



**ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL  
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT EN EL CAMPO  
ORITO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO DE  
ECOPETROL S.A**

**SONIA MILENA COLLAZOS ORTIZ  
OSKAR ALEJANDRO SALAZAR RAMIREZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA-HUILA  
2013**



**ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL  
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT EN EL CAMPO  
ORITO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO DE  
ECOPETROL S.A**

**SONIA MILENA COLLAZOS ORTIZ  
OSKAR ALEJANDRO SALAZAR RAMIREZ**

**Proyecto de Grado para optar el título de:  
Ingeniero de Petróleos**

**Director: ERVIN ARANDA ARANDA  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA-HUILA  
2013**



## Nota de Aceptación

---

---

---

---

---

---

---

---

**Firma del Jurado**

---

**Firma del Jurado**

---

**Firma del Director del  
Proyecto**

**Neiva, Febrero de 2013**



***“A James Vega gran ejemplo de lucha y de superación, nuestra recordación  
por siempre Q.E.P.D “***

***Oskar y Sonia***

## DEDICATORIA

*A Dios por haberme permitido llegar hasta este punto dándome salud, alegría y tranquilidad para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.*

*A mis padres Luz Amparo y Germán, por su apoyo incondicional, por sus consejos, por formarme en una hermosa familia unida, por los valores inculcados, por la motivación constante que me ha permitido alcanzar metas personales y académicas.*

*A mis Hermanos Diana Alexandra y Jhonatan, por ser compañeros, guía, amigos y confidentes en cada etapa de mi vida, además de ser un buen ejemplo como hermanos mayores.*

*A mis amigos que de una u otra forma han contribuido en este logro.*

**Sonia C.**

*A Dios por enseñarme día a día que con humildad paciencia y sabiduría todo es posible.*

*A mis padres Gustavo y Nubia, por ser el pilar fundamental en mi vida, jamás me cansare de agradecerle a Dios por regalarme tan bella familia, por todo su esfuerzo y sacrificio que hizo posible este triunfo profesional alcanzado. Para ellos mi Amor, Obediencia y Respeto*

*A mis hermanos Jaime Andrés y Gustavo Adolfo gracias por ser un buen ejemplo a seguir para mi, por ser mis consejeros, y entregarme ese amor fraternal que nunca me ha faltado.*

*A mis primos y demás familiares que siempre han estado ahí para ser ese segundo soporte que se requiere en momentos difíciles.*

*A mis amigos y compañeros de estudio gracias por las alegrías y vivencias.*

**Oskar S.**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores: Sonia Milena Collazos Ortiz y Oskar Alejandro Salazar Ramírez, expresan sus agradecimientos:

A **ERVIN ARANDA ARANDA**, Ingeniero de Petróleos, profesor de planta de la Universidad Surcolombiana, Director del proyecto de grado, por su apoyo desinteresado, orientación, paciencia y rigurosidad en la realización de este trabajo.

A **LUIS FERNANDO BONILLA y ALFONSO ORTIZ SANCHEZ**, profesores de planta de la Universidad Surcolombiana y jurados del presente proyecto por su amable colaboración en el aporte de ideas y disposición para realizar las correcciones pertinentes.

A **CARMEN PINZON, RICARDO PARRA, ORLANDO MAYORGA**, y demás profesores del programa de Ingeniería de Petróleos, gracias por todos los conocimientos adquiridos en esta estancia.

A **ELCY OBREGON**, secretaria del programa de Ingeniería de Petróleos, eficiente funcionaria que siempre estuvo dispuesta a colaborar para que se cumplieran todos los requisitos académicos necesarios.

A **EDINSON QUESADA** Ingeniero de Petróleos de la empresa Weatherford por su inmenso aporte en la capacitación acerca del sistema a trabajar, en la consecución de visitas técnicas guiadas e información,

A **JOSE LUIS MACCARIO** Ingeniero de Petróleos de la empresa CASING S.A por su contribución al facilitarnos la hoja dinámica de Excel que es utilizada en su empresa para analizar requerimientos energéticos de Plunger Lift.

A **JOYCE LIZETH, AURA VICTORIA, YULIETH YESENIA, ALBA ROLANDA, MARIA JOSE, ANGEL, HERNAN FELIPE, EFRAIN, MONICA MARIA, FRANCY JAQUELINE, LIZETH ANDREA, JUAN DAVID, JORGE LEONARDO, JESUS DAVID, OSCAR MAURICIO, NATALY PEÑA...** demás compañeros y amigos de los códigos 2007 uno y dos que de una u otra forma estuvieron a nuestro lado

## CONTENIDO

	PAG.
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>12</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>13</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>15</b>
<b>1. GENERALIDADES</b> .....	<b>16</b>
1.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA.....	16
1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO .....	19
1.3 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL .....	21
1.3.1 Sistema de Levantamiento: Bombeo Electrosumergible (BES).....	21
1.3.2 Sistema de Levantamiento: Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) .....	24
1.3.3 Sistema de Levantamiento: Bombeo Mecánico (BM) .....	25
1.3.3.1 Sistema de Levantamiento: Rotaflex.....	26
1.3.4 Sistema de Levantamiento: Gas Lift (GL) .....	27
1.3.5 Sistema de Levantamiento: Plunger Lift (PL) .....	33
1.3.5.1 PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT.....	43
<b>2. ANÁLISIS TÉCNICO</b> .....	<b>47</b>
2.1 HOJA DINÁMICA PARA EL DISEÑO DE PLUNGER LIFT .....	47
2.3 DATOS DE PRODUCCIÓN Y ESTADOS MECÁNICOS DE POZOS SELECCIONADOS .....	49
2.4 RESULTADOS .....	50
2.4.1 ORITO-12.....	50
2.4.2 ORITO-13.....	51
2.4.3 ORITO 114.....	51
2.4.4 ORITO-115.....	51
<b>3. ANÁLISIS ECONÓMICO</b> .....	<b>58</b>
3.1 CRITERIOS ECONÓMICOS PARA EVALUAR UN PROYECTO.....	58
3.1.1 Valor Presente Neto (V.P.N.):.....	58
3.1.2 Tasa Interna de Retorno (T.I.R.): .....	59
3.1.3 Relación costo beneficio (R.C.B.): .....	60
3.2 EVALUACIÓN DEL PROYECTO .....	61
3.2.1 Ingresos por Producción .....	61
3.2.2 Costos e Inversión .....	62
3.2.3 Flujo de Caja.....	65
3.2.4 Resultados y Análisis: Estudio Económico .....	70
<b>4. CONCLUSIONES</b> .....	<b>78</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>80</b>

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA CUENCA PUTUMAYO.....	16
FIGURA 2. MAPA RESIDUAL DEL TOPE DEL PALEOZOICO EN EL PUTUMAYO.....	17
FIGURA 3. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA PUTUMAYO.....	17
FIGURA 4. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO ORITO.....	18
FIGURA 5. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO ORITO. ....	19
FIGURA 6. SECCIÓN TRANSVERSAL DE LOS INTERVALOS PRODUCTORES DE ORITO.....	20
FIGURA 7. MAPA GEOGRÁFICO POZOS ACTIVOS AREA ORITO.....	23
FIGURA 8. GAS LIFT CONTINUO E INTERMITENTE.....	29
FIGURA 9. INSTALACIÓN SUPERFICIAL DE PLUNGER LIFT.....	34
FIGURA 10. CICLO PLUNGER LIFT.....	35
FIGURA 11. BUMPER SPRING.....	37
FIGURA 12 PARTES DE UN PLUNGER LIFT.....	38
FIGURA 13. PISTONES DISPONIBLES EN LA INDUSTRIA.....	40
FIGURA 14. ESQUEMA PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT.....	44
FIGURA 15. ESQUEMA PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT EN BOCA DE POZO.....	46
FIGURA 16. INTERFAZ GRAFICA DE LA HOJA DINÁMICA DE CASING S.A. ....	47
FIGURA 17. VENTANA DE ENTRADA DE DATOS.....	48
FIGURA 18. VENTANA DE SALIDA DE DATOS.....	48
FIGURA 19. ESTADO MECÁNICO DEL POZO ORITO-12 CON EL SISTEMA PL.....	54
FIGURA 20. ESTADO MECÁNICO DEL POZO ORITO-13 CON EL SISTEMA PL.....	55
FIGURA 21. ESTADO MECÁNICO DEL POZO ORITO-114 CON EL SISTEMA PL.....	56
FIGURA 22 ESTADO MECÁNICO DEL POZO ORITO-115 CON EL SISTEMA PL.....	57

## LISTA DE TABLAS

TABLA 1. APLICACIONES DEL GAS LIFT (RANGOS).....	32
TABLA 2. APLICACIONES DE GAS LIFT.....	32
TABLA 3. APLICACIONES DEL PLUNGER LIFT. ....	42
TABLA 4. DATOS PRODUCCIÓN DE LOS POZOS. ....	49
TABLA 5 : DATOS ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS.....	50
TABLA 6. RESULTADOS ORITO 12.....	50
TABLA 7. RESULTADOS ORITO 13.....	51
TABLA 8. RESULTADOS ORITO 114.....	51
TABLA 9. RESULTADOS ORITO 115.....	51
TABLA 10. RESUMEN DE RESULTADOS DE REQUISITOS ENERGÉTICOS PARA LOS 4 POZOS. ....	52
TABLA 11. INGRESO MENSUAL POR PRODUCCIÓN EN CADA POZO. ....	62
TABLA 12. INVERSIÓN INICIAL EN QUIPO PLUNGER LIFT.....	63
TABLA 13. COSTO DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN A CAMBIAR.....	63
TABLA 14. COSTOS DE MANTENIMIENTO EN PL.....	64
TABLA 15. COSTOS DE MANTENIMIENTO GL.....	64
TABLA 16. FLUJO DE CAJA ORITO 12.....	66
TABLA 17. FLUJO DE CAJA ORITO 13.....	67
TABLA 18. FLUJO DE CAJA ORITO 114.....	68
TABLA 19. FLUJO DE CAJA ORITO 115.....	69
TABLA 20. EVALUACIÓN ECONÓMICA GL. ORITO 12.....	71
TABLA 21. EVALUACIÓN ECONÓMICA PL. ORITO 12.....	71
TABLA 22. EVALUACIÓN ECONÓMICA GL. ORITO 13.....	73
TABLA 23. EVALUACIÓN ECONÓMICA PL. ORITO 13.....	73
TABLA 24. EVALUACIÓN ECONÓMICA GL. ORITO 114.....	74
TABLA 25. EVALUACIÓN ECONÓMICA PL. ORITO 114.....	75
TABLA 26. EVALUACIÓN ECONÓMICA GL. ORITO 115.....	76
TABLA 27. EVALUACIÓN ECONÓMICA PL. ORITO 115.....	77

## LISTA DE GRAFICAS

GRAFICA 1. RENTABILIDAD ECONÓMICA - ORITO 12.....	70
GRAFICA 2. RENTABILIDAD ECONÓMICA - ORITO 13.....	72
GRAFICA 3. RENTABILIDAD ECONÓMICA - ORITO 114.....	74
GRAFICA 4. RENTABILIDAD ECONÓMICA - ORITO 115.....	76



## Anexos

ANEXO 1. COTIZACIÓN DE EQUIPO PLUNGER LIFT. ....	81
ANEXO 2. EQUIPAMIENTO DE PLUNGER LIFT PROPUESTO.....	82

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad existen distintos tipos de levantamiento artificial operando durante el ciclo de vida de un yacimiento, sistemas utilizados en un pozo que en determinado momento pueden volverse inoperantes e ineficientes, en respuesta a esto las compañías implementan costosas medidas y es en este momento donde se pone a prueba la reingeniería que se puede aplicar para mejorar la recuperación de hidrocarburos por medio de la optimización de los Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA), en el presente documento se muestra la tecnología Plunger Lift como una solución a este problema, específicamente en los pozos que se encuentran produciendo bajo el sistema de levantamiento por gas donde se ha desmejorado su rendimiento, en el campo Orito de la superintendencia de operaciones Putumayo de Ecopetrol S.A

En el documento se da a conocer la factibilidad técnico-económica de la implementación del sistema de levantamiento Plunger Lift en los pozos seleccionados de este campo, mostrando así la viabilidad de este proyecto, ya que se pueden lograr grandes ganancias invirtiendo capitales relativamente pequeños. La ventaja en el costo-beneficio del sistema está dada por los siguientes tres aspectos: bajos costos iniciales, bajo costo de mantenimiento anual, frecuencia de fallas mínima y la habilidad para racionalizar gastos utilizando los bienes que se poseen en el momento.

Al mismo tiempo este proyecto busca dar a conocer la eficiencia y rentabilidad de este sistema de levantamiento poco conocido en Colombia, realizando un estudio técnico-económico para algunos pozos del campo Orito con ciertas características a tener en cuenta. Gracias a información suministrada por parte de la empresa CASING S.A. como fuente de información teórica y ECOPETROL S.A. como operadora del campo de interés; se realizó el diseño y cotizaciones con base con el inventario que cuenta WEATHERFORD base Neiva, una de las dos únicas empresas que provee este servicio en Colombia.

## RESUMEN

La industria del petróleo se enfrenta a grandes retos en materia de producción debido a la creciente importancia de producir más, minimizando los costos de operación, teniendo en cuenta que los sistemas de levantamiento artificial juegan un papel fundamental en el proceso de producción, por su función de aportar la energía necesaria a los fluidos para llegar a superficie y que es de gran importancia que las empresas realicen esfuerzos en mejorar dichos sistemas y contrarrestar las falencias que estos puedan tener, lo cual ha llevado a investigar acerca de nuevos sistemas que permitan optimizar esta labor, para así llegar a una obtención de mayores beneficios tanto en la parte técnica como económica y de ésta manera hacer más eficiente la producción de los hidrocarburos.

El Plunger Lift es uno de los sistemas más antiguos utilizados para el levantamiento de fluidos a superficie y en Colombia ha sido poco utilizado, aplicándolo por primera vez en el año 2011, por tal razón se realiza una revisión de sus características, instrumentación, equipos necesarios, funcionamiento y aplicación, así como los beneficios que se pueden obtener al realizar la implementación de este SLA en campo, determinando la variedad de aplicaciones que puede tener y que hacen que esta tecnología tenga un aceptable campo de acción en la actualidad.

Debido a los problemas y eventualidades que se presentan en los pozos que posee ECOPEPETROL S.A. con el sistema de levantamiento por Gas Lift como: scale, parafinas y arenamiento, se hace necesario realizar un estudio técnico económico con el fin de buscar una alternativa apropiada a estos inconvenientes. Una vez definidos los pozos a estudiar se realizan corridas en una hoja dinámica provista por la empresa argentina CASING S.A para analizar los requerimientos energéticos y de esta manera poder implementar el sistema.

Una vez realizado el estudio técnico, se procede a realizar estudios de Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno y relación costo-beneficio en la utilización de equipos de Plunger Lift donde se muestra la viabilidad económica que puede tener este cambio al reducir al mínimo las intervenciones a los pozos con equipos de Workover y WellServices.

Por último se muestran los resultados obtenidos durante la realización del estudio y un análisis final para cada uno de ellos donde se ofrece una serie de sugerencias, que una vez finalizado el trabajo puedan ser tenidas en cuenta al ser



presentadas por Ingenieros de ECOPETROL S.A. al respectivo equipo de Ingeniería y Confiabilidad.

## ABSTRACT

Petroleum industry face great challenges in production area due to the growing importance of having more production, minimizing the operation cost, taking in consideration that the artificial Lift has a fundamental role in production process because of its function of contributing with the necessary energy to the fluids up to surface, and it has great importance that to the companies to make efforts on improving these systems and counteract the failures that these could have, it has led to research about new systems either in the technical or economical part and so that make more efficient the production of hydrocarbons.

Being the Plunger lift one of the oldest systems utilized for the lifting of fluids to the surface and its application minimum practically, its incursion occurred in 2001, characteristics, instrumentation, equipment requires, operation and application is review is made, as well as benefits that could be obtained at the time of running the implementation of this A.L.S in a field, determining the variety of applications it could had and it makes this technology an acceptable scope today.

Due to presented eventualities in the wells that has ECOPETROL S.A with Lifting System by gas as: Scale, paraffins and sanding, decides support as in the idea of realize a technical and economic study with the finality of find an appropriate variant to these, and defined once the wells to study, are realized runs in a dynamical excel sheet, provided for the Argentinean company CASING S.A to analyze the energetic requirements and in this way implement the application.

When the technical study is finalized, we proceed to realize different studies as: net present value (NPV), internal rate of return (IRT) and benefit cost ratio in the utilization of Plunger Lift equipments, where is showed the economic viability that could have this change, by the reducing to the minimum the interventions to the wells with Workover and Wellservices equipments.

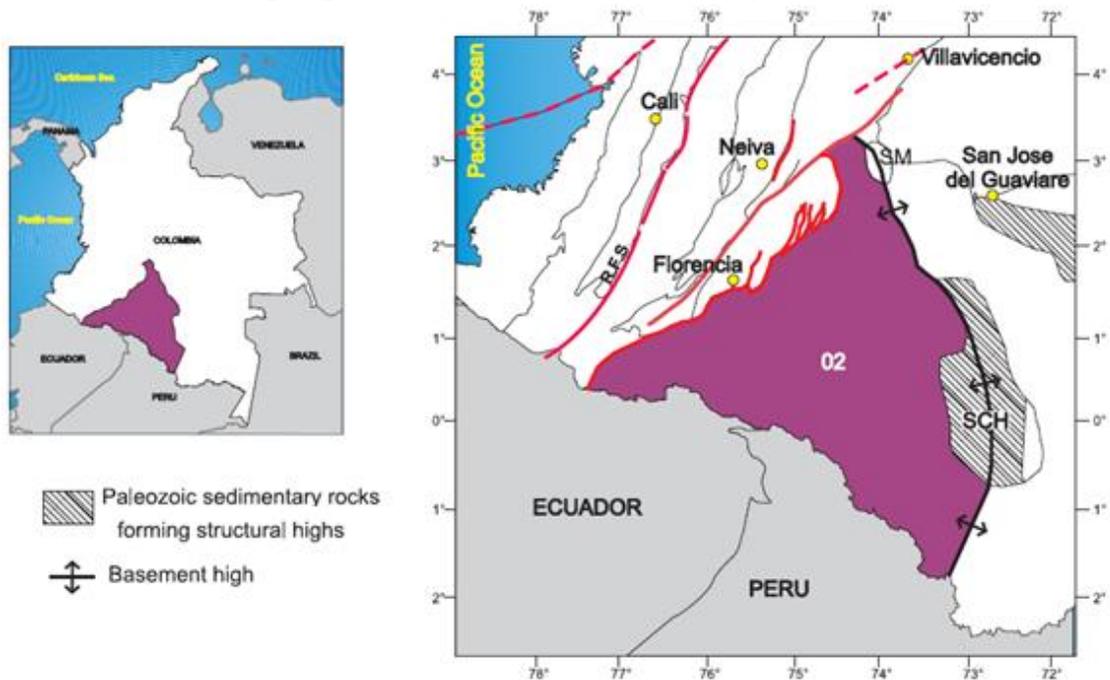
Finally obtained results are showed during the realization of the study and a final analysis for each well, offering a suggests series, that when the work is finalized could be accepted in the moment to be presented by ECOPETROL S.A engineers to the Engineering and reliability team.

