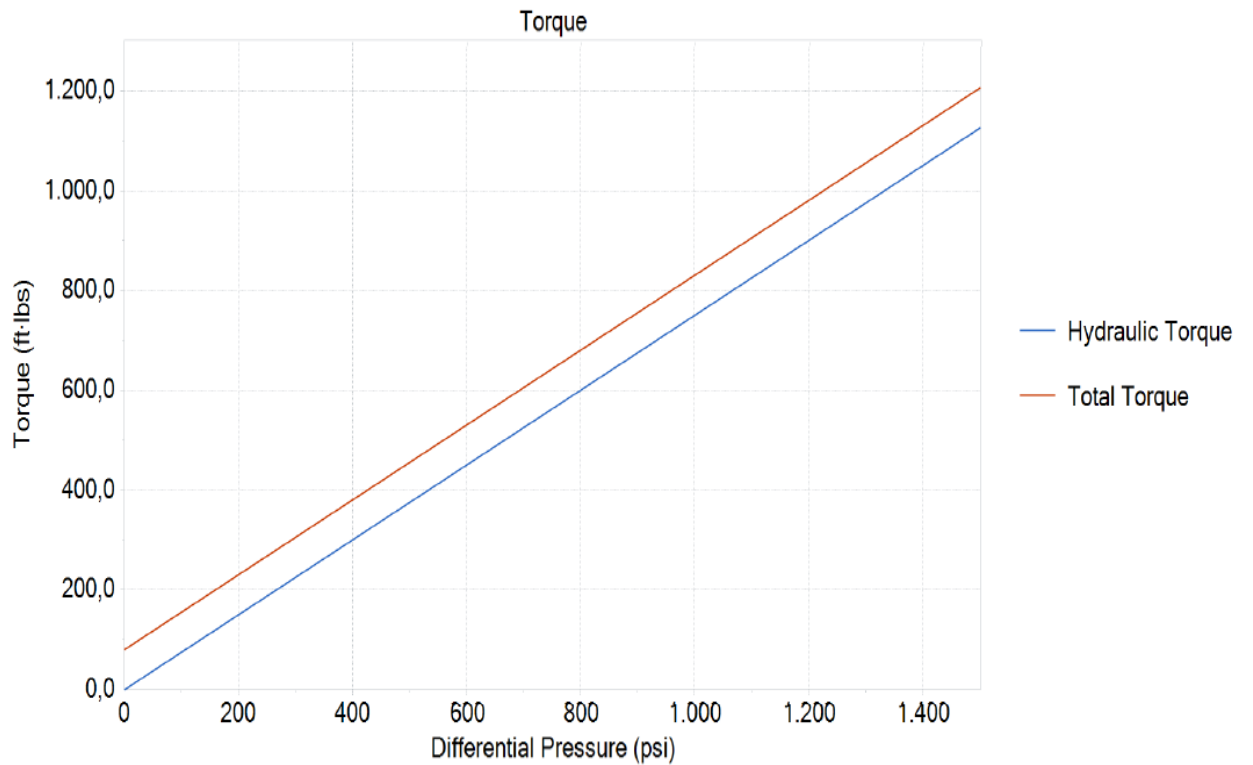
Power Rating: 50,00 hp  
Synchronous Speed (Operating Frequency): 815 RPM  
Efficiency (Nominal): 95,0 %  
Power Factor (Nominal): 0,82  
Output Speed: 800 RPM  
Output Torque: 97,7 ft-lbs  
Output Power: 14,9 hp  
Operating Frequency: 41 Hz  
Voltage Draw: 312 V  
Current Draw: 26,34 A  
Input Power: 15,7 hp (14,3 kVA)  
Energy Cost: 1402,31 \$/day  
Surface Motor Loading: 30 % Maximum

**ANEXO D2. POTENCIA DEL EJE VS DIFERENCIAL DE PRESIÓN A DIFERENTES VELOCIDADES DE BOMBA POZO UIS-2 CALIENTE**

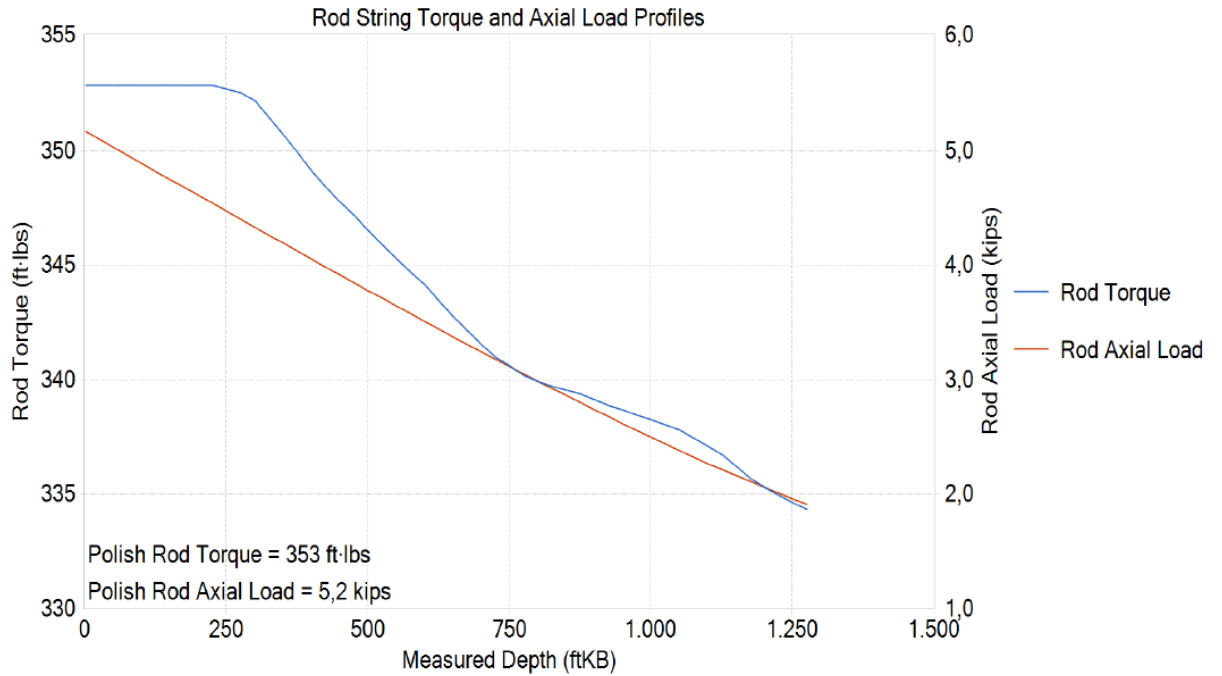




**ANEXO D3. TORQUE VS DIFERENCIAL DE PRESION POZO UIS-2 CALIENTE**



## ANEXO D4. TORQUE EN LA SARTA DE VARILLAS Y PERFILES DE CARGA AXIAL POZO UIS-2 EN CALIENTE



## ANEXO E. Resultados de simulación con PC-PUMP pozo UIS-2 frío

### ANEXO E1. ANALISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACION POZO UIS-2 FRÍO

#### Analysis Results - Summary

##### Input Parameters

###### Fluid Properties

Fluid Type: Multi-phase  
Oil API Gravity: 12,00 °API  
Water Salinity: 0,00  
Gas Specific Gravity: 0,70  
BS&W Content: 20,00 %  
Producing GOR: 500,00 scf/STB  
Free Gas Separation: 100,00

