

**SELECCIÓN Y DISEÑO DE EQUIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
PARA UN POZO QUE PRODUCE CRUDO EXTRAPESADO DE LA CUENCA DE
LOS LLANOS ORIENTALES**

**CRISTIAN FELIPE MONROY SANCHEZ
JUAN SEBASTIAN NAVARRO SOTO**

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

2017

**SELECCIÓN Y DISEÑO DE EQUIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
PARA UN POZO QUE PRODUCE CRUDO EXTRAPESADO DE LA CUENCA DE
LOS LLANOS ORIENTALES.**

**CRISTIAN FELIPE MONROY SÁNCHEZ
JUAN SEBASTIÁN NAVARRO SOTO**

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

Director

**JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN
M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos**

Codirectores

**JHON ALEXANDER PABÓN VILLAMIZAR
Ingeniero de Petróleos**

**CARLOS ANDRÉS DIAZ PRADA
M.Sc. en Ingeniería de Petróleos**

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

2017

DEDICATORIA

“No te preocupes por la vida, después de todo, vas a terminar por perderla”

Todas las experiencias vividas a lo largo de estos años se resumen en este glorioso momento sin prisa, pero sin pausa.

A mi abuelo, Alber, quien no alcanzó a verme graduado, pero a quien dedico este triunfo; el que con su partida a tierras extrañas ha dejado el mayor vacío en mi vida.

A mi papá, por estar presente en todos los mejores momentos de este proceso y por facilitarme el cumplir cada objetivo propuesto.

A mi mamá por toda su entrega, su actitud y sus buenos deseos, por ella trato de superarme cada día.

A mi hermana Dianis, por ser tan comprensiva, por acordarse de mí en los buenos y malos momentos de esta etapa y por ser la mejor hermana que haya podido desear.

A los muchachos de siempre Bryan, Juanito, Jennifer e Ivonne con quienes siempre he contado, y con los que siempre contaré.

Al campeón Navarrini, por siempre ponerle buena cara a los problemas, un luchador incansable “que perra de logro”.

A todos mis amigos de apartamento con los que vivimos, probamos y jodimos hasta el cansancio.

CRISTIAN FELIPE MONROY SANCHEZ

DEDICATORIA

A Dios por darme la fuerza para no rendirme en el camino por largo y duro que pareciera.

A mis padres quienes son el mayor ejemplo de mi vida, quienes nunca perdieron la fe en mí a pesar de todas las decisiones y situaciones, a ellos, las personas más importantes, a quienes debo todo lo que soy, quienes se sacrificaron por mí y por quienes vale la pena todo sacrificio, Gracias!

A mi hermano, mi compañero de vida, con quien compartimos, jugamos, peleamos, quien me brindó su cariño, su apoyo y su experiencia para sacar adelante este proyecto de vida.

A mi compañero de tesis, quien confió en mí y le puso el alma a este reto, me llevo un amigo.

A mis abuelos y a toda mi familia, por la paciencia y el apoyo, porque este triunfo más que mío es suyo.

JUAN SEBASTIAN NAVARRO SOTO

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, nuestra alma mater, por recibirnos, formarnos profesionalmente y plantar en nosotros los valores e ideas que nos permitan aportar un grano de arena al desarrollo y crecimiento de la sociedad.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a cada uno de nuestros profesores, quienes, de principio a fin formaron parte fundamental de nuestro crecimiento académico y personal.

A nuestro director, el Ingeniero M.Sc. John Alexander León Pabón, quien depositó su confianza y nos guió con su experiencia en cada etapa de este proceso. A nuestro codirector, el Ingeniero Jhon Alexander Pabón Villamizar, quien nos asesoró poniendo a nuestra disposición todo su conocimiento con humildad, paciencia y cariño.

Por último a cada una de las personas que de una u otra forma nos apoyaron en la ejecución de esta investigación.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	19
1.1 IPR	19
2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES.	22
2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.	22
2.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES.	23
2.2.1 Gas LIFT.	23
2.2.2 Bombeo mecánico.	24
2.2.3 Bombeo electrosumergible.	26
2.2.4 Bombeo por cavidades progresivas.	27
2.2.5 Bombeo hidráulico tipo pistón.	28
2.2.6 Bombeo hidráulico tipo jet.	30
2.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL COMBINADOS	31
2.3.1 Bombeo electrosumergible con Gas Lift	32
2.3.2 Bombeo electrosumergible con cavidades progresivas.	33
3. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	36
4. PARÁMETROS RELEVANTES DE CADA SLA	42
5. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	49
5.1 OBJETO DE ESTUDIO.	49

5.2 INSTRUCCIONES PARA DETERMINAR LA CONFIGURACIÓN DE LA BOMBA CON UN LÍQUIDO VISCOZO CUANDO SE CONOCE LA CONFIGURACIÓN AL AGUA	50
5.3 EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO ACTUAL	54
5.3.1 Análisis nodal	56
5.3.2 Curva de desempeño de la bomba	56
6. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN	58
6.1 GENERALIDADES DEL SOFTWARE EMPLEADO.	58
6.2 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.	60
6.2.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN.	61
6.2.2 Datos de entrada.	62
6.2.3 Calificación del desempeño por variable.	63
6.2.4 Porcentaje de influencia por variable.	64
6.2.5 Desempeño individual por variable.	65
6.2.5 Desempeño global	67
6.2.6 Incertidumbre por omisión de datos.	68
6.2.7 Condiciones de no aplicabilidad.	68
6.2.8 Condiciones de limitación.	69
6.2.9 Criterio de selección final	70
7. METODOLOGÍA DE DISEÑO	72
7.1 DATA BASE (PASO 1)	73
7.2 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN (PASO 2)	73
7.3 CÁLCULOS DE GAS (PASO 3)	74
7.4 FLUJO DINÁMICO EN CABEZA (PASO 4)	77

7.5 SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBA (PASO 5)	77
7.6 TAMAÑO ÓPTIMO DE LOS COMPONENTES (PASO 6)	78
7.7 CABLE ELÉCTRICO (PASO 7)	79
7.8 ACCESORIOS Y EQUIPOS OPCIONALES (PASO 8)	80
7.9 SISTEMA DE BOMBEO SUMERGIBLE DE VELOCIDAD VARIABLE (PASO 9)	83
8. DISEÑO	85
8.1 VALIDACIÓN	89
9. ANÁLISIS FINANCIERO	90
9.1 COSTOS DE LEVANTAMIENTO	92
9.2 PRODUCCIÓN DIARIA	93
9.3 INVERSIÓN INICIAL	94
9.4 DEVALUACIÓN DE LOS EQUIPOS	95
9.5 DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	95
9.6 RESULTADOS	96
10. CONCLUSIONES	97
11. RECOMENDACIONES	98
BIBLIOGRAFÍA	99
ANEXOS	101

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Tasa de producción contra el Drawdown: índice de productividad constante	20
Figura 2. Curvatura que presenta el IPR para flujo bifásico.	21
Figura 3. Esquema típico de gas lift.	24
Figura 4. Sistema típico de bombeo mecánico.	25
Figura 5. Esquema típico de bombeo electrosumergible.	26
Figura 6. Configuración interna de una bomba de cavidades progresivas.	27
Figura 7. Esquema típico bombeo hidráulico tipo pistón o jet.	29
Figura 8. Componentes de la bomba hidráulica tipo jet.	30
Figura 9. Tipos de instalaciones para sistemas electrogas.	32
Figura 10. Esquema del equipo de subsuelo utilizado para el sistema de bombeo electrosumergible con cavidades progresiva.	34
Figura 11. Análisis nodal	56
Figura 12. Curva de desempeño de la Bomba actual.	57
Figura 13. Curvas de rendimiento variable (a una etapa) para frecuencias entre 30 y 90 Hz.	88
Figura 14. Curva de desempeño de la bomba Centrilift B11W	88

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características de los Pozos Candidatos.	38
Tabla 2. Características de los Pozos Candidatos con corrección de tablas por viscosidad.	53
Tabla 3. Datos del pozo actual	54
Tabla 4. Desempeño del equipo actual	55
Tabla 5. Criterios de Selección	61
Tabla 6. Datos de entrada	62
Tabla 7. Calificación del desempeño por variable.	63
Tabla 8. Porcentaje de influencia.	64
Tabla 9. Desempeño individual.	66
Tabla 10. Desempeño global	67
Tabla 11. <i>Condiciones de no aplicabilidad.</i>	68
Tabla 12. Condiciones de limitación.	69
Tabla 13. Criterio de Selección Final.	70
Tabla 14. Datos de entrada	85
Tabla 15. Datos de salida	86
Tabla 16. Costos de levantamiento asociados a la Bomba Centrilift B11W.	89
Tabla 17. Costos de levantamiento asociados a la Bomba Centrilift B11W.	93
Tabla 18. Producción diaria del equipo actual y la propuesta de diseño.	94
Tabla 19. Costos asociados a la compra del equipo.	94
Tabla 20. Devaluación del equipo propuesto.	95
Tabla 21. Declinación de la producción.	95
Tabla 22. Indicadores de rentabilidad para la bomba Centrilift B11W.	96

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. SELECCIÓN DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	101
ANEXO B. ANALISIS ECONÓMICO PARA EL EQUIPO DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE	105

RESUMEN

TÍTULO: SELECCIÓN Y DISEÑO DE EQUIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA UN POZO QUE PRODUCE CRUDO EXTRAPESADO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES*

AUTORES: CRISTIAN FELIPE MONROY SANCHEZ,
JUAN SEBASTIAN NAVARRO SOTO. **

PALABRAS CLAVE: Sistemas de Levantamiento Artificial, Bombeo por Cavidades Progresivas (Progressive Cavity Pump – PCP), Bombeo Electrosumergible (Electrical Submersible Pump – ESP), 9 pasos de Baker, Baker Hughes.

DESCRIPCIÓN:

Después de cierto tiempo de vida productiva de un campo en la cuenca de los llanos orientales colombianos, las tasas de producción disminuyeron considerablemente, por lo que fue necesaria la implementación de un equipo de levantamiento artificial (ESP- Electrical Submersible Pump), el cual funcionó efectivamente durante un periodo de tiempo. Sin embargo, debido a ciertas condiciones operacionales propias del campo, el funcionamiento de los equipos se vio limitado y producto de ello se hizo inminente un nuevo estudio con el fin de reemplazar dichos equipos o en su defecto mejorarlos.

Considerando este escenario, una posibilidad económicamente viable fue realizar el diseño de equipos más completos, combinando varios sistemas de levantamiento o, maximizando el desempeño de los equipos simples, de tal manera que las limitaciones de funcionamiento sean reducidas al máximo.

Teniendo en cuenta que el Bombeo Electrosumergible es el método más apropiado para este campo dadas las condiciones de fluido y roca, la búsqueda de un complemento a dicho sistema con el fin de optimizar la producción, dio como resultado la implementación de un equipo de ESP. La obtención de dichos resultados se hizo posible gracias a la aplicación de software especializado de selección, y una metodología de diseño de sistemas de levantamiento artificial creada por Baker Hughes denominada “los 9 pasos de Baker”, después de introducir en ellos gran cantidad de propiedades y parámetros de operación reales del campo. Adicional a esto, se realizó un análisis financiero con el fin de establecer la verdadera aplicabilidad del diseño realizado, ya que el objetivo último tanto del proyecto como de la compañía operadora es la optimización en cada uno de sus procesos, llámese incremento de la producción, disminución de costos operacionales, etc.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos: Director: MC's John Alexander León Codirector: ING Jhon Alexander Pabón

ABSTRACT

TITLE: SELECTION AND DESIGN OF ARTIFICIAL LIFT EQUIPMENT FOR A WELL THAT PRODUCES EXTRA HEAVY OIL FROM THE LLANOS ORIENTALES BASIN.*

AUTHORS: CRISTIAN FELIPE MONROY SANCHEZ
JUAN SEBASTIAN NAVARRO SOTO**

KEYWORDS: Artificial Lift Systems, Progressive Cavity Pump – PCP, Electrical Submersible Pump – ESP, Electrical Submersible Progressive Cavity Pump – ESPCP, 9 steps of Baker, Baker Hughes.

Description: After some time of a field productive life in the Llanos Orientales Colombian basin, production rates decreased considerably, so it was necessary to implement an artificial lift equipment (ESP- electrical submersible pump), which worked effectively during a period of time. However, due to certain operational conditions of the field, equipment performance was limited and because of this an imminent new study was made with the purpose of replace the equipment or, failing that, enhance it.

Considering this scenario, an economically viable possibility was to design more complete equipment, combining several lifting systems or, maximizing the performance of simple equipment, in such a way performance limitations are reduced to the maximum.

Taking into account that electrical submersible pumping is the most appropriate method for this field, given the conditions of fluid and rock, the search for a complement to such a system in order to optimize production, gave as result the implementation of an ESP equipment. It was possible to obtain these results, thanks to the application of specialized selection software and a methodology of design of artificial lift systems created by Baker Hughes called “the 9 steps of Baker”, after introducing in them a lot of real operational properties and parameters from the field.

In addition, a financial analysis was carried out in order to stablish the real applicability of the designs, since the ultimate goal of both the project and the operating company is the optimization in each of its processes, for example production increase, operational costs decrease, etc.

* Draft Grade

** Physicochemical Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering: Director: MC’s John Alexander León Codirector: ING Jhon Alexander Pabón

INTRODUCCIÓN

El crecimiento poblacional reflejado en la alta demanda energética de la sociedad actual implica la dependencia directa de los recursos no renovables tales como petróleo, gas natural y carbón. Ésta dinámica lleva a pensar en la necesidad de implementar acciones que permitan incrementar la productividad de los campos de petróleo.

La mayor parte de las reservas mundiales de hidrocarburos corresponden a crudos pesados y extra pesados. En Colombia alrededor del 45% de la producción está asociada a crudos de este tipo y se proyecta que para el 2018 ascienda al 60% de la producción total¹. Estas condiciones motivan a la industria a concentrar esfuerzos en la optimización de dicha producción.

Cuando la producción primaria de un yacimiento no es suficiente para traer los fluidos a superficie, es inminente la implementación de un SLA que suministre la energía necesaria para llevar a cabo este proceso. En yacimientos de crudo extrapesado se hace aún más tedioso debido a las condiciones del fluido, por esta razón en este proyecto se busca seleccionar y diseñar equipos adecuados para cumplir con esta tarea.

En general, los sistemas de levantamiento artificial se clasifican en convencionales y no convencionales, dependiendo de la aplicabilidad y disponibilidad que ofrecen para la industria. En Colombia los sistemas de levantamiento artificial más utilizados son: Bombeo mecánico, Gas lift, Bombeo por Cavidades Progresivas, Bombeo Electrosumergible y Bombeo Hidráulico.

Existen diferentes pozos en el Departamento del Meta que emplean equipos de levantamiento artificial, sin embargo, algunos de ellos no han sido bien empleados para el tipo de crudo o las características del yacimiento; por lo tanto, se hace necesario el desarrollo de nuevos equipos o la optimización de los mismos mediante un diseño adecuado de SLA.

Este diseño se realiza en base a los diferentes parámetros de fluido y yacimiento, de tal manera que se logre un aumento en la producción en términos de la viabilidad económica.

1. GENERALIDADES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

1.1 IPR

La presión de producción en el fondo del pozo, P_{wf} , se conoce como FBHP (flowing bottom hole pressure) y la diferencia entre ésta y la presión estática del pozo P_s se conoce como drawdown. Este se representa en la ecuación 1.

$$\text{Drawdown} = \Delta P = P_s - P_{wf} \quad \text{Ecuación 1.}$$

La relación entre la tasa de producción de un pozo y el drawdown para esta tasa en particular se denomina índice de productividad, IP que se simboliza con la letra J .

$$J = \frac{Q}{P_s - P_{wf}} \left[\frac{\text{Bls/día}}{\text{Psi}} \right] \quad \text{Ecuación 2.}$$

Si el valor del IP se toma como constante, independiente de la producción actual del pozo, entonces la ecuación 1 se expresa como:

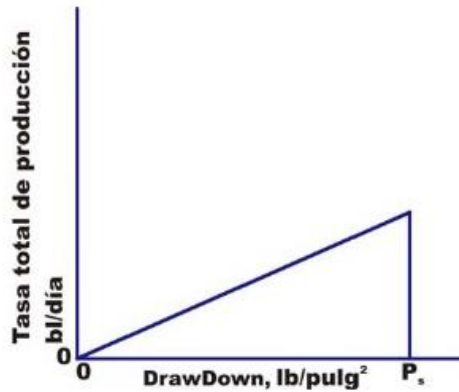
$$q = J\Delta P \quad \text{Ecuación 3.}$$

En donde ΔP es el drawdown. De acuerdo a esta expresión, la relación entre q y ΔP es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J (Ver Figura 1).

Una limitación de la línea recta del IPR es la suposición que el aceite es subsaturado. Obviamente, esta condición no aplica para pozos de gas o de aceite

saturado. Para estos pozos el comportamiento observado de la tasa con la caída de presión no es lineal, mostrando una curvatura pronunciada a altas tasas. En términos de índice de productividad, J disminuye al incrementar la presión.

Figura 1. Tasa de producción contra el Drawdown: índice de productividad constante

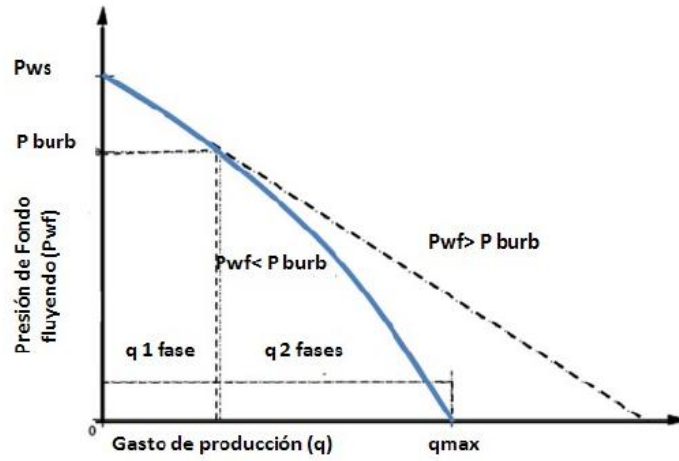


Fuente: TORRES. E. MUÑOZ. F. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

La Figura 2 ilustra la continua variación de J con la caída de presión. Nótese que J no está representado por la tangente a la curva, pero está definido como se puede expresar en la ecuación 2¹.

