

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO FINANCIERA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN
UN CAMPO COLOMBIANO DE FLUIDOS COMPOSICIONALES Y SU
VALIDACIÓN EN UN POZO PILOTO**

NAFIS DE JESÚS BADRAN LIZARAZO



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

2016

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO FINANCIERA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN
UN CAMPO COLOMBIANO DE FLUIDOS COMPOSICIONALES Y SU
VALIDACIÓN EN UN POZO PILOTO**

NAFIS DE JESÚS BADRAN LIZARAZO

**Monografía de grado para optar el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director

**MSc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos**



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

2016

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso padre celestial por darme la vida y oportunidad de alcanzar todas las metas que me he propuesto.

A mis padres Nafis y Rina por siempre motivarme a seguir adelante sin importar las dificultades y tropiezos.

A mis hermanos, a mí familia y a mi novia por alentarme a seguir creciendo profesionalmente y creer siempre en mí.

Y a todos mis amigos y compañeros que de una a otra manera colaboraron para que el sueño de ser especialista hoy sea una realidad.

*Con Cariño, **Nafis Badrán L.***

AGRADECIMIENTOS

A mi Director, el ingeniero **Fernando Enrique Calvete González**, por su constante apoyo, motivación y por la orientación que me brindo en cada aspecto de este trabajo.

A la **Universidad Industrial de Santander**, en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por otorgarme la beca para realizar esta especialización.

A la empresa **Equión Energía Limitada** especialmente al área de subsuelo e intervenciones por toda la información y soporte brindado durante el desarrollo de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CUSIANA	18
1.1 HISTORIA DEL CAMPO CUSIANA	18
1.2 LOCALIZACIÓN.....	18
1.3 MARCO GEOLÓGICO.....	20
1.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS.....	21
1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN.....	21
1.5.2 Método de producción.	23
1.5.3 Tiempo de producción.	23
1.5.4 Numero de pozos.....	23
1.5.5 Grafica de producción acumulada	24
1.5.6 Características de producción de los pozos.....	25
1.6 DISEÑO DE POZO TÍPICO	26
2. GENERALIDADES DE LOS SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	27
2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	27
2.2 GAS LIFT	29
2.3 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	31
2.4 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN	33
2.5 BOMBEO MECÁNICO.....	35
2.6 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.....	36
3. SCREENING DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	38

3.1 RELACIÓN DE VARIABLES CON LOS RANGOS DE APLICACIÓN.....	40
3.1.1 Bombeo Electrosumergible	40
3.1.3 Bombeo Hidráulico Tipo Jet.....	45
3.1.4 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón.....	47
3.1.5 Bombeo Mecánico	49
3.1.6 Bombeo por Cavidades Progresivas.....	51
4. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN.....	53
4.1 INFORMACIÓN REQUERIDA	53
4.2 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO .	54
4.3 ASIGNACIÓN DE PORCENTAJES A LAS VARIABLES DE EVALUACIÓN ...	58
5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y VALIDACIÓN EN POZO PILOTO	61
5.1 INFORMACIÓN REQUERIDA	61
5.2 RESULTADOS.....	62
5.3 VALIDACIÓN EN POZO PILOTO	62
5.3.1 Modelo de Pozo con Sistema Gas Lift	63
6. EVALUACIÓN FINANCIERA	65
6.1 PERFIL DE PRODUCCIÓN	66
6.2 ANÁLISIS DE INVERSIÓN (CAPEX).....	67
6.3 ANÁLISIS DE COSTOS (OPEX)	67
6.4 ANÁLISIS DE INGRESOS	68
6.4.1 Precio De Venta Del Crudo.....	68
6.4.2 Regalías.....	68
6.5 EVALUACIÓN FINANCIERA	69

6.5.1 Valor Presente Neto. Es el equivalente en pesos actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto.....	69
6.5.2 Tasa Interna de Retorno	71
6.5.3 Periodo de Pago	72
6.5.4 Relación Beneficio/Costo	72
6.5.5 Análisis de la Evaluación Financiera.....	72
7. CONCLUSIONES	74
8. RECOMENDACIONES.....	76
BIBLIOGRAFÍA.....	77
ANEXOS.....	80

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características De Los Yacimientos.	21
Tabla 2. Información de pozos.....	24
Tabla 3. Producción del Campo Cusiana.....	24
Tabla 4. Características de producción de los pozos.....	26
Tabla 5. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Electrosumergible.	40
Tabla 6. Características de las propiedades de los fluidos producidos para Bombeo Electro Sumergible.	41
Tabla 7. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Electro Sumergible.....	42
Tabla 8. Características de yacimiento, producción y pozo para Gas lift.....	43
Tabla 9. Características de las propiedades de los fluidos producidos para Gas lift.....	44
Tabla 10. Características de las facilidades de superficie para Gas lift.	44
Tabla 11. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico Tipo Jet.	45
Tabla 12. Características de las propiedades de los fluidos para Bombeo Hidráulico Tipo Jet	46
Tabla 13. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Hidráulico Tipo Jet	46
Tabla 14. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	47
Tabla 15. Características de las propiedades de los fluidos para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	48
Tabla 16. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	48

Tabla 17. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Mecánico.	49
Tabla 18. Características de los fluidos producidos para Bombeo Mecánico.	50
Tabla 19. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Mecánico.	50
Tabla 20. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo por Cavidades Progresivas.	51
Tabla 21. Características de las propiedades de los fluidos producidos para Bombeo por Cavidades Progresivas.	52
Tabla 22. Características de las facilidades de superficie para Bombeo por Cavidades Progresivas.	52
Tabla 23. Información Requerida.	54
Tabla 24. Valores numéricos de los rangos del screening.	55
Tabla 25. Tabla “Parámetros”.	56
Tabla 26. Tabla Puntaje.	57
Tabla 27. Propiedades promedio del Campo Cusiana.	61
Tabla 28. Resultados.	62
Tabla 29. Resultados Modelo con Gas lift para el Pozo.	64
Tabla 30. Producción de Petróleo y Agua.	66
Tabla 31. Costos de Inversión.	67
Tabla 32. Costos de Producción y Tratamiento de Agua.	68
Tabla 33. Ingresos.	68
Tabla 34. Flujo Neto de Caja.	70
Tabla 35. Resumen de Resultados de Evaluación Financiera.	72

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación Campo Cusiana en Cuenca de los Llanos Orientales	19
Figura 2. Estratigrafía general de la Cuenca de los Llanos de la Cordillera Oriental.	20
Figura 3. Producción de aceite, gas y agua del Campo Cusiana.	25
Figura 4. Diseño de pozo Típico	26
Figura 5. Curva de Oferta y demanda para el pozo con Gas Lift.	63
Figura 6. Perfil de Producción.....	66
Figura 7. Flujo Neto de Caja	70

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. TABLA “PARÁMETROS” COMPLETA.	81
ANEXO B. CARACTERÍSTICAS DEL POZO Y PROPIEDADES DEL GAS DE INYECCIÓN USADO EN EL SISTEMA.	87
ANEXO C. SIMULACIÓN DEL POZO	91

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN UN CAMPO COLOMBIANO DE FLUIDOS COMPOSICIONALES Y SU VALIDACIÓN EN UN POZO PILOTO*.

AUTOR: NAFIS DE JESÚS BADRAN LIZARAZO**

PALABRAS CLAVES: Sistema de Levantamiento Artificial, Factibilidad, Metodología, Optimo, Selección, Composicional.

DESCRIPCIÓN:

La producción de campos composicionales en especial en su etapa madura requiere de mucho cuidado, ya que cuentan con características que los hacen únicos, por lo tanto la implementación de un posible sistema de levantamiento artificial (SLA) requiere de un análisis minucioso, para esto es necesario estudiar las características y rangos de aplicación de cada uno. Se elaboró un Screening donde se plasmó los principios básicos de operación de los SLA, sus ventajas y sus desventajas.

Para la selección se desarrolló una metodología en donde se le dio una valoración cuantitativa al desempeño que cada uno tendría frente a una variable en particular del campo, luego estos valores son combinados para poder comparar los sistemas de levantamiento y definir cuál es el que mejor desempeño tiene en el campo. Una vez se definió el sistema a implementar se validó en un pozo piloto, realizando el diseño y estimando los beneficios, luego se realizó la evaluación financiera, la cual involucró los costos de inversión, los costos de operación, las ganancias percibidas por ventas de crudo luego de regalías para realizar el flujo de caja neto y validar la factibilidad de implementación desde el punto de vista económico. Al final se recomienda implementar el sistema seleccionado ya que cumple tanto con la factibilidad técnica como con la financiera.

* Monografía de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Director: MSc. Fernando Enrique Calvete González, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: FINANCIAL TECHNICAL FEASIBILITY STUDY TO ARTIFICIAL LIFT SYSTEM IMPLEMENTATION IN COLOMBIAN'S FIELD OF COMPOSITIONAL FLUIDS AND ITS VALIDATION IN A PILOT WELL*.

AUTHOR: NAFIS DE JESÚS BADRAN LIZARAZO**

KEY WORDS: Artificial Lift System, Feasibility, Methodology, Optimum, Selection, Compositional.

DESCRIPTION

The production of compositional fields in especial in its mature stage requires a lot of care, because they have characteristics that make them unique, therefore the implementation of a possible artificial lift system (ALS) requires a thorough analysis, for this is necessary to study the characteristics and its applications ranges. It was performed a Screening where it was captured the operational basic principles of the ALS, its advantages and disadvantages.

For the selection it was developed a methodology giving a quantitative assessment to the performance that every system would have in front of a particular variable of the field, after these values are combined to compare the ALS and define what system has the best performance.

Once it was defined the system to implement, it was validated in a pilot well performing the design and estimating the benefits, then it was performed the financial evaluation, which involves investment costs, operating cost, the profits earned by crude sales after royalties to perform the net cash flow and to validate the feasibility of implementation from the economic point of view. At the end it is recommended to implement the selected system because it meets with the financial and technical feasibility.

* Degree Monograph

** Chemicals-Physic Engineering Faculty, Petroleum Engineer School, Universidad Industrial de Santander. Director: MSc. Fernando Enrique Calvete González, Engineering Petroleum.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos con fluidos composicionales durante la primera etapa de su vida productiva son capaces de producir mediante flujo natural, esto debido a que por lo general tienen altas presiones y un alto contenido de gas. Pero a medida que avanza su vida productiva y llegan a su etapa madura, se presenta uno de sus principales problemas, que es el agotamiento de su energía reflejado en la disminución de la presión del yacimiento causada por el depletamiento.

De otro lado en el campo el mecanismo de sostenimiento de presión y producción es la reinyección del gas producido, pero por motivos económicos se iniciaron ventas de gas disminuyendo el volumen disponible para reinyección, esto aceleró el proceso de depletamiento, causando un descenso significativo en la presión de yacimiento y un rápido avance del acuífero, dando como resultado el entrampamiento del gas y por lo tanto que este no llegue a algunos pozos productores haciendo que estos no fluyan.

En la actualidad el campo de fluidos composicionales de estudio no cuenta con un sistema de levantamiento artificial. En el campo existen pozos con bajas tasas de producción y una gran cantidad de pozos inactivos que no son capaz de fluir por las causas mencionadas anteriormente, lo que está haciendo que no se cumplan con las metas establecidas de producción.

La selección de un sistema de levantamiento artificial que garantice la óptima operación del campo se hace indispensable para alcanzar las metas propuestas, optimizando la producción de los pozos que aún se encuentran en flujo natural y generando recobro adicional de los pozos que se encuentran cerrados por baja presión, maximizando la producción del campo y generando una mayor rentabilidad para los socios.

Este estudio se desarrolló sobre los diferentes sistemas de levantamiento artificial más usados en la actualidad y su aplicabilidad a campos que producen fluidos composicionales, se utilizó una metodología estructurada que tiene en cuenta los principales criterios utilizados por los expertos y el peso que ellos le dan para la selección del mejor SLA para el campo, luego se aplicó el SLA en un pozo piloto, para poder definir finalmente la factibilidad técnico financiera de su implementación en el Campo.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CUSIANA

1.1 HISTORIA DEL CAMPO CUSIANA

El Campo Cusiana fue descubierto en el año 1988 con la perforación del pozo Cusiana –1, donde se hallaron las siguientes formaciones productoras: Mirador, Barco y Guadalupe.

Se continuo la exploración con el pozo Cusiana - 2A, el cual fue terminado en julio de 1991, dicho pozo fue el primero del piedemonte en perforar las tres principales formaciones productoras comprobando la presencia de petróleo y gas en estas. En 1992 se terminó la perforación del pozo Buenos Aires-1 el cual verificó la información obtenida de Cusiana-2A y se pudo concluir el descubrimiento de uno de los Campos más grandes en Colombia hasta la fecha.

Según BPX Colombia¹ estos pozos descubridores y los posteriores pozos de avanzada comprobaron la existencia de reservas recuperables superiores a 1.250 millones de barriles de petróleo y condensado, y 3 billones de pies cúbicos de gas en Cusiana.

1.2 LOCALIZACIÓN

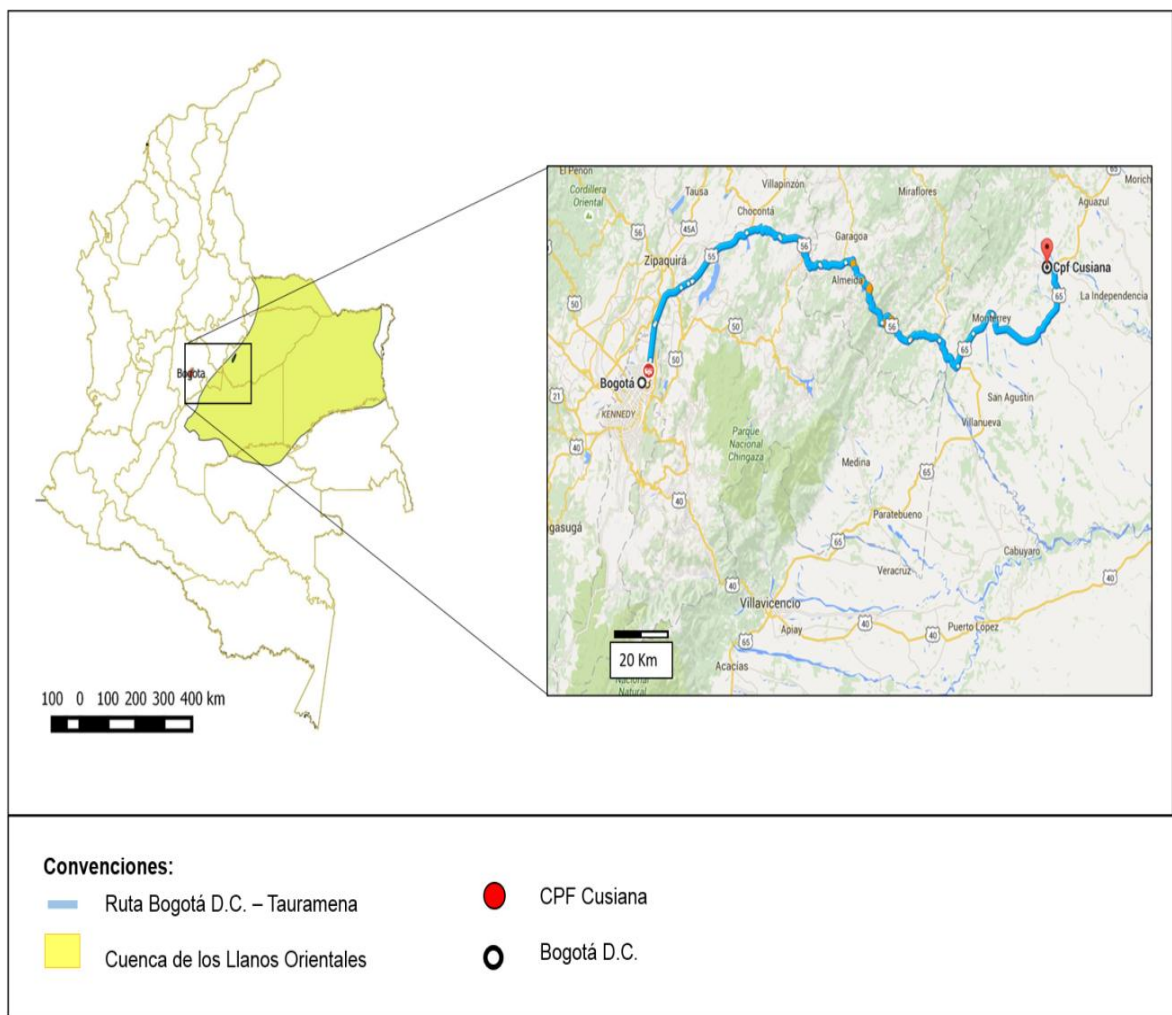
El Campo Cusiana se encuentra ubicado en el Departamento del Casanare en la Cuenca de los Llanos Orientales a 274 Km al noroeste de Bogotá Distrito Capital.