###### Operating Conditions

Surface Liquid Flow Rate (specified): 50,00 bbls/D  
Pump Speed: 11,30 RPM  
Pump Volumetric Efficiency: 80,00 %  
Fluid Level: 1006,00 ftKB  
Submergence (specified): 300,00 ft  
Bottomhole Pressure (specified): 67,97 psi  
Tubing Head Pressure: 80,00 psi  
Casing Head Pressure: 0,00 psi  
Bottomhole Pressure: 100,00 °F  
Flowing Wellhead Temperature: 90,00 °F

##### Output Parameters

###### Basic Parameters

Submergence: 300,00 ft  
Pump Intake Pressure: 63,77 psi  
Pump Discharge Pressure: 586,53 psi  
Differential Pressure: 522,76 psi  
Net Hydrostatic Head: 429,70 psi  
Flow Losses: 13,06 psi  
Pump Pressure Loading: 34,85 % Rtd.  
Pump Torque: 341,60 ft-lbs  
Pump Axial Load: 1,97 kips  
Maximum Rod Torque: 360,88 ft-lbs  
Maximum Rod Torque Load: N/A

Maximum Axial Rod Load: 5,20 kips  
 Maximum Effective Rod Stress: 45,60 %

**Rod Contact Loads**  
 Maximum Load Connection: 64,68 lbf

**Surface Parameters**  
 System Input Power: 0,91 hp  
 Prime Mover Output Power: 0,86 hp  
 Energy Cost: 81,07 \$/day  
 Thrust Bearing L10 Life: 7530,87 Years  
 Drivehead Main Shaft Torque Loading: 36,08 %  
 Drivehead Structural Loading: N/A  
 Drivehead Power Output: 3,89 %  
 Drivehead Speed Output: 1,88 %  
 Drivehead Gearbox Torque: N/A  
 Surface Motor Loading: 1,72 %

**System Efficiency**  
 System Mechanical/Electrical Efficiency: 62,15 %  
 System Overall Efficiency: 49,72 %  
 Pump Volumetric Efficiency: 80,00 %

**Output Messages**  
 WARNING: Electric motor oversized (1,7 % Rated)  
 WARNING: Low electric motor operating frequency(3,0 Hz)  
 NOTE: Oil API gravity is outside of recommended correlation range of 15 to 150 °API!  
 NOTE: Free gas at pump intake (0 %)  
 NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 79%  
 NOTE: Electric motor speed adjusted to 45,2 RPM (3,0 Hz)  
 NOTE: Gas separation specified as 100,00 %  
 NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required  
 NOTE: Flow losses represent 2,50% of the total pump differential pressure

**Analysis Results - Energy Flow**

**Mechanical Power Train**

Component	Power Input (hp)	Power Loss (hp)	Power Output (hp)	Efficiency (%)
Prime Mover	0,91	0,05	0,86	95,00
Hydraulic Pump	N/A	N/A	N/A	N/A
Hydraulic Motor	N/A	N/A	N/A	N/A
Belts	0,86	0,04	0,82	95,00
Drivehead	0,82	0,04	0,78	95,00
Rod String (Rod/Tubing Friction)	0,78	0,04	0,74	94,77
Rod String (Resistive)	0,74	0,00	0,74	99,88
Pump	0,74	0,17	0,56	76,58

Overall System Mechanical Efficiency: 62,15 %

**Hydraulic Power Train**

Component	Pressure (psi)	Torque (ft-lbs)	Power (hp)	Percent of Total (%)
Wellhead Pressure Differential	80,00	40,03	0,09	15,30
Net Hydrostatic Head	429,70	215,03	0,46	82,20
Flow Losses	13,06	6,54	0,01	2,50
Total Hydraulic Load on Pump	522,76	261,60	0,56	100,00
Pump Friction		80,00	0,17	
Pump Viscous Torque		N/A	N/A	
Total Pump Load		341,60	0,74	

**Analysis Results - Drive Equipment**

**Drivehead**  
 Model: NOV (C-33)  
 Vertical Input Shaft, Bearing Box, Hollow Shaft  
 Gearbox Reduction: N/A  
 Transmission Efficiency: 95,00 %  
 Output Speed: 11 RPM  
 Input Speed: 11 RPM  
 Output Torque: 360,9 ft-lbs  
 Input Torque: 379,9 ft-lbs  
 Output Power: 0,8 hp  
 Input Power: 0,8 hp  
 Thrust Bearing L10 Life: 44777 MRevs 7530,9 Years  
 Main Shaft Torque Loading: 36,1 % Maximum  
 Structural Loading: N/A  
 Power Output: 3,89 % Maximum