¹ GIL, J. y ROLON, J. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. Bucaramanga 2009. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 2. Curvatura que presenta el IPR para flujo bifásico.



Fuente: PACHECO. L. DUARTE. C. Selección de pozos piloto para la implementación del sistema de levantamiento artificial RECOIL en el Campo Llanito

2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES.

Un Sistema de Levantamiento Artificial (SLA), es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde la formación a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

Los sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos muertos o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos.

2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

De forma general, los métodos de levantamiento artificial pueden ser clasificados en las siguientes dos categorías:

- Métodos que modifican propiedades físicas de los fluidos del pozo (por ejemplo. Reducción de densidad).
- Métodos que aplican la acción de una bomba para suministrar energía externa al sistema.

Los sistemas de levantamiento que utilizan el principio de modificación de las propiedades físicas de los fluidos incluyen:

✓ Gas lift.

Entre los métodos que se basan en la acción de una bomba para incrementar la energía del sistema, se incluyen:

Bombas de desplazamiento positivo.

- ✓ Bombas de pistón (Bombeo Mecánico).
- ✓ Bombas de cavidades progresivas.

Bombas de desplazamiento dinámico.

- ✓ Bombas centrífugas (Bombeo electro sumergible).
- ✓ Bomba tipo jet (Bombeo Hidráulico).

La energía para estas unidades de bombeo puede ser transmitida hacia el equipo de subsuelo bien sea mediante cables eléctricos, varillas de transmisión rotativas o reciprocantes, o fluido hidráulico de alta presión. La máxima potencia que puede ser entregada a un pozo es diferente para cada clase de sistemas de levantamiento artificial².

2.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES.

2.2.1 Gas LIFT. Los dos sistemas básicos de levantamiento con gas lift son levantamiento continuo y levantamiento intermitente.

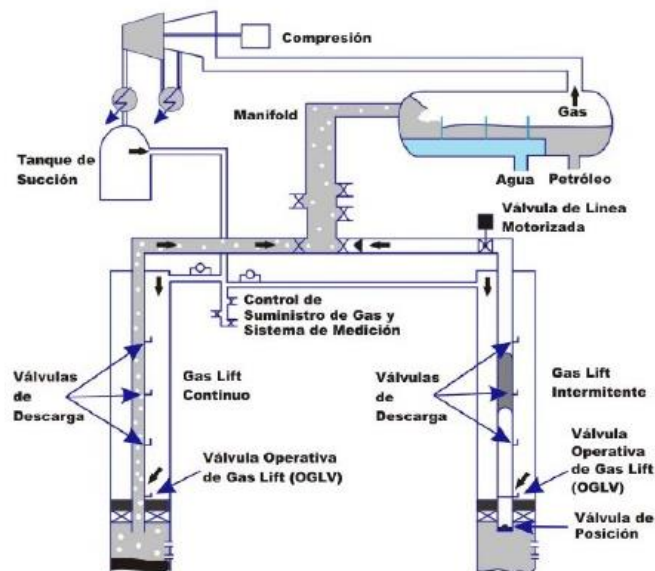
El principio de operación de levantamiento continuo es la inyección de gas a través de la más profunda de una serie de válvulas GLVs (Gas lift Valve) ubicadas a lo largo de una tubería de producción; el efecto de este gas inyectado es el de disminuir la densidad de los fluidos producidos permitiéndole llegar hasta superficie con la tasa de producción deseada.

² MUÑOZ, A. y TORRES, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Colombia. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Como su nombre lo indica en el levantamiento intermitente la inyección ocurre durante un cierto intervalo de tiempo y después se detiene. Después de que cierto periodo de tiempo ha transcurrido se repite la inyección y comienza de nuevo el ciclo. El gas de levantamiento es bombeado generalmente por el anular del pozo e inyectado en el tubing a través de una válvula de gas lift (Gas lift valve, GLV).

Estas válvulas normalmente contienen una válvula cheque para prevenir la entrada en contracorriente del fluido producido o de tratamiento hacia el anular³.

Figura 3. Esquema típico de gas lift.

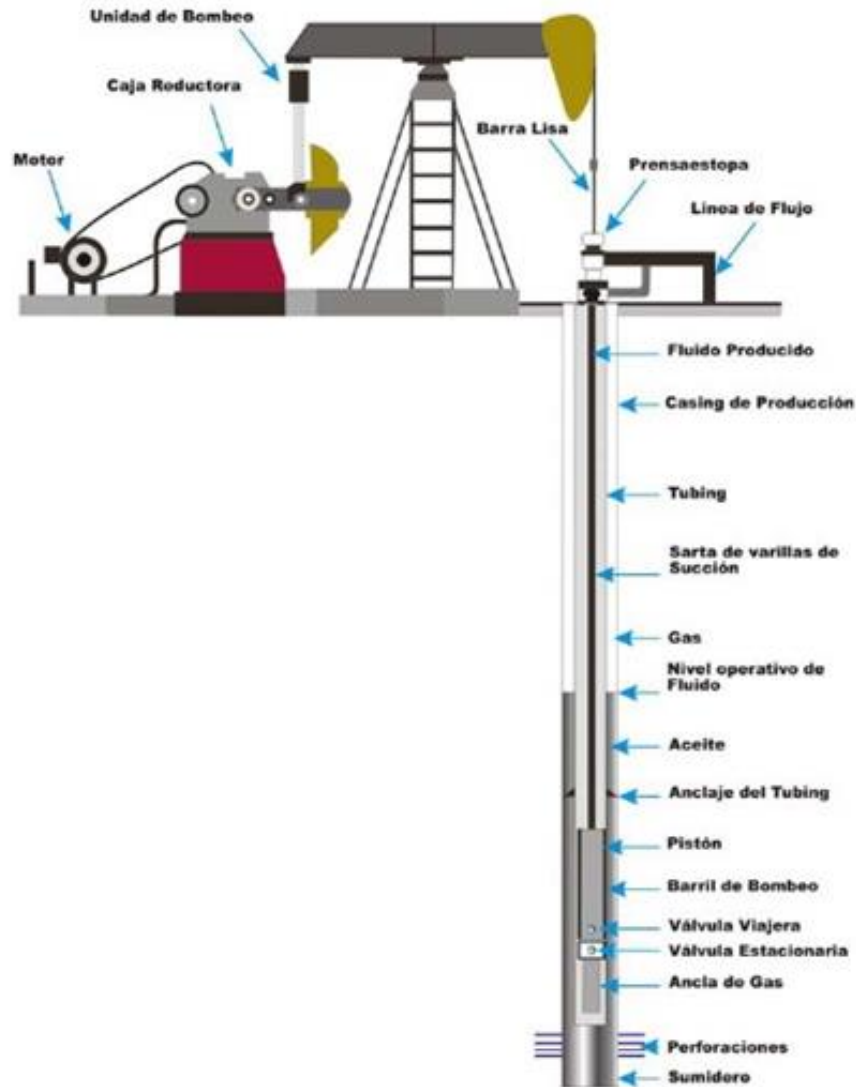


Fuente: GIL. J. ROLON. J. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado.

2.2.2 Bombeo mecánico. El bombeo mecánico, es el método de levantamiento artificial más usado a nivel mundial en la actualidad debido a su practicidad, facilidad de operación, workover y optimización.

³ GIL, J. y ROLON, J. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. Bucaramanga 2009. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 4. Sistema típico de bombeo mecánico.



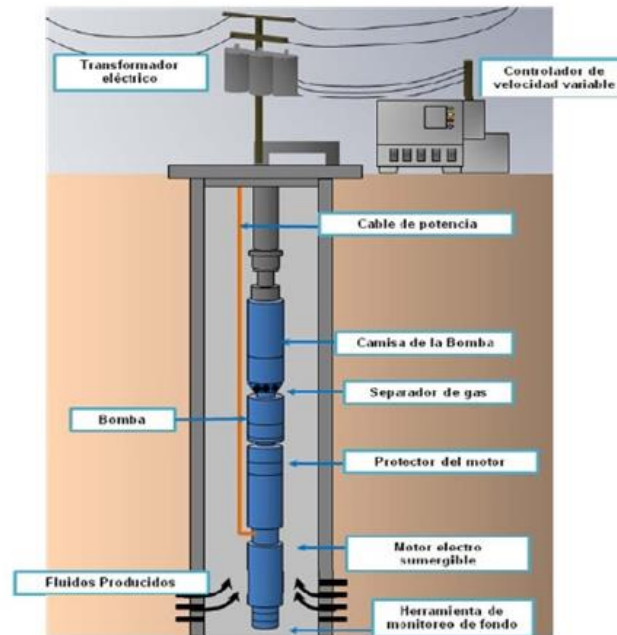
Fuente: GIL. J. ROLON. J. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado.

Las unidades de bombeo mecánico se clasifican según su geometría en tres tipos principales: unidades convencionales, las cuales tienen el apoyo en el punto medio del balancín; unidades neumáticas, cuyo punto de apoyo se ubica en el extremo delantero del balancín; y las unidades Mark II, que tienen el apoyo en el extremo trasero del balancín. Hay dos tipos principales de diseños para estas bombas: bombas de tubing y bombas de inserto o varilla. La bomba de tubing

tiene una mayor capacidad, pero su mantenimiento requiere sacar el tubing. La bomba de inserto es usada con mayor frecuencia, ya que puede ser recuperada sacando las varillas⁴

2.2.3 Bombeo electrosumergible.

Figura 5. Esquema típico de bombeo electrosumergible.



Fuente: GIL. J. ROLON. J. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado.

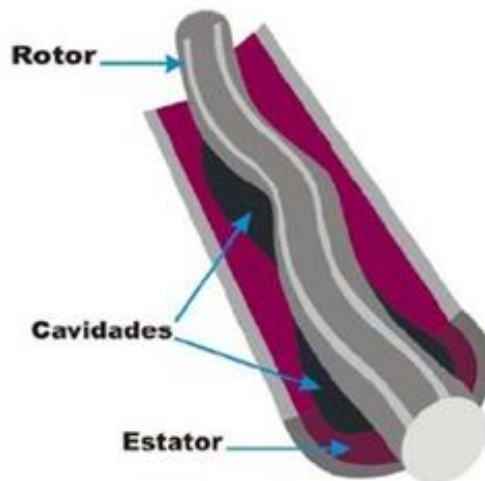
El principio de este sistema de bombeo es la operación basada en la operación continua de una bomba centrífuga multietapa cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de inducción, alimentado desde la superficie a través de un cable de potencia por una fuente de tensión primaria.

⁴ MUÑOZ, A. y TORRES, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Colombia. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Una vez se transforma la tensión primaria la energía requerida es transmitida a través del cable de potencia hasta el motor de subsuelo desde el transformador⁵ mostrando una curvatura pronunciada a altas tasas. En términos de índice de productividad, J disminuye al incrementar la presión.

2.2.4 Bombeo por cavidades progresivas.

Figura 6. Configuración interna de una bomba de cavidades progresivas.



Fuente: TORRES. E. MUÑOZ. F. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

Su operación está basada en la acción continua de una bomba de cavidades progresivas estilo tornillo sin fin, cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de superficie o subsuelo. Cuando el motor está ubicado en la superficie la transmisión de energía a la bomba se da a través de un eje y/o varillas que comunican el motor y la bomba desde la superficie hasta

⁵ GIL, J. y ROLON, J. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. Bucaramanga 2009. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

el subsuelo. Pero cuando el motor está en el fondo, se lleva un cable desde superficie el cual les proporcionara la energía al motor para que opere y mueva la bomba.

La bomba está compuesta por un rotor (tornillo sin fin) y un estator (camisa). El rotor gira dentro del estator formando cavidades que progresan desde el extremo de succión hasta el extremo de descarga de la bomba que, ayudado por el sello continuo entre las hélices del rotor y el estator mantienen el fluido en movimiento permanente, a una velocidad fija directamente proporcional a la velocidad de rotación de la bomba⁶.

2.2.5 Bombeo hidráulico tipo pistón. El bombeo hidráulico tipo pistón (Hydraulic Pistón Pumping, HPP) es una variante del bombeo mecánico, con la diferencia de que en este caso se utiliza un medio hidráulico como mecanismo de operación de la bomba de subsuelo.

La bomba hidráulica tipo pistón es un sistema reciprocante, es decir, que succiona y expulsa fluido alternadamente, el cual es forzado a entrar y salir de un par cilindros por la acción de cada uno de los pistones. El pistón del motor está unido a una varilla que lo conecta con el pistón de la bomba. Un juego interno de válvulas cheque y válvulas de puente controla los movimientos hacia delante en reversa de los pistones, y permiten la entrada y salida del fluido bombeado.

⁶ GIL, J. y ROLON, J. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. Bucaramanga 2009. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 7. Esquema típico bombeo hidráulico tipo pistón o jet.



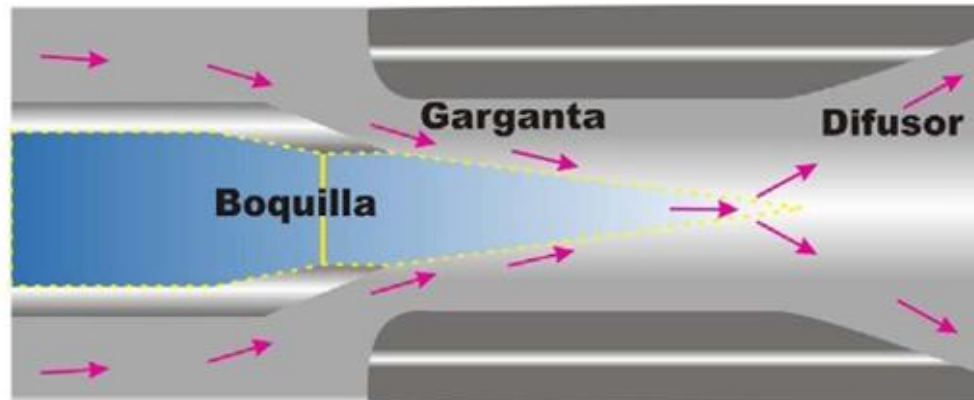
Fuente: TORRES. E. MUÑOZ. F. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

En un sistema típico de levantamiento hidráulico (bien sea, tipo pistón o tipo jet) el fluido utilizado para la operación de la bomba es llamado fluido de potencia o fluido motriz, y generalmente es petróleo crudo o agua. Este fluido es entregado a alta presión a la bomba de superficie (ver Figura 7); puede entrar en contacto con el fluido producido si el sistema de circulación es abierto, o nunca tocarlo, si el sistema es cerrado. En el diseño de HPP, el fluido motriz es el que activa el motor que le da movimiento a la bomba⁷.

⁷ MUÑOZ, A. y TORRES, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Colombia. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

2.2.6 Bombeo hidráulico tipo jet. La bomba hidráulica tipo jet es el método técnicamente más sencillo de todos los sistemas de levantamiento artificial. El sistema consta de una bomba tipo Venturi, la cual consta de una boquilla, una garganta y un difusor; a la boquilla es bombeado el fluido a altas presiones y bajas velocidades, originándose un diferencial de presión y un aumento de velocidad. De ahí, el fluido de potencia pasa por la garganta y luego por del difusor en donde se mezcla con el fluido formación y se produce un incremento de presión. Esta bomba es instalada de forma temporal o permanente en el completamiento del pozo. (Ver figura 8).

Figura 8. Componentes de la bomba hidráulica tipo jet.



Fuente: TORRES. E. MUÑOZ. F. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

Los componentes principales de un sistema de bombeo hidráulico tipo jet (Hydraulic Jet Pumping, HJP) son básicamente los mismos que para el HPP, con la única diferencia de que, en lugar de la bomba de desplazamiento positivo, lleva la bomba tipo jet.

El fluido motriz es bombeado hacia la sección de la boquilla de la bomba. La corriente de fluido de potencia a alta presión es entonces convertida en un chorro de alta velocidad. Este chorro sale de la boquilla y entra en contacto con el fluido producido dentro de la sección de la garganta de la bomba. A medida que los

fluidos se mezclan en la sección de la garganta, ocurre una transferencia de impulso (momentum) entre el fluido de potencia y el de producción, lo que causa que este último sea transportado hasta la superficie. En la sección del difusor de la bomba, se reduce la velocidad de la mezcla de fluidos, mientras su presión aumenta.

Debido, a que las bombas tipo jet no tienen ninguna pieza móvil, son muy seguras de operar. El único factor restrictivo sobre la vida operativa de la bomba es a menudo el equipo auxiliar y el modo de operación en el pozo. Generalmente, se utiliza agua (agua de mar o agua producida) o crudo muerto como fluidos de potencia. El fluido motriz puede ser enviado hacia la bomba a través del tubing y regresar con la producción por el anular (a esto se le conoce como circulación normal) o bien se puede hacer en sentido opuesto (circulación inversa)⁸.

