

**EVALUACION TECNICA- FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACION DEL
SISTEMA DE LAVANTAMIENTO PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT
APLICADO A CAMPO ESCUELA COLORADO**

**EDNA FERNANDA BERRIO TORRES
ANA LUCIA PEREZ BELTRAN**

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

2015

**EVALUACION TECNICA- FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACION DEL
SISTEMA DE LAVANTAMIENTO PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT
APLICADO A CAMPO ESCUELA COLORADO**

EDNA FERNANDA BERRIO TORRES

ANA LUCIA PEREZ BELTRAN

**Trabajo de Grado presentado como requisito para obtener el título de
Ingeniero de Petróleos**

FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ

DIRECTOR

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

2015

DEDICATORIA

Agradezco infinitamente a DIOS por haberme dado la oportunidad de culminar este gran sueño de terminar mi carrera y por haber estado presente en mis alegrías y tristezas gracias nuevamente por haberme brindado la oportunidad de haber realizado este sueño.

Le doy gracias a mi madre EDNA MILENA TORRES la mujer más importante de mi vida por acompañarme en este proceso y nunca dejar de creer en mis sueños, por brindarme su apoyo incondicional. Gracias madre por estar con mígo en las buenas y en las malas, este logro es para tí te lo mereces por haber luchado junto a mí, a mi sobrina hermosa que es la luz de mis ojos, la mujercita más linda de la casa y a quien también le dedico este título mi aní consentida.

A YURI BERRIO la hermana más linda del mundo que a pesar de su mal genio siempre se preocupaba por que todo me saliera bien y a CARLOS BERRIO el hombrecito de la casa por llevarme a la u en la moto y por ayudarme económicamente, les agradezco por su energía positiva por su apoyo y por brindarme cariño y amistad.

Al gran amor de mi vida ENRIQUE PUENTE agradecerle por ayudarme tanto, por su preocupación y sus buenos deseos por el amor que me brindó durante tantos años y por ayudarme con este proyecto de grado.

A mis mejores amigos LAURA MURILLO, LUCIA PEREZ, GREYSY OSPINO, JULIAN SANCHES, VICTOR CAUSIL, JOSE MENDEZ, BETTO MONTENEGRO y a los demás por dejarme entrar en sus corazones por darme la mano en momentos de dificultades y nunca dejarme sola, gracias por el amor y la solidaridad que me brindaron.

EDNA FERNANDA BERRIO TORRES

DEDICATORIA

Agradezco enormemente a DIOS por que sin él no hubiera sido posible culminar con éxito este sueño y por estar en todo momento apoyándome.

A mis padres ANA CECILIA y MIGUEL por su apoyo incondicional, cariño, esfuerzo y sobre todo por la paciencia en cada una de las etapas que tuvimos que pasar para poder llegar a esta meta profesional; este logro también es de ustedes.

A JULIETA LOZANO y MARÍA TERESA PÉREZ les agradezco por haber sido el soporte que necesitaba cuando sentía que no lo lograría, por alegrar mi vida, por el simple hecho de estar ahí, brindándome su amor y compañía.

Al resto de mi familia que estuvo pendiente, dándome ánimos en todo momento de este proceso, enviando siempre buena energía, primordialmente mi tía LUZ MARINA BELTRÁN.

A mis amigos especialmente a LAURA MURILLO, KARINA BOLAÑOS, VÍCTOR CAUSIL, 'COCHE' DAVID Y FERNANDA BERRIO por todos esos momentos buenos y malos que pasamos a lo largo de este camino.

A mi incondicional amiga ANDREA SALCEDO SIERRA.

Este título va dedicado principalmente a mi nona MARÍA TERESA OSORIO ESPARZA, que desde el cielo estuvo bendiciéndome

ANA LUCIA PEREZ BELTRÁN

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos sinceramente la colaboración ofrecida durante el desarrollo de este trabajo a:

La **Universidad Industrial de Santander** (UIS) por habernos acogido durante todos estos años de aprendizaje.

El **Ingeniero Erick Montes Paez** por el tiempo prestado y su colaboración durante la realización de este proyecto.

El **M.Sc. Fernando Calvete** por las sugerencias que permitieron mejorar sustancialmente el trabajo.

Al ingeniero de petróleos **Álvaro Enrique Puente Barros** por el tiempo dedicado, por su colaboración a lo largo de este proyecto y por compartir sus conocimientos en pro de nuestro aprendizaje.

El grupo de trabajo de **Campo Escuela Colorado** por su apoyo.

A cada una de las personas que con sus conocimientos aportaron para que este proyecto fuera posible.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....16

1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL..... 18

1.1. BOMBEO MECANICO..... 18

1.2. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP) 19

1.3. BOMBEO HIDRAULICO 20

1.4. BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET 21

1.5. BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS 21

1.6. GAS LIFT 22

1.6.1. PRINCIPIO FISICO 22

1.6.2. TIPOS DE GAS LIFT 22

1.6.2.1.FLUJO CONTINUO..... 22

1.7. PLUNGER LIFT 25

1.7.1. PRINCIPIO FISICO 26

1.8. PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT..... 27

1.8.1. PRINCIPIO FISICO 27

1.8.2. APLICACIONES COMUNES DEL PLUNGER LIFT ASISTIDO..... 30

1.8.3. VENTAJAS DEL PLUNGER LIFT ASISTIDO CON GAS LIFT..... 31

1.8.4. PROBLEMAS OPERATIVOS. 32

1.8.5. CARACTERISTICAS PARA SU APLICACION 32

1.8.6. INSTALACION DE EQUIPOS DEL PLUNGER ASISTIDO CON GAS LIFT33

1.8.6.1.EQUIPO SUPERFICIAL..... 33

1.8.6.2.EQUIPO DE FONDO..... 37

2. GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO..... 40

2.1. RESEÑA HISTORICA..... 40

2.2. UBICACIÓN GEOGRAFICA 40

2.3. ESTRUCTURA GEOLOGICA 41

2.4. YACIMIENTO 42

2.5.	DATOS ACTUALIZADOS.....	43
2.6.	PROBLEMAS OPERACIONALES.....	45
3.	SELECCIÓN DE POZOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT	46
3.1.	FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE POZOS	46
3.2.	SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO	53
4.	DISEÑO DEL SISTEMA DE PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT	61
4.1.	DATOS DEL POZO COLORADO-45.....	63
4.1.1.	ESTADO MECANICO DEL POZO C-45	64
4.2.	MODELAMIENTO MATEMATICO DEL DISEÑO PARA EL PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT.....	65
4.3.	ANALISIS NODAL.....	68
4.4.	APLICACIÓN AL POZO C-45 DE CAMPO ESCUELA COLORADO.....	69
4.5.	RESUMEN TECNICO DE LAS VARIABLES DE DISEÑO.....	76
4.6.	CURVAS DE DECLINACION DEL POZO COL-45.....	76
5.	ANALISIS FINANCIERO.....	78
5.1.	INDICADORES ECONOMICOS.....	79
5.2.	VIABILIDAD ECONOMICA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT EN EL POZO C-45.....	81
6.	CONCLUSIONES.....	87
7.	RECOMENDACIONES	88
	BIBLIOGRAFIA.....	89
	ANEXOS.....	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Sistema Bombeo Mecánico.....	18
Figura 2. Sistema de levantamiento Bombeo Electro sumergible.....	19
Figura 3. Bombeo Hidráulico.	20
Figura 4. Bombeo por Cavidades Progresivas.....	21
Figura 5. Ciclo de Gas Lift Intermitente.	24
Figura 6. Ciclo del Sistema De Levantamiento Plunger Lift.....	26
Figura 7. Plunger Lift Asistido por Gas Lift.....	29
Figura 8. Instalación de superficie de Plunger Lift para pozos con exceso de gas de formación.	33
Figura 9. Instalación de superficie de Plunger Lift para pozos con insuficiente gas de formación.	33
Figura 10. .Instalación de superficie de Plunger Lift para pozos con exceso de gas de formación y el líquido es producido por el sistema de baja presión.	34
Figura 11.Instalación de superficie de Plunger Lift para pozos con adición de gas suplementario a través de válvula de control.	34
Figura 12. Lubricadores.	35
Figura 13. Válvulas Motoras.....	36
Figura 14. Panel Solar.	36
Figura 15. Controlador.	37
Figura 16. Instalaciones de fondo para un sistema asistido.....	37
Figura 17. Tipos de Plungers.....	39
Figura 18. Ubicación Geográfica Del Campo Colorado.....	41
Figura 19.Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.	42
Figura 20. Tipos de patrones de flujo.	43
Figura 21. Trabajos de remoción de parafinas en el Campo Colorado.....	45
Figura 22. Representación del Teorema de Bayes.	47
Figura 23. Solución Método TOPSIS.	48
Figura 24. Curva IPR Col-45.....	70
Figura 25. Well Deviation Data en Wellflo.....	70
Figura 26. Ingreso de Parámetros del fluido en Wellflo.	71
Figura 27. Ingreso de datos para calcular el IPR en Wellflo.....	71
Figura 28. VLP Wellflo.	72
Figura 29. Análisis nodal en el separador Wellflo.....	72
Figura 30. Grafica $f(n)$ Vs n.	75
Figura 31. Curva actual y futura de declinación del pozo COL-45.	77
Figura 32. Flujo de caja para la proyección del SLA en La industria.	84

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Beneficios del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift Asistido con Gas Lift.	31
Tabla 2. Problemas Operativos del Plunger Asistido Gas Lift.	32
Tabla 3. Propiedades del Yacimiento y del Fluido de Campo Colorado.	44
Tabla 4. Parámetros Selección del Pozo.	46
Tabla 5. Rangos de Aplicación.	49
Tabla 6. Clases de Variables.	50
Tabla 7. Puntaje Asignado Según Rango de Aplicación.	51
Tabla 8. Datos De Entrada a la Matriz	53
Tabla 9. Pozos del Campo Colorado año 2013.	54
Tabla 10. Pozos del Campo Colorado año 2013.	55
Tabla 11. Pozos candidatos y descartados para la selección del pozo objetivo.	56
Tabla 12. Factor Consumo, Incremento e Incertidumbre.	58
Tabla 13. Soluciones Ideal y Negativa, método TOPSIS.	59
Tabla 14. Resultados de Implementación de cada S.L.A	60
Tabla 15. Implementación de Plunger Lift asistido por gas.	61
Tabla 16. Información de la formación productora, del fluido y completamiento del pozo C-45.	63
Tabla 17. Survey Col-45.	54
Tabla 18. Zonas Productoras Col-45.	63
Tabla 19. Datos para graficar la IPR por método de Sukarno.	69
Tabla 20. Especificaciones de la tubería J-55.	74
Tabla 21. Optimización de la función f(n).	75
Tabla 22. Parámetros para el Plunger Lift asistido por gas Lift intermitente. 76	
Tabla 23. Tabla de datos para graficar la curvas de declinación.	77
Tabla 24. CAPEX y OPEX	78
Tabla 25. Tabla de Inversiones.	81
Tabla 26. Inversión del Sistema Plunger Lift asistido con Gas Lift.	82
Tabla 27. Costos Varios en la Industria.	82
Tabla 28. Análisis Financiero del Sistema de Levantamiento Plunger Lift Asistido Por Gas Lift Intermitente. (Primer Escenario).	83
Tabla 29. Costos Varios.	84
Tabla 30. Calculo del precio del crudo en CEC.	84
Tabla 31. Análisis Financiero del Sistema de Levantamiento Plunger Lift Asistido Por Gas Lift Intermitente. (Segundo Escenario).	85

RESUMEN

TITULO: EVALUACION TECNICA-FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT APLICADO A CAMPO ESCUELA COLORADO.*

AUTOR: ANA LUCIA PEREZ BELTRAN
EDNA FERNANDA BERRIO TORRES.**

PALABRAS CLAVES: Gas, plunger lift, gas lift, análisis nodal.

DESCRIPCIÓN

El propósito de esta investigación es realizar una selección de los pozos del Campo Escuela Colorado UIS, con el fin de elegir un pozo objetivo que cumpla con los parámetros óptimos para la implementación del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift Asistido por Gas Lift, para elaborar por medio del modelamiento matemático necesario el diseño del sistema de levantamiento para el pozo, y finalmente con una evaluación técnica y financiera para analizar el desempeño y la rentabilidad del sistema como método de levantamiento artificial para el pozo en dicho campo.

Con la información suministrada por parte del área de producción del Campo Escuela Colorado UIS de los 37 pozos que actualmente se encuentran inactivos, solo 14 de ellos resultaron ser candidatos para la selección por medio del método: matriz de selección, por motivos que algunos pozos no poseen datos suficientes, se encuentran parados o sin registros de producción, obteniéndose por medio de la matriz de selección un pozo objetivo con un 60,90% de aplicabilidad para el sistema de levantamiento Plunger Lift asistido por Gas Lift.

Procediendo con la investigación, se realizar el respectivo diseño y los análisis financiero, encontrando no viable la implementación del sistema en el pozo, porque se obtiene un Valor Presente Neto (VPN) negativo, indicando que no se logra cubrir la inversión inicial del sistema con la producción del pozo para este Campo.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete Gonzales.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION OF THE IMPLEMENTATION OF PLUNGER LIFT ASSISTED GAS LIFT SYSTEM IN COLORADO FIELD.*

AUTHOR: ANA LUCIA PEREZ BELTRAN
EDNA FERNANDA BERRIO TORRES.**

KEYWORDS: Gas, plunger lift, gas lift, nodal analysis.

DESCRIPTION

The purpose of this research is to perform a selection of Colorado field's wells, in order to choose a target well that meets the optimum parameters for the implementation of Plunger Lift assisted gas lift system, to develop of mathematical modeling system design needed lift to the well, and finally with a technical and financial evaluation to analyze the performance and profitability of the system as a method of artificial lift to the well in the field.

With the information provided by the production area of Colorado UIS field of the 37 wells that are currently inactive, only 14 of them they were found to be eligible for selection by the method: selection matrix, for reasons that some wells not possess sufficient data are not stationary or production records, obtained through an objective selection matrix well with a 60.90% of applicability for Plunger Lift assisted Gas Lift system.

Proceeding with the research, it makes the respective design and analysis financial, finding no feasible system implementation in the well, because a negative net present value (NPV) is obtained, indicating that it fails to cover the initial investment system with well production for this field.

* Project of grade

** Physicochemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete Gonzales.

INTRODUCCION

En la actualidad la industria petrolera ha tenido que acudir a implementar nuevas técnicas de producción en los campos maduros para aumentar la eficiencia de levantamiento de los líquidos acumulados en el fondo de pozo, una de estas nuevas técnicas es el Sistema de Levantamiento Artificial Plunger Lift Asistido por Gas Lift el cual es el resultado de la combinación entre un sistema convencional como el caso del Plunger Lift y uno no convencional como el Gas Lift ya que la unión de estas técnicas están ganando importancia en la industria, debido a que reducen el consumo de gas de inyección, minimizan la producción de parafinas que causan inconvenientes técnicos y económicos a la hora de extraer el crudo; además al ser un sistema de levantamiento cerrado no presenta amenazas al medio ambiente.

Uno de los problemas más destacados en el campo escuela Colorado, es la depositación de ceras parafínicas y a pesar de los esfuerzos para mitigarlas no se ha podido dar con una verdadera solución, por el contrario se han tenido que abandonar los pozos¹. El campo escuela ha tratado de disminuir la depositación de parafinas mediante: la circulación de aceite liviano caliente por la tubería, agregando productos químicos, entre otros; sin embargo el problema es tan frecuente que se hace necesario complementar este tipo de medidas con otras opciones, en búsqueda de generar un aumento en la producción, o en su defecto mantenerla constante.

En la presente investigación se pretende determinar mediante una revisión de los datos del yacimiento y la producción, el cumplimiento de los requisitos para la implementación del diseño del sistema de levantamiento Plunger Lift asistido por

¹Reportes Campo Escuela Colorado

Gas Lift; partiendo de este hecho es preciso realizar un estudio completo de viabilidad que permita determinar si existen las condiciones técnicas para implementar este sistema de levantamiento en el Campo Escuela Colorado, y dentro del mismo realizar un análisis financiero con el fin de determinar qué tan factible es el proyecto en términos económicos.