¹ ECOPETROL, BP, TOTAL, TRITON. Estudio técnico de los campo Cusiana y Cupiagua Contratos de Asociación Santiago de las Atalayas y Tauramena. 1993. p.16.

El Centro de Producción y Facilidades (CPF), se encuentra en el kilómetro 3 en la vía Tauramena, aproximadamente a 60 minutos por vía terrestre de la capital del departamento, Yopal y a seis horas de Bogotá, D. C.

En la **Figura 1**, se muestra la ubicación de la cuenca, el campo, ciudades más cercanas y principales vías de acceso.

Figura 1. Ubicación Campo Cusiana en Cuenca de los Llanos Orientales

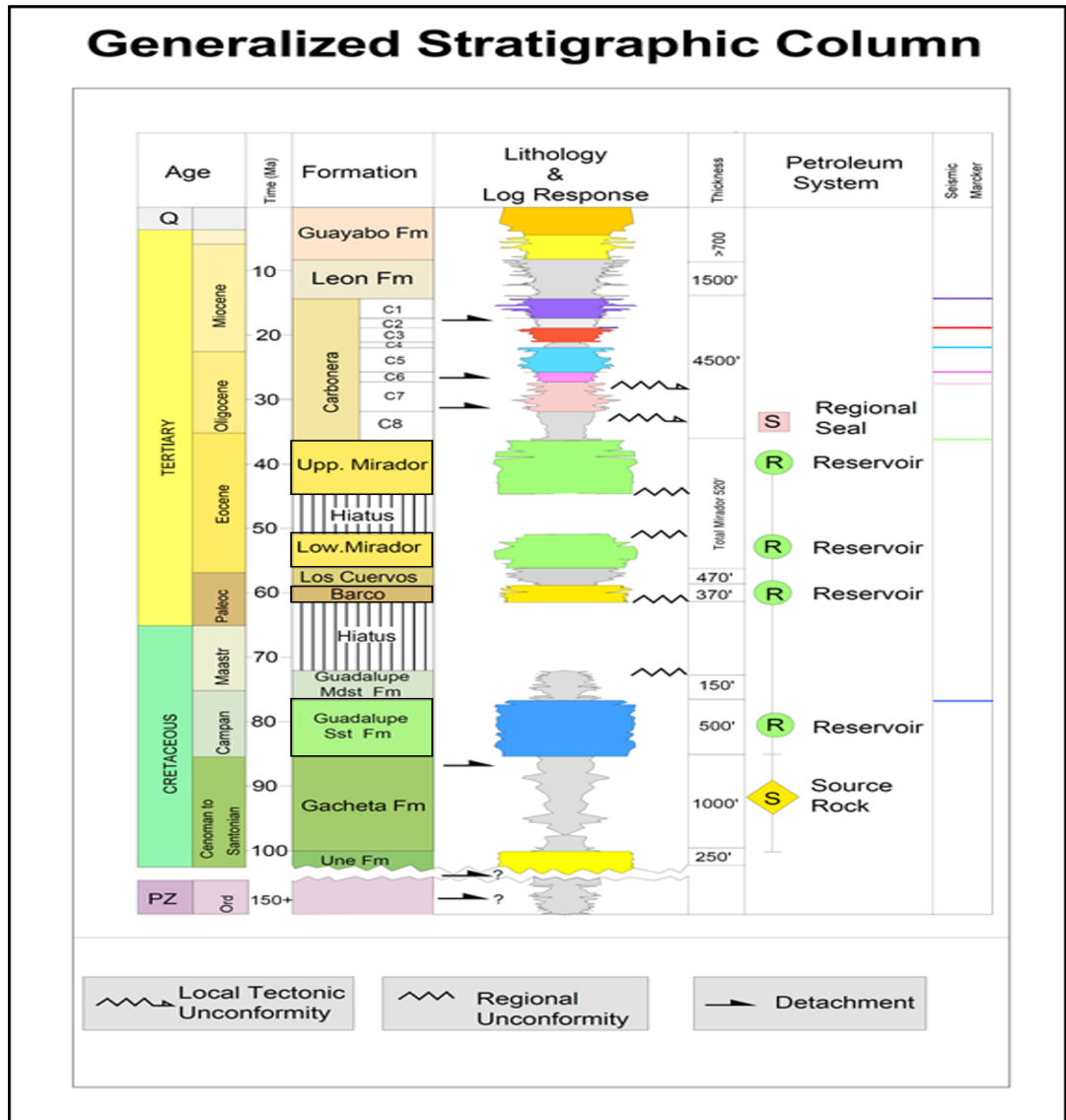


Fuente: Google Earth, IGAC. (2015). Mapa de cartográfica básica. 2015, de Instituto Geográfico Agustín Codazzi. Sitio web: http://ssigleps.igac.gov.co/ssigl2.0/visor/galeria.req?mapald=7&title_Mapa%20Base, Modificado por los autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En la **Figura 2** se puede observar la columna estratigráfica generalizada del Campo Cusiana, la cual representa: edad, tiempo, formación y litología del mismo.

Figura 2. Estratigrafía general de la Cuenca de los Llanos de la Cordillera Oriental.



Fuente: ECOPETROL, BP, TOTAL, TRITON. Estudio técnico de los campo Cusiana y Cupiagua Contratos de Asociación Santiago de las Atalayas y Tauramena.1993.

1.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS.

En la **Tabla 1** se encuentran las principales características promedio de los Yacimientos presentes en el Campo Cusiana.

Tabla 1. Características De Los Yacimientos.

Parámetro/Reservorio	Mirador	Barco	Guadalupe
Presión inicial del Yacimiento [psi]	4,500-5,979	5,190-5,655	5,370-5,890
Temperatura del Yacimiento [°F]	250-260	255-270	255-270
Permeabilidad (mD)	0.1-1,000	0.1-1,000	0.1-1,000
Tope de la Formación [pies]	12,160	12,880	13,160
Espesor promedio zona de petróleo [pies]	400	380	380
Espesor promedio zona de gas [pies]	330	230	60
Espesor promedio zona de agua [pies]	430	170	400
Profundidad TVD [pies]	13,400	13,400	13,400
Desviación Típica	14-31	8-43	18-36
CO ₂ [% mol]	3-4	3-4	3-4

Fuente: ECOPETROL, BP, TOTAL, TRITON. Estudio técnico de los campo Cusiana y Cupiagua Contratos de Asociación Santiago de las Atalayas y Tauramena.

1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

De acuerdo con el estudio de comercialidad del Campo Cusiana² en 1991 se inició con altos valores de producción cercanos a los 25.000 barriles de aceite por día.

En el año 1999 tuvo su pico de producción con 290.000 barriles de aceite por día, fecha a partir de la cual empezó la declinación del Campo con respecto a los niveles de aceite. En el caso del gas en el año 2002 alcanzo la máxima producción

² ECOPETROL, BP, TOTAL, Triton. Op., Cit., p. 9.

reportada en la historia del campo de 1,400 MMSCFD por día, manteniendo un comportamiento más estable comparada a del aceite.

En la actualidad el potencial de producción del campo fue reportado mediante Equión, con 7.000 BOPD de petróleo, 400 MMSCFD de gas y 35.000 BPD de agua.

1.5.1 Mecanismos de producción. A continuación se mencionan los mecánicos de producción que afectan el factor de recobro en el Campo Cusiana según BP³.

1.5.1.1 Drenaje por gravedad. El ángulo de buzamiento de 15° en Cusiana, contribuye a mejorar los efectos de segregación gas-petróleo, teniendo como resultado unas bajas relaciones gas-petróleo (GOR) y un mayor recobro de petróleo. El perfil de permeabilidad favorable a lo largo de la Formación Mirador, teniendo los intervalos con mayor permeabilidad en las unidades inferiores de flujo, mejora aún más el proceso de drenaje por gravedad.

1.5.1.2 Expansión de la capa de gas. La expansión de la capa de gas y la migración del gas en solución buzamiento arriba, contribuye a mejorar el factor de recobro puesto que las saturaciones de petróleo residual detrás del frente de avance gas-petróleo son menores que en la correspondiente zona invadida por agua. El mantenimiento de presión mediante reinyección de gas también detiene el avance del acuífero y permite que el mecanismo de desplazamiento por gas sea más eficiente.

1.5.1.3 Intrusión del acuífero. Las saturaciones de petróleo residual en zonas invadidas por agua son más altas que las de las zonas barridas con gas. Sin embargo, al contribuir a mantener la presión del yacimiento, la intrusión del acuífero reduce la cantidad de condensación retrógrada que ocurre en el yacimiento, y

³ Ibíd., p. 71, 72

mejora los procesos de desplazamiento miscible. Además, el mantenimiento de presión por un acuífero activo puede permitir a los pozos de producción fluir durante períodos más largos sin necesidad de levantamiento artificial.

1.5.1.4 Empuje por gas en solución. La evolución del gas en solución ayuda a mantener la presión del yacimiento y así mismo mejora el recobro total; además, la eficiencia del mecanismo de empuje por gas en solución es incrementada por el alto buzamiento del yacimiento que permite que el gas formado se desplace lejos de los pozos de producción localizados buzamiento abajo.

1.5.2 Método de producción. En la actualidad el método principal de producción del Campo Cusiana es la reinyección de gas la cual mejora el recobro de producción del petróleo, además de mantener la presión del yacimiento y desplazar el hidrocarburo presente. Otra razón por la cual se inyecta el gas es para evitar la rápida declinación de presión del yacimiento.

1.5.3 Tiempo de producción. En 1988 se comprobaron grandes volúmenes de hidrocarburo en el Campo Cusiana, pero solo hasta 1991 se inició su producción hasta la actualidad, dando como resultado un tiempo de vida de 25 años de producción hasta la fecha.

1.5.4 Numero de pozos. En la Tabla 2 se observan el número de pozos y su estado actual en el Campo Cusiana.

Tabla 2. Información de pozos.

Pozos Productores	Número de Pozos
Mirador	17
Barco	3
Guadalupe	0
Mirador/Barco	3
Barco/Guadalupe	1
Mirador/Barco/Guadalupe	2
Mirador/LC/Barco	2
Total no – activos	14
Suspendidos	4
Abandonado	2
Pozos Inyectores	Número de Pozos
Inyector de Gas	17
Inyector de Agua	2
Total no – activos	7
Agua abandonado	2
Productor de agua no – activo	1
Total	77

Fuente: Campo Cusiana. 2013, p.7.

1.5.5 Grafica de producción acumulada. En la Tabla 3 Se muestran los últimos datos registrados de la producción de aceite y gas del Campo Cusiana con las respectivas fechas reportadas desde el año 2010 al 2015.

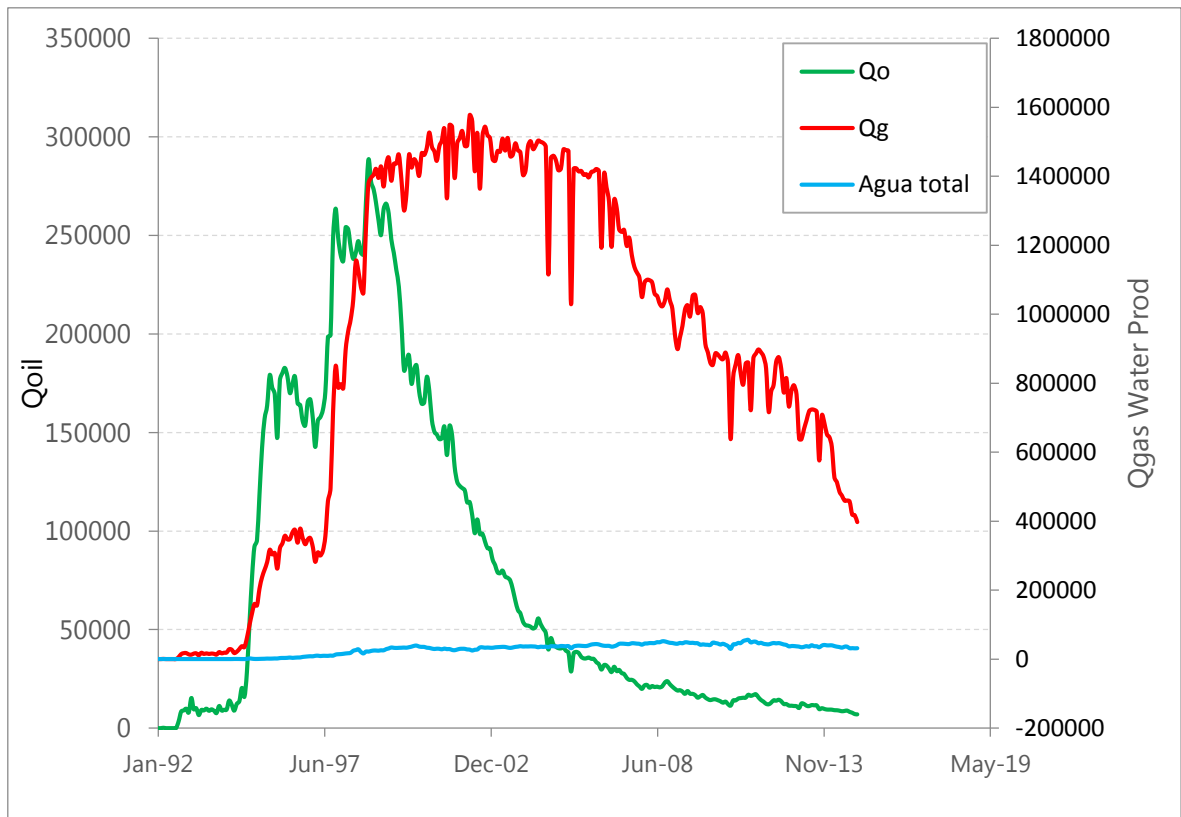
Tabla 3. Producción del Campo Cusiana.

Fecha	Agua total	Qo	Qg
01/12/2010 0:00	42,407	14,049	816.656
01/12/2011 0:00	44,632	13,453	877.484
01/12/2012 0:00	37,985	11,226	794.035
01/12/2013 0:00	41,264	9,738	685.039
01/12/2014 0:00	31,370	7,138	417.344
01/01/2015 0:00	31,700	6,991	397.220

Fuente: Equión Energía Limitada.

A continuación en la **figura 3** se muestra el comportamiento de la producción acumulada desde el año 1991 hasta el año 2015.

Figura 3. Producción de aceite, gas y agua del Campo Cusiana.



Fuente: Equión Energía Limitada.

1.5.6 Características de producción de los pozos. En la Tabla 4 se pueden observar las principales características promedio del yacimiento en el Campo Cusiana.