## 1. GENERALIDADES

### 1.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA

La cuenca Putumayo es la extensión de la cuenca Oriente-Marañón Peruana, situada al sur de Colombia sobre los límites con Ecuador y Perú, por el occidente limita con la cordillera oriental (estribaciones dirigidas hacia el norte de Colombia), al nororiente con la gran estructura de la Macarena y al occidente con una estructura de alto relieve que incluye la Serranía de Chiribiquete.

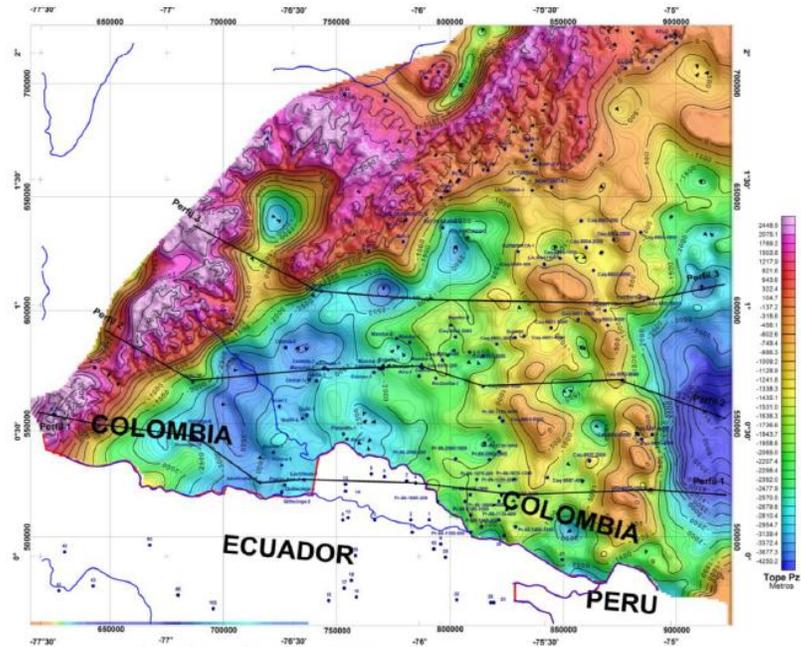
**Figura 1. Ubicación geográfica de la cuenca Putumayo.**



Fuente: ANH

Esta cuenca tiene una extensión de 104.000 Km<sup>2</sup>, han sido encontrados a la fecha 19 campos de hidrocarburos y reservas de más de 365 MMBO. La exploración en la cuenca fué iniciada por TEXACO en 1948, en 1963 esta compañía descubrió el mayor campo petrolero de la región con reservas del orden de 250 MMBO, el campo Orito. La existencia de un sistema petrolífero que desencadenó el descubrimiento de muchos otros campos de petróleo.

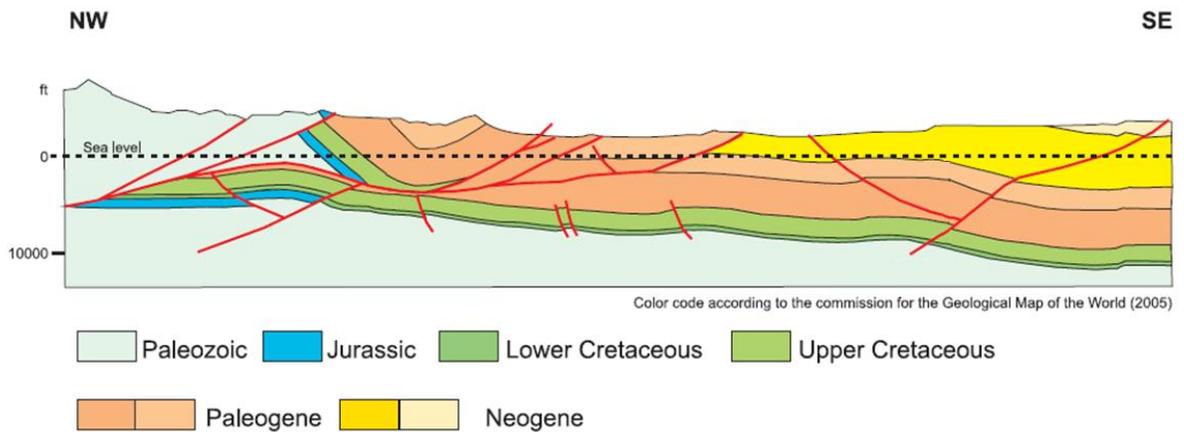
**Figura 2. Mapa residual del Tope del Paleozoico en el Putumayo.**



**Fuente: ANH**

El mayor número de campos descubiertos hasta ahora están relacionados con dos plays estructurales principales, una falla inversa de alto ángulo y anticlinales; en la figura 3 se puede ver la sección estratigráfica de la cuenca.

**Figura 3. Sección estratigráfica de la cuenca Putumayo.**

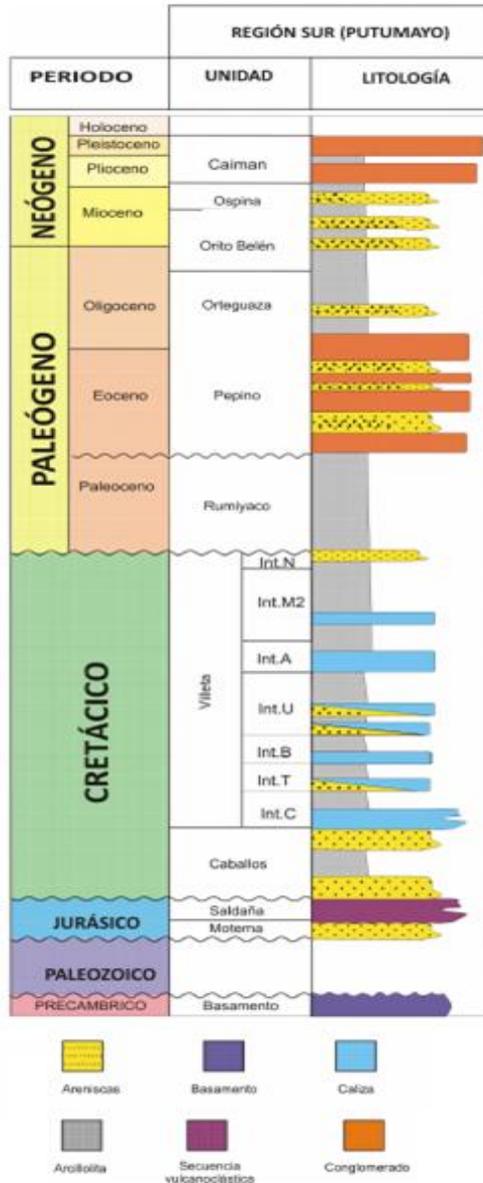


**Fuente: ANH**

## ROCA FUENTE

La roca fuente está compuesta por calizas del cretácico y shale de la formación Villeta. El material orgánico tipo II con alto potencial petrolífero y TOC promedio de 0.5-1.0 % representan las mejores rocas fuente en la cuenca. El shale orgánico del cretácico desde la formación Caballos con TOC de más del 0,5% y el material orgánico III representan la segunda fuente de hidrocarburos en la cuenca.

Figura 4. Columna estratigráfica del campo Orito.



## YACIMIENTO

El principal yacimiento en la cuenca está en las areniscas del cretácico de la formación caballos con un espesor promedio de 300 ft dependiendo del relieve paleógeno que posea, con porosidades que varían entre el 10 y 16% y con permeabilidad promedio de 50md. Los yacimientos secundarios son encontrados en areniscas de la formación Villeta y conglomerados de la formación Pepino.

## SELLO

La principal unidad de sello lateral y superior son los shales plásticos del cretácico así como la arcillolita de Rumiyaco y Orteguaza del paleógeno.

## TRAMPAS

Los objetivos principales son ubicados en trampas estructurales asociadas a thrusts y sub-thrusts en la zona occidental de la cuenca. Adicional a esto las trampas son pinch-out, valles incisos, y acumulaciones carbonatadas.

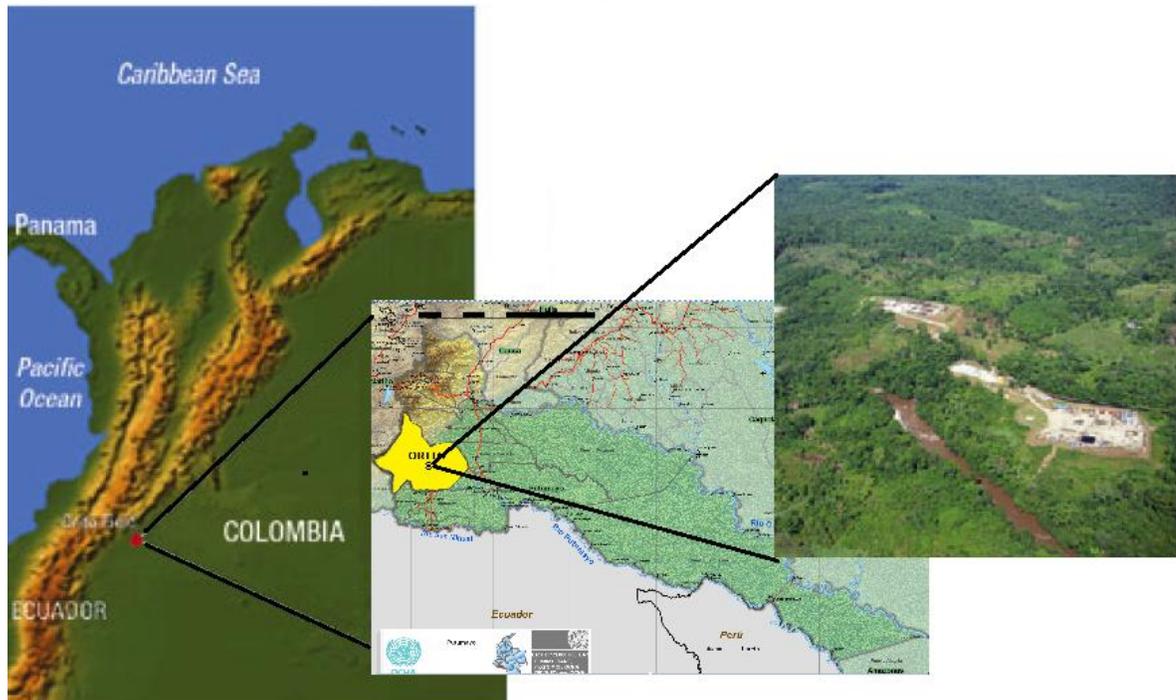
Fuente: ANH

## PROSPECTIVIDAD

Los campos de petróleo de la cuenca son relacionados a trampas estructurales, principalmente fallas contraccionales vinculados a pliegues. Adicional a esto, reservas de petróleo pueden ser encontradas en cantidades significativas, entrampadas bajo el basamento, anticlinales relacionados a altos pliegues por encima del basamento y trampas estratigráficas sutiles en el flanco oriental de la cuenca. La presencia de estas trampas sugiere que una parte significativa de la cuenca mantiene gran importancia para explorar.

### 1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO

Figura 5. Ubicación geográfica del campo Orito.



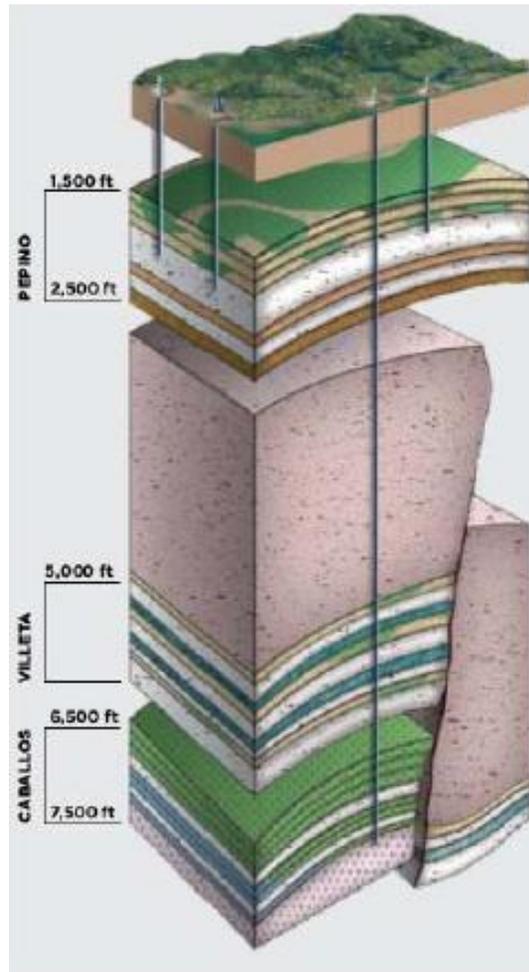
Fuente: Autores

El campo Orito está localizado en el municipio de su mismo nombre en el departamento de Putumayo al sur de Colombia cerca a la frontera con Ecuador (figura 5), éste ha estado en producción desde 1963 y es operado por la Empresa Colombiana de Petróleos ECO PETROL, originalmente descubierto y explotado por TEXACO. Petrominerales firmó un contrato en abril del 2001 para participar con

Ecopetrol en el incremento de la producción de este campo, bajo los términos del acuerdo, Petrominerales invierte el 100% de todo el desarrollo de la actividad a cambio de una parte del valor del incremento de producción.

El campo Orito tiene casi 17 millas<sup>2</sup> (43 km<sup>2</sup>) de área en la cuenca Putumayo. El campo originalmente contenía más de 1 BBOIP en tres capas del yacimiento principal: Pepino con una profundidad desde 1500 a 2500 pies, Villeta desde 5000 a 6500 pies y Caballos desde 6500 a 7500 pies como se muestra en la figura 6. La más significativa es la formación Caballos del Cretáceo, una compleja serie de arenas marinas fluviales/deltaicas y marginales que originalmente contenía más de 700 MMBIP, este sigue siendo el intervalo productor principal.

**Figura 6. Sección transversal de los intervalos productores de Orito.**



Fuente: SPE 116659

En la actualidad el yacimiento esta depletado y su presión está por debajo de la presión de burbuja original. Los pozos presentan ciertos problemas para la producción de fluidos usando levantamiento artificial como lo son: la producción de sólidos, el scale, alto GOR, alta producción temprana de agua y también mucho CO<sub>2</sub> (80% en volumen).

### **1.3 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

Al inicio de la producción en un pozo existe suficiente energía almacenada en el yacimiento para que este lleve el fluido naturalmente a superficie. A medida que pasa el tiempo, ésta se consume, llegando a tal punto en el que ya no es suficiente para cumplir su función (el pozo dejará de fluir), cuando esto ocurre o cuando el caudal deseado de producción es mayor al que la energía del yacimiento puede entregar, se hace necesario implementar un sistema de levantamiento artificial que proporcione la energía requerida para llevar la cantidad de fluido deseada a superficie.

En el campo Orito, se encuentran pozos produciendo bajo flujo natural y mediante diferentes sistemas de levantamiento artificial como: gas lift, bombeo electrosumergible, bombeo por cavidades progresivas, bombeo mecánico y rotaflex, los cuales se exponen a continuación en forma general. En la Figura 7 se muestra un mapa geográfico de los pozos activos en Orito en el 2012.

#### **1.3.1 Sistema de Levantamiento: Bombeo Electrosumergible (BES)**

El BES es un sistema de levantamiento artificial que se abastece de energía eléctrica la cual convierte en energía mecánica (por medio de un motor) para accionar la bomba multi-etapas montada axialmente en un eje vertical unido al motor ubicado en el fondo del pozo, para así levantar una columna de fluido desde cierto nivel hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión. Este método es aplicado generalmente cuando se presentan los siguientes casos: alto índice de productividad, baja presión de fondo, alta relación agua-petróleo, baja relación gas – líquido.

Los equipos que componen este sistema de levantamiento son los siguientes: ensamblaje de cabeza de pozo, caja de empalme, panel de controles,

transformador, controlador de frecuencia variable VSD, cable eléctrico, tubing, bomba centrífuga multietapa (impulsor y difusor, centrífuga), camisa de la bomba, separador de gas (Opcional), unidad sellante protectora del motor, motor electrosumergible y los sensores de fondo (Opcional).

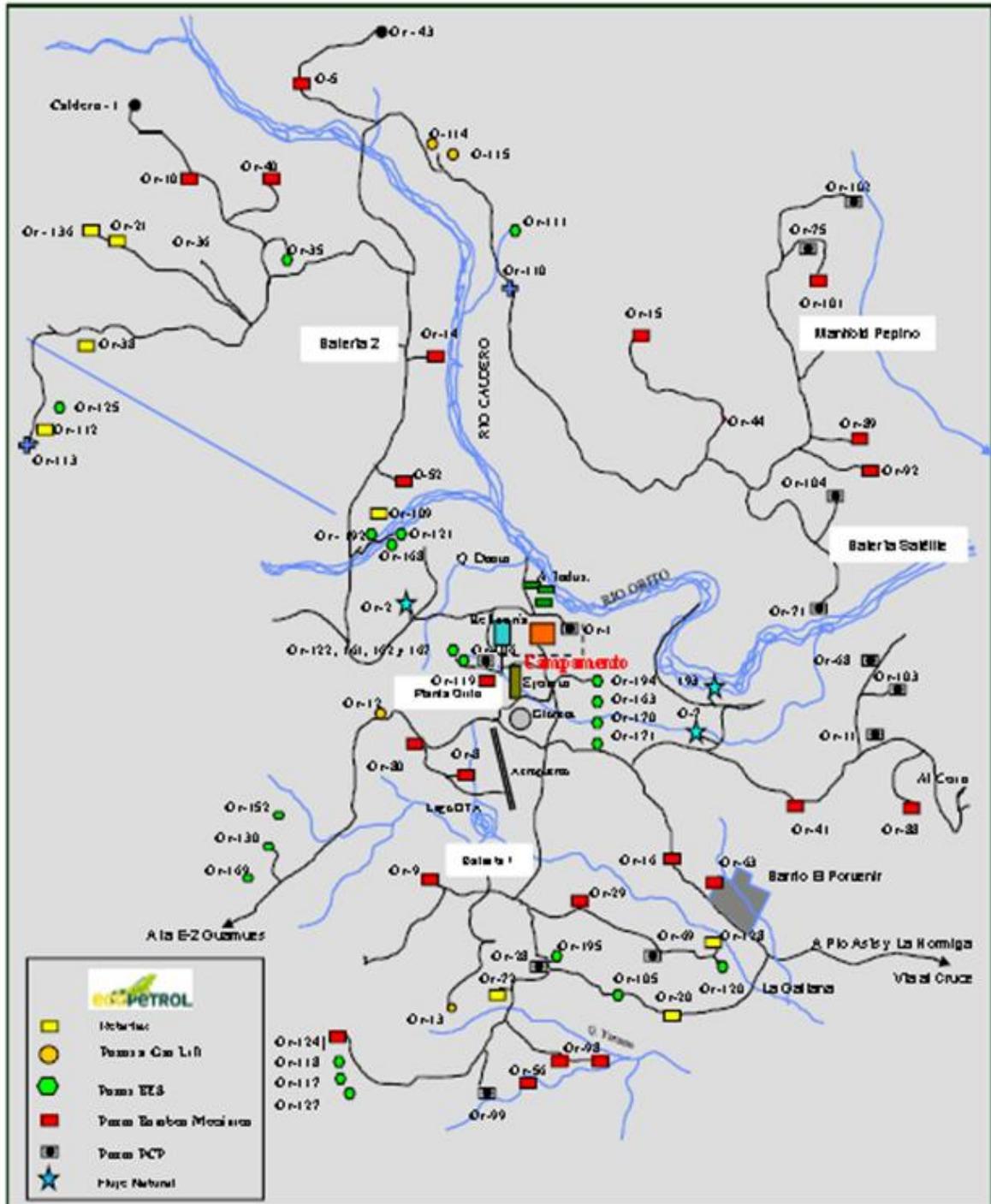
### ***Ventajas***

- Los costos de levantamiento para grandes volúmenes son bajos.
- Es usado en pozos verticales y desviados.
- Pueden manejar tasas de producción alrededor de 200 – 90000 BPD.
- Este tipo de instalaciones no impacta negativamente en las zonas urbanas.
- Bajo mantenimiento.
- Se facilita el monitoreo de presiones y temperaturas de fondo del pozo, a través del uso de sensores.
- Puede ser manejado en pozos con grandes cortes de agua. Alta resistencia en ambientes corrosivos dentro del pozo.