2.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL COMBINADOS

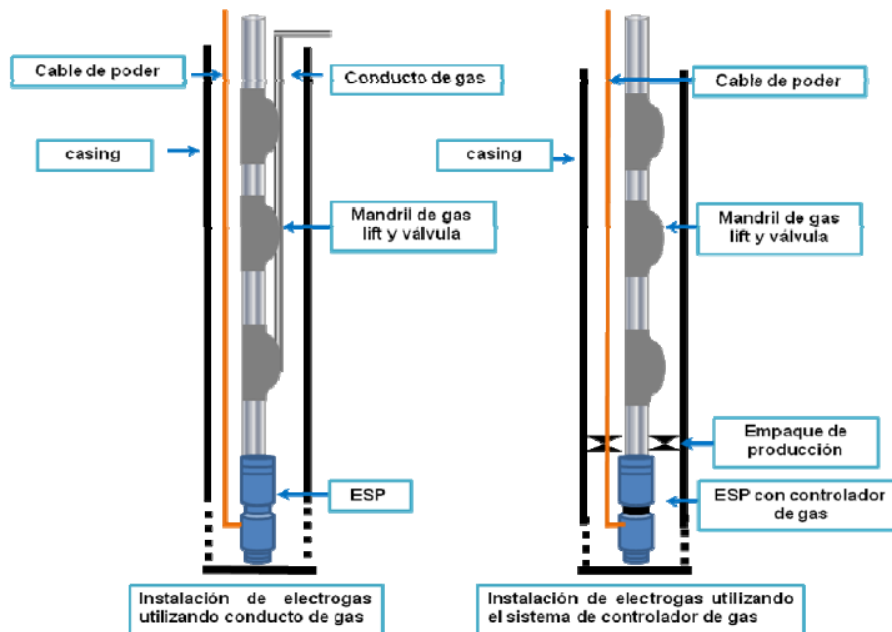
Con el propósito de aprovechar las características más favorables de los sistemas de levantamiento convencionales se diseñaron este nuevo tipo de equipos que combinan dos o más sistemas convencionales.

Debido a que las condiciones del pozo cambian a medida que la presión declina los equipos de levantamiento artificial convencionales se vuelven obsoletos o presentan fallas recurrentemente. Por lo anterior, se han desarrollado los sistemas de levantamiento artificial no convencionales que tienen como finalidad complementar las desventajas de un método con las fortalezas de otro. A continuación, se presentan los métodos más utilizados en la industria.

⁸ MUÑOZ, A. y TORRES, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Colombia. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

2.3.1 Bombeo electrosumergible con Gas Lift La combinación del sistema de bombeo electrosumergible con gas lift recibe el nombre de “Electrogas”. Esta tecnología de levantamiento artificial es el resultado de la integración de estos dos sistemas que en la actualidad debido a su alto desarrollo tecnológico y conocimiento en la industria se han convertido en opciones claves a la hora de implementar un método de levantamiento artificial. El objetivo de esta combinación es aprovechar al máximo las ventajas de cada uno de los sistemas involucrados disminuyendo la incidencia de las limitaciones en el comportamiento de la producción. La diferencia existente entre la presión de descarga y succión de la bomba electrosumergible (ΔP bomba), es un indicador de la energía suministrada por el sistema para levantar la cabeza dinámica de fluido hasta superficie. El tamaño y consumo de energía del equipo electrosumergible está en función de esta diferencia de presión, por lo tanto, al disminuir esta diferencia se reducen los costos generados por estas variables

Figura 9. Tipos de instalaciones para sistemas electrogas.



Fuente: GIL. J. ROLON. J. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado.

En el caso de gas lift, la inyección continua de gas en la tubería de producción promueve el movimiento ascendente de fluido debido a la expansión del gas inyectado, a la vez que disminuye el peso de la columna de fluido por encima del punto de inyección. En el sistema combinado, la reducción del peso de la columna de fluido causada por la inyección del gas trae como consecuencia una disminución en el requerimiento de potencia de la bomba electrosumergible debido a una menor diferencia entre la presión de succión y la presión de descarga necesaria para levantar la cabeza dinámica de fluido.

Los tipos de instalaciones para un sistema de bombeo electrosumergible combinado con gas lift, se puede apreciar claramente en la figura 9⁹.

2.3.2 Bombeo electrosumergible con cavidades progresivas. Este sistema de bombeo (ESPCP) es similar al método de bombeo electrosumergible descrito en el capítulo segundo, con la diferencia de que, en lugar de la bomba centrífuga, se utiliza una bomba de cavidades progresivas.

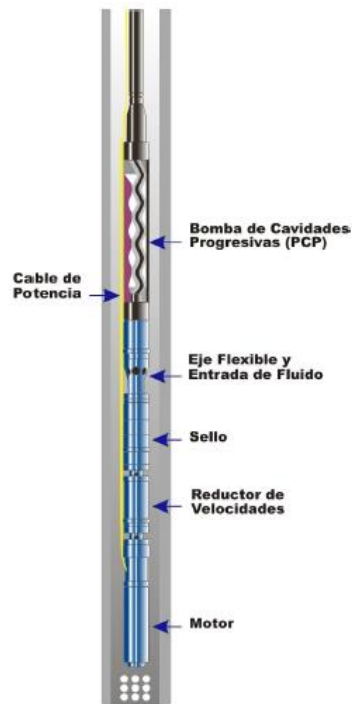
Opera de manera muy similar al bombeo electro sumergible, pero con algunas diferencias, tales como:

- ✓ La bomba es de cavidad progresiva y no centrífuga.
- ✓ Se requiere una caja de velocidades con reductor para ajustar la velocidad del motor a los requerimientos de menor velocidad de la bomba de cavidades progresivas.
- ✓ Una junta o eje flexible es requerida debido a la excentricidad de la bomba de cavidades progresivas.

⁹ GIL, J. y ROLON, J. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. Bucaramanga 2009. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

La configuración de la herramienta de subsuelo es la mostrada en la Figura 10, mientras que el equipo de superficie es, en efecto, el mismo que el utilizado para el bombeo electro sumergible. Debido a que la aplicación principal para el ESPCP es la producción de crudos pesados, en general, el manejo de gas no será un problema, debido a las bajas cantidades de gas asociadas a estos tipos de crudos; de cualquier forma, el ESPCP pueden manejar cantidades limitadas de gas libre sin dificultad, aunque se pueden instalar separadores de gas en fondo, si lo que se desea es maximizar la eficiencia del sistema.

Figura 10. Esquema del equipo de subsuelo utilizado para el sistema de bombeo electrosumergible con cavidades progresiva.



Fuente: TORRES. E. MUÑOZ. F. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

Preferiblemente, se debe utilizar una bomba de cavidades progresivas multilóbulo, es decir, con más de dos cavidades por sección transversal, con el fin de reducir la

vibración y, de esta forma, aumentar vida útil de la caja de velocidades y el motor, al mismo tiempo que se consiguen tasas de producción más altas.

Esta configuración de ESP con cavidades progresivas es ideal para usar en pozos horizontales. Con menos varillas en el sistema, se elimina las pérdidas de fricción en el tubing y en las varillas. El PCP tiene más resistencia para producción de arenas y provee alta eficiencia de producción de fluidos viscosos¹⁰.

¹⁰ GIL, J. y ROLON, J. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. Bucaramanga 2009. Trabajo de grado (Ing de petróleos).

3. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

El área de estudio para la optimización del equipo de levantamiento artificial, corresponde a la cuenca de los Llanos Orientales, localizada en el noreste de Colombia, es una depresión topográfica plana, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros. El límite norte de esta cuenca es la frontera colombo-venezolana; al sur la cuenca se extiende hasta la serranía de la Macarena, el Arco de Vaupés y rocas metamórficas del precámbrico que afloran al sur del río Guaviare; al límite oriental se caracteriza por afloramientos de rocas plutónicas precámbricas del escudo de Guyana y al oeste la cuenca está limitada por el sistema de empuje frontal de la Cordillera Oriental. Cubre una extensión de 225.603 (22.560.327 hectáreas) Km². Está recubierta, en gran parte, por rocas del terciario Superior y Cuaternario¹¹.

En el año 2001 se empezó a producir un crudo extrapesado del campo en estudio de aproximadamente 8 API de la formación San Fernando que corresponde a la unidad T2, el crudo en la formación es móvil debido a un gradiente de temperatura anormalmente alto.

El tipo de roca principal RT, se caracteriza por permeabilidades absolutas superiores a los 3000 mD con un radio de garganta promedio de 40 micrones, el segundo tipo de roca en importancia RT2 presenta valores de permeabilidad inferiores a los 2000 mD con un radio de garganta de poro promedio de 17 micrones¹².

¹¹ PEREZ, A. y PUENTES, E. Diseño óptimo de una lechada expansiva evaluando diferentes aditivos a fin de prevenir la formación de micro-anillos, aplicación a un campo colombiano, Colombia. Bucaramanga 2016. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

¹² GUARIN.A. Determinación de un modelo de la relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pesados con movilidad caso formación San Fernando, Colombia. Bucaramanga 2011.

A continuación, se describen los datos de producción más relevantes por Cluster de los pozos que producen de la formación San Fernando. Por motivos de confidencialidad de la compañía operadora sólo se suministrará la información de algunos pozos para cada Cluster, y se soportarán con la data promedio en cada caso.

Tabla 1. Características de los Pozos Candidatos.

# CLUSTER	POZOS	BOPD	BWPD	BFPD	BSW%	GOR	API	Py	THP	PIP	IP	SLA
CLUSTER A	UIS S-15	266,94	10,00	276,94	3,61	1254,89	8,10	1200	219,70	620,52	1,14	ESP
	UIS S-13	447,70	9,26	456,96	2,03	1428,46	8,30	1400	204,70	797,67	1,74	ESP
	PROM CLUSTER	367,59	9,37	376,96	2,64	775,85	8,23	1300	213,45	574,01	1,31	ESP
CLUSTER B	UIS-54	1193,01	1700,39	2893,40	58,77	440,45	9,00	1350	144,70	443,68	6,57	ESP
	UIS-55	902,50	1275,40	2177,90	58,56	17,65	8,50	1400	149,70	205,83	3,75	ESP
	PROM CLUSTER	954,53	1171,50	2126,03	53,69	383,54	8,75	1337	151,45	340,29	4,08	ESP
CLUSTER C	UIS-68	561,30	32,73	594,03	5,51	0,00	8,50	1400	144,70	248,09	0,69	ESP
	UIS-69	426,17	87,35	513,52	17,01	0,00	8,60	1350	144,70	735,47	3,00	ESP
	PROM CLUSTER	517,60	42,54	560,14	7,87	63,53	8,48	1330	145,70	340,64	1,29	ESP
CLUSTER D	UIS S-17	264,06	11,78	275,84	4,27	0,00	8,30	1200	199,70	552,70	0,72	ESP
	UIS S-18	316,00	14,04	330,04	4,25	0,00	8,20	1250	214,70	785,11	4,21	ESP
	PROM CLUSTER	308,61	9,08	317,69	3,08	68,44	8,25	1175	198,03	566,85	1,79	ESP
CLUSTER-E	UIS-50	545,20	620,00	1165,20	53,21	0,00	9,00	1500	174,70	410,37	2,53	ESP
	UIS-51	646,40	565,20	1211,60	46,65	0,00	8,80	1250	144,70	717,54	6,16	ESP
	PROM CLUSTER	611,00	404,15	1015,15	32,98	12,90	8,68	1287	152,20	452,93	3,77	ESP
CLUSTER F	UIS-61	397,54	34,38	431,92	7,96	0,00	8,20	1400	281,70	814,41	1,44	ESP
	UIS-73	433,29	99,47	532,76	18,67	0,00	8,10	1400	275,70	575,65	1,31	ESP
	PROM CLUSTER	533,98	46,92	580,90	8,50	0,00	8,20	1350	280,10	612,20	1,80	ESP

# CLUSTER	POZOS	BOPD	BWPD	BFPD	BSW%	GOR	API	Py	THP	PIP	IP	SLA
CLUSTER G	UIS S-8	391,69	1,97	393,66	0,50	0,00	8,20	1250	274,70	566,23	1,41	ESP
	UIS S-9	560,06	4,04	564,10	0,72	1001,11	8,30	1250	274,70	839,38	3,39	ESP
CLUSTER H	UIS-107	905,70	107,00	1012,70	10,57	0,00	8,30	1450	282,70	875,18	4,32	ESP
	UIS-108	848,90	114,00	962,90	11,84	0,00	8,60	1450	284,70	763,76	3,07	ESP
	PROM CLUSTER	1133,16	289,26	1422,42	16,08	3,28	8,30	1462	286,70	653,95	3,47	ESP
CLUSTER I	UIS S-7	94,00	65,60	159,60	41,10	0,00	8,40	1350	265,70	642,90	0,76	ESP
	UIS S-24	626,80	244,80	871,60	28,09	0,00	8,30	1700	259,70	685,56	3,50	ESP
	PROM CLUSTER	532,38	75,98	608,35	14,34	0,05	8,26	1962	262,95	800,93	2,30	ESP
CLUSTER J	UIS-103	422,91	43,20	466,11	9,27	0,00	8,70	1600	174,70	347,24	0,49	ESP
	UIS-104	1027,50	191,15	1218,65	15,69	0,00	8,70	1450	149,70	241,44	1,84	ESP
	PROM CLUSTER	673,53	93,42	766,95	11,43	0,00	8,73	1450	159,70	391,05	1,43	ESP

# CLUSTER	POZOS	BOPD	BWPD	BFPD	BSW%	GOR	API	Py	THP	PIP	IP	SLA
CLUSTER K	UIS-125	552,29	104,30	656,59	15,89	0,00	8,40	1750	152,70	464,84	1,04	ESP
	UIS-126	906,93	99,88	1006,81	9,92	0,00	8,50	1700	164,70	292,20	1,39	ESP
	PROM CLUSTER	639,00	64,34	703,34	9,63	0,00	8,40	1670	163,30	585,55	1,59	ESP
CLUSTER L	UIS-32	590,40	22,10	612,50	3,61	0,00	8,50	1250	149,70	388,91	1,04	ESP
	UIS-87	759,70	40,10	799,80	5,01	0,00	7,90	1250	144,70	331,34	1,99	ESP
	PROM CLUSTER	675,42	47,40	722,83	6,14	0,90	8,38	1241	139,86	419,71	2,20	ESP
CLUSTER M	UIS-161	432,20	53,90	486,10	11,09	0,00	8,30	1600	289,70	454,79	0,64	ESP

# CLUSTER	POZOS	BOPD	BWPD	BFPD	BSW%	GOR	API	Py	THP	PIP	IP	SLA
	UIS-162	1003,00	49,50	1052,50	4,70	0,00	8,00	1550	269,70	513,64	1,69	ESP
	PROM CLUSTER	1027,73	108,06	1135,79	9,42	0,00	8,10	1600	279,70	544,01	1,37	ESP
CLUSTER N	UIS-119	234,50	15,60	250,10	6,24	0,21	8,80	1650	189,70	456,24	2,17	ESP
	UIS-120	677,20	13,70	690,90	1,98	0,00	8,40	1750	184,70	474,96	0,64	ESP
	PROM CLUSTER	394,75	24,42	419,17	7,57	0,39	8,49	1650	193,20	551,08	1,36	ESP
CLUSTER O	UIS-132	193,91	35,89	229,80	15,62	0,00	8,50	1800	133,70	360,68	0,27	ESP
	UIS-171	505,00	146,00	651,00	22,43	0,00	9,30	1800	139,70	831,98	1,36	ESP
	PROM CLUSTER	524,18	103,45	627,64	16,67	0,00	8,67	1966	134,53	500,96	0,86	ESP

Fuente: Compañía operadora

Nota: La denominación "UIS" fue dada arbitrariamente por motivos de confidencialidad de la compañía operadora del campo.

Los datos se obtuvieron de las pruebas de producción realizadas a los pozos de cada Cluster por parte de la compañía operadora.

Esta información permite visualizar qué Clusters tienen producción de gas, bajas tasas de producción y limitadas presiones a la entrada de la bomba.

4. PARÁMETROS RELEVANTES DE CADA SLA

Con el propósito de obtener el rendimiento óptimo de un sistema de levantamiento artificial bajo condiciones de operación específicas, se identificaron los parámetros cuya influencia repercutirá de forma directa en el comportamiento más o menos exitoso del mismo. Para los sistemas de levantamiento artificial convencionales se encontraron los rangos de operación óptimos y no aplicables para las variables críticas.

a) BOMBEO MECÁNICO

Para este sistema los fluidos con una viscosidad alta generalmente no son un problema. La máxima profundidad de operación se ve limitada por el peso y resistencia de las varillas, la fricción y la dinámica de bombeo. Es resistente a altas temperaturas.

Los siguientes son los parámetros relevantes y sus respectivos rangos de aplicación:

- ✓ Tasa de producción (BPD)
Rango óptimo de aplicabilidad: 50 - 300
Rango de no aplicabilidad: > 10000

- ✓ Profundidad (ft)
Rango óptimo de aplicabilidad: 1 - 2500
Rango de no aplicabilidad: > 14000

- ✓ BSW (%)

Rango óptimo de aplicabilidad: 0,1 - 15

Rango de no aplicabilidad: > 95

✓ GOR (scf/stb)

Rango óptimo de aplicabilidad: 0 - 100

Rango de no aplicabilidad: > 700

✓ Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)

Rango óptimo de aplicabilidad: 51 - 100

Rango de no aplicabilidad: > 4000

b) BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Un equipo de bombeo electrosumergible permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos, los cuales se pueden controlar cambiando la velocidad de la bomba a través de un variador de frecuencias o mediante el uso de un choque de producción. Estos equipos son sensibles a la producción de sólidos por lo que pueden presentar problemas de erosión en ambientes arenosos. Las altas relaciones gas-liquido son contraproducentes.

Los siguientes son los parámetros relevantes y sus respectivos rangos de aplicación:

✓ Tasa de producción (BPD)

Rango óptimo de aplicabilidad: 10001 - 20000

Rango de no aplicabilidad: < 100 y > 60000

✓ Profundidad (ft)

Rango óptimo de aplicabilidad: 1 - 5000

Rango de no aplicabilidad: > 15000

- ✓ BSW (%)
Rango óptimo de aplicabilidad: 0,1 - 70

- ✓ GOR (scf/stb)
Rango óptimo de aplicabilidad: 0 - 50
Rango de no aplicabilidad: > 5000

- ✓ Contenido de arena (ppm)
Rango óptimo de aplicabilidad: 0 - 5
Rango de no aplicabilidad: > 200

c) BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

El sistema de bombeo por cavidades progresivas se caracteriza por presentar un buen comportamiento frente a crudos pesados con altas viscosidades. Presentan una alta tolerancia al contenido de sólidos y su consumo energético es equilibrado.

