

**SIMULACIÓN DE LA INCLUSIÓN DE UN SISTEMA DE BOMBEO
MULTIFÁSICO EN SUPERFICIE, MEDIANTE EL USO DEL SOFTWARE
ESPECIALIZADO, A UN RAMAL DE POZOS EN UN CAMPO DE CRUDO
PESADO EN EL PIEDEMONTE LLANERO.**

RAUL ALBERTO FORERO PERDOMO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

**SIMULACIÓN DE LA INCLUSIÓN DE UN SISTEMA DE BOMBEO
MULTIFÁSICO EN SUPERFICIE, MEDIANTE EL USO DEL SOFTWARE
ESPECIALIZADO, A UN RAMAL DE POZOS EN UN CAMPO DE CRUDO
PESADO EN EL PIEDEMONTE LLANERO.**

RAUL ALBERTO FORERO PERDOMO

**Trabajo de grado para optar al título de especialista en producción de
hidrocarburos.**

DIRECTOR:

**Erik Giovanni Montes
Ingeniero de Petroleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

AGRADECIMIENTOS

Esta monografía esta dedicada a Dios, que me dio la voluntad y perseverancia necesaria para alcanzar esta meta y seguir preparandome en mi vida profesional.

A mi madre Elizabeth Perdomo Rojas, quien siempre me lleva en sus oraciones y ha estado presente a lo largo de este proceso para brindarme su cariño y amor incondicional.

A mi padre Evangelista Forero, por ser mi amigo y compartir conmigo la sabiduria que le han dado los años a travez de sus consejos en los momentos que siempre los necesité.

A mi hermana Diana Paola Forero, por animarme a alcanzar todas las metas que me propongo y apoyarme a sobre llevar las dificultades teniendo siempre una palabra de animo.

RAUL ALBERTO FORERO PERDOMO

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. GENERALIDADES	15
1.1 BOMBEO MULTIFÁSICO.	15
1.2 BOMBAS MULTIFASICAS.....	15
1.3 CONDICIONES OPERACIONALES.	17
1.4 TIPOS DE BOMBAS MULTIFÁSICAS.	17
1.5 Bombas multifásicas de desplazamiento positivo.	18
1.5.1 Bombas de doble tornillo.....	19
1.5.2 Bombas de cavidades progresivas.	21
1.5.3 Bombas de transferencia de masa.	22
1.5.4 Bombas multifásicas Rampump.....	23
1.5.5 Bombas multifásicas rotodinámicas.	24
1.5.6 Bombas helico-axial.	25
1.5.7 Bombas centrifugas multi-etapas.....	26
1.6 VENTAJAS DE LAS BOMBAS MULTIFÁSICAS.	27
1.7 IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS MULTIFASICAS EN CAMPOS DE CRUDO PESADO.....	28
2. PARAMETROS OPERACIONALES DEL SISTEMA.	30
2.1 VARIABLES DE DISEÑO.	31
2.2 CARACTERIZACION DEL CRUDO.....	32
2.3 CARACTERIZACION DEL DILUYENTE.....	34
2.4 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE POZO.	35
2.5 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE SUPERFICIE.	37
3. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN.....	38
3.1 METODOLOGIA DE ANALISIS NODAL.....	38
3.2 DATOS DE LA PRUEBA DE PRODUCCIÓN.....	43
3.3 MODELO DEL FLUIDO	44
3.4 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE POZO.	48
3.4.1 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	54

3.5 CONSTRUCCION DEL MODELO DE RED DEL CAMPO.....	58
4. EVALUACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MULTIFASICO.	63
4.1 MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE BOMBEO MULTIFASICO.....	64
4.2 EVALUACION ECONOMICA DEL PROCESO.	68
4.2.1 Horizonte económico.	69
4.3.2 Estimación del flujo de efectivo.....	69
4.2.3 Ingresos.	69
4.2.4 Egresos – Inversiones.	70
4.2.5 Costo de operación y mantenimiento.....	70
4.2.6 Indicadores económicos.	71
4.2.7 Valor Presente Neto (VPN).....	71
4.2.8 Tasa interna de retorno (TIR).....	72
4.2.9 Análisis económico.	73
5. CONCLUSIONES.....	79
6. RECOMENDACIONES	80
BIBLIOGRAFÍA.....	81

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de una Estación de flujo tradicional.	16
Figura 2. Esquema de una Estación multifásica.	17
Figura 3. Tipos de bombas multifásicas en el mercado.	18
Figura 4. Elementos de una bomba de doble tornillo.	20
Figura 5. Bomba multifásica de cavidad progresiva.	22
Figura 6. Bomba multifásica de transferencia de masa.	23
Figura 7. Bomba multifásica Rampump.	24
Figura 8. Bomba de Hélice de tipo Axial Rotodinámica – Diagrama de corte y curvas.	25
Figura 9. Bomba helicon-axial submarina.	26
Figura 10. Bomba centrífuga multi-etapas.	27
Figura 11. Bombas Rooper.	29
Figura 12. Bombas Moino.	29
Figura 13. Bomba centrífuga.	30
Figura 14. Estado mecánico del pozo.	36
Figura 15. Ramal de recolección norte B.	37
Figura 16. Para la realización del Análisis Nodal se plantea desarrollar las siguientes actividades.	39
Figura 17. Sistema de nodos.	40
Figura 18. La información requerida, se presenta discretizada en el siguiente diagrama.	41
Figura 19. Módulo de caracterización del pozo.	41
Figura 20. Módulo de caracterización de fluidos.	42
Figura 21. Propiedades del modelo de petróleo negro.	45
Figura 22. Tabla de viscosidades del petróleo muerto.	45
Figura 23. Ajuste de la temperatura de yacimiento.	47
Figura 24. Construcción del modelo de pozo.	48
Figura 25. Datos de yacimiento del pozo.	49

Figura 26. Perfil de desviación del pozo.	51
Figura 27. Completamiento del pozo.	52
Figura 28. Ajuste del perfil geotérmico.....	53
Figura 29. Sistema de levantamiento artificial del pozo.	54
Figura 30. Propiedades del sistema de levantamiento artificial.	55
Figura 31. Perfil de ajuste de la presión del sistema de pozo.	57
Figura 32. Perfil de ajuste de la temperatura del sistema de pozo.	58
Figura 33. Sistema de recolección ramal norte B.	59
Figura 34. Ajuste del modelo de producción al caso real.....	61
Figura 35. Ajuste del modelo presión de simulación al caso real.....	62
Figura 36. Modelamiento de la bomba multifásica.....	64
Figura 37. Resultados de producción con la sensibilidad de capacidad de la bomba.....	65
Figura 38. Resultados de presión con la sensibilidad de capacidad de la bomba.	65
Figura 39. Resultados incremental de producción.....	66
Figura 40. Resultados de la presión en cabeza de pozo.	67
Figura 41. Sensibilidad con la potencia de las bombas del sistema de levantamiento artificial.	67
Figura 42. Sensibilidad de la PIP del sistema de levantamiento artificial.....	68
Figura 43. Ubicación de la bomba multifásica.	73
Figura 44. Valor Presente Neto.....	75
Figura 45. Tasa Interna de Retorno.	76
Figura 46. Distribución de probabilidad del caudal de crudo.	77
Figura 47. Distribución de probabilidad del precio del crudo.	77

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1. Ventajas y desventajas de las BCP.	21
Tabla 2. Información requerida.	31
Tabla 3. Características Crudo San Fernando – T2 Chichimene.....	32
Tabla 4. Viscosidad el crudo San Fernando T2.	32
Tabla 5. Viscosidad de la emulsión.....	33
Tabla 6. Propiedades del Gas asociado.	33
Tabla 7. Calibración del modelo de PVT del fluido San Fernando T2.....	34
Tabla 8. Propiedades de la Nafta de dilución.....	34
Tabla 9. Resultados de una prueba de producción de un pozo.	43
Tabla 10. Correlaciones de crudo vivo y crudo bajo saturado.	46
Tabla 11. Correlaciones para crudo extrapesado.	46
Tabla 12. Comparación de modelos IPR.	50
Tabla 13. Presiones de campo.	56
Tabla 14. Resultados del modelo producción de simulación del sistema.	59
Tabla 15. Ajuste del modelo de presión al caso real.....	61
Tabla 16. CAPEX.....	74
Tabla 17. OPEX adicionales.	74
Tabla 18. Indicadores financieros.	76

RESUMEN

TITULO: SIMULACIÓN DE LA INCLUSIÓN DE UN SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO EN SUPERFICIE, MEDIANTE EL USO DEL SOFTWARE ESPECIALIZADO, A UN RAMAL DE POZOS EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO EN EL PIEDEMONTES LLANERO.*

AUTOR:

Raúl Alberto Forero Perdomo**

PALABRAS CLAVE: Bombas multifásicas, crudo pesado, sistema de recolección, Presión del sistema.

DESCRIPCIÓN: Las bombas multifásicas son de gran utilidad para el desplazamiento de fluidos de un punto hacia otro, cuando hay gran restricción en un sistema por presión o por la movilidad de fluidos, ya que estos deben llegar hasta un sistema de tratamiento desde cabeza de pozo, por tal motivo las bombas multifásicas ayudan a que el fluido recorra todo el sistema de recolección con las menores pérdidas de presión.

Para el estudio en cuestión se ha evidenciado que particularmente en un ramal del campo, se presenta sobre presión, esto se debe a la topografía del terreno, ya que la línea debe pasar por bajos y pendientes, y también se debe a la entrada de nuevos pozos al sistema, aportando mayor cantidad de fluido que debe ser transportado hasta las facilidades de tratamiento; situación que está llevando al límite de diseño la línea de recolección.

Dicha sobre presión trae dos grandes consecuencias, restringe la producción de los pozos y obliga a incrementar la cantidad necesaria de diluyente para disminuir la viscosidad del fluido en la línea y mantener condiciones operacionales óptimas, afectando la rentabilidad de la operación. El sistema de inyección de diluyente es uno de los procesos críticos del proceso, ya que si falla es necesario apagar pozos para evitar empaquetamiento de las líneas.

Con este trabajo se determina el impacto en la producción de un ramal de pozos, incluyendo un sistema de bombeo multifásico en superficie, teniendo en cuenta que actualmente los pozos del ramal requieren vencer una presión de flujo alta, además se realiza un análisis económico analizando la viabilidad del proyecto

* Monografía de Especialización

** Facultad de ingenierías Físico – Químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovanni Montes, Ingeniero de Petróleos

ABSTRACT

TITLE: SIMULATION OF THE INCLUSION OF A SYSTEM MULTIPHASE PUMPING SURFACE, USING THE SOFTWARE SPECIALIZED, A BRANCH OF WELLS IN A HEAVY OIL FIELD IN PIEDEMONTE LLANERO.*

AUTHOR:

Raúl Alberto Forero Perdomo**

KEYWORDS: Multiphase pumps, heavy oil, gathering system, pressure system.

DESCRIPTION: Multiphase pumps are useful for moving fluid from one point to another, when there is great constraint on a system by pressure or fluid mobility, because they need to get to a treatment system from wellhead, by That is why multiphase pumps help the entire scroll fluid collection system with the lowest pressure loss.

For the study in question has been shown that particularly in a branch of the field, is presented on pressure, this is due to the topography, because the line must pass through low and earrings, and also due to the entry of new wells the system, providing greater amount of fluid to be transported to treatment facilities; situation that is pushing the limits of design collection line.

Such pressure brought about two major consequences, restricts production wells and forces necessary to increase the amount of diluent to lower the viscosity of the fluid in the line and maintain optimum operating conditions, affecting the profitability of the operation. The diluent injection system is one of the critical processes of the process, because if fails to turn off wells to avoid packaging lines.

With this work the impact on the production of a branch of wells is determined, including a system of multiphase pumping surface, considering that the branch wells currently require overcoming a high pressure flow also an economic analysis was performed by analyzing the viability of the project.

* Monograph of specialization.

** Faculty of Physical – Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Erik Giovanni Montes, Petroleum Engineer

INTRODUCCIÓN

El bombeo multifásico se ha convertido en una solución viable para el desarrollo de campos marginales y campos de crudo extra pesado. Se ha implementado en lugares en tierra que van desde el norte de Alaska a Columbia y del oeste de África a Oriente Medio.[‡]

En Colombia, los yacimientos de hidrocarburos en el piedemonte llanero son en su gran mayoría de crudo pesado, con relación de GOR baja, empuje por acuífero activo en algunas zonas y en otras sin mecanismo de empuje, por tal motivo es necesario implementar levantamiento artificial para poder fluir los pozos a superficie. El campo objeto de estudio es bastante extenso y generalmente se perforan de 3 a 5 pozos por locación, seleccionando como tipo de levantamiento artificial el bombeo electrosumergible o bombeo por cavidades progresivas, a estas locaciones se le denominan Clusters y van conectadas a una línea de recolección; el conjunto de 2 o más Clusters que comparten la misma línea de recolección es llamado un ramal y esta línea de recolección posteriormente los conecta a una línea troncal general que lleva el fluido hasta las facilidades de producción para ser tratado.

Ya que la gravedad API de estos pozos está por debajo de 10° se hace necesario la inyección de diluyente para disminuir la viscosidad del fluido y poder transportarlo hasta las facilidades de tratamiento, con el desarrollo del campo

[‡] Mack Shippen, Schlumberger - Baker Jardine Dr. Stuart Scott, Texas A&M University "Multiphase Pumping as an Alternative to Conventional Separation, Pumping and Compression"^{Prepared for}
Presentation at the 34th Annual PSIG meeting Portland, Oregon October 25, 2002

cada vez se van incluyendo más pozos conectados a las líneas de recolección, lo que genera incrementos de presión en algunos nodos identificados, debido a esto nace la necesidad de evaluar alternativas para aliviar dichas sobrepresiones, en este caso la inclusión de un sistema de bombeo multifásico en superficie.

1. GENERALIDADES

1.1 BOMBEO MULTIFÁSICO⁴.

“El bombeo multifásico es esencialmente un medio para suministrar energía a una corriente, lo cual permite que la mezcla de gas/líquido sea transportada sobre grandes distancias sin la necesidad de una separación previa. Esto se logra mediante la instalación de bombas multifásicas de diferentes tipos”.

1.2 BOMBAS MULTIFÁSICAS⁵.

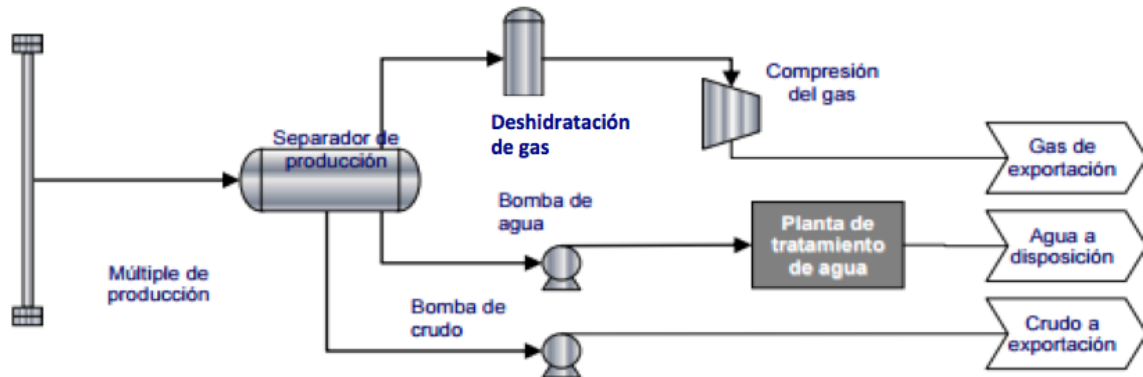
Las bombas multifásicas son las encargadas de transferir el flujo (crudo, gas, agua) provenientes del pozo, suministrándole la energía necesaria para transportarlos desde sitios lejanos a las facilidades de separación y tratamiento de éstos. El bombeo multifásico se usa para sustituir el sistema convencional de Estaciones de Flujo, las cuales están conformadas por un sistema de separación, un múltiple con dos (2) cabezales, bombas, sistemas de tuberías y tanques, como se observa en la figura 1. En el sistema convencional, la mezcla proveniente de los pozos, es recibida en el cabezal de producción general del múltiple de producción, pasando posteriormente al sistema de separación, en el cual se separa el gas de la mezcla. El crudo más el agua es enviado a la Estación Principal de producción, donde se cumple el proceso de deshidratación de crudo diluido y parte del gas es enviado al sistema de gas combustible de la Estación Principal de producción y el resto a los sistemas de compresión, para la venta o proyectos de recuperación secundaria, en cuanto al agua separada del crudo es

⁴ Jáuregui A. Juan P, Galvis N Silvia N. Evaluación técnico económica de la aplicación del método del bombeo multifásico en campos marginales de petróleos. Definición de bombeo multifásico. Tesis de grado Universidad industrial de Santander, 2013.

⁵ Hernández V. Jonathan. Propuesta de aplicación de bombeo multifásico en los sistemas de transferencia desde las macollas del área de extra pesado, hasta las estaciones de flujo, Distrito Morichal. Tesis de grado Universidad Central de Venezuela, 2012.

transferida a plantas de tratamientos para su posterior disposición en pozos inyectoros.

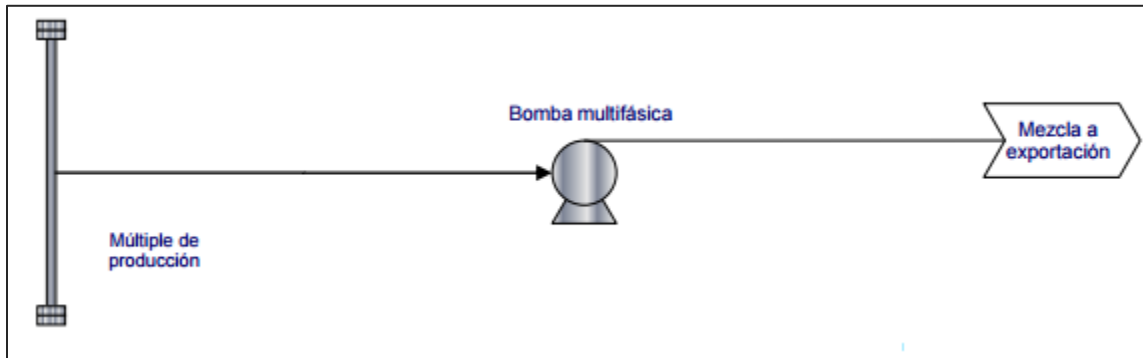
Figura 1. Esquema de una Estación de flujo tradicional.



Fuente: Hernández V. Jonathan. Propuesta de aplicación de bombeo multifásico en los sistemas de transferencia desde las macollas del área de extra pesado, hasta las estaciones de flujo, Distrito Morichal. Tesis de grado Universidad Central de Venezuela, 2012.