A través de este proyecto se obtendrá el diseño y la viabilidad técnico-financiera de la implementación del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift asistido con Gas Lift aplicado a Campo Escuela Colorado. Dentro de este, se hará una identificación de las ventajas y desventajas del uso de este sistema en dicho pozo; esperando contribuir a solucionar uno de los diversos problemas que se presenta en este campo a la hora de producir el fluido que se encuentra en él.

1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL²

Cuando un pozo de petróleo pierde energía de yacimiento, disminuye su tasa de flujo por debajo de la producción esperada; en estos casos es necesario utilizar un sistema de Levantamiento Artificial con el objeto de continuar la producción y mantener o incrementar la productividad del pozo.

Existen varias formas básicas de levantamiento artificial utilizadas comúnmente en la producción de petróleo.

1.1. BOMBEO MECANICO

Es el método más usado en el mundo, consiste una bomba de subsuelo de acción recíprocante, que es abastecida con energía producida a través de una sarta de cabillas. La energía es suministrada por un motor eléctrico o de combustión interna en superficie. Tiene su mayor aplicación mundial en la producción de crudos pesados y extra pesados, aunque también se utiliza en la producción de crudos medianos y livianos.

Figura 1. Sistema Bombeo Mecánico.



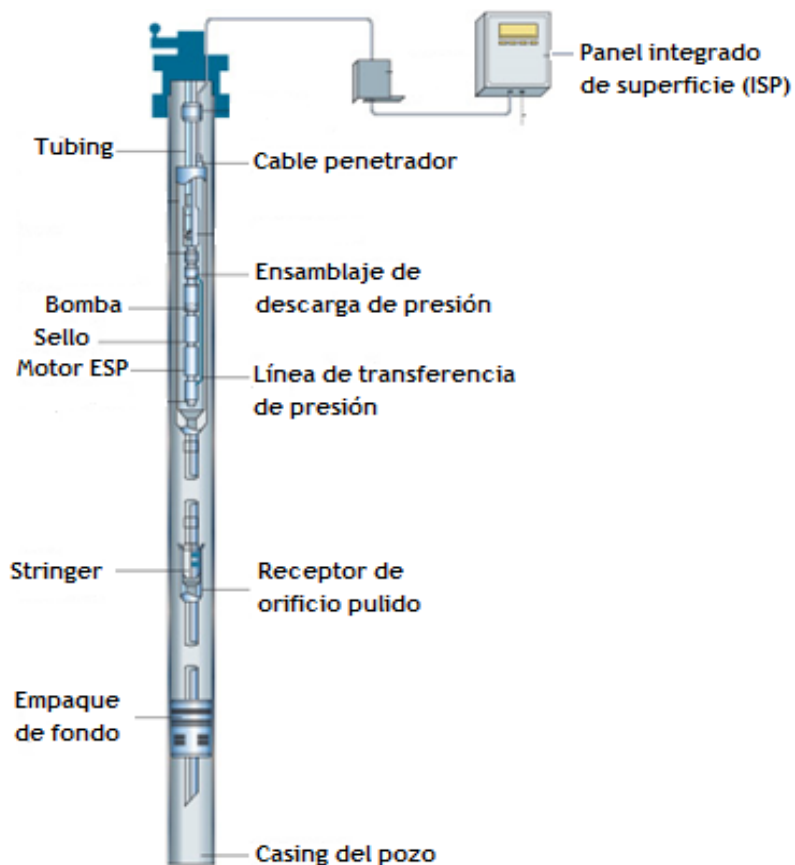
Fuente: Gómez R. Juan. Rangel. B. María. Levantamiento por bombeo mecánico.

² MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007.

1.2. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP)³

Este sistema ofrece un medio eficaz y económico de levantamiento de fluido en grandes volúmenes desde grandes profundidades bajo una variedad de condiciones del pozo. El sistema ESP se compone de un motor eléctrico, la sección sellante, separador de gas (intake), bomba centrífuga de etapas múltiples, cable de alimentación eléctrica, variador de frecuencia y transformadores. ESP es un método de levantamiento artificial muy versátil y se puede encontrar en ambientes operativos en todo el mundo. Pueden manejar una amplia gama de caudales desde 200 a 40.000 bpd. Los sistemas ESP están compuestos de bombas centrífugas de múltiples etapas.

Figura 2. Sistema de levantamiento Bombeo Electro sumergible.



Fuente: VARGAS, E. Cátedra Bombeo Electro sumergible, Universidad de Oriente, Venezuela. 2008.

³ VARGAS, E. Cátedra Bombeo Electro sumergible, Universidad de Oriente, Venezuela. 2008.

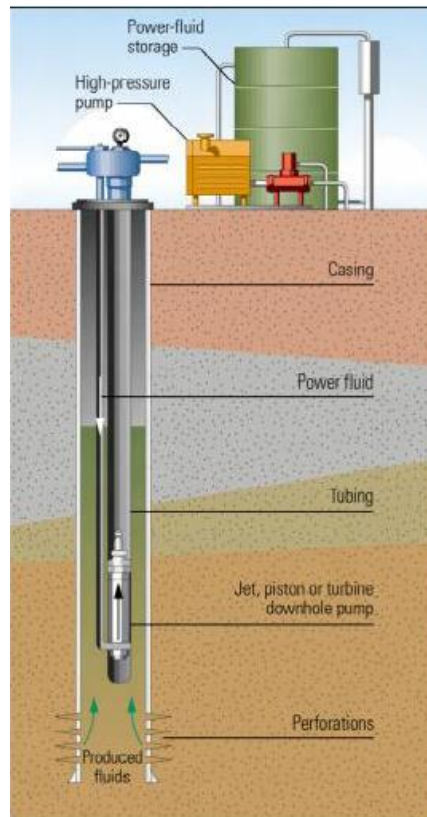
1.3. BOMBEO HIDRAULICO

Es una variante del bombeo mecánico, con la diferencia de que en él se utiliza un medio hidráulico como mecanismo de operación de la bomba de subsuelo.

En un sistema de levantamiento hidráulico, el fluido utilizado para la operación de la bomba es llamado fluido de potencia o fluido motriz, y generalmente es petróleo crudo o agua. Este fluido es entregado a alta presión a la bomba de superficie; puede entrar en contacto con el fluido producido si el sistema de circulación es abierto, o nunca tocarlo, si el sistema es cerrado.

La bomba hidráulica tipo pistón es un sistema reciprocante, es decir, succiona y expulsa fluido alternadamente, el cual es forzado a entrar y salir de un par de cilindros por la acción de cada uno de los pistones.

Figura 3. Bombeo Hidráulico.



Fuente: FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas en la producción de pozos petroleros. Trabajo de grado Ecuador 2010.

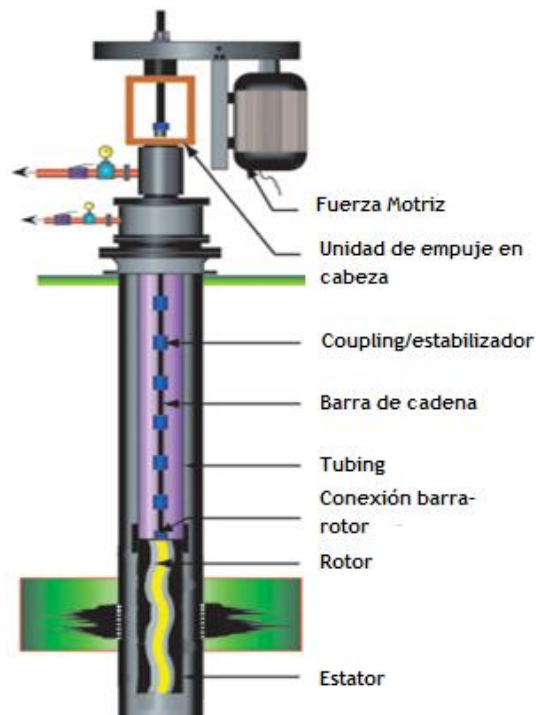
1.4. BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET

No tiene partes móviles, lo que lo hace resistente a los fluidos corrosivos y abrasivos. Se adapta a todos los ensamblajes de fondo del bombeo hidráulico tiene alta capacidad y puede manejar el gas libre del pozo, pero requiere mayores presiones a su entrada que las bombas convencionales, para evitar la cavitación. Su eficiencia es menor que la de los equipos de desplazamiento positivo, por lo cual necesita mayor potencia.

1.5. BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Consiste en una bomba de desplazamiento positivo engranada en forma espiral, cuyos componentes principales son un rotor metálico y un estator cuyo material es elastómero, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles. Transfiere energía mediante rotación del motor eléctrico que genera el movimiento mecánico rotacional de la bomba de desplazamiento positivo.

Figura 4. Bombeo por Cavidades Progresivas



Fuente: HIRSCHFELDT, M. Manual de bombeo Cavidades Progresivas, Pcpum.net, Oilproduction.net Versión-2008V. Junio 2008.

1.6. GAS LIFT

El sistema de levantamiento artificial por bombeo neumático (Gas Lift) está considerado uno de los sistemas más flexibles y de mayor capacidad extractiva en la industria de la explotación de hidrocarburos. Se utiliza gas de alta presión para llevar los líquidos producidos por el pozo hasta la superficie.

1.6.1. PRINCIPIO FISICO

Utilizando la información del pozo, las condiciones físicas de los líquidos y gases que se manejan, las presiones y caudales disponibles. Se orienta el cálculo a la posición de las válvulas para el arranque del pozo que es el punto crítico del sistema.

- Reducción de la densidad del fluido y del peso de la columna lo que aumenta el diferencial de presión aplicado al área de drenaje del yacimiento.
- Expansión del gas inyectado la cual empuja a la fase líquida.
- Desplazamiento de tapones de líquido por grandes burbujas de gas.

1.6.2. TIPOS DE GAS LIFT⁴

1.6.2.1. FLUJO CONTINUO

En este método un volumen continuo de gas a alta presión es inyectado dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener un diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo a un gasto deseado.

Es usado en pozos con un índice de productividad alto y con una presión de fondo alta. Se utiliza un pozo con producción de arena y relativamente profundos. Este

⁴ Brown Kermit E. "Gas Lift Theory and Practice", The Petroleum Publishing Co., Tulsa Oklahoma, 1973.

⁴Kirkpatrick, C.V. "ADVANCES IN GAS-LIFT TECHNOLOGY"

método de levantamiento artificial, es el que más se aproxima al comportamiento de un pozo en flujo natural, radicando la diferencia en que se puede controlar la relación gas-liquido de la columna de fluido.

El diseño de un sistema de extracción continua eficiente toma en cuenta la energía del yacimiento y usa sólo gas inyectado que sea necesario para restablecer y suplir el flujo natural.

Los factores que deben evaluarse antes de que se llegue a cualquier conclusión para determinar si el flujo continuo es aplicable a un pozo determinado:

- a) Volumen del fluido que se ha de producir.
- b) Elevación de la columna de fluido necesario para hacer producir este volumen.
- c) Presión del gas disponible para ejecutar el trabajo.
- d) Presión en la superficie contra la que el trabajo debe ejecutarse.
- e) Tamaño de la sarta de tubería a través de la cual el fluido debe producirse.
- f) Profundidad del pozo y cantidad de energía del yacimiento que puede utilizarse.

1.6.2.1. FLUJO INTERMITENTE

En este método consiste en inyectar un volumen de gas a alta presión por el espacio anular hacia la T.P⁵ en forma cíclica, es decir, periódicamente inyectar un determinado volumen de gas por medio de un regulador, un interruptor o ambos.

La extracción intermitente es un ciclo de producción por lotes, que requiere válvulas de resorte para la extracción por gas para su buen funcionamiento.

La extracción por lotes, requiere una fuente exterior de energía en forma de gas inyectado para elevar el fluido desde la profundidad de la operación. La energía de

⁵ Tubería de producción.

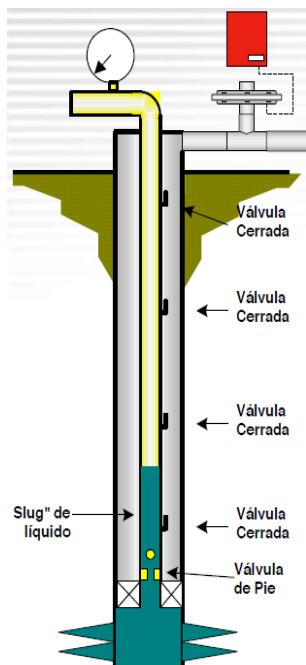
la formación es necesaria para elevar el fluido hasta cierta altura, después de lo cual, la energía inyectada ejecuta el resto del trabajo elevando el fluido hasta la superficie.

Es recomendable la inyección intermitente en el caso de los pozos de producción relativamente baja, y en los casos de bajo índice de producción, o de baja presión de formación.

Se pueden encontrar tres métodos de control de inyección de del gas:

- I. Funcionamiento controlado únicamente por la presión del revestimiento (válvula balanceada que funciona a presión)
- II. Funcionamiento controlado por una combinación de la presión del revestimiento y la presión de la tubería de producción (válvula standard del tipo intermitente)
- III. Funcionamiento controlado por el fluido de la formación elevado más arriba de la válvula (válvula balanceada que funciona por fluido)

Figura 5. Ciclo de Gas Lift Intermitente.

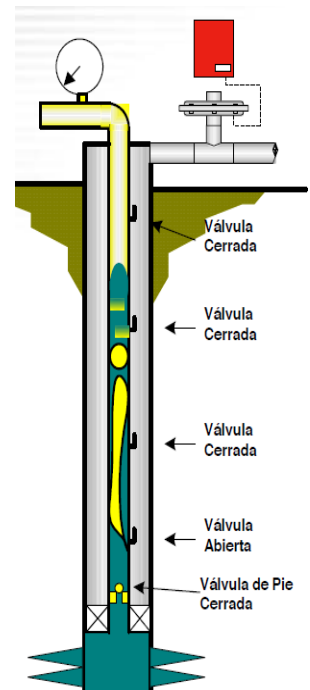


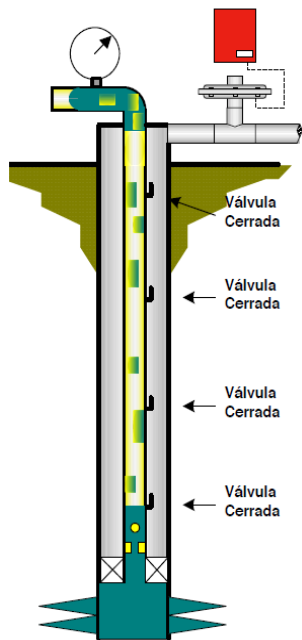
1. Inyección cerrada.

Líquido acumulado en fondo:
Aporte de formación + fallback.

2. Válvula operativa abierta,

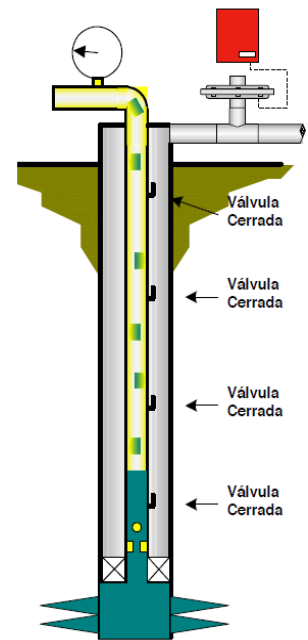
Inyectando Gas. El slug de líquido viaja empujado por el gas de inyección.





3. El slug llega a superficie, aumenta la presión en boca de pozo. Desciende la presión en fondo y cierra la válvula operativa.

4. El slug abandonó el tubing. En el fondo comienza a acumularse líquidos provenientes del built up y del fall back.



Fuente: *Plunger Lift Asistido En Instalaciones Convencionales De Gas Lift*. Pan American Energy. Pablo E. Bizzoto, Esteban E. Fellner.

1.7. PLUNGER LIFT⁶

El Plunger Lift (émbolo viajero) fue diseñado e implementado inicialmente en los Estados Unidos para la explotación de aproximadamente 120,000 pozos de gas condensado. Es por lo tanto, un sistema de levantamiento para pozos que producen líquidos a bajas tasas (menores a 250 BOPD) con relaciones gas líquido (GLR) elevadas. El sistema consiste de un muelle amortiguador en el fondo, un lubricador con conexión en T (Flow Tee), un muelle amortiguador y un receptor en superficie, un controlador para abrir y cerrar el pozo, y por supuesto, un plunger o pistón libre. También requiere de una superficie interna de tubing lisa y un diámetro uniforme.