Los siguientes son los parámetros relevantes y sus respectivos rangos de aplicación:

- ✓ Tasa de producción (BPD)
Rango óptimo de aplicabilidad: 1501 - 2000
Rango de no aplicabilidad: 1-5 y > 5500

- ✓ Profundidad (ft)
Rango óptimo de aplicabilidad: 1 - 2500
Rango de no aplicabilidad: > 9800

- ✓ BSW (%)
Rango óptimo de aplicabilidad: 0,1 – 6
Rango de no aplicabilidad: > 90

- ✓ GOR (scf/stb)
Rango óptimo de aplicabilidad: 0 - 50
Rango de no aplicabilidad: > 500

- ✓ Contenido de arena (ppm)
Rango óptimo de aplicabilidad: 0 - 50
Rango de no aplicabilidad: > 10000

d) BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN

Gracias a que el sistema hidráulico tipo pistón resiste altas temperaturas debido al material con el que está fabricado, es posible llevar a cabo su instalación a grandes profundidades.

Por otra parte, este sistema presenta grandes dificultades cuando se producen fluidos con altos contenidos de arena.

Los siguientes son los parámetros relevantes y sus respectivos rangos de aplicación:

- ✓ Tasa de producción (BPD)
Rango óptimo de aplicabilidad: 101 - 600
Rango de no aplicabilidad: > 15000

- ✓ Profundidad (ft)
Rango óptimo de aplicabilidad: 12001 - 15000
Rango de no aplicabilidad: 1 – 2000 y > 20000

- ✓ BSW (%)

Rango óptimo de aplicabilidad: 0,1 – 10

✓ GOR (scf/stb)

Rango óptimo de aplicabilidad: 0 - 30

Rango de no aplicabilidad: > 500

✓ Contenido de arena (ppm)

Rango óptimo de aplicabilidad: 0 - 2

Rango de no aplicabilidad: > 150

e) BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

El sistema hidráulico tipo jet se caracteriza por poseer la mayor aplicabilidad a altas profundidades, además de presentar un manejo adecuado frente a pozos con altos caudales y ángulos de desviación. Sin embargo, este tipo de equipos presentan dificultades y se ven afectados por la presencia de arenas.

Los siguientes son los parámetros relevantes y sus respectivos rangos de aplicación:

✓ Tasa de producción (BPD)

Rango óptimo de aplicabilidad: 15000

Rango de no aplicabilidad: 151 - 500

✓ Profundidad (ft)

Rango óptimo de aplicabilidad: 12001 - 15000

Rango de no aplicabilidad: 1 – 2000 y > 20000

✓ BSW (%)

Rango óptimo de aplicabilidad: 0,1 - 10

- ✓ GOR (scf/stb)
Rango óptimo de aplicabilidad: 0 - 100
Rango de no aplicabilidad: > 500

- ✓ Contenido de arena (ppm)
Rango óptimo de aplicabilidad: 0 - 2
Rango de no aplicabilidad: > 200

f) GAS LIFT

Los sistemas gas lift requieren una alta relación gas – aceite (GOR) para su buen funcionamiento. Estos equipos tienen la capacidad de manejar altas tasas de fluidos, sin embargo, presentan dificultades cuando se aplican en pozos con diámetros de casing pequeños, ya que esta condición no permite la buena instalación de la tubería y las válvulas.

Los siguientes son los parámetros relevantes y sus respectivos rangos de aplicación:

- ✓ Tasa de producción (BPD)
Rango óptimo de aplicabilidad: 10001 - 15000
Rango de no aplicabilidad: 1 – 100 y > 35000

- ✓ Profundidad (ft)
Rango óptimo de aplicabilidad: 10001 - 15000
Rango de no aplicabilidad: > 18500

- ✓ BSW (%)
Rango óptimo de aplicabilidad: 0,1 – 10
Rango de no aplicabilidad: > 90

- ✓ GOR (scf/stb)
Rango óptimo de aplicabilidad: > 5000
Rango de no aplicabilidad: 0 - 50

- ✓ Contenido de arena (ppm)
Rango óptimo de aplicabilidad: 0 - 200
Rango de no aplicabilidad: > 12000.

5. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

El campo colombiano objeto de estudio del diseño de los equipos de levantamiento artificial se encuentra ubicado en el Municipio de Acacías, en el departamento del Meta.

Los pozos candidatos fueron seleccionados a partir de la información recolectada de los Cluster mencionados en el capítulo 3. Los criterios de selección fueron los siguientes:

- ✓ Baja eficiencia de la bomba
- ✓ Baja presión de entrada a la bomba
- ✓ Alto consumo energético por barril (Kw/bbl)

5.1 OBJETO DE ESTUDIO.

Los pozos candidatos a ser estudiados son:

- ✓ UIS 105
- ✓ UIS 100
- ✓ UIS 102
- ✓ UIS S 12
- ✓ UIS 74

Nota: La denominación “S” hace referencia a pozos de la zona sur del campo.

Debido a que el fabricante ofrece las curvas de rendimiento de las bombas teniendo como fluido de referencia el agua, es necesario ajustar dichas curvas al tipo de fluido de estudio, es decir, fluido viscoso.

Para realizar el ajuste de las curvas se empleó la metodología expuesta en la norma ANSI/HI 9.6.7-2004, la cual se describe a continuación.

5.2 INSTRUCCIONES PARA DETERMINAR LA CONFIGURACIÓN DE LA BOMBA CON UN LÍQUIDO VISCOZO CUANDO SE CONOCE LA CONFIGURACIÓN AL AGUA

Las siguientes ecuaciones son usadas para obtener los factores de corrección que permitirán ajustar las propiedades de la bomba relativos al agua (tasa de flujo, cabeza total, eficiencia y potencia de entrada) a sus correspondientes valores relativos al fluido viscoso.

a) PASO 1.

Calcular el parámetro B basado en el comportamiento del agua a la máxima eficiencia de la bomba. (Q_{BEP-W})

Dadas las unidades de Q_{BEP-W} en gpm, H_{BEP-W} en ft, N en rpm y V_{vis} en cSt se usa la siguiente ecuación:

$$B = 16.5 * \frac{V_{vis}^{0,50} * H_{BEP-W}^{0,0625}}{Q_{BEP-W}^{0,375} * N^{0,25}} \quad \text{Ecuación 4.}$$

Donde,

B: Es el parámetro usado para la corrección de la bomba a una velocidad dada.

V_{vis} : Es la viscosidad cinemática en Centistokes (cSt) del fluido bombeado.

H_{BEP-W} : Es la carga de agua en ft a la máxima eficiencia de la bomba.

Q_{BEP-W} : Es el caudal de agua a la máxima eficiencia de la bomba.

N: Es la velocidad rotacional de la bomba en rpm

Si $1 < B < 40$ se procede al paso 2; Si $B \geq 40$, los factores de corrección derivados usando las ecuaciones de las secciones 9.6.7.4.5 y 9.6.7.4.6 de la norma presentan un alto margen de error y pueden ser omitidas.

Si $B \leq 1$, se puede asumir el factor de corrección de cabeza ($C_H = 1$), el factor de corrección de la tasa de flujo ($C_Q = 1$) y proceder al paso 4.

b) PASO 2

Se calcula el factor de corrección para el flujo (C_Q), (es también igual a (C_{BEP-H})), correspondiente al comportamiento del agua a la máxima eficiencia (Q_{BEP-W}) usando la ecuación 5. corrige el comportamiento del flujo del agua (Q_W) con el flujo viscoso (Q_{vis}).

$$C_Q = 2,71^{-0,165 * (\log B)^{3,15}} \quad \text{Ecuación 5.}$$

$$Q_{vis} = C_Q * Q_W \quad \text{Ecuación 6.}$$

Se corrige el comportamiento total de la carga (H_{BEP-W}) que corresponde al comportamiento del caudal a la eficiencia máxima (Q_{BEP-W})

$$C_{BEP-H} = C_Q \quad \text{Ecuación 7.}$$

$$H_{BEP-vis} = C_{BEP-H} * H_{BEP-W} \quad \text{Ecuación 8.}$$

c) PASO 3

Se calcula la corrección de los factores en cabeza (C_H) usando la siguiente ecuación, y los correspondientes valores de (H_{vis}) para el caudal (Q_W) mayor o menor que el caudal a la mayor eficiencia (Q_{BEP-W})

$$C_H = 1 - \left((1 - C_{BEP-H}) * \left(\frac{Q_W}{Q_{BEP-W}} \right)^{0,75} \right) \quad \text{Ecuación 9.}$$

$$H_{vis} = C_H * H_W \quad \text{Ecuación 10.}$$

d) PASO 4

Se calcula el factor de corrección por eficiencia (C_η) y el corresponde valor de viscosidad a la eficiencia de la bomba (η_{vis}), las ecuaciones de flujo son válidas para el flujo (Q_w) en mayor o menor medida a Q_{BEP-W} :

$$\text{Para } 1 < B < 40, C_\eta = B^{-(0,0547*B^{0,69})} \quad \text{Ecuación 11.}$$

$$\text{Para } B \leq 1, C_\eta = \frac{1 - \left((1 - \eta_{BEP-H}) * \left(\frac{V_{vis}}{V_W} \right)^{0,07} \right)}{\eta_{BEP-W}} \quad \text{Ecuación 12.}$$

e) PASO 5

Finalmente, se calculan los valores de flujo de potencia en hp en función de variables anteriormente calculadas¹³:

$$P_{vis} = \frac{Q_{vis} * H_{vis} * S}{3960 * \eta_{vis}} \quad \text{Ecuación 13.}$$

¹³ Norma ANSI. American National Standard for effects of liquid Viscosity on Rotodynamic (Centrifugal and Vertical) pump performance. Parsippany, New Jersey. v 9.6.7-2004

En la tabla 2, se presentan los datos de presión a la entrada de la bomba (PIP), eficiencia del equipo y potencia por barril, corregidas por la norma ANSI para realizar una buena selección del pozo que va a ser estudiado.

Tabla 2. Características de los Pozos Candidatos con corrección de tablas por viscosidad.

POZO	Caudal de operación (Bbls/día)	Potencia (hp)	% de eficiencia	PIP	Consumo Energético Kw/bbl
UIS 105	445	127,58	20,70	443,00	0,210
UIS 100	204	71,57	17,14	449,80	0,262
UIS 102	132	96,73	8,496	432,00	0,546
UIS S12	312	77,52	29,72	456,40	0,185
UIS74	473	98,00	24,73	445,60	0,524

Fuente: Fabricantes de las bombas, corregidas por autores

El primer parámetro a analizar fue la eficiencia del equipo, pues obteniendo el valor en el que está operando actualmente se puede ir a las curvas de desempeño proporcionadas por el fabricante e inferir si se encuentra operando dentro de su rango óptimo.

El segundo parámetro a tener en cuenta es el consumo energético. Para cuantificar esta variable, es necesario analizar la relación kw/bbl, con el fin de definir cuál de los pozos presenta el mayor consumo por barril producido.

Adicionalmente se compara la presión de entrada a la bomba (PIP), la cual maneja en el campo un rango establecido de mínimo 500 psi, un valor menor a este puede ocasionar problemas de operación a la bomba.

Según los resultados corregidos para el fluido objeto de estudio, la bomba que se encuentra en peor estado en términos de estas tres variables es la perteneciente

al pozo UIS 102, por lo que este se tomara como caso de estudio para el desarrollo de este trabajo.

5.3 EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO ACTUAL

Actualmente el pozo UIS 102 cuenta con una bomba Alkhorayef WE 1500 en funcionamiento, cuyos parámetros de operación las condiciones del pozo y de la bomba se muestran en la tabla 3.

Tabla 3. Datos del pozo actual

Descripción	Configuración actual
CONDICIONES DEL POZO	
Presión de yacimiento	1230,00 psi
Pwf	931,42 psi
Presión en cabeza	160,8 psi
Temperatura en Cabeza	90°F
Temperatura del Yacimiento	184°F
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
Gravedad API	8
Relación gas-aceite	0 SCF/STB
Índice de productividad	0, 41677 STB/dia/psi
Profundidad del pozo (MD)	8521 ft
CONDICIONES DE LA BOMBA	
Profundidad del equipo (MD)	7818,40 ft
Caudal de Operación	132,79 STB/d
PIP	432,2 psi
Presión de descarga de la bomba	4134,28 psi

Fuente: Compañía operadora

También existen condiciones actuales de operación del equipo y son las que lo limitan en la actualidad para el buen desempeño de su función (Tabla 4).

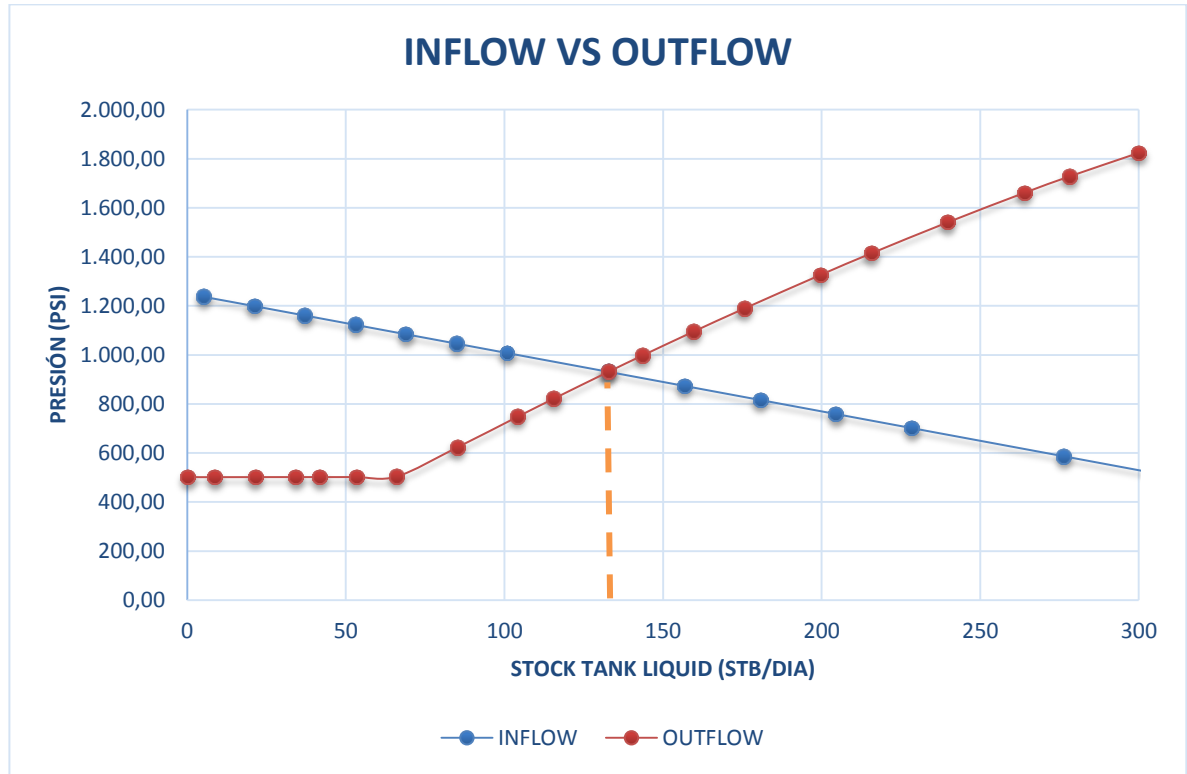
Tabla 4. Desempeño del equipo actual

Descripción	Configuración actual
INFORMACION DE LA BOMBA	
Diámetro	5,38 inches
Caudal (Máximo)	800 bbl/d
Carga	8528,08 ft
Eficiencia	8,49 %
Descripción	Configuración actual
Factor de carga	0,8
Frecuencia de operación	55 Hz
Número de etapas	172
CONDICIONES DEL MOTOR	
Potencia del motor	96,732 hp
Amperaje	22 Amps
Voltaje	2710 Volts
Velocidad	3208 rpm
CONSUMO ELECTRICO	
Voltaje en superficie	2800 Volts
KVA requeridos	72,133 Kw

Fuente: Fabricante, Alkhorayet

5.3.1 Análisis nodal

Figura 11. Análisis nodal

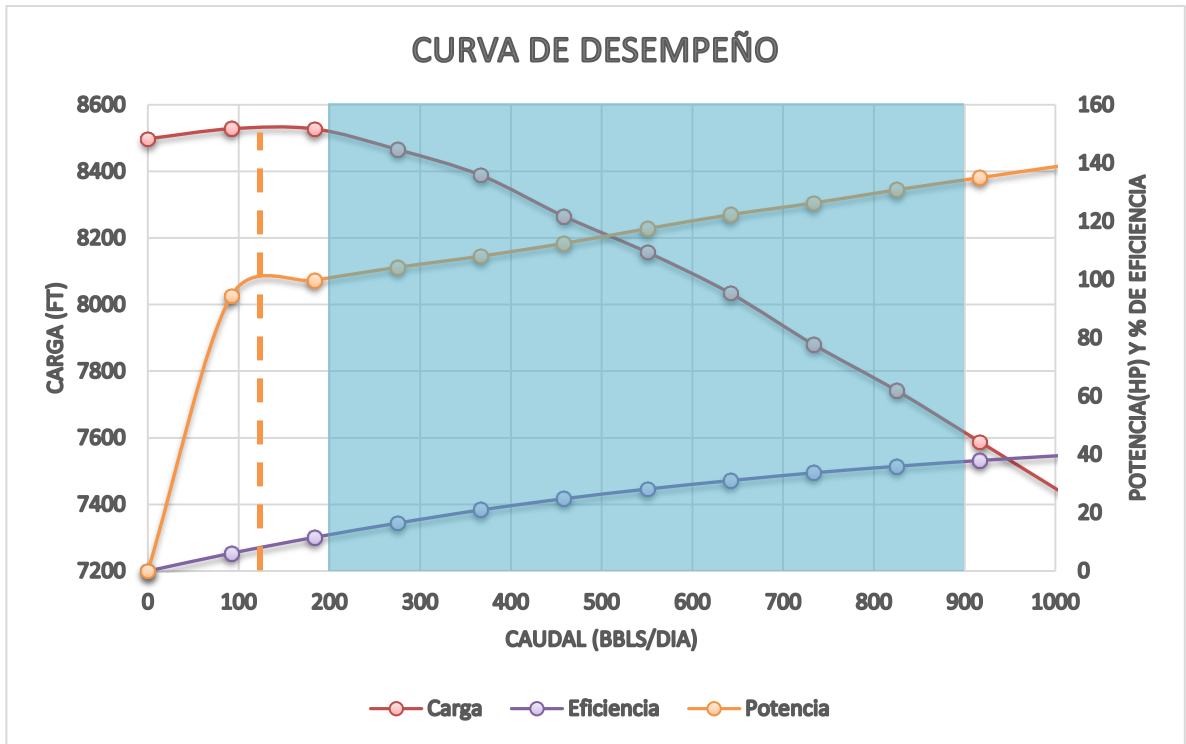


Fuente: Compañía operadora.