La bomba multifásica permite agregar energía a un fluido aún no procesado o separado en sus fases, lo cual permite que el mismo sea transportado a instalaciones de procesamiento alejadas, sin aumentar la presión en boca de pozo. Cabe recalcar que el objetivo de la tecnología multifásica es suministrar la energía suficiente para que el fluido llegue hasta las facilidades de producción, para su posterior tratamiento, y evitar la implementación de equipos a lo largo del campo, como los que se muestran en la Figura 1. (separador de producción, bombas de agua y de crudo, equipos para deshidratación y compresión de gas) El esquema resultante de la implementación de bombas multifásicas se muestra en la Figura 2. Las bombas multifásicas permiten que la presión en cabeza disminuya, aumentando el diferencial de presión, por ende se tiene una mayor producción.

Figura 2. Esquema de una Estación multifásica.



Fuente: Hernández V. Jonathan. Propuesta de aplicación de bombeo multifásico en los sistemas de transferencia desde las macollas del área de extra pesado, hasta las estaciones de flujo, Distrito Morichal. Tesis de grado Universidad Central de Venezuela, 2012.

1.3 CONDICIONES OPERACIONALES.

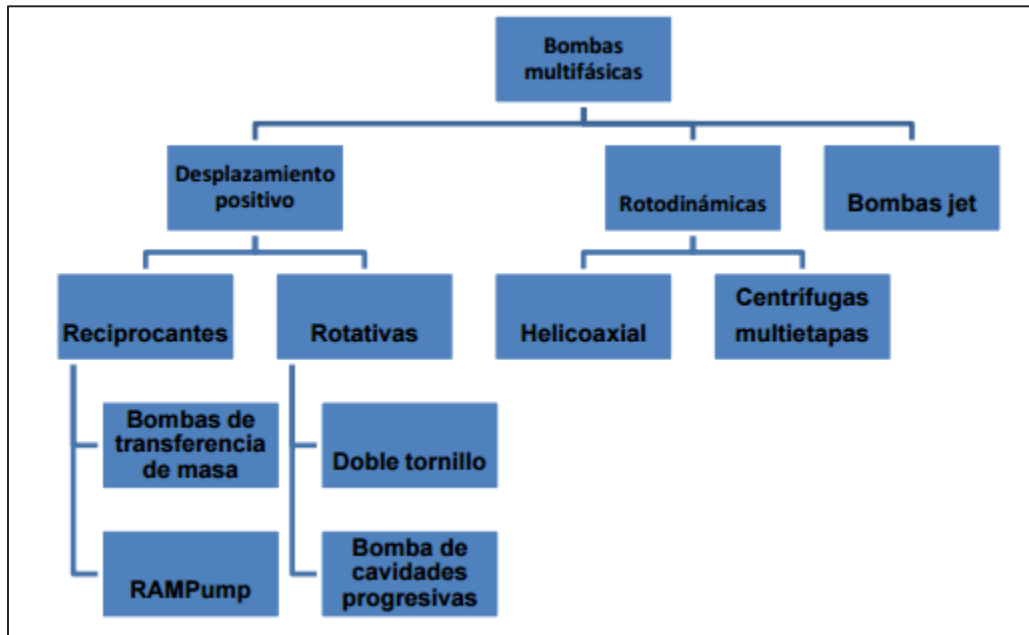
La capacidad de la bomba va a depender de la velocidad de operación, diferencial de presión, el paso de los tornillos y la viscosidad del fluido. Las bombas son capaces de manejar líquidos de alta y baja viscosidad y también son capaces de manejar fluidos abrasivos, siempre y cuando se haga la selección correcta de los materiales para el rotor.

1.4 TIPOS DE BOMBAS MULTIFÁSICAS.

Existen muchos tipos de bombas para diferentes aplicaciones. Los factores más importantes que permiten escoger un sistema de bombeo adecuado son: presión última, presión de proceso, velocidad de bombeo, tipo de gases a bombear (la

eficiencia de cada bomba varía según el tipo de gas). Así en la Figura 3 se tiene los siguientes tipos de bombas multifásicas.

Figura 3.Tipos de bombas multifásicas en el mercado.



Fuente: Hernández V. Jonathan. Propuesta de aplicación de bombeo multifásico en los sistemas de transferencia desde las macollas del área de extra pesado, hasta las estaciones de flujo, Distrito Morichal. Tesis de grado Universidad Central de Venezuela, 2012.

1.5 BOMBAS MULTIFÁSICAS DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.

En las bombas multifásicas de desplazamiento positivo el movimiento del fluido es causado directamente por el movimiento de la bomba mecánica, que obliga a que el líquido realice el mismo movimiento que está accionado. El líquido es expulsado, sucesivamente, se llena y con un volumen de espacio en el interior de la bomba. Las fuerzas de transmisión el líquido tienen la misma dirección general de circulación del fluido.

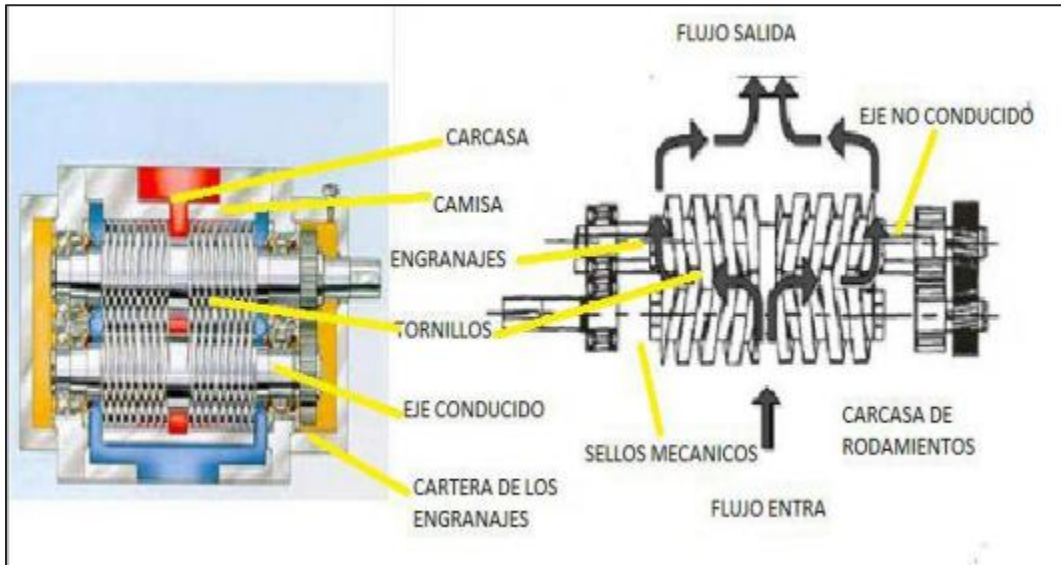
1.5.1 Bombas de doble tornillo.

Las bombas de doble tornillo son un tipo especial de bombas rotativas de desplazamiento positivo, en el cual el flujo es atrapado en las roscas de los tornillos y viaja de forma axial hacia la zona de descarga. En este tipo de bombas, gira simultáneamente debido al accionamiento externo del motor. La rotación de los tornillos hace que las roscas se engranen entre sí, formando junto con la carcasa externa, cámaras cerradas. Estas cámaras son las responsables de tomar el fluido desde la succión y lo transportan axialmente a lo largo de los tornillos hasta la descarga como se muestra en la Figura 4, donde las roscas de los tornillos se desengranan progresivamente y liberan el fluido. Las mejoras para el manejo más eficiente de los fluidos multifásicos en este tipo de bombas están en las holguras, rigidez de los tornillos y la inclusión de dispositivos que permiten a la bomba manejar hasta un 100 % de gas en la mezcla, sin sufrir daños. En las bombas de doble tornillo tradicionales la capacidad efectiva de la bomba manejando líquido está muy relacionada con la presión diferencial (ΔP). En las aplicaciones multifásicas el comportamiento del rendimiento es independiente del ΔP , hasta fracciones de gas del 95%, a partir del cual la capacidad de la bomba cae considerablemente afectada por el diferencial de presiones⁶.

La principal desventaja observada en las diferentes aplicaciones realizadas en el campo industrial de las bombas multifásicas de doble tornillo sincronizados es la sensibilidad que ellas tienen en el manejo de la arena presente en los fluidos bombeados, ya que aceleran la erosión y desgaste de los componentes de las bombas.

⁶ Bob Heyl. Multiphase pumping. 24th international pump users symposium.

Figura 4. Elementos de una bomba de doble tornillo.



Fuente: Bob Heyl. Multiphase pumping. 24th international pump users symposium.

Funcionamiento de las bombas de doble tornillo: La bomba multifásica de doble tornillo, es realmente una bomba de cuatro tornillos engranados y ubicados en dos ejes paralelos, los cuales empujan el fluido desde los extremos hacia el centro de la bomba, de donde sale a alta presión. Las bombas multifásicas de doble tornillo constan básicamente de los siguientes elementos:

- Cuatro tornillos ubicados en dos ejes paralelos (uno conductor y el otro conducido) encargados de bombear el fluido dentro de la camisa, desde los extremos al centro de la bomba. Ambos ejes están engranados en uno de sus extremos.
- El eje conductor, el cual recibe el movimiento del motor.
- El eje conducido, el cual recibe el movimiento contrario del eje conductor.

Engranajes Sincronizados (E.S), encargados de transmitir el movimiento del eje conductor al eje conducido y evitan el roce entre tornillos.

- Rodamientos, encargados de soportar los ejes de la bomba, suelen ser de dobles hileras de bolas del lado del motor y de rodillos de lado de los engranajes.
- Caja de engranajes, reservorio de aceite donde va semi-sumergidos los engranajes sincronizadores y los rodamientos de rodillos.

1.5.2 Bombas de cavidades progresivas.

Las BCP son extensamente utilizadas en los pozos como método de levantamiento artificial, no obstante estas bombas han sido adaptadas para trabajar en superficie como bomba multifásica. La BCP está constituida por un elemento rotatorio de metal y un elemento fijo, llamado estator como se muestra en la figura 5. Tabla 1. Ventajas y desventajas de las BCP⁷.

Tabla 1. Ventajas y desventajas de las BCP.

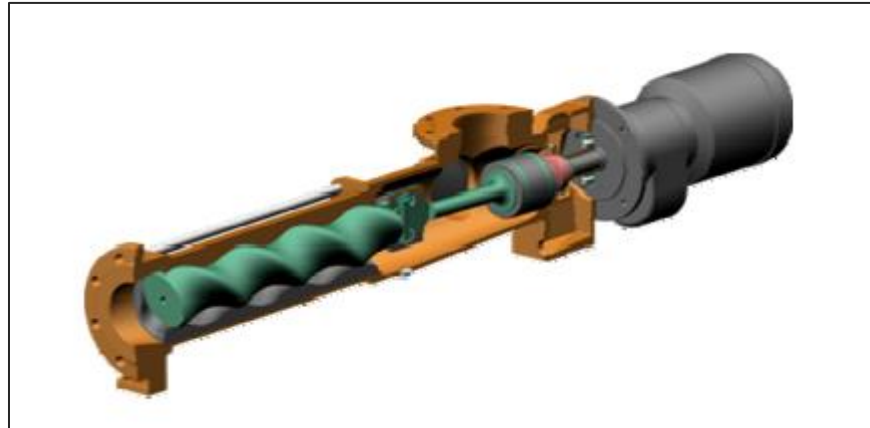
Ventajas	Desventajas
Pueden manejar cierta cantidad de sólidos	Problemas de elastómero con T>300°F
Tasas de flujo hasta 11.000 BPD	No pueden operar “en seco”
Manejan viscosidades altas	Contacto rotor – estator
Dp de hasta 1450 psi	

Fuente: Hernández V. Jonathan. Propuesta de aplicación de bombeo multifásico en los sistemas de transferencia desde las macollas del área de extra pesado, hasta las estaciones de flujo, Distrito Morichal. Tesis de grado Universidad Central de Venezuela, 2012.

⁷ Shippen y Scott. Multiphase as an alternative to conventional separation, pumping and compression. 34th PSIG annual meeting.

Este tipo de bombas son usadas en el bombeo de líquidos altamente viscosos, pastosos, neutrales o agresivos, puros o abrasivos, líquidos gaseosos o líquidos que tienden a convertirse en espuma, incluso líquidos con componentes fibrosos sólidos.

Figura 5. Bomba multifásica de cavidad progresiva.



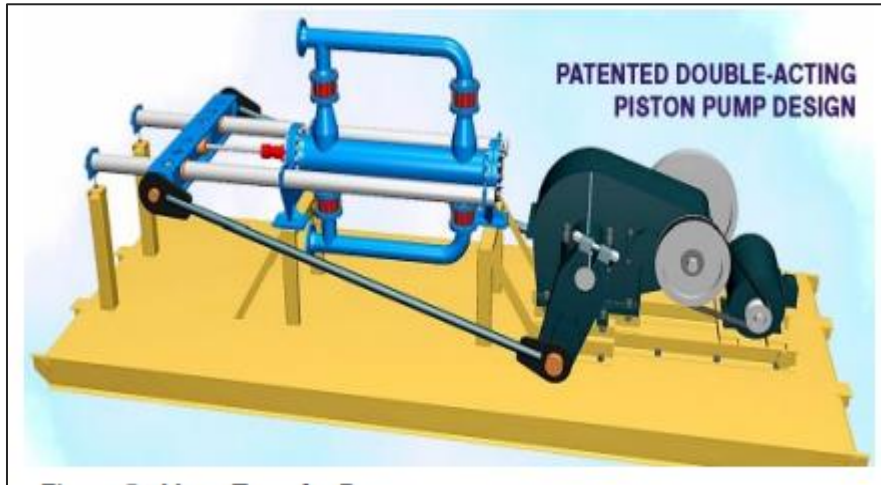
Fuente: Shippen y Scott. Multiphase as an alternative to conventional separation, pumping and compression. 34th PSIG annual meeting.

1.5.3 Bombas de transferencia de masa.

Este tipo de bomba, es una de las más simple para el bombeo multifásico, esta consiste en dos largos pistones que impulsan la mezcla multifásica de petróleo, agua y gas, esta tecnología es efectiva para caudales bajos y moderados, con una capacidad máxima de hasta 100 mil Bbls/d y una presión máxima de descarga de 1400 lpc. La primera bomba de transferencia de masa fue instalada en Junio de 1998 en Canadá, esta bomba es hecha para utilizar el movimiento rotacional de un motor convencional y transferirlos a los pistones⁸, ver Figura 6.

⁸ Shippen y Scott. Multiphase as an alternative to conventional separation, pumping and compression. 34th PSIG an nual meeting.

Figura 6. Bomba multifásica de transferencia de masa.

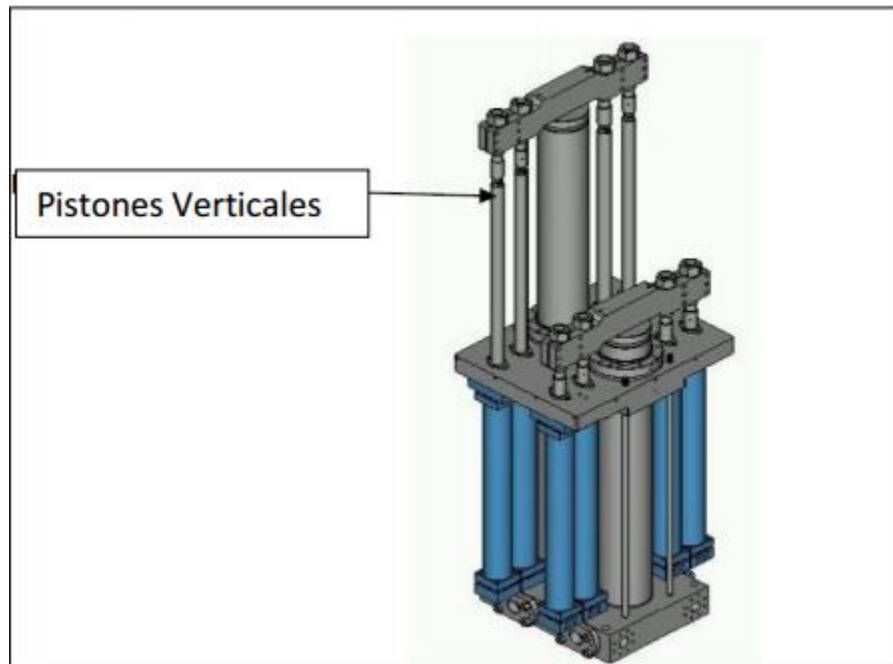


Fuente: Shippen y Scott. Multiphase as an alternative to conventional separation, pumping and compression. 34th PSIG annual meeting.

1.5.4 Bombas multifásicas Rampump.

En 1999 Weatherford introdujo un nuevo sistema de levantamiento artificial, ellos crearon la bomba Rampump. Dicha bomba está compuesta por un pistón vertical que es accionado hidráulicamente como se muestra en la Figura 7, la primera bomba de este tipo se empleó en tierra firme pero recientemente ha sido aplicada a pozos costa afuera, las principales desventajas de estas bombas son que manejan cantidades bajas de arena y la configuración vertical del pistón que el caso de una plataforma ocupa un espacio considerado.

Figura 7. Bomba multifásica Rampump.



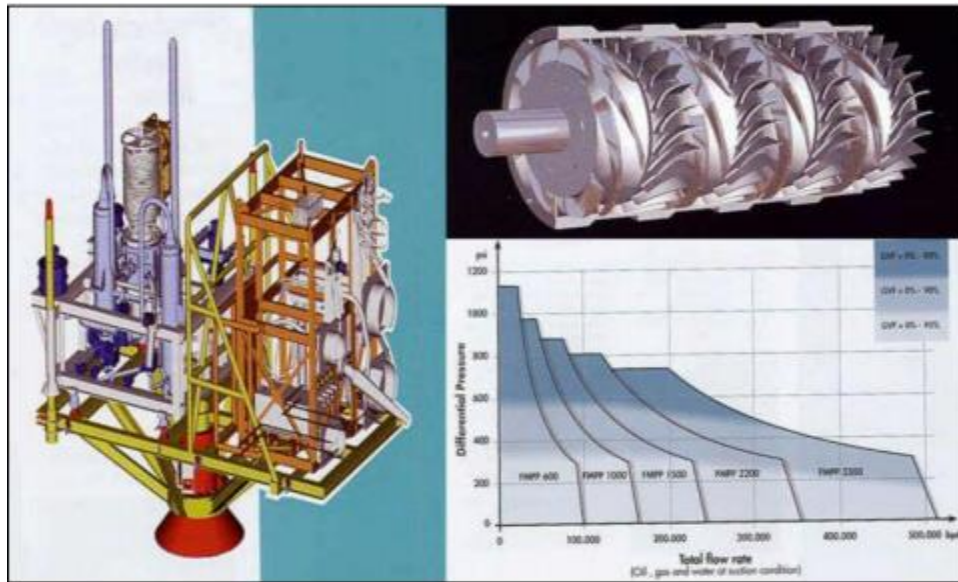
Fuente: Shippen y Scott. Multiphase as an alternative to conventional separation, pumping and compression. 34th PSIG annual meeting

1.5.5 Bombas multifásicas rotodinámicas.

En las bombas rotodinámicas la energía cinética que se transmite al fluido es transformada en energía estática o de presión (Ver Figura 8). Las bombas centrífugas han demostrado que son limitadas para el manejo de los fluidos multifásicos (gas-líquido). Para porcentajes de gas superiores al 15 % se produce la caída brusca del rendimiento de la bomba y el colapso de su capacidad operativa; sin embargo en aplicaciones de subsuelo se están utilizando las BES (bomba electro - sumergible) con éxito en el manejo de mezclas multifásicas. En aplicaciones de superficie no se localizaron referencias que indiquen algún desarrollo con este tipo de diseño⁹.