Output Speed: 2 % Maximum  
Gearbox Torque: N/A

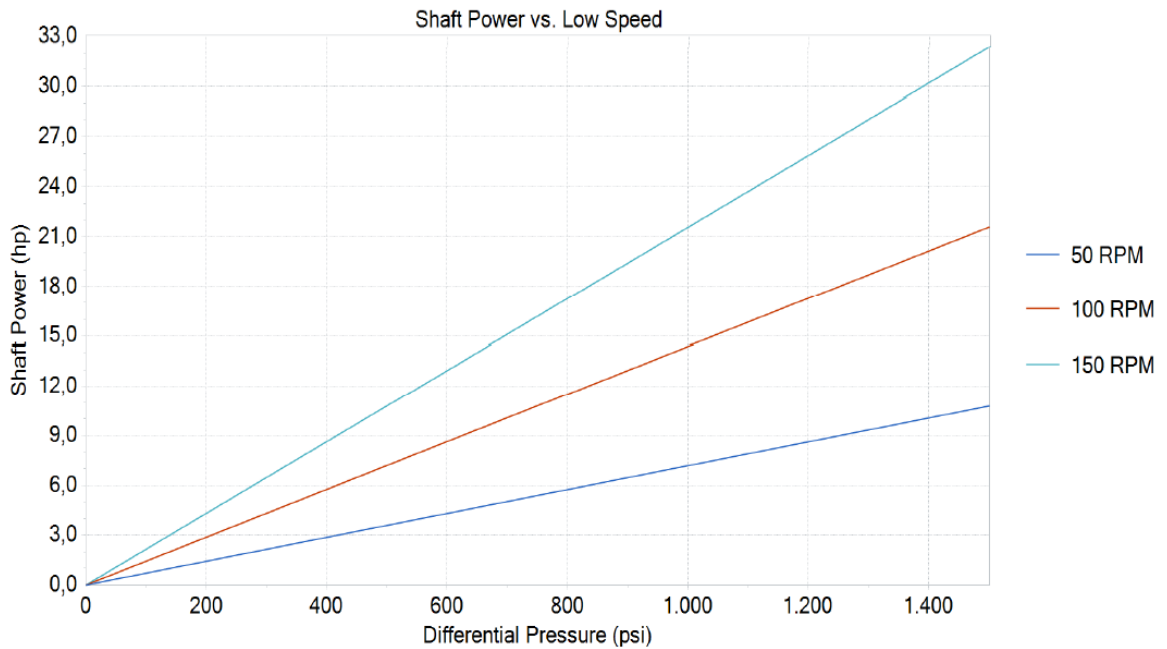
**Belts**

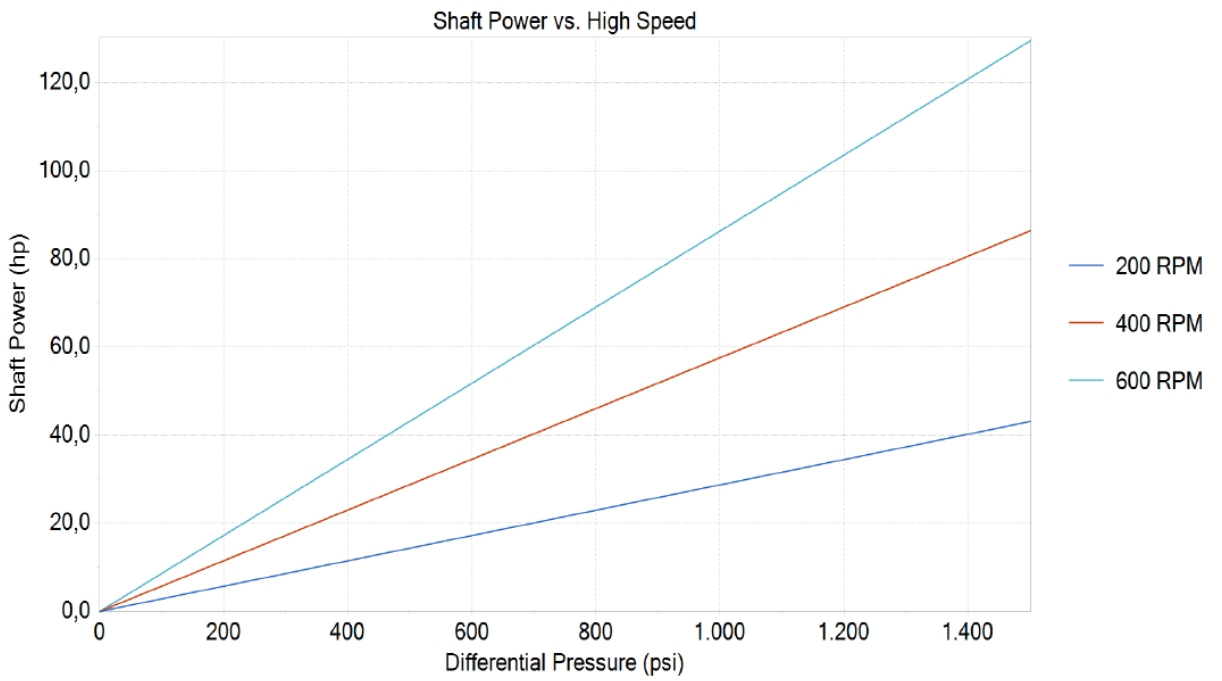
Reduction Ratio: 4,00 :1  
Driver Sheave (small): N/A  
Driven Sheave (large): N/A  
Transmission Efficiency: 95,00 %  
Output Speed: 11 RPM  
Input Speed: 45 RPM  
Output Torque: 379,9 ft-lbs  
Input Torque: 100,0 ft-lbs  
Output Power: 0,8 hp  
Input Power: 0,9 hp

**Prime Mover**

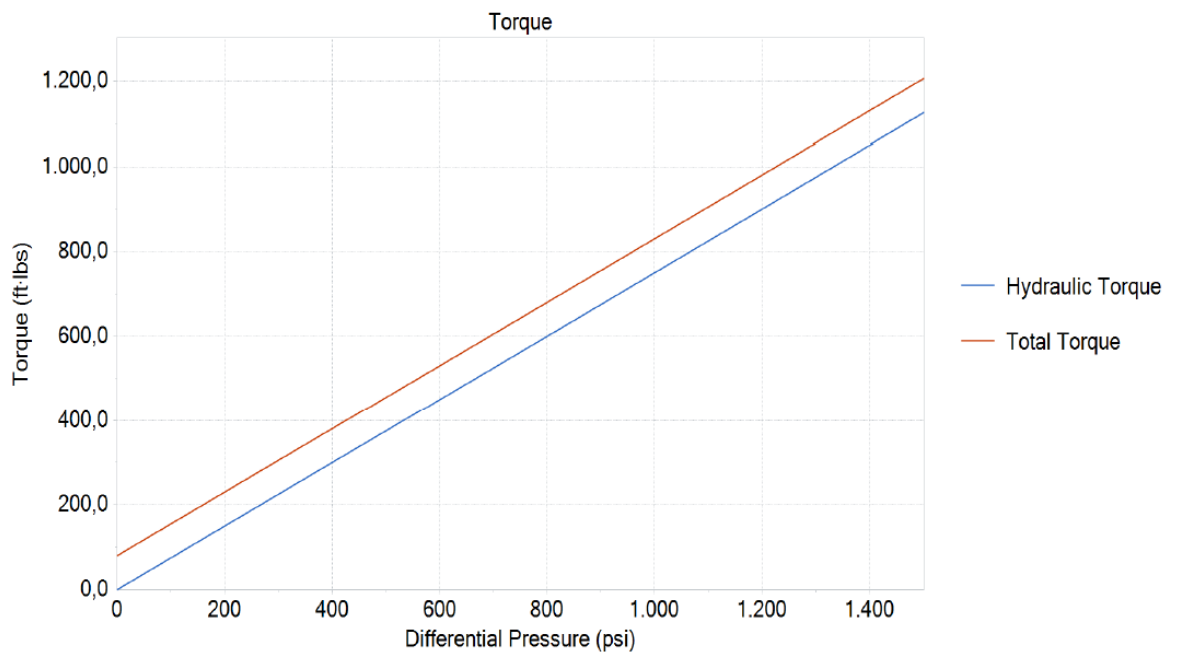
Power Rating: 50,00 hp  
Synchronous Speed (Operating Frequency): 60 RPM  
Efficiency (Nominal): 95,0 %  
Power Factor (Nominal): 0,82  
Output Speed: 45 RPM  
Output Torque: 100,0 ft-lbs  
Output Power: 0,9 hp  
Operating Frequency: 3 Hz  
Voltage Draw: 23 V  
Current Draw: 20,61 A  
Input Power: 0,9 hp (0,8 kVA)  
Energy Cost: \$1,07 /day  
Surface Motor Loading: 2 % Maximum