Con los datos suministrados por la compañía operadora, también es posible determinar la curva de análisis en función de la presión de salida para hallar el punto de operación en el que está trabajando el pozo actualmente (figura 11).

5.3.2 Curva de desempeño de la bomba La figura 12, muestra el comportamiento de la eficiencia, la carga y la potencia de la bomba Alkhorayet WE 1500 ajustados con los factores de corrección por viscosidad, cabeza y eficiencia de la norma ANSI/HI 9.6.7-2004 descrita al comienzo de este capítulo.

Figura 12. Curva de desempeño de la Bomba actual.



Fuente: Compañía operadora, ajustado norma ANSI/HI 9.6.7-2004.

6. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN

Un screening es una recopilación de datos, donde se muestra de forma explícita el rango para el cual se deberá aplicar una propiedad o se cumplirá una determinada condición. Para el presente caso, representa la jerarquización de las variables bajo las cuales se analizarán los Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA) y los rangos de aplicación para cada uno de ellos.

6.1 GENERALIDADES DEL SOFTWARE EMPLEADO.

Este screening se basa esencialmente en los SLA empleados con mayor frecuencia en la industria; entre ellos tenemos a los SLA convencionales (Bombeo Mecánico, Bombeo Electro Sumergible, Bombeo por Cavidades Progresivas, Bombeo Hidráulico Tipo Pistón y Tipo Jet Y Gas Lift) y a los SLA combinados (Bombeo Electro Sumergible con Gas Lift y Bombeo Electro Sumergible con Bombeo por Cavidades Progresivas).

Los SLA no convencionales como BORS, Plunger Lift y Chamber Lift no serán considerados en este screening y por ende en el desarrollo de la metodología, debido a la escasa cantidad de datos que se pueden encontrar en la literatura, al poco conocimiento que se tiene acerca de ellos y considerando que han sido diseñados e implementados precisamente para casos muy particulares, por lo que se dificulta encontrar patrones típicos de comparación respecto a los demás métodos. En todo caso, la metodología planteada ofrece un amplio rango de alternativas de solución para todo tipo de requerimientos de campo, por lo que la omisión de estos tres SLA no infiere en la calidad y pertinencia de los resultados a los que se pueda llegar en la selección de un sistema específico.

A continuación, se presenta el screening realizado durante esta investigación para cada uno de los sistemas de levantamiento artificial, el cual será empleado más adelante en el desarrollo de la metodología de selección.

Para realizar este proceso se seleccionaron una serie de variables y características técnicas propias de cada sistema de levantamiento, las cuales fueron sometidas a un proceso de refinamiento a partir de información consultada en textos de referencia, artículos técnicos y trabajos de grado dedicados al área del levantamiento artificial, y validadas finalmente a través de la comparación y semejanza entre todos los datos recopilados.

El screening realizado para cada método partió del agrupamiento de variables en tres grandes conjuntos. Estos grupos son:

- Características de yacimiento, producción y pozo.
- Características de los fluidos producidos.
- Características de las facilidades de superficie.

Para cuantificar el grado de aplicación de cada método de levantamiento bajo determinadas condiciones, se estipuló una catalogación cualitativa a partir de los rangos en que mejor se desempeñan cada uno de estos métodos. Esta denominación se describe a continuación:

No Aplicable: Bajo ninguna circunstancia se debe utilizar el método de levantamiento dentro de este rango, dado que el sistema no está diseñado para dichas condiciones, por lo tanto, el sistema no funcionaría o tendría una vida útil excesivamente corta.

Limitado: Dentro de este rango el sistema puede operar, pero presentaría una serie de restricciones, que podrían llevar a la necesidad de un diseño especial del sistema para adaptarlo a las condiciones solicitadas.

Aceptable: El sistema funciona dentro de este rango sin mayores modificaciones en su diseño, pero presenta una baja eficiencia de operación.

Bueno: El sistema es altamente aplicable dentro de este rango y presenta una mayor eficiencia de operación que las obtenidas en los rangos descritos anteriormente.

Excelente: Además de presentar un alto grado de aplicabilidad del sistema y por lo tanto, un periodo prolongado de vida útil dentro de este rango, el sistema en cuestión presentará una alta eficiencia de operación.

Óptimo: Es rango en el cual el sistema de levantamiento artificial presenta su mejor funcionamiento, tanto en su eficiencia de operación, como en su periodo de vida útil y por lo tanto es el rango más aconsejado para su implementación¹⁴.

6.2 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.

El screening arroja los resultados mediante dos módulos, el primero ordena los sistemas de levantamiento artificial, de mayor a menor rango de aplicabilidad de acuerdo a los parámetros utilizados por el software; el segundo muestra completa y detalladamente cada uno de los parámetros que se tuvieron en cuenta para la selección de los sistemas de levantamiento artificial.

¹⁴ MUÑOZ, A. y TORRES, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Colombia. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

6.2.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN.

Tabla 5. Criterios de Selección

BOMBEO MECÁNICO				
PARAMETROS	CLASE	DESEMPEÑO (Puntaje)	% DE INFLUENCIA	DESEMPEÑO IND.
Q _o (BPD)	1	3	10,5	6,3
Nw Número de pozos)	3	5	2,5	2,5
Profundidad (ft)	1	2	10,5	4,2
IDCSG (")	2	2	4,5	1,8

Se describe una serie de “Criterios de Selección” para cada uno de los sistemas de levantamiento artificial considerados, y que contiene los siguientes datos:

- “Parámetros” de las variables utilizadas.
- “Clase” a la cual pertenece cada una de ellas.
- “Calificación del desempeño” del sistema, el cual, se obtiene de la matriz “Puntaje”.
- “Porcentaje de Influencia” de cada variable sobre la selección del sistema en cuestión, el cual, se obtiene de la matriz “Porcentaje”.
- “Desempeño Individual” del sistema de levantamiento frente a cada una de las variables, el cual, se obtiene de la matriz “Ponderado”.
- “Comentario” enfatiza en las Condiciones de No Aplicabilidad y de Limitación presentes en el sistema de levantamiento artificial¹⁵.

Para la visualización del esquema completo refiérase a los Anexos A-1 – A-4.

¹⁵ MUÑOZ, A. y TORRES, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Colombia. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

6.2.2 Datos de entrada.

Tabla 6. Datos de entrada

PARAMETROS	UIS 102
Qo (BPD)	132
Nw (Número de pozos)	200
Profundidad (ft)	8521
IDCSG (")	8,6
INC (Grado Inclinación)	19°
DOGLEG	No
PWF (Psi)	931
T (F)	180
Completamiento	Simple
Recobro	Primario
BSW (%)	8,66
VISC. (cP)	1100
Fluidos Corrosivos	NO
Arenas Abrasivas (%)	No
GOR (SCF/STB)	0
Contaminantes	Media
Tratamiento	NO
Locación	ONSHORE
Energía	Comprada
Espacio	Amplio

Fuente: Compañía Operadora

Hace referencia a todas aquellas variables que van a ser tenidas en cuenta para la evaluación de los sistemas de levantamiento artificial.

6.2.3 Calificación del desempeño por variable.

Tabla 7. Calificación del desempeño por variable.

PARAMETROS	UIS102	MEC		
		PUNTAJE	%	PONDERADO
Qo (BPD)	132	5	10,5	10,5
Nw (Número de pozos)	200	5	2,5	2,5
Profundidad (ft)	8521	2	10,5	4,2
IDCSG (")	8,6	1	4,5	0,9
INC (Grado Inclinación)	19°	3	4,5	2,7
DOGLEG	No	3	4,5	2,7
PWF (Psi)	931	1	4,5	0,9
T (F)	180	4	2,5	2
Completamiento	Simple	5	2,5	2,5
Recobro	Primario	5	2,5	2,5
BSW (%)	8,66	5	10,5	10,5
VISC (en cabeza). (cP)	1100	3	4,5	2,7
Fluidos Corrosivos	NO	5	4,5	4,5
Arenas Abrasivas (%)	No	5	4,5	4,5
GOR (SCF/STB)	0	5	10,5	10,5
Contaminantes	Media	2	2,5	1
Tratamiento	NO	5	2,5	2,5
Locación	ONSHORE	4	4,5	3,6
Energía	Comprada	4	2,5	2
Espacio	Amplio	5	4,5	4,5

Permite confrontar entre sí los diferentes SLA, con respecto a su desempeño en cada una de las variables evaluadas. De la misma forma, permite visualizar dentro de un mismo SLA, en que variables presenta un mejor desempeño y en cuales puede tener debilidades o incompatibilidades.

Para recordar el significado de estas convenciones, se tiene que: 0 = No Aplicable; 1 = Limitado; 2 = Aceptable; 3 = Bueno; 4 = Excelente; 5 = Óptimo¹⁶.

6.2.4 Porcentaje de influencia por variable.

Tabla 8. Porcentaje de influencia.

PARAMETROS	UIS 102	MEC		
		PUNTAJE	%	PONDERADO
Qo (BPD)	132	5	10,5	10,5
Nw (Número de pozos)	200	5	2,5	2,5
Profundidad (ft)	8521	2	10,5	4,2
IDCSG (")	8,6	1	4,5	0,9
INC (Grado Inclinación)	19°	3	4,5	2,7
DOGLEG	No	3	4,5	2,7
PWF (Psi)	931	1	4,5	0,9
T (F)	180	4	2,5	2
Completamiento	Simple	5	2,5	2,5
Recobro	Primario	5	2,5	2,5
BSW (%)	8,66	5	10,5	10,5
VISC (en cabeza). (cP)	1100	3	4,5	2,7
Fluidos Corrosivos	NO	5	4,5	4,5
Arenas Abrasivas (%)	No	5	4,5	4,5
GOR (SCF/STB)	0	5	10,5	10,5
Contaminantes	Media	2	2,5	1
Tratamiento	NO	5	2,5	2,5
Locación	ONSHORE	4	4,5	3,6
Energía	Comprada	4	2,5	2
Espacio	Amplio	5	4,5	4,5

En esta etapa, se califica el desempeño de cada uno de los parámetros de acuerdo a la importancia relativa que representa cada parámetro con respecto al resto.

¹⁶ MUÑOZ, A. y TORRES, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Colombia. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

A partir de esta cuantificación, se hizo distribución de porcentajes por clases, de acuerdo a la importancia y relevancia de las variables pertenecientes a cada grupo, de la siguiente forma:

- Clase 1: 42 %, sobre una base del 100 %, la cual representa la totalidad de los casos en los cuales, por lo menos una de las variables contempladas en la presente metodología fue utilizada como criterio de selección.
- Clase 2: 40,5 %, sobre la base del 100 %.
- Clase 3: 17,5 %, sobre la misma base, con lo cual se verifica que los tres porcentajes asignados sumen entre sí, el 100 % esperado.

Finalmente se estableció que todas las variables pertenecientes a una misma clase, tendrán la misma importancia relativa, razón por la cual, la distribución interna del porcentaje dentro de cada clase debe ser equitativa, obteniéndose como resultado los siguientes porcentajes iniciales por variables:

- Variable Clase 1: 10,5 % (4 variables = 42 %).
- Variable Clase 2: 4,5 % (9 variables = 40,5 %).
- Variable Clase 3: 2,5 % (7 variables = 17,5 %) ¹⁷.

6.2.5 Desempeño individual por variable. Estos datos representan la cuantificación del porcentaje de influencia de cada parámetro para cada uno de los SLA, dando una predicción del comportamiento de los SLA frente a distintos escenarios en términos de las variables de entrada. Dichos datos están representados por la siguiente ecuación:

$$\text{Desempeño individual por variable} = \frac{\text{Puntaje} * \text{Porcentaje} (\%)}{5}$$

¹⁷ MUÑOZ, A. y TORRES, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Colombia. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías de ingenierías de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Dado que es un ponderado el denominador del cociente es el máximo valor de la variable Puntaje.

Tabla 9. Desempeño individual.

PARAMETROS	UIS 102	MEC		
		PUNTAJE	%	PONDERADO
Qo (BPD)	132	5	10,5	10,5
Nw (Número de pozos)	200	5	2,5	2,5
Profundidad (ft)	8521	2	10,5	4,2
IDCSG (")	8,6	1	4,5	0,9
INC (Grado Inclinación)	19°	3	4,5	2,7
DOGLEG	No	3	4,5	2,7
PWF (Psi)	931	1	4,5	0,9
T (F)	180	4	2,5	2
Completamiento	Simple	5	2,5	2,5
Recobro	Primario	5	2,5	2,5
BSW (%)	8,66	5	10,5	10,5
VISC (en cabeza). (cP)	1100	3	4,5	2,7
Fluidos Corrosivos	NO	5	4,5	4,5
Arenas Abrasivas (%)	No	5	4,5	4,5
GOR (SCF/STB)	0	5	10,5	10,5
Contaminantes	Media	2	2,5	1
Tratamiento	NO	5	2,5	2,5
Locación	ONSHORE	4	4,5	3,6
Energía	Comprada	4	2,5	2
Espacio	Amplio	5	4,5	4,5

6.2.5 Desempeño global

Tabla 10. Desempeño global

PARAMETROS	UIS 102	MEC		
		PUNTAJE	%	PONDERADO
Qo (BPD)	132	5	10,5	10,5
Nw (Número de pozos)	200	5	2,5	2,5
Profundidad (ft)	8521	2	10,5	4,2
IDCSG (")	8,6	1	4,5	0,9
INC (Grado Inclinación)	19°	3	4,5	2,7
DOGLEG	No	3	4,5	2,7
PWF (Psi)	931	1	4,5	0,9
T (F)	180	4	2,5	2
Completamiento	Simple	5	2,5	2,5
Recobro	Primario	5	2,5	2,5
BSW (%)	8,66	5	10,5	10,5
VISC (en cabeza). (cP)	1100	3	4,5	2,7
Fluidos Corrosivos	NO	5	4,5	4,5
Arenas Abrasivas (%)	No	5	4,5	4,5
GOR (SCF/STB)	0	5	10,5	10,5
Contaminantes	Media	2	2,5	1
Tratamiento	NO	5	2,5	2,5
Locación	ONSHORE	4	4,5	3,6
Energía	Comprada	4	2,5	2
Espacio	Amplio	5	4,5	4,5
PONDERADO TOTAL				77,7

El “Desempeño Global” (DG), reúne la totalidad de los valores de “Desempeño Individual”. Este único valor representa el comportamiento de un determinado SLA frente a una serie de condiciones planteadas, permitiendo de esta forma, comparar entre sí todos los SLA y ver, a grandes rasgos, cual o cuales podrían ser las mejores opciones a implementar en un determinado caso. Los datos

correspondientes a este valor, se miden en “% de eficiencia”, oscilan entre 0 y 100 %, también forma parte del segundo módulo¹⁸

6.2.6 Incertidumbre por omisión de datos. Para este caso en particular, el porcentaje de incertidumbre es de 0% debido a que se conocen todos los parámetros de selección.

6.2.7 Condiciones de no aplicabilidad.

Tabla 11. Condiciones de no aplicabilidad.

PARAMETROS	UIS 102	PCP		
		PUNTAJE	%	PONDERADO
Qo (BPD)	132	4	10,5	8,4
Nw (Número de pozos)	200	5	2,5	2,5
Profundidad (ft)	8521	1	10,5	2,1
IDCSG (")	8,6	2	4,5	1,8
INC (Grado Inclinación)	19°	0	4,5	0
DOGLEG	No	5	4,5	4,5
PWF (Psi)	931	4	2,5	2
T (F)	180	4	4,5	3,6
Completamiento	Simple	5	2,5	2,5
Recobro	Primario	5	2,5	2,5
BSW (%)	8,66	4	10,5	8,4
VISC (en cabeza). (cP)	1100	4	4,5	3,6
Fluidos Corrosivos	NO	5	4,5	4,5
Arenas Abrasivas (%)	No	5	4,5	4,5
GOR (SCF/STB)	0	5	10,5	10,5
Contaminantes	Media	4	2,5	2
Tratamiento	NO	5	4,5	4,5
Locación	ONSHORE	5	2,5	2,5
Energía	Comprada	4	4,5	3,6

¹⁸ MUÑOZ, A. y TORRES, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Colombia. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

PARAMETROS	UIS 102	PCP		
		PUNTAJE	%	PONDERADO
Espacio	Amplio	4	2,5	2
PONDERADO TOTAL			76

CONDICIONES DE NO APLICABILIDAD

CONDICIONES. (VAR = 0)	1
% NO APLICABILIDAD (VAR = 0)	4,5
% DE VIABILIDAD	95,5

6.2.8 Condiciones de limitación.

Tabla 12. Condiciones de limitación.