### ***Desventajas***

- Es imprescindible la corriente eléctrica, se requiere de altos voltajes.
- Los cables se deterioran al estar expuestos a altas temperaturas.
- Los cables dificultan el corrido de la tubería de producción.
- No es recomendable usar cuando hay alta producción de sólidos.
- No es funcional a altas profundidades debido al costo del cable, a posibles problemas operacionales y a los requerimientos de alta potencia de superficie.
- Con la presencia de gas libre en la bomba, no puede funcionar ya que impide el levantamiento.
- Las bombas están afectadas por: temperatura de fondo y producción de arena.

Figura 7. Mapa Geográfico Pozos Activos Area Orito.



Fuente: Ecopetrol S.A.

### 1.3.2 Sistema de Levantamiento: Bombas de Cavidades Progresivas (PCP)

Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo, cuyos componentes principales son un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero, el estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, a la vez que el rotor está conectado al final de la sarta de varillas. El crudo es desplazado en forma continua entre las cavidades del tornillo sin fin y desplazado axialmente mientras que el tornillo rota.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a bajas velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas, sólidos en suspensión y cortes de agua, así como también es ideal para manejar crudos de mediano y bajo Grado API.

#### ***Ventajas***

- Altas eficiencias volumétricas.
- Extrae petróleo de alta viscosidad.
- Capacidad de trabajar en presencia de arena y gas libre.
- Buena resistencia a la abrasión.
- Utilización de motores más pequeños y por ende menores costos de levantamiento.
- Relativamente silencioso.
- Menor costo de capital comparado con otros métodos de levantamiento artificial.
- Ocupa poco espacio en la superficie.

#### ***Desventajas***

- El elastómero se hincha o deteriora en exposición a ciertos fluidos.

- El estator tiende a dañarse si la bomba trabaja al vacío.
- Resistencia máxima hasta temperaturas de 350°F.
- Baja eficiencia cuando se requiere grandes extensiones de varillas necesarias.
- Inoperante en pozos con crudos livianos.

### **1.3.3 Sistema de Levantamiento: Bombeo Mecánico (BM)**

Este método consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción recíproca, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas. Los principales componentes de este sistema de levantamiento son: el motor, el equipo de superficie (estructura y balancín, motor, caja reductora), el tubing, la sarta de varillas y la bomba de subsuelo.

#### ***Ventajas***

- Diseño del sistema relativamente fácil.
- Eficiente, simple y fácil de ser operado y de hacerle mantenimiento.
- Se puede cambiar fácilmente de tasa de producción por cambio en la velocidad de bombeo o longitud del stroke.
- Puede bombear el pozo a una muy baja presión de entrada para obtener la máxima producción posible.
- Usualmente es la más eficiente forma de levantamiento artificial.
- Las unidades pueden cambiarse a otros pozos a un mínimo costo.
- Se pueden usar motores a gas como provisorios primarios de energía si la electricidad no está disponible.

- Se puede fijar el tiempo de encendido y apagado del control para minimizar la carga del fluido, costos de electricidad y las fallas de varilla.
- Puede ser monitoreada remotamente con un sistema de control de supervisión de bomba.
- Puede levantar crudos de alta viscosidad y temperatura.

### ***Desventajas***

- Es inoperante en pozos con alta desviación.
- No puede ser usada en pozos off shore por los grandes equipos de superficie y la limitada capacidad de producción comparativamente con otros métodos.
- No puede funcionar con excesiva producción de arena.
- La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se tiene gas libre.
- La rata de producción cae con la profundidad comparado con otros métodos de levantamiento artificial.
- Susceptible a los problemas de parafinas.

#### **1.3.3.1 Sistema de Levantamiento: Rotaflex**

Este sistema emplea una unidad de bombeo de carrera larga (hasta 366pg) se ha diseñado para uso con bombas a pistón. El bombeo con la unidad Rotaflex reduce la carga estructural sobre el equipo, alargando la vida útil de la instalación de fondo de pozo ya que la sarta de varillas de bombeo trabaja a velocidades relativamente constantes.

### ***Ventajas***

- Su buena longitud de carrera y su diseño único hacen que la unidad Rotaflex sea mucho más eficiente que otras unidades de bombeo. Los ahorros en costos de energía están entre 15 y 25%.

- La velocidad constante y una menor cantidad de ciclos por minuto alargan la vida útil de la bomba de fondo de pozo y de la sarta de varillas.
- La longitud de carrera da lugar a menos ciclos y movimientos de reversa, lo que otorga mayor eficiencia y confiabilidad en el sistema.
- Su larga carrera y la posibilidad de trabajar a muy bajos ciclos por minuto permiten un completo llenado de la bomba y una menor carga dinámica.
- Una longitud de carrera más larga genera un mayor coeficiente de compresión en la bomba, lo que minimiza los problemas de bloqueo por gas.
- La banda de carga para servicio pesado que conecta el sistema de potencia con la sarta de varillas de bombeo, actúa como amortiguador de choques, lo que reduce eficazmente la fatiga de todo el sistema, alargando su vida útil.
- El pequeño radio de la corona, reduce notablemente la demanda de torque necesaria y permite el uso de un motor y de un reductor más pequeño, que son más económicos de operar.

#### **1.3.4 Sistema de Levantamiento: Gas Lift (GL)**

El Gas Lift es el método de levantamiento artificial que más se aproxima al proceso de producción por flujo natural, este consiste en inyectar gas a alta presión (de forma continua o intermitente) a la columna de fluido para así llevarla a superficie; el gas inyectado causa que la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación disminuya debido a la reducción de la densidad de dicho fluido y por otro lado la expansión del gas inyectado con el consecuente desplazamiento del fluido. La principal consideración en la selección de gas lift como sistema de levantamiento para un pozo, un grupo de pozos o un campo completo es la disponibilidad y costo de compresión del gas.

##### ***Gas lift continuo***

En este método un volumen de gas a alta presión es inyectado continuamente dentro de la tubería de producción para alivianar la columna de fluidos hasta

obtener una diferencial de presión suficiente para que la energía del yacimiento logre permitir fluir al pozo a un caudal deseado.

Lo anterior se logra mediante una válvula de flujo, la cual permite un posible punto de inyección profundo de presión disponible y una válvula para regular el gas inyectado desde la superficie. El sistema de gas lift continuo es aplicable en pozos con tubería de producción de diversos diámetros dependiendo del caudal de producción deseado. De este modo se pueden tener caudales entre 200 - 20000 BPD a través de sartas de tubería de producción de diámetro común y hasta 80000 BPD produciendo por tubería de revestimiento; aún más se pueden tener gastos tan bajos como 25 BPD a través de tubería de diámetro reducido (del tipo coiled tubing).

El gas inyectado junto con el aportado por el yacimiento, producen la elevación del fluido por uno o más de los siguientes procesos:

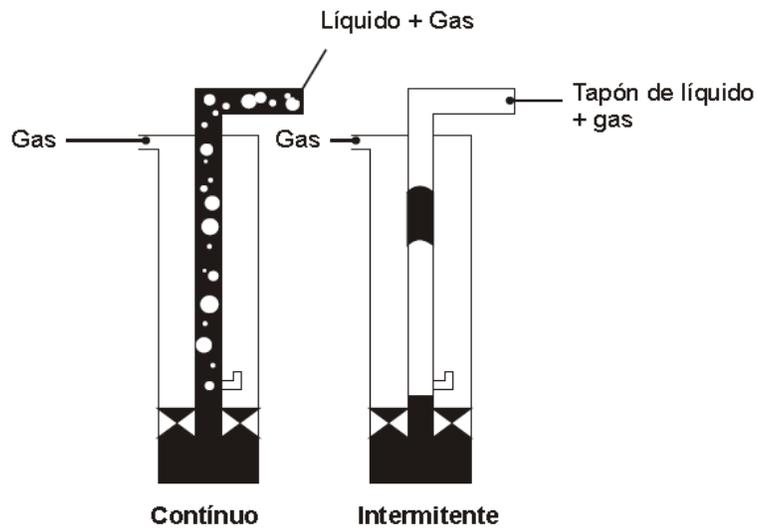
- Reducción de la densidad del fluido y por consecuencia de la presión hidrostática generada por este, permitiendo que el fluido se mueva desde el yacimiento hasta superficie.
- Expansión del gas de inyección, el cual empuja el fluido hacia arriba reduciendo el peso de la columna.

### ***Gas lift intermitente***

Este método consiste en inyectar un volumen de gas a alta presión por el espacio anular hacia la tubería de producción en forma cíclica, es decir, periódicamente inyectar un determinado volumen de gas por medio de un regulador, un interruptor o ambos. De igual manera, en este sistema se emplea un controlador superficial cíclico de tiempo y una válvula insertada en la tubería de producción a través de la cual, el gas de inyección pasará desde el espacio anular, para así levantar el fluido hasta la superficie. Cuando la válvula superficial de gas lift intermitente abre, impulsa el fluido de la formación que se acumuló dentro de la tubería de producción, en forma de bache, hasta la superficie.

Después de que la válvula cierra, la formación continua aportando fluido al pozo, hasta alcanzar un determinado volumen de aceite con el que se inicie otro ciclo; dicho ciclo es regulado para que coincida con el caudal de llenado del fluido de formación al pozo.

**Figura 8. Gas Lift continuo e intermitente.**



**Fuente:**

***Requerimientos del sistema:***

Instalaciones apropiadas de superficie y equipo de fondo de pozo.  
Suministro de gas adecuado y económico.

***Equipo de superficie:***

- Red de distribución de gas a alta presión.
- Compresores.
- Ensamblaje de la cabeza de pozo.
- Choque (para flujo continuo).
- Choque con control en el ciclo de tiempo (para flujo intermitente).
- Equipo de medición y control.

- Red de recolección de gas a baja presión.
- Separadores.
- Depurador de líquidos y Regulador de Gas.

***Equipo de subsuelo:***

- Mandriles de gas lift (de bolsillo y BLT).
- Válvulas de gas lift (operativa y de descarga).
- Empaque de subsuelo.
- Niple de asiento.
- Standing Valve (gas intermitente).
- Uniones corredizas.
- Cinta Band-I

***Ventajas:***

- Aplicable a pozos con alto GOR.
- Costo operativo inicial bajo.
- Sistema seguro de operar
- Flexibilidad de operación.
- Puede ser aplicable a pozos desviados.
- Habilidad para manejar altas ratas de producción.
- La rata de producción puede ser controlada desde superficie.

- Presenta alta tolerancia a los sólidos (aunque las velocidades de erosión en el tubing y el árbol de navidad pueden ser críticas).
- Pocas partes móviles.
- Requiere de poco espacio en superficie.
- Generalmente puede ser reacondicionado con wireline.
- Acceso completo a través del tubing a las válvulas de gas lift inferiores.
- Relativamente insensible a la corrosión.
- 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.
- Muy flexible, se puede convertir de flujo continuo a intermitente, chamberlift o plunger lift a medida que declina el yacimiento.

***Desventajas:***

- Ineficiente en sistemas de bajo volumen, debido a los costos capitales de compresión y tratamiento del gas.
- Disponibilidad de gas y o fuente continua de gas con presión estabilizada para evitar que los pozos dejen de fluir; las cuales no siempre están disponibles.
- La baja eficiencia del sistema produce escurrimiento.
- Presenta dificultad para manejar crudos muy pesados y viscosos o emulsionados.

- Las válvulas de gas lift y el equipo de superficie pueden estar expuestos a la formación de hidratos.
- Cuando el gas de levantamiento es corrosivo, incrementa los costos operativos, pues es necesario tratar el gas corrosivo para convertirlo a inerte y poder usarlo.
- Requiere de monitoreo continuo, optimización y reparación técnica, así como de supervisión de ingeniería.
- Se requieren casing y tubing muy fuertes, para evitar colisión debido a las altas presiones de gas en el anular.
- Se pueden presentar problemas de seguridad si se manejan presiones de gas muy altas.

#### **Aplicaciones de Gas Lift:**

**Tabla 1. Aplicaciones del Gas Lift (rangos).**

<b>CONSIDERACIONES</b>	<b>RANGO TÍPICO</b>	<b>MÁXIMO</b>
<b>Profundidad</b>	5000' -10000'	15000'
<b>Volumen flujo continuo</b>	(100 – 10000) BFPD	30000 BFPD
<b>Volumen flujo intermitente</b>	(3 – 300) BFPD	400 BFPD
<b>Temperatura operación</b>	100° - 250° F	400°F
<b>Desviación del pozo</b>	0° - 50°	70°

**Tabla 2. Aplicaciones de gas lift.**

<b>CONSIDERACIONES</b>	<b>RANGO</b>
<b>Manejo de gas</b>	Excelente
<b>Manejo de corrosión</b>	Bueno y/o excelente
<b>Manejo de sólidos</b>	Bueno
<b>Gravedad del fluido</b>	>15° API
<b>Servicio</b>	Wire line y/o equipo workover
<b>Tipo de energía</b>	Gas de alta presión
<b>Aplicación costa fuera</b>	Excelente

### 1.3.5 Sistema de Levantamiento: Plunger Lift (PL)

Plunger lift es un método de levantamiento artificial intermitente que comúnmente utiliza solo la energía del reservorio para producir los líquidos. Un “plunger” es un pistón de libre desplazamiento que se coloca dentro de la tubería de producción y depende de la presión del pozo para elevarse y solo de la gravedad para retornar al fondo del pozo. La figura 9 ilustra una instalación superficial típica de un plunger lift.

Existen 4 aplicaciones de Plunger Lift comunes en el mercado:

- Pozos de gas con descarga de líquidos.
- Producción de petróleo con gas asociado.
- Control de Scale y parafina.
- Gas lift.

El Sistema Plunger Lift opera en un proceso cíclico; cuando el pozo fluye y se cierra de forma alternativa. Durante el periodo de cierre mientras el pistón se encuentra en el fondo, la presión de gas se acumula en el espacio anular, así como también los líquidos que ya se han almacenado en el pozo durante el final del periodo de flujo. Los líquidos se acumulan en el fondo de la tubería de producción (tubing) y el pistón cae a través de ellos hasta el resorte amortiguador (bumper spring) para esperar un periodo de tiempo, ascenso de presión o ambos (Fig. 10.1). La presión del gas en el espacio anular depende del tiempo de cierre, la presión del reservorio y la permeabilidad. Cuando la presión del espacio anular aumenta lo suficiente, la válvula motora se abre para permitir que el pozo fluya. El gas del espacio anular entra y se expande en el tubing (Fig. 10.2), elevando el pistón y los líquidos hacia la superficie, con algo de ayuda del gas que se produce, evitando al mínimo el escurrimiento, al llegar a superficie el sensor detecta el embolo (Fig. 10.3), este envía una señal para que el lubricador lo retenga el tiempo suficiente en superficie facilitando que el gas y el liquido fluyan hasta que el nivel de producción comienza a disminuir y se cumpla cierta condición de tiempo y/o presión (Fig. 10.4). Se permite que el reservorio produzca gas hasta que el

nivel de producción disminuya a un valor cercano al nivel crítico y hasta que los líquidos comienzan a acumularse en fondo del pozo. Después de esto el pozo se cierra, el pistón cae nuevamente hasta el bumper spring pasando primero a través del gas y luego de la columna de líquido acumulado para así empezar el ciclo nuevamente (Fig.10.5).

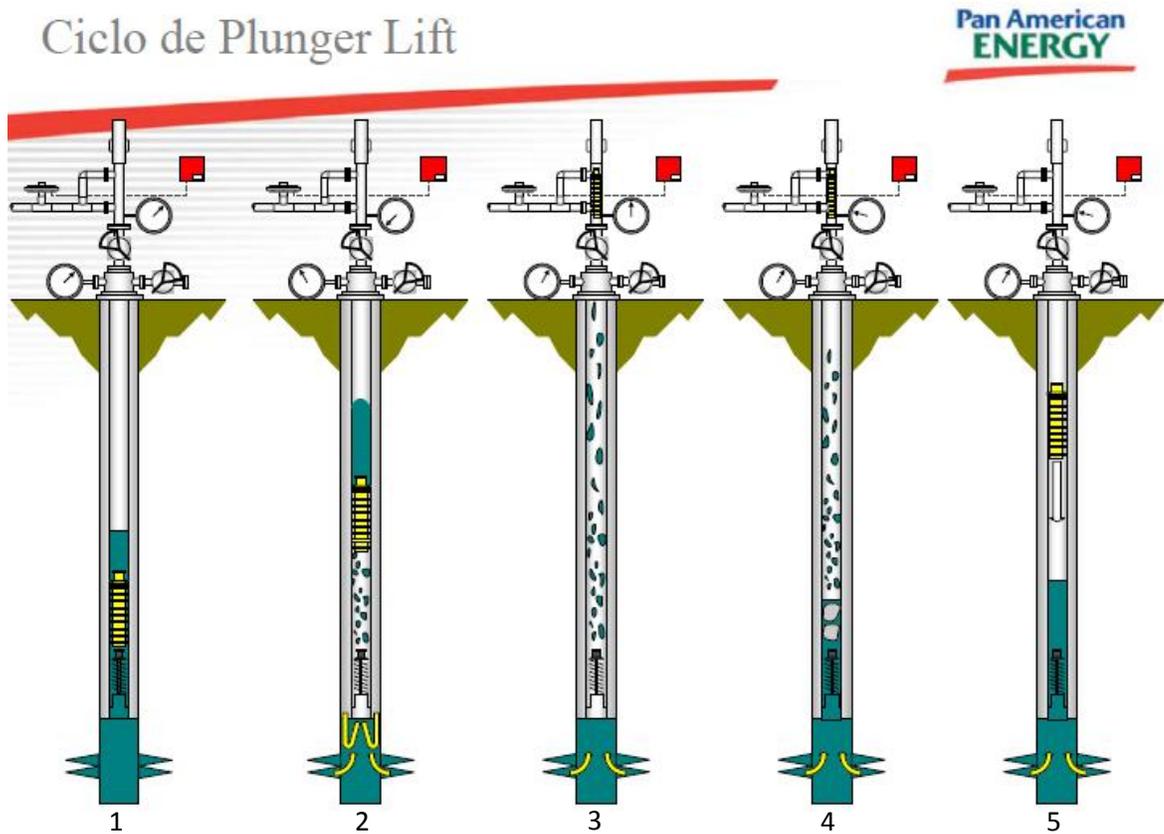
**Figura 9. Instalación superficial de Plunger Lift**



**Fuente: Nextbar Tecnología Fluidos**

Quando no se dispone en el pozo productor de la energía suficiente para elevar los fluidos hasta la superficie, se puede utilizar una fuente de energía externa, generalmente gas a presión y caudal adecuado, esta última aplicación se conoce como combinación gas lift - pistón o versión asistida del Plunger Lift.