La energía del gas es usada para empujar el pistón, transportando un pequeño bache de líquido hasta la superficie. Después de producir el gas de cola, el pozo se cierra y el pistón cae de nuevo al fondo. El aumento en la presión de gas se

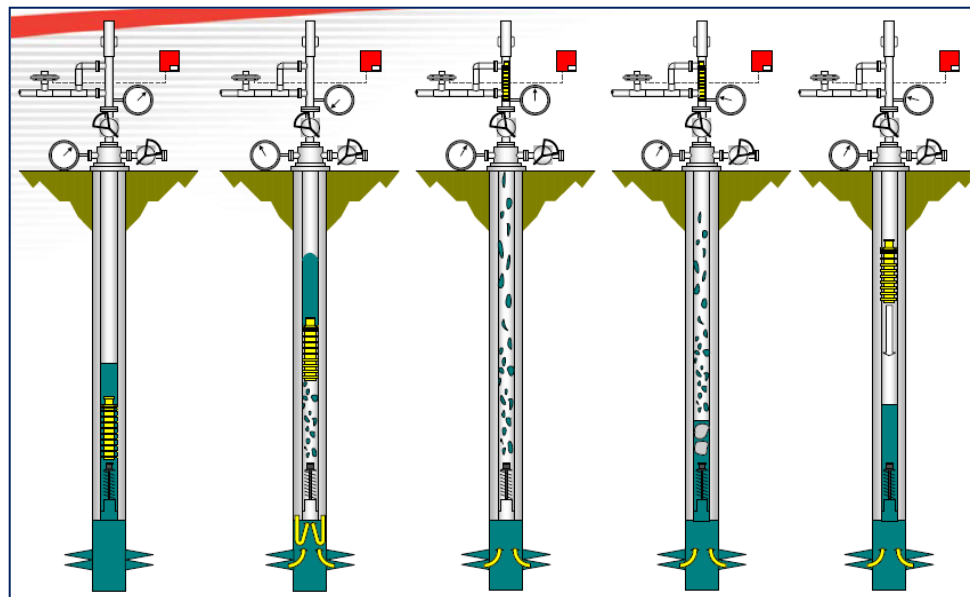
⁶ Introduction to Plunger Lift: Applications, Advantages and Limitations SPE-10882-MS

inicia de nuevo y el proceso se repite tan pronto como la energía del gas por debajo del pistón sea superior a la carga del fluido por encima de este, tras lo cual, se abre de nuevo el pozo y se repite el ciclo.

1.7.1. PRINCIPIO FISICO

- a) La válvula neumática está cerrada y la presión en el espacio anular hace el build up.
- b) La válvula abre y el gas del anular se expande levantando pistón y el slug líquido.
- c) El líquido y el pistón alcanzan la superficie, el pistón es mantenido en el lubricador por el flujo de gas. La velocidad del gas decrece y comienza a acumularse líquido en el fondo del pozo. Si se lo deja fluir más tiempo puede ahogarse.
- d) La válvula neumática cierra y el plunger cae, primero a través de gas y luego a través de líquido. Una vez que alcanza el fondo el ciclo se repite nuevamente.

Figura 6. Ciclo del Sistema De Levantamiento Plunger Lift.



Fuente: *Plunger Lift Asistido En Instalaciones Convencionales De Gas Lift*. Pan American Energy. Pablo E. Bizzoto, Esteban E. Fellner.

1.8. PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT⁷

El gas Lift puede ser usado para asistir al Plunger Lift en pozos con características específicas, siendo así, un sistema híbrido integrado que se ha vuelto muy común en la industria, tiene como función incrementar la eficiencia del levantamiento en pozos significativamente, debido a que el embolo se ubica de manera que forma una interfaz entre el gas que asciende y el bache de líquido, proporcionando un sello superior a medida que viaja a la superficie, aumentando la recuperación del fluido producido.

El Plunger Lift puede ser asistido por gas Lift continuo o intermitente, cual es la configuración adecuada del gas Lift, depende principalmente de la presión dinámica del fondo y la tasa de producción que presente el pozo seleccionado.

En un pozo con una presión de fondo fluyendo que está por debajo de lo que se requiere para ejecutar el bombeo mecánico, se puede instalar este sistema de levantamiento artificial combinado. Cuando Fall-back líquido es excesivo, el Plunger Lift podría recomendarse en combinación con una instalación de gas Lift intermitente; en esta aplicación, el Plunger minimiza la irrupción de gas de inyección, reduciendo la cantidad suministrada y consecuentemente los costos de compresores asociados al levantamiento de gas Lift; es particularmente aplicable cuando la presión del gas de inyección es baja y el punto de inyección de gas es profundo.

1.8.1. PRINCIPIO FISICO⁸

El principio del sistema Plunger Lift Asistido por Gas Lift se sustenta en utilizar básicamente un émbolo o pistón viajero que actúa como acoplamiento mecánico

⁷ White, G.W. 1982 Combine Gas Lift, Plungers to increase Production Rate. World Oil (November):69.

⁸ New Techniques for Plunger Lift in Conventional and Nonconventional Gas SPE-104556-MS

entre el gas de formación y los líquidos producidos, aumentando en gran manera la eficiencia del pozo.

La operación del sistema se inicia con un periodo de cierre, con el fin de permitir que el pozo restaure el nivel de fluido y acumule suficiente presión tanto en la tubería de producción como en el espacio anular, además de permitir que el Plunger, que está dentro del lubricador en la cabeza de pozo, mantenido por el flujo de producción, pueda descender hasta el fondo y ser amortiguado por el resorte (Bumper Spring), que está ubicado dentro de la tubería de producción, en el nivel de fluido acumulado durante el periodo de cierre.

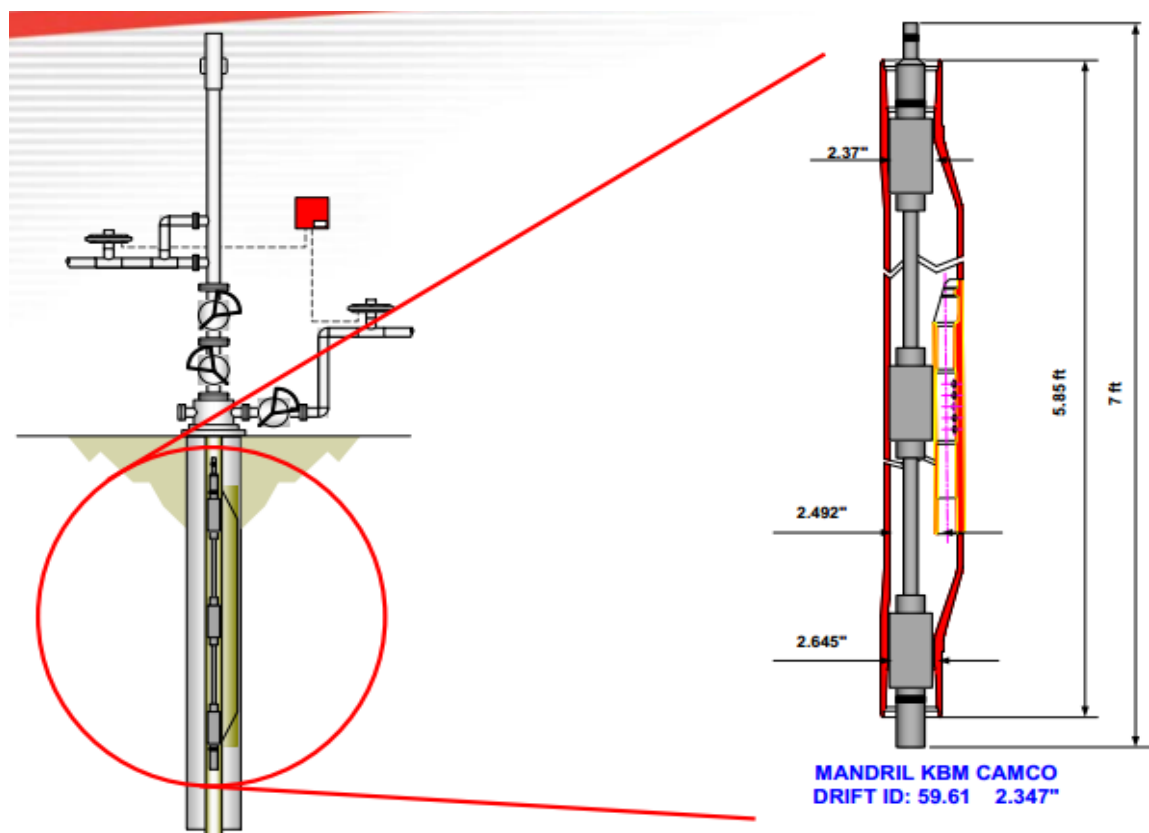
Cuando el controlador que maneja el funcionamiento del sistema, comanda la válvula de diafragma de la línea de flujo, para controlar el desplazamiento descendente del émbolo; simultáneamente inyectara gas a través del anular, el émbolo baja hasta el fondo de la tubería de producción a través de la columna de fluido (inmediatamente por encima del mandril que aloja a la válvula operativa), después el controlador cierra la válvula de inyección de gas manteniendo abierta la válvula de producción.

El espacio anular actúa principalmente como un depósito para el almacenamiento de este gas. Después de que la presión aumenta hasta cierto valor en la tubería de revestimiento, el controlador abre la válvula motora de línea de flujo, la rápida transferencia del gas de la tubería de revestimiento a la tubería de producción, además el gas de la tubería crea una velocidad instantánea alta causando una baja de presión a través del émbolo y el líquido; inmediatamente el pistón empieza su carrera de ascenso hasta la superficie con todos los líquidos en la tubería de producción en su parte superior, con mínimo resbalamiento de líquido (sin este acoplamiento mecánico, solo se podría recuperar una porción de los líquidos). En superficie el controlador detecta la llegada del émbolo, y le permite al pozo fluir un tiempo adicional, durante el cual la presión del tubing deberá ser igual o muy cercana a la presión de línea en reposo; después de este tiempo el controlador cierra la válvula motora y el émbolo vuelve a caer.

Posterior al cierre y una vez que se alcanza la presión requerida para que el Plunger eleve los líquidos acumulados y asegurando que el Plunger haya alcanzado la profundidad del Bumper Spring o resorte, se procede a la apertura de la válvula neumática o motorizada en superficie por medio del controlador. Esto genera un diferencial de presión instantáneo debido a la descompresión del gas atrapado en la tubería de producción producto del ciclo anterior. Este diferencial de presión causa la expansión del gas acumulado en el revestimiento, llevando el pistón hacia la superficie.

Este ciclo se repite automáticamente varias veces por día.

Figura 7. Plunger Lift Asistido por Gas Lift



Fuente: Pan American Energy

1.8.2. APLICACIONES COMUNES DEL PLUNGER LIFT ASISTIDO.

Entre las aplicaciones más comunes en la industria se pueden encontrar:

- ✓ **Pozos de gas.** En pozos de gas se presenta acumulación de pequeñas cantidades de líquido en el fondo del pozo, lo que puede llegar a reducir o suspender la producción de crudo, ventilando el pozo se puede remover solo una porción del líquido que se encuentra depositado en el fondo. Sin usar un plunger, un 50 por ciento del líquido queda en el pozo.
- ✓ **Pozos de petróleo.** Los pozos que producen gas en solución, pueden ser operados a bajas presiones, esto debido a que el fluido con el que se trabaja en el pozo puede acumularse en el fondo de la formación.
- ✓ **En pozos de petróleo con bajo volumen de producción.** catalogados como marginales a medida que envejecen se hace más difícil su producción por los elevados costos de mantenimiento anual requeridos para asegurar la misma, a esto es necesario agregarle el desgaste y el deterioro que se presenta en la maquinaria y equipos de trabajo, al disminuir el volumen de líquido y a aumentar el volumen de gas lo cual incrementa los costos de mantenimiento. En estos pozos, la instalación del Plunger Lift puede ser combinada con la producción por flujo natural ya que al aumentar el volumen de gas se presentan mejores condiciones para la implementación del sistema y así se logrará obtener mayor rentabilidad.
- ✓ **Escamas y parafinas.** Con el sistema Plunger Lift se logra mantener la tubería libre de escamas y parafinas, limpiándola antes que estas se adhieran a las paredes de la misma. Esto permite una mejora en la producción debido a la eliminación de posibles restricciones de flujo que se puedan encontrar en la tubería y posibles tiempos de inactividad del pozo debido a trabajo de mantenimiento del mismo como raspados de tubería mediante Wireline o tratamientos con aceite caliente.

- ✓ **Bombeo intermitente de gas.** El sistema Plunger Lift puede ser instalado en conjunto con el sistema de levantamiento por inyección intermitente de gas lo que reduce la presión y el volumen de inyección de gas, de esta manera se incrementa la eficiencia del sistema y se disminuyen costos de operación.

1.8.3. VENTAJAS DEL PLUNGER LIFT ASISTIDO CON GAS LIFT⁹

Tabla 1. Beneficios del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift Asistido con Gas Lift.

VENTAJAS Y BENEFICIOS	
Incrementa eficiencia, aumentando la recuperación de fluido.	Reduce el volumen del gas necesario para el levantamiento del hidrocarburo.
No hay impacto en las válvulas de gas Lift debido al poco tiempo de caída del embolo.	Incrementa la velocidad crítica alcanzada y disminuye el gas de inyección requerido.
Se conserva el pozo limpio de parafinas.	Mínima presión de fondo fluyendo alcanzada.
Maneja altos volúmenes de fluido.	Se puede aplicar en pozos desviados.
Mejora la interfaz entre el líquido y el gas.	La producción es incrementada o mantenida.
Mínimo tiempo de cierre proporciona un flujo constante de gas al compresor.	El embolo puede ser recuperado sin necesidad de intervención del pozo.
Bajos costos de operación debido a la menos inyección de gas.	Menos recompra de gas y/o menos compresión requerida.

⁹ Performance Evaluation of a Plunger Assisted Intermittent Gas Lift System. SPE-141251

1.8.4. PROBLEMAS OPERATIVOS.

Tabla 2. Problemas Operativos del Plunger Asistido Gas Lift.

Daño al Controlador.	Daño del Pistón.
Disminución de Diámetro del Tubing.	Rotura del Empaque Lubricador.
Taponamiento en línea de flujo.	Problemas de Hermeticidad en Instalaciones de Superficie.
Dependencia de la Unidad de SWAB para arrancar un pozo.	

1.8.5. CARACTERISTICAS PARA SU APLICACION

El Plunger Lift asistido con inyección de gas Lift intermitente, es muy común. La rentabilidad de este sistema permite que sea usado en pozos candidatos como:

- Pozos sin suficiente gas.
- Pozos con altos volúmenes de líquido.

El Plunger Lift asistido puede ser usado también para economizar el flujo continuo del sistema gas Lift, debido a:

- El flujo de inyección de gas continuo es mantenida.
- Incrementa el draw-down de la presión de cierre del reservorio, maximizando la rata de producción.

A continuación, algunas de las situaciones en las que se puede aplicar este sistema de levantamiento artificial hibrido son:

- Cuando se desean reducir los costos operativos
- Cuando el GLR está por debajo que es necesario operar el sistema Plunger de forma independiente.
- Cuando el pozo experimenta una producción inestable.
- Bajo requerimiento de gas de inyección, a menudo permite un compresor para inyectar en múltiples pozos.