⁹ Bob Heyl. Multiphase pumping. 24th international pump users symposium.

Figura 8. Bomba de Hélice de tipo Axial Rotodinámica – Diagrama de corte y curvas.



Fuente: Bob Heyl. Multiphase pumping. 24th international pump users symposium.

1.5.6 Bombas helico-axial.

En general se puede decir que estas bombas poseen la capacidad de transportar grandes volúmenes y buena flexibilidad operacional. Pueden trabajar con altas fracciones de vacío de gas FVG lo que hace que la separación posterior de la mezcla transportada sea relativamente fácil. Las bombas helico – axiales, son unidades de compresión de etapas múltiples, donde cada etapa incluye un rotor y un estator como se exhibe en la Figura 9. Las etapas de compresión pueden ser idénticas o colocadas en series diferentes según la relación de compresión que se desea lograr y complementadas con canales hidráulicos que compensan la reducción en el flujo volumétrico debido a la compresibilidad de la mezcla líquido–gas¹⁰. Para el mejor control del manejo del flujo multifásico, las bombas helico-

¹⁰ Bob Heyl. Multiphase pumping. 24th international pump users symposium.

axiales son de velocidad variable; la cual permite adaptarse mejor a los cambios en la densidad del fluido.

Figura 9. Bomba helicon-axial submarina.



Fuente: Bob Heyl. Multiphase pumping. 24th international pump users symposium.

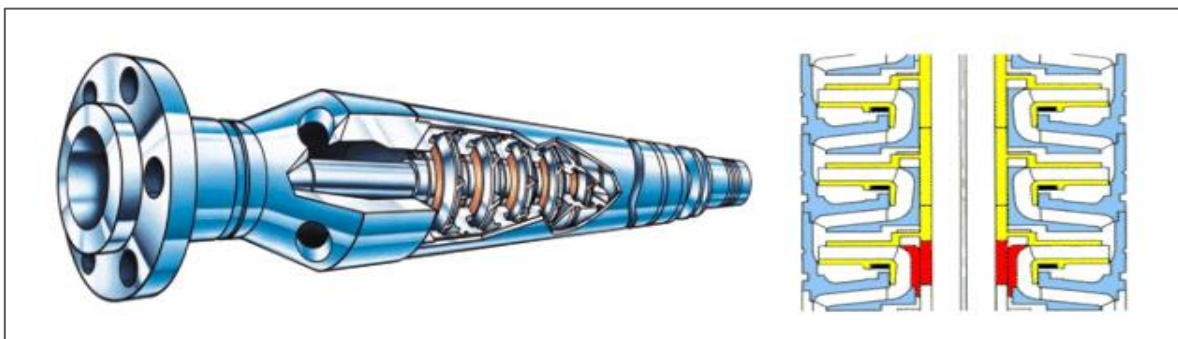
1.5.7 Bombas centrífugas multi-etapas.

Las bombas centrífugas son utilizadas para el bombeo de productos neutrales como agresivos, líquidos puros o contaminados, líquidos fríos o calientes, tóxicos, y líquidos dañinos para el medio ambiente como aguas calientes, aceites lubricantes, emulsiones, aceites térmicos y productos químicos. Una clase de esta bomba centrífuga es la de serie HMU (Ver Figura 10) según su marca. Las bombas de la serie HMU, son bombas centrífugas multifásicas de eje horizontal de aspiración simple, con un soporte silleta ampliamente dimensionado que dota de

una gran rigidez a la máquina, indispensable para el acoplamiento con los motores térmicos.

Estas bombas son el fruto de una larga experiencia de proyecto, fabricación y aplicación en los más diversos sectores de empleo como por ejemplo el aprovisionamiento hídrico, para redes de distribución, uso industrial, sistemas de riego, contra incendio¹¹.

Figura 10. Bomba centrífuga multi-etapas.



Fuente: Shippen y Scott. Multiphase as an alternative to conventional separation, pumping and compression. 34th PSIG annual meeting.

1.6 VENTAJAS DE LAS BOMBAS MULTIFÁSICAS.

El bombeo multifásico se usa para sustituir el sistema convencional de Estaciones de Flujo. En el sistema convencional, la mezcla proveniente de los pozos pasa por separadores de alta y baja presión donde se separa parte del agua y todo el gas de la mezcla. Parte de este gas es liberado al ambiente y la otra parte pasa por un compresor hasta llegar a la planta de tratamiento de gas. El resto de la mezcla (crudo y agua) pasa por otro separador y de ahí va a un tanque de

¹¹ Shippen y Scott. Multiphase as an alternative to conventional separation, pumping and compression. 34th PSIG annual meeting.

almacenamiento de crudo para posteriormente ser bombeado como se definió anteriormente. Como se ha venido definiendo a la instalación multifásicas, debido a la capacidad que tiene este tipo de bombas para manejar la mezcla de gas, agua, crudo y partículas sólidas, la mezcla va de los pozos directamente a la succión de la bomba sin tener que separar los componentes ni pasar por ningún otro equipo, posteriormente es bombeada a la Estación de recolección. Así se podrán obtener las siguientes ventajas de la aplicación de bombas multifásicas con respecto al sistema convencional:

- Incremento de la producción.
- Impacto ambiental positivo (reduce las emisiones de gas al ambiente).
- Un sistema más simple con menor requerimiento de mantenimiento y supervisión (reduce costos de mantenimiento y operación de aproximadamente 30%).
- Menor inversión de capital.
- Con respecto al mantenimiento de la bomba, el hecho de que la camisa y los tornillos sean reemplazables, hacen que éste pueda ser realizado en sitio y con facilidad.

1.7 IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS MULTIFÁSICAS EN CAMPOS DE CRUDO PESADO.

En los campos de crudo pesado hoy en día se implementan bombas multifásicas de diferentes tipos, dependiendo del requerimiento para el despacho de fluidos. Hay bombas centrífugas, y bombas de desplazamiento positivo, estas bombas permiten desplazar altos caudales o levantar altas presiones,, es decir para poder enviar los fluidos al sistema de tuberías de recolección general el fluido debe vencer la presión de entrada que en algunas ocasiones puede llegar hasta los 380 psi. Estas bombas son muy útiles para el despacho de fluidos sin embargo se debe seleccionar el tipo de bomba teniendo en cuenta las características de los fluidos a manejar.

Figura 11. Bombas Roper.



Fuente: Suministrada por la Operadora del campo.

En la figura 11, se muestra una bomba Roper que en este caso es utilizada como cebadora para la siguiente bomba que es una centrífuga la cual tiene la finalidad de levantar presión para que el fluido pueda vencer 60 psi de entrada al sistema.

Figura 12. Bombas de tornillo.



Fuente: Suministrada por la Operadora del campo.

En la figura 12, se observa una bomba de tornillo la cual maneja caudal y presión al mismo tiempo, estas bombas son muy buenas para cuando se manejan fluidos muy viscosos y se necesitan altas tasas de bombeo.

Figura 13. Bomba centrífuga.



Fuente: Suministrada por la Operadora del campo.

En la figura 13 se observa una bomba centrífuga la cual maneja altas tasas de fluido a bajas presiones.

2. PARAMETROS OPERACIONALES DEL SISTEMA.

El campo en estudio cuenta con un sistema de recolección dividido en tres áreas: área norte, área sur y área centro. Para el desarrollo de la implementación de un sistema de bombeo multifásico se trabajará con el área norte del campo, la cual está compuesta por dos ramales A y B.

Específicamente se trabajará con el ramal norte B, ya que en este se encuentra concentrado gran parte de la producción de crudo extrapesado del campo correspondiente a la unidad productora T2. A este ramal pertenecen 29 pozos y están ubicados en los siguientes Clusters; CL26, CL14, CL4, CL9, CL49 y algunos pozos independientes, que están conectados al sistema.

2.1 VARIABLES DE DISEÑO.

La metodología de Análisis Nodal requiere de la mayor cantidad de información del campo, de manera precisa, actualizada y confiable, para que los resultados obtenidos sean representativos. Para el caso específico de la implementación de esta metodología para el campo, en donde la labor es de optimización energética del sistema se define que se requiere la siguiente información, ver tabla 2.

Tabla 2. Información requerida.

INFORMACIÓN REQUERIDA	
Estados Mecánicos	
Ubicación de pozos	
Caudales de producción	
Presiones del Sistema	Presión de cabeza de pozo
	Presión de fondo de pozo
	Presión de yacimiento
Datos de Sistema de Levantamiento Artificial	Frecuencia de Operación
	Corriente del sistema
	Identificación
	Número de etapas
	Profundidad de asentamiento
	Presión de entrada a la bomba
Datos de Sistema de recolección	Longitud de líneas
	Diámetro de líneas
	Cambio de elevación
Caracterización de fluidos	
Pruebas de presión	
Información petrofísica	

2.2 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO.

Se utiliza la caracterización del crudo extrapesado usado en las bases de diseño, con lo cual se cuenta con las siguientes propiedades del fluido, ver tabla 3, 4, 5.

Tabla 3. Características del crudo en estudio.

PROPIEDADES	VALOR
Gravedad API	7 - 9
Viscosidad a 86 °F	248000 cP
Insolubles en nC7	15.16 %w
Carbón Conradson	18.57 %w
Azufre	3.4 %w
Níquel	121.26 ppm
Vanadio	525.95 ppm
Sodio	95 ppm
NN (mg KOH/g)	0.164
Ceras	2.1 %w
Punto de chispa	30-85 °F
Punto de burbuja @ 186 °F	622 Psia
Corte de agua	10 – 90 % Vol
GOR @ Cond. Estándar (14.7 psia & 60 °F)	200 SCF/STB

Fuente: Suministrada por la Operadora del campo.

La viscosidad del crudo extrapesado se muestra en la tabla 4.

Tabla 4. Viscosidad del crudo.

Temperatura	Viscosidad
F	cP
86	5.71e+005
123	28302
131	17656
140	10164
149	6080
167	2411
203	532

Fuente: Suministrada por la Operadora del campo.

La viscosidad de la emulsión entre la mezcla del crudo extrapesado y el agua se muestra en la siguiente tabla 5.

Tabla 5. Viscosidad de la emulsión.

Corte de Agua	Viscosidad de la Emulsión
%	cP
0	4600
2	7500
40	13500
70	7000
75	5500
80	4000
90	1100

Fuente: Suministrada por la Operadora del campo.

Las propiedades del gas asociado al crudo extrapesado se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Propiedades del Gas asociado.

Parámetro	Valor
Peso Molecular	22.88
Densidad @ P y T	0.229 lb/ft ³
Factor de compresibilidad @ P y T	0.9903
Viscosidad @ P y T,	0.013 cP
Poder Calorífico inferior @ P y T	348,000 BTU/lbmol

Fuente: Suministrada por la Operadora del campo.

Para calibrar el modelo de PVT del fluido se utilizan datos de laboratorio obtenidos del ICP, en la tabla se muestra los datos, ver tabla 7.

Tabla 7. Calibración del modelo de PVT del fluido.

	Presión psia	Gas en scf/STB	Factor	Viscosidad del cP	Factor Gas Z	Viscosidad del cP
1	14.69595	0.1	1.02102	1027		0.01372
2	314.6959	41	1.04026	531		0.01396
3						
4						
	634.6959	82	1.05894	292		0.01441
1	1214.696		1.0555	306		0.01571
2	2014.696		1.05125	345		0.0186
3	3414.696		1.04492	454		0.02495
4						
5						

Factor Volu Temperatura 186 F

Correlación Lasater Standing Elsharkawy Standing Lee et Al

1) Datos de Separación Instantánea (Flash) deben ser introducidos en esta tabla, no separación diferencial
 2) Tablas de propiedades de fluido deben ser introducidos para una sola temperatura
 3) Para propiedades de fluido donde ningún dato es introducido el comportamiento del fluido será confiable solamente para la correlación seleccionada

POR DEBAJO DEL Pb
 PUNTO DE BURBUJA
 POR ENCIMA DEL Pb

Fuente: PIPESIM.

2.3 CARACTERIZACION DEL DILUYENTE.

Las características de la Nafta que se utilizará para la dilución del crudo se indican en la tabla 8.

Tabla 8. Propiedades de la Nafta de dilución.

Propiedades	
Punto inicial de ebullición	104 °F
Punto final de ebullición	250-450 °F
Azufre	0.05 – 0.15 %w
Corrosión al Cobre	1
API	58 – 65°
Gravedad Específica	0.72 – 0.747
Presión de vapor Reid	7.1 psia

Fuente: Suministrada por la Operadora del campo.

La Nafta tiene una gravedad API de 62.

Sus respectivas viscosidades son:

Viscosidad a 59 °C = 0,52 cp

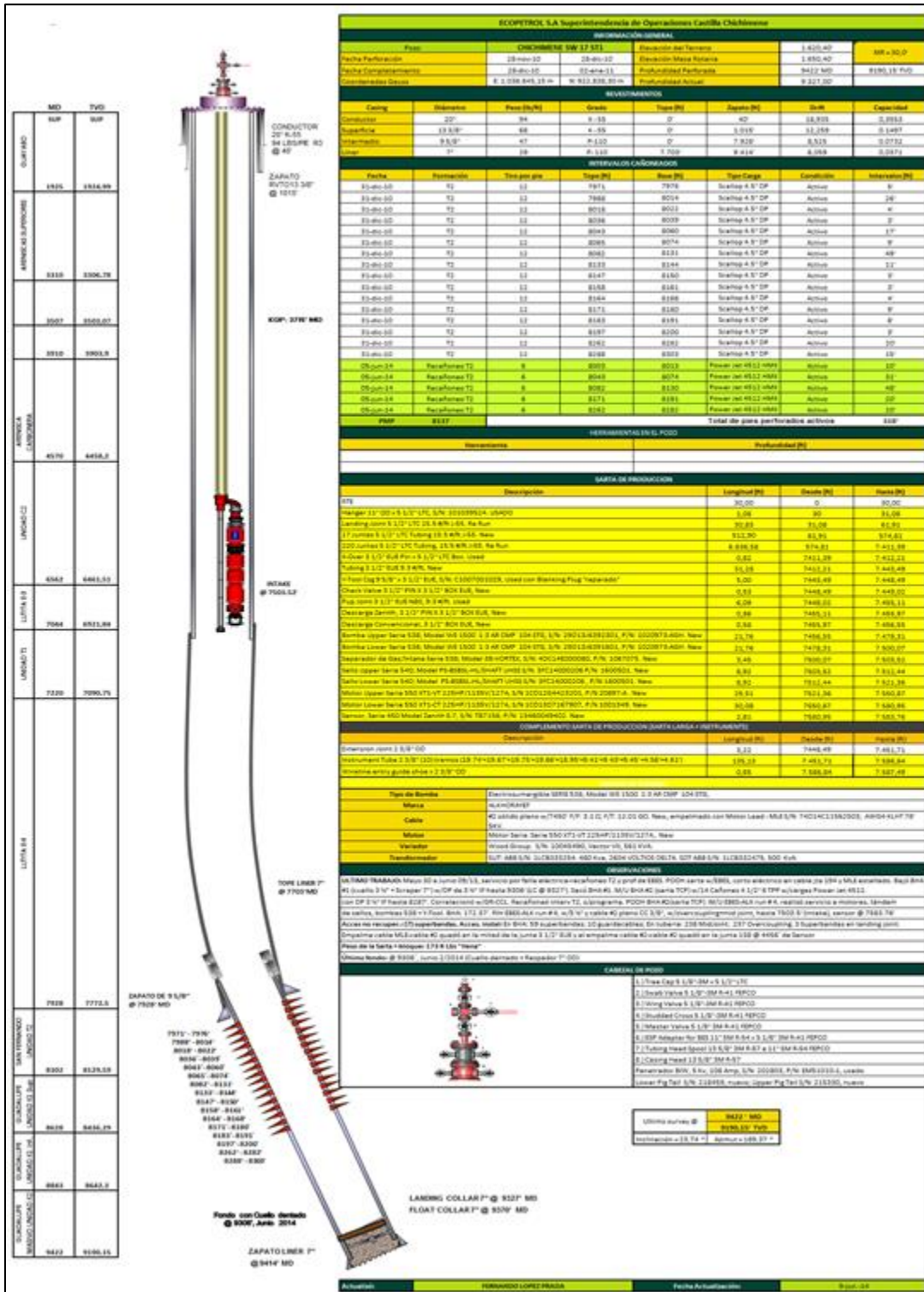
Viscosidad a 86 °C = 0,46 cp

Las condiciones a las cuales debe ser inyectado cada diluyente a 84 °C y dependiendo de la cantidad que se necesite para aliviar la presión en las líneas de flujo.

2.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POZO.

Los pozos del ramal norte B del campo están trabajando con un sistema de levantamiento artificial ESP, el cual consta de las siguientes partes, ver figura 14. En el estado mecánico del pozo está contemplado el sistema de tuberías de revestimiento y de producción, junto con el sistema de levantamiento artificial, en el cual se especifican sus características principales.

Figura 14. Estado mecánico del pozo.

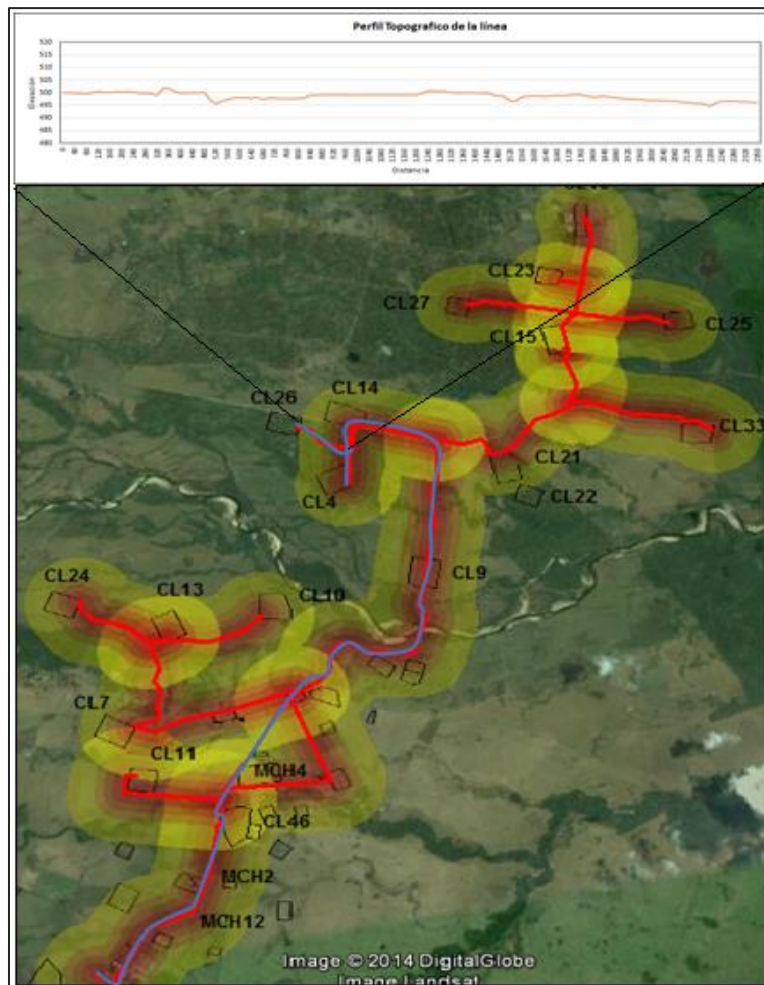


Fuente: Suministrada por la Operadora del campo.