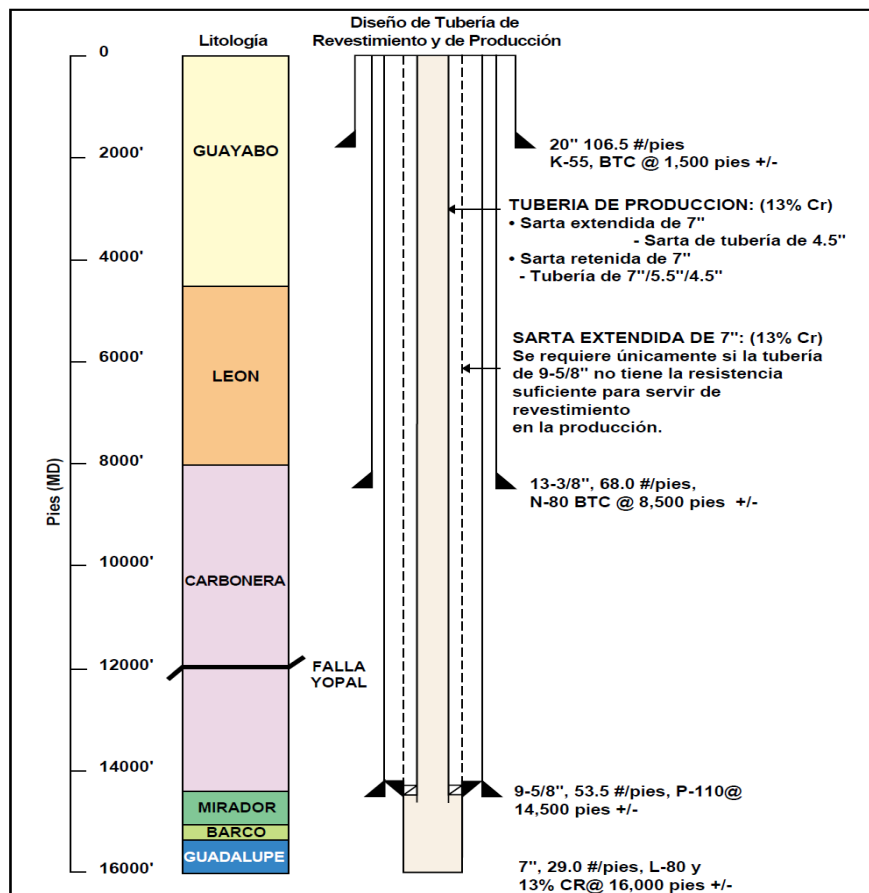
Tabla 4. Características de producción de los pozos

Características	Dato promedio
Presión de Fondo Fluyendo (PSI)	1000-3.200
Temperatura de Fondo Fluyendo (°F)	140-220
BSW (%)	10-95
GOR (SCF/STB)	16,000-150,000
°API	28-45
Cl (ppm)	2,000-14,000
Agua (Bbls)	600-2.000

Fuente: Equión Energía Limitada.

1.6 DISEÑO DE POZO TÍPICO

Figura 4. Diseño de pozo Típico. ⁴



⁴ Ibíd., p. 123

2. GENERALIDADES DE LOS SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

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.

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.

Cada sistema de levantamiento tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto una serie de características y rangos de operación propios, los cuales, deben ser debidamente identificados como una base previa para la correcta selección del sistema de levantamiento más adecuado para determinado proyecto.

2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El sistema de bombeo electrosumergible (B.E.S) es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión. Este sistema de producción ha probado ser eficiente y económico especialmente en la producción de crudos medianos y livianos. En la industria petrolera, comparativamente con otros sistemas artificiales

de producción tiene ventajas y desventajas, debido a que por diversas razones no siempre puede resultar ser el mejor, es decir un pozo candidato a producir artificialmente con bombeo electrosumergible, debe reunir características específicas que no afecten su funcionamiento como las altas relaciones gas/aceite, las altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos, que son factores indeseables sobre la eficiencia del sistema.

Entre las características del sistema están su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde diferentes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue por qué, el motor está directamente acoplado con la bomba en el fondo del pozo. El ensamble de bombeo eléctrico trabaja sobre un amplio rango de profundidades y volúmenes, su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite.

Ventajas:

- Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos (alrededor de 20,000 bbl/día) sin dificultad, y a bajo costo.
- Elevado aporte de energía al fluido.
- Alta eficiencia (70 %).
- El sistema no se ve afectado por la desviación.
- Buena recolección de datos e información relacionada.
- Tasas de producción elevadas.
- Sistema fácil de controlar.
- No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable en plataformas costa afuera.
- Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de scales.

- Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.

Desventajas

- Tolerancia limitada a la arena.
- Baja tolerancia a las altas relaciones Gas – Líquido (Sin separador).
- Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.
- Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
- El cable eléctrico puede ocasionar problemas con las tuberías.
- Vida útil corta si existe un diseño, instalación y operación deficientes.
- Tolerancia limitada a las altas temperaturas.
- No aplicable a completamientos múltiples.
- Poco práctico en pozos someros.
- Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes.
- Las unidades son costosas, para ser reemplazadas a medida que el yacimiento declina.
- Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido costos de cable y capacidad de la bomba.

2.2 GAS LIFT

El Levantamiento Artificial por Gas es uno de los métodos más utilizados a nivel mundial para el levantamiento de la producción en pozos petroleros. Conceptualmente es muy sencillo ya que en su versión de flujo continuo es similar al método de producción por flujo natural con la diferencia que la relación gas-líquido en la columna de fluidos es alterada mediante la inyección de gas comprimido. El gas disminuye el peso de la columna de tal forma que la energía del yacimiento resultará suficiente para levantar la producción hasta la superficie. Es necesario

inyectar el gas lo más profundo posible para reducir sustancialmente el peso de la columna e inyectar la tasa de gas adecuada para que la fricción de la corriente multifásica no anule la reducción de peso. Adicionalmente para optimar la distribución de gas entre los pozos asociados al sistema es necesario utilizar algoritmos que permitan levantar la mayor cantidad de petróleo posible, ya que la presencia de agua atenta contra la rentabilidad del método puesto que esta es normalmente más pesada que el petróleo y no posee gas en solución para asistir al levantamiento de los fluidos. (Maggiolo, 2010)⁵.

Ventajas:

- Es un sistema seguro de operar.
- Presenta alta tolerancia a los sólidos (aunque las velocidades de erosión en el tubing y el árbol de navidad pueden ser críticas).
- Habilidad para manejar altas ratas de producción.
- Requiere de poco espacio en superficie.
- Generalmente puede ser reacondicionado con wireline.
- Acceso completo a través del tubing a las GLVs inferiores.
- No es restringido por la desviación de los pozos.
- Relativamente insensible a la corrosión.
- Muy flexible, se puede convertir de flujo continuo a intermitente, chamber lift o plunger lift a medida que declina el yacimiento.
- La fuente de potencia puede ser ubicada en locaciones remotas.
- Fácil de obtener presiones y gradientes en profundidad.
- No es problema en pozos con empuje de gas.

⁵ MAGGILOLO, R. Curso Taller: Gas lift básico. Maracaibo ESP Oil, 2004.

Desventajas:

- Ineficiente en sistemas de bajo volumen, debido a los costos capitales de compresión y tratamiento del gas.
- Requiere de un volumen de gas para su arranque, el cual no siempre está disponible.
- Presenta dificultad para manejar crudos muy pesados y viscosos o emulsionados.
- Potencial para la formación de hidratos en superficie o en las GLVs.
- Requiere de monitoreo continuo, optimización y reparación técnica, así como de supervisión ingenieril.
- Usualmente se ve limitado por una profundidad de levantamiento máxima.
- Posible necesidad de casing y tubing muy fuertes debido a las altas presiones de gas en el anular.
- Problemas con líneas sucias en superficie.
- Puede presentar problemas de seguridad si se manejan presiones de gas muy altas.

2.3 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

El bombeo hidráulico tipo Jet, es un mecanismo de producción de pozos petroleros, que actúa mediante la transferencia de potencia a una bomba de subsuelo con un fluido presurizado que es bombeado a través de la tubería de producción. La bomba de subsuelo actúa como un transformador convirtiendo la energía del fluido motriz en energía potencial o presión sobre los fluidos producidos.

La bomba de subsuelo tipo Jet, logra su acción de bombeo mediante la transferencia de energía entre dos corrientes de fluidos. La alta presión del fluido motriz enviado desde la superficie pasa a través de una boquilla donde su energía potencial o

presión es convertida en energía cinética en la forma de chorro de fluido a gran velocidad. El fluido a producir es succionado y mezclado con el fluido motriz en la garganta de la bomba y llevado a superficie.

No requiere de varillas o cables eléctricos para la transmisión de potencia a la bomba de subsuelo. Es un sistema con dos bombas una en superficie que proporciona el fluido motriz y una en el fondo que trabaja para producir los fluidos de los pozos. La bomba de subsuelo puede ser instalada y recuperada hidráulicamente o con unidades de cable. Los fluidos producidos pueden ser utilizados como fluido motriz. Su mantenimiento es de bajo costo y de fácil implementación.

Ventajas

- Flexibilidad en la rata de producción.
- Cálculo de la P_{wf} en condiciones fluyentes por el programa de diseño.
- La bomba Jet no tiene partes móviles lo que significa alta duración y menor tiempo en tareas de mantenimiento.
- Puede ser instalada en pozos desviados.
- Pueden ser fácilmente operadas a control remoto.
- Puede bombear todo tipo de crudos, inclusive crudos pesados.
- Las bombas de subsuelo pueden ser circuladas o recuperadas hidráulicamente. Esta ventaja es muy importante porque reduce los requerimientos de los equipos de reacondicionamiento (workover) para hacer el mantenimiento a los equipos de subsuelo.
- La bomba Jet es fácilmente optimizada cambiando el tamaño de la boquilla y la garganta.
- Muy apropiadas para instalación de medidores de presión debido a su baja vibración.

- Muy apropiadas para zonas urbanas o cerca de zonas urbanas, plataformas costa afuera y zonas ambientalmente sensibles.
- Puede manejar fluidos contaminados con CO₂, SO₂, gas y arena.

Desventajas

- Requiere alto caballaje (mayor de 200 HP).
- Requiere alta presión de fondo fluyente.
- El diseño de la bomba es bastante complejo por las variadas combinaciones geométricas disponibles.
- La eficiencia de las bombas jet es baja (26% a 33%).
- Mayor riesgo en las instalaciones de superficie por la presencia de altas presiones.
- Falta de conocimiento en operaciones e ingeniería.
- Su rango de producción es muy bajo
- Requiere de vigilancia continua para su normal desarrollo.
- No puede funcionar hasta la depleción del pozo. Se podrá requerir de otro método.
- Bueno para pozos de baja producción. Menor a 200 BOPD.
- Se requiere comunicación entre el tubing y el casing para una buena operación.
- En pozos donde se tiene un alto corte de agua se requiere inyectar químicos para bajar emulsión producida por la jet en los tanques de almacenamiento.

2.4 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN

Las bombas de pistones están formadas por un conjunto de pequeños pistones que van subiendo y bajando de forma alternativa de un modo parecido a los pistones de un motor a partir de un movimiento rotativo del eje. Estas bombas disponen de

varios conjuntos pistón-cilindro de forma que mientras unos pistones están aspirando líquido, otros lo están impulsando, consiguiendo así un flujo menos pulsante; siendo más continuo cuantos más pistones haya en la bomba; el líquido pasa al interior del cilindro en su carrera de expansión y posteriormente es expulsándolo en su carrera de compresión, produciendo así el caudal.

Ventajas

- Pueden ser usados en pozos profundos (+/- 18000 pies).
- No requieren taladro para remover el equipo de subsuelo.
- Puede ser utilizado en pozos desviados, direccionales y sitios inaccesibles.
- Varios pozos pueden ser controlados y operados desde una instalación central de control.
- Puede manejar bajas concentraciones de arena

Desventajas

- Costo inicial alto.
- Las instalaciones de superficie presentan mayor riesgo, por la presencia de altas presiones.
- Altos costos en la reparación del equipo.
- No es recomendable en pozos de alto GOR.
- Problemas de corrosión.
- El diseño es complejo.
- Requiere de suficiente cantidad de flujo motriz. Si es aceite del pozo puede reducir la productividad.
- Existen problemas de tratamiento donde se utiliza agua en el sistema de flujo motriz.

2.5 BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie, considerando que el yacimiento posee una determinada presión, la cual es suficiente para que el petróleo alcance un determinado nivel en el pozo. Este tipo de levantamiento artificial utiliza una bomba con un embolo de desplazamiento positivo y una unidad impulsora en la superficie, con un acople mecánico, incluyendo un balancín pivoteado que convierte el movimiento giratorio del motor en un movimiento oscilante. La bomba en el fondo del pozo y la unidad de superficie están conectadas por medio de una sarta de varillas, las cuales realizan continuamente un movimiento oscilante.

Ventajas

- Confiabilidad y bajo mantenimiento.
- Alto valor residual del equipo de superficie.
- Facilidad para ajustar la tasa en superficie.
- Permite alcanzar un alto grado de depleción.
- Varias alternativas para la fuente de poder (motor diesel o eléctrico).
- Operación, análisis sencillos y fácil reparación técnica.
- Tolerancia a las altas temperaturas.
- Facilidad para el intercambio de unidades entre pozos.
- Aplicable a huecos estrechos y completamientos múltiples.
- Permite el levantamiento de crudos con viscosidades relativamente altas.
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y la formación de scales.
- Disponibilidad de diferentes tamaños de unidades.
- Permite una operación más eficiente mediante el uso de unidades con doble sistema de válvulas, lo que permite bombear tanto en la carrera ascendente, como en la descendente.

Desventajas

- Los caudales que permite bombear son relativamente bajos.
- Requiere de gran espacio en superficie, siendo poco recomendable en plataformas costa afuera y en locaciones urbanas.
- Presenta mayor desgaste de las varillas en pozos desviados.
- Problemas de fricción en pozos tortuosos.
- Baja tolerancia a la producción de sólidos.
- Limitado por profundidad (debido a la resistencia de las varillas de succión).
- Baja eficiencia volumétrica en pozos con alta producción de gas.
- Susceptible a la formación de parafinas.
- El tubing no puede ser recubierto internamente para protegerlo contra la corrosión.
- Poca resistencia al contenido de H₂S.
- En pozos de diámetro pequeño, se limita el caudal a producir, por el tamaño del equipo de subsuelo.

2.6 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Las bombas de cavidades progresivas están formadas por un rotor, que es una varilla gruesa de forma helicoidal que gira dentro de un estator, el cual, consiste de una matriz de elastómero con un troquelado interno con forma de doble línea helicoidal. Cuando el rotor gira dentro del estator, se forman varias cavidades cerradas las cuales avanzan desde el extremo de entrada de la bomba, hasta el extremo de descarga. El resultado de esto es un flujo continuo por desplazamiento positivo proporcional a la velocidad de rotación. El estator está anclado a la tubería de producción, mientras que el rotor gira por el efecto del motor.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a bajas velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas o sólidos en suspensión, así como también son ideales para manejar crudos pesados y extrapesados.⁶

Ventajas

- Alta tolerancia a la producción de sólidos (hasta un 90 %).
- Buena eficiencia energética.
- Bajos costos capitales y de operación.
- Buen manejo de fluidos viscosos y de crudos con elevadas relaciones gas-liquido.
- Bajo perfil en superficie.
- Fácil instalación a corto plazo (por ejemplo, para campañas de exploración).
- No posee válvulas internas ni trampas de gas.
- Instalación sencilla y operación silenciosa del equipo.D

Desventajas

- Tasa de producción limitada.
- Baja tolerancia a las altas temperaturas.
- Se requiere de una unidad de workover para el mantenimiento del equipo de subsuelo.
- No es compatible con CO₂, ni demás fluidos de tipo ácido.
- Difícil detección de fallas en subsuelo.
- No es recomendable usar disolventes para lavar el elastómero, ya que éstos lo pueden deteriorar.

⁶ MARQUES, S. David A. y RONDÓN, A. María A. Tesis de Pregrado Estudio Para El Mejoramiento de la Productividad de los Pozos del Área Mayor De Socororo, Mediante la Aplicación de Métodos de Levantamiento Artificial, Universidad Central de Venezuela. 2002

3. SCREENING DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

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 diferentes Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA) y sus rangos de aplicación en especial a los campos composicionales.

Luego de la revisión de diferentes fuentes en la literatura,⁷⁸⁹ se encontró que los SLA que más se utilizan en los campos de fluidos composicionales son el Bombeo Electro Sumergible, Hidráulico, Mecánico, Cavidades Progresivas y Gas lift. Otros métodos utilizados para mantener la producción de estos campos son instalar sartas de velocidad “velocity String”, inyección de jabones, espumas, levantamiento tipo pistón y producción intermitente, los cuales no son objetivo de este estudio.