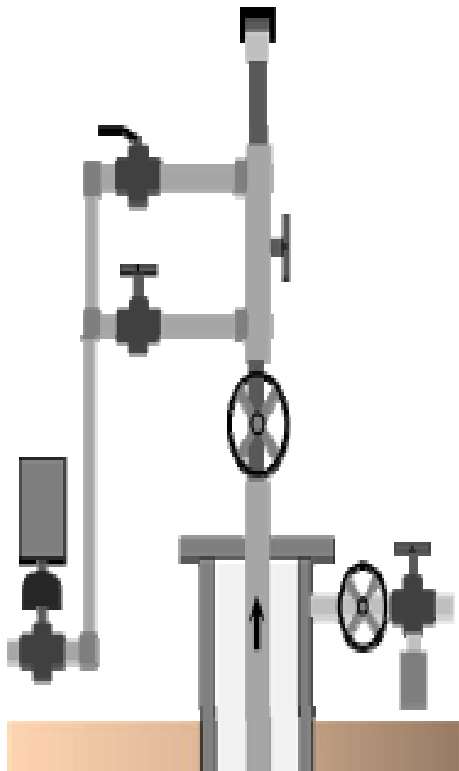
1.8.6. INSTALACION DE EQUIPOS DEL PLUNGER ASISTIDO CON GAS LIFT

1.8.6.1. EQUIPO SUPERFICIAL

A continuación se muestran las instalaciones de superficie que varían de acuerdo a las condiciones particulares del pozo.

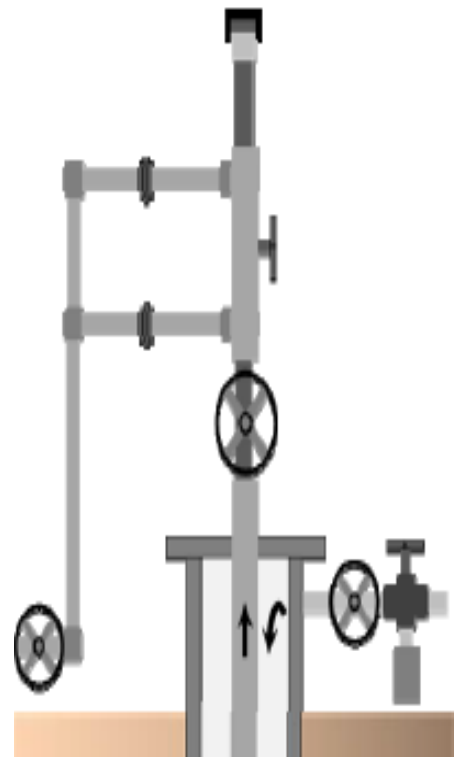
- 1) Instalación para cuando se tiene exceso de gas de formación, en este caso todo el flujo se da a través del tubing.
- 2) Instalación para pozos con insuficiente gas de formación;

Figura 8. Instalación de superficie de Plunger Lift para pozos con exceso de gas de formación.



el pozo comienza el levantamiento con gas sobre el empaque, todo el flujo a través del tubing.

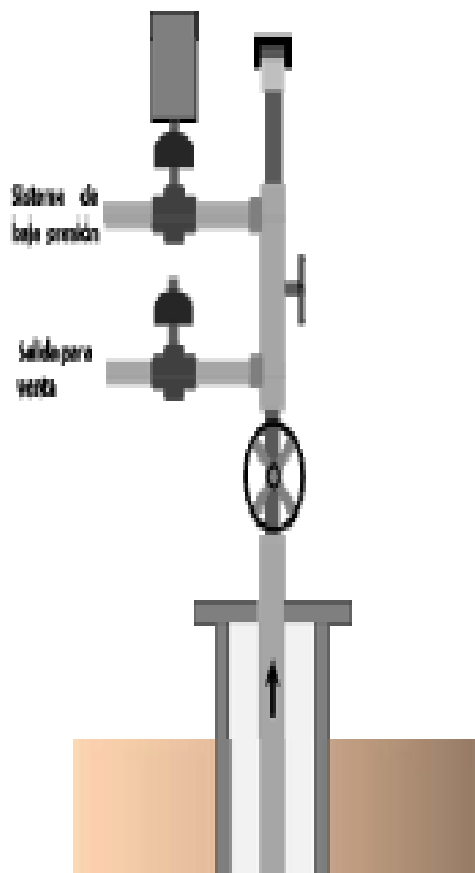
Figura 9. Instalación de superficie de Plunger Lift para pozos con insuficiente gas de formación.



Fuente: BROWN, kermit. The technology of artificial Lift methods. Volumen 2b. Modificada. 1994

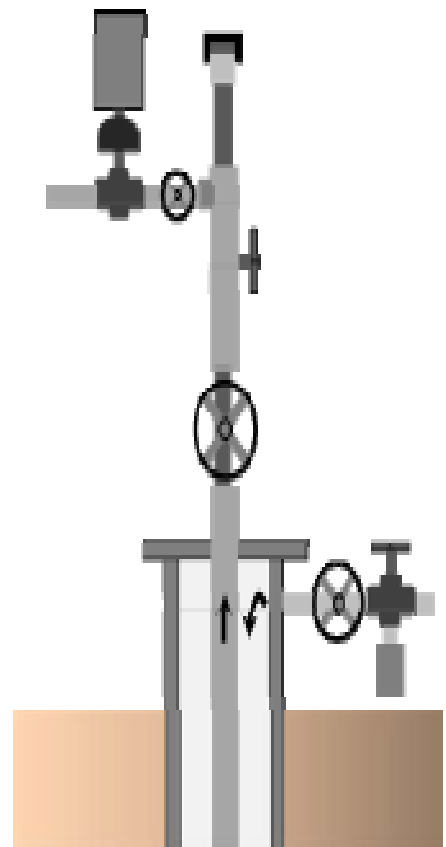
3) Instalación para cuando se tiene exceso de gas de formación y el líquido no puede ser levantado por la línea de venta. En este caso todo el flujo se da a través del tubing y el líquido sale por el sistema de baja presión.

Figura 10. Instalación de superficie de Plunger Lift para pozos con exceso de gas de formación y el líquido es producido por el sistema de baja presión.



4) Instalación para pozos que tienen el gas apropiado de formación o con adición de gas suplementaria a través de la válvula de control de volumen.

Figura 11. Instalación de superficie de Plunger Lift para pozos con adición de gas suplementario a través de válvula de control.



Fuente: BROWN, kermit. The technology of artificial Lift methods. Volumen 2b. Modificada. 1994.

- ✓ **Lubricador:** Es el elemento que amortigua la llegada del pistón a la superficie y que contiene el dispositivo de detección del mismo, permitiendo además atraparlo para inspección, cambio o por necesidad de operación. Existe una gran variedad y configuraciones distintas para adaptar los lubricadores a los distintos tipos de pozo y mejorar así su comportamiento.
 - Los lubricadores normales son aptos para trabajar hasta 2000 psi.
 - Los lubricadores XLS permiten trabajar con hasta 3500 psi.

Figura 12. Lubricadores.



Fuente: PLUNGER LIFT EQUIPMENT PRODUCTION DE PCSFERGUSON.

- ✓ **Válvulas Motoras:** Son válvulas de operación neumática que se utilizan para controlar la producción y en el caso de los pozos asistidos la inyección de gas desde la superficie.
 - Las válvulas MFC Z son aptas para trabajar hasta con 2000 psi.
 - Las válvulas MFC HP permiten trabajar hasta con 4000 psi.

Figura 13. Válvulas Motoras.



Fuente: PLUNGER LIFT EQUIPMENT PRODUCTION. DE PCSFERGUSON.

- ✓ **Panel solar:** Cada controlador trae una batería de 6volt. Este panel mantiene a la batería con la carga necesaria para el correcto funcionamiento del controlador.

Figura 14. Panel Solar.



Fuente: PLUNGER LIFT EQUIPMENT PRODUCTION. DE PCSFERGUSON.

- ✓ **Controlador:** Abre y cierra la válvula ya sea basándose en el tiempo, la presión o la tasa de flujo. Proporciona datos de presión en superficie de la tubería de producción, la tubería de revestimiento y la línea de flujo esto con el fin de optimizar la producción.

Figura 15. Controlador.

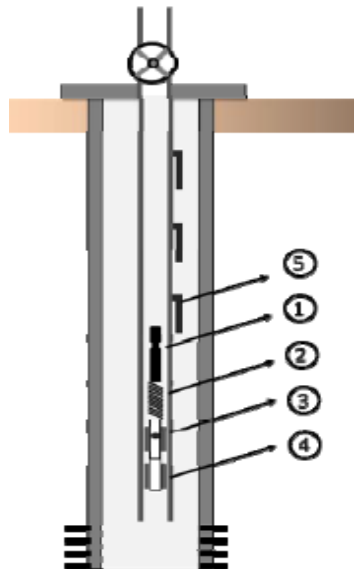


Fuente: PLUNGER LIFT EQUIPMENT PRODUCTION. DE PCSFERGUSON.

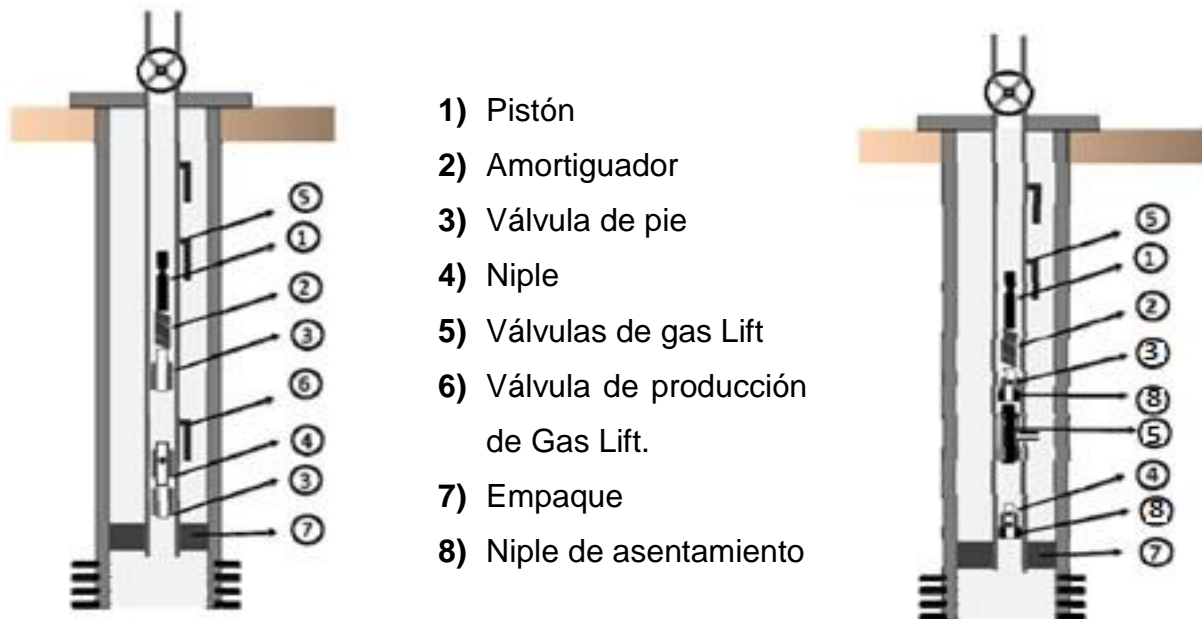
1.8.6.2. EQUIPO DE FONDO

A continuación se muestran los diferentes esquemas para las instalaciones de fondo de un sistema de Plunger Lift asistido. Estos esquemas serán de utilidad a la hora de determinar cuál será el más adecuado teniendo en cuenta las condiciones del pozo.

Figura 16. Instalaciones de fondo para un sistema asistido.



- 1) Pistón.
- 2) Amortiguador.
- 3) Válvula de pie.
- 4) Niple.
- 5) Válvulas de Gas Lift.



Fuente: BROWN, kermit. The technology of artificial Lift methods. Volumen 2b. Modificada. 1994

- **El pistón.** Es la herramienta que hace interface entre el bache de líquido y el gas de empuje, existes diferentes tipos de acuerdo a las necesidades.
- **El Bumper Spring.** Es una herramienta con un resorte que se fija en el fondo de la tubería en la seating nipple generalmente por wireline, tiene la finalidad de amortiguar la carrera descendente del plunger protegiendo así la tubería y el equipo de fondo. La Standing valve tiene la finalidad de no dejar perder el nivel de fluido de la tubería durante los periodos de cierre.

Características de algunos tipos de Pistones:

- **Pistones macizos.** Pistones macizos con sello turbulento, se utilizan en pozos cuya producción de líquido no supere los (63 bbl/día), siendo la viscosidad del mismo media a baja y la profundidad del pozo hasta 1500 m. Si la profundidad es mayor o la viscosidad alta, este valor de producción diaria disminuye. Son considerados los pistones universales.

- **Pistones con válvula.** 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, moverse mejor en líquidos de alta viscosidad, permitiendo un mayor número de viajes y mejorando por esto los parámetros operativos del pozo.
- **Pistones con almohadillas.** Especialmente indicados para pozos que producen sólidos (arena).
- **Pistones de sello positivo que pueden correr por casing.** Pueden correr por casing (4 1/2" y 5 1/2") o por tubing (2 7/8" o 3 1/2"). Son pistones rápidos con válvula que tienen copas para crear un sello positivo. Dichas copas soportan presión, temperatura y la agresión de los líquidos del pozo.
- **Plunger largo triple cuerpo de cepillo (8ft).** Su configuración es solo cuando no se quiere cambiar sacar mandriles. El sistema puede operarse con la última válvula y un solo mandril, por lo que se puede utilizar un Plunger mucho más corto siempre y cuando el diámetro y sus características se acoplen a la necesidad del diseño.

Figura 17. Tipos de Plungers.



Fuente: PLUNGER LIFT EQUIPMENT PRODUCTION. DE PCSFERGUSON.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO¹⁰

Es un campo maduro que forma parte del convenio inter-administrativo de cooperación empresarial firmado el 25 de Enero de 2006 con fines científicos y tecnológicos entre la Universidad Industrial de Santander (UIS) y ECOPETROL S.A, donde esta última hace entrega formal del Campo Colorado el 1 de Junio del mismo año a la universidad.

2.1. RESEÑA HISTORICA

Entre los años 1923 y 1932 fue el periodo de exploración del campo cuando se perforaron 7 pozos por la TROCO¹¹, con resultados poco satisfactorios.

ECOPETROL inicio la producción en el año de 1945 con una tasa aproximada de 300 BOPD, en un año mostró un desarrollo importante en el campo brindando resultados satisfactorios de pruebas de laboratorio efectuadas a 8 pozos nuevos; durante los años 1953 y 1964 toma el mando operativo y de desarrollo del campo mediante la perforación de 60 pozos más.

En 1961 con un caudal de 1771 BOPD alcanzó su máxima producción, a partir de ahí mantuvo una producción promedio de 670 BOPD hasta el año 1976, donde empezó a declinar rápidamente hasta llegar a 470 BOPD, debido a que se cerraron varios pozos debido a problemas mecánicos, frente a esta problemática se plantearon campañas de workover recuperando la producción, pero la declinación continuo aumentando.

2.2. UBICACIÓN GEOGRAFICA

Localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena en la provincia estructural del piedemonte occidental de la Cordillera Oriental, a los alrededores del

¹⁰ Base de datos de Campo Escuela Colorado.