**ANEXO E2. POTENCIA DEL EJE VS DIFERENCIAL DE PRESIÓN A DIFERENTES VELOCIDADES DE BOMBA POZO UIS-2 FRÍO**

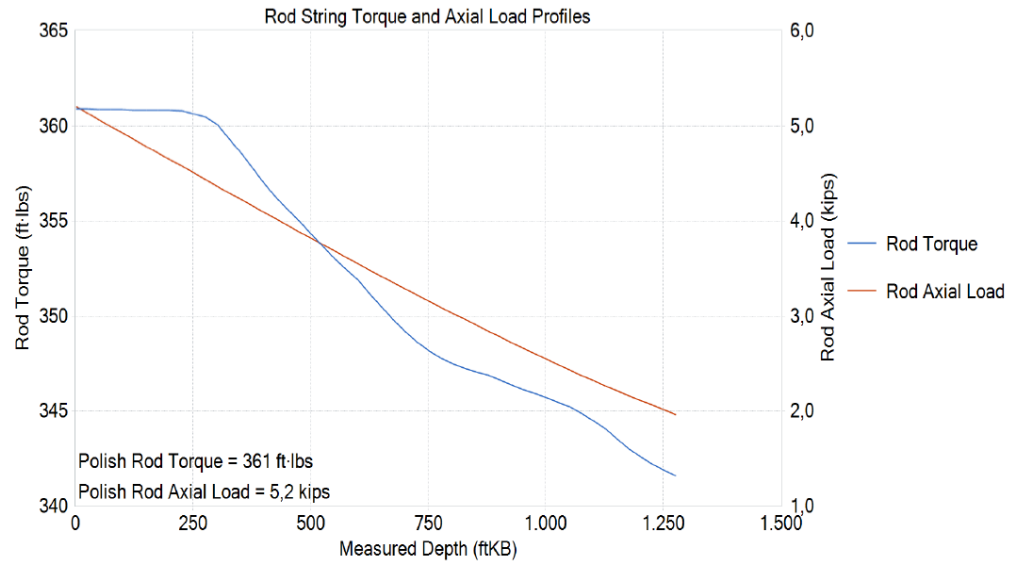




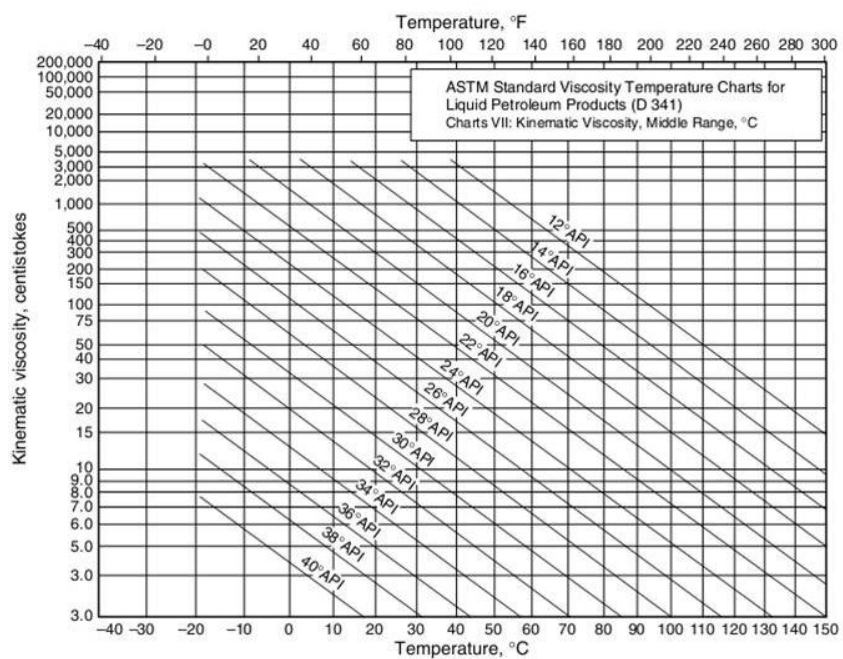
### ANEXO E3. TORQUE VS DIFERENCIAL DE PRESION POZO UIS-2 FRÍO



## ANEXO E4. TORQUE EN LA SARTA DE VARILLAS Y PERFILES DE CARGA AXIAL POZO UIS-2 FRÍO



## ANEXO F. Correlación para calcular viscosidad cinemática A partir de la gravedad API



Fuente: ASTM standard Viscosity charts for liquid petroleum products (D 341)

## ANEXO G. Tablas de datos de Excel

### ANEXO G1. TABLA DE EXCEL, DATOS CALCULADOS EN EL DISEÑO DEL POZO UIS-1

Datos de entrada	
Datos de salida	

POZO	UIS-1
------	-------

DATOS DE ENTRADA			
Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Profundidad de asentamiento de la bomba	Hbomba	2600	ft TVD
Presión en cabeza de casing	PCHP	0	psi
Presión en cabeza de tubería	THP	300	psi
Nivel dinámico	Nd	2300	ft
Densidad	$\rho$	57,1	lb/ft <sup>3</sup>
Constante para cálculo de pérdidas por fricción	C	0,00001945	
Gravedad específica del gas	GEgas	0,7	psi/ft
Gravedad API	API	23	°API
Corte de agua	BSW	88	%
Gravedad específica del Aceite	GEoil	0,916	
Caudal	Q	1017,6	Bbl
Viscosidad	$\mu$	11,8	Cp
CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA Y VARILLA			
Tipo de tubería		3 1/2	Pulg
Longitud de la tubería	L <sub>TBG</sub>	2571	ft
Peso de la varilla		3,57	lb/ft
Diámetro interno de la tubería	D <sub>t</sub>	3,068	Pulg
Diámetro de la varilla	D <sub>r</sub>	1,156	Pulg
Maximo torque		1490	ft*lb
Máximo estrés		10000	kips
CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE SUCCIÓN			
Presión ejercida por la columna de Gas	P <sub>gas</sub>	0,81	psi
Presión ejercida por la columna de agua	P <sub>water</sub>	114,31	psi
Presión ejercida por la columna de aceite	P <sub>oil</sub>	14,28	psi
Presión de succión	P <sub>succion</sub>	129,39	psi
CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA			
Presión ejercida por la columna de agua	P <sub>water</sub>	979,7	psi

Presión ejercida por la columna de aceite	Poil	122,3	psi
Número de Reynolds	Re	1723,0	
Pérdidas Por fricción	Ploss	20,3	psi
Presión de descarga	Pdescarga	1422,3	psi
<b>Levantamiento Neto de La Bomba (HEAD)</b>		1292,9	psi
<b>Levantamiento Neto de La Bomba (HEAD)</b>		3143,2	ft
<b>SELECCION DE LA BOMBA</b>			
Modelo		80V1000	
Desplazamiento Nominal de la bomba		560	BPD/100RPM
Rating de Presión de la bomba		1500	psi
Torque por fricción		80	ft*lb
Eficiencia Volumetrica		89,2	%
Levantamiento Nominal		3459	ft
Menor diametro del rotor		1,5	in
Velocidad de la bomba	<b>N</b>	200	RPM
Desplazamiento de la bomba		453,8	BPD/100RPM
<b>CONDICIONES OPERATIVAS</b>			
Carga de la bomba	Carga de la bomba	91	%
Torque hidraulico	Thidraulico	526	lb*ft
Torque resistivo	Tresistivo	0,45	lb*ft
Torque Total	Ttotal	527	lb*ft
Carga en las varillas por torque	Carga en las varillas	35,36	%
Peso de las varillas		9178,5	lbs
Area de levantamiento de la bomba		15,34	in2
Carga de la bomba		19838,8	lbs
Carga axial en la varilla	L	29017,2	lbs
Estrés efectivo		4275,0	kips
Carga por estrés en la varilla		42,7	%
Vida útil de la varilla		4,88	Años
Potencia requerida por la barra lisa		20,0	hp
Voltaje de la línea		460,0	V
Factor de potencia del motor		0,96	
Eficiencia del motor		0,96	
Corriente requerida por el motor		20,34	Amperios
Consumo de energía		15,5	Kw/h
Costos de energía		29,8	\$USD/Día