Este screening se fundamenta en los SLA mencionados anteriormente, 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 referencia, artículos técnicos y trabajos de grado dedicados al área de levantamiento artificial, y validados finalmente a través de la comparación y semejanza entre todos los datos recopilados.

⁷ KHAMEHCHI, E; KHISHVAND, M; ABDOLHOSSEINI, H. A case study to optimum selection of deliquification method for gas condensate well design: South Pars gas field. Amirkabir University of Technology and University of Wyoming. 2016.

⁸ OYEWOL, PO; LEA, JF. Artificial-lift selection strategy for the life of a gas well with some liquid production. In: SPE annual technical conference and exhibition. Society of petroleum engineers; 2008.

⁹ ARACHMAN, F; SINGH, K; FORREST, JK. Liquid unloading in a big bore completion: a comparison among gas lift, intermittent production, and installation of velocity string. Society of petroleum engineers; 2004.

El screening realizado para cada método partió el agrupamiento de variables en tres grandes conjuntos:

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

Para la selección de estas variables se tuvo en cuenta las características del campo en estudio y tomando como referencia otros trabajos realizados con la misma finalidad aplicado a otros campos.¹⁰

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.

¹⁰ MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Tesis de grado. UIS. 2007.

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 implementación.

3.1 RELACIÓN DE VARIABLES CON LOS RANGOS DE APLICACIÓN

3.1.1 Bombeo Electrosumergible. La principal ventaja del ESP es sin duda alguna la facilidad que tiene para levantar elevadas tasas de producción, lo que hace que este SLA sea muy atractivo incluso cuando otras condiciones existentes sean desfavorables, como por ejemplo, BS&W muy altos.

Tabla 5. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Electrosumergible.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos					1	>1
Tasa de producción (BPD)	<100 y >60000	100 a 200	201 a 300 y 50001 a 60000	301 a 1000 y 30001 a 50000	1001 a 10000 y 20001 a 30000	10001 a 20000

Tabla 5. (Continúa)...

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Profundidad del pozo (ft)	>15000	12501 a 15000	10001 a 12000	7501 a 10000	5001 a 7500	1 a 5000
Tamaño de Casing (In ID)	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7
Grado de Inclinación Pozo Respecto a la Vertical	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/100 ft)			>10		4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>450	351 a 450	326 a 350	251 a 325	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)				14 a 300	301 a 500	>500
Tipo de Completamiento	Múltiple					Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 6. Características de las propiedades de los fluidos producidos para Bombeo Electro Sumergible.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW (%)				91 a 99,9	71 a 90	0,1 a 70
Viscosidad del fluido producido (cp)	>5000	201 a 5000	101 a 200	51 a 100	11 a 50	0,1 a 10
Presencia de fluidos corrosivos			Si			No

Tabla 6. (Continúa)...

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>200	101 a 200	51 a 100	16 a 50	6 a 15	0 a 5
GOR (scf/stb)	>5000	4001 a 5000	1501 a 4000	501 a 1500	51 a 500	0 a 50
Presencia de Contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamiento Aplicado			Ácidos Solventes Inhibidores			Sin tratamiento

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 7. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Electro Sumergible.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo de Locación				Remoto	Offshore	Onshore
Energía Eléctrica	Generada					Comprada
Espacio				Reducido	Amplio	Standard

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

3.1.2 Gas Lift. La alta relación gas/aceite (que es característico en los fluidos composicionales) es uno de sus principales requerimientos para su buen funcionamiento, maneja altas tasas de fluido y se ve seriamente afectado por diámetros de casing pequeños que impiden una buena instalación de la tubería y válvulas.

Tabla 8. Características de yacimiento, producción y pozo para Gas lift.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos	1		2 a 15		16 a 25	> 25
Tasa de producción (BPD)	1 a 100 y >35000	101 a 500 y 30001 a 35000	501 a 1000	1001 a 5000 y 20001 a 30000	5001 a 10000 y 15001 a 20000	10001 a 15000
Profundidad del pozo (ft)	>18500	15001 a 18500	1 a 2500	2501 a 7500	7501 a 10000	10001 a 15000
Tamaño de Casing (In ID)	2 3/8		4 1/2	5 1/2	7	>7
Grado de Inclinación Pozo Respecto a la Vertical		76 a 90	66 a 75	46 a 65	31 a 45	0 a 30
Severidad Dogleg (ft/100 ft)		>80	71 a 80	61 a 70	51 a 60	0 a 50
Temperatura (°F)	>500	401 a 500	281 a 400	201 a 280	1 a 100 y 151 a 200	101 a 150
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)	14 a 500	501 a 650	651 a 850	851 a 1000	1001 a 2000	>2000
Tipo de Completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro	Secundario		Terciario			Primario

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 9. Características de las propiedades de los fluidos producidos para Gas lift.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW (%)	>90	81 a 90	41 a 80	21 a 40	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (cp)	0,1 a 5 y >800	6 a 10 y 601 a 800	11 a 20 y 501 a 600	21 a 30 y 201 a 500	31 a 40 y 71 a 200	41 a 70
Presencia de fluidos corrosivos					Si	No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>12000	5001 a 12000	1001 a 5000	501 a 1000	201 a 500	0 a 200
GOR (scf/stb)	0 a 50	51 a 150	151 a 500	501 a 1000	1001 a 5000	>5000
Presencia de Contaminantes				Severa y Media	Leve	Nula
Tratamiento Aplicado		Ácidos	Solventes Inhibidores			Sin tratamiento

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 10. Características de las facilidades de superficie para Gas lift.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo de Locación		Remotos			Onshore	Offshore
Energía Eléctrica				Comprada Generada		
Espacio			Reducido		Amplio	Standard

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

3.1.3 Bombeo Hidráulico Tipo Jet. Es el sistema que se aplica a mayor profundidad, posee una gran capacidad en el manejo altas tasas de fluido y se puede aplicar a pozos con alto grado de desviación. Se ve seriamente afectado por la presencia de arena.

Tabla 11. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos			1		2	>2
Tasa de producción (BPD)	>15000	10001 a 15000	1 a 50 y 2001 A 10000	51 a 100 y 1001 a 2000	101 a 150 y 501 a 1000	151 a 500
Profundidad del pozo (ft)	1 a 2000 y >20000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 10000	10001 a 12000 y 15001 a 20000	12001 a 15000
Tamaño de Casing (In ID)	>9 5/8	9 5/8	7	5 1/2	4 1/2	2 3/8
Grado de Inclinación Pozo Respecto a la Vertical			21 a 90		11 a 20	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/100 ft)	>60	31 a 60	16 a 30	11 a 15	4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600		251 a 550	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y >1000	501 a 1000
Tipo de Completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro			Secundario y Terciario		Primario	

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 12. Características de las propiedades de los fluidos para Bombeo Hidráulico Tipo Jet

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW (%)		61 a 100	36 a 60	21 a 35	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (cp)	>1000	801 a 1000	501 a 800	201 a 500	0,1 a 1 y 11 a 200	1 a 10
Presencia de fluidos corrosivos			Si			No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>200		101 a 200	11 a 100	3 a 10	0 a 2
GOR (scf/stb)	>500	401 a 500	301 a 400	201 a 300	101 a 200	0 a 100
Presencia de Contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamiento Aplicado			Ácidos	Sin tratamiento	Inhibidores	Solventes

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 13. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Hidráulico Tipo Jet

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo de Locación		Remotos			Onshore	Offshore
Energía Eléctrica				Comprada Generada		
Espacio			Reducido		Amplio	Standard

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

3.1.4 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón. Es el segundo SLA que puede ser implementado a grandes profundidades, ya que resiste elevadas temperaturas gracias a las características de los materiales con los que está diseñado. Su principal limitación se debe al contenido de arena abrasiva presente en el fluido de producción.

Tabla 14. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos			1		2	>2
Tasa de producción (BPD)	>15000	10001 a 15000	3001 a 10000	1 a 50 y 1501 a 3000	51 a 100 y 601 a 1500	101 a 600
Profundidad del pozo (ft)	1 a 2000 y >20000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 10000	10001 a 12000 y 15001 a 20000	12001 a 15000
Tamaño de Casing (In ID)	>9 5/8	9 5/8	7	5 1/2	4 1/2	2 3/8
Grado de Inclinación Pozo Respecto a la Vertical			21 a 90		11 a 20	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/100 ft)	>60	31 a 60	16 a 30	11 a 15	4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600	251 a 550		1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)			14 a 50	51 a 100	101 a 300 y > 800	301 a 800
Tipo de Completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro			Secundario y Terciario		Primario	

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 15. Características de las propiedades de los fluidos para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW (%)		61 a 100	36 a 60	21 a 35	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (cp)	>2000	1001 a 2000	501 a 1000	301 a 500	0,1 a 1 y 51 a 300	1 a 50
Presencia de fluidos corrosivos		Si				No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>150		71 a 150	11 a 70	3 a 10	0 a 2
GOR (scf/stb)	>500	351 a 500	221 a 350	121 a 220	31 a 120	0 a 30
Presencia de Contaminantes		Severa	Media	Leve		Nula
Tratamiento Aplicado			Ácidos	Sin tratamiento	Solventes	Inhibidores

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 16. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo de Locación				Offshore y Remotos		Onshore
Energía Eléctrica				Comprada Generada		
Espacio			Reducido		Amplio	Standard

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

3.1.5 Bombeo Mecánico. Una de sus principales ventajas se debe al manejo de fluidos de alta viscosidad y su resistencia a altas temperaturas de operación, aun cuando es el SLA más sensible a la corrosión. El factor de mayor importancia que generalmente motiva a los ingenieros de producción a seleccionar el bombeo mecánico como alternativa de levantamiento, es la vasta experiencia de campo con que se cuenta para su instalación, operación y mantenimiento.

Tabla 17. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Mecánico.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos					1	>1
Tasa de producción (BPD)	>10000	4001 a 10000	1001 a 4000	1 a 10 y 501 a 1000	11 a 50 y 301 a 500	50 a 300
Profundidad del pozo (ft)	>14000	10001 a 14000	7001 a 10000	3001 a 7000	2501 a 3000	1 a 2500
Tamaño de Casing (In ID)	>9 5/8	2 3/8 y 9 5/8	7		5 1/2	4 1/2
Grado de Inclinación Pozo Respecto a la Vertical	>45		21 a 45	11 a 20	6 a 10	0 a 5
Severidad Dogleg (ft/100 ft)	>20	11 a 20	6 a 10		4 a 5	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600	401 a 550	251 a 400	151 a 250	1 a 150
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)	>4000	501 a 4000	301 a 500	201 a 300	14 a 50 y 101 a 200	51 a 100
Tipo de Completamiento			Múltiple			Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 18. Características de los fluidos producidos para Bombeo Mecánico.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW (%)	>95	61 a 95	46 a 60	26 a 45	16 a 25	0,1 a 15
Viscosidad del fluido producido (cp)	>7000	5001 a 7000	3001 a 5000	0,1 a 20 y 1001 a 3000	21 a 100 y 501 a 1000	101 a 500
Presencia de fluidos corrosivos	Si					No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>1000	501 a 1000	201 a 500	51 a 200	11 a 50	0 a 10
GOR (scf/stb)	>700	401 a 700	301 a 400	201 a 300	101 a 200	0 a 100
Presencia de Contaminantes		Severa	Media	Leve		Nula
Tratamiento Aplicado		Ácidos			Inhibidores y Solventes	Sin Tratamiento

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 19. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Mecánico.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo de Locación	Offshore		Remotos		Onshore	
Energía Eléctrica				Generada	Comprada	
Espacio		Limitado				Amplio

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

3.1.6 Bombeo por Cavidades Progresivas. Este sistema se ha caracterizado por presentar un muy buen manejo tanto de crudos pesados y viscosos, como por una alta tolerancia al contenido de sólidos.

Tabla 20. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo por Cavidades Progresivas.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos					1	> 1
Tasa de producción (BPD)	1 a 5 y >5500	4501 a 5500	3501 a 4500	6 a 100 y 2501 a 3500	101 a 1500 y 2001 a 2500	1501 a 2000
Profundidad del pozo (ft)	>9800	7501 a 9800	5001 a 7500	3501 a 5000	2501 a 3500	1 a 2500
Tamaño de Casing (In ID)	>9 5/8	9 5/8	7		5 1/2 y 2 3/8	4 1/2
Grado de Inclinación Pozo Respecto a la Vertical	11 a 90		9 a 10		4 a 8	0 a 3
Severidad Dogleg (ft/100 ft)	>10	5 a 10			3 a 4	0 a 2
Temperatura (°F)	>350	281 a 350		251 a 280	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y >1000	500 a 1000
Tipo de Completamiento			Múltiple			Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 21. Características de las propiedades de los fluidos producidos para Bombeo por Cavidades Progresivas.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW (%)	>90	56 a 90	41 a 55	16 a 40	7 a 15	0,1 a 6
Viscosidad del fluido producido (cp)	>12000	0 a 100 y 10001 a 12000	101 a 500 y 8001 a 10000	501 a 1000 y 6001 a 8000	1001 a 5000	5001 a 6000
Presencia de fluidos corrosivos		Si				No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>10000	8001 a 10000	501 a 8000	201 a 500	51 a 200	0 a 50
GOR (scf/stb)	>500	301 a 500		151 a 300	51 a 150	0 a 50
Presencia de Contaminantes				Severa	Media Leve	Nula
Tratamiento Aplicado	Solventes	Ácidos	Inhibidores			Sin tratamiento

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 22. Características de las facilidades de superficie para Bombeo por Cavidades Progresivas

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo de Locación		Offshore		Remotos		Onshore
Energía Eléctrica	Generada				Comprada	
Espacio				Reducido	Amplio	Standard

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

4. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN

Tomando como base el screening mostrado en el capítulo anterior se presenta a continuación el paso a paso de la metodología¹¹ utilizada para seleccionar el método de levantamiento artificial más adecuado a implementar en el campo de fluidos composicionales, teniendo en cuenta los criterios descritos anteriormente.

Como primer paso se comparan los datos del campo con los rangos del screening expuesto en el capítulo anterior; de acuerdo al grado de similitud entre cada dato ingresado y cada método, se le asigna un puntaje clasificadorio a cada variable de referencia. Seguidamente se realiza una ponderación a partir de la relación entre el puntaje obtenido, con el porcentaje o grado de influencia asignado a cada variable (no se le asigna el mismo grado de importancia por ejemplo a la tasa de producción que al tipo de locación). Una vez concluida esta etapa, se consolida la ponderación, y se ordenan los sistemas de levantamiento de acuerdo a esta consolidación.

4.1 INFORMACIÓN REQUERIDA

Para la aplicación de la metodología se requiere del conocimiento de las variables de la Tabla 23. El valor porcentual de estas variables no es igual y más adelante se describirán.

¹¹ MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Op., Cit., p. 117-145.

Tabla 23. Información Requerida

Variable	#Variable	Valor	Descripción
Q	0		Tasa de producción (BPD)
Nw	1		Numero de Pozos
Dep	2		Profundidad del pozo (ft)
Csg	3		Tamaño de Casing (In ID)
Inc	4		Grado de Inclinación Pozo(° Respecto a la Vertical)
Dog	5		Severidad Dogleg (ft/100 ft)
Pwf	6		Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)
T	7		Temperatura de Yacimiento (°F)
Comp	8		Tipo de Completamiento
Recov	9		Tipo de Recobro (1rio-2rio-3rio)
BSW	10		BS&W(%)
Visc	11		Viscosidad del Fluido producido (cp)
Fcor	12		Presencia de Fluidos Corrosivos
Sand	13		Contenido de arena abrasiva (ppm)
GOR	14		GOR(scfd/stb)
Cont	15		Presencia de Contaminantes
Treat	16		Tratamientos Aplicados (Inhib-Solv-Acidos)
Loc	17		Tipo de Locación
Ener	18		Energía Eléctrica
Space	19		Espacio

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

4.2 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Para cada uno de los rangos definidos en el screening del capítulo anterior se asignó por convención un valor numérico entre 0 y 5 que lo identifica y que a la vez permite comparar el desempeño de un sistema con respecto a los demás mediante la

cuantificación del desempeño frente a cada variable en particular. Estos rangos se presentan en la siguiente Tabla.