2.5 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE SUPERFICIE.

El ramal norte B recolecta la producción del área nor-oriental del campo. Está formada por una línea de 16" que inicia en las inmediaciones del Cluster CL-26 y en recorridos similares llega hasta la estación del campo. Esta línea está interconectada al CL14 Y CL4, luego se comunica con el CL-09 y en los múltiples de los pozos CH-04, CH-02 y CH-12. Cada uno de los pozos tiene una línea de 6" hasta el múltiple de recolección. También se obtiene los perfiles de elevación y distancia para poder describir todo el sistema en su estado real, ver figura 15.

Figura 15. Ramal de recolección norte B.



Fuente: Suministrada por la Operadora del campo.

3. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN.

El campo en estudio representa en la actualidad uno de los focos de desarrollo más importante para la operadora, donde el objetivo es buscar alternativas para optimizar su producción y de esta manera lograr mayor rentabilidad con este fin existen estrategias tales como analizar las condiciones actuales del campo, sus requerimientos y posibles opciones para su mejoramiento. Es de vital importancia fijar las mejores condiciones operacionales del sistema actual para conseguir resultados óptimos en proyectos posibles para el desarrollo del campo.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado la implementación de un sistema de bombeo multifásico ayudará a la disminución de la presión del sistema y por ende incrementaría la producción del mismo.

3.1 METODOLOGÍA DE ANALISIS NODAL

Haciendo uso del software PIPESIM desarrollado por la compañía Schlumberger se realizó la evaluación de las curvas de operación de la bomba utilizada en cada pozo por medio de la simulación del proceso de producción. Esta simulación se realiza para evaluar el comportamiento real de producción del ramal norte B con la implementación de una bomba multifásica, la cual ayude a interpretar el comportamiento del sistema con una disminución de presión del mismo.

Para realizar el análisis nodal es necesario adquirir información específica referente a las condiciones actuales del pozo, como se muestra a continuación:

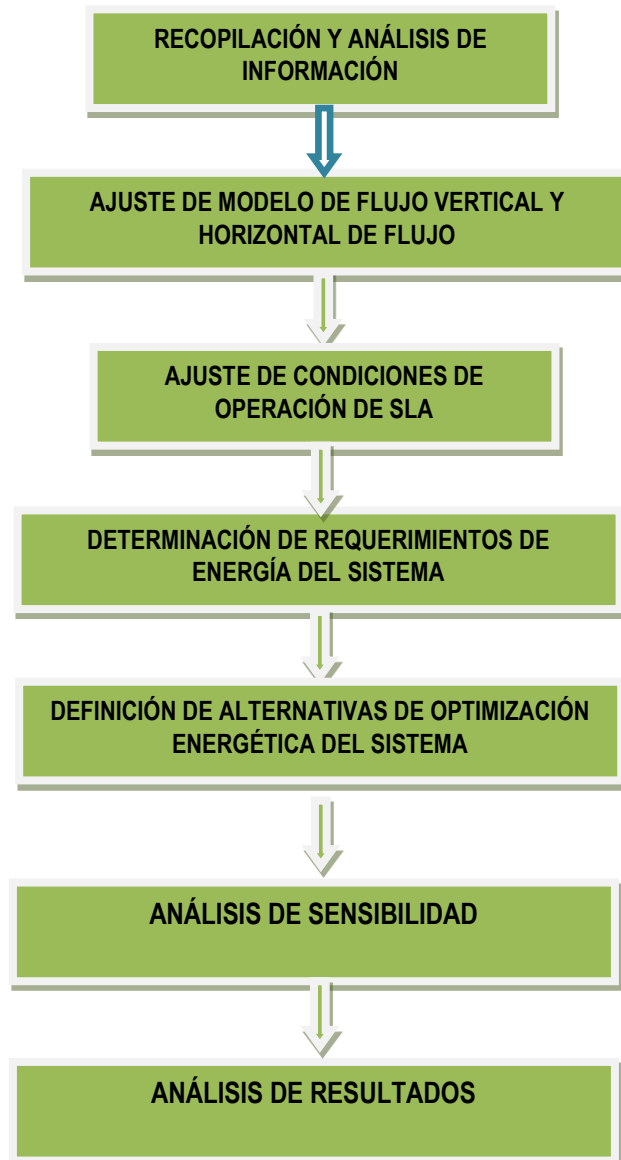
Pruebas de Producción: GOR, S&W, API, GE gas, viscosidad, caudal, frecuencia de la bomba, WHP (antes y durante la prueba), WHT.

Estados Mecánicos: Especificaciones y configuración de la tubería, data del sistema de levantamiento artificial, PMP, Survey de pozo.

Propiedades del Yacimiento: Presión y temperatura de yacimiento

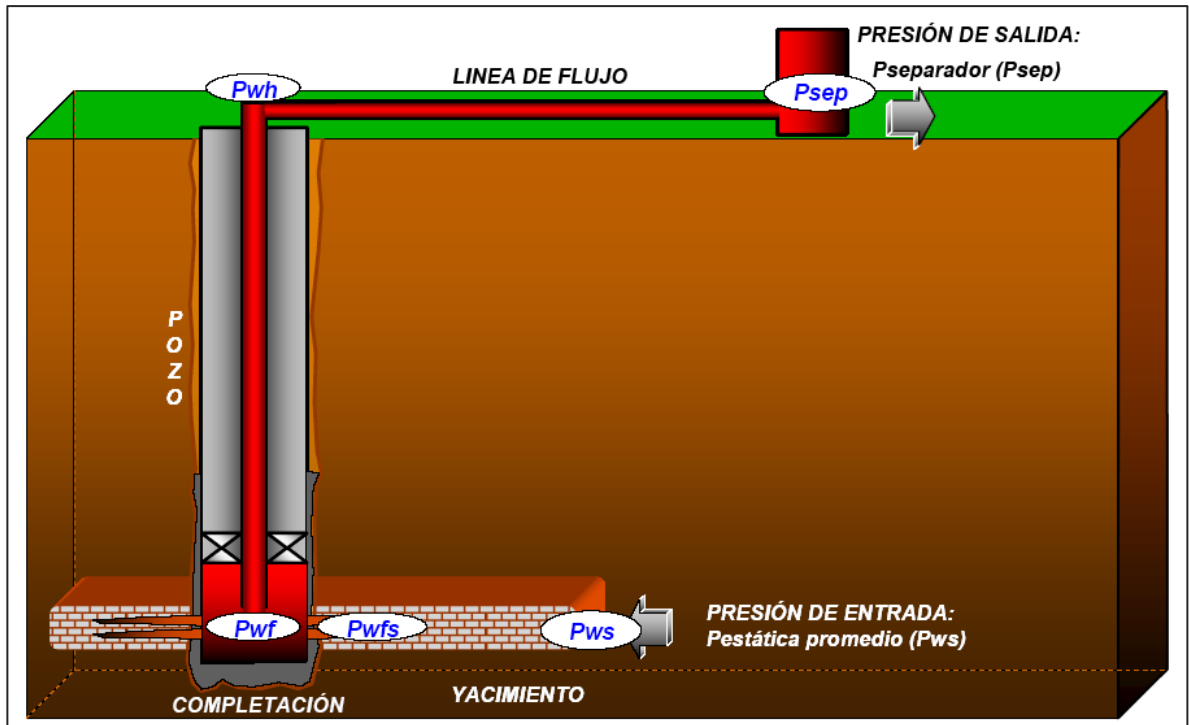
Para el desarrollo del análisis nodal se estableció una metodología la cual se describe en la figura 16.

Figura 16. Para la realización del Análisis Nodal se plantea desarrollar las siguientes actividades.



De tal modo, los puntos de mayor incidencia en el análisis son los nodos que representan el sistema de levantamiento artificial, la cabeza de pozo y los nodos de recolección, que en la siguiente gráfica corresponden a la presión de separador como nodo de llegada, ver figura 17.

Figura 17. Sistema de nodos.



Fuente: Production optimization using nodal analysis B.D 2003.

Para alcanzar el objetivo, se propone entonces enfatizar el desarrollo en los siguientes nodos (figura 17):

Fondo de pozo: se determina el aporte de fluidos del pozo en función del comportamiento del Índice de productividad.

Sistema de levantamiento Artificial: se establece el requerimiento energético para el manejo de los volúmenes que el pozo puede aportar.

Sistema de recolección: Se establecen los requerimientos de presión en cabeza de pozo para asegurar una presión de llegada a tratamiento, mediante alternativas de incremento de energía del sistema de levantamiento o esquemas de dilución para aliviar la presión en cabeza mediante reducción de pérdidas. En la figura 18 se observa la información necesaria para realizar dicho estudio.

Figura 18. La información requerida, se presenta discretizada en el siguiente diagrama.

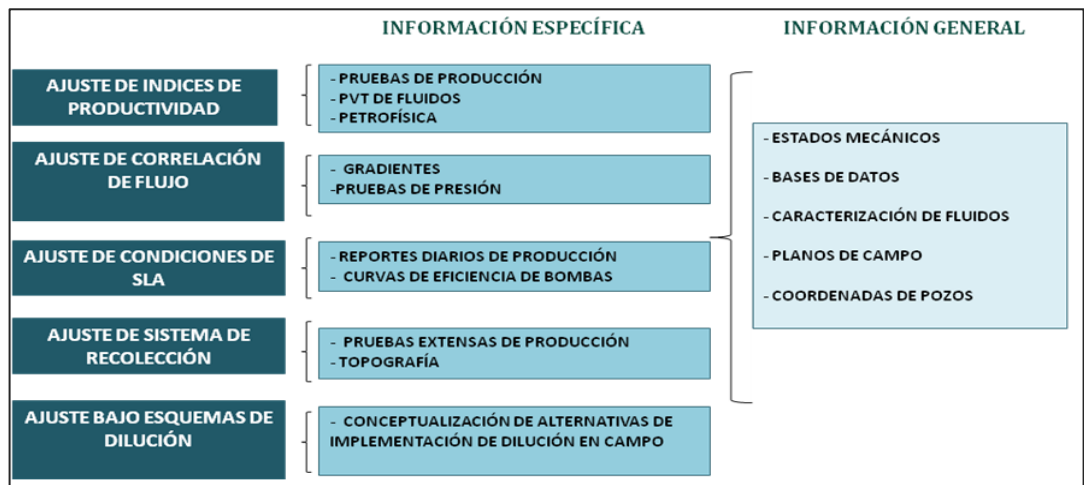
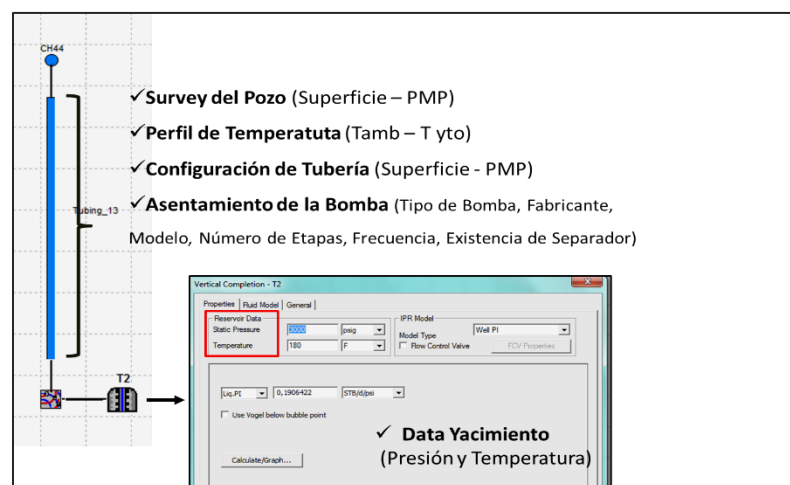


Figura 19. Módulo de caracterización del pozo.

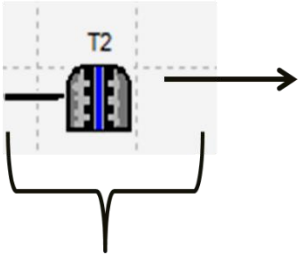


Fuente: PIPESIM.

En la figura 19 está el modelo de pozo en el cual se suministra la información necesaria para adecuar el flujo del petróleo hasta la superficie. La caracterización de fluido es parte esencial en el ajuste del pozo y más cuando se simulan pozos de crudo extrapesado; para asemejar el comportamiento del pozo a condiciones reales se emplean correlaciones de flujo vertical y correlaciones para el aceite saturado, sub saturado y en emulsión, estas fueron validadas por el personal de ingeniería de la operadora. Para la caracterización del crudo muerto o sin gas en solución se emplea una tabla de temperatura vs viscosidad y para la emulsión una tabla de S&W vs viscosidad de la emulsión; resultados provenientes de un estudio de laboratorio al fluido, esta es diferente de acuerdo a la formación de la cual produce el pozo. En este caso contamos con la formación productora San Fernando T2 (crudo pesado), ver figura 20.

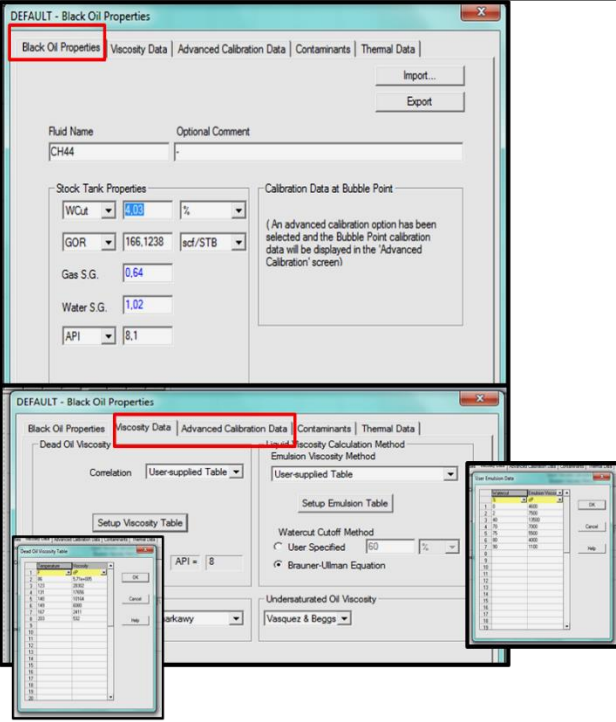
Figura 20. Módulo de caracterización de fluidos.

Yacimiento



Se define B&W, GOR, Gravedad específica del gas y agua y Gravedad API.

Con la Gravedad API y las correlaciones establecidas se carga la tabla de Viscosidad y Emulsión para Caracterizar el Fluido al igual que el ajuste PVT.



Fuente: PIPESIM.

3.2 DATOS DE LA PRUEBA DE PRODUCCIÓN.

La información de los fluidos producidos se obtiene a través de pruebas de producción que se le realizan a los pozos, las cuales arrojan el potencial de producción que tiene cada pozo bajo los parámetros de operación tanto del sistema de levantamiento artificial como las facilidades de superficie. En la tabla 9 se muestran los resultados de una prueba realizada a un pozo del campo en estudio, esta información luego es incorporada al simulador para representar el comportamiento real de la producción de un pozo.

Tabla 9. Resultados de una prueba de producción de un pozo.

<i>Presión de Yacimiento: 2650,0 psig</i> <i>Temperatura de Yacimiento: 186 °F</i> <i>Formación productora: San Fernando T2</i> <i>Tipo de Bomba: Centrífuga P23</i>													
Condiciones de pozo				Producción					Propiedades del Fluido				
WHP (psi)	PIP (psi)	Temp (°F)	Frec (Hz)	Fluido Total (BFPD)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Gas (KPCD)	GOR (Scf/STB)	S&W (%)	Gas S.G	%API	μ (cp) 150 °F	μ (cp) 180 °F
65	490,0	118,2	46	332,8	319,36	13,48	0	0	4,05	--	8,2	4556	1204
Datos de la Prueba de Producción													
Fluido total (STB/d)	WHT (F)	PIP (psi)	DD (psi)	Pwf (psi)	Head Factor	U (Btu/hr /ft ² /°F)	EF Bomba (%)	IP (STB/d/psi)	AOFP (BFPD)				
332,87	118,2	489,9	1755,5	744,5	0,8231	0,72	24,02	0,1896	472				

Fuente: Suministrada por la Operadora del campo.

Plasmado el montaje del pozo se procede a realizar el ajuste, este se basa en representar las condiciones del pozo de acuerdo a la prueba seleccionada para el estudio; se emplea como parámetro de ajuste la temperatura en superficie WHT, y la presión de entrada a la bomba PIP. Los parámetros de ajuste son: el coeficiente de transferencia de calor y el factor de carga de la bomba que da una idea de la eficiencia de esta. Ajustado el pozo a las condiciones de la prueba seleccionada podemos evaluar su desempeño u optimización realizando sensibilidades de frecuencia o variaciones en la presión de superficie WHP ó según parámetro a evaluar.

3.3 MODELO DEL FLUIDO

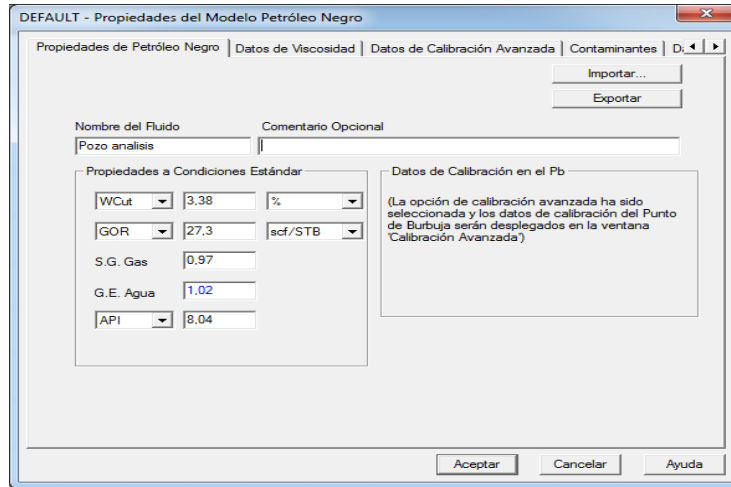
Con el fin de representar el crudo extrapesado, se seleccionó el modelo Black Oil (Petróleo Negro), ya que los efectos de transferencia de masa entre las fases existentes en el desplazamiento del fluido no se consideraron.