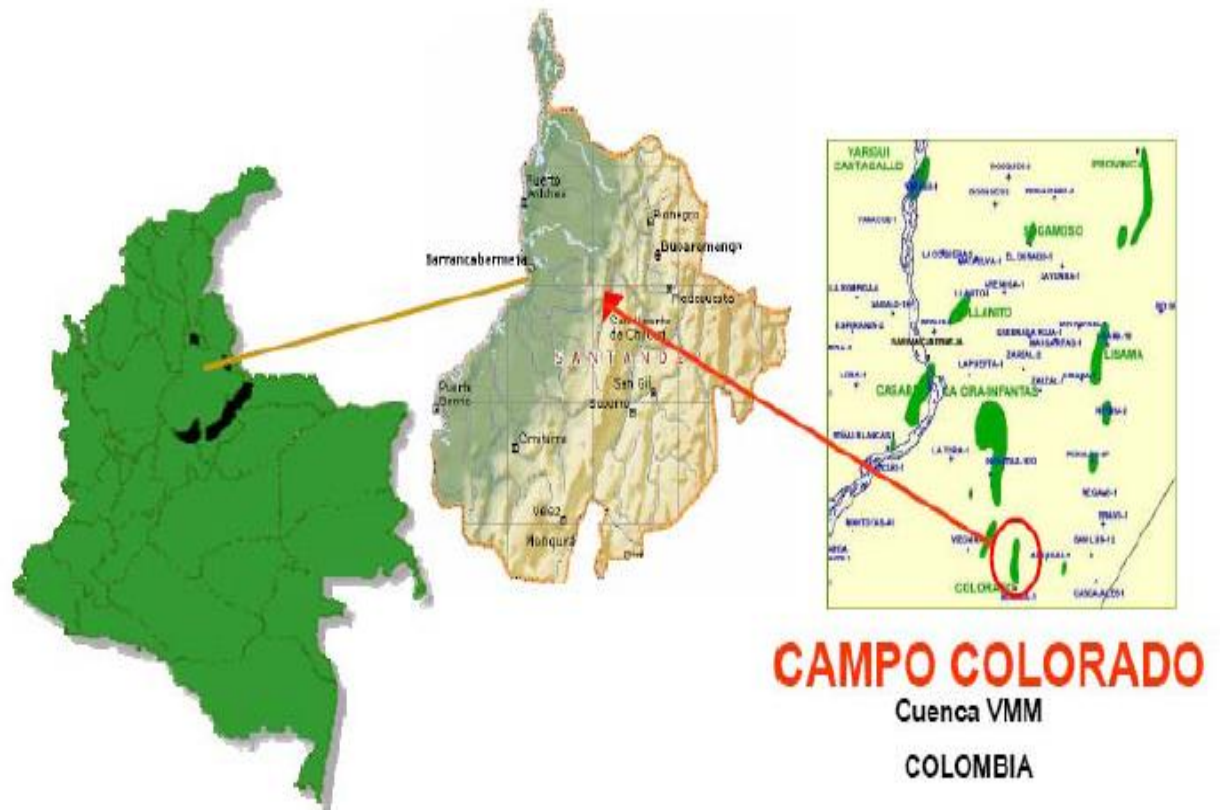
¹¹ TROCO: Tropical Oil Company, pionera de la historia de la explotación petrolera en Colombia, al hacerse cargo de la concesión de mares en 1917.

municipio de San Vicente de Chucuri, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira – Infantas; entre coordenadas:

$X=1'036.000 - 1'040.500$ Este.

$Y= 1'238.000 - 1'.247.500$ Norte con origen en Bogotá.

Figura 18. Ubicación Geográfica Del Campo Colorado.



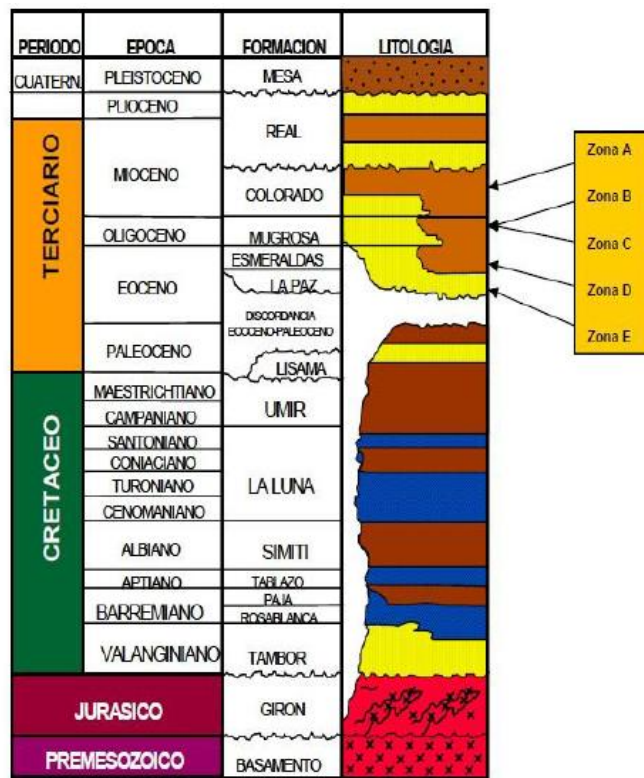
Fuente: Proyecto Campo Escuela (Convenio UIS-ECOPETROL S.A)

2.3. ESTRUCTURA GEOLOGICA

Está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto al occidente con inclinaciones entre 25° a 45° N-S, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al este, denominada como “falla de Colorado”, que comprende 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominante, hacia el norte de la estructura.

Los pozos perforados atraviesan unidades de interés económico pertenecientes a la secuencia terciaria del VMM¹², que descansa sobre la discordancia del eoceno medio. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburo en la cuenca, como se observa a continuación.

Figura 19. Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Base de Datos Campo Escuela Colorado.

2.4. YACIMIENTO

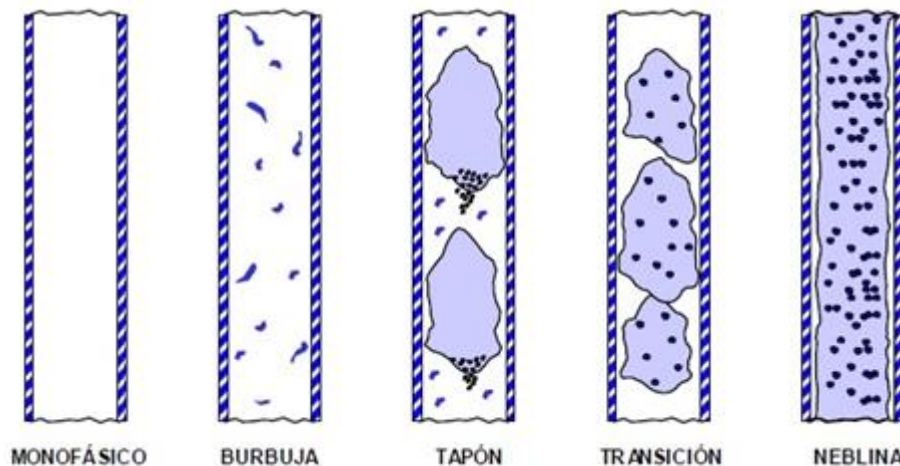
El Campo Escuela Colorado está clasificado como un campo maduro, debido a que la energía del yacimiento es baja, su producción se encuentra en una etapa estable de su curva de declinación y el índice de productividad es bajo en todos sus pozos.

¹²VMM: Cuenca del Valle de Medio del Magdalena.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, baja energía debido al poco aporte del mecanismo de empuje predominante que es gas en solución, la información conocida de presiones es demasiado pobre aunque se tiene reportada una presión inicial de 506 psi en la Zona B y 2208 psi en la Zona C.

➤ **PATRONES DE FLUJO**

Figura 20. Tipos de patrones de flujo.



Fuente: <http://www.pmecca.com/>

Campo escuela presenta un fluido en el cual la fase continua es el líquido y el gas se encuentra en forma de burbujas es decir un patrón de flujo tipo burbuja.

2.5.DATOS ACTUALIZADOS

El campo Colorado es operado por la compañía WEI¹³ y la Universidad Industrial de Santander. Hasta la fecha se han intervenido un gran número de pozos por medio de campañas de reacondicionamiento aumentando la producción del campo significativamente.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, baja energía debido al poco aporte del mecanismo de empuje predominante que es gas en solución, las zonas de gas libre en el campo se encuentran aisladas, su

¹³ WEI Limited: Worldwide Energy Investment

producción se encuentra en la etapa estabilizada de su curva de declinación y el índice de productividad es bajo en todos sus pozos.

El campo se encuentra inactivo desde el 10 de Marzo de 2013, en ese momento, el campo contaba con 33 pozos activos produciendo, 26 pozos inactivos, 17 abandonados.

Tabla 3. Propiedades del Yacimiento y del Fluido de Campo Colorado.

PROPIEDADES PETROFISICAS Y DEL FLUIDO	ZONA B	ZONA C
°API	≈ 40 °API	
Espesor Neto	22,5 Pies	33,6 Pies
Reservas Primarias (2010)	8,62 MMBIs	
MD*	1700 Pies	3500 Pies
OOIP	121 MMBIs	
Saturación De Agua	0,31	0,3
Saturación De Agua Inicial	0,4	
R _{SB} (PC/Bbl)	140	648
FR @ 2010	7,12%	
Porosidad	0,135	0,18
Producción De Gas	363,7 KPCD	
Presión Inicial	506 Psi	2208 Psi
Producción De Aceite	514 BOPD	
Presión De Burbuja*	550 Psi	1750 Psi
B _O @ P _B	1.091	1.401
Viscosidad @P _B	1,64 Cp	0.462 Cp
Sg Gas en Separador	0.958	0.937
Área (Acres)	634	1083

*Determinación del umbral de cristalización en las parafinas en el crudo del Campo Colorado.
Tesis de Maestría. Año 2008.

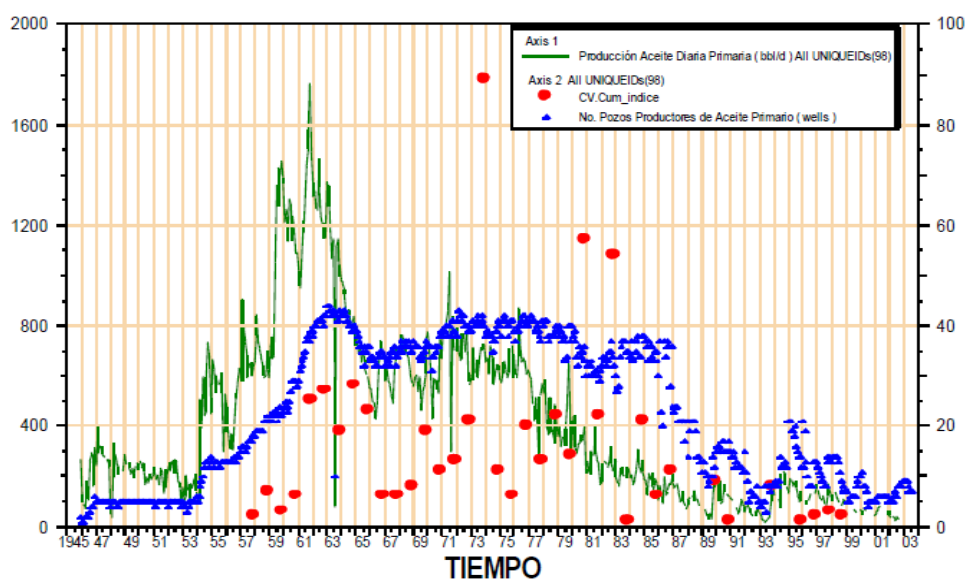
Fuente: Ecopetrol S.A Informe Campo Colorado. Calculo de Reservas. Ing. Jorge Camacho, Junio de 1978 actualizada y modificada por Autoras

2.6.PROBLEMAS OPERACIONALES¹⁴

La producción del crudo en el campo Colorado se ha visto afectada históricamente por problemas de parafinas, generando taponamiento en los pozos y en líneas de flujo a lo largo de su desarrollo, y malas propiedades petrofísicas del yacimientos como con la continuidad lateral en los cuerpo arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies) hacen que la producción acumulada de los pozos sea baja.

A continuación, se observa la producción del campo Colorado contra el número de trabajos realizado a los pozos anualmente debido al contenido de parafinas y el número de pozos respectivamente. En esta grafica se evidencia la influencia que tienen las parafinas en la producción del campo. En la gráfica se encuentra que el número de pozos activos ha disminuido notablemente desde el año 1987, los trabajos de control de parafina se han llevado al mínimo, con las consecuentes pérdidas de producción en el campo.

Figura 21. Trabajos de remoción de parafinas en el Campo Colorado.



Fuente: Estudio ECOPETROL S.A. 'Diagnóstico y estrategias de recobro para 8 áreas de la gerencia centro oriente'. 2003.

¹⁴ ECOPETROL S.A, Informe Colorado 2003, Op. Cit., páginas: 101-104.

3. SELECCIÓN DE POZOS PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT

3.1. FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE POZOS

En Campo Colorado hay 37 pozos¹⁵, de los cuales se debe escoger el más apto para la aplicación del diseño del Plunger Lift Asistido. Para ello es indispensable tener en cuenta cada uno de los parámetros operacionales, tales como las características del yacimiento, propiedades de los fluidos, entre otras. Los parámetros más importantes son presentados a continuación:

Tabla 4. Parámetros Selección del Pozo.

Parámetro	Símbolo
Tasa de Producción	Q
Profundidad	Depth
Tamaño del Casing (ID)	Csg
Grado de Inclinación del Pozo (con respecto a la vertical)	Inc
Severidad del Dogleg	Dog
Presión de Fondo Fluyendo	Pwf
Temperatura	T
Tipo de Completamiento	Comp
Tipo de Recobro	Recov
Contenido de Agua y Sedimentos	BSW
Viscosidad del Fluido Producido	Visc
Presencia de Fluidos Corrosivos	Fcor
Contenido de Arena Abrasiva	Sand
Relación Gas-Aceite	GOR
Presencia de Contaminantes	Cont
Tratamientos Aplicados	Treat
Tipo de Locación	Loc
Energía Eléctrica	Energy
Espacio	Space

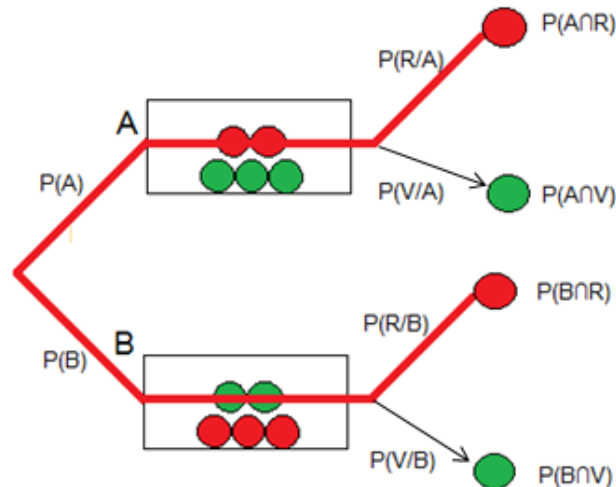
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007.

¹⁵ Archivos de Campo Escuela Colorado

Teniendo en cuenta cada uno de estos parámetros, y después de realizar la recolección de datos de cada uno de los pozos del Campo Colorado, procedemos a elegir uno de ellos para realizar el respectivo diseño de dicho sistema de levantamiento artificial, evaluando inicialmente cuales de estos pozos van a ser tenidos en cuenta para el proceso de selección por medio de la matriz; se pueden descartar los pozos por las siguientes razones, que en la actualidad se encuentran parados, abandonados, no cuentan con datos suficientes para ser evaluados o que sus características mecánicas no se encuentran dentro de los rangos operacionales, (**Anexo 1**), para realizar dicha evaluación.

Con el fin de realizar una excelente selección, se acude al “*Teorema de Bayes*”, Dicha regla, afirma que dentro de un panorama de decisión con estados múltiples de la naturaleza cuyos valores de probabilidad son diferentes y ante la ausencia de datos que representen uno o varios de estos estados, se deben tomar los estados disponibles como la totalidad de la información a utilizar para la toma de decisiones y distribuir el valor de la probabilidad de ocurrencia de los estados faltantes entre los estados conocidos.

Figura 22. Representación del Teorema de Bayes.

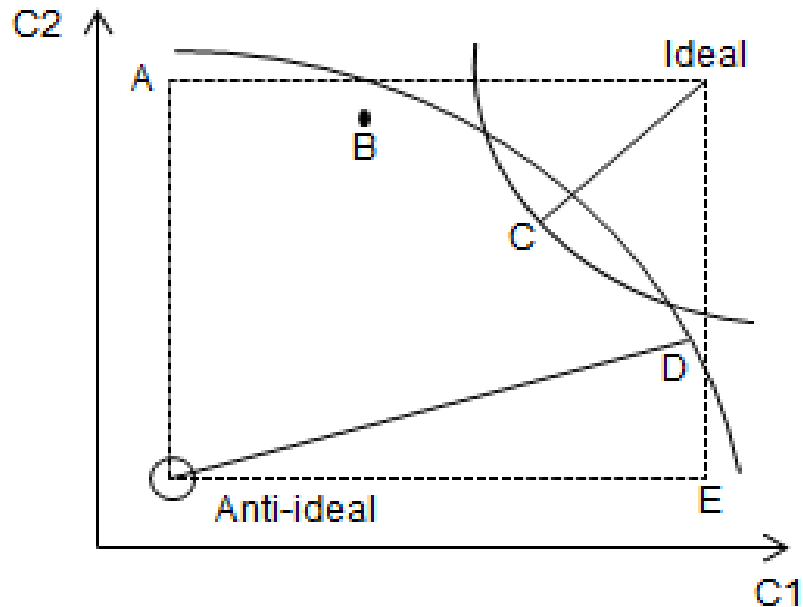


Fuente: EDWIN, Estadística. Ver online < <http://edestadistica.blogspot.com/>>

Teniendo en cuenta lo anterior, se decide emplear el método TOPSIS o técnica de ordenación de preferencias por similitud a la situación ideal, el cual fue

desarrollado por Hwang y Yoo en el año de 1981. y como su nombre lo indica, afronta el dilema de trabajar con algo ideal¹⁶ o con lo anti-ideal.