## ANEXO G2. TABLA DE EXCEL, DATOS CALCULADOS EN EL DISEÑO DEL POZO UIS-2 EN FRÍO

DATOS DE ENTRADA			
Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Profundidad de asentamiento de la bomba	Hbomba	1296	ft TVD
Presión en cabeza de casing	PCHP	0	psi
Presión en cabeza de tubería	THP	80	psi
Nivel dinámico	Nd	1006	ft
Densidad	$\rho$	62	lb/ft <sup>3</sup>
Constante para cálculo de pérdidas por fricción	C	0,00001945	
Gravedad específica del gas	GEgas	0,7	psi/ft
Gravedad API	API	12	°API
Corte de agua	BSW	20	%
Gravedad específica del Aceite	GEoil	0,986	
Caudal	Q	50	Bbl
Viscosidad	$\mu$	401,6	Cp
CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA Y VARILLA			
Tipo de tubería		3 1/2	Pulg
Longitud de la tubería	L <sub>TBG</sub>	1231	ft
Peso de la varilla		2,904	lb/ft
Diámetro interno de la tubería	D <sub>t</sub>	3,068	Pulg
Diámetro de la varilla	D <sub>r</sub>	1	Pulg
Maximo torque		900	ft*lb
Máximo estrés		11000	kips
CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE SUCCIÓN			
Presión ejercida por la columna de Gas	P <sub>gas</sub>	0,35	psi
Presión ejercida por la columna de agua	P <sub>water</sub>	25,11	psi
Presión ejercida por la columna de aceite	P <sub>oil</sub>	99,06	psi
Presión de succión	P <sub>succion</sub>	124,52	psi
CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA			
Presión ejercida por la columna de agua		106,6	psi
Presión ejercida por la columna de aceite		420,5	psi
Número de Reynolds	Re	2,8	
Pérdidas Por fricción	P <sub>loss</sub>	13,4	psi
Presión de descarga		620,4	psi
<b>Levantamiento Neto de La Bomba (HEAD)</b>		495,9	psi
<b>Levantamiento Neto de La Bomba (HEAD)</b>		1205,6	ft
SELECCION DE LA BOMBA			

Modelo		80V1000	
Desplazamiento Nominal de la bomba		560	<b>BPD/100RPM</b>
Rating de Presión de la bomba		1500	<b>psi</b>
Torque por fricción		80	<b>ft*lb</b>
Eficiencia Volumétrica		80	<b>%</b>
Levantamiento Nominal		3459	<b>Ft</b>
Menor diámetro del rotor		1,5	<b>In</b>
Velocidad de la bomba	<b>RPM</b>	11,3	<b>RPM</b>
Desplazamiento de la bomba		354,0	<b>BPD/100RPM</b>
<b>CONDICIONES OPERATIVAS</b>			
Carga de la bomba		35	<b>%</b>
Torque hidráulico		383	<b>lb*ft</b>
Torque resistivo		0	<b>lb*ft</b>
Torque Total		383	<b>lb*ft</b>
Carga en las varillas por torque		42,57	<b>%</b>
Peso de las varillas		3574,8	<b>Lbs</b>
Area de levantamiento de la bomba		15,34	<b>in2</b>
Carga de la bomba		7609,3	<b>Lbs</b>
Carga axial		11184,2	<b>Lbs</b>
Estrés efectivo		3413,1	<b>Kips</b>
Carga por estrés en la varilla		31,0	<b>%</b>
Vida útil		2106,73	<b>Años</b>
Potencia requerida por la barra lisa		0,8	<b>Hp</b>
Voltaje de la línea		460,0	<b>V</b>
Factor de potencia del motor		0,95	
Eficiencia del motor		0,95	
Corriente requerida por el motor		0,85	<b>Amperios</b>
Consumo de energía		0,6	<b>Kw/h</b>
Costos de energía		1,2	<b>\$USD/Día</b>

### ANEXO G3. TABLA DE EXCEL, DATOS CALCULADOS EN EL DISEÑO DEL POZO UIS-2 EN CALIENTE

DATOS DE ENTRADA			
Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Profundidad de asentamiento de la bomba		1296	ft TVD
Presión en cabeza de casing	PCHP	0	psi
Presión en cabeza de tubería	THP	80	psi
Nivel dinámico		1006	ft
Densidad	$\rho$	62,4	lb/ft <sup>3</sup>
Constante para cálculo de pérdidas por fricción	C	0,00001945	
Gravedad específica del gas	GEgas	0,7	psi/ft
Gravedad API	API	12	°API
Corte de agua	BSW	99	%
Gravedad específica del Aceite	GEoil	0,986	
Caudal	Q	851	Bbl
Viscosidad	$\mu$	0,4	Cp
CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA Y VARILLA			
Tipo de tubería		3 1/2	Pulg
Longitud de la tubería	L <sub>TBG</sub>	1231	ft
Peso de la varilla		2,904	lb/ft
Diametro interno de la tubería	D <sub>i</sub>	3,068	Pulg
Diámetro de la varilla	D <sub>r</sub>	1	Pulg
Maximo torque		900	ft*lb
Máximo estrés		11000	kips
CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE SUCCIÓN			
Presión ejercida por la columna de Gas	P <sub>gas</sub>	0,35	psi
Presión ejercida por la columna de agua	P <sub>water</sub>	113,85	psi
Presión ejercida por la columna de aceite	P <sub>oil</sub>	1,24	psi
Presión de succión	P <sub>succion</sub>	115,44	psi
CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA			
Presión ejercida por la columna de agua		527,69277	psi
Presión ejercida por la columna de aceite		5,25594108	psi
Número de Reynolds	Re	48233,4	
Pérdidas Por fricción	P <sub>loss</sub>	0,2	psi
Presión de descarga		613,2	psi
<b>Levantamiento Neto de La Bomba (HEAD)</b>		497,7	psi
<b>Levantamiento Neto de La Bomba (HEAD)</b>		1210,0	ft

<b>SELECCION DE LA BOMBA</b>			
Modelo		80V1000	
Desplazamiento Nominal de la bomba		560	<b>BPD/100RPM</b>
Rating de Presión de la bomba		1500	<b>psi</b>
Torque por fricción		80	<b>ft*lb</b>
Eficiencia Volumetrica		80	<b>%</b>
Levantamiento Nominal		3459	<b>ft</b>
Menor diametro del rotor		1,5	<b>in</b>
Velocidad de la bomba	<b>RPM</b>	200	<b>RPM</b>
Desplazamiento de la bomba		340,4	<b>BPD/100RPM</b>
<b>CONDICIONES OPERATIVAS</b>			
Carga de la bomba		35	<b>%</b>
Torque hidraulico		369	<b>lb*ft</b>
Torque resistivo		0	<b>lb*ft</b>
Torque Total		369	<b>lb*ft</b>
Carga en las varillas por torque		41,05	<b>%</b>
Peso de las varillas		3574,8	<b>lbs</b>
Area de levantamiento de la bomba		15,34	<b>in2</b>
Carga de la bomba		7637,2	<b>lbs</b>
Carga axial		11212,0	<b>lbs</b>
Estrés efectivo		3005,0	<b>kips</b>
Carga por estrés en la varilla		27,3	<b>%</b>
Vida util		117,59	<b>Años</b>
Potencia requerida por la barra lisa		14,0	<b>hp</b>
Voltaje de la línea		460,0	<b>V</b>
Factor de potencia del motor		0,96	
Eficiencia del motor		0,96	
Corriente requerida por el motor		14,26	<b>Amperios</b>
Consumo de energía		10,9	<b>Kw/h</b>
Costos de energía		20,9	<b>\$USD/Día</b>