Se muestra inicialmente la pantalla de inicio del simulador donde en la pestaña Configurar se selecciona Petróleo Negro para iniciar con el establecimiento del modelo de fluido, a continuación se desplegará una ventana para introducir las Propiedades del Modelo Petróleo Negro, ver figura 21.

Se resalta la ubicación de la gravedad específica del gas, siendo un valor que se establece pero como bien se sabe, no existe presencia considerable de gas en el yacimiento de estudio.

Se procede a establecer la Viscosidad del Petróleo Muerto, para lo cual se introduce la tabla de viscosidades seleccionando en Correlación User-Supplied Table y luego Especificar Tabla de Viscosidades, ver figura 21.

Figura 21. Propiedades del modelo de petróleo negro.



Fuente: PIPESIM.

Figura 22. Tabla de viscosidades del petróleo muerto.

	Temperatura	Viscosidad
1	F	cP
2	86	5.71e+005
3	123	28302
4	131	17656
5	140	10164
6	149	6080
7	167	2411
8	203	532
9		

Fuente: PIPESIM.

En la parte inferior se deben seleccionar las correlaciones que representarán el comportamiento del crudo vivo y el crudo bajo saturado. Para llevar a cabo la selección, se tienen rangos para los parámetros representativos del crudo sacados de la literatura. Las correlaciones que se ajustaron al comportamiento son, ver tabla 10.

Tabla 10. Correlaciones de crudo vivo y crudo bajo saturado.

CORRELACIÓN VISCOSIDAD DE CRUDO VIVO	NÚMERO DE DATOS	PRESIÓN EN PUNTO DE BURBUJA (PSIA)	TEMPERATURA (°F)
Elsharkawy (1959)	457 ¹²	132 -5645	72 – 292
CORRELACIÓN VISCOSIDAD CRUDO BAJO SATURADO	NÚMERO DE DATOS	TEMPERATURA (°F)	GAS SATURADO EN EL CRUDO (CP)
Vázquez and Beggs (1994)	5321 ¹³	80 – 320	0.096 – 586

A continuación, en los Datos de Calibración Avanzada, se selecciona Calibración Multipunto y se introducen valores de presión antes y después de la presión de burbuja, estableciendo también la temperatura de yacimiento. También se debe seleccionar la correlación que más se ajuste a cada parámetro introducido basándose en datos empíricos, los cuáles sugieren las siguientes correlaciones, ver tabla 11.

Tabla 11. Correlaciones para crudo extrapesado.

Correlaciones Recomendadas¹⁴	Crudo Extra pesado (API < 10)
Relación gas en Solución	Standing
Factor Volumétrico	Vasquez and Beggs

Al variar las opciones disponibles en la selección de correlaciones en los tres parámetros principales, se definieron las correlaciones, cuyo orden de izquierda a derecha son: Standing, Vasquez Beggs y Chew & Connally; ya que como resultado de estas se llegó a un buen ajuste de la temperatura de yacimiento (186

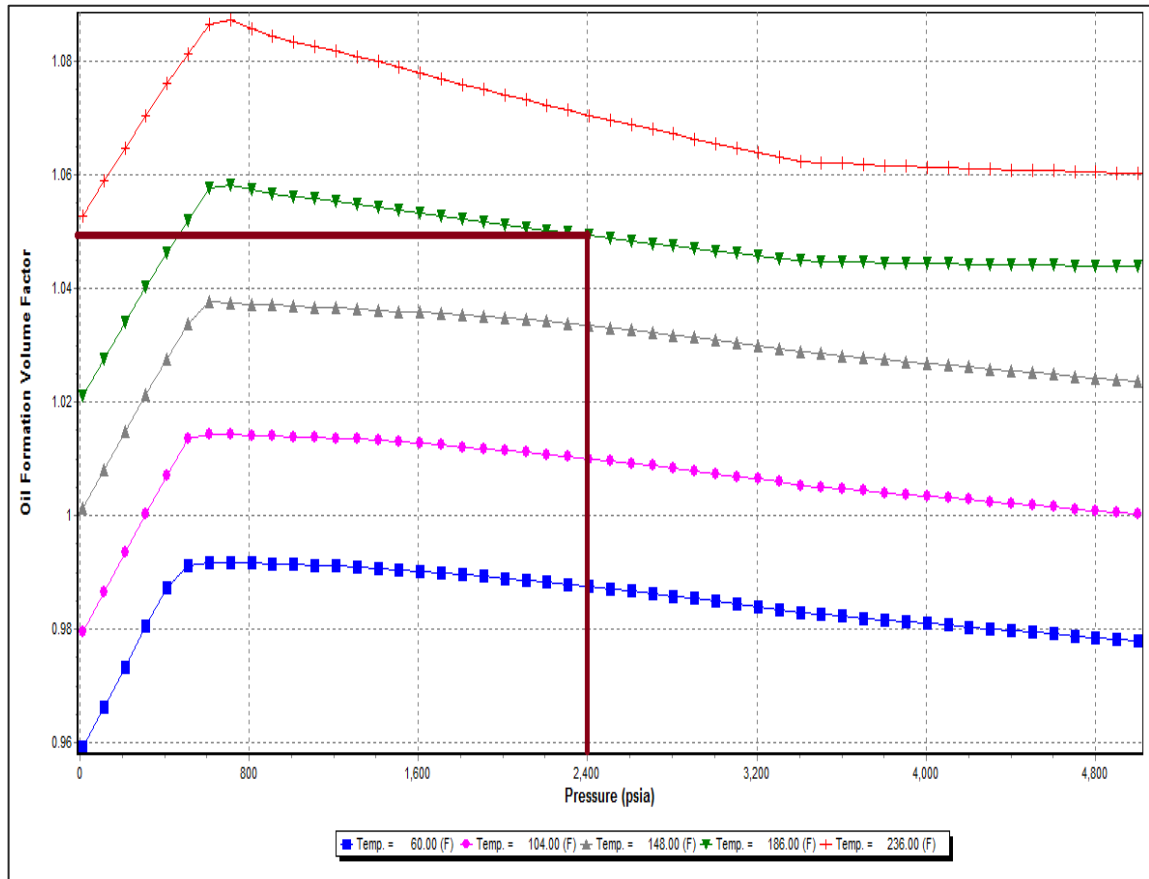
¹² Correlación basada en 457 datos de Canadá, Estados Unidos y Sur América.

¹³ Correlación basada en la en la correlación de Beal (ajustada por Standing) con el uso de regresiones no lineales con 3558 puntos de datos.

¹⁴ SPE30316 -Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils by De Ghetto et al.

F) cuando se grafica el factor volumétrico de formación de aceite con las presiones establecidas, ver figura 23.

Figura 23. Ajuste de la temperatura de yacimiento.



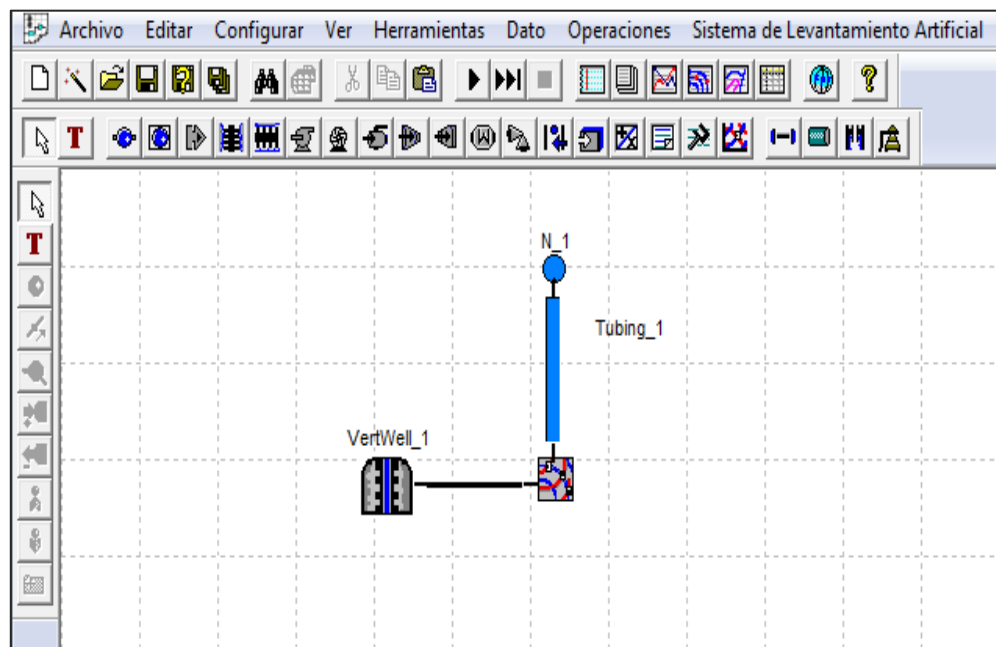
Fuente: PIPESIM.

3.4 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE POZO.

Para el establecimiento del pozo es necesario contar con la tabla de herramientas presente en la interfaz del software, una variedad de iconos que representan características y equipos de análisis necesarios para la construcción o representación de diferentes sistemas. A continuación se muestra la construcción del pozo vertical desviado, el cual está basado en datos reales de un pozo en estudio.

Se selecciona el tipo de pozo con el ícono llamado Terminación Vertical, el cual va hacia un Punto de Análisis Nodal los cuales se vinculan mediante un Conector. Se ubica un Nodo el cual es conectado al Punto de Análisis Nodal mediante una Tubería de Producción o Tubing, ver figura 24.

Figura 24. Construcción del modelo de pozo.



Fuente: PIPESIM.

Ahora se proporcionan los datos del pozo desplegando las opciones de la Terminación Vertical, donde se comienza introduciendo los Datos de Yacimiento, Presión y Temperatura. Además, se establece un índice de productividad proporcionado por la comparación entre los diferentes modelos IPR, seleccionando el que se aproxime más al valor real proporcionado por datos de campo.

Se introducen datos para la selección del modelo que son valores de caudales a diferentes presiones de fondo, dichos valores se obtienen mediante las correlaciones correspondientes y datos propios del yacimiento, ver figura 25.

Figura 25. Datos de yacimiento del pozo.

The screenshot shows a software window titled "Terminación Vertical - VertWell_1" with three tabs: "Propiedades", "Modelo de Fluido", and "General". The "General" tab is active. It contains two main sections: "Datos de Yacimiento" and "Modelo IPR".

Datos de Yacimiento:

- Presión Estática: 2400 psia
- Temperatura: 186 F

Modelo IPR:

- Tipo de Modelo: Well PI
- Válvula de Control de Flujo (VCF) Propiedades "VCF"

Below these sections, there is a field for "Liq.PI" with a value of 1.2747492 and units of STB/d/psi. There is also a checkbox labeled "Usar Vogel por debajo del punto de burbuja" which is currently unchecked. A "Calculate/Graph..." button is located below the checkbox.

At the bottom of the window are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

Fuente: PIPESIM.

El modelo T2 fue desarrollado con el fin de reproducir el comportamiento IPR óptimamente, agrupando variables propias de los crudos extrapesados, variables que los demás modelos no tienen en cuenta o no con la misma relevancia. La aplicación de las ecuaciones para reproducir el modelo T2 se atribuyen a crudos extrapesados con las siguientes características: API rango entre 8 y 12, BSW máximo del 50%, permeabilidad en rango de 1 a 4 Darcy y espesores entre 15 y 250 ft.¹⁵

A continuación se muestra la comparación de los diferentes IPR para cada correlación aplicada, todas comparadas con el IPR real, donde se identifica una aproximación o un menor porcentaje de error con el IPR arrojado por el modelo T2, ver tabla 12.

Tabla 12. Comparación de modelos IPR.

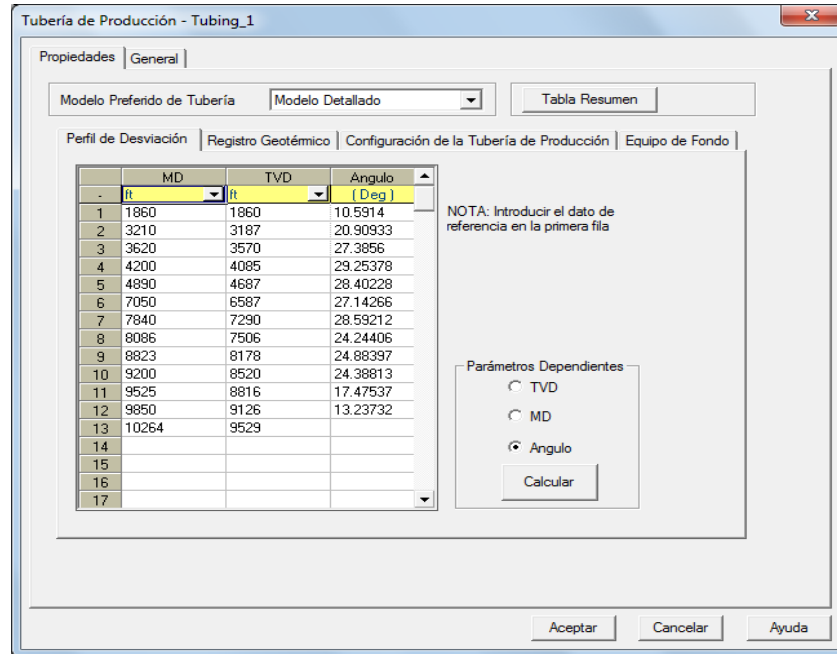
MODELO	IPR (Stb/día/psi)	% ERROR
Fetkovitch	1,1259	14,18
Pseudo estable	1,1473	12,55
Vogel	1,0846	17,33
Well PI	1,2747	2,842
Real	1,3120	-

Partiendo del análisis de los modelos IPR con la finalidad de seleccionar el que más se ajusta a la realidad para continuar con el proceso de simulación, se escoge el modelo Well PI y se establece el valor IPR como 1.2747 Stb/día/psi. A continuación, se ingresan los valores referentes a la segunda parte del sistema, la cual expone el Tubing y los equipos que lleva consigo. Se inicia introduciendo los

¹⁵ GUARIN, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extrapesados con movilidad caso formación San Fernando. 2011.

valores del Perfil de Desviación, los cuales son proporcionados por el estado mecánico del pozo, ver figura 26.

Figura 26. Perfil de desviación del pozo.

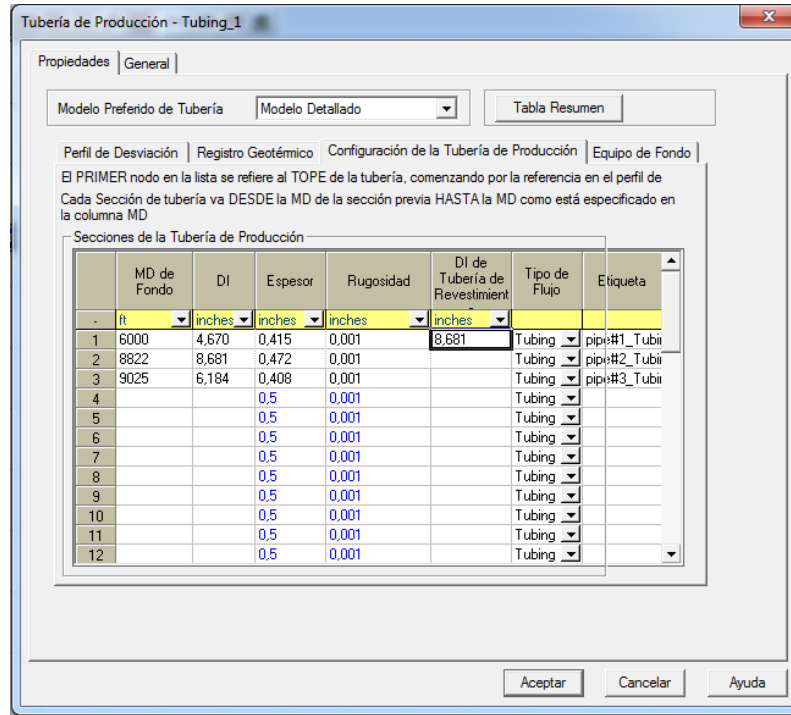


Fuente: PIPESIM.

En la sección llamada Registro Geotérmico se introducen dos nodos de temperatura, uno a cada extremo de la tubería, donde se hace referencia a la temperatura de yacimiento a su respectiva profundidad y a la temperatura ambiente a 0 ft. Además se debe realizar un ajuste al valor del coeficiente global de transferencia de calor (U), el cual se efectúa luego de establecida la correlación de flujo del sistema.

Paso seguido, en Configuración de la Tubería de Producción se introducen las longitudes y los diámetros de cada sección en la estructura del completamiento del pozo, sacado del estado mecánico, ver figura 27.

Figura 27. Completamiento del pozo.



Fuente: PIPESIM.

Antes de establecer el Equipo de Fondo se debe asegurar que exista una correlación de flujo que represente el movimiento de los fluidos del yacimiento a hueco abierto o en producción primaria, es decir, sin sistema de levantamiento que se va a aplicar.

Con el fin de encontrar la correlación que se debe ajustar al flujo, se hizo una revisión de diferentes análisis del campo basados en proyectos realizados y se identificó la correlación de Ansari como la que mejor se ajusta al comportamiento de los flujos en este yacimiento.¹⁶

¹⁶ ZAFRA, René. Ajuste de las curvas de operación de las bombas del sistema de levantamiento bombeo electrosumergible (BES), por viscosidad y densidad en presencia de un crudo extrapesado.

Terminado el ajuste para el flujo multifásico, se procede a sensibilizar el valor del coeficiente global de transferencia de calor (U) dentro del Perfil Geotérmico con el fin de obtener las temperaturas de 186 ° F y 90 ° F en la tabla de Data. Siendo el primer dato el valor de 186 ° F y al final el valor de 90 ° F, al graficar a través del Perfil de Presión/Temperatura Elevación vs temperatura; haciendo referencia a la temperatura de yacimiento y a la temperatura ambiente. El proceso del ajuste consiste en incrementar o disminuir el valor de U para llevar la temperatura al valor de 90 ° F, ver figura 28.

Figura 28. Ajuste del perfil geotérmico.

	Temperature (F)	Elevation (ft)
1	Flowrate=8.8	Flowrate=8.8
3	185,996	-9.528,0266
4	186,039	-9.528,0266
5	186,039	-9.528,0266
6	182,2391	-9.126,
7	181,6835	-9.099,2923
8	179,0257	-8.816,
9	176,0535	-8.520,
10	172,6431	-8.178,
11	172,5508	-8.177,0882
12	166,0674	-7.506,
13	164,8156	-7.422,5854
14	163,5144	-7.290,
15	156,8303	-6.587,
16	155,8564	-6.535,1019
17	147,564	-5.655,4722
18	138,7019	-4.775,8426
19	137,2482	-4.687,
20	561,2529	-4.687,
21	131,5553	-4.085,
22	129,3853	-3.899,4224
23	126,1619	-3.570,
24	122,3358	-3.187,
25	120,0581	-2.971,7311
26	110,6929	-1.988,7682
27	108,8075	-1.860,
28	100,5642	-991,
29	90,5058	0,
30		

Fuente: PIPESIM.