Figura 10. Ciclo Plunger Lift



Fuente: Pan American Energy

Las condiciones óptimas de operación para un sistema Plunger Lift son:

- En el funcionamiento autónomo se debe operar el pozo a la menor presión posible; se debe lograr que el pistón este reanudando su viaje ascendente después de alcanzar el fondo en el menor tiempo posible; retener el pistón en superficie el tiempo mínimo necesario, el cual dependerá de las características de cada pozo.
- En el funcionamiento asistido tenemos en cuenta las tres condiciones anteriores además de dosificar la inyección de gas a lo estrictamente necesario para el funcionamiento del Sistema.

### **Equipo de Superficie y Subsuelo de un Sistema Plunger Lift**

- *Controlador de cabeza de pozo:* generalmente electrónico computarizado, es un elemento que controla las aperturas y cierres de la válvula de producción en función de parámetros predeterminados como: tiempo, presiones o una combinación de ambos.
- *Lubricador:* este dispositivo va instalado en la boca de pozo encima de la válvula maestra, tiene por objetivo alojar al pistón cuando este arriba en superficie permitiendo así atraparlo; para inspección, cambio o por necesidad de la operación; internamente tiene un pequeño resorte que amortigua la llegada del pistón.
- *Catcher:* Este dispositivo sirve para retener el pistón cuando llega a superficie.
- *Sensor en la tubería de producción:* detecta el retorno del pistón, el dispositivo sensor envía una señal al controlador de superficie al momento con la llegada del plunger, este dato puede ser usado como una entrada de la programación para lograr la producción deseada, tiempos de flujo y presión de operación en cabeza de pozo.
- *Stop Collar – Tubing Stop:* El Stop Collar es un dispositivo que se fija en las cuplas del tubing y sirve para alojar el resorte de fondo. Cuando se utiliza un tubing del tipo SEC en vez de un Stop Collar se baja un Tubing Stop que cumple la misma función, con la diferencia que se puede fijar en cualquier parte de la tubería.
- *Resorte de fondo (Bumper Spring):* se fija en el stop collar o tubing stop, tiene la finalidad de amortiguar el impacto de la llegada del pistón al fondo del pozo para evitar daños; existen varios tipos dependiendo de su uso y del anclaje disponible. Actualmente se pueden encontrar bumper springs en conjunto con tubing stop y standing valve en un mismo cuerpo (Figura 11).
- *Válvula Neumática:* Esta válvula se conecta en la salida de la línea de producción y es el dispositivo que realiza el cierre y la apertura del pozo, dirigida por el controlador electrónico

**Figura 11. Bumper Spring**

Resorte con  
Standing Valve.  
Anclaje a copas para  
Niple BHD



Resorte con SV y  
traba tipo collet



Resorte con SV y  
Stop Collar



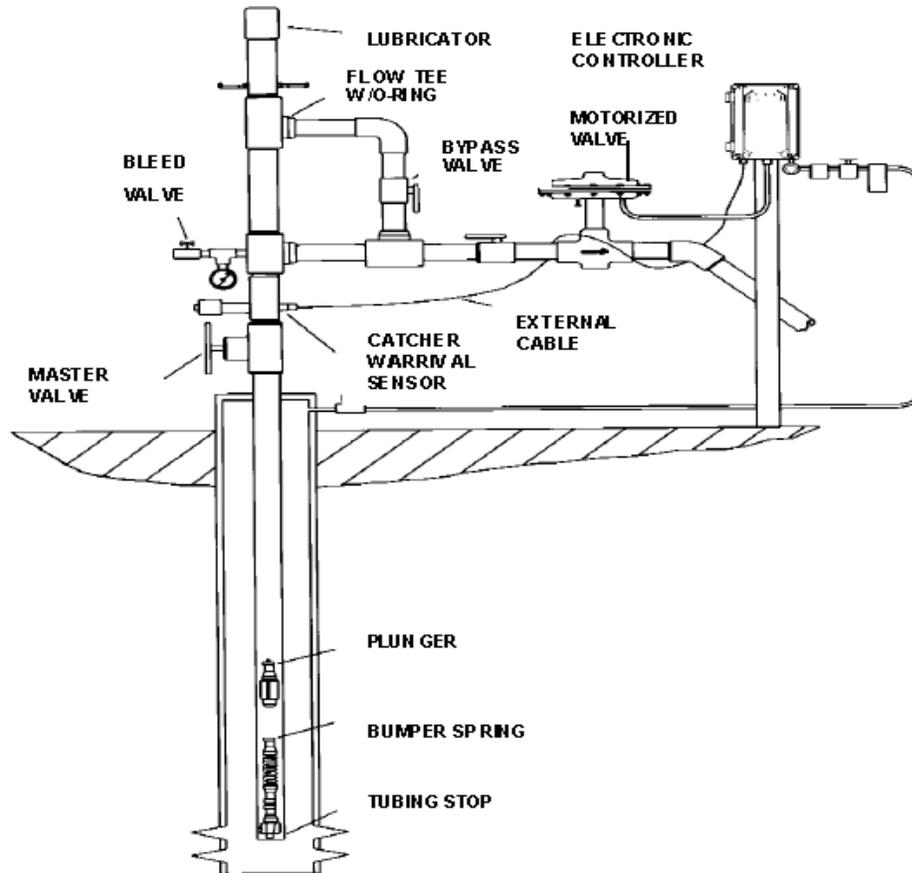
Resorte con SV y  
Tubing Stop



**Fuente: Gas Well Deliquification**

- *Válvula reguladora de flujo:* Se utiliza en los pozos que así lo requieran, regulándose con ésta el caudal de gas y líquido de producción, limitando la velocidad de ascenso del pistón.
- *Válvula de pie o Standing valve:* tiene la finalidad de no dejar escapar el líquido del tubing durante los periodos de cierre. Este elemento es de suma utilidad en pozos de poco caudal, evitando viajes secos del pistón.
- *Pistón:* constituye la interfase entre el gas impulsor y el slug líquido. Este viaja libremente dentro del tubing produciendo de manera intermitente.
- *Accesorios:* adicionalmente a los equipos nombrados anteriormente el sistema Plunger Lift requiere de una serie de implementos para su buen funcionamiento, los cuales son: Murphy switch, Drip pot y regulator, pilot regulator, PDC100, autocatch y el panel solar.

Figura 12 Partes de un Plunger Lift



Fuente: Introduction to Methods of Dewatering and Plunger lift

### ***Tipos de Pistón***

De la amplia gama de pistones existente en el mercado, a continuación se describen los más comunes:

1. *Pistones macizos con sello turbulento*: se utilizan en pozos cuya producción de líquido no supere los 6.2872 bbl/día, siendo la viscosidad del mismo media a baja y la profundidad del pozo hasta 4900 ft. Si la profundidad es mayor o la viscosidad es alta, este valor de producción diaria disminuye. Dentro de los valores consignados este puede considerarse como pistón universal. Tiene la ventaja de su bajo costo y su alta duración.

2. *Pistones con almohadillas (padded plunger)*: se utilizan en pozos cuya columna de tubing presente irregularidades en el diámetro interior (abolladuras, incrustaciones, etc.), en los cuales el costo de intervención es elevado para el nivel de producción de los mismos o por las características propias del pozo. Los parámetros funcionales son similares a los del pistón macizo con sello turbulento.
  
3. *Pistones con válvula de by-pass*: se utilizan en todo pozo que supere las condiciones de profundidad, viscosidad o producción del caso 1. Existen en las dos versiones descritas (turbulento y con almohadillas). Su ventaja radica en la velocidad de descenso, mejor desplazamiento en líquidos de alta viscosidad, permitiendo un mayor número de viajes y mejorando por esto los parámetros operativos del pozo. Es un pistón más caro y de menor duración por sus características constructivas y operativas.

Varios de los pistones presentan una varilla de impulso para abrir el paso del flujo a través de ellos y así permitir el paso de fluido cuando éste se encuentre descendiendo para aumentar la velocidad de caída. Cuando el pistón llega a la superficie, la varilla de impulso obliga la apertura del paso de flujo para el próximo descenso. Cuando el pistón alcanza el fondo del pozo, la varilla es empujada hacia arriba para cerrar el paso del flujo para el próximo ascenso.

### ***Pistones disponibles en la Industria***

1. Pistón capilar, el cual posee un orificio a través de él para permitir que el gas “aliviane el tapón de líquido por encima del pistón”.
  
2. Pistón de sellado por turbulencia, posee ranuras para promover el “sellado creando turbulencia” en el fluido que alcanza a pasar entre el tubing y el pistón.
  
3. Pistón cepillo utilizado especialmente cuando algunos sólidos o arenas se encuentran presentes.

4. Pistón cepillo, variante del modelo 3.

**Figura 13. Pistones disponibles en la Industria**



**Fuente: Gas Well Deliquification, 2<sup>nd</sup> edition.**

5. Combinación del pistón ranurado con una sección de “arandela de oscilación” para promover el sellado.
6. Pistón con una sección de ranuras para sellado por turbulencia y una sección de aletas expandibles por medio de resortes. Posee una varilla que cerrará o abrirá un canal de flujo a través del pistón dependiendo de si el pistón se mueve hacia arriba o hacia abajo.
7. Pistón con dos secciones de aletas expandibles con una varilla para abrir el flujo a través del pistón cuando éste se encuentre descendiendo.
8. Pistón mini con aletas expandibles.
9. Pistón con dos secciones de aletas expandibles y varilla para permitir el flujo a través del pistón durante su descenso.

10. Pistón con aletas expansibles y una varilla para permitir el flujo a través del canal durante el descenso del pistón y para cerrar el flujo durante el ascenso del pistón.
11. Pistón con arandelas de bamboleo con una varilla para abrir el pasaje del flujo durante el descenso del pistón.
12. Pistón con aletas expansibles con una varilla para abrir el flujo a través del paso durante el descenso del pistón.

Estudios de *Lea J, Nickens H and Wells M* postulados en el libro *Gas Well Deliquification* demostraron que el pistón cepillo tiene la mejor hermeticidad para gas y líquidos; sin embargo, comúnmente se desgasta más rápidamente que otros pistones. El pistón cepillo es el único pistón que opera en pozos que generan trazos de arena o sólidos. Los pistones con aletas expansibles a resorte demostraron ser el segundo mejor mecanismo de sellado y no se desgastan tan rápido como los pistones de cepillo.

### **Ventajas**

- Económico. Reduce costos de levantamiento.
- Ofrece una gran variedad de diseños.
- Gran cantidad y variedad de controladores en superficie.
- Mayor eficiencia en la descarga de pozos productores.
- Conserva la presión de gas en formación.
- Incrementa la Producción.
- Produce desde una presión baja en casing.
- Disminución del promedio de BHP, lo que causa un incremento en la producción.

- Maximizar el drawdown y mantener la curva de declinación normal.
- Aplicable a diferentes condiciones de pozo.
- Mantiene tubería de producción limpia de hidratos y parafinas.
- No necesita energía adicional o externa para funcionar.
- Aplicable en pozos desviados.

### **Desventajas**

- El sistema utiliza GLR específicas.
- Produce en pozos con producción de hasta 400 BPD
- No es adecuado para pozos con migración de sólidos.

### **Aplicaciones del PL**

**Tabla 3. Aplicaciones del Plunger Lift.**

	<b>Rango Típico</b>	<b>Máximo</b>
<b>Profundidad Operativa (TVD)</b>	8,000 ft (2,438 m)	20,000 ft (6,096(m))
<b>Volumen de Operación</b>	1-50 BFPD	200 BFPD
<b>Temperatura de Operación</b>	120 °F (49°C)	500 °F (260°C)
<b>Desviación del pozo</b>	N/A	80°
<b>Manejo de Gas</b>	Excelente	
<b>Manejo de Corrosión</b>	Excelente	
<b>Manejo de Sólidos</b>	Excelente	
<b>RGL (Relación gas-liquido) requerida</b>	400 PCS/bbl/1,000 pies(profundidad)	
<b>Servicios</b>	En el captador en cabeza de pozo o Wireline	
<b>Tipo de movimiento primario</b>	Energía natural del pozo	
<b>Tipo de movimiento secundario</b>	Asistido por Gas Lift	

**Fuente: Autores**

### 1.3.5.1 PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT

Usando pistones en conjunto con un buen diseño de gas lift intermitente, se pueden proveer significativas mejoras de producción. Una instalación híbrida puede alargar el régimen de gas lift para bajas presiones límites y reducir la relación gas-líquido requerida por la extracción a pistón (Operación con plunger lift). La acción espontánea inherente en el gas lift intermitente (GLI) es especialmente beneficiosa cuando la extracción debe realizarse en condiciones de altas presiones en boca de pozo. Los sistemas híbridos en cambio son extremadamente favorables cuando la inyección de gas requerida o las cargas de compresión sean significativas.

Cuando no se dispone en el pozo productor la energía suficiente para elevar los fluidos hasta la superficie, se puede utilizar una fuente de energía exterior, generalmente gas a presión y caudal adecuado; esta última aplicación se conoce como combinación gas lift - pistón o versión asistida del Plunger-Lift. Las condiciones óptimas de operación para un sistema Plunger- Lift-Gas Lift son:

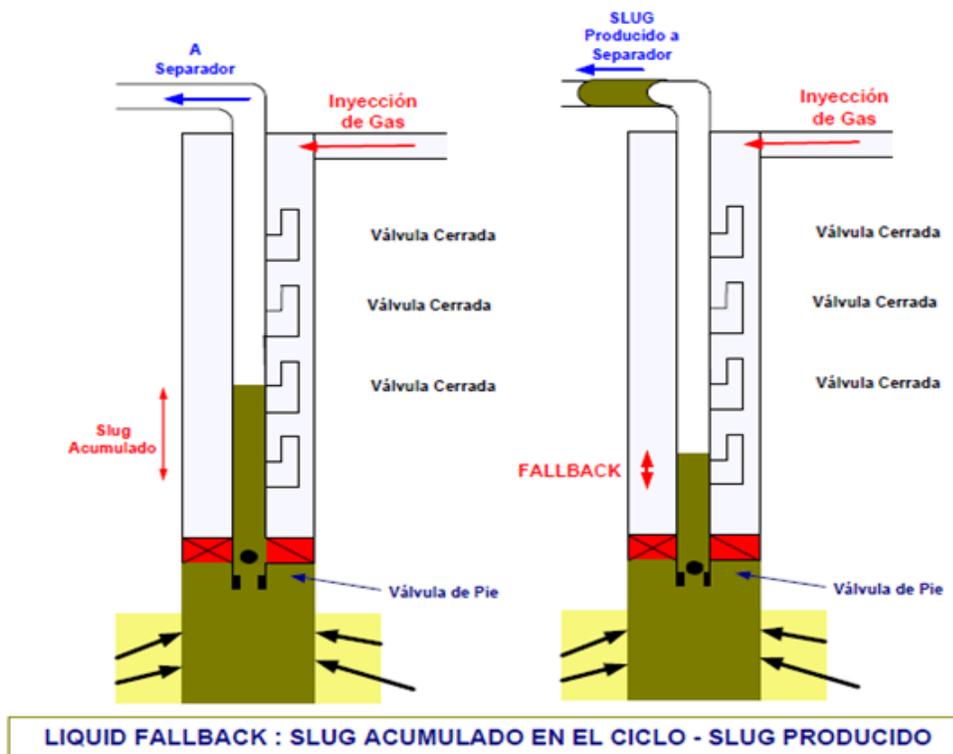
- Operar el pozo a la menor presión posible.
- Lograr que el pistón este reanudando su viaje ascendente ni bien alcance el fondo o el menor tiempo posible después de esto.
- Que el pistón permanezca en superficie el tiempo mínimo necesario, el cual dependerá de las características de cada pozo.
- Dosificar la inyección de gas a lo estrictamente necesario para el funcionamiento del Sistema.

La función del equipamiento de plunger lift es proveer una utilización más satisfactoria del levantamiento por energía con gas en un pozo que puede estar produciendo en una manera cíclica similar al gas lift intermitente.

Plunger lift incorpora un pistón que normalmente viaja la longitud entera del tubing, aportando una interfaz sellante entre el gas de levantamiento y el líquido producido. Esta interfaz cambia el patrón de flujo durante un ciclo de levantamiento, cambia de un ciclo de levantamiento modelo de la columna de líquido a un patrón donde por flujo de gas es posible, entre el diámetro externo del plunger y las paredes del tubing.

Para levantar el plunger y el líquido cargado encima del plunger, la presión del gas tiene que ser más grande que esas cargas. La pequeña cantidad de gas que atraviesa el plunger durante un ciclo de flujo a través del espacio anular actúa como una “escoba” para minimizar el escurrimiento del líquido. El uso de un equipo de plunger, para minimizar el escurrimiento del líquido y eliminar la posible penetración de gas a través del centro de la columna del líquido, provee la forma más eficiente de producción de gas lift intermitente.

**Figura 14. Esquema Plunger Lift asistido por Gas Lift**



Fuente: Pan American Energy

### **Aplicaciones**

Existen numerosas aplicaciones para instalaciones de gas lift y pozos de flujo natural, las más usadas son:

1. Para mantener la producción cíclicamente en un pozo con alta relación gas líquido.
2. Para descargar el líquido acumulado en un pozo de gas.
3. Para reducir el escurrimiento en un pozo siendo producido por gas lift intermitente.
4. Para mejorar la eficiencia en pozos de gas lift con abundantes problemas por emulsión, como: la fricción de la emulsión evita que se logre con éxito la velocidad requerida para el levantamiento; la velocidad lenta permite el paso del gas al canal a través de la columna del líquido y pierde velocidad de levantamiento.
5. Para limpiar el tubing en los sistemas gas lift y flujo natural que produzcan parafina, scale y otros depósitos. La producción normal no tiene que ser cíclica pero el pozo tiene que ser cerrado para permitir al plunger operar.
6. Para gas lift intermitente en pozos profundos con presión de inyección baja.
7. Para permitir gas lift intermitente con restricciones de superficie.