PARAMETROS	UIS 102	GL		
		PUNTAJE	NUEVO %	PONDERADO
Qo (BPD)	132	1	10,5	2,1
Nw (Número de pozos)	200	5	4,5	4,5
Profundidad (ft)	8521	4	10,5	8,4
IDCSG (")	8,6	4	4,5	3,6
INC (Grado Inclinación)	19°	5	2,5	2,5
DOGLEG	No	5	2,5	2,5
PWF (Psi)	931	3	4,5	2,7
T (F)	180	4	4,5	3,6
Completamiento	Simple	5	2,5	2,5
Recobro	Primario	5	4,5	4,5
BSW (%)	8,66	5	10,5	10,5
VISC (en cabeza). (cP)	1100	0	4,5	0
Fluidos Corrosivos	NO	5	2,5	2,5
Arenas Abrasivas (%)	No	5	4,5	4,5
GOR (SCF/STB)	0	0	10,5	0
Contaminantes	Media	3	4,5	2,7
Tratamiento	NO	5	2,5	2,5
Locación	ONSHORE	4	4,5	3,6

PARAMETROS	UIS 102	GL		
		PUNTAJE	NUEVO %	PONDERADO
Energía	Comprada	3	2,5	1,5
Espacio	Amplio	4	2,5	2
PONDERADO TOTAL			66,7

CONDICIONES DE LIMITACIÓN	
CONDICIONES. (VAR = 1)	1
% DE LIMITACION(VAR = 1)	10,5
% DE VIABILIDAD	89,5

En esta sección se muestran los efectos asociados a aquellas condiciones físicas que permiten el funcionamiento con ciertas restricciones de los SLA o implicarán condiciones especiales de diseño de los mismos. Para ello, se asignan dos variables; las “CONDICIONES” que indican el número de parámetros para los cuales SLA tendrá un funcionamiento limitado, mientras que el “% de limitación” indica el porcentaje de influencia asociado a dichos parámetros de selección para cada SLA.

6.2.9 Criterio de selección final

Tabla 13. Criterio de Selección Final.

TABLA DE RESULTADOS PONDERADO FINAL (MAYO A MENOR)		
CSF (Criterio de Selección Final)		% DE INFLUENCIA OMITIDO (INCERTIDUMBRE)
ESP	92,725	0
ESPCP	89,65	0
HPP	88,375	0
HJP	88,3	0
MC	87,5	0
ESPGL	85,475	0

TABLA DE RESULTADOS PONDERADO FINAL (MAYO A MENOR)		
CSF (Criterio de Selección Final)		% DE INFLUENCIA OMITIDO (INCERTIDUMBRE)
PCP	84,175	0
GL	74,275	0

En esta sección se muestra el resultado de la interacción entre las tres variables anteriores: “Desempeño Global”, las “Condiciones de No Aplicabilidad” y las “Condiciones de Limitación”, cuantificados en un solo valor, ordenando los SLA indicando cual o cuales son los más apropiados para ser implementados bajo los parámetros establecidos previamente. Dependiendo de dicho valor, se da también una clasificación cualitativa de los SLA, y se describe a continuación:

0 a 30 % = No Aplicable,

31 a 50 % = Limitado,

51 a 65 % = Aceptable,

66 a 80 % = Bueno,

81 a 90 % = Excelente

91 a 100 % = Óptimo¹⁹.

¹⁹ MUÑOZ, A. y TORRES, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Colombia. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

7. METODOLOGÍA DE DISEÑO

La metodología a utilizar para el diseño del equipo es la propuesta por la compañía Baker Hughes con su filial Centrilift, los cuales establecieron un procedimiento de nueve pasos para ayudar a diseñar un apropiado equipo de bombeo electrosumergible para un pozo en concreto los nueve pasos son:

- ✓ Paso 1: recolección y análisis de todos los datos del pozo que serán usados en el diseño.
- ✓ Paso 2: determinar la productividad del pozo a la profundidad de la bomba deseada, o determinar la profundidad de la bomba a la tasa de flujo deseada.
- ✓ Paso 3: calcular los volúmenes de fluido, incluido el gas, a las condiciones de entrada de la bomba.
- ✓ Paso 4: determinar los requerimientos de descarga de la bomba.
- ✓ Paso 5: para la capacidad y cabeza dadas, seleccionar el tipo de bomba que proporcionara la mayor eficiencia para el caudal deseado.
- ✓ Paso 6: seleccionar los tamaños óptimos de la bomba, el motor y la sección de sello y las limitaciones del equipo de cheque.
- ✓ Paso 7: seleccionar el tipo y el tamaño correcto de cable
- ✓ Paso 8: seleccionar el controlador del motor, transformador, la cabeza del tubing y equipo opcional.
- ✓ Paso 9: para una mejor maniobrabilidad del equipo finaliza con un variador de frecuencia para bombeo electrosumergible.

7.1 DATA BASE (PASO 1)

Recolectar la data base para realizar los cálculos, la cual incluye los datos de pozo, datos de producción, condiciones de fluido del pozo, disponibilidad energética y posibles problemas.

7.2 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN (PASO 2)

Se determina la productividad del pozo, en función del caudal del pozo, la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyendo (modelo de Vogel), ya que la presión de burbuja es menor a la presión de fondo fluyendo. La ecuación 4 muestra la forma de hallar el IPR.

$$IP = \frac{Q}{\bar{P} - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 14.}$$

Posteriormente se determina la nueva presión de fondo fluyendo en función del caudal deseado (AOF) usando la ecuación 15.

$$P_{wf} = \bar{P} - \left(\frac{Q_d}{PI} \right) \quad \text{Ecuación 15.}$$

Debido a que se está produciendo agua y aceite es necesario calcular la gravedad específica de estos fluidos.

Para encontrar la gravedad específica de la mezcla se calculan y se suman los porcentajes en peso de cada fluido:

$$SG_{mezcla} = (W_{cut} * SG_w) + (\%_{oil} * SG_o) \quad \text{Ecuación 16.}$$

La presión producto de la diferencia de profundidades entre los perforados y la bomba puede ser determinada de la siguiente manera:

$$PSI = \left(\frac{\text{Cabeza (ft)} * SG}{2,31 \text{ (ft/PSI)}} \right) \quad \text{Ecuación 17.}$$

7.3 CÁLCULOS DE GAS (PASO 3)

En este paso es necesario determinar la mezcla de fluido total, incluyendo el agua, el aceite y el gas libre que ingresaran a la bomba. Para esto se sigue el siguiente procedimiento:

1. Determinar la relación Gas en Solución / Aceite (R_s) mediante la ecuación de Standing la cual se encuentra en términos de la presión de burbuja, la gravedad API, la temperatura de yacimiento y la gravedad específica del gas de la siguiente manera:

$$R_s = Y_g \left(\frac{P_b}{18} * \frac{10^{0.0125 * API}}{10^{0.00091 * T(^{\circ}F)}} \right)^{1.2048} \quad \text{Ecuación 18.}$$

2. Determinar el factor volumétrico de formación del aceite (B_o) usando la ecuación de Standing de la siguiente manera:

$$B_o = 0.972 + 0.000147 * F^{1.175} \quad \text{Ecuación 19.}$$

Donde,

$$F = R_s \left(\frac{Y_g}{Y_o} \right)^{0.5} + 1.25 T \quad \text{Ecuación 20.}$$

3. Determinar el factor volumétrico de gas de la siguiente manera:

$$B_g = \frac{5.04 * Z * T}{p} \quad \text{Ecuación 21.}$$

4. A continuación, se calcula el volumen total de fluidos y el porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba:

a) Usando el GOR y el volumen de aceite se calcula el volumen total de gas (T_g);

$$T_g = \frac{BOPD * GOR}{1000} \quad \text{Ecuación 22.}$$

b) Usando la relación gas en solución aceite (R_s) a la entrada de la bomba, se calcula el gas en solución (S_g);

$$S_g = \frac{BOPD * R_s}{1000} \quad \text{Ecuación 23.}$$

c) La diferencia entre el volumen total del gas y el gas en solución representa la cantidad de gas libre:

$$F_g = T_g - S_g \quad \text{Ecuación 24.}$$

d) El volumen de aceite (V_o) a la entrada de la bomba:

$$V_o = BOPD * B_o \quad \text{Ecuación 25.}$$

e) El volumen de gas libre (V_g) a la entrada de la bomba:

$$V_g = F_g * B_g \quad \text{Ecuación 26.}$$

f) El volumen de agua (V_w) a la entrada de la bomba

$$V_w = \text{Volumen total de fluido} * \% \text{ Agua} \quad \text{Ecuación 27.}$$

- g) Ahora, el volumen total (V_t) de aceite, agua y gas a la entrada de la bomba, el cual, puede determinarse de la siguiente manera:

$$V_t = V_o + V_g + V_w \quad \text{Ecuación 28.}$$

- h) La relación, o el porcentaje de gas libre presente a la entrada de la bomba y el volumen total de fluido es:

$$\% \text{ Gas Libre} = \frac{V_g}{V_t} \quad \text{Ecuación 29.}$$

Si el valor es mayor a un 10% en volumen requerirá un separador de gas, de lo contrario, esta cantidad de gas libre podría tener un pequeño efecto en el comportamiento de la bomba, por lo que no se requiere de su implementación.

- i) La gravedad específica de la mezcla, incluyendo el gas, puede ser determinada calculando en primer lugar la masa total de fluido producido (TMPF) de los datos originales

$$TMPF = \{(BOPD * SG_o + BWPD * SG_w) * 62.4 * 5.6146\} \\ + (GOR * BOPD * SG_g * 0.072)$$

Ecuación 30.

$$SG_{mezcla} = \frac{TMPF}{BFPD * 5.6146 * 62.4} \quad \text{Ecuación 31.}$$

5. De ésta manera se conoce el volumen total de fluido que está entrando a la primera etapa de la bomba), por lo tanto, se pudo calcular la gravedad específica de la mezcla.

7.4 FLUJO DINÁMICO EN CABEZA (PASO 4)

Con los datos suficientes es posible determinar el flujo dinámico total requerido por la bomba.

$$TDH = H_d + F_t + P_d \quad \text{Ecuación 32.}$$

Donde: H_d es la distancia vertical en pies entre el nivel de fluido producido estimado y la superficie y se calcula de la siguiente manera:

$$H_d = \text{Profundidad de la bomba} - \left(\frac{PIP * 2.31 \text{ ft/psi}}{SG} \right) \quad \text{Ecuación 33.}$$

F_t , son las pérdidas por fricción en la tubería y se calculan de la siguiente manera:

$$F_t = \text{Prof de la bomba} * \text{Pérdidas por fricción} \quad \text{Ecuación 34.}$$

* Las pérdidas por fricción por cada 1000 ft en una tubería de 2-7/8 nueva son 49 ft/1000 ft

P_d , Presión de descarga en cabeza. Usando la gravedad específica de la mezcla:

$$P_d = \frac{\text{Presión manométrica} * 2.31 \text{ ft/psi}}{GE_M} \quad \text{Ecuación 35.}$$

7.5 SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBA (PASO 5)

Para la selección se acude a la “Tabla de Selección de bombas” en la sección de ingeniería del catálogo. Seleccionar el tipo de bomba con la máxima eficiencia para la capacidad calculada, la cual se ajuste al casing.

El número total de etapas requeridas es determinado mediante el cociente entre la cabeza dinámica total y la cabeza/etapa tomadas de la curva.

$$\text{Numero de etapas} = \frac{TDH}{\text{Cabeza/etapa}} \quad \text{Ecuación 36.}$$

Posteriormente se remite al catálogo para la bomba GC2200. En este se puede apreciar que el nivel 9 puede albergar un máximo de 84 etapas. Dado que las etapas requeridas solo exceden en una, esta será la selección.

Una vez se calcula el máximo número de etapas de la bomba, se calculan los caballos de fuerza totales de la siguiente manera:

$$BHP = (BHP/Stage) * Numero de etapas * SG \quad \text{Ecuación 37.}$$

7.6 TAMAÑO ÓPTIMO DE LOS COMPONENTES (PASO 6)

a) Bomba

Se refiere a las curvas de comportamiento de Centrilift para seleccionar el tipo de bomba y determinar el número de etapas requeridas para producir la capacidad previamente calculada contra la TDH. Los catálogos muestran el comportamiento de las curvas a 50, 60 Hz y frecuencias variables. Las curvas características de las bombas son para etapas simples basadas en agua con gravedad específica de 1. La intersección entre el caudal deseado y la capacidad de cabeza permite leer el valor de la cabeza de fluido.

El número total de etapas se puede calcular aplicando la ecuación 35.

b) Separador de gas

En caso de requerir un separador de gas, se debe referir al catálogo para seleccionar el separador apropiado y determinar los caballos de fuerza requeridos.

c) Motor

Para seleccionar el tamaño apropiado del motor para una bomba de tamaño predeterminado, primero se debe determinar los caballos de fuerza requeridos

por la bomba. Los caballos de fuerza por etapa se obtienen acudiendo nuevamente a la curva de la bomba seleccionada. Los caballos de fuerza requeridos para manejar una boba dada se pueden calcular fácilmente de la siguiente manera:

$$BHP = \text{Etapas totales} * BHP/\text{Etapa} * GS \quad \text{Ecuación 38}$$

d) Sección de Sello

Normalmente la serie de la sección de sello es la misma de la bomba, sin embargo, hay excepciones y adaptadores especiales disponibles para conectar las unidades juntas.

Los caballos de fuerza requeridos para el sello dependen de la cabeza dinámica total producida por la bomba.

7.7 CABLE ELÉCTRICO (PASO 7)

Los cables eléctricos Centrilift normalmente están disponibles los tamaños 1, 2, 4 y 6. Los tamaños son ofrecidos en ambas configuraciones (redondos y planos) como se muestra en la sección de precio de los catálogos debajo del Cable de Poder Centrilift.

Muchos tipos de protectores y aislantes están disponibles para la protección contra fluidos corrosivos y ambientes severos.

La selección del cable incluye:

- ✓ Tamaño del cable
- ✓ Tipo del cable
- ✓ Longitud del cable

- ✓ Ventilación del cable

7.8 ACCESORIOS Y EQUIPOS OPCIONALES (PASO 8)

1) Equipos y accesorios de fondo

Cable plano: seleccionar la longitud (al menos 6 ft más largo que la bomba), el intake y la sección de sello para la serie de motor escogida. Las dimensiones son tomadas del catálogo.

Protector del cable plano: elegir el número requerido de secciones de protección de 6 pies, mínimo de la misma longitud del cable plano. No utilizar protectores para la instalación de la bomba de la serie 400 y la sección de sellado en diámetros externos de 5-1/2", y casing de 20 libras y para la instalación de la bomba de la serie 513 y sección de sellado en diámetros externos de 6-5/8", y casing de 26 libras.

Bandas de cable: Usar una banda de cable de 30 pulgadas cada 2 pies para sujetar el cable plano a la bomba. La longitud de 22 pulgadas puede ser usada para todas las combinaciones de tubos y cables a través de tuberías de 3-1/2" de diámetro exterior (OD). Para tuberías de diámetro externo de 4-1/2" y 5-1/2" se usan bandas de 30". Se requiere de una banda por cada 15 pies de profundidad de ajuste. Las dimensiones se toman del catálogo.

Válvula de cheque y válvula de drenaje: estos accesorios se seleccionan según los diámetros exteriores y el tipo de rosca requeridos.

2) Controladores de Motor

El Vortex es un control digital que consta de dos componentes:

Unidad de sistema: esta unidad realiza todas las operaciones de apagado y reinicio. Está montado en el compartimiento de bajo voltaje del panel de control.

Unidad de visualización (opcional): esta unidad muestra lecturas, consignas y alarmas. Normalmente se monta en la carcasa del gráfico de amplificación para facilitar el acceso.

Estos proporcionan todas las funciones básicas, como subcarga, sobrecarga, desequilibrio de fase, rotación de fase, etc. y más de otros 90 parámetros incluyendo contraseñas y protocolos de comunicación.

3) TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS Y TRIFÁSICOS

El tipo de transformador seleccionado depende del tamaño del sistema de energía primario y voltaje secundario requerida. Los transformadores de aislamiento trifásico se seleccionan generalmente para aumentar el voltaje de un sistema de baja tensión, mientras que un banco de tres transformadores monofásicos se selecciona normalmente para reducir una fuente de energía primaria de alto voltaje a la tensión de superficie requerida.

En sistemas existentes, algunas unidades Centrilift operan sin usar transformadores adicionales. Para la nueva instalación de unidades de alto voltaje, suele ser menos costoso instalar tres transformadores monofásicos, para eliminar el auto-transformador.

Al elegir el tamaño de un transformador o un banco de tres transformadores monofásicos se utiliza la siguiente ecuación para calcular los KVA totales requeridos:

$$KVA = \frac{V_s * A_m * 1.73}{1000} \quad \text{Ecuación 39.}$$

Donde:

$KVA = Kilo - Volt - Amp$ o 1000 Volt-amp

$V_s =$ Voltaje de superficie

$A_m =$ potencia nominal del motor en amperios

4) CABLE DE SUPERFICIE

Elegir la longitud aproximadamente necesaria para conectar el controlador al sistema de alimentación principal o al transformador. Generalmente se requieren dos piezas para instalaciones que utilizan un auto transformador. El tamaño debe ser igual al tamaño del cable del pozo, excepto en el caso de un transformador de nivel o de un transformador automático, donde las corrientes primaria y secundaria no son las mismas.

5) CABEZALES Y ACCESORIOS

Seleccionar la cabeza del pozo en función del tamaño del casing, el tamaño de la tubería, la carga máxima recomendada, la presión superficial y la máxima profundidad de ajuste. El cable eléctrico pasa a través de la cabeza del pozo donde no se requieren accesorios a presión.

Los mandriles de alimentación eléctrica (EFT) también están disponibles. Las cabezas de pozo EFT sellan contra la presión de fondo de pozo y evitan fugas de gas en la superficie.

6) EQUIPO DE MANTENIMIENTO

Carretes de cable, soportes de carrete y guías de cable: Seleccionar el tamaño del carrete de cable necesario para manejar el tamaño de cable previamente seleccionado. Seleccionar el conjunto de soportes del carrete de cable basado en el tamaño del carrete del cable. Las guías de cables están diseñadas para manejar los tamaños de cable de 1 a 6.