### ANEXO H. Costo de bomba PCP para pozo UIS-1

PRESUPUESTO PARA SUMINISTRO, DISEÑO E INSTALACIÓN DE PCP PARA UIS-1						
CBE-1057 RPND						
CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	VALOR UNITARIO (USD)	VALOR UNITARIO (USD) INCLUIDO IVA	Sub total (USD)	Sub total incluido IVA (USD)
1	EA	BHA PCP para tubería de 3-1/2" con constante de desplazamiento de 7 bls/rpm con capacidad nominal de levantamiento para 5200 ft (incluye tag sub con pin de paro, estator NBRA, extensión superior de 6 ft o más, rotor y copulings requeridos para terminar en conexiones 3-1/2" EUE 8R). BOMBA BMW 710-5100	33,800.52	39,208.61	33,800.52	39,208.61
1	EA	Coupling PR (Polished Rod) 1" Slim hole	14.13	16.39	14.13	16.39
4200	EA	Varilla continua 1-1/8" grado servicio especial (torque elastico 1900 lb-ft) AISI 4330 Instalada en el pozo incluyendo todo lo necesario Flus by, w elder, coring.	16.45	19.09	69,104.80	80,161.57
4	EA	Pin end 1" grado servicio especial AISI 4330	300.44	348.51	1,201.77	1,394.05
1	EA	Ancla TORQSTOPPER 7" CSG x 3-1/2" EUE box X pin	3,192.68	3,703.51	3,192.68	3,703.51
1	EA	Shear coupling 1, 40.000 lbs Slim Hole	525.60	609.70	525.60	609.70
1	EA	Redress kit Standing valve 2.81 F	263.03	305.12	263.03	305.12
1	EA	Landing Niple 2.81 F	1,935.92	2,245.67	1,935.92	2,245.67
3	EA	Coupling Slim Hole 1" High Strength Steel (AISI 4330)	16.58	19.24	49.75	57.71
1	EA	Coupling XO 1 1/8 x 1" High Strength Steel (AISI 4330)	13.95	16.18	13.95	16.18
<b>TOTAL PRESUPUESTO PARA SUMINISTRO, DISEÑO E INSTALACIÓN DE PCP PARA UIS-1</b>			<b>TOTAL PRESUPUESTO ANTES DE IVA (Dólares)</b>		<b>TOTAL PRESUPUESTO INCLUIDO IVA (Dólares)</b>	
			<b>110,102.17</b>		<b>127,718.51</b>	

### ANEXO I. Costo de bomba PCP para pozo UIS-2

COSTOS BOMBA PCP CONVENCIONAL POZO UIS-2				
ELEMENTO	DETALLE	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Estator NTZ 400*150 ST 50	3.15 BFPD/RPM	1	\$ 6,560.00	\$ 6,560.00
Rotor NTZ 400*150 ST 50	3.15 BFPD/RPM	1	\$ 8,241.00	\$ 8,241.00
Tubo de Extensión	4" x 6'	1	\$ 588.00	\$ 588.00
Coupling	4"	2	\$ 211.00	\$ 422.00
Tag Bar	4"	1	\$ 782.00	\$ 782.00
Niple Espaciador	Serie 400	1	\$ 797.00	\$ 797.00
Crossover	4" N.U. X 3 1/2" EUE	1	\$ 234.00	\$ 234.00
Downhole Swivel	3-1/2" EUE	1	\$ 2,397.16	\$ 2,397.16
Ancla Antitorque de una Aleta	7" x 3 1/2"	1	\$ 3,271.00	\$ 3,271.00
Ring Joint R-31 1020		1	\$ 104.03	\$ 104.03
Separador de Gas	5-1/2" x 3-1/2" EUE LO	1	\$ 4,666.00	\$ 4,666.00
Rotador de tubería	7-1/16" x 3000 PSI	1	\$ 9,733.00	\$ 9,733.00
Barra pulida	1-1/2" x 40 ft	1	\$ 2,039.00	\$ 2,039.00
Cabezal NDH050DH20 HB		1	\$ 16,063.00	\$ 16,063.00
Motor 50 Hp Inverter duty	50 HP	1	\$ 5,853.00	\$ 5,853.00
Variador Unico 1100 50 hp	50 hp	1	\$ 23,833.00	\$ 23,833.00
Servicio de Instalación	Hora de Rig+Cuadrilla	9	\$ 2,700.00	\$ 24,300.00
Servicio de Pulling	Hora de Rig+Cuadrilla	8	\$ 2,700.00	\$ 21,600.00
Total PCP incluida instalación				<b>\$ 109,883.19</b>

### ANEXO J. Costos de personal y operaciones

ITEM	COSTOS DE OPERACIONES	UNIDAD	VALOR USD\$
1	Movilización Inicial	GLB	47844.1
5	Movilización dentro de la misma locación del pozo	GLB	5783.8
6	Equipo activo con cuadrilla	DIA	10216.0
7	Equipo Inactivo con Cuadrilla	DIA	9828.7
8	Equipo en Stand By	DIA	5300.1
9	Tarifa de tractomula cama – baja / cama- alta	EA	1063.2
10	Tarifa camión grúa petrolero dentro y fuera de la locación del pozo	EA	106.3
11	Tarifa pro hora efectiva grua 30 toneladas	HR	292.4
12	Tarifa vehículos sin conductor	EA	132.9
13	Servicio de cargador 5 ton. (24 horas)	DIA	827.0
14	Tarifa diaria de obrero de patio adicional	DIA	132.9
<b>COSTOS DE PERSONAL</b>			
15	COMPANY MAN INGENIERO DE WORKOVER	DIA	803.6
16	COMPANY MAN (NO INGENIERO) DE WORKOVER	DIA	735.9
17	COMPANY MAN DE WELL SERVICES I	DIA	593.6
18	COMPANY MAN (INGENIERO) WELL SERVICES II	DIA	551.9
19	COMPANY MAN (NO INGENIERO) DE WELL SERVICES	DIA	593.6

## ANEXO K. Costos de bombeo mecánico pozo UIS-2

COSTOS BOMBEO MECANICO UIS-2				
ITEM	QTY	DESCRIPCION	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
1	1	Tubing Hanger 11" x 3000# x 3-1/2" EUE BOX x 3-1/2" EUE BOX. AISI 1045	\$ 3,573	\$ 3,573
2	1	Nipple, 3-1/2" EUE 8Rd x 3" ID MODIFIED PIN x PIN	\$ 315	\$ 315
3	1	BOP, 3-1/2" EUE x 1-1/2" Polished Rod, 6000 PSI Working Pressure	\$ 2,263	\$ 2,263
4	1	Pumping Tee 3-1/2" EUE x 3-1/2" EUE 3"LP x 1"LP	\$ 661	\$ 661
5	1	Nipple, 3.0" ID x 12" lenght Pin LP for lateral Tee pumping connection	\$ 577	\$ 577
6	1	Stuffing Box DP, Dual Cone Packing 3-1/2"EUE x 1-1/2"	\$ 1,534	\$ 1,534
7	2	Polished Rod, Clamp 1-1/2", 40,000#. Fig 3	\$ 502	\$ 1,003
8	1	Nipple, Mechanical 3-1/2" EUE 8Rd	\$ 475	\$ 475
9	1	Polished Rod, 1-1/2" x 36', 1" Pin x Pin W/ 1" PR Subcoupling Class T	\$ 1,368	\$ 1,368
10	1	Spiral, Guide for Pump 3-1/2" x 7/8" SR Pin w/subcoupling connection	\$ 267	\$ 267
11	1	Sand Top Packer FOR 2- 7/8"	\$ 1,669	\$ 1,669
12	1	API PUMP 30-225 RHBM 34 - 5-2	\$ 9,939	\$ 9,939
13	29	3/4" x 25' Sucker Rod Grade Electra, w/ FS Class T Coupling	\$ 97	\$ 2,807
14	1	3/4" x 2' Sucker Rod Pony Grade Electra, w/ FS Class T Coupling	\$ 87	\$ 87
15	1	3/4" x 7/8" Subcoupling, FS Class T	\$ 23	\$ 23
17	39	1" x 25' Sucker Rod Grade Electra, w/ FS Class T Coupling	\$ 113	\$ 4,425
18	1	7/8" x 1" Subcoupling, FS Class T	\$ 39	\$ 39
19	2	1" x 1" coupling PR.	\$ 46	\$ 92
20	1	1" x 2' Sucker Rod Pony Grade Electra, w/ FS Class T Coupling	\$ 104	\$ 104
21	2	1" x 4' Sucker Rod Pony Grade Electra, w/ FS Class T Coupling	\$ 127	\$ 255
22	2	1" x 6' Sucker Rod Pony Grade Electra, w/ FS Class T Coupling	\$ 109	\$ 219
23	2	1" x 8' Sucker Rod Pony Grade Electra, w/ FS Class T Coupling	\$ 117	\$ 233
24	31	Wheeled Ro Guides For High Stress Rods, With steel wheels. 3-1/2" x 1"	\$ 225	\$ 6,975
25	1	Topco, Sucker Rod Lubricating	\$ 176	\$ 176
26	1	MODEL 900-360-288 ROTAFLEX PUMPING UNIT; 320 GEAR REDUCER; 36000 #	\$ 166,645	\$ 166,645
27	11200	COUNTER WEIHT FOR ROTAFLEX. PER POUND.	\$ 2	\$ 18,928
28	1	ECONOPAC. ELECTRONIC COMPONENTS ASS PM CONTROL 75-100 HP.	\$ 6,963	\$ 6,963
29	1	ELECTRIC MOTOR 100 HP, NEMA B 1200 RPM, 60 HZ, 3 PHASES, 480 V.	\$ 7,999	\$ 7,999
30	1	TIEMPO ESTIMADO DE INSTALACIÓN: 2 DÍAS EN OPERACIÓN.	\$ 4,680	\$ 4,680
31	1	RPC for ROTAFLEX Units, incluye todo el material necesario y dos días de instalación. "Dinagrama Real Time".	\$ 4,100	\$ 4,100
32	1	Sensor de Fondo Electronico Digital de Presion y Temperatura en entrada de	\$ 55,000	\$ 55,000
SUB-TOTAL				\$ 303,394
IVA (16%)				\$ 48,543
TOTAL				\$ 351,937