Tabla 24. Valores numéricos de los rangos del screening.

Rango	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Valor Numérico	0	1	2	3	4	5

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

De esta forma, se le asigna un valor numérico a los diferentes rangos establecidos, lo cual, será de gran utilidad en la etapa de ponderación.

Utilizando la información del screening y los valores numéricos de la tabla anterior, se elabora una tabla llamada “Parámetros”, que contiene los rangos de clasificación de las propiedades para cada sistema de levantamiento artificial y los valores numéricos correspondientes a cada rango. Contiene también la asignación del nivel de influencia para cada tipo de variable a través de porcentajes, y el número de identificación de la clase a la cual pertenece cada una de estas. La importancia de estos dos valores se describe más adelante. A continuación se muestra una parte de la tabla como ilustración, y se presenta completa en el Anexo A.

Tabla 25. Tabla “Parámetros”.

Clase	Propiedad	%Base	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo	Excelente
	Ponderación		0	1	2	3	4	5	4
1	Q	10.5	100	200	300	1000	10000	20000	30000
3	Nw	2.5					1	10000	
1	Dep	10.5						5000	7500
2	Csg	4.5	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7	
2	Inc	4.5						10	40
3	Dog	2.5						3	10
2	Pwf	4.5				300	500	10000	
2	T	4.5					70	150	250
2	Comp	4.5	Multiple					Simple	
3	Recov	2.5			Terciario		Secundario	Primario	
1	BSW	10.5						70	90
2	Visc	4.5						10	50
3	Fcor	2.5			Si			No	
2	Sand	4.5						5	15
1	GOR	10.5						50	500
3	Cont	2.5			Severa	Media	Leve	Nula	
3	Treat	2.5			Cualquiera		Sin Tratamiento		
2	Loc	4.5			offshore			Onshore	
2	Ener	4.5	Generada					Comprada	
3	Space	2.5				Reducido	Amplio	estandar	

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Para establecer el desempeño de los sistemas de levantamiento se toman las variables a evaluar y se comparan con los rangos establecidos en el screening, y según el rango al que pertenezcan se les asigna el valor numérico correspondiente y se multiplica por su valor porcentual correspondiente. Al final se totalizan en la siguiente tabla, la cual nos refleja cual sistema es el más indicado desde el punto de vista técnico para el campo.

Tabla 26. Tabla Puntaje.

Variable	#Variable	Metodos de Levantamiento											
		BES	% BES	GL	%GL	HJP	%HJP	HPP	%HPP	MEC	%MEC	PCP	%PCP
Q	0												
Nw	1												
Dep	2												
Csg	3												
Inc	4												
Dog	5												
Pwf	6												
T	7												
Comp	8												
Recov	9												
BSW	10												
Visc	11												
Fcor	12												
Sand	13												
GOR	14												
Cont	15												
Treat	16												
Loc	17												
Ener	18												
Space	19												
Total [%]													

Dependiendo de dicho valor de puntaje, 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 % = Óptimo.

4.3 ASIGNACIÓN DE PORCENTAJES A LAS VARIABLES DE EVALUACIÓN

Para la asignación de los porcentajes a cada variable se tuvieron en cuenta los siguientes análisis:

Se clasificaron en tres grupos, dependiendo de la importancia y disponibilidad que se tiene de cada una de estas al momento de implementar un sistema de levantamiento artificial.

Clase 1: “Variables Determinantes”; son aquellas que tienen una mayor influencia sobre las demás y sobre a selección del sistema de levantamiento como tal, dado que no es viable adaptarlas o cambiarlas a una condición en particular por razones físicas y económicas. En la tabla “Parámetros” (Ver Figura 5) se identifican con el número “1”. Esta clase está conformada por 4 variables: Tasa de flujo, Profundidad, BSW y GOR.

Clase 2: “Variables Limitantes”; son aquellas que delimitan la eficiencia y el funcionamiento de un sistema de levantamiento y resaltan las fortalezas y debilidades de un sistema con respecto a otro. A esta clase se han asignado 9 variables y se identifican dentro de la tabla “Parámetros” con el número “2”. Estas nueve variables varían de un sistema de levantamiento a otro.

Clase 3: “Variables Complementarias”; son aquellas que si bien no son críticas en el proceso de selección, si ayudan a tener un mayor grado de confiabilidad con respecto a la decisión final. Dentro de esta clase se incluyen las 7 variables que completan el total de 20 establecidas inicialmente, y su número de identificación en la tabla “Parámetros” es el “3”. Al igual que las variables de la Clase 2, varían de un sistema a otro.

Para poder asignar un estimado del valor numérico en términos porcentuales para cada categoría de variables, es necesario realizar un estudio exhaustivo de una cantidad considerable de casos de campo. Para este fin, se tomaran como referencia los ejemplos propuestos por autores como Brown¹², Bucaram¹³ y Kahali¹⁴, entre muchos otros. El procedimiento utilizado para definir con mayor certeza los porcentajes más apropiados, se fundamentó en el método de prueba y error, y en el análisis de resultados. Es decir, se seleccionan e introducen en el sistema una serie de datos de un caso citado en algunos de estos estudios, se realiza una evaluación preliminar para ver cuál SLA se ajusta mejor a dichas condiciones.

Posteriormente se hizo un análisis de la frecuencia con que cada variable era tomada como referencia para la selección de cada SLA, lo que permitió cuantificar la importancia relativa que tiene cada variable con respecto a las demás. A partir de esta cuantificación, se hizo la 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%.

¹² BROWN, Kermit E. Overview of Artificial Lift. Society of Petroleum Engineers. N° 09979.

¹³ BUCARAM, S. M. Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial Lift Methods. Society of Petroleum Engineers. N° 24843.

¹⁴ KAHALI, K. Artificial Lift Methods for Marginal Fields. Society of Petroleum Engineers. N° 21696.

Clase 3: 17.5%, sobre la misma base, con lo cual se verifica que los tres porcentajes asignados sumen entre sí, el 100%.

Finalmente se estableció que todas las variables pertenecientes a una misma clase, tendrán igual 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 variable:

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%)

En la medida en que los sistemas de levantamiento artificial presentan principios de operación diferentes, es de esperarse que las diversas variables tengan también grados de influencia diferentes para la selección entre un sistema y otro, razón por la cual las variables asignadas a las clases 2 y 3 podrán cambiar de una clase a otra dependiendo de método de levantamiento a evaluar. Por otra parte, dada la importancia generalizada de las variables de la clase 1, éstas serán siempre las mismas para todos los sistemas de levantamiento¹⁵.

¹⁵ MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y VALIDACIÓN EN POZO PILOTO

5.1 INFORMACIÓN REQUERIDA

A continuación se llena la tabla de información con los datos del campo.

Tabla 27. Propiedades promedio del Campo Cusiana.

Variable	#Variable	Valor	Tasa de producción (BPD)
Q	0	7000	Numero de Pozos
Nw	1	46	Profundidad
Dep	2	14000	del pozo (ft)
Csg	3	9.675	Tamaño de Casing (In ID)
Inc	4	30	Grado de Inclinación Pozo(° Respecto a la Vertical)
Dog	5	10	Severidad Dogleg (ft/100 ft)
Pwf	6	2000	Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)
T	7	265	Temperatura de Yacimiento (°F)
Comp	8	Simple	Tipo de Completamiento
Recov	9	Primario	Tipo de Recobro (1rio-2rio-3rio)
BSW	10	82	BS&W(%)
Visc	11	0.15	Viscosidad del Fluido producido (cp)
Fcor	12	Si	Presencia de Fluidos Corrosivos
Sand	13	0	Contenido de arena abrasiva (ppm)
GOR	14	57000	GOR(scfd/stb)
Cont	15	Nula	Presencia de Contaminantes
Treat	16	acidos	Tratamientos Aplicados (Inhib-Solv-Acidos)
Loc	17	onshore	Tipo de Locación
Ener	18	generada	Energía Eléctrica
Space	19	Amplio	Espacio

Fuente. Equion Energía para la vida. Disponible en: <http://www.equion-energia.com/noticias/Paginas/2016/Programa%20de%20suministro%20de%20gas%20natural%20de%20Cusiana/Programa-de-suministro-de-gas-natural-de-Cusiana.aspx>

5.2 RESULTADOS

Una vez comparado las propiedades promedio del campo con los datos de las tablas parámetros de obtienen los siguientes resultados:

Tabla 28. Resultados

Variable	#Variable	Metodos de Levantamiento											
		BES	% BES	GL	%GL	HJP	%HJP	HPP	%HPP	MEC	%MEC	PCP	%PCP
Q	0	4	8.4	4	8.4	3	6.3	1	2.1	1	2.1	0	0
Nw	1	4	2	5	2.5	5	2.5	5	2.5	5	2.5	5	2.5
Dep	2	1	2.1	5	10.5	5	10.5	5	10.5	1	2.1	0	0
Csg	3	5	4.5	5	4.5	5	4.5	5	4.5	0	0	1	0.9
Inc	4	4	3.6	5	4.5	2	1.8	2	1.8	2	1.8	0	0
Dog	5	4	2	5	2.5	4	2	4	2	2	1	1	0.5
Pwf	6	5	4.5	4	3.6	4	3.6	4	3.6	1	0.9	4	3.6
T	7	2	1.8	3	2.7	3	2.7	2	1.8	3	2.7	3	2.7
Comp	8	5	4.5	5	4.5	5	4.5	5	4.5	5	4.5	5	4.5
Recov	9	5	2.5	5	2.5	4	2	4	2	5	2.5	5	2.5
BSW	10	4	8.4	1	2.1	1	2.1	1	2.1	1	2.1	1	2.1
Visc	11	5	4.5	1	0.9	4	3.6	4	3.6	3	2.7	1	0.9
Fcor	12	2	1	4	2	0	0	1	0.5	0	0	1	0.5
Sand	13	5	4.5	5	4.5	5	4.5	5	4.5	5	4.5	5	4.5
GOR	14	0	0	5	10.5	0	0	0	0	0	0	0	0
Cont	15	5	2.5	5	2.5	5	2.5	5	2.5	5	2.5	5	2.5
Treat	16	2	1	1	0.5	2	1	2	1	1	0.5	1	0.5
Loc	17	5	4.5	4	3.6	5	4.5	5	4.5	5	4.5	5	4.5
Ener	18	0	0	3	2.7	3	2.7	3	2.7	3	2.7	3	2.7
Space	19	4	2	4	2	4	2	4	2	5	2.5	5	2.5
Total [%]			64.3		77.5		63.3		58.7		42.1		37.9

Según los resultados obtenidos luego de aplicar la metodología se obtiene que el SLA más adecuado para el campo con una calificación de bueno es Gas lift, seguido por Bombeo electrosumergible y Bombeo Hidráulico tipo jet en la categoría de aceptable.

5.3 VALIDACIÓN EN POZO PILOTO

Se seleccionó un pozo piloto en el campo para realizar la validación del método de gas lift, utilizando el software Wellflo para el diseño del sistema y estimar el caudal

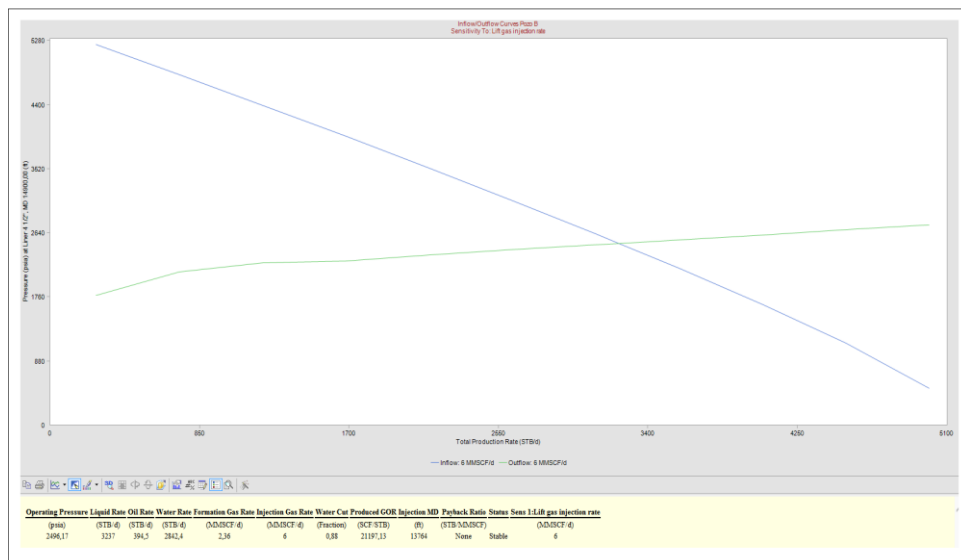
incremental de petróleo, luego realizar la evaluación financiera de este piloto, para finalmente definir la factibilidad de implementación de este sistema al campo.

El pozo elegido es un pozo que se encuentra inactivo y su última prueba de producción en flujo natural fue el 5 de octubre de 2014: WHP: 567 psi, WHT: 127 °F, FLP: 542 psi, Qo: 174 bopd, Qg: 1.040 MMscfd, Qw: 862 bpd, GOR: 5977 scf/stb, BS&W: 83.21 %.

5.3.1 Modelo de Pozo con Sistema Gas Lift. Los resultados mostrados a continuación corresponden al modelo más óptimo para el sistema de levantamiento artificial Gas lift al ser implementado en el pozo. El paso a paso se muestra en el Anexo C. A este modelo se le realizaron sensibilidades a la tasa de inyección de gas desde 2 MMscfd hasta 6 MMscfd.

En el Anexo B se muestran las características del pozo y el cálculo de las propiedades del gas de inyección usado en el sistema.

Figura 5. Curva de Oferta y demanda para el pozo con Gas Lift.



Fuente: WELLFLO. Design and Analysis Software. 2014. Weatherford. pp. 12. Disponible en: <http://www.weatherford.com/doc/wft303551>

Tabla 29. Resultados Modelo con Gas lift para el Pozo.

Presion de operación (psia)	2,497
Tasa de líquido (STB/d)	3,237
Tasa de petróleo (STB/d)	395
Tasa de agua (STB/d)	2,843
Tasa de gas producido (MMSCF/d)	2,36
Tasa de inyeccion de gas (MMSCF/d)	6
Corte de agua (Fracción)	0.8
GOR (SCF/ STB)	21,198

Fuente: WELLFLO. Design and Analysis Software. 2014. Weatherford. pp. 12. Disponible en: <http://www.weatherford.com/doc/wft303551>

Al realizar la simulación con el sistema de levantamiento Gas lift se obtuvo un aumento en la producción de 395 bpd, ya que el pozo como se mencionó anteriormente se encuentra inactivo, es decir producción 0.

6. EVALUACIÓN FINANCIERA

En la actualidad los niveles de producción tanto de aceite como los de gas del campo han disminuido de manera significativa, esto debido a que gran parte de sus pozos no pueden fluir o están produciendo muy poco, por causa de los más de 20 años de explotación en flujo natural.

Debido a lo anterior se presenta una alternativa para implementar el SLA de Gas Lift en el campo para mejorar y sostener la producción, con especial aplicación a los pozos inactivos. Para implementar este sistema se debe realizar workover correspondiente al completamiento, e instalar líneas de inyección hasta los pozos.

Para la evaluación financiera se tienen en cuenta los indicadores financieros Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), para ello se debe realizar un análisis de inversión, análisis de costos y de ingresos con el fin de establecer la viabilidad financiera del sistema de levantamiento artificial a implementar en el campo.

Se define que la evaluación de este proyecto se realiza tomando como unidad monetaria de valor constante el dólar Americano, con una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 9% efectivo anual que es comúnmente utilizada para los proyectos de inversión desarrollados por la empresa, el período de evaluación es hasta alcanzar una tasa de 30 bopd (límite económico de producción de los pozos en el campo) que corresponde en este caso a 5 años.