7) EQUIPAMIENTO OPCIONAL

Dispositivo de detección de presión de fondo (PHD): El PHD proporciona una medición continua de las presiones de fondo.

Monitoreo automático de pozo: Los controladores de motor están disponibles para la supervisión continua del funcionamiento de la bomba desde una ubicación central.

7.9 SISTEMA DE BOMBEO SUMERGIBLE DE VELOCIDAD VARIABLE (PASO 9)

El sistema ESP puede modificarse para incluir un controlador de frecuencia variable para que opere en un rango mucho más amplio de capacidad, cabeza y eficiencia. Dado que el motor de una bomba sumergible es un motor de inducción, su velocidad es proporcional a la frecuencia de la fuente de alimentación eléctrica. Al ajustar la frecuencia, el sistema de bomba sumergible de velocidad variable (VSSP) ofrece un gran potencial para aumentar la producción, reducir el tiempo de inactividad y aumentar los beneficios. El VSSP puede utilizarse para aumentar la eficiencia en muchos casos, incluyendo pozos de alta viscosidad, pozos con inyección de agua, etc.

Es necesario entender los efectos de variar la velocidad de una bomba sumergible, para aplicar el sistema VSSP. El sistema VSSP puede ser analizado en términos del variador de frecuencia o en términos de mantenimiento de la cabeza constante.

Frecuencia variable: Los efectos de variar la frecuencia se pueden ver preparando nuevas curvas de la capacidad de la cabeza para las frecuencias deseadas, basado en los datos conocidos de la curva de rendimiento de 60 Hz de la bomba. El controlador Electrospeed se utiliza comúnmente para generar cualquier frecuencia entre 30 y 90 Hz.

Se pueden generar curvas para frecuencias diferentes a 60 Hz usando las leyes de afinidad de la bomba centrífuga. Las ecuaciones derivadas de estas leyes son las siguientes:

$$\text{Nueva tasa} = \frac{\text{Frecuencia nueva}}{60 \text{ Hz}} * \text{tasa a 60 Hz} \quad \text{Ecuación 40.}$$

$$\text{Nueva cabeza} = \left(\frac{\text{Frecuencia nueva}}{60 \text{ Hz}} \right)^2 * \text{cabeza a 60 Hz} \quad \text{Ecuación 41.}$$

$$\text{Nueva BHP} = \left(\frac{\text{Frecuencia nueva}}{60 \text{ Hz}} \right)^3 * \text{BHP a 60 Hz} \quad \text{Ecuación 42.}$$

Donde BHP = Caballaje (HP)

Un conjunto de curvas puede ser desarrollado para una serie arbitraria de frecuencias con estas ecuaciones, como se muestra en las curvas de rendimiento de frecuencia variable en la figura. Cada curva representa una serie de puntos derivados de la curva de 60 Hz para el flujo y puntos de cabeza correspondientes, transformados usando las ecuaciones anteriores.

8. DISEÑO

Aplicando la metodología descrita en el capítulo anterior se efectuó el diseño del equipo seleccionado, el cual permite la operación óptima del pozo UIS S12.

La tabla 14 muestra la data asociada al pozo objeto de estudio. Esta incluye la información necesaria para poder realizar el diseño pertinente.

Tabla 14. Datos de entrada

	VALOR	UNIDADES
TASA DE PRODUCCION	132,78	BPD
PRESION DE FONDO	931,42	PSI
PRESION PROMEDIO YTO	1230,00	PSI
TASA DE PRODUCCION DESEADA	190,00	BFPD
% CORTE DE AGUA	8,66	%
% ACEITE	91,34	%
GRAVEDAD AGUA	1,05	
GRAVEDAD ACEITE	1,01	
PROFUNDIDAD PERFORACIONES	8521,50	PIES
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA	7818,40	PIES
DIFERENCIA PROFUNDIDAD	703,10	PIES
GRAVEDAD ESP. GAS	0,96	
API CRUDO	8,4	API
TEMPERARATURA F	182	°F
PRESION DE BURBUJA	634,6	PSI
FACTOR COMPRESIBILIDAD GAS, Z	1,055	
PRESION		PSI
tasa aceite	173,546	bopd
GOR	0	scf/stb
PRESION DE CABEZA	160,82	PSI

Fuente: Compañía operadora

Producto de la aplicación de la metodología de los “9 PASOS” de Baker Hughes se obtuvieron los resultados presentados en la tabla 15. La selección de la bomba y sus componentes se realizó mediante los catálogos proporcionados por Centrilift.

Tabla 15. Datos de salida

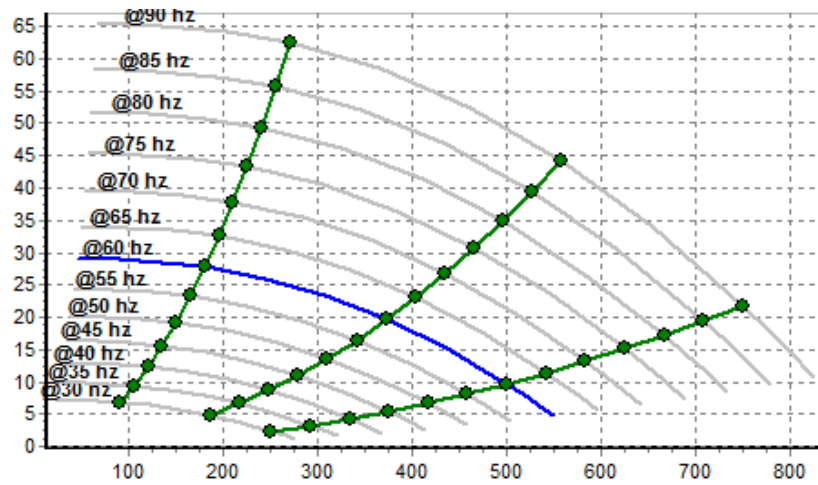
DATOS CALCULADOS		
	VALOR	UNIDADES
PASO 2. CAPACIDAD DE PRODUCTIVIDAD		
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	0,445	bpd/psi
PRESION DE FONDO	802,750	PSI
Gravedad especifica mezcla	1,015	
PSI	308,870	PSI
PRESION BOMBA	493,881	PSI
PASO 3. Calculo de la cantidad de fluidos.		
Rs	59,338	scf/stb
F	285,310	
Bo	1,085	bbl/stb
Bg	2,705	BBL/mcf
Volumen total gas	0,000	mcf
Gas en solucion	10,298	mcf
GAS LIBRE	0,000	
vo	188,263	bbls/dia
vg	0,000	
vw	16,454	bbls/dia
Vt	204,717	bbls/dia
GAS LIBRE	0,000	
TMPF (masa producida)	67550,308	LB/DIA
gravedad de la mezcla total	0,942	
PASO 4. DESCARGA DE LA BOMBA		
Hd	6607,066	Ft
Ft	195,460	Ft
Pd	394,441	Ft
TDH	7196,967	Ft

PASO 5. TIPO DE BOMBA		
NÚMERO DE ETAPAS	264	
El tipo de bomba se determina a partir de la capacidad en BPD. La bomba es cogida mediante catálogo de Baker Hughes es la CENTRILIFT B11W .		
DATOS CALCULADOS		
PASO 6. OPTIMIZACIÓN DEL TAMAÑO DE COMPONENTES		
SEPARADOR DE GAS	No	
Sección de sello	37,79	HP
Motor	42 HP 450 _Series	
PASO 7. CABLE ELÉCTRICO		
<p>El tamaño del cable se selecciona en función de su Capacidad de transporte. Utilizando los amplificadores de motor y la carta de caída de voltaje del cable en el catálogo, se selecciona un tamaño de cable con una caída de voltaje de menos de 30 voltios por 1.000 pies. Todos los tamaños de los conductores vienen de tamaños de 1 a 6) caen en esta categoría.</p> <p>El diseño de tamaño del cable depende de la profundidad y la longitud. Se recomienda un cable #8 de 7918 ft de longitud con un voltaje superficial de 1175,5821 voltios y en fondo de 850 voltios.</p> <p>Potencia del motor:</p> $Hp = \frac{5,96 \text{ GPM} * 7155,32 \text{ ft}}{\left(\frac{32,5\%}{100\%}\right) * 3960} = 32,85 \text{ hp}$		
PASO 8. ACCESORIOS		
<p>LOS ACCESORIOS SE ESCOGEN DEPENDIENDO DE LA BOMBA.</p> <p>Extensión del cable plano y el motor</p> <p>Longitud de la bomba = 7,4 ft</p> <p>Longitud del sello = 3,5 ft</p> <p>Total = 10,9 ft</p>		

Fuente: "The 9 step, Baker Hughes"

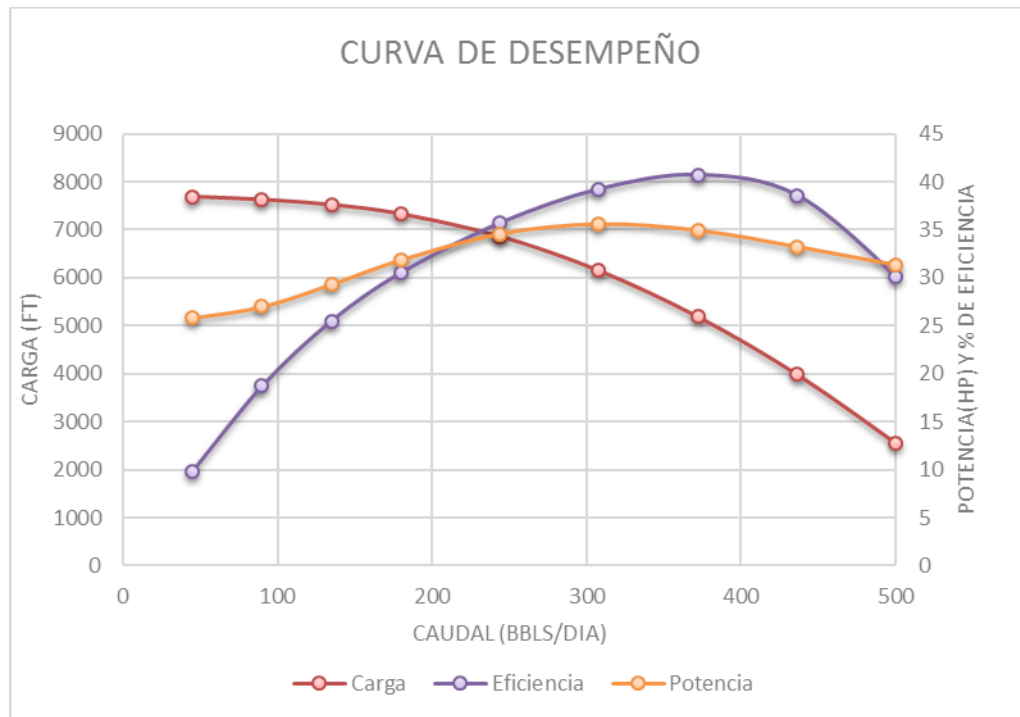
La figura 13, muestra la curva de desempeño asociada a los parámetros de la bomba (caudal, eficiencia y potencia) del equipo diseñado; éstas se encuentran ajustadas con la metodología expuesta en la norma ANSI/HI 9.6.7-2004.

Figura 13. Curvas de rendimiento variable (a una etapa) para frecuencias entre 30 y 90 Hz.



Fuente: Fabricante de la bomba.

Figura 14. Curva de desempeño de la bomba Centrilift B11W



Fuente: Catálogo Baker Hughes

La figura 14, muestra la curva de desempeño: la eficiencia, la carga y la potencia de la bomba Centrilift B11W ajustadas con los pies por etapa y los factores de corrección por viscosidad, cabeza y eficiencia de la norma ANSI/HI 9.6.7-2004 descrita al comienzo de éste capítulo.

8.1 VALIDACIÓN

Mediante un software numérico especializado (comercial) se estableció la validación de los resultados obtenidos mediante el diferencial de los resultados, se debe tener en cuenta que el software contempla tablas de viscosidad, caídas de voltaje y el estado mecánico del pozo que supone un acercamiento más alto a los datos reales (reduciendo la incertidumbre).

Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 16:

Tabla 16. Costos de levantamiento asociados a la Bomba Centrilift B11W.

	Etapas	Hp(motor)	Carga	PIP
Software de validación	301	37,79	8166,042	570,615
metodología "9 etapas"	270	33,63	7197	493,88
% de incertidumbre	10,299	11,23	11,867	13,448

Fuente: Catálogo Baker Hughes, compañía operadora, modificado

9. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero es el estudio que se hace a todo proyecto con el fin de evaluar su viabilidad económica, es decir, determinar si vale la pena realizar la inversión. Con este fin, en este capítulo se hace uso de ciertos indicadores de rentabilidad tales como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Oportunidad (TIO), el Rendimiento de la Inversión, la relación Costo/Beneficio y el Pay Back.

a) VALOR PRESENTE NETO

El valor presente neto es un término que se utiliza para medir la rentabilidad de un proyecto de inversión y se obtiene de la diferencia entre el valor presente de su flujo de ingresos futuros y el valor presente de su flujo de costos. Es una cantidad de dinero que equivale a la suma de los flujos de ingresos netos que generará el proyecto en el futuro. Matemáticamente se define de la siguiente manera:

$$VPN = \frac{VF}{(1+i)^n} - I_0 \quad \text{Ecuación 43.}$$

Donde,

VPN: Valor Presente Neto.

VF: Valor Futuro.

I₀: Valor inicial.

i: Tasa de Oportunidad.

n: Periodo de evaluación.

b) TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD O RETORNO

Este indicador permite hallar la rentabilidad de un proyecto, en función de las ganancias que se podrán obtener en un intervalo de tiempo al invertir cierta cantidad de dinero. Se define como la tasa de descuento a la cual el valor presente neto es igual a cero y permite realizar una comparación con una tasa mínima de viabilidad del proyecto. Matemáticamente puede definirse de la siguiente manera:

$$i = \sqrt[n]{\frac{VF}{I_0}} - 1 \quad \text{Ecuación 44.}$$

c) RELACIÓN COSTO BENEFICIO

Es un indicador que permite evaluar cuánto dinero se obtiene por cada dólar invertido. Se define como la relación entre el valor presente neto de los ingresos y el valor presente de los egresos, de tal manera que si este es igual o menor a 1, el proyecto no es económicamente viable. Se puede escribir de la siguiente manera:

$$RCB = \left| \frac{VPN_{Ingresos}}{VPN_{Egresos}} \right| \quad \text{Ecuación 45.}$$

Donde,

RCB: Relación Costo/Beneficio

$|VPN_{Ingresos}|$: Valor absoluto del Valor Presente Neto de los ingresos.

$|VPN_{Egresos}|$: Valor absoluto del Valor Presente Neto de los egresos.

d) PAY BACK

El Pay Back es un indicador utilizado para referirse a un cierto periodo de tiempo en el cual se espera recuperar la inversión en términos de los flujos de caja netos obtenidos durante el desarrollo del proyecto. Se puede determinar de la siguiente manera:

$$Pay\ Back = \frac{Inversion\ requerida}{Flujo\ de\ dinero\ acumulado} \quad \text{Ecuación 46.}$$

Adicionalmente es de gran relevancia aplicar dos conceptos propios de la industria como lo son los gastos capitales (CAPEX) y los costos operacionales (OPEX). Los gastos capitales incluyen inversiones asociadas a exploración, perforación, completamiento y demás instalaciones de infraestructura entre otros parámetros. Por su parte los costos operacionales hacen referencia al consumo energético, químico, reacondicionamiento de pozos, gastos ambientales, entre otros.

9.1 COSTOS DE LEVANTAMIENTO

En un campo petrolero los costos de levantamiento hacen referencia a la cantidad de dinero que hay que invertir para llevar un barril de crudo de yacimiento a superficie. Dicha cantidad está asociada a todos los procesos y gastos que esto implique.

Tabla 17. Costos de levantamiento asociados a la Bomba Centrífuga B11W.

Costo	USD/Bbl	%
Combustibles Consumidos por el crudo	0,3	0,027
Gastos de desarrollo	0,09	0,008
Gastos generales	0,1	0,009
Gastos de estudios y proyectos	0,61	0,053
Costos de proceso	0,4	0,035
Mantenimiento general	0,28	0,024
Reacondicionamiento de pozos	1,3	0,113
Costos OVERHEAD	0,85	0,074
Consumo eléctrico	0,62	0,054
Deshidratación del crudo	5	0,433
Tratamiento del agua	2	0,173
Total	11,55242	100,000

Fuente: Compañía operadora

A este valor se le denomina Lifting Cost y es particular para cada campo. A continuación, se presentan las tablas con los parámetros que definen el Lifting Cost para el escenario de diseño analizados durante el desarrollo de este trabajo.

Según los resultados obtenidos, se puede observar que independientemente de cual sea el escenario, el lifting cost para el campo oscila alrededor de los 11,1 US/BBL.

9.2 PRODUCCIÓN DIARIA

En las siguientes tablas se puede observar la producción diaria sujeta tanto a la configuración actual del pozo como a cada uno de los escenarios propuestos durante el desarrollo de este trabajo.

Tabla 18. Producción diaria del equipo actual y la propuesta de diseño.

	Centrilift FLEX10 (actual)	Centrilift B11W (propuesta)	Caudal incremental
Producción total (bbl/d)	132	204	72
Corte de agua (%)	8,66	8,66	8,66
Producción de agua (bbl/d)	11,43	17,6	6,235
Producción de aceite (bbl/d)	120,57	186,33	65,77

Fuente: Compañía operadora

9.3 INVERSIÓN INICIAL

La inversión inicial (CAPEX) hace referencia a todos los gastos con que tiene que correr una compañía para poner en marcha un proyecto, es decir, la sumatoria de los costos de desarrollo, promoción y construcción del mismo.