Figura 23. Solución Método TOPSIS.



Fuente: GACHE, Iván. "La huella ecológica: teoría, método y aplicaciones al análisis económico", Editorial Abya, 2002.

Este dilema se puede observar claramente en el anterior gráfico, donde se representan cinco alternativas (A, B, C, D, E) de un problema con dos criterios, en el cual también se pueden observar los puntos ideal y anti-ideal, respecto a los que se puede concluir que C es la alternativa más próxima a lo ideal, mientras que D es la más lejana del anti-ideal.

De lo anterior se concluye que la elección alternativa debe ser la distancia más corta de la solución ideal y la más alejada de la solución anti-ideal o negativa, donde se encontraran „m“ alternativas y „n“ atributos o criterio, dando como resultado una matriz de la siguiente forma.

¹⁶ GACHE, Iván. "La huella ecológica: teoría, método y aplicaciones al análisis económico", Editorial Abya, 2002.

$$\begin{matrix}
 & X_1 & X_2 & X_3 & \dots & X_n \\
 A_1 & X_{11} & X_{12} & X_{13} & & X_{1n} \\
 A_2 & X_{21} & X_{22} & X_{23} & & X_{2n} \\
 A_3 & X_{31} & X_{32} & X_{33} & & X_{3n} \\
 \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & & \cdot \\
 \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & & \cdot \\
 \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & & \cdot \\
 \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & & \cdot \\
 A_m & X_{m1} & X_{m2} & X_{m3} & & X_{mn}
 \end{matrix}$$

Para realizar la asignación cualitativa del rango de aplicación, se deben ubicar los métodos de Sistema de Levantamiento Artificial de acuerdo a los rangos en que mejor se desempeñen, es decir de la siguiente forma:

Tabla 5. Rangos de Aplicación.

No Aplicable	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo ninguna circunstancia se debe utilizar este método de levantamiento dentro de este rango, toma el valor de cero.
Limitado	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo este rango el sistema puede operar, pero presentaría una serie de restricciones, toma el valor de uno.
Aceptable	<ul style="list-style-type: none"> • El sistema funciona dentro de este rango sin mayores modificaciones de diseño, toma el valor de dos.
Bueno	<ul style="list-style-type: none"> • El sistema de altamente aplicable dentro de este rango y presenta mayor eficiencia de operación, toma el valor de tres.
Excelente	<ul style="list-style-type: none"> • Alto grado de aplicabilidad del sistema, periodo prolongado de vida útil y alta eficiencia, toma el valor de cuatro.
Óptimo	<ul style="list-style-type: none"> • Rango en el cual el sistema de levantamiento presenta su mayor funcionamiento, toma el valor de cinco.

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

Se debe realizar la asignación de los porcentajes de influencia de las variables de evaluación, las cuales se clasifican en tres clases:

- **Clase 1 (Variables Determinantes):** 10,5 %
- **Clase 2 (Variables Limitantes):** 4,5 %
- **Clase 3 (Variables Complementarias):** 2,5 %

Tabla 6. Clases de Variables.

VARIABLE	CLASE
Q	1
Nw	2
Depth	1
Csg	2
Inc	3
Dog	3
Pwf	2
T	2
Comp	3
Recov	2

VARIABLE	CLASE
Bsw	1
Visc	2
Fcor	3
Sand	2
GOR	1
Cont	2
Treat	3
Loc	2
Energy	3
Space	3

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

Estos porcentajes obtenidos provienen de un método de prueba y error en el cual se seleccionaban y se introducían una serie de datos de estudio de un campo, de la cual se obtenían determinados resultados los cuales eran comparados con el campo, luego de ello se modificaba la asignación del valor dado a una o más variables y se analizaba como se veía afectada la selección. Esto fue realizado en

varios casos lo cual permitió cuantificar la importancia que tiene cada variable respecto a las otras¹⁷.

Se creara una Matriz de Evaluación, una Matriz Puntaje. En la primera se realizara el ingreso de los datos correspondientes a cada uno de los parámetros que van a ser tenidos en cuenta para la selección del Sistema de Levantamiento, y en la segunda se realiza la asignación del puntaje respectivo para los datos ingresados en cada uno de los parámetros; allí se encuentran implícitos los rangos correspondientes a las características operacionales para cada variable para los tipos de Sistemas de Levantamiento mencionados con anterioridad donde dicho puntaje se da de la siguiente manera:

Tabla 7. Puntaje Asignado Según Rango de Aplicación.

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

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

Para realizar esta redistribución de porcentajes se debe realizar lo siguiente:

- 1) Verificar la existencia u omisión de las variables objetivo para la selección.
- 2) Calcular el porcentaje de trabajo correspondiente a las variables que se tienen.

$$\%Trabajo = \sum_0^{19} \% [i, j]$$

Ecuación 1

¹⁷ MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007.

- 3) Determinar la incertidumbre o porcentaje perdido, que hace referencia al porcentaje de las variables omitidas.

$$\text{Incertidumbre} = 100 - \% \text{Trabajo} \quad \text{Ecuación 2}$$

- 4) Hallar el factor de consumo.

$$\text{Factor de consumo} = \frac{\% [i, j]}{\% \text{Trabajo}} \quad \text{Ecuación 3}$$

- 5) Se calcula el valor neto del incremento de porcentaje que debe recibir cada variable, multiplicando el factor de consumo por el porcentaje perdido.

$$\text{Incremento} = \text{Factor de consumo} * \text{Incertidumbre} \quad \text{Ecuación 4}$$

- 6) Se calcula el nuevo porcentaje de influencia que tendrá cada variable.

$$\%[i, j]_{\text{nuevo}} = \% [i, j] + \text{incertidumbre} \quad \text{Ecuación 5}$$

Para realizar la aplicación del método TOPSIS se realiza la construcción de la matriz decisión, para lo cual se debe transformar cada uno de los atributos 100 dimensionales incluyendo los no dimensionales para poder realizar la comparación de estos de la siguiente manera.

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x_{ij}^2}} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde finalmente se debe realizar la determinación de la solución ideal y de la negativa para así mismo determinar el porcentaje de aplicación de cada uno de los Sistemas de Levantamiento, realizando a su vez, una evaluación sobre la posible

implementación de cada uno de los Sistemas de Levantamiento en todos los pozos del Campo Colorado.

Tabla 8. Datos De Entrada a la Matriz

DATOS DE ENTRADA S.S.L.A			
Parámetro		Unidad	Valor
Tasa de Producción	Q	BPD	7
Número de Pozos	Nw	-	1
Profundidad	Depth	ft	6368
Tamaño del Casing (ID)	Csg	in	5.5
Grado de Inclinación del Pozo (con respecto a la vertical)	Inc	°(grados)	0
Severidad del Dogleg	Dog	ft / 100ft	X
Presión de Fondo Fluyendo	Pwf	psia	80
Temperatura	T	° F	150
Tipo de Completamiento	Comp	-	S
Tipo de Recobro	Recov	-	1
Contenido de Agua y Sedimentos	BSW	%	0.6
Viscosidad del Fluido Producido	Visc	cp	1.269
Presencia de Fluidos Corrosivos	Fcor	-	N
Contenido de Arena Abrasiva	Sand	ppm	0
Relación Gas-Aceite	GOR	SCF / STB	885
Presencia de Contaminantes	Cont	-	N
Tratamientos Aplicados	Treat	-	N
Tipo de Locación	Loc	-	ON
Energía Eléctrica	Energy	-	C
Espacio	Space	-	A

3.2. SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO

De los 37 pozos con los cuales cuenta Campo Colorado, se realizó el análisis de selección a sólo 14 de ellos, pues algunos se encuentran parados y otros poseen parámetros que no se encuentran dentro de los rangos planteados en el screening de los Sistemas de Levantamiento Artificial (Anexo 1) para poder realizar su respectivo análisis ante la implementación de un nuevo sistema a través de la matriz planteada.

Tabla 9. Pozos del Campo Colorado año 2013.

PARAMETROS	POZOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO																	
	C-03	C-11	C-12	C-16	C-19	C-21	C-23	C-24	C-25	C-27	C-31	C-33	C-34	C-35	C-36	C-37	C-38	C-39
Tasa de Producción	50	20	X	X	X	70	X	30	30	20	20	30	2	X	18	6	14	X
Profundidad	6152	4700	6070	4252	4130	4303	4544	4161	2520	4630	5805	5650	6767	5700	6048	7069	4220	7972
Tamaño del Casing (ID)	6,625	6625	6,5	X	6,5	6625	6,5	6,5	6,5	6,5	5,5	5,5	6,5	6,5	6,5	5,5	5,5	6,5
Grado de Inclinación del Pozo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Severidad del Dogleg	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Pwf	376	270,3	1641	X	662	908	259,6	943,1	102,3	166,7	177,1	512	1275	200,8	177,4	715,1	642,8	823,9
Temperatura	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Tipo de Completamiento	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S
Tipo de Recobro	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
BSW	0,6	X	X	X	X	X	X	0,4	0,6	0,4	X	0,4	X	X	X	2,4	1,8	X
Viscosidad del Fluido	1,6	X	X	X	X	X	X	2015	1683	1683	X	2,02	X	X	X	1924	1683	X
Presencia de Fluidos Corrosivos	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Contenido de Arena	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GOR	650	X	X	X	370	X	X	X	240	X	X	X	X	510	X	X	X	X
Presencia de Contaminantes	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Tratamientos Aplicados	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Tipo de Locación	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON
Energía Eléctrica	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
Espacio	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A

Fuente: Archivos Campo Escuela Colorado UIS

Tabla 10. Pozos del Campo Colorado año 2013.

PARAMETROS	POZOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO																	
	C-40	C-42	C-44	C-45	C-49	C-51	C-52	C-55	C-56	C-58	C-59	C-64	C-67	C-69	C-70	C-74	C-75	C-76
Tasa de Producción	30	X	31	16	X	30	X	15	23	40	25	X	20	2	20	23	20	20
Profundidad	6223	5238	5980	6368	6767	6065	5999	5789	5761	5903	6325	3688	5300	6383	3811	5500	5656	6192
Tamaño del Casing (ID)	5,5	6,5	5,5	5,5	6,5	6,5	6,5	5,5	5,5	5,5	5,5	X	5,5	5,5	6,5	5,5	5,5	7
Grado de Inclinación del Pozo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Severidad del Dogleg	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Pwf	40,7	783	515,1	80	23,8	1930	552,8	978	286,2	193,8	352	X	455,3	2165	1204	70,2	190,6	1759
Temperatura	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Tipo de Completamiento	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S
Tipo de Recobro	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
BSW	0,3	X	1	0,6	X	X	X	X	0,4	0,6	X	X	0,38	X	X	0,6	X	X
Viscosidad del Fluido	1,84	X	2239	1269	X	X	X	X	1,6	1684	X	X	2,1	X	X	1684	X	X
Presencia de Fluidos Corrosivos	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Contenido de Arena	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GOR	X	X	X	885	X	X	301	X	X	428	X	X	X	X	X	X	X	X
Presencia de Contaminantes	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Tratamientos Aplicados	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Tipo de Locación	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON
Energía Eléctrica	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
Espacio	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A

Fuente: Archivos Campo Escuela Colorado UIS

Tabla 11. Pozos candidatos y descartados para la selección del pozo objetivo.

POZO	RESULTADO	RAZON
C-03	CANDIDATO	
C-12	DESCARTADO	ABANDONADO
C-16	DESCARTADO	PARADO
C-19	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-21	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-23	DESCARTADO	No registra caudal de aceite
C-24	CANDIDATO	
C-25	CANDIDATO	
C-27	CANDIDATO	
C-31	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-33	CANDIDATO	
C-34	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-35	DESCARTADO	No registra caudal de aceite
C-36	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-37	CANDIDATO	
C-38	CANDIDATO	
C-39	DESCARTADO	
C-40	CANDIDATO	
C-42	DESCARTADO	No registra caudal de aceite
C-44	CANDIDATO	
C-45	CANDIDATO	
C-49	DESCARTADO	No registra caudal de aceite
C-51	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-52	DESCARTADO	No registra caudal de aceite
C-55	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-56	CANDIDATO	
C-58	CANDIDATO	
C-59	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-64	DESCARTADO	No registra caudal de aceite, datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-67	CANDIDATO	
C-69	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-70	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-74	CANDIDATO	
C-75	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-76	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
M-01	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite

Fuente: Fuente: Archivos Campo Escuela Colorado UIS año 2013

Luego de esto empieza a desarrollarse el método de selección a través de TOPSIS para lo cual se realiza la asignación del puntaje a cada una de las variables según el sistema de levantamiento artificial, teniendo en cuenta cada uno de las características operacionales para los respectivos sistemas de levantamiento artificial (**Anexo 1**), por ejemplo el caudal del pozo C-03 (**Tabla 11**) es de 50 BPD, se observa que este caudal se encuentra dentro del rango óptimo de aplicación para el sistema de bombeo mecánico es por ello que se le otorga un puntaje de 5 en la matriz, mientras que para el bombeo por cavidades progresivas este se encuentra en el rango de Bueno por lo tanto se le asigna el valor de 3.

Esto se realiza automáticamente para cada parámetro para todos los sistemas de levantamiento. Se debe realizar el cálculo del porcentaje de trabajo (**Ecuación 1**), para luego obtener el del factor de consumo e incremento (**Ecuación 3**) de cada uno de los parámetros establecidos utilizando las correlaciones matemáticas citadas anteriormente de esta manera determinar la nueva influencia que tendrá cada uno de los parámetros es decir la nueva distribución de porcentaje (**Ecuación 4 y 5**). En la tabla que se muestra a continuación de manera decimal.

Tabla 12. Factor Consumo, Incremento e Incertidumbre.

		MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO								FACTOR CONSUMO	INCREMENTO	INFLUENCIA
		MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	PLGL	ESPCP	ESPGL			
PARÁMETRO	Q	3	0	3	3	2	1	3	0	0.1099	0.4948	0.1099
	Nw	5	4	4	2	2	0	4	0	0.0262	0.1178	0.0262
	Depth	3	4	2	2	2	3	4	4	0.1099	0.4948	0.1099
	Csg	4	3	4	3	3	2	3	3	0.0471	0.2120	0.0471
	Inc	5	5	5	5	5	4	5	5	0.0471	0.2120	0.0471
	Dog	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	0.0000	0.0000	0.0000
	Pwf	5	3	2	3	2	0	2	3	0.0471	0.2120	0.0471
	T	5	5	5	5	5	3	5	5	0.0262	0.1178	0.0262
	Comp	5	5	5	5	5	4	5	5	0.0262	0.1178	0.0262
	Recov	5	5	5	4	4	4	5	5	0.0262	0.1178	0.0262
	BSW	5	5	5	5	5	4	5	5	0.1099	0.4948	0.1099
	Visc	3	5	1	5	5	4	1	5	0.0471	0.2120	0.0471
	Fcor	5	5	5	5	5	4	5	5	0.0471	0.2120	0.0471
	Sand	5	5	5	5	5	5	5	5	0.0471	0.2120	0.0471
	GOR	0	3	0	0	0	2	0	3	0.1099	0.4948	0.1099
	Cont	5	5	5	5	5	4	5	5	0.0262	0.1178	0.0262
	Treat	5	5	5	3	3	4	5	5	0.0262	0.1178	0.0262
	Loc	4	5	5	5	5	4	5	4	0.0471	0.2120	0.0471
	Energy	4	5	4	3	3	3	5	5	0.0262	0.1178	0.0262
	Space	5	4	4	4	4	4	4	4	0.0471	0.2120	0.0471
		% TRABAJO						99.5			1	
		INCERTIDUMBRE						4.5				
		RAIZ (SUMATORIA (x^2)^(1/2))						0.2663				

Fuente: Autoras

Ya realizado el proceso anterior, se resuelve el método TOPSIS de manera que se hallan las soluciones reales e ideales del método de la siguiente manera: mediante la **ecuación 6** se realiza la transformación de cada uno de los puntajes obtenidos anteriormente para realizar la comparación entre los sistemas de levantamiento y por último en esta matriz de selección la solución ideal teniendo en cuanto que parámetro está más cerca del valor mayor y de igual forma la solución negativa el valor menor.