## ANEXO L. Costos bombas PCP Metal-Metal

### ANEXO L1. COSTO BOMBA PCP METAL-METAL POZO UIS-1

PCP Metal - Metal	
ELEMENTO	COSTO
Cabezal Alta Temperatura 60 HP	\$ 46,256.00
Sello antifugas de alta temperatura	\$ 8,300.00
Válvulas preventoras de alta temperatura	\$ 15,640.00
Varillas	\$ 26,421.68
Centralizadores de alta temperatura	\$ 9,430.00
Niple de paro de alta temperatura	\$ 4,201.00
Ancla anti-torque de alta temperatura	\$ 6,300.00
Estator Metálico	\$ 75,585.00
Rotor	\$ 85,684.00
Separador de Gas	\$ 15,680.00
Servicio de Instalación	\$ 23,487.00
IVA	\$ 50,717.55
Total	\$ 367,702.23

### ANEXO L2. COSTO BOMBA PCP METAL-METAL POZO UIS-2

PCP Metal - Metal	
ELEMENTO	COSTO
Cabezal Alta Temperatura 60 HP	\$ 46,256.00
Sello antifugas de alta temperatura	\$ 8,300.00
Válvulas preventoras de alta temperatura	\$ 15,640.00
Varillas	\$ 21,960.00
Centralizadores de alta temperatura	\$ 6,370.00
Niple de paro de alta temperatura	\$ 4,200.00
Ancla anti-torque de alta temperatura	\$ 6,300.00
Estator Metálico	\$ 65,550.00
Rotor	\$ 68,400.00
Separador de Gas	\$ 15,630.00
Servicio de Instalación	\$ 23,490.00
IVA	\$ 45,135
Total	\$ 327,231

# ANEXO M. Simulador PC-PUMP

## ANEXO M1. Desviación del Pozo

PC-PUMP

File Edit View Tools Help

Wellbore Geometry Equipment Configuration Fluid Properties Operating Conditions Options Analysis Results Auxiliary Analysis

Kelly Bushing Offset: 0.00 ft

Well Design... Import... Export...

Case Manager: UIS-2

Analysis Comparison: Show Analysis Comparison Table

Batch Parameter: Perform Batch Analysis

Stn #	Measured Depth (ftKB)	Hole Angle (°)	Azimuth (°)	Dogleg Severity			Hole Angle Change (1/1000)	Vertical Depth (ft)	Horizontal Distance (ft)	Latitude (ft)	Departure (ft)	Vertical Section (ft)
				Overall (1/1000)	Vertical (1/1000)	Plan (1/1000)						
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	230.00	1.90	18.53	0.83	0.83	0.00	0.83	229.96	3.81	3.62	1.21	1.98
3	293.00	3.99	6.02	3.45	3.32	0.95	3.32	292.87	7.01	6.79	1.77	4.04
4	355.00	6.51	5.32	4.07	4.06	0.10	4.06	354.61	12.65	12.43	2.33	7.99
5	417.00	8.69	3.39	3.54	3.52	0.41	3.52	416.06	20.81	20.61	2.93	13.85
6	480.00	11.27	1.48	4.13	4.10	0.52	4.10	478.10	31.69	31.51	3.37	21.90
7	542.00	13.75	1.53	4.00	4.00	0.02	4.00	538.62	46.09	44.94	3.72	31.92
8	603.00	16.88	1.05	5.14	5.13	0.21	5.13	597.45	61.18	61.04	4.08	43.99
9	664.00	19.52	1.92	5.00	4.98	0.45	4.98	655.32	80.42	80.29	4.59	58.36
10	724.00	22.53	2.85	4.37	4.36	0.44	4.36	711.25	102.14	101.99	5.46	74.37
11	785.00	24.74	2.96	3.63	3.62	0.20	3.62	767.13	126.59	126.42	6.66	92.25
12	845.00	26.74	1.90	3.36	3.28	0.75	3.28	822.07	153.08	152.88	7.78	111.75
13	878.00	27.86	0.87	3.80	3.50	1.48	3.50	850.51	167.75	167.55	8.13	122.73
14	939.00	29.82	369.07	3.51	3.21	1.42	3.21	903.94	197.14	196.97	8.10	145.22
15	999.00	32.52	357.32	4.75	4.50	1.51	4.50	955.28	228.12	228.01	7.10	169.57
16	1059.00	36.10	354.86	6.40	5.97	2.31	5.97	1004.93	261.78	261.73	4.76	196.84
17	1120.00	39.90	350.79	7.46	6.23	4.10	6.23	1062.90	298.96	298.96	0.02	228.33
18	1181.00	43.40	347.81	6.59	5.74	3.24	5.74	1098.48	338.86	338.78	-7.54	263.62
19	1242.00	45.73	346.14	4.28	3.82	1.82	3.82	1141.93	380.86	380.47	-17.20	301.70
20	1303.00	47.97	345.52	3.75	3.67	0.74	3.67	1183.65	424.55	423.62	-28.10	341.69
21	1363.00	51.45	344.58	5.92	5.80	1.19	5.80	1222.44	469.52	467.82	-39.91	383.08
22	1424.00	54.75	343.82	5.50	5.41	1.00	5.41	1259.07	517.49	514.75	-53.20	427.50
23	1485.00	54.41	343.95	0.58	0.56	0.17	-0.56	1294.42	566.48	562.51	-66.99	472.88
24	1511.00	54.00	343.00	1.40	1.34	0.54	1.34	1306.80	587.90	583.00	-73.90	493.99