3.4.1 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Terminados los ajustes para el flujo y la temperatura del pozo, se inicia con la implementación del sistema de levantamiento a la profundidad de asentamiento. En la opción de la Tubería de Producción, se va a la pestaña referente al Equipo de Fondo y se selecciona BES, donde se introduce también la profundidad de dicho equipo, ver figura 29 y 30.

Figura 29. Sistema de levantamiento artificial del pozo.

	Equipo	MD	Propiedades	Etiquetas
-		m		
1	ESP	1561,5	Properties	#1_Tubing_1
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				

Fuente: PIPESIM.

Figura 30. Propiedades del sistema de levantamiento artificial.

Selección de BES

Curvas de Desempeño | Curvas de Velocidad Variable

Datos de BES/Bomba/Compresor | Tabla de Comportamiento

Seleccionar Datos Base

BES Bomba Genérica Compresor

Fabricante: Centrifliff

Modelo: P23

Selección Avanzada...

Diámetro: 5,38 inches

Caudal Mínimo: 1200 bbl/d

Caudal Máximo: 2900 bbl/d

Velocidad Base: 60 hz

Datos de Diseño

Velocidad: 52 hz

Etapas: 139

Factor de Carga: 0,99 fracción

Opción de Cálculos

Corrección por Viscosidad

Separador de Gas Presente

Eficiencia del Separador (%): 80

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: PIPESIM.

Para el pozo de estudio se define una bomba Centrifliff P23 a una velocidad de 52 Hz; además se implementarán las curvas corregidas para este mismo fabricante y modelo bajo las mismas condiciones con el fin de hacer contraste, analizando variables y parámetros relevantes dentro del sistema de producción. El factor de carga real para cada bomba, se hallará una vez sean ajustadas la presión de fondo, la presión de entrada y salida de la bomba.

Instaurada la bomba y sus parámetros operacionales, se procede a ajustar el Factor de Carga, estableciendo las presiones a lo largo del sistema de producción. En el Perfil de Presión/Temperatura se grafica Elevación vs Profundidad con el fin de que la gráfica muestre el cambio de presiones a lo largo del sistema y el potencial de producción que se puede llegar a obtener según el simulador. El cambio de presiones debe ser ajustado por medio del Factor de Carga, ver tabla 13.

Tabla 13. Presiones de campo.

Pyac (Psi)	2675
PIP (Psi)	431
TPH (Psi)	269

El factor de carga es un modificador de la eficiencia de la bomba por lo que posee rangos normalmente admitidos desde 0.6 a 1.2, existiendo también excepciones debido al tiempo de uso de la bomba, ya sea que la bomba se encuentre nueva o desgastada.¹⁷

Para realizar el ajuste de las curvas de desempeño de la bomba, lo primero que debe hacerse es identificar el proveedor de la bomba, cada bomba tiene su curva de eficiencia, generalmente las empresas corren esta curva a 60 Hz en una etapa para un fluido estandar (agua) y van generando la curva correspondiente a cada bomba de acuerdo al numero de etapas, con estas curvas se alimenta el simulador, pero en muchas ocasiones vienen incluidas dentro de los software de simulacion, si no viene incluida se debe buscar los datos de la tabla y agregarla manualmente para realizar el ajuste.

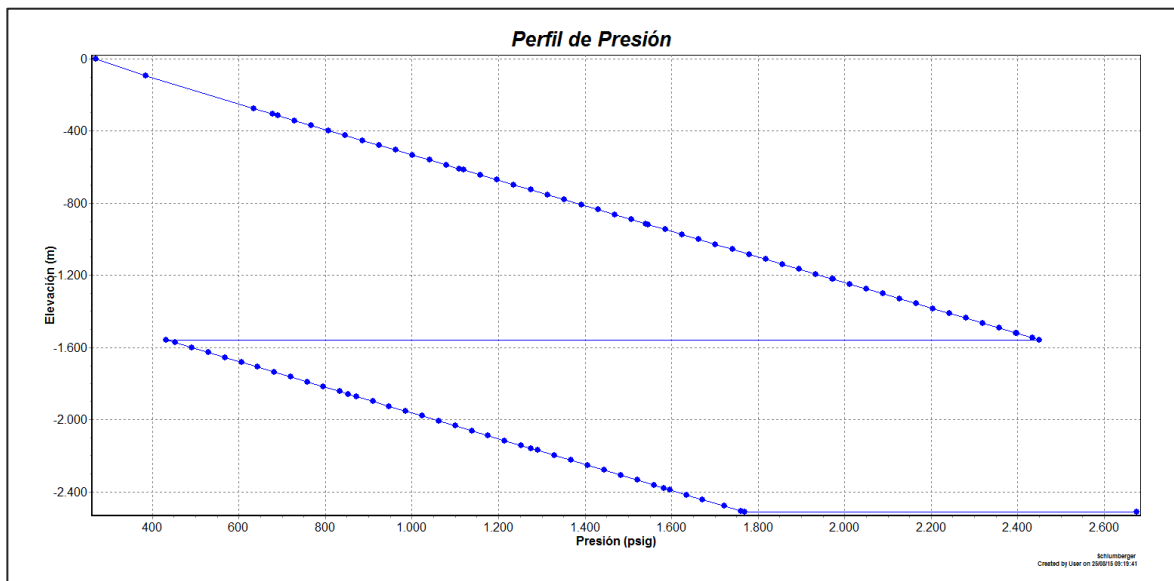
Para el ajuste se deben tener en cuenta principalmente dos parametros, la temperatura en cabeza de pozo y el factor de carga, este último es el que define la

¹⁷ Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo chichimene, Claudia Gómez, Ferney Bohórquez, Universidad industrial de Santander, 2010.

eficiencia de la bomba, variando el valor en el factor de carga se debe llegar a las presiones establecidas, que se obtiene de las pruebas de producción.

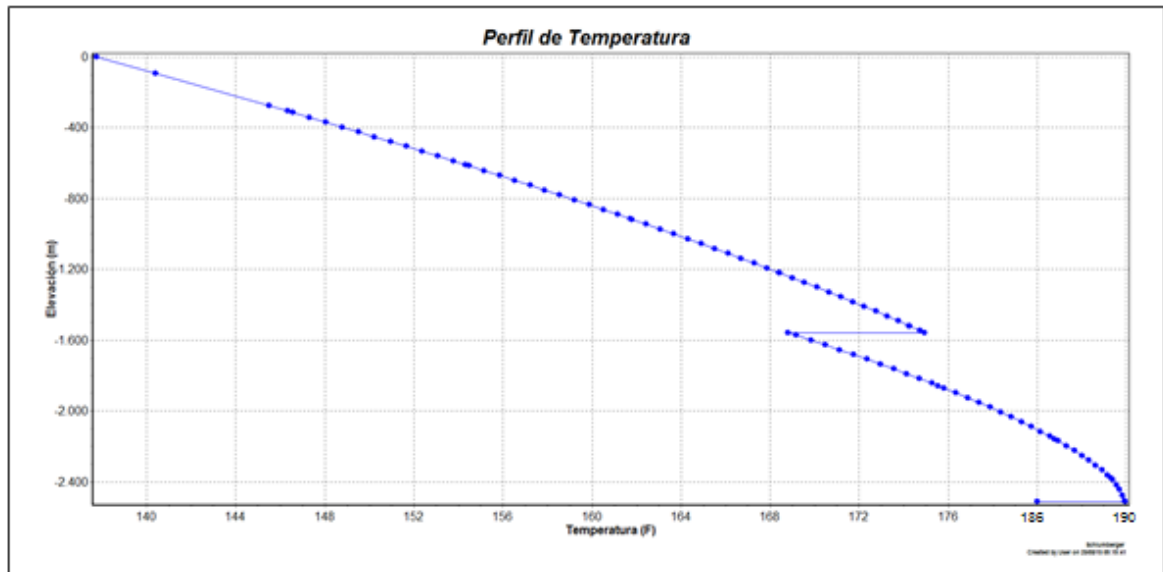
Luego de ajustar las condiciones de los pozos con los perfiles de presión y temperatura ver figura 31 y 32, se construye el modelo del sistema de recolección, es decir las facilidades de superficie.

Figura 31. Perfil de ajuste de la presión del sistema de pozo.



Fuente: PIPESIM.

Figura 32. Perfil de ajuste de la temperatura del sistema de pozo.



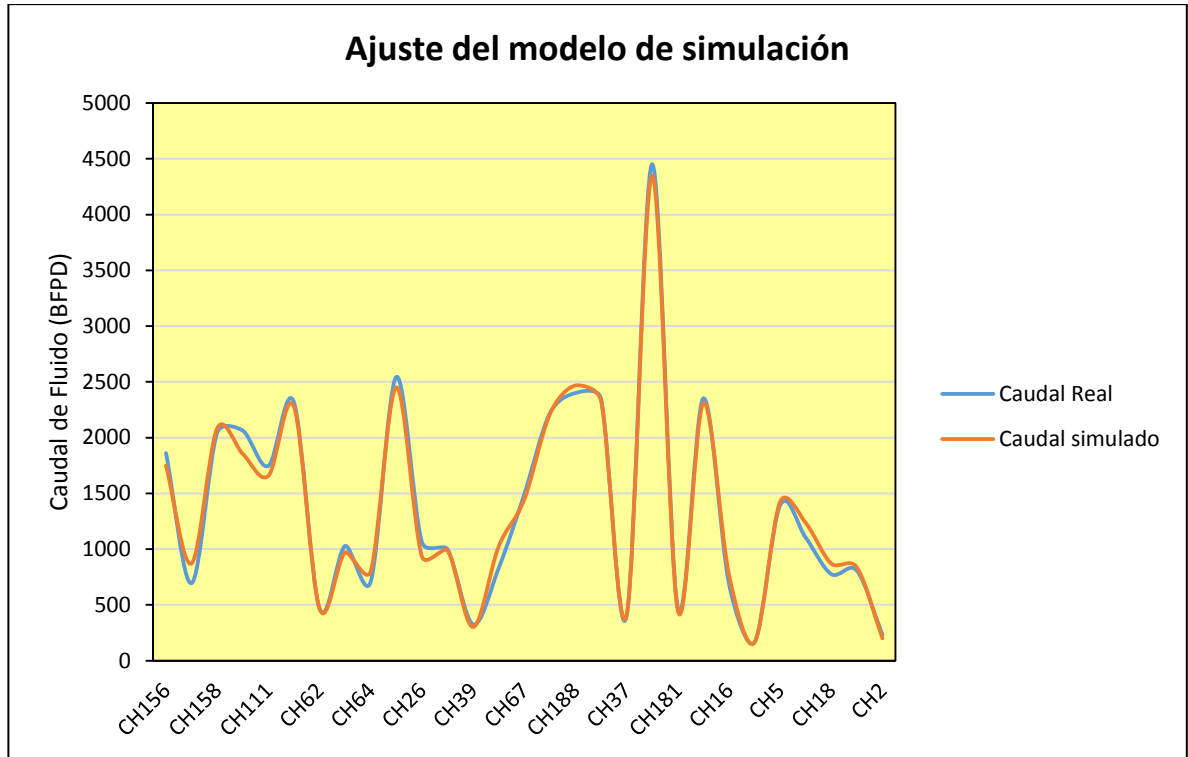
Fuente: PIPESIM.

3.5 CONSTRUCCION DEL MODELO DE RED DEL CAMPO.

Luego de realizar el montaje de todos los pozos del ramal norte B se procede al montaje del sistema de recolección, con lo cual se necesita la información de los parámetros operacionales, de presión, caudales de inyección de nafta, y todas las condiciones operativas del sistema; para luego ser ajustado y represente las condiciones reales de operación; en la figura 33 se observa el ramal norte B del campo en estudio, montado en el simulador PIPESIM.

	CH157	695	872
	CH158	2044	2081
CL14	CH34	2063	1854
	CH111	1746	1657
CL4	CH28	2317	2278
	CH62	468	468
	CH63	1028	971
	CH64	708	802
	CH65	2543	2450
CL9	CH26	1064	935
	CH38	1000	989
	CH39	326	302
	CH66	829	1023
	CH67	1491	1444
CL49	CH196	2218	2209
	CH188	2400	2468
IND	CH20	2349	2330
	CH37	397	409
	CH4	4451	4350
	CH181	478	450
	CH22	2352	2310
	CH16	691	772
	CH24	164	164
	CH5	1394	1424
	CH12A	1103	1235
	CH18	776	870
	CH17	806	836
	CH2	232	200
	TOTAL	39994	39901

Figura 34. Ajuste del modelo de producción al caso real.



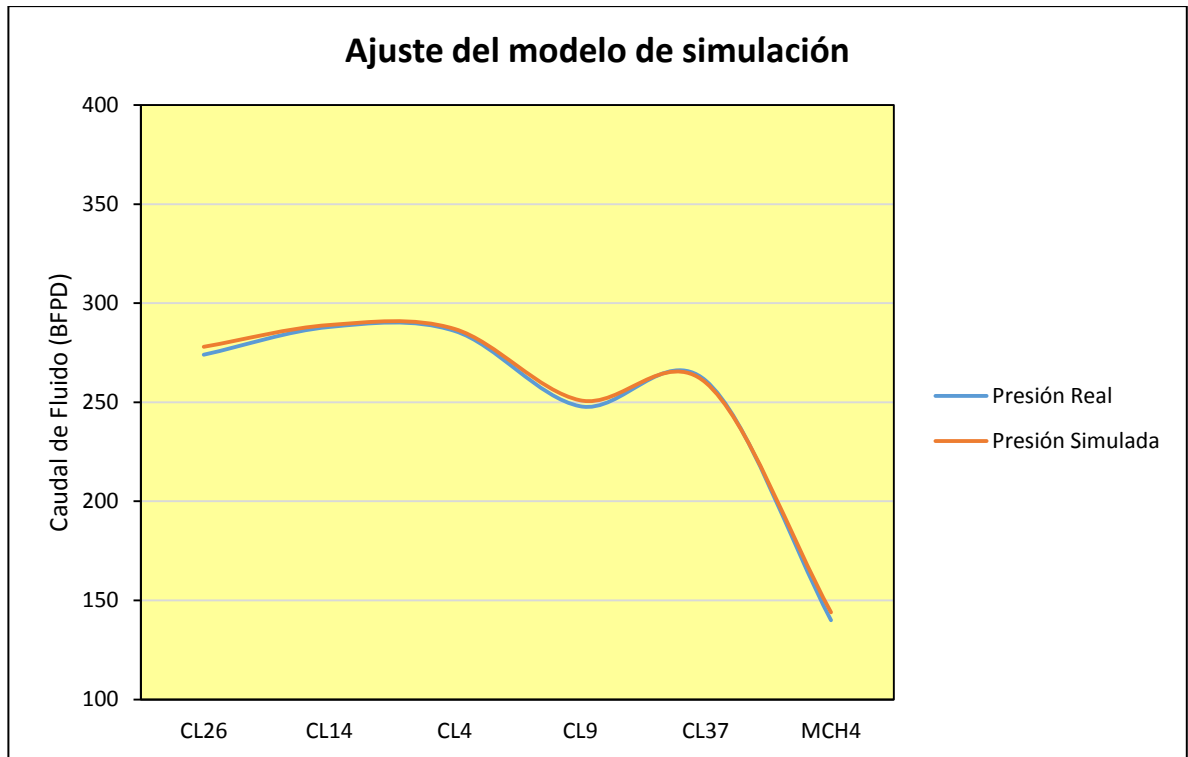
Fuente: PIPESIM.

También se hace el ajuste para el modelo de presiones del sistema, con lo cual se obtiene una desviación del 5,2%, también representando las condiciones de presión del sistema real, ver tabla 15.

Tabla 15. Ajuste del modelo de presión al caso real.

	REAL	Simulación
CLUSTER	Presión (psi)	Presión (psi)
CL26	274	278
CL14	288	289
CL4	286	287
CL9	248	251
CL37	261	260
MCH4	140	144

Figura 35. Ajuste del modelo presión de simulación al caso real.



Fuente: PIPESIM.

Obteniendo el modelo de simulación ajustado se procede a realizar la implementación del sistema de bombeo Multifásico para analizar el comportamiento del sistema con miras de obtener una optimización de la producción de fluidos y una disminución de la presión, ya que el sistema actualmente está trabajando con altas presiones con lo cual va desgastando la resistencia y la vida útil de las tuberías de recolección.

4. EVALUACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MULTIFASICO.

Realizando el modelo de simulación pertinente para el caso estudio del ramal norte B del campo, se procede a implementar una bomba multifásica para evaluar el comportamiento de todo el sistema, para poder identificar incrementos en producción y disminución de la presión en algunos puntos importantes del sistema de recolección con la finalidad de poder favorecer la integridad de las líneas y de los sistemas de levantamiento artificial debido a que deben generar mayores presiones de descarga para que el fluido pueda llegar hasta sus puntos de interés.

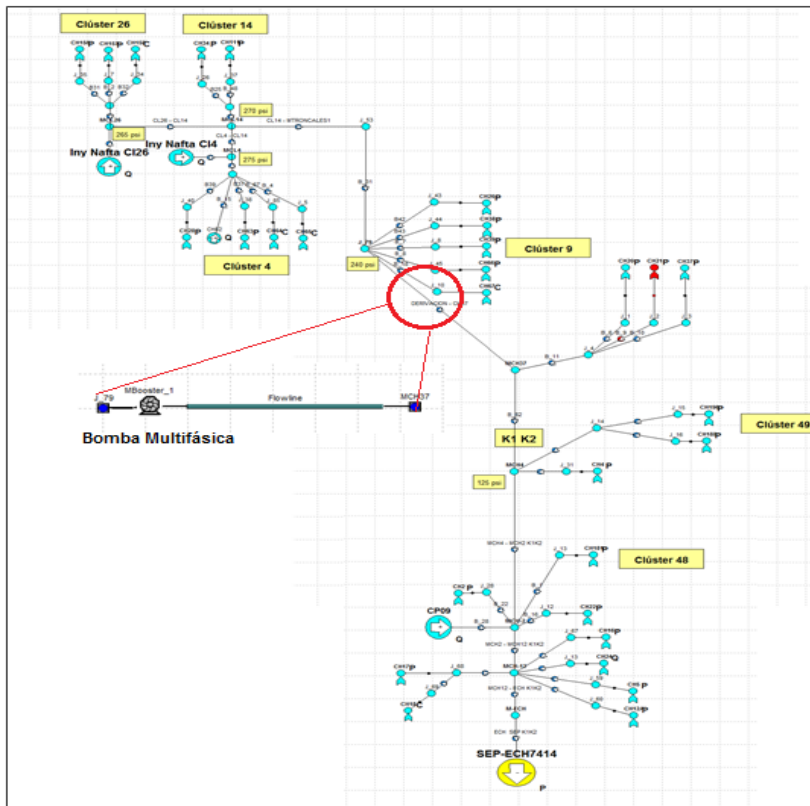
A continuación se muestra en la figura 36 el modelamiento del ramal norte B con la bomba multifásica, se realiza un análisis de las presiones del sistema y se identifica que la bomba puede estar ubicada en el Cluster 9, es un lugar también óptimo para la instalación de la misma, por tal motivo se realiza la simulación en este punto evaluando diferentes capacidades con respecto al tamaño del motor, ya que se debe manejar cierta cantidad de caudal de fluido que producen los pozos aguas arriba de la ubicación de la bomba.