Para este caso se tienen en cuenta los precios de las bombas, los gastos de implementación y reacondicionamiento, los trabajos de workover y la devaluación de los equipos para cada uno de los escenarios planteados.

En la tabla 20 se presentan los costos asociados a la implementación del equipo propuesto.

Tabla 19. Costos asociados a la compra del equipo.

COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN	Trabajo de Workover	Instalación	Tubería	Total (USD \$)
(USD \$)	40000	50000	20000	110.000

Inversión inicial (Incluidos costos de implementación)	VALOR (USD \$)
Centrilift B11W	210.000

Fuente: Compañía operadora.

9.4 DEVALUACIÓN DE LOS EQUIPOS

La devaluación de los equipos ocurre de manera inminente debido a que no se puede generar una ganancia sin incurrir en un gasto, es decir, los equipos van a sufrir desgaste desde el momento en que se ponen en funcionamiento. Dadas estas condiciones, se deben descontar dichos valores.

En la tabla 21 se presentan los valores de devaluación para el equipo propuesto en los distintos escenarios de este trabajo para un año de funcionamiento.

Tabla 20. Devaluación del equipo propuesto.

Devaluación anual del equipo	
Centrilift B11W	15000

9.5 DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Es indispensable determinar la declinación del campo de estudio, con el fin de estimar el caudal que se utilizará para realizar la proyección al implementar el trabajo propuesto. Para definir dicha declinación se hace uso de la curva presentada en la tabla 22.

Tabla 21. Declinación de la producción.

Días	% de Aceite
0	95
30	94,5
60	94,1
120	93,2
150	92,7
180	92
210	91,5

Días	% de Aceite
240	91,1
270	90,6
330	90,2
365	89,7

Fuente: Compañía Operadora.

9.6 RESULTADOS

Mediante un análisis de los resultados de los indicadores de rentabilidad, es posible definir cuales escenarios son viables económicamente, es decir, bajo qué condiciones es posible recuperar la inversión hecha al realizar la operación en el tiempo esperado y además generar una ganancia extra.

Tabla 22. Indicadores de rentabilidad para la bomba Centrilift B11W.

Indicadores de rentabilidad	
Inversión inicial (US\$)	210.000
Declinación mensual de la producción (%)	0,53
Valor presente Neto (US\$)	227043,14
Tasa interna de oportunidad (TIO)	1,22
Rendimiento de la inversión (%)	49,51
Relación Cost/Beneficio	2,87
Pay Back	5,3

Para ver el flujo de caja del caso de la bomba Centrilift B11W se puede revisar el Anexo B-1. La tabla 23 muestra los indicadores de rentabilidad para el mismo se debe tener en cuenta que el precio del barril del crudo del presente campo se tomó para efectos de cálculos como 40 U\$D/Bbl. Según éstos se observa que es viable económicamente ya que se genera una producción incremental a bajos costos, permitiendo recuperar la inversión en un periodo aproximado de cinco meses.

10. CONCLUSIONES

- ✓ Los “9 pasos de Baker” tienen un rango de margen de error del 11 al 13,5 %, respecto a el software de diseño del equipo, en las variables (etapas, potencia del motor (Hp)), carga y PIP)
- ✓ La metodología de los “9 pasos de Baker” para el diseño de equipos de bombeo electrosumergible no tiene en cuenta la viscosidad y el API que pueden generar discrepancia en los cálculos respecto a los datos reales.
- ✓ Realizar una selección previa al diseño, supone un acercamiento al nivel óptimo de cada SLA que en este caso es del 92,7% para el ESP.
- ✓ Poseer un criterio de limitación (en este caso la viscosidad en cabeza) no es suficiente motivo para dejar de lado el equipo de levantamiento artificial especificado.
- ✓ Se observó claramente una disminución significativa en el consumo energético el equipo: de 0,546 Kw/Bbl a 0,138 Kw/Bbl para el diseño en el software y de 0,546 Kw/Bbl a 0,12 Kw/Bbl para el diseño por los “9 pasos de Baker”.

11. RECOMENDACIONES

- ✓ La norma ANSI/HI 9.6.7-2004 es muy sensible con viscosidades elevadas como las del campo objeto de estudio, por ello se recomienda consultar gráficas de corrección por viscosidad, eficiencia, caudal y carga que permitan tener mejores alternativas de ajuste de datos.
- ✓ Ajustar los análisis financieros al precio del barril aplicable al momento de la implementación de la propuesta diseñada.
- ✓ Plantear propuestas de diseño con ESP-PCP y bombeo hidráulico tipo pistón (HJP), los cuales estuvieron dentro del rango de excelencia en el Screening de selección.
- ✓ Tener en cuenta el run life de las bombas que están en operación como parámetro de selección del pozo o los pozos candidatos para caso de estudio.

BIBLIOGRAFÍA

ÁLVAREZ. G. Optimización de Producción, consumo de energía y nivel de armónicos para equipos de Bombeo Electrosumergible en un campo petrolero del Magdalena Medio, Colombia. Bucaramanga 2011. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

BAKER HUGHES. Manual "9 Step". Centrilift.

BROWN, Kermit, The Technology of Artificial Lift Methods. PennWell Publishing Company. Tulsa Oklahoma, 1977.

ECONOMIDES, Michael. Petroleum Production Systems. Prentice Hall. New Jersey, 1994.

GIL, J. y ROLON, J. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. Bucaramanga 2009. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

GUARIN.A. Determinación de un modelo de la relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pesados con movilidad caso formación San Fernando, Colombia. Bucaramanga 2011. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

MUÑOZ, A. y TORRES, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Colombia. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

NORMA ANSI. American National Standard for effects of liquid Viscosity on Rotodynamic (Centrifugal and Vertical) pump performance. v 9.6.7 Parsippany, New Jersey. Desktop 2 completed March 4 -2004

ORTIZ, J. y JIMENEZ, E. Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga 2011. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

PEREZ, A. y PUENTES, E. Diseño óptimo de una lechada expansiva evaluando diferentes aditivos a fin de prevenir la formación de micro-anillos, aplicación a un campo colombiano, Colombia. Bucaramanga 2016. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ANEXOS

ANEXO A. Selección de sistema de levantamiento artificial

ANEXO A-1

PARAMETROS	UIS 102	MEC				ESP			
		CLASE	PUNTAJE	NUEVO %	PONDERADO	CLASE	PUNTAJE	NUEVO %	PONDERADO
Qo (BPD)	132	1	5	10,5	10,5	1	3	10,5	6,3
Nw (Número de pozos)	200	3	5	2,5	2,5	3	5	2,5	2,5
Profundidad (ft)	8521	1	2	10,5	4,2	1	4	10,5	8,4
IDCSG (")	8,6	2	1	4,5	0,9	2	5	4,5	4,5
INC (Grado Inclinación)	19°	2	3	4,5	2,7	2	4	4,5	3,6
DOGLEG	No	2	3	4,5	2,7	3	5	2,5	2,5
PWF (Psi)	931	2	1	4,5	0,9	2	5	4,5	4,5
T (F)	180	3	4	2,5	2	2	4	4,5	3,6
Completamiento	Simple	3	5	2,5	2,5	2	5	4,5	4,5
Recobro	Primario	3	5	2,5	2,5	3	5	2,5	2,5
BSW (%)	8,66	1	5	10,5	10,5	1	5	10,5	10,5
VISC. (cP)	1100	2	3	4,5	2,7	2	1	4,5	0,9
Fluidos Corrosivos	NO	2	5	4,5	4,5	3	5	2,5	2,5
Arenas Abrasivas (%)	No	2	5	4,5	4,5	2	5	4,5	4,5
GOR (SCF/STB)	0	1	5	10,5	10,5	1	5	10,5	10,5
Contaminantes	Media	3	2	2,5	1	3	3	2,5	1,5
Tratamiento	NO	3	5	2,5	2,5	3	5	2,5	2,5
Locación	ONSHORE	2	4	4,5	3,6	2	5	4,5	4,5
Energía	Comprada	3	4	2,5	2	2	5	4,5	4,5
Espacio	Amplio	2	5	4,5	4,5	3	4	2,5	2
PONDERADOTOTAL				77,7			86,8
CONDICIONES DE NO APLICABILIDAD									
CONT. (VAR = 0)		0			0				
% ACUM. (VAR = 0)		0			0				
% DE VIABILIDAD		100			100				
CONDICIONES DE LIMITACION									
CONT. (VAR = 1)		2			1				
% ACUM. (VAR = 1)		9			4,5				
% DE NO LIMITACION		91			95,5				

ANEXO A-2

PARAMETROS	UIS 102	PCP				HPP				
		CLASE	PUNTAJE	NUEVO %	PONDERADO	CLASE	PUNTAJE	NUEVO %	PONDERADO	
Qo (BPD)	132	1	4	10,5	8,4	1	4	10,5	8,4	
Nw (Número de pozos)	200	3	5	2,5	2,5	2	5	4,5	4,5	
Profundidad (ft)	8521	1	1	10,5	2,1	1	3	10,5	6,3	
IDCSG (")	8,6	2	2	4,5	1,8	2	2	4,5	1,8	
INC (Grado Inclinación)	19°	2	0	4,5	0	2	4	4,5	3,6	
DOGLEG	No	2	5	4,5	4,5	2	5	4,5	4,5	
PWF (Psi)	931	3	4	2,5	2	2	4	4,5	3,6	
T (F)	180	2	4	4,5	3,6	2	4	4,5	3,6	
Completamiento	Simple	3	5	2,5	2,5	3	5	2,5	2,5	
Recobro	Primario	3	5	2,5	2,5	3	4	2,5	2	
BSW (%)	8,66	1	4	10,5	8,4	1	4	10,5	8,4	
VISC. (cP)	1100	2	4	4,5	3,6	2	1	4,5	0,9	
Fluidos Corrosivos	NO	2	5	4,5	4,5	3	5	2,5	2,5	
Arenas Abrasivas (%)	No	2	5	4,5	4,5	2	5	4,5	4,5	
GOR (SCF/STB)	285,18	1	5	10,5	10,5	1	5	10,5	10,5	
Contaminantes	Media	3	4	2,5	2	3	2	2,5	1	
Tratamiento	NO	2	5	4,5	4,5	3	3	2,5	1,5	
Locación	ONSHORE	3	5	2,5	2,5	2	5	4,5	4,5	
Energía	Comprada	2	4	4,5	3,6	3	3	2,5	1,5	
Espacio	Amplio	3	4	2,5	2	3	4	2,5	2	
PONDERADO TOTAL					76			78,1
CONDICIONES DE NO APLICABILIDAD										
CONT. (VAR = 0)		1				0				
% ACUM. (VAR = 0)		4,5				0				
% DE VIABILIDAD		95,5				100				
CONDICIONES DE LIMITACIÓN										
CONT. (VAR = 1)		1				1				
% ACUM. (VAR = 1)		10,5				4,5				
% DE NO LIMITACION		89,5				95,5				

ANEXO A-3

PARAMETROS	UIS 102	HJP				GL				
		CLAS E	PUNTAJE	NUEVO %	PONDERADO	CLASE	PUNTAJE	NUEVO %	PONDERADO	
Qo (BPD)	132	1	4	10,5	8,4	1	1	10,5	2,1	
Nw (Número de pozos)	200	2	5	4,5	4,5	2	5	4,5	4,5	
Profundidad (ft)	8521	1	3	10,5	6,3	1	4	10,5	8,4	
IDCSG (")	8,6	3	2	2,5	1	2	4	4,5	3,6	
INC (Grado Inclinación)	19°	2	4	4,5	3,6	3	5	2,5	2,5	
DOGLEG	No	2	5	4,5	4,5	3	5	2,5	2,5	
PWF (Psi)	931	2	5	4,5	3,6	2	3	4,5	2,7	
T (F)	180	2	4	4,5	3,6	2	4	4,5	3,6	
Completamiento	Simple	3	5	2,5	2,5	3	5	2,5	2,5	
Recobro	Primario	3	4	2,5	2	2	5	4,5	4,5	
BSW (%)	8,66	1	5	10,5	6,3	1	5	10,5	10,5	
VISC. (cP)	1100	2	0	4,5	1,8	2	0	4,5	0	
Fluidos Corrosivos	NO	3	5	2,5	2,5	3	5	2,5	2,5	
Arenas Abrasivas (%)	No	2	5	4,5	4,5	2	5	4,5	4,5	
GOR (SCF/STB)	0	1	5	10,5	6,3	1	0	10,5	0	
Contaminantes	Media	3	3	2,5	1,5	2	3	4,5	2,7	
Tratamiento	NO	2	3	4,5	2,7	3	5	2,5	2,5	
Locación	ONSHORE	2	5	4,5	4,5	2	4	4,5	3,6	
Energía	Comprada	3	3	2,5	1,5	3	3	2,5	1,5	
Espacio	Amplio	3	4	2,5	2	3	4	2,5	2	
PONDERADO TOTAL					73,6			66,7
CONDICIONES DE NO APLICABILIDAD										
CONT. (VAR = 0)		1				2				
% ACUM. (VAR = 0)		4,5				15				
% DE VIABILIDAD		95,5				85				
CONDICIONES D ELIMITACIÓN										
CONT. (VAR = 1)		0				1				
% ACUM. (VAR = 1)		0				10,5				
% DE NO LIMITACION		100				89,5				

ANEXO A-4

PARAMETROS	UIS 102	ESPCCP				ESPGL			
		CLASE	PUNTAJE	NUEVO %	PONDERADO	CLASE	PUNTAJE	NUEVO %	PONDERADO
Qo (BPD)	132	1	4	10,5	8,4	1	1	10,5	2,1
Nw (Número de pozos)	200	3	5	2,5	2,5	2	5	4,5	4,5
Profundidad (ft)	8521	1	2	10,5	4,2	1	3	10,5	6,3
IDCSG (")	8,6	2	3	4,5	2,7	2	5	4,5	4,5
INC (Grado Inclinación)	19°	2	4	4,5	3,6	2	4	4,5	3,6
DOGLEG	No	3	5	2,5	2,5	3	5	2,5	2,5
PWF (Psi)	931	2	5	4,5	4,5	2	5	4,5	4,5
T (F)	180	2	4	4,5	3,6	2	4	4,5	3,6
Completamiento	Simple	2	5	4,5	4,5	2	5	4,5	4,5
Recobro	Primario	3	5	2,5	2,5	3	5	2,5	2,5
BSW (%)	8,66	1	4	10,5	8,4	1	5	10,5	10,5
VISC. (cP)	1100	2	4	4,5	3,6	2	0	4,5	0
Fluidos Corrosivos	NO	2	5	4,5	4,5	3	5	2,5	2,5
Arenas Abrasivas (%)	No	3	5	2,5	2,5	2	5	4,5	4,5
GOR (SCF/STB)	0	1	3	10,5	6,3	1	5	10,5	10,5
Contaminantes	Media	3	3	2,5	1,5	3	2	2,5	1
Tratamiento	NO	2	5	4,5	4,5	2	5	4,5	4,5
Locación	ONSHORE	3	5	2,5	2,5	3	4	2,5	2
Energía	Comprada	2	5	4,5	4,5	3	5	2,5	2,5
Espacio	Amplio	3	4	2,5	2	3	4	2,5	2
PONDERADO TOTAL				79,3			78,6
CONDICIONES DE NO APLICABILIDAD									
CONT. (VAR = 0)		0				1			
% ACUM. (VAR = 0)		0				4,5			
% DE VIABILIDAD		100				95,5			
CONDICIONES D ELIMITACIÓN									
CONT. (VAR = 1)		0				1			
% ACUM. (VAR = 1)		0				10,5			
% DE NO LIMITACION		100				89,5			

Anexo B. Analisis económico para el equipo de bombeo electro sumergible

ANEXO B-1

Centrilift B11W													
Mes	Prod incremental de ac (bbl)	Prod incremental de agua (bbl)	Prod incremental de fluido (bbl)	Costo de deshidratación del crudo US\$	Costo de tratamiento del agua US \$	Costo consumo Electrico US\$	Costo transporte del crudo US \$	Gastos generales, nómina y monitoreo	Regalias e impuestos	Egresos	Ingresos	Flujo de caja	Valor Presente
1	2115,504	44,496	2160,000	10800,000	4320,000	793,426	1353,923	4000	21155,040	42422,389	84620,160	42197,771	41775,793
2	2009,729	42,271	2052,000	10260,000	4104,000	753,755	1286,226	4000	20097,288	40501,270	80389,152	39887,882	39090,125
3	1999,151	42,049	2041,200	10206,000	4082,400	749,788	1279,457	4000	19991,513	40309,158	79966,051	39656,894	38467,187
4	1990,689	41,871	2032,560	10162,800	4065,120	746,614	1274,041	4000	19906,893	40155,468	79627,571	39472,103	37893,218
5	1971,650	41,470	2013,120	10065,600	4026,240	739,473	1261,856	4000	19716,497	39809,667	78865,989	39056,323	37103,506
6	1961,072	41,248	2002,320	10011,600	4004,640	735,506	1255,086	4000	19610,722	39617,555	78442,888	38825,334	36495,814
7	1946,264	40,936	1987,200	9936,000	3974,400	729,952	1245,609	4000	19462,637	39348,598	77850,547	38501,949	35806,813
8	1935,686	40,714	1976,400	9882,000	3952,800	725,985	1238,839	4000	19356,862	39156,486	77427,446	38270,960	35209,284
9	1927,224	40,536	1967,760	9838,800	3935,520	722,811	1233,423	4000	19272,241	39002,796	77088,966	38086,169	34658,414
10	1916,647	40,313	1956,960	9784,800	3913,920	718,844	1226,654	4000	19166,466	38810,684	76665,865	37855,181	34069,662
11	1908,185	40,135	1948,320	9741,600	3896,640	715,671	1221,238	4000	19081,846	38656,995	76327,384	37670,389	33526,647
12	1897,607	39,913	1937,520	9687,600	3875,040	711,704	1214,469	4000	18976,071	38464,883	75904,284	37439,401	32946,673
									Acumulado	476255,94	943176,303	466920,35	437043,13