## ANEXO M2. Configuración del equipo

PC-PUMP

File Edit View Tools Help

Wellbore Geometry Equipment Configuration Fluid Properties Operating Conditions Options Analysis Results Auxiliary Analysis

Drive Location:  Surface  Downhole

Surface Drive Equipment:

Description: Drivehead: NOV (C-33)  
Belts: 4:000:1 Reduction  
Electric Motor: 50.0 hp (1200.0 RPM)

Casing:

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
0.0	1530.0	9.625 in x 36.00 lbf/ft

Tubing:

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
0.0	1277.0	API 3.500 in x 9.30 lbf/ft

Injection Tubing:

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description

Rod String:

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Number of Rods	Length (ft)	Type	Brand	Size and Grade	Yield Stress (ksi)	Torque Limit (ft-lbs)	Co
-23.0	1277.0	52	25.00	Standard	Tenaris	1,000 in, API Gr-D	85.00	N/A	API

Diagram: A vertical cross-section of a wellbore showing the surface drive equipment (pumpjack) at the top, connected to a drivehead (NOV C-33) and a pump (PCM 80V/1000) inside the casing. The casing is 9.625 in x 36.00 lbf/ft, and the tubing is API 3.500 in x 9.30 lbf/ft. The pump is located at a measured depth of 1306.0 ftKB, and the mid-perforations are at 1530.0 ftKB. The rod string consists of 52 rods, each 25.00 ft long, made of Tenaris 1,000 in, API Gr-D steel with a yield stress of 85.00 ksi.

Pump Seating Measured Depth: 1306.0 ftKB  
Mid-Perforations Measured Depth: 1530.0 ftKB

Pump:

Description: PCM 80V/1000 (80V/1000)  
Nominal Pump Displacement: 5,600 bbls/D/RPM  
Pump Pressure Rating: 1500 psi  
Pump Friction Torque: 80 ft-lbs  
Pump Volumetric Efficiency: 80.0 %

Tail Joint:

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description

Case Manager: UIS-2

Analysis Comparison: Show Analysis Comparison Table

Batch Parameter: Perform Batch Analysis

# ANEXO M3. Resumen de resultados

PC-PUMP

File Edit View Tools Help

Wellbore Geometry | Equipment Configuration | Fluid Properties | Operating Conditions | Options | Analysis Results | Auxiliary Analysis

Summary | Energy Flow | Drive Equipment | Basic Fluid Flow | Rod Loading/Deflection | Rod/Tubing Contact | Multiphase Flow | Key Locations

**Input Parameters**

<b>Fluid Properties</b>	
Fluid Type	Multi-phase
Oil API Gravity	12.00 °API
Water Salinity	0.00
Gas Specific Gravity	0.70
BS&W Content	99.00 %
Producing GOR	500.00 scf/STB
Free Gas Separation	100.00 %
<b>Operating Conditions</b>	
Surface Liquid Flow Rate	850.68 bbl/d
Pump Speed (specified)	200.00 RPM
Pump Volumetric Efficiency	80.00 %
Fluid Level	1006.00 RKB
Submergence (specified)	300.00 ft
Bottomhole Pressure	127.02 psi
Tubing Head Pressure	80.00 psi
Casing Head Pressure	0.00 psi
Bottomhole Temperature	240.00 °F
Flowing Wellhead Temperature	230.00 °F
<b>Equipment</b>	

**Output Parameters**

<b>Basic Parameters</b>	
Submergence	300.00 ft
Pump Intake Pressure	77.18 psi
Pump Discharge Pressure	505.43 psi
Differential Pressure	508.25 psi
Net Hydrostatic Head	403.78 psi
Flow Losses	24.47 psi
Pump Pressure Loading	33.88 % Rtd
Pump Torque	334.33 ft lbs
Pump Axial Load	1.81 kips
Maximum Rod Torque	352.84 ft lbs
Maximum Rod Torque Load	N/A % Limit
Maximum Axial Rod Load	5.17 kips
Maximum Effective Rod Stress	44.61 %
<b>Rod Contact Loads</b>	
Maximum Load Connection	64.01 lbf
<b>Surface Parameters</b>	
System Input Power	15.67 hp
Prime Mover Output Power	14.89 hp
Energy Cost	1402.31 \$/day

**Output Messages**

- NOTE: Gas separation specified as 100.00 %
- NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required
- NOTE: Oil API gravity is outside of recommended correlation range of 15 to 150 °API
- NOTE: Multiphase flow apparent volumetric efficiency is 76%
- NOTE: Electric motor speed adjusted to 800.0 RPM (40.8 Hz)
- NOTE: Flow losses represent 4.82% of the total pump differential pressure

**Case Manager**

UIS-2

**Analysis Comparison**

Show Analysis Comparison Table

**Batch Parameter**

Perform Batch Analysis

Parameter:

Current Iteration:

Calculate

PC-PUMP

File Edit View Tools Help

Wellbore Geometry | Equipment Configuration | Fluid Properties | Operating Conditions | Options | Analysis Results | Auxiliary Analysis

Summary | Energy Flow | Drive Equipment | Basic Fluid Flow | Rod Loading/Deflection | Rod/Tubing Contact | Multiphase Flow | Key Locations

**Input Parameters**

<b>Operating Conditions</b>	
Producing GOR	500.00 scf/STB
Free Gas Separation	100.00 %
<b>Operating Conditions</b>	
Surface Liquid Flow Rate	850.68 bbl/d
Pump Speed (specified)	200.00 RPM
Pump Volumetric Efficiency	80.00 %
Fluid Level	1006.00 RKB
Submergence (specified)	300.00 ft
Bottomhole Pressure	127.02 psi
Tubing Head Pressure	80.00 psi
Casing Head Pressure	0.00 psi
Bottomhole Temperature	240.00 °F
Flowing Wellhead Temperature	230.00 °F
<b>Equipment</b>	
Drivehead	NOV (C-33)
Belts	4,000:1 Reduction
Electric Motor	50.0 hp (1200.0 RPM)
Pump	PCM 80V1000 (80V/1000)
Rod String	1,000 in, API Gr D

**Output Parameters**

<b>Rod Contact Loads</b>	
Maximum Axial Rod Load	5.17 kips
Maximum Effective Rod Stress	44.61 %
Maximum Load Connection	64.01 lbf
<b>Surface Parameters</b>	
System Input Power	15.67 hp
Prime Mover Output Power	14.89 hp
Energy Cost	1402.31 \$/day
Thrust Bearing L10 Life	434.77 Years
Drivehead Main Shaft Torque Loading	35.28 %
Drivehead Structural Loading	N/A
Drivehead Power Output	67.24 %
Drivehead Speed Output	33.33 %
Drivehead Gearbox Torque	N/A
Surface Motor Loading	29.78 %
<b>System Efficiency</b>	
System Mechanical/Electrical Efficiency	61.80 %
System Overall Efficiency	49.44 %
Pump Volumetric Efficiency	80.00 %

**Output Messages**

- NOTE: Gas separation specified as 100.00 %
- NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required
- NOTE: Oil API gravity is outside of recommended correlation range of 15 to 150 °API
- NOTE: Multiphase flow apparent volumetric efficiency is 76%
- NOTE: Electric motor speed adjusted to 800.0 RPM (40.8 Hz)
- NOTE: Flow losses represent 4.82% of the total pump differential pressure

**Case Manager**

UIS-2

**Analysis Comparison**

Show Analysis Comparison Table

**Batch Parameter**

Perform Batch Analysis

Parameter:

Current Iteration:

Calculate