La evaluación económica representa los costos que involucran la bomba en el proceso teniendo en cuenta los incrementos en producción con los precios actuales del petróleo, teniendo en cuenta también que con este estudio también ayudara al run life de los equipos de levantamiento artificial, ya que la presión del sistema se alivia y por ende el sistema de levantamiento va a tener menos daños y esto ocasiona ahorro en workover de los mismos.

4.1 MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE BOMBEO MULTIFASICO.

Para el modelamiento del sistema de bombeo se plantea evaluar las diferentes capacidades debe tener el sistema para manejar la cantidad de fluido pertinente del ramal norte B. En la figura 36 se muestra el punto en el cual se instala la bomba multifásica, este punto es el Cluster 9, este punto se escoge debido a la presión que se maneja aguas arriba del sistema que son 240 psi, la cual es una presión alta que me genera alguna restricción para que los pozos aporten más fluido, por ende la bomba multifásica con el análisis de las variables operacionales de presión y caudal se selecciona ese punto, además es bastante importante ya que en él se concentra gran parte de los fluidos transportados por las líneas de recolección y también cuenta con un sector para instalar la bomba multifásica, después de este Cluster.

Figura 36. Modelamiento de la bomba multifásica.



Fuente: PIPESIM.

Se realiza la sensibilidad con los caballos de fuerza (Hp) de la bomba multifásica para identificar su capacidad, en la figura 37 y 38 que con 500 Hp se tiene un comportamiento adecuado para el sistema tanto en producción de fluidos como en presión, por tal motivo se toma esta capacidad para el análisis del sistema.

Figura 37. Resultados de producción con la sensibilidad de capacidad de la bomba.

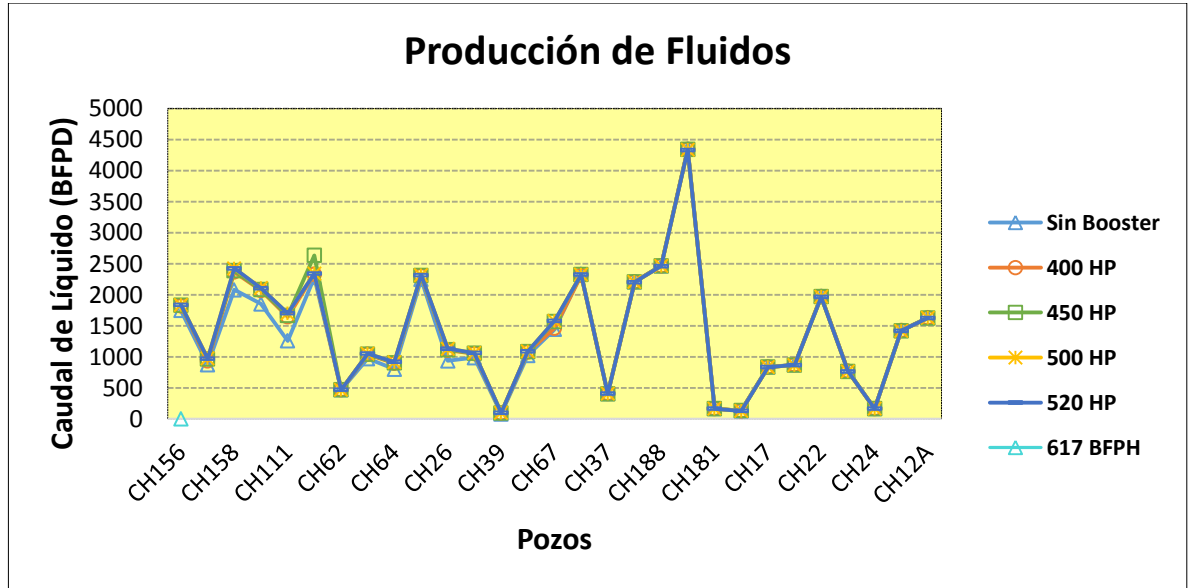
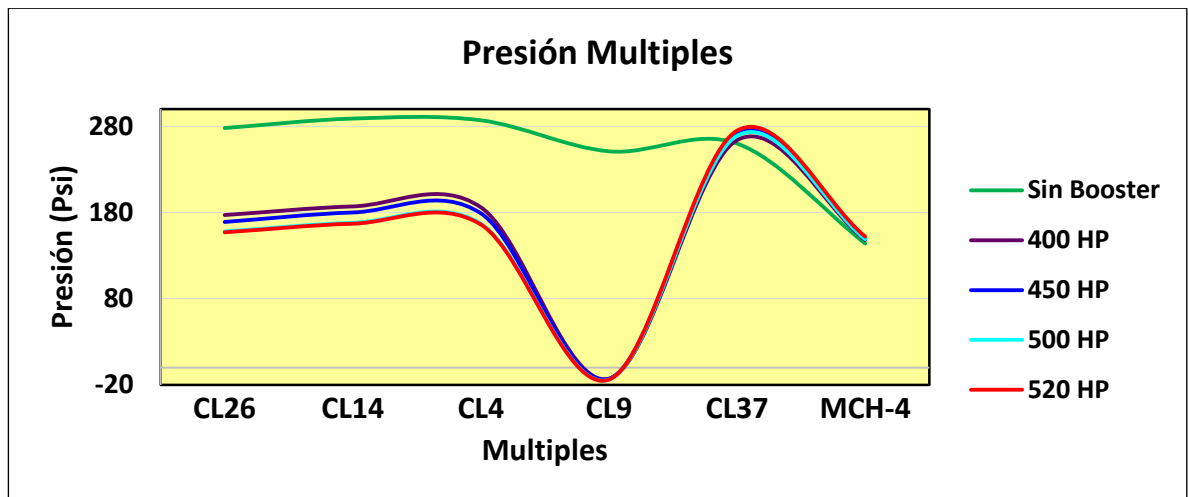


Figura 38. Resultados de presión con la sensibilidad de capacidad de la bomba.



En la figura 38 se muestra la disminución en presión aproximadamente en 250 psi, esto favorece a que el sistema se alivia y los pozos pueden aportar mayor cantidad de fluido. También se hace el análisis teniendo en cuenta que pasaría si vuelvo a la condiciones actuales con la bomba multifásica, es decir como el sistema se alivia la idea es llevar las bombas de levantamiento artificial a menor frecuencia pues tendrán menor restricción con el alivio en presión ocasionado por la bomba multifásica, y de esta manera poder evaluar que el sistema de levantamiento va a usar menos corriente y va tener mayor run life debido a que trabajaran a menor carga.

La figura 39 se observa el caudal de fluido producido en las tres condiciones, teniendo en cuenta que con la implementación de la bomba se gana 2000 BFPD con un 56% BSW, es decir 880 BOPD y hay una disminución en la presión de cabeza de los pozos de 133 psi en promedio, como se observa en la figura 40.

Figura 39. Resultados incremental de producción.

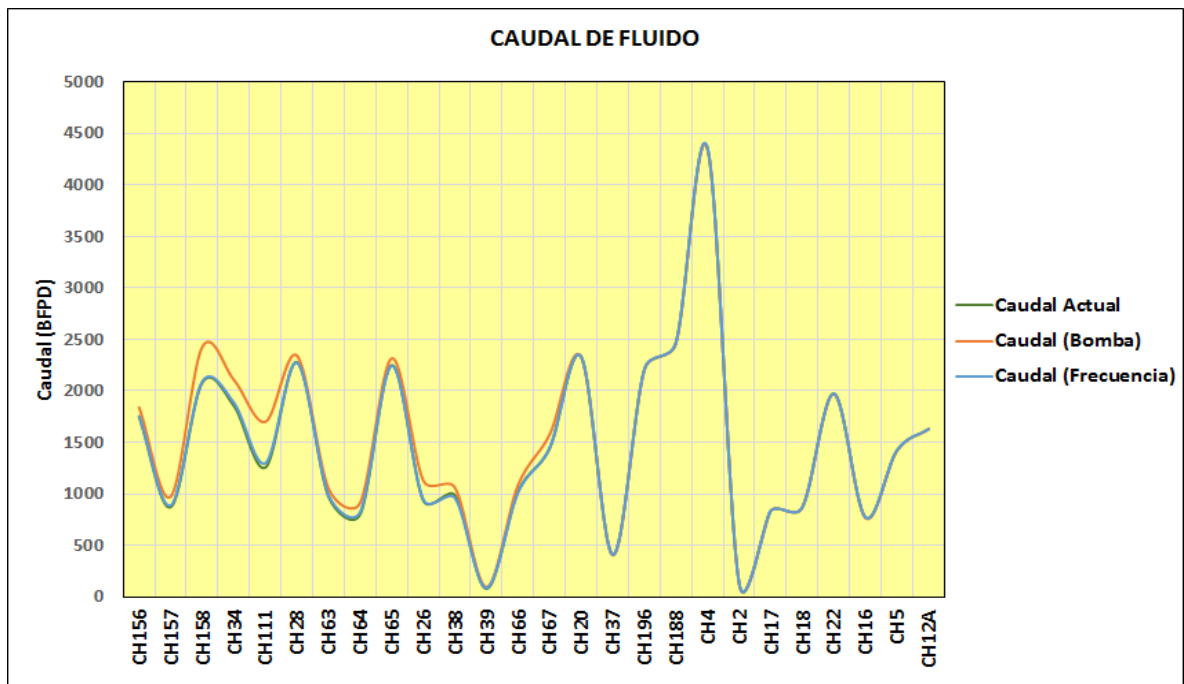
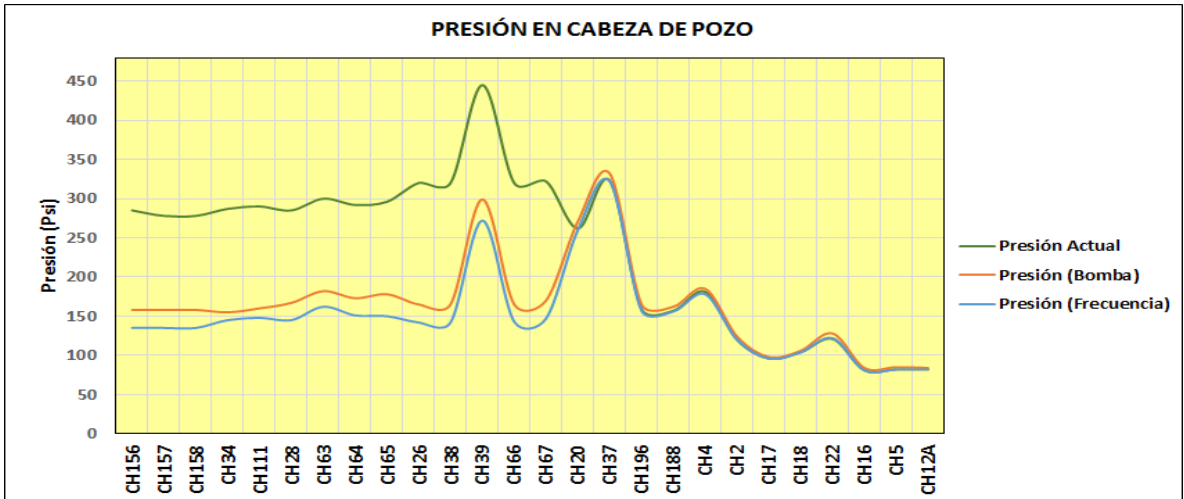
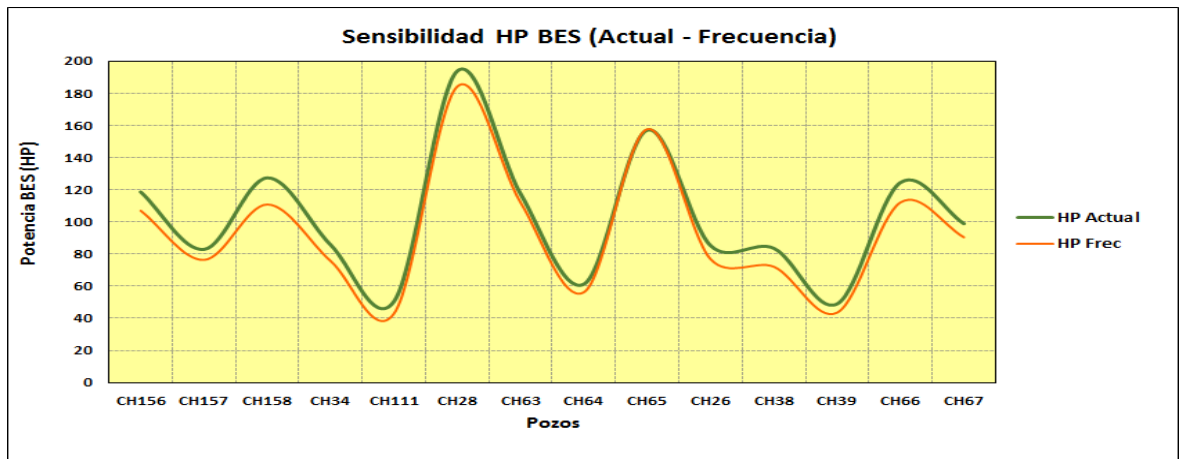


Figura 40. Resultados de la presión en cabeza de pozo.



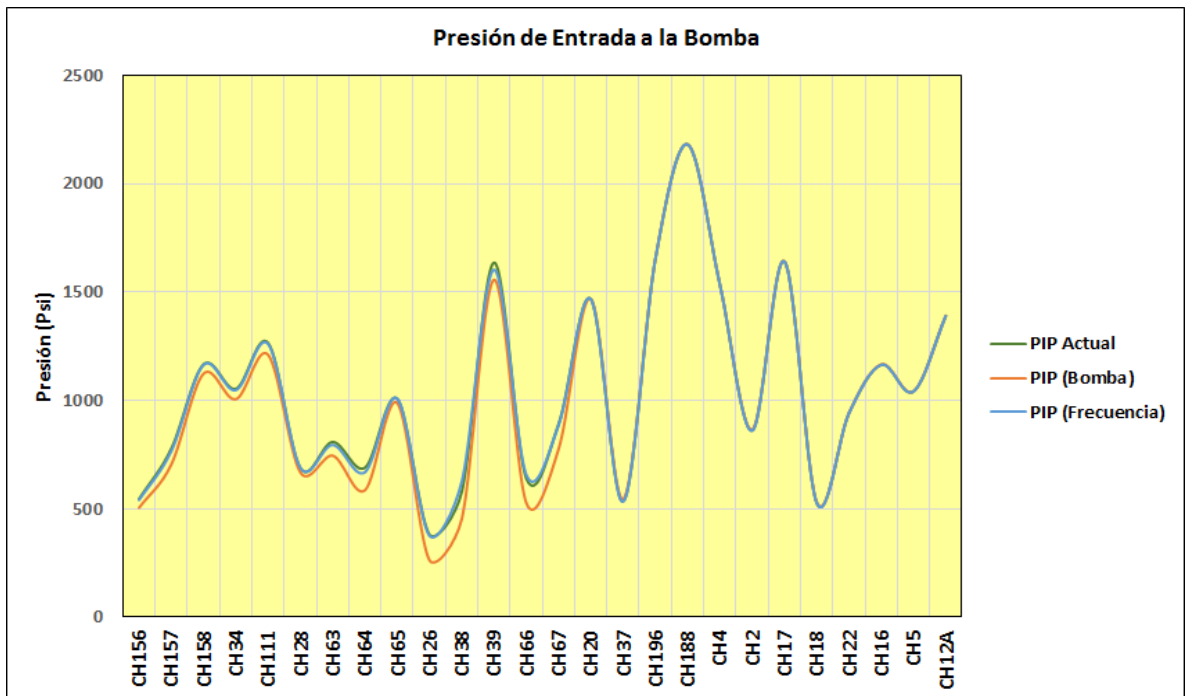
También se observa que el sistema se lleva a condiciones actuales de producción con una disminución en frecuencia de los pozos, de esta manera se quiere revisar el tema en la disminución de la potencia de las bombas de levantamiento artificial para un ahorro de energía de 181 HP aproximadamente, como se observa en la figura 41.

Figura 41. Sensibilidad con la potencia de las bombas del sistema de levantamiento artificial.



En la figura 42 se observa la disminución de la PIP de la bomba de levantamiento lo cual garantiza que haya un incremento en la producción de fluidos y de esta forma se garantiza que el run life del sistema se prolongue.

Figura 42. Sensibilidad de la PIP del sistema de levantamiento artificial.



Implementando el sistema de bombeo multifásico es de gran utilidad para el ramal norte B, ya que ayuda a disminuir la presión, con lo cual es un gran aporte en producción de fluidos e integridad de las líneas, también es de gran utilidad para el sistema de levantamiento artificial llevando el sistema a las condiciones actuales, debido a que se disminuye la energía consumida por estos equipos.

4.2 EVALUACIÓN ECONOMICA DEL PROCESO.

La metodología universalmente aceptada para la evaluación económica de proyectos se conoce como flujo de caja descontado. Este consiste en un modelo matemático financiero, en el cual se simulan variables económicas y financieras asociadas a cada proyecto durante su operación futura. Este método relaciona los dos elementos básicos del negocio: la inversión y gastos, bajo ciertas condiciones

financieras de costo de capital y expectativas de ganancias del inversionista, a fin de obtener como resultado unos indicadores del negocio bajo un entorno de riesgo determinado.

4.2.1 HORIZONTE ECONÓMICO.

Período determinado para efectos de la evaluación económica de una propuesta de inversión y el mismo está estrechamente vinculado con la vida técnica o comercial útil del activo objeto de la inversión. En general no es recomendable establecer un horizonte económico demasiado extenso, ya que las estimaciones del flujo efectivo se dificultan debido al desconocimiento que se tiene del comportamiento futuro de las variables económicas a ser manejadas. La vida útil del proyecto, se refiere al periodo estimado de servicio de operación de la inversión y es la base para el cálculo de la depreciación. La vida útil del proyecto puede ser igual o mayor que el horizonte económico (nunca menor).

4.3.2 ESTIMACIÓN DEL FLUJO DE EFECTIVO.

Se determina con los ingresos y egresos que durante el horizonte económico establecido genere la propuesta. La estimación del flujo de efectivo constituye la primera fase de la evaluación. La buena calidad de las estimaciones y el mayor conocimiento respecto a las variables a ser consideradas inciden en la obtención de resultados más reales.