6.1 PERFIL DE PRODUCCIÓN

Para la construcción del perfil de producción del pozo, se tuvo en cuenta las recomendaciones por parte de la empresa de usar el tipo de declinación exponencial con una tasa de declinación de 4.5 %/mensual para los fluidos, ya que esta es la que más se ajusta al comportamiento histórico del campo. A continuación se muestra el perfil y la producción durante los 5 años de evaluación.

Figura 6. Perfil de Producción.

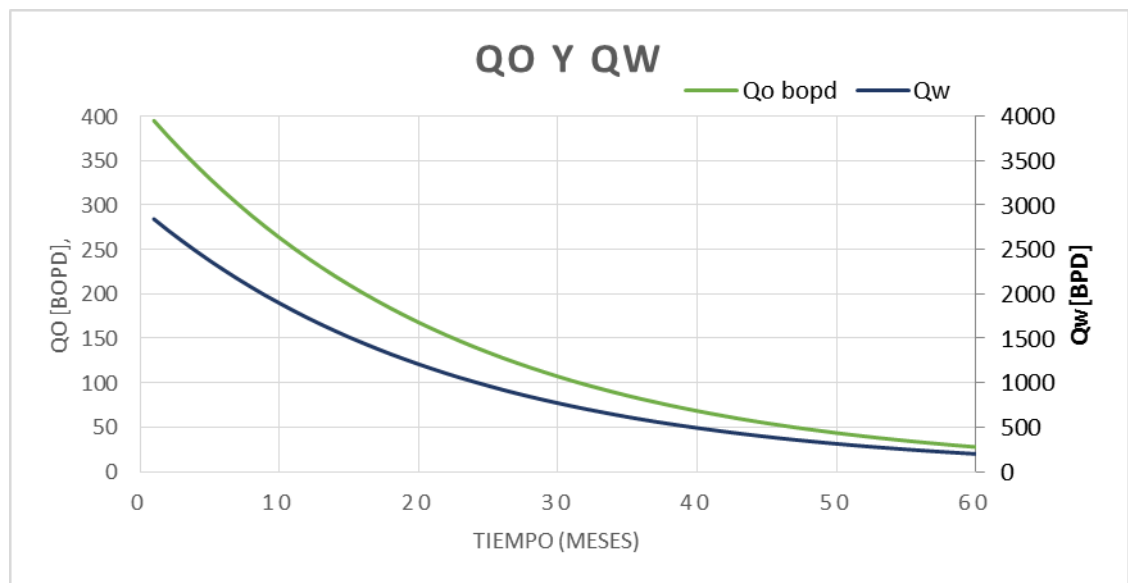


Tabla 30. Producción de Petróleo y Agua.

Periodo [Año]	Qo Anual [bbls]	Qw Anual [bbls]
1	113.928	819.991
2	66.391	477.848
3	38.689	278.465
4	22.546	162.275
5	13.139	94.566
Total [bbls]	254.693	654.776

6.2 ANÁLISIS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Para la implementación se deben adquirir equipos, herramientas y servicios. Los valores presentados en el análisis de inversión para la implementación del sistema de gas Lift en el Campo fueron tomados de cotizaciones de la empresa de servicios que está en convenio con Equión, es importante destacar que los equipos, productos, servicios y herramientas son medidos por el costo total para la implementación de este sistema. A continuación, en la Tabla 30 se presentan los costos de inversión para este sistema.

Tabla 31. Costos de Inversión.

Descripción de inversión	Inversión en dólares
Workover (Completamiento, tubería, movilización e instalación del sistema)	4'000.000,00
Inversión Total	4'000.000,00

Fuente. Equion Energía para la vida. Disponible en: <http://www.equion-energia.com/noticias/Paginas/2016/Programa%20de%20suministro%20de%20gas%20natural%20de%20Cusiana/Programa-de-suministro-de-gas-natural-de-Cusiana.aspx>

6.3 ANÁLISIS DE COSTOS (OPEX)

Para establecer los costos de producción de petróleo es necesario conocer el valor del lifting cost promedio del campo, el cual fue suministrado por la compañía y está alrededor de 5 dólares por barril. En estos 5 dólares va incluido el costo de funcionamiento del sistema, ya que en este caso el campo por contar desde sus inicios con sistema de reinyección tiene una planta de compresión y líneas de inyección hasta las locaciones. El costo de tratamiento del agua de producción para el campo es de 0.5 Usd/bbl, ya que se cuenta con sistema de reinyección, haciendo

que el tratamiento sea básico y económico. A continuación se muestran los costos de levantamiento para el periodo de evaluación y los del tratamiento del agua.

Tabla 32. Costos de Producción y Tratamiento de Agua

Año	Qo Anual [bbls]	Costo de levantamiento[U SD/bbl]	Costo de Levantamiento [USD]	Qw Anual [bbls]	Costo de Tratamiento[USD/bbl]	Costo de Tratamiento [USD]
1	113928	5	\$ 569.639	819.991	0,5	\$ 409.996
2	66391	5	\$ 331.956	477.848	0,5	\$ 238.924
3	38689	5	\$ 193.447	278.465	0,5	\$ 139.233
4	22546	5	\$ 112.731	162.275	0,5	\$ 81.138
5	13139	5	\$ 65.694	94.566	0,5	\$ 47.283

6.4 ANÁLISIS DE INGRESOS

6.4.1 Precio De Venta Del Crudo. La proyección para la evaluación se realiza con un precio de referencia WTI fijo de 45 dólares por barril, pero la venta no se realiza directamente en el Campo, se debe incluir el precio de transporte hasta el puerto de Coveñas correspondiente a 8 dólares por barril. Dando un precio final de venta del crudo de 37 USD/barril.

6.4.2 Regalías. Para determinar la producción neta de un campo en el país es indispensable descontar las regalías que el Estado Colombiano recibe por el uso del subsuelo para la explotación de hidrocarburos. El Campo fue descubierto bajo el Contrato de Asociación que fija un monto del 20 %.

Tabla 33. Ingresos

Año	Qo Anual [bbls]	% Regalías [20%][bbls]	Producción Neta	Precio de Venta USD	Total de Ingresos [USD]
1	113928	22786	91142	37	\$ 3,372,260
2	66391	13278	53113	37	\$ 1,965,179
3	38689	7738	30951	37	\$ 1,145,204
4	22546	4509	18037	37	\$ 667,366
5	13139	2628	10511	37	\$ 388,906

6.5 EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera de este proyecto es realizada a partir de la inversión necesaria para implementar el SLA de gas lif en el pozo, los costos de producción de los barriles crudo extraídos y los ingresos a percibir por la venta de crudo.

6.5.1 Valor Presente Neto. Es el equivalente en pesos actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto.¹⁶

Teniendo en cuenta el VPN, se estudian algunos criterios de aceptación o rechazo del proyecto, esta decisión es tomada según el valor arrojado por el cálculo del VPN.

- Si $VPN > 0$. El proyecto es aceptable.
- Si $VPN = 0$. El proyecto es indiferente.
- Si $VPN < 0$. El proyecto se debe rechazar.

El VPN se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1+i)^n}$$

Donde:

I_0 = Inversión inicial.

FC = Flujo de caja anual.

i = Tasa de descuento mínimo.

n = Periodo actual de análisis.

Para calcular el Valor Presente Neto (VPN) de este proyecto se estableció una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 9% anual la cual es empleada en los proyectos

¹⁶ VILLAREAL. Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión.2001. p.67.

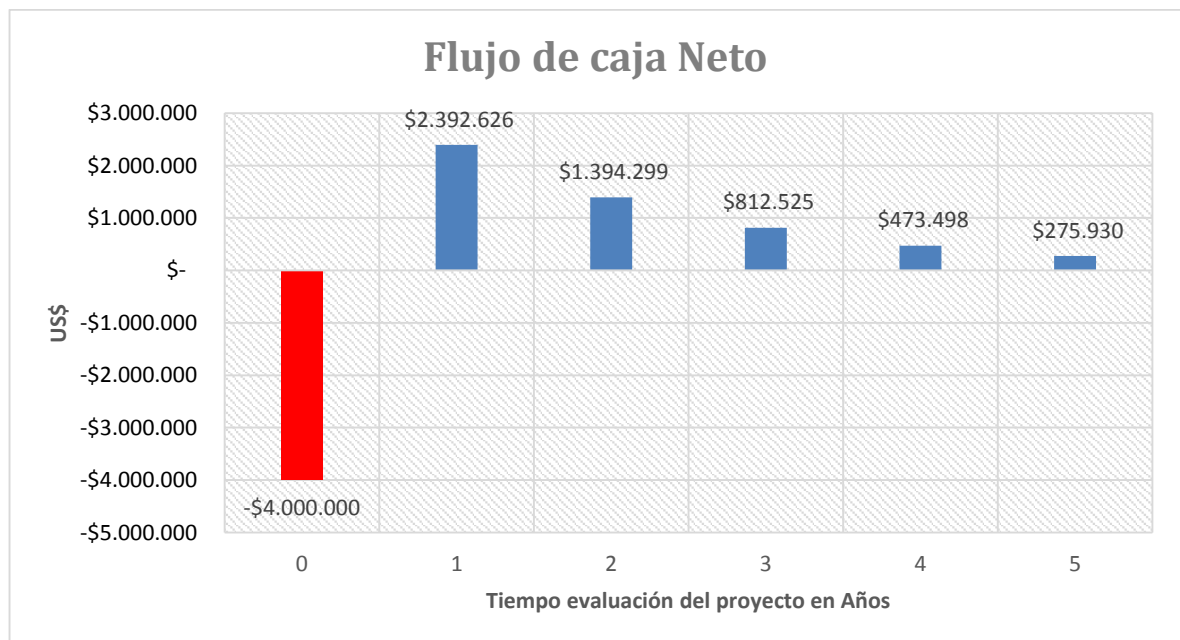
de inversión de la compañía, como se mencionó al inicio del capítulo se utiliza como unidad monetaria el dólar y un tiempo de validez de cinco años.

Primero calculamos los flujos de caja netos correspondientes para cada año:

Tabla 34. Flujo Neto de Caja

Año	Producción Neta	Ventas de Crudo USD	Costos de Operación [USD]	Total Egresos [USD]	Flujo Neto
0	NA	NA	NA	\$ 4.000.000	-\$ 4.000.000
1	91142	\$ 3.372.260	\$ 979.634	\$ 979.634	\$ 2.392.626
2	53113	\$ 1.965.179	\$ 570.880	\$ 570.880	\$ 1.394.299
3	30951	\$ 1.145.204	\$ 332.679	\$ 332.679	\$ 812.525
4	18037	\$ 667.366	\$ 193.868	\$ 193.868	\$ 473.498
5	10511	\$ 388.906	\$ 112.976	\$ 112.976	\$ 275.930
Total	203.754	\$ 7.538.915	\$ 2.190.038	\$ 6.190.038	\$ 1.348.877

Figura 7. Flujo Neto de Caja



$$VPN = -4,000,000 + \frac{2,392,626}{(1+0.09)^1} + \frac{1,394,299}{(1+0.09)^2} + \frac{812,525}{(1+0.09)^3} + \frac{473,498}{(1+0.09)^4} + \frac{275,930}{(1+0.09)^5}$$

VPN = \$ 510,815 USD.

6.5.2 Tasa Interna de Retorno (TIR). “Es la tasa de interés, que hace que el valor actual de los flujos de ingresos sea igual al valor actual de los flujos de egresos”¹⁷ .

La TIR se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$TIR = T_1 + (T_2 - T_1) \left(\frac{VPN_1}{VPN_1 - VPN_2} \right)$$

Dónde:

T1 = Tasa que genera VPN1, Positivo.

T2 = Tasa que genera VPN2, Negativo.

El proceso de cálculo de la TIR, es un proceso iterativo de prueba y error.

La TIR es utilizada como indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad; para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión la TIR se compara con la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). Si la TIR es mayor que la TIO se considera atractiva la inversión; en caso contrario, no cumple con las expectativas de los inversionistas.

Para nuestro caso la tasa interna de retorno es la siguiente:

TIR= 16 %.

¹⁷ FERNÁNDEZ, E, Saúl. Los proyectos de inversión. 2007. p. 132.

6.5.3 Periodo de Pago. Es el tiempo de ejecución del proyecto en el cual se ha recuperado el dinero invertido para llevarse a cabo dicho proyecto. Es decir, el tiempo en el cual los ingresos son iguales a los egresos. Para nuestro proyecto es el siguiente:

Periodo de Pago: **1.67** años.

6.5.4 Relación Beneficio/Costo. Es una relación que se utiliza para determinar si los beneficios esperados constituyen un retorno aceptable sobre la inversión y los costos estimados. Se considera un proyecto atractivo cuando los beneficios derivados de su implementación exceden sus costos asociados.

Los beneficios son las ventajas experimentadas por el ejecutor del proyecto y los costos son los gastos anticipados por construcción, operación, mantenimiento, etc., menos cualquier otro valor de salvamento.

Para nuestro caso es la siguiente:

R B/C = **1.13**.

6.5.5 Análisis de la Evaluación Financiera. A continuación se muestra un resumen de la evaluación financiera de la implementación del SLA de Gas lift en el pozo piloto.

Tabla 35. Resumen de Resultados de Evaluación Financiera

Parametro	Valor
Inversion (U\$)	\$ 4.000.000
VPN (U\$)	\$ 510.815
TIR (%)	16%
Periodo de Pago (años)	1,67
R-B/C	1,13

Desde el punto de vista financiero la implementación del SLA de Gas Lift es factible, ya que cumple satisfactoriamente con todos los criterios financieros evaluados como se muestran en la tabla anterior, siendo un proyecto que ayudara a prolongar la vida del campo y a maximizar su rentabilidad.

7. CONCLUSIONES

En el desarrollo del trabajo se demostró que es factible tanto técnica como financieramente la implementación del sistema de levantamiento artificial Gas Lift para el Campo de fluidos composicionales, validándolo en un pozo piloto con excelentes resultados.

Los SLA tienen características y formas diferentes de operación las cuales funcionan correctamente cuando se aplican dentro de su rango de operación ideal. Para entender las características especiales de cada sistema se realizó el estudio detallado de cada uno, con el fin de conocer sus generalidades, rangos de aplicación, ventajas, desventajas y su aplicación específica a los campos con fluidos composicionales.

Se ilustró la metodología de selección a ser utilizada en el campo, ésta involucra los SLA más aplicados a los campos composicionales como lo son el Gas lift, Bombeo Electrosumergible, Mecánico, Hidraulico y de Cavidades Progresivas.

Debido a las condiciones actuales del Campo, caracterizado por su producción de crudo liviano y gas condensado de formaciones productoras ubicadas a profundidades mayores a 13.000 pies, se demostró por medio de la metodología de selección utilizada, y luego de revisar toda la información disponible del Campo, que el sistema de levantamiento más óptimo es el Gas Lift, descartando los demás sistemas de levantamiento.

Un factor determinante en la selección del sistema del levantamiento fue el GOR, debido a que el campo tiene una relación de Gas-Petróleo promedio de 57,000 STB/SCF, descartando sistemas que requieran una gran cantidad de equipos en fondo para soportar y manejar el gas.

Se validó el sistema de Gas lift en un pozo inactivo, utilizando el software WellFlo, el cual es empleado por la empresa para modelar los pozos en flujo natural y que según su experiencia ha demostrado ser el más aplicable al campo. Luego de realizar diferentes sensibilidades a la tasa de inyección se obtuvo una producción incremental inicial de 395 bopd.

Se evaluó financieramente la opción de implementar el SLA de Gas lift en el pozo piloto, teniendo en cuenta la inversión inicial, los costos de producción, las ganancias obtenidas al incrementar la producción; todo esto un periodo de evaluación de cinco años, generando un VPN de 1'283.779 USD para la compañía y pagándose la inversión en un periodo de 1.43 años.

8. RECOMENDACIONES

De acuerdo con los resultados de este estudio, se recomienda para futuras investigaciones:

Aplicar la Metodología de selección pozo a pozo, ya que se aplicó a las condiciones promedio del campo y por la información revisada existen variaciones significativas de algunas variables entre pozo y pozo.