Tabla 13. Soluciones Ideal y Negativa, método TOPSIS.

		MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO								SOLUCION IDEAL	SOLUCION NEGATIVA
		MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	PLGL	ESPCP	ESPL		
PARÁMETROS	Q	1.2386	0.0000	1.2386	1.2386	0.8258	1.6515	1.2386	0.0000	1.6515	0.0000
	Nw	0.4915	0.3932	0.3932	0.1966	0.1966	0.0000	0.3932	0.0000	0.4915	0.0000
	Depth	1.2386	1.6515	0.8258	0.8258	0.8258	1.2386	1.6515	1.6515	1.6515	0.8258
	Csg	0.7078	0.5308	0.7078	0.5308	0.5308	0.3539	0.5308	0.5308	0.7078	0.3539
	Pwf	0.8847	0.5308	0.3539	0.5308	0.3539	0.0000	0.3539	0.5308	0.8847	0.0000
	T	0.4915	0.4915	0.4915	0.4915	0.4915	0.2949	0.4915	0.4915	0.4915	0.2949
	Comp	0.4915	0.4915	0.4915	0.4915	0.4915	0.3932	0.4915	0.4915	0.4915	0.3932
	Recov	0.4915	0.4915	0.4915	0.3932	0.3932	0.3932	0.4915	0.4915	0.4915	0.3932
	BSW	2.0644	2.0644	2.0644	2.0644	2.0644	1.6515	2.0644	2.0644	2.0644	1.6515
	Visc	0.5308	0.8847	0.1769	0.8847	0.8847	0.7078	0.1769	0.8847	0.8847	0.1769
	Fcor	0.8847	0.8847	0.8847	0.8847	0.8847	0.7078	0.8847	0.8847	0.8847	0.7078
	Sand	0.8847	0.8847	0.8847	0.8847	0.8847	0.8847	0.8847	0.8847	0.8847	0.8847
	GOR	0.0000	1.2386	0.0000	0.0000	0.0000	1.2386	0.0000	1.2386	1.2386	0.0000
	Cont	0.4915	0.4915	0.4915	0.4915	0.4915	0.3932	0.4915	0.4915	0.4915	0.3932
	Treat	0.4915	0.4915	0.4915	0.2949	0.2949	0.3932	0.4915	0.4915	0.4915	0.2949
	Loc	0.7078	0.8847	0.8847	0.8847	0.8847	0.7078	0.8847	0.7078	0.8847	0.7078
	Energy	0.3932	0.4915	0.3932	0.2949	0.2949	0.2949	0.4915	0.4915	0.4915	0.2949
Space	0.8847	0.7078	0.7078	0.7078	0.7078	0.7078	0.7078	0.7078	0.8847	0.7078	

A partir de esto se crea la matriz de soluciones ideales y las negativas.

A partir de la raíz de sumatoria de cada sistema de levantamiento de ambas raíces, se logra llegar a la determinación de la aplicabilidad que tiene cada sistema en el pozo, de la siguiente forma.

$$Z_{ij} = \frac{sep.negativa}{sep.negativa + sep.ideal}$$

Ecuación 7

Tabla 14. Resultados de Implementación de cada S.L.A

POZO	METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL							
	MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	PLGL	ESPCP	ESPGL
C3	0.6215	0.5817	0.4592	0.5263	0.4639	0.5341	0.6091	0.5726
C24	0.6229	0.5854	0.4442	0.5077	0.4502	0.4623	0.5187	0.5721
C25	0.58576	0.60188	0.47343	0.53235	0.48125	0.4637	0.54059	0.58936
C27	0.5032	0.6019	0.4734	0.5324	0.4813	0.4329	0.5068	0.5894
C33	0.5712	0.6536	0.5067	0.4529	0.4068	0.4359	0.5627	0.64312
C37	0.5367	0.5986	0.4553	0.5216	0.4759	0.4650	0.5238	0.5903
C38	0.5367	0.5986	0.4688	0.5216	0.4901	0.4510	0.5349	0.59032
C40	0.5625	0.5814	0.5398	0.5100	0.4599	0.4541	0.5120	0.5711
C44	0.5608	0.5826	0.4410	0.5085	0.4614	0.4666	0.5137	0.5733
C45	0.5608	0.5246	0.4574	0.4968	0.4114	0.6229	0.5158	0.5072
C56	0.5556	0.5860	0.4471	0.5216	0.4671	0.4357	0.5182	0,58052
C58	0.5556	0.5860	0.4470	0.5216	0.4677	0.4621	0.5182	0.5805
C67	0.5315	0.6493	0.4900	0.4442	0.4026	0.4711	0.5916	0.6435
C74	0.5556	0.5860	0.4553	0.5161	0.4759	0.4811	0.5238	0.5769

Después de que cada uno de los 14 pozos del Campo Escuela Colorado son sometidos al proceso de evaluación para calificar su desempeño. Se concluyó que pozos aplicarían para este sistema de Levantamiento Artificial Plunger Lift asistido con gas son C45 y C03.

Después de este proceso de evaluación se selección el pozo C45 para el diseño del sistema de Levantamiento Plunger Lift asistido con gas, siendo este el pozo con el mejor promedio ponderado. (**Tabla 14**)

4. DISEÑO DEL SISTEMA DE PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT

Se requiere construir el diseño del sistema de levantamiento artificial del Plunger Lift asistido por gas Lift, para aplicarlo en el campo escuela colorado, debido a los buenos resultados obtenidos en los campos donde se ha implementado alrededor de América. A continuación están los campos más representativos en la aplicación de esta técnica:

Tabla 15. Implementación de Plunger Lift asistido por gas.

PAIS	CAMPO
<i>USA (Denver - Colorado)</i>	<i>Barnett</i>
<i>México</i>	<i>Tabasco</i>
<i>Argentina</i>	<i>Cerro Dragón</i>
<i>Bolivia</i>	<i>La Peña</i>

En Colombia se ha estudiado la implementación de esta técnica en el campo provincia¹⁸.

Un diseño adecuado involucra el conocimiento de la mayor cantidad posible de la información del pozo para realizar los cálculos operacionales correspondientes, además de conocer los principios básicos que rigen el movimiento de los fluidos, agua, aceite y gas en todas las partes del sistema de producción; asimismo, interpretar la información disponible de las pruebas realizadas al campo para estimar el comportamiento del pozo en particular.

En la actualidad existe gran variedad de diseños, que por lo general tienen pocas modificaciones entre sí.

¹⁸ Tesis, JORIGUA, Luis Carlos. EVALUAR LA VIABILIDAD TECNICA FINANCIERA DE LA UTILIZACION DEL SISTEMA PLUNGER LIFT ASISTIDO CON INYECCION DE GAS COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PARA EL CAMPO PROVINCIA. Bogotá, D.C.: Universidad de América, 2013.

El Plunger Lift asistido por gas Lift es una alternativa bastante favorable para el pozo C-45; generalmente en pozos productores con una tasa de producción inferior a 120 bbl/día, se emplea la configuración de gas lift intermitente, debido a que la presión dinámica en el fondo de estos pozos es demasiado baja y la inyección continua podría contra presionar la formación productora.

Al aplicar este sistema de levantamiento híbrido se pretende aumentar la eficiencia de extracción de crudo en este escenario puesto que permite disponer del gas que se quema en la tea, eliminar los problemas operacionales causados por la precipitación de sal y parafina en la tubería de producción y mantener e incrementar la producción diaria de aceite en forma muy económica, ya que el Plunger reduce las pérdidas por resbalamiento (“Fall.back”) que se presentan en pozos con sistema de Gas Lift intermitente.

El presente diseño de este sistema híbrido tiene en cuenta la Norma API 1965 del libro Drilling & Production Practice.

4.1.DATOS DEL POZO COLORADO-45

Tabla 16. Información de la formación productora, del fluido y completamiento del pozo C-45.

Presión Estática	656	PSI
Producción Actual	16	Bl/Día
P _{WF} Actual	507	PSI
Drop down	149	PSI
API	39 ^º	
G.E Aceite	0,8128	
Densidad Aceite	50,74	Lb/Ft ³
G.E Agua	1,05	
Densidad Agua	65,55	Lb/Ft ³
BSW	0,6	%
GOR	885	SCF/BI
Viscosidad 40 ^º C	3,5	Cst
Viscosidad 100 ^º C	0,5	Cst
Índice de Productividad	0,1073	BI/PSI
Presión Casing	16,7	PSI
Profundidad nivel de Líquido	3.313	Ft
Profundidad Intake de la Bomba	4.564	Ft
Profundidad de la formación	4.708	Ft
Presión Intake	431,5	Ft
Presión en cabeza de pozo	45	PSI
φ Tubería de Producción	2 7/8	In
ID Tubería de Producción	2,441	In
Clase tubería Producción	J-55	
Presión de Burbuja	1.750	PSI

Tabla 17. Survey Col-45.

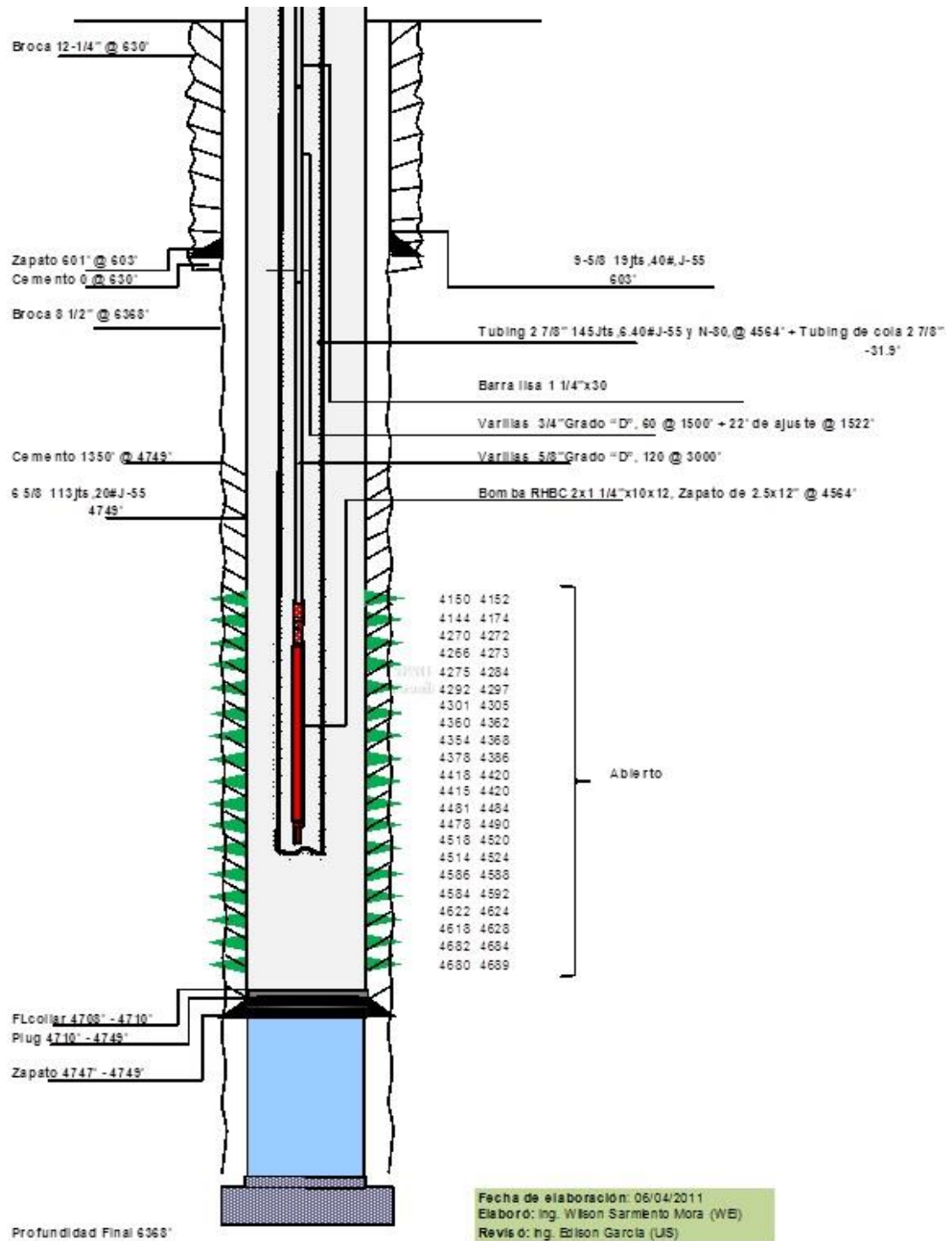
Desde	Hasta	Desviación
0	620	1/2 ^º
620	1500	1 ^º
1500	3000	1-1/2 ^º
3000	5000	2 ^º
5000	P.T	3 ^º

Tabla 18. Zonas Productoras Col-45.

Zona Productora		Tope (Ft)	Base (Ft)
Formación Mugrosa	C1	4.150	4.305
	C2	4.360	4.689

Fuente: Base de datos campo escuela colorado, modificado por el autor.

4.1.1. ESTADO MECANICO DEL POZO C-45¹⁹



¹⁹ Base de datos Campo Escuela Colorado.

4.2. MODELAMIENTO MATEMATICO DEL DISEÑO PARA EL PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT²⁰

El GLR mínimo de operación es la cantidad mínima efectiva de gas en volumen de tubería a la presión máxima de ciclo en pies cúbicos estándar dividido por la carga líquida capturada en barriles a la temperatura del pozo promedio en la que el ciclo del Plunger Lift está trabajando.

La relación gas-líquido mínima para este sistema de levantamiento puede ser calculada utilizando la relación presión/volumen del gas. Un aumento en el tamaño de la carga líquida requiere un aumento en la presión de operación. Si la formación es de baja permeabilidad y el aumento de la presión en el revestimiento es constante durante todo el periodo de cierre, el Plunger Lift es probablemente el mejor método para eliminar las pequeñas cantidades de líquidos de producción.

Para seleccionar un pozo como candidato, se debe identificar si el GLR es suficiente para cumplir con los requisitos mínimos, este depende solo del tamaño de la tubería y la presión de la línea de flujo y esta es la cantidad de gas que entra al pozo y es capaz de levantar la carga líquida a superficie, si dicha cantidad de gas no está disponible entonces la implementación del Plunger Lift es imposible.

$$GLR_{min} = \frac{MCF/ciclo @ \frac{2 \text{ bbl}}{ciclo} - MCF/ciclo @ \frac{1 \text{ bbl}}{ciclo}}{\frac{2 \text{ bbl}}{ciclo} - \frac{1 \text{ bbl}}{ciclo}} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

- $MCF/ciclo @ \frac{2 \text{ bbl}}{ciclo}$: Es el gas producido durante la producción de 2 barriles de fluido.
- $MCF/ciclo @ \frac{1 \text{ bbl}}{ciclo}$: Es el gas producido durante la producción de 1 barril de fluido.

²⁰ Tesis, JORIGUA, Luis Carlos. EVALUAR LA VIABILIDAD TECNICA FINANCIERA DE LA UTILIZACION DEL SISTEMA PLUNGER LIFT ASISTIDO CON INYECCION DE GAS COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PARA EL CAMPO PROVINCIA. Bogotá, D.C.: Universidad de América, 2013.

Una vez se determina que el pozo tiene una GLR mayor a la GLR mínima requerida, se procede a determinar un GLR óptimo si se tienen disponibles los datos del índice de productividad del pozo. Este es importante para determinar el método de producción del pozo, si el gas debe ser inyectado o removido del espacio anular entre la tubería y el revestimiento durante las operaciones y esto depende también de las características mecánicas de los equipos del Plunger Lift y del índice de productividad del pozo. La tendencia de la producción mediante Plunger Lift es opuesta a la del pozo, pues se requiere un aumento de la presión en el revestimiento para así incrementar la producción, mientras que el pozo requiere una disminución de la presión en el revestimiento para aumentar la producción.