4.2.3 INGRESOS.

Las propuestas de inversión, para el caso general, corresponden a programas y/o proyectos que se planifican, desarrollan y ejecutan con el objeto de:

- Mantener un nivel de producción.
- Generar un potencial de producción de crudo.

- Localizar reservas de crudo que garanticen la continuidad operacional de la industria.
- Almacenar y transportar el crudo.
- Refinar el crudo.
- Almacenar y distribuir productos para el Mercado Interno.
- Desarrollar la infraestructura requeridas por las operaciones.

4.2.4 EGRESOS – INVERSIONES.

Bajo este rubro se debe incluir el costo total del programa o proyecto sujeto a evaluación. A manera de ejemplo, entre los renglones más importantes que tradicionalmente forma parte del costo de una inversión, se encuentra: estudio de la factibilidad, diseño de ingeniería, ingeniería de detalles, adquisición de material y equipos, construcción e instalaciones de propiedades, plantas y otros sistemas de operación, etc.

4.2.5 COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

Se incluye bajo este rubro todos aquellos costos necesarios para la operación y mantenimiento de la propuesta (proyecto o programa) en evaluación. Con el objeto de lograr una buena estimación de estos costos se recomienda tener presente:

- Un análisis del comportamiento histórico de costos similares.
- La aplicación de técnicas de predicción que suavicen la variación de las estimaciones.
- La información de las normas y procedimientos existentes en la industria para determinados elementos de costos tales como: labor, depreciación, servicios interfiliales, etc.

Para los efectos de la evaluación económica, la estructura de costo de operación y mantenimiento más adecuada desde el punto de vista práctico es la de costos por elementos.

4.2.6 INDICADORES ECONÓMICOS.

En las evaluaciones económicas de propuestas de inversión de las industrias petroleras, por Lineamientos de Petróleos de Colombia, se aplica para los efectos de la decisión económica el Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno.

4.2.7 VALOR PRESENTE NETO (VPN).

Conceptualmente, el “Valor Presente Neto” corresponde al valor actual de los flujos de efectivos neto (Ingresos - Egresos) determinados para una propuesta conforme a su horizonte económico.

Desde el punto de vista de la evaluación económica de propuestas el Valor Presente Neto corresponde a la diferencia entre el Valor de la Inversión, el cual por definición es un valor actual y la sumatoria de los flujos de efectivo de operación descontados a una tasa determinada.

Si el VPN es ≥ 0 significa que la propuesta satisface desde un punto de vista económico las exigencias requeridas. Lo anterior también significa que la inversión (que se genera en el Flujo 0) es recuperada a la tasa establecida y en el periodo determinado como horizonte económico.

Por lo contrario, si el VPN es < 0 , significa que la sumatoria de los flujos de efectivos descontados a la tasa establecida es insuficiente para recuperar la inversión en el horizonte económico correspondiente. En este caso, la decisión estrictamente económica debe ser “no invertir”.

4.2.8 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).

Se define como aquella Tasa de Descuento (interés) que hace el Valor Presente Neto igual a cero, es decir, que iguala el Valor Presente de los ingresos al Valor Presente de los egresos. Desde el punto de vista de la evaluación económica de proyectos corresponde a la tasa que a través del descuento del flujo efectivo permite recuperar la inversión.

Como se puede apreciar, en este caso se trata de calcular la “Tasa” que permite recuperar la inversión en el periodo definido como horizonte económico. En el cálculo del Valor Presente Neto, los flujos se descuentan a una Tasa mínima dada.

- $TIR > 15\%$ La decisión económica es realizar el proyecto o programa.
- $10\% < TIR < 15\%$ Se analizará la propuesta para determinar su inclusión en el presupuesto de inversiones.
- $TIR < 10\%$ La decisión económica es no realizar el proyecto o programa.

El valor de la TIR como mínimo debe incluir en su estructura dos renglones básicos que son: el interés sobre el capital invertido y el riesgo de la inversión.

El interés sobre el capital invertido y el riesgo de la inversión conceptualmente corresponde al costo alternativo de lo que representaría si el dinero se colocara en el mercado financiero (costo de oportunidad del dinero) expresado en términos de una tasa de interés real, es decir, que no incluye inflación.

Respecto al riesgo, la TIR debe incluir un porcentaje sobre el capital invertido, por concepto del riesgo que se enfrenta al efectuar una inversión, cuyo resultado se conocerá en el futuro.

4.2.9 ANÁLISIS ECONÓMICO.

Para el desarrollo de la evaluación económica se tuvo en cuenta los resultados obtenidos por el sistema de bombeo multifásico, teniendo en cuenta que hay un incremental en producción de petróleo de 880 BOPD, el sistema se va a instalar en el Cluster 9 en cual cuenta con el espacio necesario para instalar la bomba y demás accesorios.

Figura 43. Ubicación de la bomba multifásica.



Se implementará una bomba multifásica Booster con una capacidad de 500 Hp, el costo de dicha bomba es de 100.000 USD, tiene una capacidad de alimentación de 40.000 BFPD y en ese ramal se tiene 28.448 BFPD, por ende está por debajo del 80% en carga.

Con estos datos se realiza la evaluación económica en Cristal Ball, teniendo en cuenta los años que se implementara y poder verificar la viabilidad de aplicación en campo.

A continuación se presenta la tabla 16 y 17 en la cual se especifican los CAPEX y los OPEX.

Para la implementación de la tecnología se debe tener contemplado todo lo que conlleva el proceso, por eso el análisis desarrollado se debe incluir el capital de inversión y los costos operacionales de cada uno de los equipos y elementos que deben conformar dicha tecnología.

En el CAPEX se debe tener en cuenta los equipos que se deben instalar para poder implementar la bomba multifásica.

Tabla 16. CAPEX.

BOMBA MULTIFASICA	USD 100,000
SISTEMA DE CONTROL	USD 80,000
CONEXIONES - INSTALACIÓN	USD 150,000
FACILIDADES SISTEMA DE BOMBEO	USD 100,000

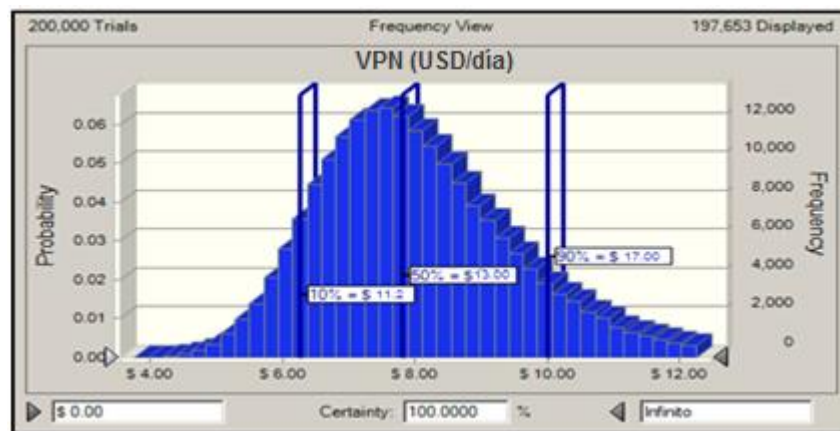
En los OPEX se especifica el costo de la energía de la bomba utilizada y demás instrumentación, los mantenimiento del equipo, líneas y las válvulas son de vital importancia para el excelente funcionamiento del proceso.

Tabla 17. OPEX adicionales.

USD - COSTO ENERGÍA	
Costo Energía	0.12 USD/Kw-h
Bombas Multifasica	500 Kw-h
USD - TOTAL MANTENIMIENTO SUPERFICIE	
Mantenimiento Facilidades	% CAPEX

Realizando la inversión el día de hoy se obtiene una tasa de descuento (WACC, *Weighted Average Cost of Capital*) del 11,1%, la inversión al día de hoy sería de 450.000 USD que corresponden al OPEX Y CAPEX, obteniendo una ganancia de 13.000 USD/día como valor más probable en el Valor Presente Neto, lo cual quiere decir que el proyecto es viable en primera medida. En un escenario optimista un P90 se obtendría un VPN de 17.000 USD/día y en un escenario pesimista P10 un 11.200 USD/día de VPN. (Ver figura 44).

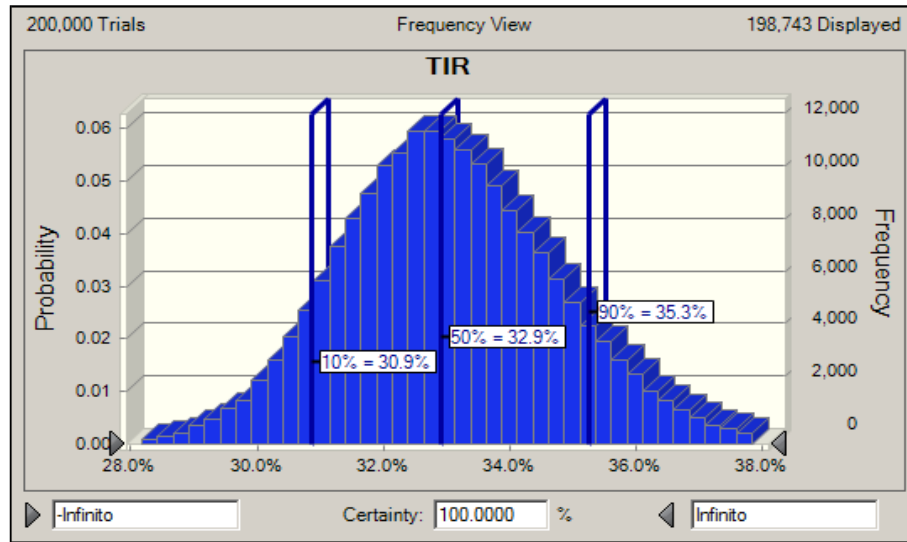
Figura 44. Valor Presente Neto.



Fuente: Evaluación Económica. Cristal ball.

TIR es la rentabilidad del proyecto la cual dio 32,9 % manejando una tasa de oportunidad del 11,1% el retorno de esas inversiones es el margen de utilidad que se invirtió anteriormente. Aunque los escenarios optimistas y pesimistas también son rentables ya que están por encima del 11% de la tasa de oportunidad del proyecto.

Figura 45. Tasa Interna de Retorno.



Fuente: Evaluación Económica. Cristal ball.

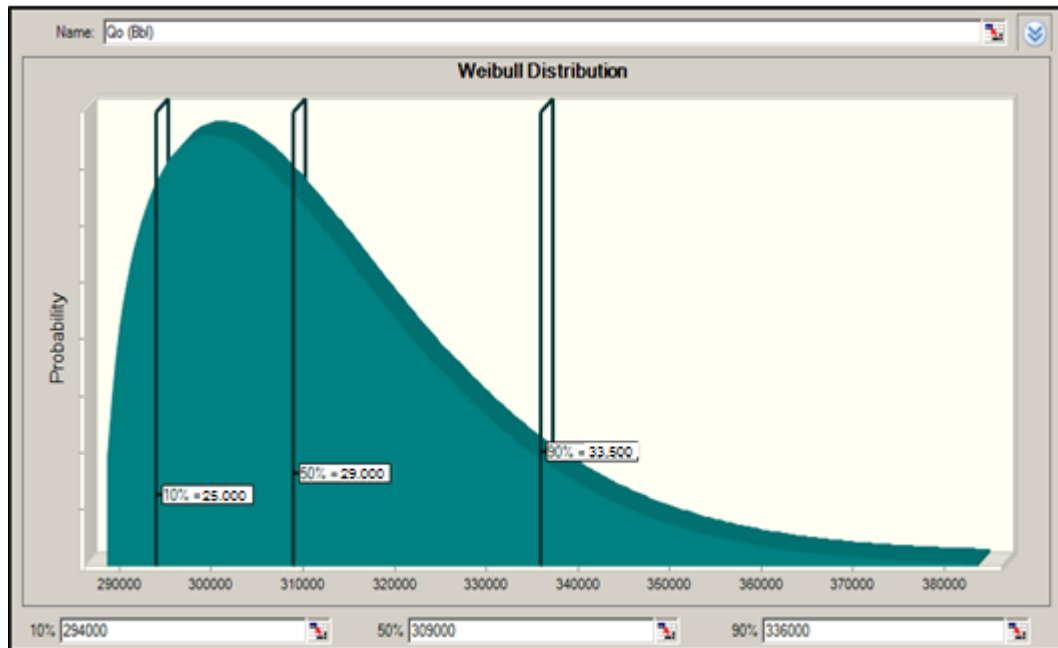
En la tabla 18, se presentan los indicadores financieros calculados teniendo en cuenta todo lo que conlleva la implementación del proceso de inyección cíclica de diluyentes.

Tabla 18. Indicadores financieros.

INDICADORES FINANCIEROS	
WACC	11.10%
Valor presente neto USD/día	\$13.000
TIRM	32.90%

En la figura 46, se puede observar la distribución de probabilidad del caudal de crudo que se produciría con la implementación de la bomba multifásica. El valor más probable es 29000 barriles de crudo.

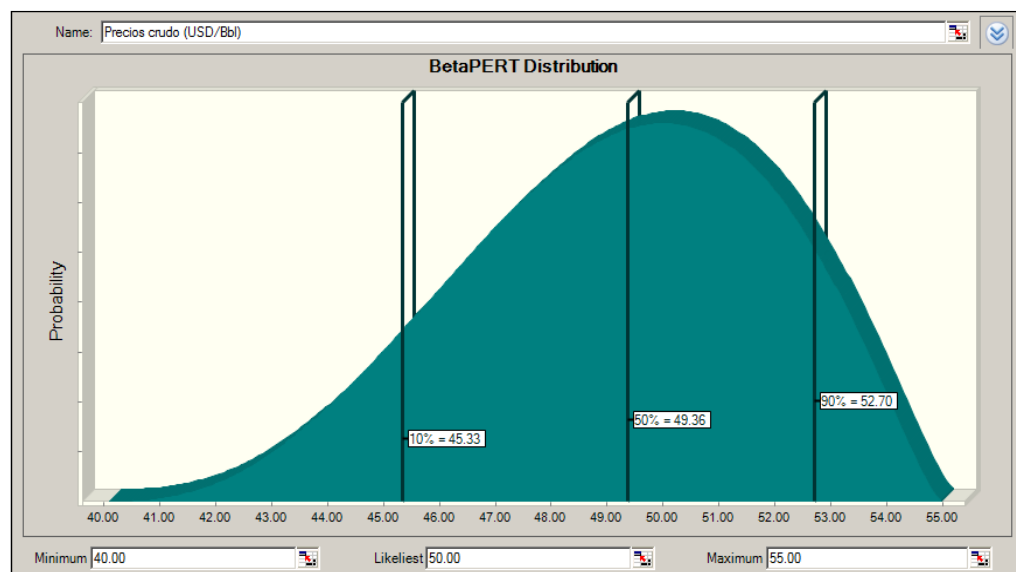
Figura 46. Distribución de probabilidad del caudal de crudo.



Fuente: Evaluación Económica. Cristal ball.

Y la figura 47 muestra la distribución de probabilidad del precio del crudo con un valor más probable de 49.36 USD por barril.

Figura 47. Distribución de probabilidad del precio del crudo.



Fuente: Evaluación Económica. Cristal ball.

Esta sensibilidad de probabilidad da como conclusión que la implementación de una bomba multifásica es viable de aplicarse en el campo de estudio debido a los incrementales en producción de crudo que se obtendrá.

5. CONCLUSIONES

- Los modelos planteados a partir de las diferentes iteraciones realizadas permitieron generar un ajuste de las curvas de operación, lo cual brinda información útil para evaluar el desempeño de las bombas instaladas.
- Los datos de campo escogidos para evaluar los modelos planteados permitieron comprobar la funcionalidad de los mismos y su exactitud a la hora de poner en funcionamiento las bombas con un fluido altamente viscoso. La efectividad de los modelos fue buena ya que se obtuvieron errores menores al 2,6%.
- Con la implementación de la bomba multifásica se obtiene un incremental de 2000 BFPD con 56% BSW, con lo cual representa 880 BOPD, esto genera un incremental considerable con la disminución de la presión del sistema en aproximadamente 133 psi.
- Llevando el sistema a las condiciones actuales de presión y caudales con la implementación de la bomba se alcanza un ahorro de potencia consumida por las bombas de levantamiento artificial de 181 Hp, esto haría que el sistema tenga un run life más prolongado.
- La estimación de costos realizada indica que la implementación de la bomba multifásica propuesta, abarca una inversión inicial de 450.000 de USD.
- El proyecto propuesto ofrece un VPN: 13.000 USD/día y un TIR: 32.9%, es decir que en 35 días se recupera la inversión, haciendo rentable su implementación.

6. RECOMENDACIONES

- Para las curvas de desempeño de las BES fueron tenidas en cuenta las suministradas por el fabricante, resaltando que el fluido motriz que usan para realizarlas es agua, para un posterior estudio deben corregirse las curvas para que correspondan al tipo de fluido.
- Evaluar la metodología propuesta tanto con otros modelos de bombas, con bombas de varios fabricantes y con bombas que se encuentre operando en diversos campos.
- Aplicar la metodología a otros campos de crudo extrapesado, con el fin de evaluar su comportamiento y obtener los modelos que se ajusten a dichos campos.
- Comparar los resultados obtenidos con otro tipo de simuladores con el fin de obtener datos que permitan ratificar la efectividad del modelo o realizar las correcciones pertinentes.

BIBLIOGRAFÍA

ALVARADO L. Diego R., Lucero C. Fernando A Análisis nodal del campo AUCA SUR con el fin de detectar restricciones de la producción en superficie. Tesis de grado Universidad Central de Ecuador, 2013.

BOHÓRQUEZ, Ferney. Y GÓMEZ, Claudia. Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene. Universidad industrial de Santander, 2010.

CIULLA, Francesco. Principios fundamentales para diseño de sistemas con bombas de cavidad progresiva. Weatherford Artificial Lift Systems. Alberta-Canadá, 1999.

DE GHETTO, Giambattista.; PAONE, Francesco. y VILLA, Marco. Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils, SPE30316.

GUARIN, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extrapesados con movilidad caso formación San Fernando. 2011.

JÁUREGUI A. Juan P, Galvis N Silvia N. Evaluación técnico económica de la aplicación del método del bombeo multifásico en campos marginales de petróleos. Definición de bombeo multifásico. Tesis de grado Universidad industrial de Santander, 2013.

HERNÁNDEZ V. Jonathan. Propuesta de aplicación de bombeo multifásico en los sistemas de transferencia desde las macollas del área de extra pesado, hasta las estaciones de flujo, Distrito Morichal. Tesis de grado Universidad Central de Venezuela, 2012.

MACK Shippen, Schlumberger - Baker Jardine Dr. Stuart Scott, Texas A&M University "Multiphase Pumping as an Alternative to Conventional Separation, Pumping and Compression" Prepared for Presentation at the 34th Annual PSIG meeting Portland, Oregon October 25, 2002.