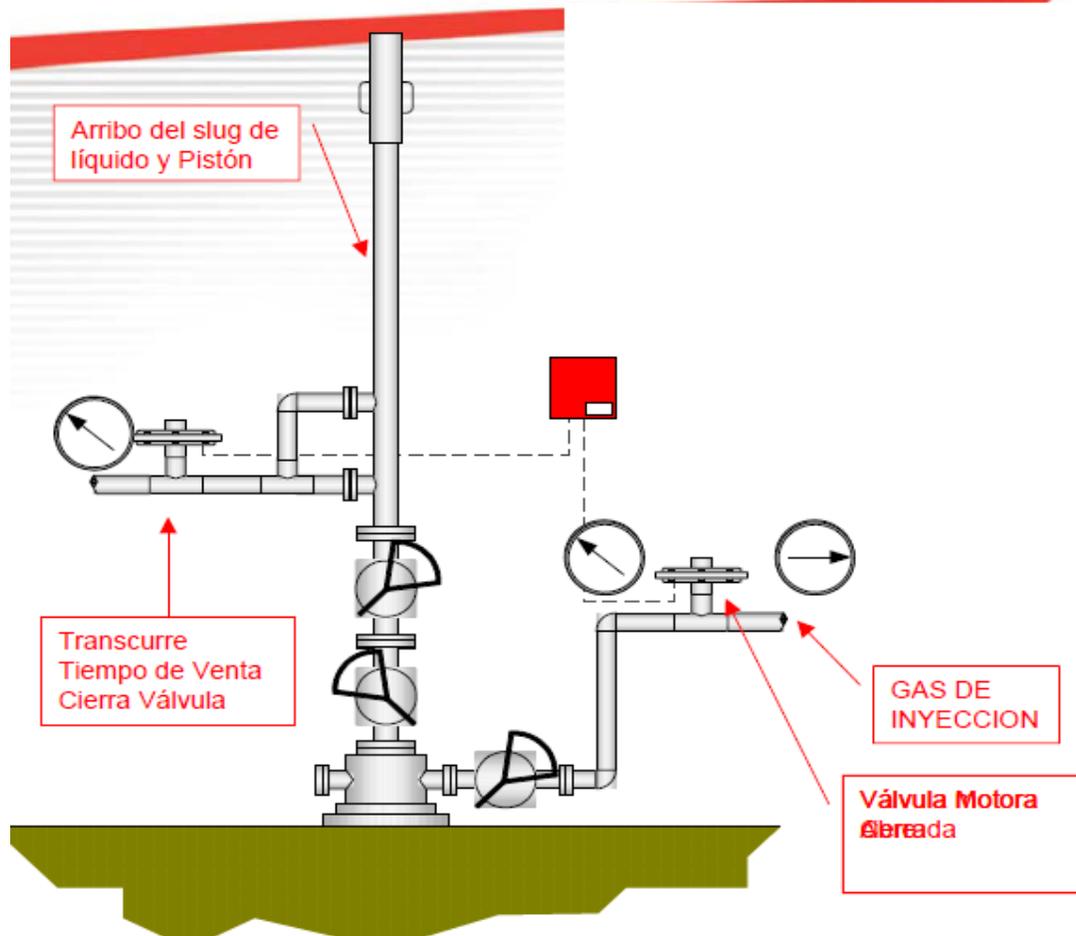
### **Gas Lift Intermitente con un Packer**

Este tipo levantamiento se usa donde el gas disponible en la formación es insuficiente y todo el gas es proveído por una fuente suplementaria involucrando una fuente externa de energía.

En pozos de gas donde normalmente la presión de fondo es baja, lo que hace que el líquido aportado por la formación no sea suficiente para prevenir la caída del gas a través de la columna del líquido durante un levantamiento cíclico intermitente.

La aplicación del plunger lift muestra un mejor aprovechamiento de la energía que está siendo proveída y un menor escurrimiento, produciendo así un descenso en la presión del fondo de pozo y un incremento en la producción del líquido.

**Figura 15. Esquema Plunger Lift asistido por Gas Lift en boca de pozo**



Fuente: Pan American Energy

## 2. ANÁLISIS TÉCNICO

### 2.1 HOJA DINÁMICA PARA EL DISEÑO DE PLUNGER LIFT

La empresa argentina CASING S.A. le ofrece a las compañías operadoras una herramienta para calcular los requisitos energéticos para la aplicación de Plunger lift (pistón dinámico) en sus pozos. Esta herramienta está realizada sobre una planilla de Excel con Visual Basic y es de muy fácil interactividad con el usuario. Se ingresan los datos solicitados, sin olvidar ingresar los imprescindibles y a continuación el programa entregará los resultados.

CASING S.A <http://www.casing.com.ar> es la representante de Multi Products Co. principal productor mundial de equipamientos Plunger lift, es una empresa que desde 1988 se desempeña como proveedora de equipos, repuestos y servicios del sistema de extracción artificial de petróleo y gas denominado Plunger Lift.

Figura 16. Interfaz grafica de la hoja dinámica de CASING S.A.



Fuente: CASING S.A.

Figura 17. Ventana de entrada de datos.

Microsoft Excel - Analisis de pozos 10.xls [Modo de compatibilidad]

### Análisis de Pozos - SISTEMA PLUNGER LIFT por Tubing

FECHA	27/10/2012	COMPañIA			
YACIMIENTO		POZO			
CAÑERIA ENTUBAC. Casing (Diámetro)			pulgadas	*	
CAÑERIA ENTUBACION (Peso)			libras/pié	*	
CAÑERIA PRODUCCION (Tubing)			pulgadas	*	
PROFUNDIDAD DE CEMENTO O TAPON			metros	▼	
PROFUNDIDAD de Zapato o stop collar			metros	▼	*
PUNZADOS			metros	▼	
PRODUCCION TOTAL DE LIQUIDOS			m3/día	▼	*
PORCENTAJE DE AGUA			%		*
PRODUCCION DE GAS			m3/día	▼	
PRESION DE LINEA EN BOCA DE POZO			Kg/cm2	▼	*
DENSIDAD DEL PETROLEO			Kg/dm <sup>3</sup>		*
VISCOSIDAD DEL PETROLEO			S.S.U.		*
PROFUNDIDAD DEL PACKER			metros	▼	**

Build Up

*Volver a Selección Programa*

Determinación de ciclos diarios

Determinación de gas por Build-up

Determinación de presión de trabajo

Determinación de gas necesario

Comentarios

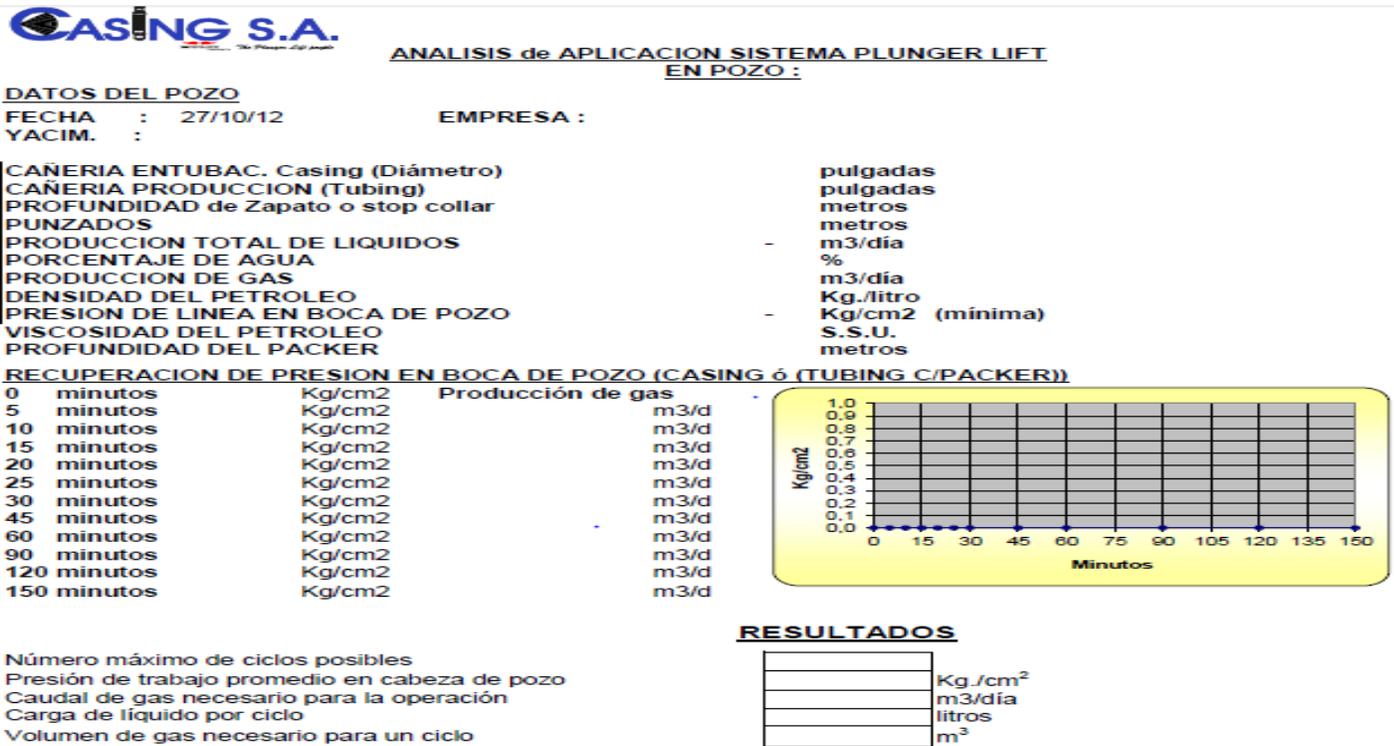
Guardar Análisis

Inprimir Resultados

\* Estos datos son Imprescindibles  
\*\* Indicar profundidad del packer ó 0 sin no lo hay.

Fuente: CASING S.A.

Figura 18. Ventana de salida de datos.



Fuente: CASING S.A

## 2.2 SELECCIÓN DE POZOS A EVALUAR

El equipo ingenieril de la Superintendencia (Producción y Confiabilidad) está realizando mejoras a los pozos con instalaciones de Gas Lift, una de las medidas que ha tomado para mitigar los problemas de Parafinas, scale, arenamiento y acumulación de agua es el cambio de S.L.A para llevar estos pozos a Bombeo Mecánico. Es, en ese momento donde surge la inquietud de ofrecer una nueva opción y se empieza a estudiar la implementación de Plunger Lift en estos pozos. Para realizar el estudio, los pozos candidatos son los cuatro pozos que aún se encuentran produciendo con Gas Lift Intermitente, de los cuales se adquirió información gracias a la empresa operadora, estos pozos son: ORITO12, 13, 114 y 115.

## 2.3 DATOS DE PRODUCCIÓN Y ESTADOS MECÁNICOS DE POZOS SELECCIONADOS

Tabla 4. Datos producción de los pozos.

CAMPO ORITO POZOS	Producción de Líquidos (BFPD)	Producción de Petróleo BOPD	Producción de Agua (BWPD)	Produccion de Gas (PCGD)	°API
12	88	29	59	45000	33,5
13	30	11	19	16000	30,5
114	24	16	8	14000	31
115	47	28	19	16000	33,2

Fuente: ECOPETROL S.A

Tabla 5 : Datos estados mecánicos de los pozos

CAMPO ORITO POZO	Diámetro Casing (pulg)	Peso Casing (lb/pie)	Prof. Cement Retainer (pie)	Prof. Zapato (pie)	Prof. Perforados (pie)	Prof. Packer (pie)
12	5 ½	17	6730	6868	6513-6610	6505
13	7	26	7056	7134	6945-7055	6944
114	7	26	6645	6729	6546-6644	6538
115	7	26	7046	7069	6942-7046	6939

Fuente: ECOPETROL S.A

## 2.4 RESULTADOS

### 2.4.1 ORITO-12

Tabla 6. Resultados Orito 12

#### RESULTADOS

Ciclos determinados por el operador	84		
Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo	21,3	Kg./cm <sup>2</sup>	303 psi
Caudal de gas necesario para la operación	9.072	m <sup>3</sup> /día	320.3 MCF/día
Carga de líquido por ciclo	166,6	litros	1,04 barriles
Volumen de gas necesario para un ciclo	108	m <sup>3</sup>	3.813 SCF

Fuente: Software CASING S.A

### 2.4.2 ORITO-13

Tabla 7. Resultados Orito 13

#### RESULTADOS

Ciclos determinados por el operador	90			
Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo	5,1	Kg./cm <sup>2</sup>	72	psi
Caudal de gas necesario para la operación	3.619	m <sup>3</sup> /día	127,8	MCF/día
Carga de líquido por ciclo	53,0	litros	0,33	barriles
Volumen de gas necesario para un ciclo	40	m <sup>3</sup>	1.420	SCF

Fuente: Software CASING S.A

### 2.4.3 ORITO 114

Tabla 8. Resultados Orito 114

#### RESULTADOS

Número máximo de ciclos posibles	93			
Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo	3,8	Kg./cm <sup>2</sup>	53	psi
Caudal de gas necesario para la operación	2.697	m <sup>3</sup> /día	94.7	MCF/día
Carga de líquido por ciclo	41,2	litros	0,26	barriles
Volumen de gas necesario para un ciclo	29	m <sup>3</sup>	1.018	SCF

Fuente: Software CASING S.A

### 2.4.4 ORITO-115

Tabla 9. Resultados Orito 115

#### RESULTADOS

Ciclos determinados por el operador	91			
Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo	6,6	Kg./cm <sup>2</sup>	94	psi
Caudal de gas necesario para la operación	4.641	m <sup>3</sup> /día	168,5	MCF/día
Carga de líquido por ciclo	82,1	litros	0,51	barriles
Volumen de gas necesario para un ciclo	51	m <sup>3</sup>	1.792	SCF

Fuente: Software CASING S.A

Tabla 10. Resumen de resultados de requisitos energéticos para los 4 pozos.

RESULTADOS REQUISITOS ENERGÉTICOS				
	POZOS CAMPO ORITO			
	12	13	114	115
RGL Requerida (PCS/Bbl)	2747.2	2800	2618	2800
RGL Aportada (PCS/Bbl)	2427.43	2532	2560	1615
Cumple la RGL?	x No	x No	x No	x No
Caudal de gas necesario por ciclo (PCSD)	3813	1420	1018	1792
Caudal de gas necesario para la Operación(PCSD)	320,292	127,800	94,674	168,448
Caudal aportado por la formación(PCSD)	45,000	16,000	14,000	16,000
Es suficiente el caudal?	x No	x No	x No	x No
Inyección Adicional de Gas(PCSD)	275,300	111,800	80,763	152,448
Inyección que se viene realizando(PCSD)	304,000	360,000	229,000	232,000
Optimiza la inyección	✓ Si	✓ Si	✓ Si	✓ Si

Fuente: Autores.

Con los datos expuestos anteriormente, se determino que sería viable la aplicación de un sistema de Plunger Lift asistido, debido a que la RGL natural del

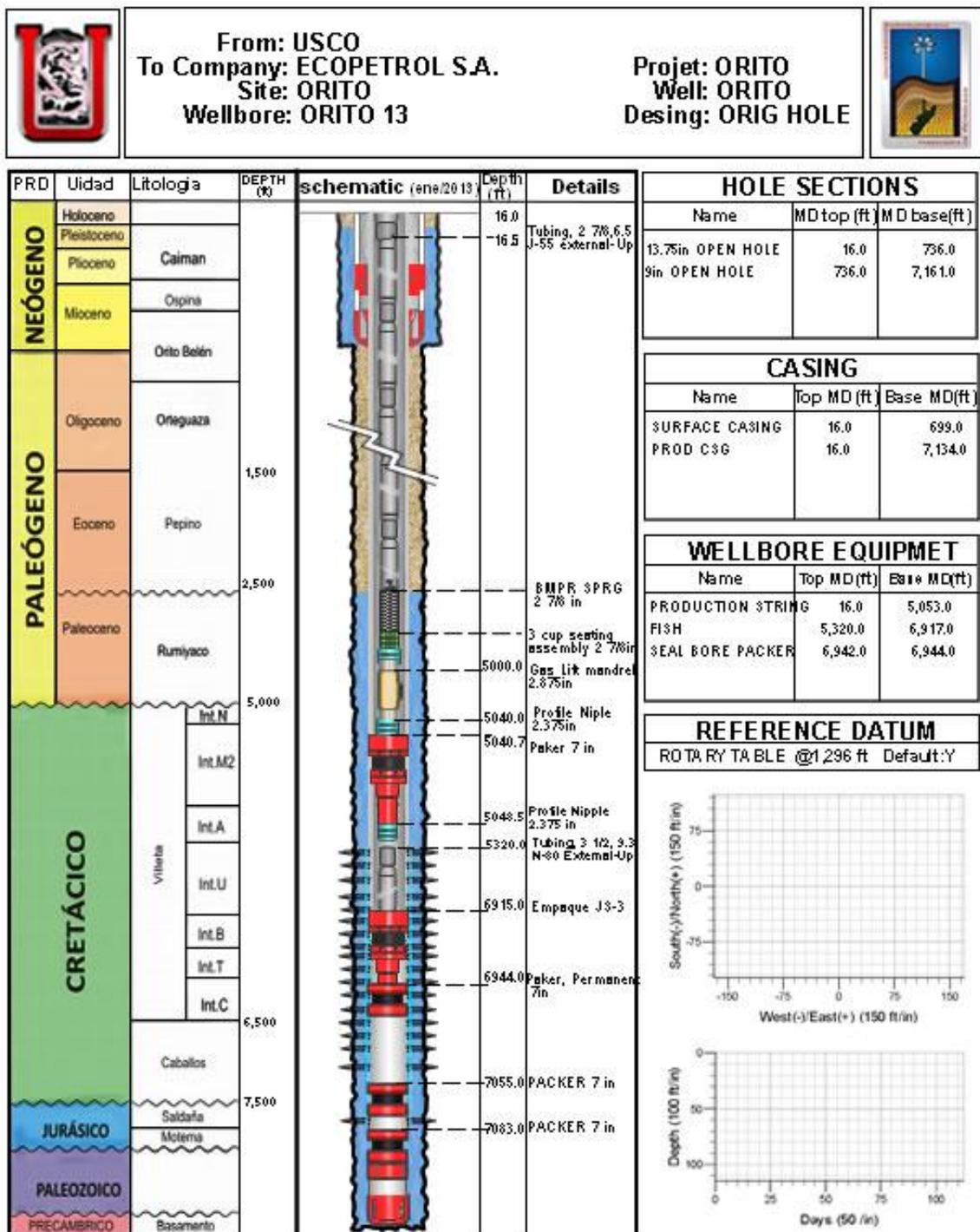
pozo no es la suficiente para que el Plunger cumpla su ciclo de manera autónoma. Una regla práctica de la aplicación de Plunger Lift indica que el pozo debe tener una RGL mayor a 400 PCS/Bbl por cada 1000 pies de profundidad del pistón.

Para obtener dicho valor, tal como se muestra en los resultados obtenidos en la simulación, el caudal de gas necesario por ciclo que multiplicado por el número de ciclos previstos para realizarse en un día, demuestra que es necesario un total de producción de gas superior al aportado por la formación. Por lo tanto se requerirá la inyección adicional de un caudal de gas a través del espacio anular para lograr producir la cantidad de barriles propuestos.