Evaluar el proyecto en conjunto luego de revisar pozo a pozo, para que la implementación del SLA sea masiva y se busquen optimizaciones en los costos, haciendo el proyecto más robusto y atractivo.

Realizar un rediseño con las condiciones reales de operación una vez implementado el SLA con el fin de analizar y optimizar el sistema.

Investigar sobre otros métodos utilizados para mantener la producción de estos campos, como son la instalación de sartas de velocidad “velocity String”, la inyección de jabones, espumas, levantamiento tipo pistón y producción intermitente y determinar si se puede aplicar alguno de estos e incluso si se pueden complementar con los SLA evaluados.

Revisar la posibilidad de implementar un recobro secundario o terciario, que combinado con los SLA aumenten y sostengan la producción del campo en niveles financieramente viables.

BIBLIOGRAFÍA

ARACHMAN, F; SINGH, K; FORREST, JK. Liquid unloading in a big bore completion: a comparison among gas lift, intermittent production, and installation of velocity string. Society of petroleum engineers; 2004.

BROWN, Kermit E. Overview of Artificial Lift System. SPE. 090079. 1982.

BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Method. Volume 2^a. Introduction of Artificial Lift System Beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift Tulsa: Penwell Publishing Company. 1980.

CARRILLO, Luciani. Una metodología para el diseño de una familia coherente de criterios para la selección de los sistemas de levantamiento artificial. Tesis de grado. Universidad Central de Venezuela. 2002.

COLOMBIAN SEDIMENTARY BASINS. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). 2007.

ECOPETROL, BP, TOTAL, TRITON. Estudio técnico de los Campos Cusiana y Cupiagua contratos de asociación Santiago de las Atalayas y Tauramena. 1993.

EQUION ENERGÍA PARA LA VIDA. Campo Cusiana. 2014. P. 7 Recuperado el 12 de junio del 2016 en: <http://www.equion-energia.com/noticias/Paginas/2016/Programa%20de%20suministro%20de%20gas%20natural%20de%20Cusiana/Programa-de-suministro-de-gas-natural-de-Cusiana.aspx>

KHAMEHCHI, E; KHISHVAND, M; ABDOLHOSSEINI, H. A case study to optimum selection of deliquification method for gas condensate well design: South Pars gas field. Amirkabir University of Technology and University of Wyoming. 2016.

LUFKLIN. Oil field Products Group: General Catalog 2008-2009. Printed in USA.

MAGGIOLO, R. Curso Taller: Gas lift básico. Maracaibo ESP Oil, 2004 [Citado 24 de octubre 2015]. Recuperado el 15 de junio del 2016 en: <<http://www.scribd.com/doc/31964945/Maggiolo-R-Gas-Lift-Basico-ESP-Oil#scribd>>.

MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. Lima – Perú, Julio de 2008. [Citado 24 de octubre 2015]. [En línea: <<http://www.scribd.com/doc/7383100/Optimizacion-de-La-Produccion-Mediante-Analisis-Nodal-ESPOIL#scribd>>].

MARQUES S. David A., RONDÓN A. María A. Tesis de Pregrado Estudio Para El Mejoramiento de la Productividad de los Pozos del Área Mayor De Socororo, Mediante la Aplicación de Métodos de Levantamiento Artificial, Universidad Central de Venezuela. 2002.

MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Tesis de grado. UIS. 2007.

OYEWOL, PO; LEA, JF. Artificial-lift selection strategy for the life of a gas well with some liquid production. In: SPE annual technical conference and exhibition. Society of petroleum engineers; 2008.

SANTAMARÍA, Juan y BARRERA, ZAMORA Oscar. Evaluación de la Viabilidad Técnica para Adecuar Velocity String a Seis Pozos del Campo Cusiana. Tesis de Grado FUA, 2013.

WELLFLO. Design and Analysis Software. 2014. Weatherford. pp. 12. All rights reserved. Recuperado el 15 de marzo del 2016 en: <http://www.weatherford.com/doc/wft303551>

ANEXOS

ANEXO A. TABLA “PARÁMETROS” COMPLETA.

Bombeo Electrosumergible

Clase	Propiedad	%Base	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo	Excelente	Bueno	Aceptable	Limitado	No Viable
	Ponderación		0	1	2	3	4	5	4	3	2	1	0
1	Q	10.5	100	200	300	1000	10000	20000	30000	50000	60000		100000
3	Nw	2.5					1	10000					
1	Dep	10.5						5000	7500	10000	12500	15000	25000
2	Csg	4.5	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7					
2	Inc	4.5						10	40	70	80		90
3	Dog	2.5						3	10		100		
2	Pwf	4.5				300	500	10000					
2	T	4.5					70	150	250	325	350	450	700
2	Comp	4.5	Multiple					Simple					
3	Recov	2.5			Terciario		Secundario	Primario					
1	BSW	10.5						70	90				
2	Visc	4.5						10	50	100	200	500	15000
3	Fcor	2.5			Si			No					
2	Sand	4.5						5	15	50	100	200	15000
1	GOR	10.5						50	500	1500	4000	5000	100000
3	Cont	2.5			Severa	Media	Leve	Nula					
3	Treat	2.5			Cualquiera		Sin Tratamiento						
2	Loc	4.5			offshore			Onshore					
2	Ener	4.5	Generada					Comprada					
3	Space	2.5				Reducido	Amplio	estandar					

Gas Lift

Clase	Propiedad	%Base	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo	Excelente	Bueno	Aceptable	Limitado	No Viable
	Ponderación		0	1	2	3	4	5	4	3	2	1	0
1	Q	10.5	100	500	1000	5000	10000	15000	20000	30000		35000	100000
3	Nw	2.5	1		15		25	10000					
1	Dep	10.5			2500	7500	10000	15000				18500	25000
2	Csg	4.5				5 1/2	7	>7					
2	Inc	4.5						30	45	65	75	90	
3	Dog	2.5						50	60	70	80	100	
2	Pwf	4.5	500	650	850	1000	2000	10000					
2	T	4.5							200	280	400	500	700
2	Comp	4.5				multiple		simple					
3	Recov	2.5	secundario		terciario			primario					
1	BSW	10.5						10	20	40	80	90	100
2	Visc	4.5		10	20	30	40	70	200	500	600	800	15000
3	Fcor	2.5					si	no					
2	Sand	4.5						200	500	1000	5000	12000	15000
1	GOR	10.5	50	150	500	1000	5000	100000					
3	Cont	2.5				severa	leve	nula		media			
3	Treat	2.5		acidos	inhibidores		sin tratamiento				solventes		
2	Loc	4.5		remotos			onshore	offshore					
2	Ener	4.5				comprada				generada			
3	Space	2.5			reducido		amplio	estandar					

Bombeo Hidráulico Tipo Jet

Clase	Propiedad	%Base	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo	Excelente	Bueno	Aceptable	Limitado	No Viable
	Ponderación		0	1	2	3	4	5	4	3	2	1	0
1	Q	10.5			100	300	500	1000	3000	7000	12000	15000	100000
3	Nw	2.5			1		2	10000					
1	Dep	10.5	2000	5000	7500	10000	12000	15000	20000				25000
2	Csg	4.5	2 3/8	4 1/2	5 1/2	7	9 5/8	>9 5/8					
2	Inc	4.5						10	20		90		
3	Dog	2.5						3	10	15	30	60	100
2	Pwf	4.5			100	200	500	1000	10000				
2	T	4.5					70	150	250	500		600	700
2	Comp	4.5				multiple		simple					
3	Recov	2.5			secundario		primario				terciario		
1	BSW	10.5						10	20	35	60	100	
2	Visc	4.5					1	10	200	800	1000	1500	15000
3	Fcor	2.5						no					
2	Sand	4.5						2	10	100	200		15000
1	GOR	10.5						100	200	300	400	500	100000
3	Cont	2.5			severa	media	leve	Nula			scales		
3	Treat	2.5			acidos	sin tratamiento	inhidores	solventes					
2	Loc	4.5			offshore			onshore			remotos		
2	Ener	4.5				comprada				generada			
3	Space	2.5			reducido		amplio	estandar					

Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

Clase	Propiedad	%Base	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo	Excelente	Bueno	Aceptable	Limitado	No Viable
	Ponderación		0	1	2	3	4	5	4	3	2	1	0
1	Q	10.5				150	300	600	1500	3000	5000	8000	100000
3	Nw	2.5					2	10000					
1	Dep	10.5	2000	5000	7500	10000	12000	15000	20000				25000
2	Csg	4.5	2 3/8	4 1/2	5 1/2	7	9 5/8	>9 5/8					
2	Inc	4.5						10	20		90		
3	Dog	2.5						3	10	15	30	60	100
2	Pwf	4.5						800	10000				
2	T	4.5					70	150	250		500	600	700
2	Comp	4.5				multiple		simple					
3	Recov	2.5			secundario		primario				terciario		
1	BSW	10.5						10	20	35	60	100	
2	Visc	4.5					1	50	300	500	700	1500	15000
3	Fcor	2.5		si				no					
2	Sand	4.5						2	10	70	150		15000
1	GOR	10.5						30	120	220	350	500	100000
3	Cont	2.5		severa	media	leve		nula				scales	
3	Treat	2.5			acidos	n tratamient	solventes	inhibidores					
2	Loc	4.5			offshore			onshore			remotos		
2	Ener	4.5				comprada				generada			
3	Space	2.5			reducido		amplio	estandar					

Bombeo Mecánico

Clase	Propiedad	%Base	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo	Excelente	Bueno	Aceptable	Limitado	No Viable
	Ponderación		0	1	2	3	4	5	4	3	2	1	0
1	Q	10.5				10	50	300	500	1000	4000	10000	100000
3	Nw	2.5					1	100000					
1	Dep	10.5						2500	3000	7000	10000	14000	25000
2	Csg	4.5						4 1/2	5 1/2		7	9 5/8	>9 5/8
2	Inc	4.5						5	10	20	45		90
3	Dog	2.5						3	5		10	20	100
2	Pwf	4.5					50	100	200	300	500	4000	100000
2	T	4.5						150	250	400	550	600	700
2	Comp	4.5			multiple			simple					
3	Recov	2.5			terciario		secundario	primario					
1	BSW	10.5						15	25	45	60	95	100
2	Visc	4.5				20	100	500	1000	3000	5000	7000	15000
3	Fcor	2.5	si					no					
2	Sand	4.5						10	50	200	500	1000	15000
1	GOR	10.5						100	200	300	400	700	100000
3	Cont	2.5		severa	media	leve		nula					
3	Treat	2.5		acidos			inhibidores	in tratamiento	solventes				
2	Loc	4.5	offshore		remotos		onshore						
2	Ener	4.5				generada	comprada						
3	Space	2.5		reducido		estandar		amplio					

Bombeo por Cavidades Progresivas

Clase	Propiedad	%Base	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo	Excelente	Bueno	Aceptable	Limitado	No Viable
	Ponderación		0	1	2	3	4	5	4	3	2	1	0
1	Q	10.5	5			100	1500	2000	2500	3500	4500	5500	100000
3	Nw	2.5					1	10000					
1	Dep	10.5						2500	3500	5000	7500	9800	25000
2	Csg	4.5				2 3/8		4 1/2	5 1/2		7	>7	
2	Inc	4.5						3	8		10		90
3	Dog	2.5						2	4			10	100
2	Pwf	4.5			100	200	500	1000	10000				
2	T	4.5					70	150	250	280		350	
2	Comp	4.5			multiple			simple					
3	Recov	2.5			terciario		secundario	primario					
1	BSW	10.5						6	15	40	55	90	100
2	Visc	4.5		100	500	1000	5000	6000		8000	10000	12000	15000
3	Fcor	2.5		si				no					
2	Sand	4.5						50	200	500	8000	10000	15000
1	GOR	10.5						50	150	300		500	100000
3	Cont	2.5				severa	leve	nula	media				
3	Treat	2.5	solventes	acidos	inhibidores		sin tratamiento						
2	Loc	4.5		offshore		remotos		onshore					
2	Ener	4.5				comprada				generada			
3	Space	2.5				reducido	estandar	amplio					

ANEXO B. CARACTERÍSTICAS DEL POZO Y PROPIEDADES DEL GAS DE INYECCIÓN USADO EN EL SISTEMA.

Figura 1. Minilog del Pozo

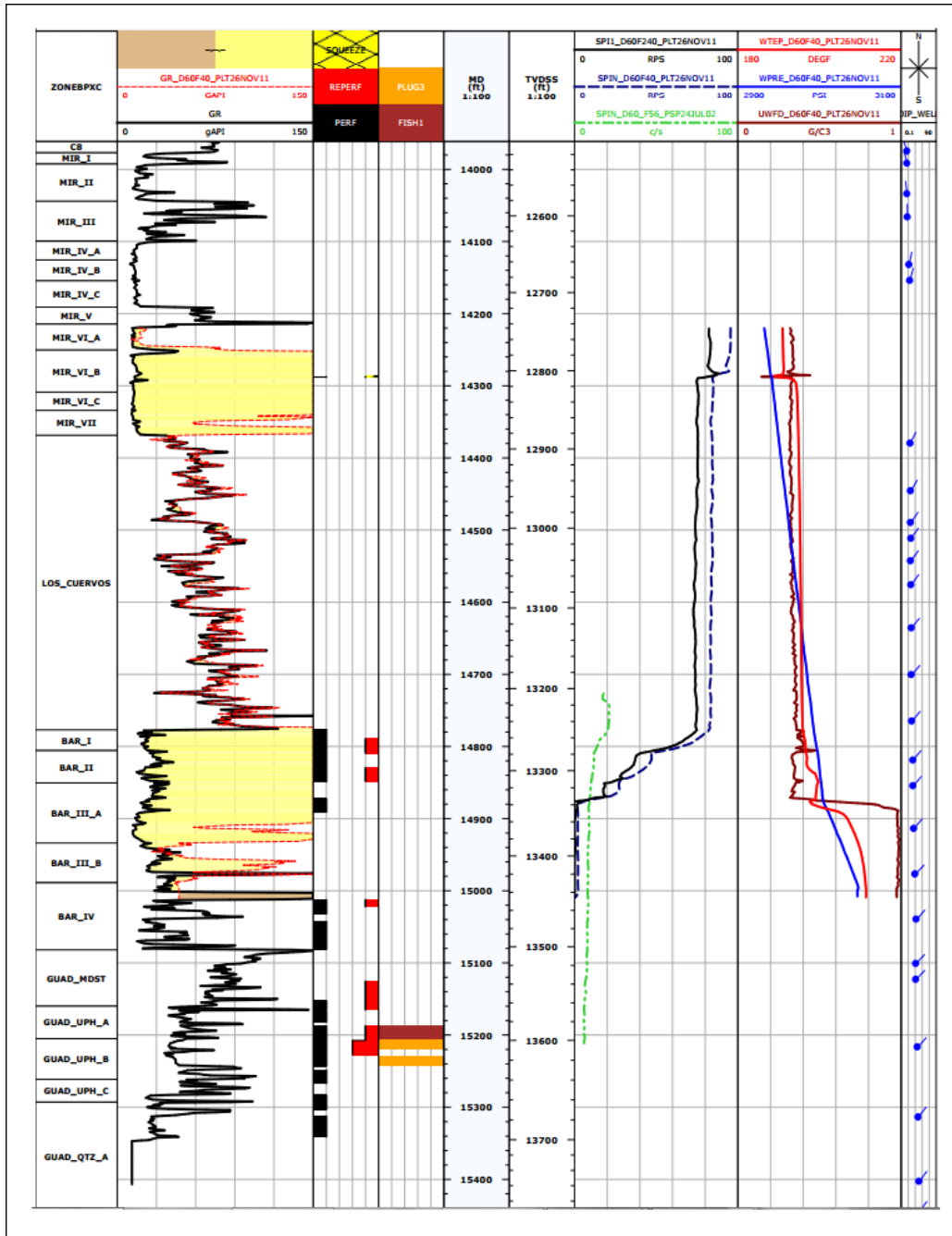
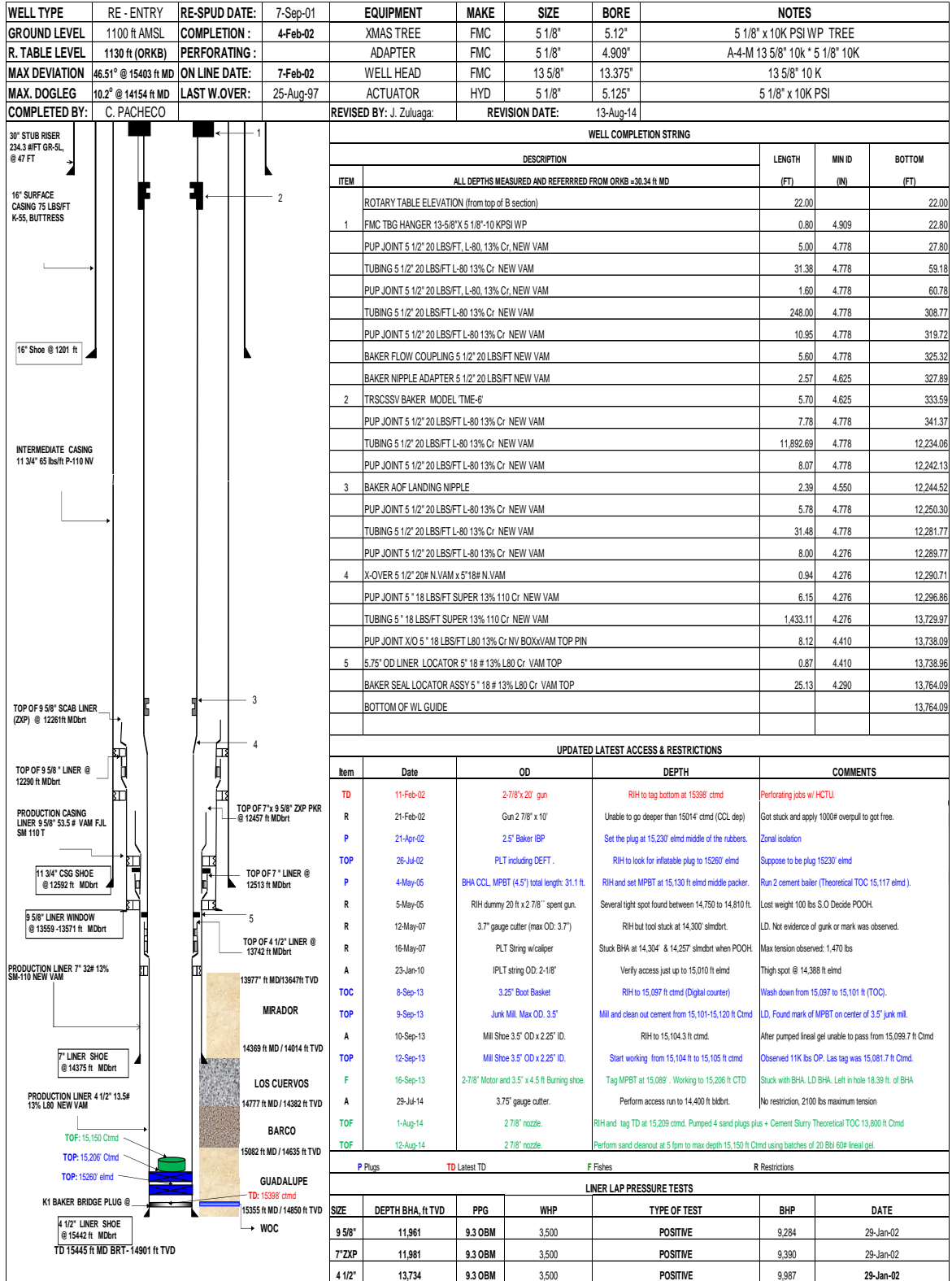


Figura 2. Estado mecánico del Pozo



Propiedades del Gas de Inyección Usado en el Sistema.

A continuación, en la **Tabla 1** se muestra la cromatografía del gas de inyección aplicada en el software WellFlo 2012 para el Sistema de levantamiento Gas Lift.

Tabla 1. Cromatografía del Gas de Inyección

Componente	Fracción (%)
N2	0.49
CO2	5.99
CH4	75.50
C2H6	10.98
C3H8	4.85
C4H10	0.81
C4H10	0.88
C5H12	0.22
C5H12	0.14
C6+	0.15

La **Tabla 2** indica las operaciones realizadas para el cálculo de la densidad del gas de inyección y el factor de compresibilidad del mismo, datos requeridos en el diseño del Sistemas de levantamiento Gas Lift.

Tabla 2. Cálculo de la densidad del gas de inyección.

Componente	Fración (%)	Peso Molecular	Presión crítica psia	Temperatura Crítica °R	Fración* PM	Fración *P	Fración *T
N2	0,49	28,0200	492,2000	227,0000	0,14	2,4008	1,10724
CO2	5,99	44,0100	1.070,2000	547,5000	2,63	64,0755	32,7801
CH4	75,50	16,0400	673,1000	343,2000	1,11	508,219	259,131
C2H6	10,98	30,0700	708,3000	549,9000	3,30	77,7496	60,3621
C3H8	4,85	44,0900	617,4000	666,0000	2,14	29,9511	32,3087
C4H10	0,81	58,1200	550,1000	765,7000	0,47	4,4473	6,19038
C4H10	0,88	58,1200	529,1000	734,6000	0,51	4,65290	6,46007
C5H12	0,22	72,1500	489,8000	846,2000	0,16	1,05451	1,82183
C5H12	0,14	72,1500	483,5000	829,6000	0,10	0,67028	1,15009
C6+	0,15	86,1700	440,1000	914,2000	0,13	0,66325	1,37774
Σ	100%				21,69	693,87	492,69

De la cromatografía anterior se calcularon siguientes datos ilustrados en la **Tabla 3.**

Tabla 3. Datos calculados a partir de la cromatografía.

Densidad del gas	2,64 lb/ft ³
Factor de compresibilidad Z	0,9

ANEXO C. SIMULACIÓN DEL POZO

Figura 1. Selección del tipo de Pozo y flujo.

Well and Flow Type

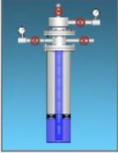
Analysis

Nodal Completion Network


Well Type

Producer Injector Pipeline

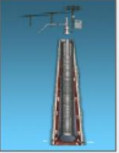
Artificial Lift Method




None




Continuous gas lift




ESP



PCP




Jet Pump



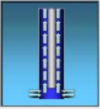
Plunger lift

Intermittent gas lift


Flow Type



Tubing



Annular



Tubing and Annular

Fluid Type

Black Oil Volatile Oil Condensate Dry Gas

Figura 2. Parámetros del fluido.

Fluid Parameters

PVT Calculation Method

Black Oil Compositional Fluid Type: BlackOil

Fluid Data

Oil API Gravity	32.0006	deg API ▾		Pb, Rs, Bo	Glaso ▾
Oil Specific Gravity	0.8654	sp grav ▾		Uo	Beal ▾
Gas Specific Gravity	0.7900	sp grav ▾		Ug	Carr ▾
Water Salinity	8414.0000	ppm ▾		Surface Tension	Advanced ▾
Water Gravity	1.0048	sp grav ▾			

Inorganics

H2S	0	Fraction ▾		CO2	0	Fraction ▾
N2	0	Fraction ▾				

Use Emulsion Viscosity

Emulsion Viscosity ...

Figura 3. Yacimiento Barco.

Reservoir Layers Data

Barco General

Active Name: Barco

Pressure: 5500.0000 psia
 Temperature: 265.0 deg F
 Midperf Depth (MD): 14900.00 ft
 Permeability: 60.0000 md
 Thickness (TVD): 60.00 ft
 Wellbore Radius: 0.27 ft
 Relative Injectivity: 0 Fraction
 Water Cut: 0.8500 Fraction
 Gas-Oil Ratio: 6000.0000 SCF/STB

IPR Model: NormalisedPseudoPressure

IPR Data

Include non-Darcy effects

Use calculated skin

Total Darcy Skin: 50.0000
 Total Non-Darcy Skin: 0 1/(STB/d)

Fractured

Figura 4. Yacimiento Guadalupe.

Reservoir Layers Data

Guadalupe General

Active Name: Guadalupe

Pressure: 5500.0000 psia
 Temperature: 265.0 deg F
 Midperf Depth (MD): 15150.00 ft
 Permeability: 200.0000 md
 Thickness (TVD): 20.00 ft
 Wellbore Radius: 0.27 ft
 Relative Injectivity: 0 Fraction
 Water Cut: 0.9000 Fraction
 Gas-Oil Ratio: 5977.0000 SCF/STB

IPR Model: NormalisedPseudoPressure

IPR Data

Include non-Darcy effects

Use calculated skin

Total Darcy Skin: 50.0000
 Total Non-Darcy Skin: 0 1/(STB/d)

Fractured

Figura 5. Parámetros de Gas Lift.

Gas Lift Parameters									
Active	Valve #	MD	TVD	Temp	Manufacturer	Model	Port	R	TRO
		ft	ft	deg F			64th in		psia
<input checked="" type="checkbox"/>	1	9495.25	9314.16	250.8	WFT	R-1	12	0.094	2660
<input checked="" type="checkbox"/>	2	13182.59	12888.19	263.0	None	Orifice	6	0	0

Figura 6. Diseño.

Design Parameters

Flow Parameters

Start Node: Xmas Tree @0 Pressure: 680.0000 psia

Casing Head Pressure: 2528.1113 psia Temperature: 0 deg F

Max Casing Head Pressure: 3000.0000 psia Kick-off Pressure: 2000.0000 psia

Liquid Rate: 1300.0 STB/d

Use Qgi Use GLRi Lift-Gas/Liquid: 5.0000 SCF/STB

Static Fluid Gradient: 0.4500 psi/ft Static Fluid Level (TVD): 3746.00 ft

Static Fluid Spec. Grav: 1.0390 sp grav Injection Gas Gravity: 0.7400 sp grav

Extended Spacing Gradient

Display Extended Spacing Gradient

Start Node Pressure: 0 psia Liquid Rate: 0 STB/d

Water Cut: 0 Fraction GOR: 0 SCF/STB

Use Qgi Use GLRi Lift-Gas/Liquid: 0 SCF/STB

Spacing Criteria

Maximum Injection Depth

Use Tubing Shoe MD: 13764.00 ft

Operating Differential Pressure: 100.0000 psi

Minimum Valve Spacing

User Defined TVD: 2000.00 ft

Numbering Method: Top - Bottom

Round-off Valve Depth (MD): 0 ft

Casing Pressure Drop

Pressure Drop at Top Valve: 0 psi

Constant Casing Pressure Drop

Use Catalog Data Value: 20.0000 psi

Pt max - Pt min

Safety Factor: 0 psi

Figura 7. Diseño.

Valve Type

Type: IPO

Model: WFT R-1

Port Size: 12.0000 64th in

Correlation: Th-Cr

Use Catalog Discharge Coefficient

Discharge Coefficient: 0.8650

Operating Valve: Use Orifice

Valve Operating Below Depth

Use Dummy Valves 1.0" Dummy

Transfer Pressure Margins

Pressure Margin Type: Transfer Pressure relative to Ptbg

Fraction: 0 Fraction

Use Exact Maximum MD of Injection

Use Spacing Factor: 0 psi

Figura 8. Grafica de hubicación de mandriles y valvulas.

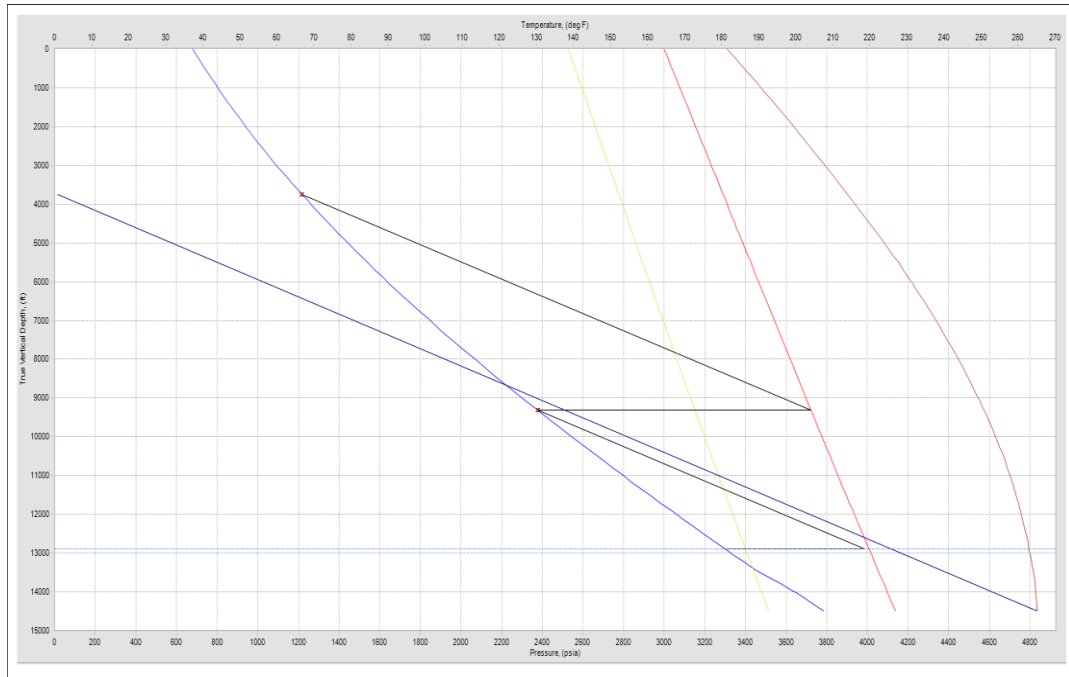


Figura 9. Sensibilidades a la tasa de inyección.

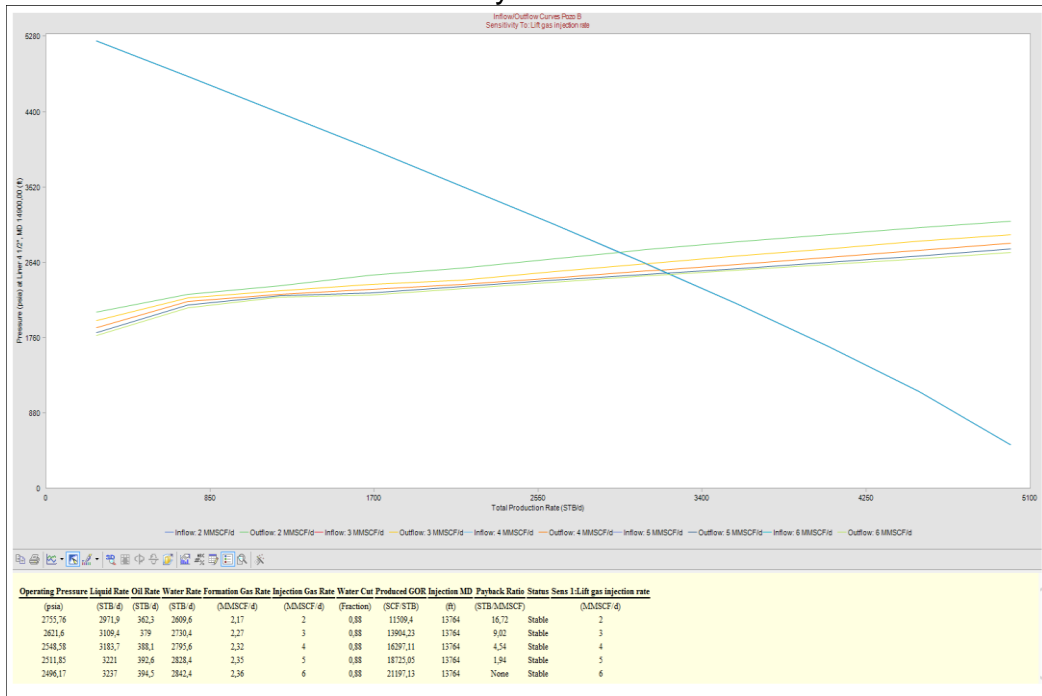


Figura 10. Modelo.