Al hacer la comparación del gas de inyección requerido para el levantamiento por Gas Lift y el requerido en por el sistema Plunger Lift, se nota una gran diferencia lo cual lleva a una optimización en gasto de gas para la generación de energía.

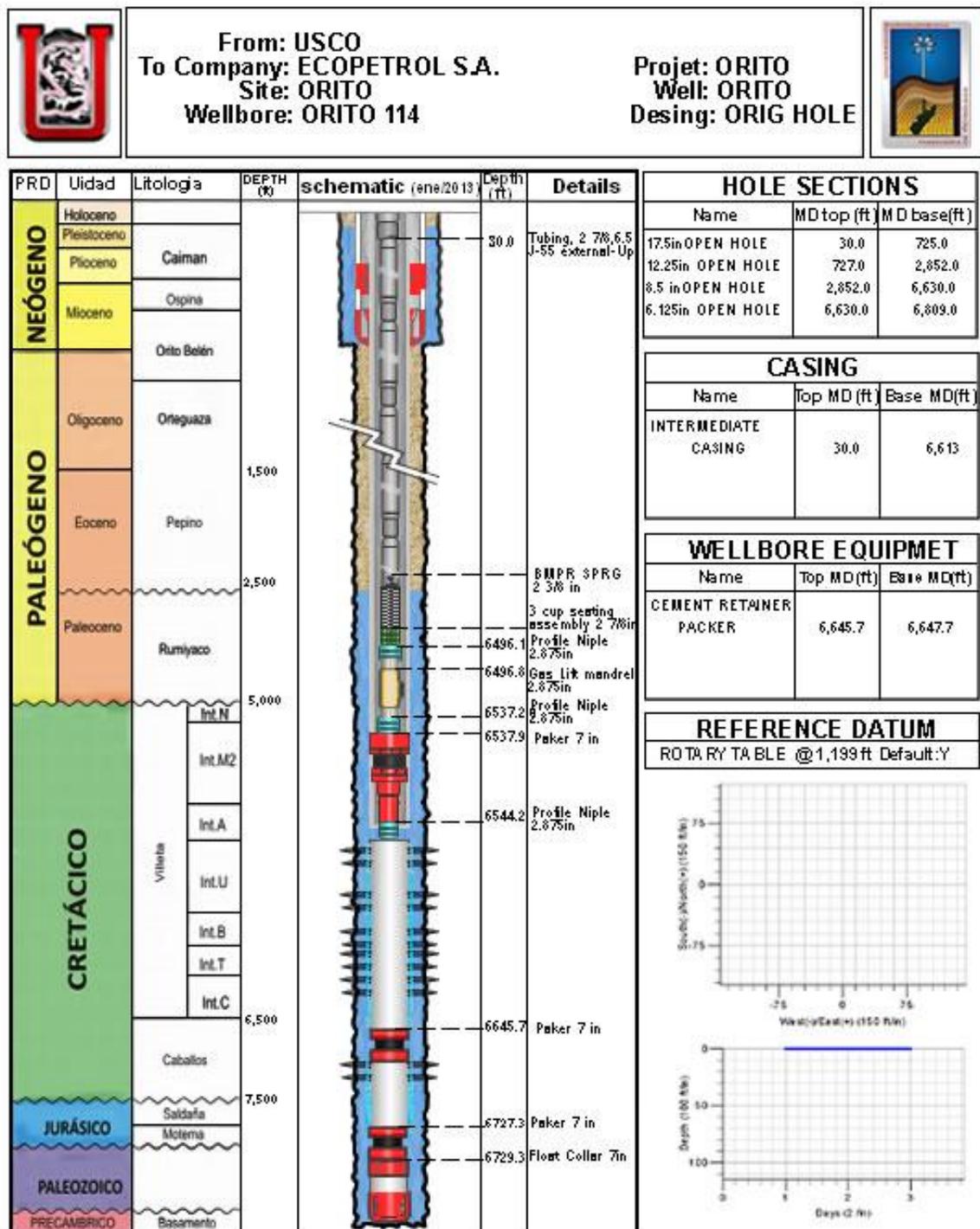


Figura 20. Estado mecánico del pozo Orito-13 con el sistema PL.



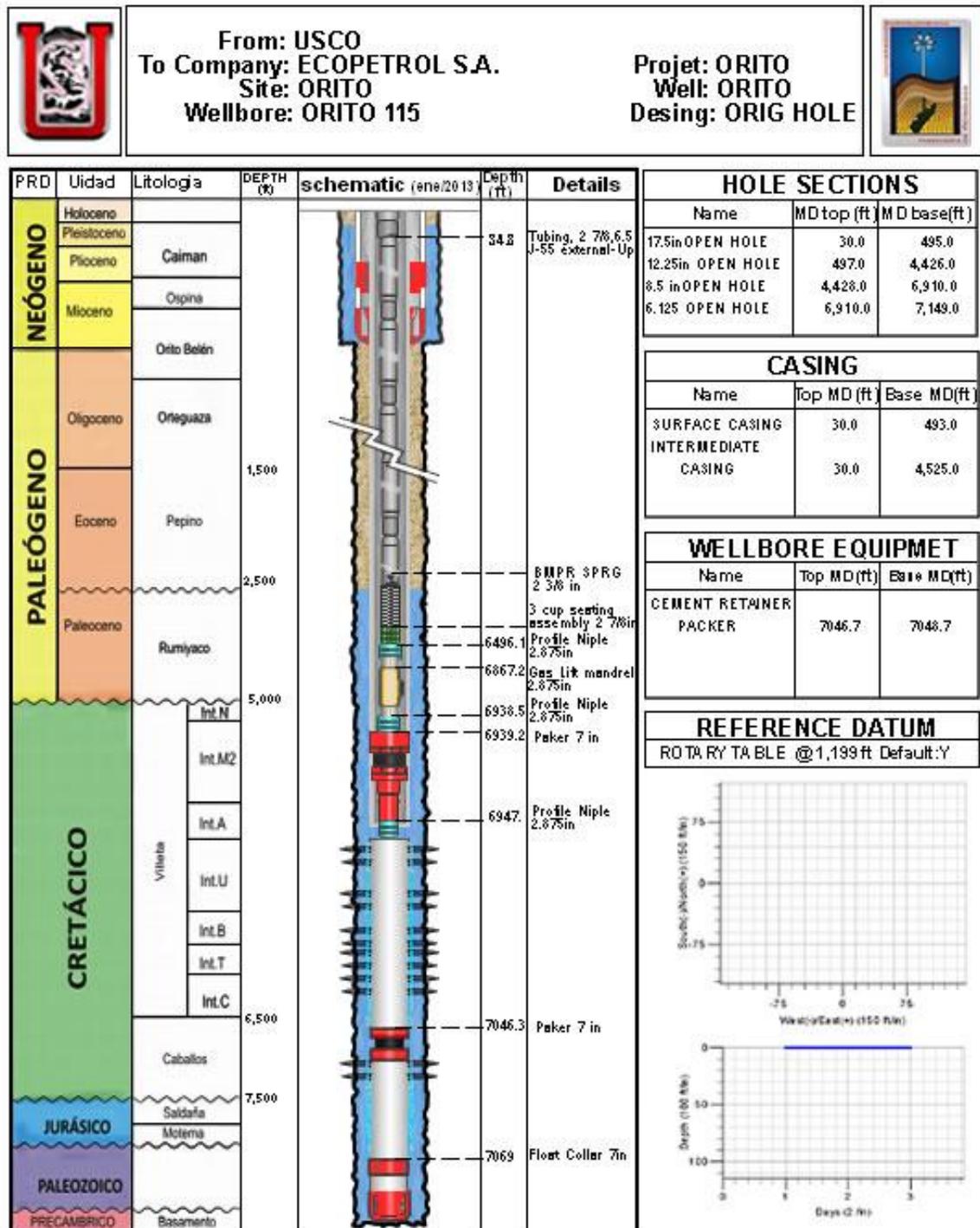
Fuente: Autores

Figura 21. Estado mecánico del pozo Orito-114 con el sistema PL



Fuente: Autores

Figura 22 Estado mecánico del pozo Orito-115 con el sistema PL



Fuente: Autores

### 3. ANÁLISIS ECONÓMICO

#### 3.1 CRITERIOS ECONÓMICOS PARA EVALUAR UN PROYECTO

Uno de los principales objetivos de este proyecto es determinar la viabilidad económica de la instalación del Sistema de levantamiento Plunger Lift en los pozos que sean aptos del Campo Orito de la superintendencia de operaciones Putumayo de Ecopetrol S.A., para lograrlo se deben tener claros los siguientes conceptos:

##### 3.1.1 Valor Presente Neto (V.P.N.):

Compara los beneficios del proyecto con el costo de oportunidad del dinero invertido en él.

El valor presente de una determinada suma de dinero, es aquella cantidad que se debe invertir hoy para asegurar una suma de dinero en el futuro, durante uno o más periodos. La suma presente es equivalente al flujo de dinero que se espera recibir en el futuro. Matemáticamente el valor presente se expresa así:

$$VPN = \sum_{k=0}^n I_k(1+i)^{-k}$$

Donde:

**k:** Tiempo (días, meses, años, etc.)

**I<sub>k</sub>:** suma en el tiempo k.

**i:** Tasa de interés al tiempo k.

El valor presente neto es la diferencia entre el valor presente de los ingresos menos el valor presente de los egresos. Matemáticamente se puede expresar así:

$$VPN = \sum_{k=0}^n I_k(1+i)^{-k} - \sum_{k=0}^n E_k(1+i)^{-k}$$

Donde:

$E_k$ : Costo en el tiempo  $k$  (egresos).

$I_k$ : Ingreso en el tiempo  $k$  (ingresos).

Si el VPN es mayor a cero habrá una ganancia por encima de la tasa que se utilice para evaluar el proyecto, si el VPN es igual a cero significa que financieramente es indiferente realizar el proyecto en cuestión y si el VPN es menor a cero no es aconsejable realizar el proyecto porque no se alcanza a obtener una rentabilidad.

### 3.1.2 Tasa Interna de Retorno (T.I.R.):

Se busca encontrar la tasa de interés que hace que el flujo traído a V.P.N. sea igual a cero (0).

Así, cuando el V.P.N. es cero, la tasa de interés a la cual ocurre esto, es una medida de la totalidad de los beneficios que produce la inversión mientras se encuentren invertidos en ese proyecto. A esa tasa de interés se le llama T.I.R. Matemáticamente se calcula resolviendo la siguiente ecuación:

$$VPN = \sum_{k=0}^n I_k(1+i)^{-k} - \sum_{k=0}^n E_k(1+i)^{-k}$$

$$\sum_{k=0}^n I_k(1+i)^{-k} = \sum_{k=0}^n E_k(1+i)^{-k}$$

Tradicionalmente esta ecuación se resuelve por prueba y error y con el uso de tablas financieras; no obstante, hoy se pueden aplicar programas de calculadoras u hojas electrónicas que facilitan este proceso.

La regla de decisión para el criterio T.I.R. es de carácter normativo y establece lo siguiente:

- Si T.I.R., es mayor que la tasa mínima aceptable (tasa de oportunidad), se debe aceptar.
- Si .T.I.R, es igual a la tasa mínima aceptable (tasa de oportunidad), es indiferente.
- Si T.I.R., es menor que la tasa mínima aceptable (tasa de oportunidad), se debe rechazar.

No se utiliza para priorizar proyectos, una alternativa con mayor T.I.R. no implica que sea la mejor.

Pasos generales para aplicar el criterio de T.I.R.:

1. Determinar flujo neto a descontar
2. Tomar una tasa de interés para descontar el flujo neto
3. Traer a V.P.N. el flujo neto a esa tasa de interés
4. Si V.P.N. es mayor que cero, proceder a calcular nuevamente el V.P.N. con una tasa mayor, continuar hasta obtener un V.P.N. igual a cero.
5. Con un V.P.N. positivo y otro negativo lo más cercano a cero, interpolar gráficamente o matemáticamente, para obtener la tasa de interés para un V.P.N. igual a cero.
6. Analizar y comparar la T.I.R. obtenida.

### **3.1.3 Relación costo beneficio (R.C.B.):**

La relación costo beneficio, nos muestra de forma clara la rentabilidad de un proyecto considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión, calculados en el periodo de inversión. Matemáticamente se expresa así:

$$RCB = \frac{VPI}{VPC}$$

Donde:

**V.P.I.:** Valor presente de los ingresos brutos

**V.P.E.:** Valor presente de los egresos brutos

Este método tiene los siguientes criterios:

- Si  $RCB > 1$  es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos).
- Si  $RCB = 1$  es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos).
- Si  $RCB < 1$  no es aceptable (los ingresos son menores que los egresos).

### 3.2 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

La evaluación económica de este proyecto se basa en el ahorro obtenido de las operaciones y mantenimiento del sistema de levantamiento plunger lift en relación al sistema de levantamiento gas lift, el cual poseen actualmente los pozos técnicamente candidatos al cambio.

El proyecto se evalúa a un tiempo estimado de 12 meses, en el cual se comparará la TIR, el RCB y el VPN tanto para los ingresos como para los egresos en dólares de los dos sistemas de levantamiento.

#### 3.2.1 Ingresos por Producción

Para calcular la ganancia por producción en cada pozo, se deben tener en cuenta el ingreso de venta por cada barril, el costo de su extracción, impuestos y regalías que la empresa debe pagar a el estado por cada barril producido. En la siguiente

tabla, se muestra el valor de ingreso mensual para los cuatro pozos seleccionados del campo Orito en el mes actual.

- Debido a la fluctuación del precio del barril, ECOPETROL S.A. utiliza un precio de venta estándar de 60 USD/BBL.
- El costo para la producción por barril en el campo Orito según ECOPETROL S.A. es de 1.99 USD, correspondiente a la suma del costo por barril disponible en subsuelo de 0.99 USD y el costo de manejo en superficie de 1.00 USD.
- ECOPETROL S.A. debe pagar regalías directas del orden del 5.0% trifa dada según la producción del campo.

**Tabla 11. Ingreso mensual por producción en cada pozo.**

CONCEPTO	POZO CAMPO ORITO			
	12	13	114	115
PRODUCCIÓN DIARIA	29	11.0	28.0	16.0
PROD. MENSUAL	836.512	316.672	807.632	461.072
<b>INGRESO MENSUAL</b>	<b>50,190.70</b>	<b>19,000.30</b>	<b>48,457.90</b>	<b>27,664.30</b>

Fuente: Autores

### 3.2.2 Costos e Inversión

La inversión inicial está dada por el costo de los equipos e instalaciones necesarias para el plunger lift, los precios indicados a continuación fueron cotizados de una de las dos únicas empresa que actualmente provee estos equipos en Colombia, Weatherford International (Anexo 1).

**Tabla 12. Inversión inicial en equipo Plunger Lift.**

<b>INVERSIÓN INICIAL</b>	
<b>EQUIPO</b>	<b>ORITO 12, 13, 114 y 115</b>
Plunger RapidFlo	1,300.82
BUMPER SPRING ASSEMBLY	859.19
3 CUP SEATING ASSEMBLY , TUBING LOCK NUT +30	767.42
DUAN OUTLET LUBRICATOR 300# WP	3,760.59
CEO IV CONTROLLER	4,325.57
MOT DRIP POT WITH REGULATOR FOR STANDARD SERVICE	1,345.56
KIMRAY HPG 30 300# WP	1,221.67
2" KIMRAY 2200SMT MV (NORMALLY OPEN OR CLOSED)	2,673.92
TRIP MATE PLUNGER SENSOR	953.25
12 VOLT 10 AMP SOLAR PANEL	1,070.25
LATCH VALVES	1,066.81
SET DE ACCESORIOS/ CONEXIONES EN CABEZA	7,830.18
C-10 TRANSDUCER	1,190.70
<b>INVERSIÓN TOTAL</b>	<b>28,365.9</b>

Fuente: Autores

El cambio de la tubería resulta ser muy económico, ya que se reutiliza la que esta implementada en cada pozo, solo se reemplazarán los mandriles del Gas Lift enviando estos al inventario de ECOPETROL S.A junto con el equipo de superficie.

**Tabla 13. Costo de tubería de producción a cambiar**

<b>COSTO DE TUBERÍA</b>				
<b>POZOS CAMPO ORITO</b>				
	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>114</b>	<b>115</b>
<b>OD (in)</b>	2 3/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8
<b>Cantidad</b>	4	3	3	4
<b>costo USD</b>	19.2	20.19	20.19	26.92

Fuente: Autores

A esto se le agrega: primero el costo de asistencia técnica para el montaje, arranque y puesta a punto del sistema, por el cual la empresa prestadora del servicio cobra US\$ 6767.96 por pozo y segundo el costo del equipo de workover para el cambio de tubería y montaje del equipo, se estima un tiempo de 4 días promedio para cada pozo y el costo por día es de US\$ 8983.17.

Cada sistema de levantamiento necesita su debido mantenimiento:

- Plunger Lift: es necesaria una revisión del desgaste del plunger en cierto intervalo de tiempo, para estos cuatro pozos se realiza un planning de cada 4 meses y siendo pesimistas en este tiempo el plunger deberá ser reemplazado, razón por la cual en algunas ocasiones se requiere equipo de Well Services al no poder retirarlo manualmente en cabeza de pozo, para este estudio se asume que será imprescindible en cada cambio.

**Tabla 14. Costos de mantenimiento en PL**

<b>REVISIÓN Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO</b>		
	<b>Costo US\$</b>	<b>Frecuencia (meses)</b>
<b>PERSONAL RECORREDOR</b>	7	4
<b>PLUNGER</b>	1300.824	4
<b>WELL SERVICES</b>	1977.78	4
<b>TOTAL</b>	<b>3285.604</b>	

**Fuente: Autores**

- Gas Lift: actualmente en los pozos que producen bajo el sistema de levantamiento GL se les realiza mantenimiento proactivo mensual para el control de parafinas y anual para el control de scale.

**Tabla 15. Costos de mantenimiento GL**

<b>MANTENIMIENTO PROACTIVO</b>		
	<b>Costo US\$</b>	<b>Frecuencia</b>
<b>CONTROL PARAFINA</b>	1977.78	Mensual
<b>CONTROL SCALE</b>	56267.58	Anual

**Fuente: Autores**

### 3.2.3 Flujo de Caja

Con el fin de comparar los ingresos y egresos de los dos sistemas de levantamiento (PL-GL) en estos cuatro pozos, se hizo un flujo de caja mes a mes durante un año (2013) para cada uno de ellos, en este se tiene en cuenta el índice de precios para el consumidor del año 2013 con un porcentaje de 3,50, también se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Para el sistema de levantamiento GL se proyecta a un año como si el pozo continuara como ya ha venido trabajando normalmente, la tasa de declinación manejada para la evaluación por ECOPETROL en estos pozos es de un 5.0% y como anteriormente tomamos un precio estándar del barril de US\$ 60.
  
- Para el sistema de levantamiento PL se tiene en cuenta la inversión inicial y la estimación de mantenimiento, la tasa de declinación de la producción en este sistema de levantamiento es de 5.0% ya que constantemente se está maximizando el drawdown manteniendo constante la declinación del pozo.

Tabla 16. Flujo de caja ORITO 12

<i>FLUJO DE CAJA. GAS LIFT - PLUNGER LIFT ORITO - 12, AÑO 2013</i>													
	MES 0	ENERO	FRBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
PRODUCCION DIARIA	0	29	27.55	26.17	24.86	23.62	22.44	21.32	20.25	19.24	18.28	17.36	16.50
DISPONIB. SUBSUELO	0.99	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
DISPONIB. SUPERFICIE	1	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
REGALIAS	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
PROD MENSUAL ECP	0	836.48	794.60	754.82	717.03	681.12	647.01	614.61	583.83	554.58	526.80	500.41	475.34
PRECIO DE VENTA USD/BBL	60	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
PRECIO MENSUAL	0.00	50,188.59	47,676.03	45,289.09	43,021.51	40,867.30	38,820.81	36,876.64	35,029.67	33,275.06	31,608.18	30,024.64	28,520.27
<b>COSTOS GAS LIFT</b>													
MTTO PROACTIVO	0	60355.59	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00
Costo Total	0	60355.59	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00
FLUJO DE CAJA	0.00	-10,167.01	45,629.02	43,242.09	40,974.51	38,820.30	36,773.80	34,829.63	32,982.67	31,228.06	29,561.17	27,977.63	26,473.27
<b>COSTOS PLUNGER LIFT</b>													
WORKOVER	35,932.68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TUBERIA	19.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EQUIPO	28,365.93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ASIST TECNICA MONTAJE	6,767.96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTTO	0	0	0	0	3,331.38	0	0	0	3,331.38	0	0	0	3,331.38
Costo Total	71,085.77	0	0	0	3,331.38	0	0	0	3,331.38	0	0	0	3,331.38
FLUJO DE CAJA	-71,085.77	50,188.59	47,676.03	45,289.09	39,690.13	40,867.30	38,820.81	36,876.64	31,698.30	33,275.06	31,608.18	30,024.64	25,188.90
GANANCIA MENSUAL	-71,085.77	-20,897.18	26,778.84	72,067.94	111,758.07	152,625.37	191,446.18	228,322.82	260,021.11	293,296.17	324,904.35	354,928.98	380,117.88

Fuente: Autores

Tabla 17. Flujo de caja ORITO 13

<i>FLUJO DE CAJA. GAS LIFT - PLUNGER LIFT ORITO - 13, AÑO 2013</i>													
	MES 0	ENERO	FRBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
PRODUCCION DIARIA	0	11	10.45	9.93	9.43	8.96	8.51	8.09	7.68	7.30	6.93	6.59	6.26
DISPONIB. SUBSUELO	0.99	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
DISPONIB. SUPERFICIE	1	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
REGALIAS	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
PROD MENSUAL ECP	0	316.64	300.75	285.66	271.33	257.71	244.77	232.48	220.80	209.71	199.17	189.16	179.65
PRECIO DE VENTA USD/BBL	60	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
<b>PRECIO MENSUAL</b>	<b>0.00</b>	<b>18,998.19</b>	<b>18,045.15</b>	<b>17,139.76</b>	<b>16,279.64</b>	<b>15,462.53</b>	<b>14,686.27</b>	<b>13,948.83</b>	<b>13,248.25</b>	<b>12,582.71</b>	<b>11,950.44</b>	<b>11,349.79</b>	<b>10,779.17</b>
<b>COSTOS GAS LIFT</b>													
MTTO PROACTIVO	0	60355.59	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00
Costo Total	0	60355.59	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00
<b>FLUJO DE CAJA</b>	<b>0.00</b>	<b>-41,357.41</b>	<b>15,998.14</b>	<b>15,092.76</b>	<b>14,232.64</b>	<b>13,415.53</b>	<b>12,639.27</b>	<b>11,901.82</b>	<b>11,201.25</b>	<b>10,535.71</b>	<b>9,903.44</b>	<b>9,302.79</b>	<b>8,732.17</b>
<b>COSTOS PLUNGER LIFT</b>													
WORKOVER	35,932.68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TUBERIA	20.19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EQUIPO	28,365.93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ASIST TECNICA MONTAJE	6,767.96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTTO	0	0	0	0	3,331.38	0	0	0	3,331.38	0	0	0	3,331.38
Costo Total	<b>71,086.76</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3,331.38</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3,331.38</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3,331.38</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>	<b>-71,086.76</b>	<b>18,998.19</b>	<b>18,045.15</b>	<b>17,139.76</b>	<b>12,948.26</b>	<b>15,462.53</b>	<b>14,686.27</b>	<b>13,948.83</b>	<b>9,916.88</b>	<b>12,582.71</b>	<b>11,950.44</b>	<b>11,349.79</b>	<b>7,447.79</b>
<b>GANANCIA MENSUAL</b>	<b>-71,086.76</b>	<b>-52,088.57</b>	<b>-34,043.43</b>	<b>-16,903.67</b>	<b>-3,955.40</b>	<b>11,507.12</b>	<b>26,193.39</b>	<b>40,142.22</b>	<b>50,059.10</b>	<b>62,641.81</b>	<b>74,592.25</b>	<b>85,942.04</b>	<b>93,389.84</b>

Fuente: Autores

Tabla 18. Flujo de caja ORITO 114

FLUJO DE CAJA. GAS LIFT - PLUNGER LIFT ORITO - 114, AÑO 2013													
	MES 0	ENERO	FRBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
PRODUCCION DIARIA	0	16	15.20	14.44	13.72	13.03	12.38	11.76	11.17	10.61	10.08	9.58	9.10
DISPONIB. SUBSUELO	0.99	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
DISPONIB. SUPERFICIE	1	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
REGALIAS	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
PROD MENSUAL ECP	0	461.04	437.93	415.98	395.13	375.32	356.51	338.63	321.64	305.51	290.18	275.62	261.79
PRECIO DE VENTA USD/BBL	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
PRECIO MENSUAL	0.00	27,662.19	26,275.95	24,959.02	23,707.94	22,519.41	21,390.31	20,317.66	19,298.65	18,330.59	17,410.93	16,537.25	15,707.26
<b>COSTOS GAS LIFT</b>													
MTTO PROACTIVO	0	60355.59	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00
Costo Total	0	60355.59	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00
FLUJO DE CAJA	0.00	-32,693.41	24,228.94	22,912.02	21,660.93	20,472.41	19,343.31	18,270.66	17,251.65	16,283.58	15,363.92	14,490.25	13,660.25
<b>COSTOS PLUNGER LIFT</b>													
WORKOVER	35,932.68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TUBERIA	20.19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EQUIPO	28,365.93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ASIST TECNICA MONTAJE	6,767.96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTTO	0	0	0	0	3,331.60	0	0	0	3,331.60	0	0	0	3,331.60
Costo Total	71,086.76	0	0	0	3,331.60	0	0	0	3,331.60	0	0	0	3,331.60
FLUJO DE CAJA	-71,086.76	27,662.19	26,275.95	24,959.02	20,376.34	22,519.41	21,390.31	20,317.66	15,967.05	18,330.59	17,410.93	16,537.25	12,375.66
GANANCIA MENSUAL	-71,086.76	-43,424.57	-17,148.63	7,810.39	28,186.73	50,706.14	72,096.45	92,414.11	108,381.16	126,711.75	144,122.67	160,659.92	173,035.58

Fuente: Autores

Tabla 19. Flujo de Caja ORITO 115

<i>FLUJO DE CAJA. GAS LIFT - PLUNGER LIFT ORITO - 115, AÑO 2013</i>													
	MES 0	ENERO	FRBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
PRODUCCION DIARIA	0	28	26.60	25.27	24.01	22.81	21.67	20.58	19.55	18.58	17.65	16.76	15.93
DISPONIB. SUBSUELO	0.99	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
DISPONIB. SUPERFICIE	1	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
REGALIAS	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
PROD MENSUAL ECP	0	807.60	767.16	728.75	692.26	657.60	624.67	593.38	563.66	535.42	508.60	483.12	458.91
PRECIO DE VENTA USD/BBL	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
PRECIO MENSUAL	0	48,455.79	46,029.87	43,725.24	41,535.85	39,455.93	37,480.00	35,602.87	33,819.59	32,125.48	30,516.08	28,987.14	27,534.66
<b>COSTOS GAS LIFT</b>													
MTTO PROACTIVO	0	60355.59	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00
Costo Total	0	60355.59	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00	2047.00
FLUJO DE CAJA	0	-11,899.81	43,982.86	41,678.24	39,488.85	37,408.92	35,433.00	33,555.87	31,772.59	30,078.48	28,469.08	26,940.14	25,487.65
<b>COSTOS PLUNGER LIFT</b>													
WORKOVER	35,932.68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TUBERIA	26.92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EQUIPO	28,365.93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ASIST TECNICA MONTAJE	6,767.96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTTO	0	0	0	0	3,331.60	0	0	0	3,331.60	0	0	0	3,331.60
Costo Total	71,093.49	0	0	0	3,331.60	0	0	0	3,331.60	0	0	0	3,331.60
FLUJO DE CAJA	-71,093.49	48,455.79	46,029.87	43,725.24	38,204.25	39,455.93	37,480.00	35,602.87	30,488.00	32,125.48	30,516.08	28,987.14	24,203.06
GANANCIA MENSUAL	-71,093.49	-22,637.70	23,392.16	67,117.41	105,321.66	144,777.59	182,257.59	217,860.45	248,348.45	280,473.94	310,990.02	339,977.16	364,180.22

Fuente: Autores

### 3.2.4 Resultados y Análisis: Estudio Económico

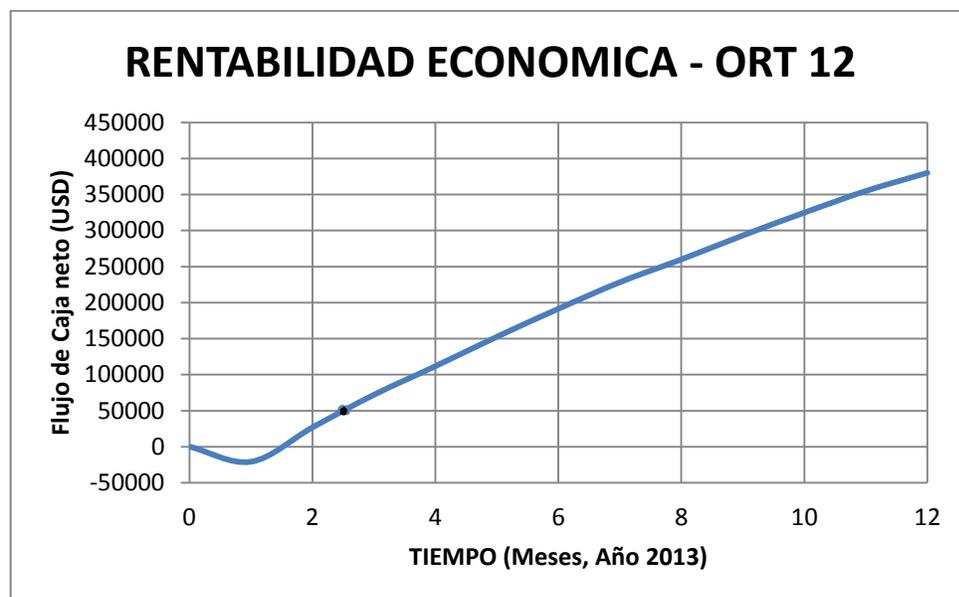
En esta sección se plantea la tasa interna de retorno (TIR), el valor presente neto de ingresos (VPI), el valor presente neto de egresos (VPE) y la relación costo beneficio para cada pozo bajo los dos sistemas de levantamiento durante un año.

Para este proyecto se toma como tasa interna de oportunidad estimada un valor del 11.5% y el índice de precios al consumidor de 3.5% que son los valores estándar para presentar un proyecto en EOPETROL S.A.

#### 3.2.4.1 Evaluación económica pozo Orito 12

Para la implementación del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift en el pozo Orito-12 se estima una inversión de US\$ 71,085.77 que se ve recuperada transcurridos 1.6 meses, tiempo en el cual se llega al punto de equilibrio económico, a partir de este momento el flujo de caja toma valores positivos, al término de este mes habrá una ganancia de alrededor US\$ 26,783.83 y finalizando el año (mes 12) teniendo en cuenta también los costos de mantenimiento se tendrá un flujo de caja positivo igual a US\$ 380,117.88.

**Grafica 1. Rentabilidad Económica - Orito 12**



Fuente: Autores

**Tabla 20. Evaluación económica GL. Orito 12**

<b>GAS LIFT</b>	
<b>Tasa interna de oportunidad estimada (TIO)</b>	11.50%
<b>TIR</b>	444%
<b>V.P.N</b>	224,070.60
<b>V.P.I. (INGRESOS)</b>	25,9585.24
<b>V.P.C. (EGRESOS)</b>	58,541.60
<b>R.C.B.</b>	4.43

**Fuente: Autores**

**Tabla 21. Evaluación económica PL. Orito 12**

<b>PLUNGER LIFT</b>	
<b>Tasa interna de oportunidad estimada (TIO)</b>	11.50%
<b>TIR</b>	65%
<b>V.P.N</b>	237,866.39
<b>V.P.I. (INGRESOS)</b>	259,585.24
<b>V.P.E. (EGRESOS)</b>	65,747.01
<b>R.C.B.</b>	3.83

**Fuente: Autores**

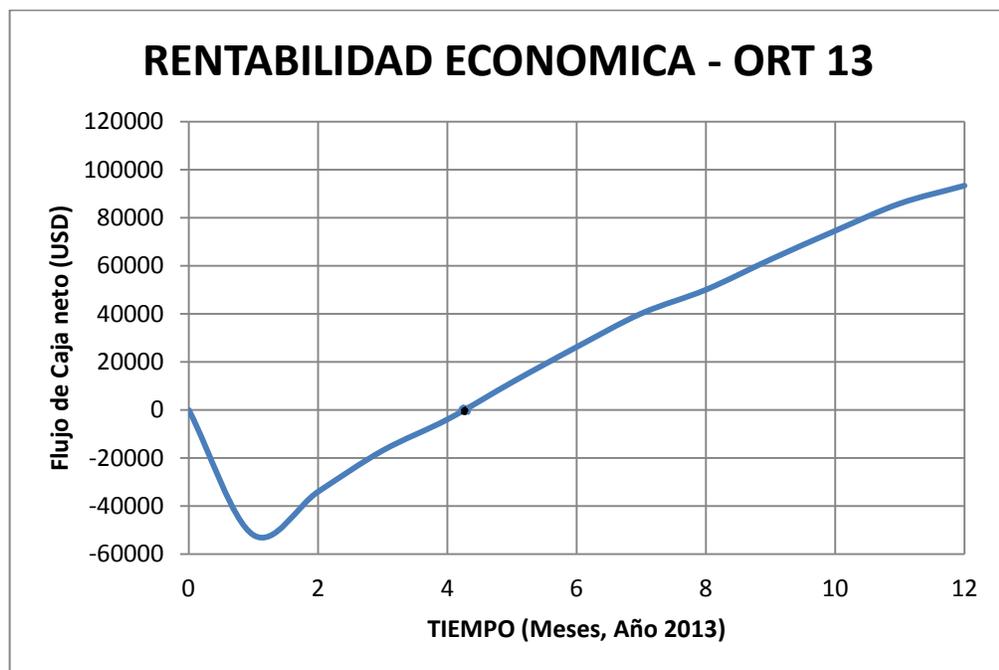
Al comparar el RCB y el valor presente neto que se obtiene en este pozo con los dos sistemas de levantamiento al cabo de un año, observamos que: el RCB para cada proyecto es mayor a uno, el gas lift con 4.43 y el plunger lift con 3.83, con esto podemos afirmar que los dos proyectos son rentables y habrá más ganancia por inversión en el gas lift; el valor presente neto es menor con gas lift que con plunger lift, teniendo valores de US\$ 22,4070.60 y 237,866,39 respectivamente, lo que indica que al cabo de un año se obtendrán más ganancias si se cambia el

sistema de levantamiento GL por PLA en el año 2013. Viendo los dos comportamientos anteriores podemos afirmar que el proyecto de cambio de sistema de levantamiento artificial en este pozo es económicamente viable, desde el primer año en el que se implemente el sistema se obtendrán mejores resultados económicos que los que se esperarán obtener si continuara su producción con el sistema de levantamiento actual.

### 3.2.4.2 Evaluación económica pozo Orito 13

En el pozo Orito 13 la inversión inicial para la implementación del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift es de US\$ 71,086.76 que se ve recuperada al cabo de 4.1 meses ya que la producción es muy baja, al finalizar el quinto mes habrá una ganancia de US\$ 11,507.12, esta ganancia va incrementándose hasta llegar a US\$ 99,389.84 en total (incluyendo los costos de mantenimiento) al terminar el año 2013.

Grafica 2. Rentabilidad Económica - Orito 13



Fuente: Autores

**Tabla 22. Evaluación económica GL. Orito 13**

<i><b>GAS LIFT</b></i>	
<b>Tasa interna de oportunidad estimada (TIO)</b>	11.50%
<b>TIR</b>	32%
<b>V.P.N</b>	66,887.97
<b>V.P.I. (INGRESOS)</b>	98,216.95
<b>V.P.C. (EGRESOS)</b>	58,541.60
<b>R.C.B.</b>	1.68

Fuente: Autores

**Tabla 23. Evaluación económica PL. Orito 13**

<i><b>PLUNGER LIFT</b></i>	
<b>Tasa interna de oportunidad estimada (TIO)</b>	11.50%
<b>TIR</b>	19%
<b>V.P.N</b>	76,497.86
<b>V.P.I. (INGRESOS)</b>	98,216.95
<b>V.P.E. (EGRESOS)</b>	67,747.90
<b>R.C.B.</b>	1.45

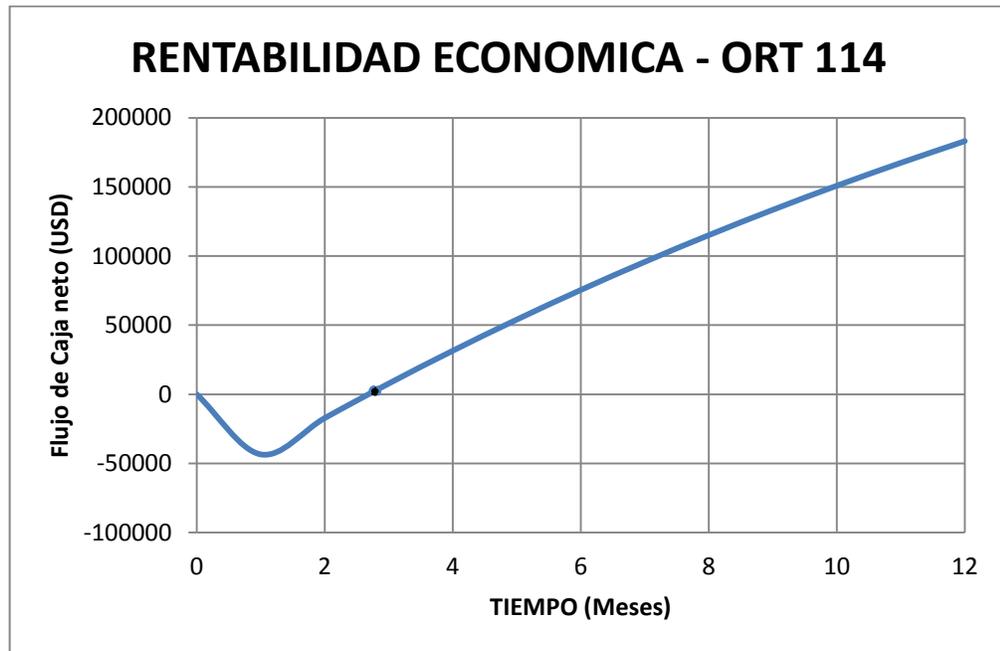
Fuente: Autores

Como podemos ver en las dos tablas anteriores el valor de la RCB de los dos proyectos es mayor a uno, por lo tanto las dos propuestas son rentables, la de continuar con gas lift tiene un mayor ingreso por inversión que la de cambio a plunger lift, al final del año evaluado, cada una con un valor de 1.68 y 1.45 respectivamente. El VPN en el periodo de evaluación es mayor con el cambio a plunger lift, este valor se verá incrementado en el siguiente año ya que no habrá gastos de inversión. Por lo anteriormente dicho afirmamos que la propuesta de cambio de sistema de levantamiento para el pozo Orito 13 es viable económicamente.

### 3.2.4.3 Evaluación económica pozo Orito 114

En el pozo orito 114 al cabo de 2.7 meses se redime el costo de la inversión inicial de US\$ 71,086.76 necesaria para la implementación del nuevo sistema de levantamiento, terminado el tercer mes se espera obtener una ganancia de US\$ 7,810.39 y la ganancia de todo el año evaluado contando los gastos de mantenimiento sería de US\$ 173,035.58.

**Grafica 3. Rentabilidad Económica - Orito 114**



Fuente: Autores

**Tabla 24. Evaluación económica GL. Orito 114**

<b>GAS LIFT</b>	
<b>Tasa interna de oportunidad estimada (TIO)</b>	11.50%
<b>TIR</b>	69%
<b>V.P.N</b>	110,549.81
<b>V.P.I. (INGRESOS)</b>	143,041.47
<b>V.P.C. (EGRESOS)</b>	58,541.60
<b>R.C.B.</b>	2.44

Fuente: Autores

**Tabla 25. Evaluación económica PL. Orito 114**

<b>PLUNGER LIFT</b>	
<b>Tasa interna de oportunidad estimada (TIO)</b>	11.50%
<b>TIR</b>	32.36%
<b>V.P.N</b>	121,322.09
<b>V.P.I. (INGRESOS)</b>	143,041.47
<b>V.P.E. (EGRESOS)</b>	67,748.16
<b>R.C.B.</b>	2.11

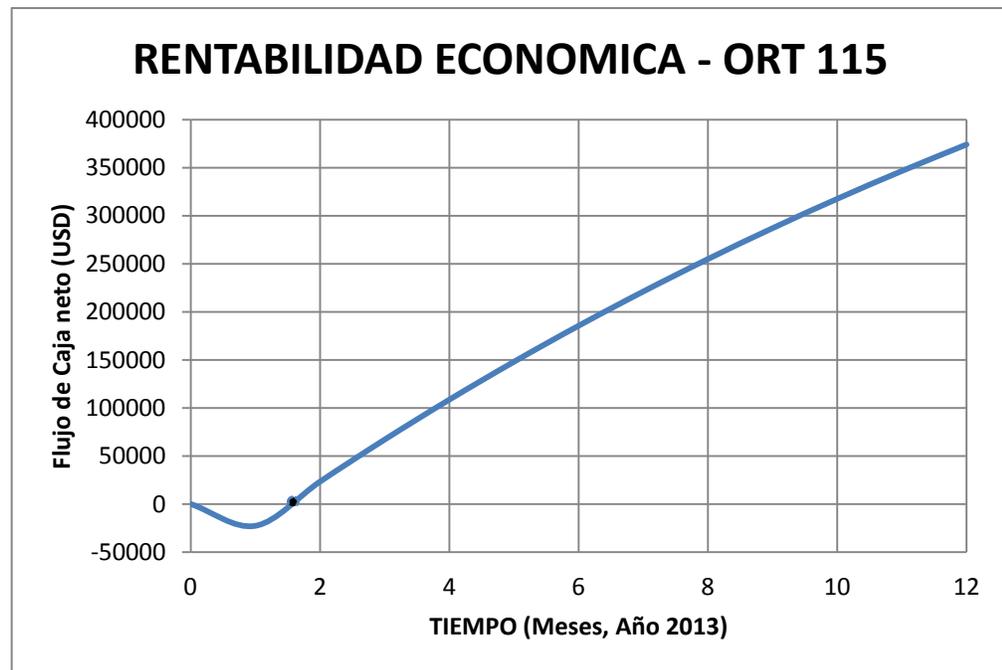
**Fuente: Autores**

Del mismo modo que en los pozos anteriores vemos que la RCB es mayor a uno en las dos propuestas con valores muy similares: 2.44 para gas lift y 2.11 para plunger lift. El valor presente neto a un año si se cambiase el sistema de levantamiento a plunger lift es de US\$ 121,322.09 y al continuar con gas lift se obtendría un valor presente neto de US\$ 110,549.81, con esto podemos notar que desde el primer año de la inversión se obtendrán mejores resultados para el pozo Orito 114 lo cual demuestra que la propuesta es viable económicamente.

#### **3.2.4.4 Evaluación económica pozo Orito 115**

La inversión inicial para la implementación del nuevo sistema de levantamiento en el pozo Orito 115 es de US\$ 71,093.49, esta inversión se ve recuperada pasados 1.6 meses, a partir de este momento se empezaran a obtener ganancias, estimando para al cabo de este mes obtener US\$ 23,392.16 hasta llegar a US\$ 364,018.22 al termino del año.

Grafica 4. Rentabilidad Económica - Orito 115



Fuente: Autores

Tabla 26. Evaluación económica GL. Orito 115

<b>GAS LIFT</b>	
<b>Tasa interna de oportunidad estimada (TIO)</b>	11.50%
<b>TIR</b>	364%
<b>V.P.N</b>	215,338.23
<b>V.P.I. (INGRESOS)</b>	250,620.33
<b>V.P.C. (EGRESOS)</b>	58,541.60
<b>R.C.B.</b>	4.28

Fuente: Autores

**Tabla 27. Evaluación económica PL. Orito 115**

<b>PLUNGER LIFT</b>	
<b>Tasa interna de oportunidad estimada (TIO)</b>	11.50%
<b>TIR</b>	62.51%
<b>V.P.N</b>	228,899.31
<b>V.P.I. (INGRESOS)</b>	250,620.33
<b>V.P.E. (EGRESOS)</b>	67,754.20
<b>R.C.B.</b>	3.70

**Fuente: Autores**

Para el pozo Orito 115 el RCB de las dos propuestas es mayor a la unidad lo cual demuestra que las dos propuestas son rentables, al mantener el mismo sistema de levantamiento habrá más ganancia por inversión aunque es mínima la diferencia. El valor presente neto al cabo de un año que es el periodo evaluado es mayor al hacer el cambio de gas lift a plunger lift, teniendo valores de US\$ 215,338.23 y US\$ 228,899.31 respectivamente, de lo anterior deducimos que la propuesta de cambio de sistema de levantamiento para el pozo Orito 115 es viable económicamente.

#### 4. CONCLUSIONES

El Sistema Plunger Lift es una buena opción para disminuir los frecuentes inconvenientes técnicos que presentan los pozos estudiados de Campo Orito.

Aunque los pozos en estudio resultaron aptos para la implementación de Plunger lift su puesta en marcha solo será viable en la forma asistida por Gas Lift.

La instalación de tecnología Plunger Lift asistido por gas Lift es una opción altamente eficiente y viable económicamente siendo implementada en campos, donde se cuente con el suficiente gas y capacidad de los equipos de compresión del gas, para lograr el mayor beneficio de éste sistema, tal como sucede en el Campo Orito

Para mejorar el desempeño del sistema se recomienda tener la tubería de un mismo diámetro por lo tanto se deben cambiar las tuberías donde están instalados mandriles de gas lift para evitar interrupciones durante el recorrido del Plunger a Superficie, pues solo se realizará inyección de gas en la última válvula de fondo de cada pozo.

A los cuatro pozos escogidos técnicamente, se les realizó el análisis económico y se pudo observar que para el periodo de tiempo evaluado (12 meses), la relación costo beneficio es mayor para la producción bajo el sistema de levantamiento gas lift, aun así, el valor presente neto durante este periodo es mayor al implementar el sistema de levantamiento plunger lift, debido a esto podemos afirmar que la implementación del sistema de levantamiento Plunger Lift en todos los pozos de estudio es tanto económica como técnicamente viable. Es de gran importancia agregar que en los siguientes años al estudio las ganancias se incrementarían ya que en ese tiempo no se tendrá en cuenta la inversión inicial incrementando notablemente las ganancias.

## 5. RECOMENDACIONES

Debido a los altos beneficios técnicos y económicos que ofrece la Tecnología Plunger Lift, debería extenderse su estudio a campos con buena disponibilidad de gas y de planta de compresión como Rio Ceibas en la SOH de Ecopetrol S.A

Realizar estudios de cambio a S.L.A. Plunger Lift no solo desde el sistema Gas Lift sino desde todos los demás S.L.A para así tener una visión más amplia de el campo de acción de este sistema.

Es una tecnología que no ha sido muy utilizada en Colombia, pero ya se empezó a implementar en el país teniendo como campo pionero a Tibu de la S.O.C de Ecopetrol S.A y en el departamento del Huila en el Campo Caimito esta en modo de prueba, por lo tanto se recomienda capacitar a los estudiantes de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana para estar al tanto de las innovaciones de tecnología que se realizan en la industria.

## BIBLIOGRAFÍA

CASING S.A *The Plunger lift people*, **Informe Técnico de características particulares del Sistema de Extracción de gas y petróleo "Plunger-lift"**, Buenos Aires Argentina, 2011.

CASING S,A *The Plunger lif people*, **Programa de Cálculo de Aplicación de Plunger Lift**, Buenos Aires ,2011.

D.J. Avery, R.D. Evans, U. of Oklahoma, **Design Optimization of Plunger Lift Systems**, Tianjin China, 1988, Disponible en [www.onepetro.org](http://www.onepetro.org).

MICHAEL L. Wiggins, U. of Oklahoma; Sean H. Nguyen, Phillips Petroleum Co.; Sandro Gasbarri, PDVSA Intevep, **Optimizing Plunger Lift Operations in Oil and Gas Wells**, Oklahoma City, 1999, Disponible en [www.onepetro.org](http://www.onepetro.org).

O. Bello/Texas A&M University, G. Falcone/Texas A&M University, J. Xu/Shell Exploration & Production, S. Scott/ Shell Exploration & Production, **Performance Evaluation of a Plunger-Assisted Intermittent Gas Lift System**, Oklahoma USA, 2011, Disponible en [www.onepetro.org](http://www.onepetro.org)

PL Tech Production and Lift Technology, Software **PDA Plunger Lift Design and Analysis**, Disponible en [www.pltechllc.com/Deliquification.html#PDA](http://www.pltechllc.com/Deliquification.html#PDA).

BUGBEE William Charles, Jr., Thermo Fisher Scientific, **Artificial Lift of Water in Gas Wells**, Cairo Egypt, 2012, Disponible en [www.onepetro.org](http://www.onepetro.org).

WEATHERFORD, *TheLift Experts*, **Plunger Lift Systems**.

LEA James, NICKENS Henry and WELLS Mike, **Gas Well Deliquification (Second Edition)**, Copyright © 2008 Elsevier Inc. All rights reserved.

INFANTE VILLARREAL Arturo, **Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión**, Copyright 1988.

PHILLIPS and LISTIAK, section modified, **Introduction to Methods of Dewatering and Plunger lift**, SWPSC, 2002.

### Anexo 1. Cotización de equipo Plunger Lift.

Anexo No. 1  
Requisitos Mínimos Revisión Aritmética

Nro.	DESCRIPCION	UNI	CANTIDA D POR POZO	No. POZOS	CANTID AD TOTAL	TDA SUPPLY & SERVICE S.A.			WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED				
						VALOR UNITARIO \$	VALOR TOTAL \$	REVISIÓN ARITMÉTICA	VALOR UNITARIO \$	VALOR TOTAL \$	REVISIÓN ARITMÉTICA		
1	Assembly plunger 2 8-7/16 Single T-Pad x RapidFlo 4140	EA	1	4	4	NO OFERTÓ			2.018.520	8.074.080	8.074.080	OK	
2	B5-BV 2 8 BVPR SPRG ASSY 4140 1 8 Threads	EA	1	4	4	989,45	3.957,81	3.958,00	ERROR	5.332.880	5.332.880	OK	
3	3 CUP SEATING ASSEMBLY 2-7/8 IN TUBING LOCK NUT +30	EA	1	4	4	NO OFERTÓ			1.190.820	4.763.280	4.763.280	OK	
4	2 7/8" Dual Outlet Lubricator 3000# WP	EA	1	4	4	2.761,72	11.046,88	11.047,00	ERROR	5.835.396	23.341.586	23.341.584	ERROR
5	CEO IV CONTROLLER	EA	1	4	4	1.547,39	6.189,56	6.190,00	ERROR	6.712.087	26.848.348	26.848.348	OK
6	MOT DRIP POT WITH REGULATOR FOR STANDARD SERVICE	EA	1	4	4	NO OFERTÓ			2.087.940	8.351.760	8.351.760	OK	
7	KIMRAY HPG 30 300WVP	EA	1	4	4	NO OFERTÓ			1.895.700	7.582.800	7.582.800	OK	
8	2" KIMRAY 2200SMT MV (NORMALLY OPEN OR CLOSED)	EA	1	4	4	NO OFERTÓ			4.149.180	16.596.720	16.596.720	OK	
9	TRIP MATE PLUNGER SENSOR (OKC)	EA	1	4	4	325,75	1.411,00	1.305,00	ERROR	1.479.180	5.916.720	5.916.720	OK
10	12 VOLT 10 AMP SOLAR PANEL	EA	1	4	4	416,14	1.664,56	1.665,00	ERROR	1.660.740	6.642.960	6.642.960	OK
11	latch valves	EA	1	4	4	416,14	1.664,56	1.665,00	ERROR	1.655.400	6.621.600	6.621.600	OK
12	SET DE ACCESORIOS / CONEXIONES EN CABEZA	EA	1	4	4	937,50	3.750,00	3.750,00	ERROR	12.150.280	48.601.120	48.601.120	OK
13	C-10 transducers	EA	3	4	12	2.068,75	8.275,00	24.825,00	ERROR	1.847.640	22.171.680	22.171.680	OK
14	Asistencia Técnica para el montaje, arranque y puesta a punto del sistema	EA	1	4	4	2.600,00	11.200,00	10.400,00	ERROR	10.502.000	42.008.000	42.008.000	OK
						VALOR TOTAL SIN IVA (\$)	11.646,70	47.694,81		54.518.103	232.853.532	232.853.532	OK
						IVA (\$)	1.863,47	7.599,17		8.722.886	37.256.565	37.256.565	OK
						VALOR TOTAL CON IVA (\$)	13.510,17	55.093,98		63.240.999	270.110.097	270.110.097	OK

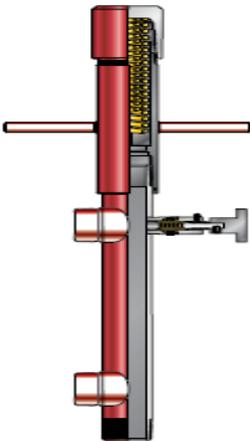
Fuente: Weatherford y TDA para ECOPETROL

## ANEXO 2. EQUIPAMIENTO DE PLUNGER LIFT PROPUESTO

De acuerdo a las condiciones del campo el siguiente es el equipo sugerido:

### **LUBRICADOR**

#### **Dual Outlet Lubricator (Weatherford)**



Diseño único, ahorra tiempo al operador permitiendo la inspección del plunger en superficie.

Está construido de aleación de acero 4140 para dar fortaleza adicional, además el lubricador es útil en campo ahorrando tiempo en el curso de las operaciones.

Facilita el paso de residuos, incrementando la producción al minimizar los días de cierre del pozo.

### **CONTROLADOR**

#### **CEO IV Plunger Lift Controller (Weatherford)**



El diseño incorpora los beneficios comprobados del Sistema SCADA y la unidad terminal remota (RTU), haciendo de este el más completo y avanzado controlador de PL disponible en el mercado.

## ELEMENTOS DE RETENCIÓN

### ➤ Three-Cup Bottom Holddown



Está diseñado para ajustar y prevenir el movimiento fuera de posición del bumper spring. El elemento de retención también puede ser utilizado para proporcionar una acción sellante al conjunto, La herramienta puede ser introducida en superficie, evitando la necesidad de cable, está hecho de una aleación de acero durable AISI 4140 para así extender el tiempo de vida del producto

### ➤ Bumper Spring



#### Bottomhole Double-Bumper Springs

Resortes de fondo de pozo son diseñados para absorber el impacto del Plunger cuando este alcanza el fondo del pozo para prevenir un daño potencial a los perfiles de cuello de pescado del fondo de pozo. Pueden ser sacados a superficie, instalados y/o recuperados utilizando Wireline, cuellos API son estándar eliminando la utilización de herramientas especializadas.

## ACCESORIOS

### ➤ DripPot and Regulator

Trampas de humedad y condensación en el suministro de gas al regular la presión de aporte.



Protege la válvula de control y senoloide de las altas presiones.

Disponible para presiones de trabajo de: 1,000, 2,000 y 4,000 psi

### ➤ Sensor



Detecta el arribo del plunger lift al lubricador, completando un ciclo de contacto seco.

### ➤ Válvula Motora



Diseño de activación por presión, abre y cierra la línea de flujo.

Trabaja a presiones de: 1000, 2000, 3000 y 4000 psia.

### ➤ Panel Solar



Almacena energía solar para alimentar el Controlador.

## **PLUNGER**

### **Weatherford RapidFlo fixed-brush Plunger.**



Se utiliza para aplicaciones de Gas Lift asistido con un plunger, donde pistones de poca longitud puedan estrellarse en los cambios de diámetro especialmente en los mandriles y no puedan alcanzar un desplazamiento completo

Está diseñado para maximizar el paso de flujo mediante el barrido del fluido a través del tubing eficientemente, a pesar de la presencia de arenas, carbonatos finos u otras irregularidades. Cuando se utiliza apropiadamente el embolo cae contra el flujo y usa la velocidad del gas para formar un sello cepillo, suministrando fluido sin demora.

Flexible, de gran tamaño, está diseñado para mantener un sellado superior previniendo perdidas de presión y reduciendo la cantidad de presión de gas necesaria para mejorar la productividad.

La Válvula duradera mejora la resistencia y permite que el embolo se adapte a los entornos cambiantes y así disminuir el mantenimiento y una mayor versatilidad.