A continuación las ecuaciones para realizar los cálculos del diseño para el Sistema.

$$\% \text{ Carga Líquida} = \frac{CHP - THP}{CHP - LHP} \quad \text{Ecuación 9}$$

$$THP = P_{INY} - \frac{5,614 G_{Esp.F} \left(\frac{q}{n}\right)}{A_T} + W_{PISTON} \quad \text{Ecuación 10}$$

Esta carga es la que levanta el pistón en cada uno de los ciclos.

Donde:

- *CHP*: Presión en cabeza del revestimiento (Psi).
- *THP*: Presión en cabeza de la tubería de producción (Psi).
- *LHP*: Presión en cabeza de la línea de flujo (Psi).

$$G_{Esp.Oil} = \frac{141,5}{\rho_{API} + 131,5} \quad \text{Ecuación 11}$$

$$G_{Esp.F} = (BSW * G_{Esp.H2O}) + (G_{Esp.Oil} * (1 - BSW)) \quad \text{Ecuación 12}$$

*Donde la gravedad específica del agua salada es 1,05.

$$V_{PRESION} = 0,433 * G_{Esp.F} \quad \text{Ecuación 13}$$

$$Hf = \frac{P_{Wf} - THP}{V_{PRESION}} \quad \text{Ecuación 14}$$

Es necesario calcular el área interna de la tubería de producción (A_T), el tiempo de arribo y caída para determinar la cantidad de barriles por ciclo a levantar por el Plunger

$$t_{CAIDA} = (t_{Gas} + t_{LIQ}) * F_f \quad \text{Ecuación 15}$$

$$T_{Arribo} = \left(\frac{\text{Profundidad PLUNGER}}{1000 \frac{ft}{min}} \right) \quad \text{Ecuación 16}$$

$$tiempo = \frac{1440}{\# \text{ Ciclos/día}} \quad \text{Ecuación 17}$$

$$A_T = \frac{3,14 * I.D_{Tuberia}^2}{12^2} \quad \text{Ecuación 18}$$

Una vez teniendo estos datos se procede a calcular a presión mínima de revestimiento. A continuación las ecuaciones respectivas.

$$P_{CMIN} = [THP + W_{PISTON}] + \left(5,614 \frac{G_{Esp.F}}{A_T} Q_m \right) \quad \text{Ecuación 19}$$

$$Q_m = 0,005 \left(\frac{Q_{neta} * TVD}{1000} \right) \quad \text{Ecuación 20}$$

Optimizando la función de la ecuación 21, por medio de técnicas estándar de cálculo diferencial (n_{opt}).

$$f_{(n)} = n \left[1 - \exp \left(-b \left(\frac{1}{n} - t_{iny} \right) \right) \right] \quad \text{Ecuación 21}$$

$$b = 5,614 \frac{G_{Esp.fluido}}{A_T} \quad \text{Ecuación 22}$$

Para finalizar se halla la presión de inyección, como se muestra a continuación:

$$P_{iny} = P_{sep} + \frac{4}{3} \left[\frac{G_{Esp.f}}{A_T} \left(\frac{q}{n} + Q_m \right) + W_p \right] \quad \text{Ecuación 23}$$

4.3. ANALISIS NODAL.

El análisis nodal de un sistema de producción, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos. Consiste en dividir un sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión y poder analizar los resultados obtenidos a partir de este estudio²¹.

Como resultado de este análisis se obtienen posibles estrategias que pueden llegar a generar un incremento de la producción.

El procedimiento de análisis nodal ha sido reconocido en la industria del petróleo como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos de flujo natural como en pozos que cuenten con un sistema de levantamiento artificial de producción. En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción en los componentes básicos:

- Flujo a través de un medio poroso en el yacimiento, considerando el daño ocasionado por lodos de perforación y cemento.
- Flujo a través de la tubería vertical en la sarta de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad y estranguladores de fondo.
- Flujo a través de la tubería horizontal en la línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Tradicionalmente el balance de energía se realiza en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso de producción: cabezal del pozo, separador, etc.

²¹ SIERRA, Maria, *et al.* Correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales. Bogotá, D.C.: Universidad de América, 2009. p.

4.4. APLICACIÓN AL POZO C-45 DE CAMPO ESCUELA COLORADO.

A continuación se describe una guía del procedimiento realizado para establecer la los parámetros básicos para la implementación de este sistema de levantamiento artificial, de acuerdo a las características del pozo y propiedades de los fluidos del Col-45 (**tabla 20**).

Con los datos ya mencionados, y el estado mecánico del pozo; procedemos a calcular el índice de productividad (J):

Ecuación 24. Índice de productividad.

$$J = \frac{Q_l}{P_{ws} - P_b + \left(\frac{P_b}{1,8}\right) * \left[1 - 0,2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0,8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2\right]} = 0,1073^{Bbl/PSI}$$

Con el dato del J, se procede a graficar la curva IPR usando la ecuación que Sukarno público para considerar flujo bifásico en el yacimiento

Ecuación 25. Ecuación de Sukarno.

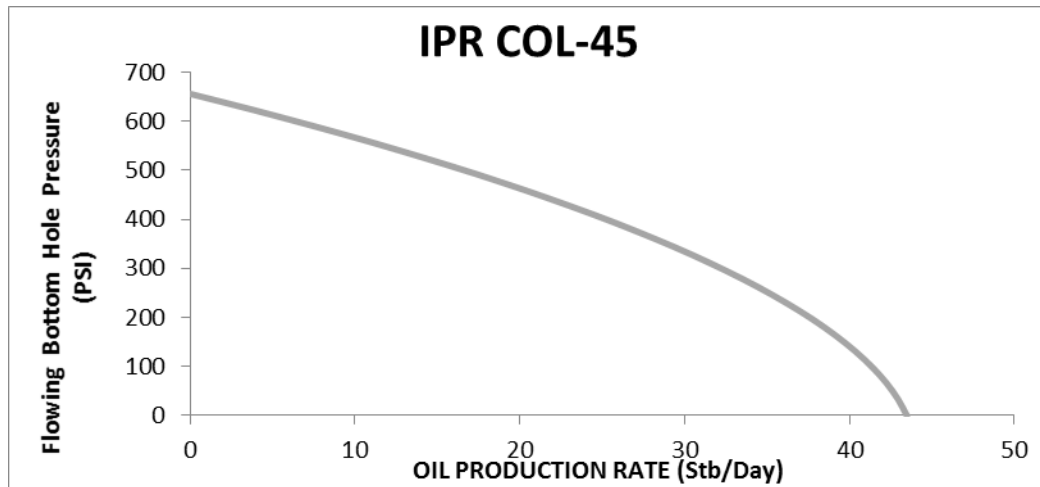
$$\frac{q_0}{Q_{max}} = a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \dots \dots$$

Tabla 19. Datos para graficar la IPR por método de Sukarno.

Pozo Col-45			Pwf (psi)	Qo (Stb/day)
Presión De Fondo Estática (P_{ws})	656	PSI	0,00	36,36
Presión De Fondo Fluyente (P_{wf})	506.6	PSI	65,57	36,25
Caudal A P_{wf}	16	Bl/Día	98,36	35,92
Índice De Productividad	0.107	Bl/PSI	131,14	35,39
Presión En Cabeza De Pozo	45	PSI	196,71	33,77
Shoot Density (S PF)	4		262,28	31,41
			295,07	29,94
			327,85	28,28
			393,42	24,41
			458,99	19,78
			491,78	17,19
			524,56	14,4
			655,70	1,38

P_{wf}/P_r	0,77134
A₀	0,91196
A₁	0,07855
A₂	-0,95974
Q_{MAX}	42,51

Figura 24. Curva IPR Col-45.



Se procede a calcular el caudal óptimo por medio del análisis nodal en fondo de pozo, con la ayuda del software Wellflo®, se halla el VLP (Vertical Lift Performance).

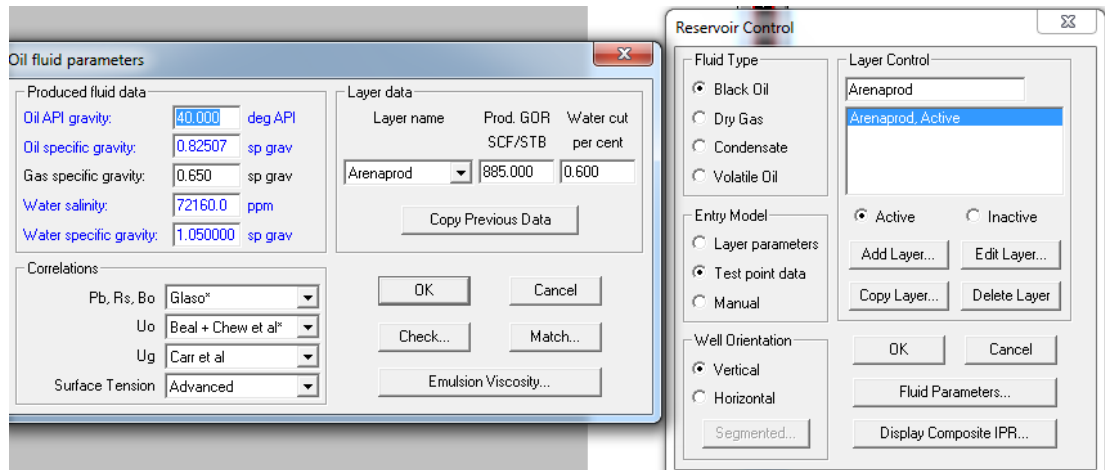
Para empezar se deben cargar los datos de desviación del pozo, para esto se ingresa al menú inicial del programa data Preparation/ Deviation data/ Well data y se cargan los datos obtenidos de los registros de desviación con los ángulos de desviación a diferentes profundidades.

Figura 25. Well Deviation Data en Wellflo.

	MD (ft)	TVD (ft)	Angle (degrees)
1	620.000	619.976	0.504
2	1500.000	1499.842	1.000
3	3000.000	2998.414	2.500
4	4749.000	4746.349	2.000
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			

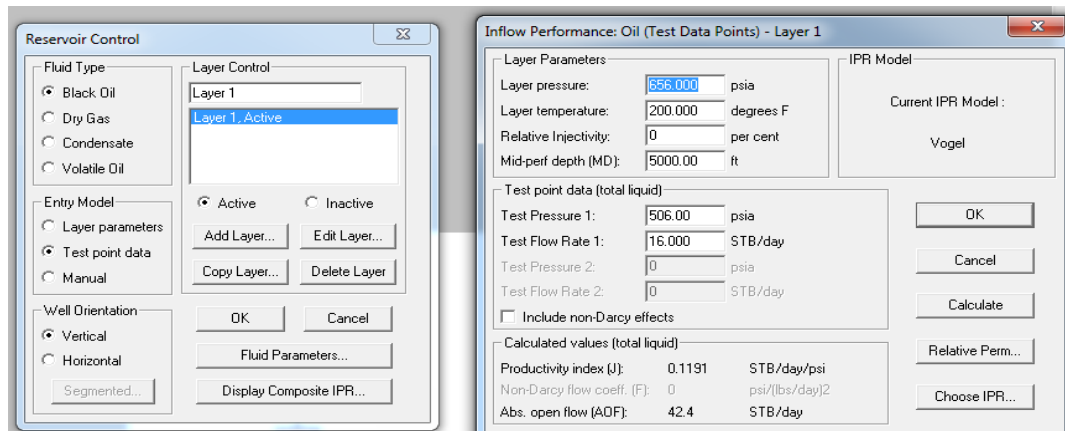
Después se ajustan los Parámetros y características del yacimiento ya que el análisis de flujo se presenta allí, y así poder representar el comportamiento del flujo de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo por medio de La curva de oferta y demanda.

Figura 26. Ingreso de Parámetros del fluido en Wellflo.



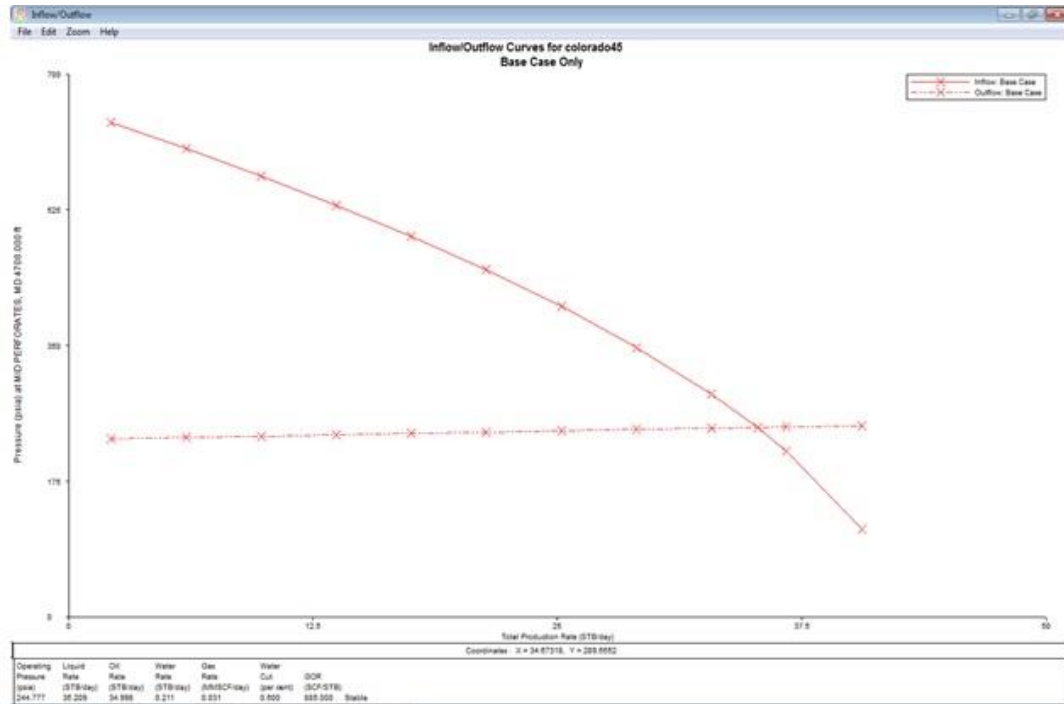
Se determina la presión de fondo fluyente frente al punto medio de las perforaciones para la tasa de producción actual y con este valor se estima la capacidad de aporte de fluidos del área de drenaje del yacimiento (IPR). Se puede determinar qué porcentaje es la tasa de producción actual con relación al potencial máximo absoluto (AOF) y en función del aprovechamiento del AOF considerar el futuro cambio de sistema artificial de producción.

Figura 27. Ingreso de datos para calcular el IPR en Wellflo.



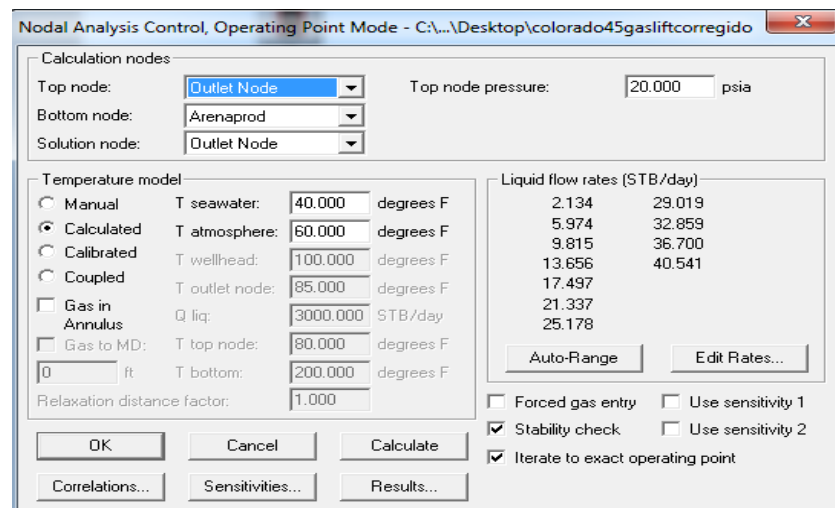
Para graficar la curva de demanda de energía (VLP) en la misma gráfica de la IPR. La intersección de ambas curvas debe reproducir la tasa actual de producción y la presión fluyente en el fondo del Pozo Col-45

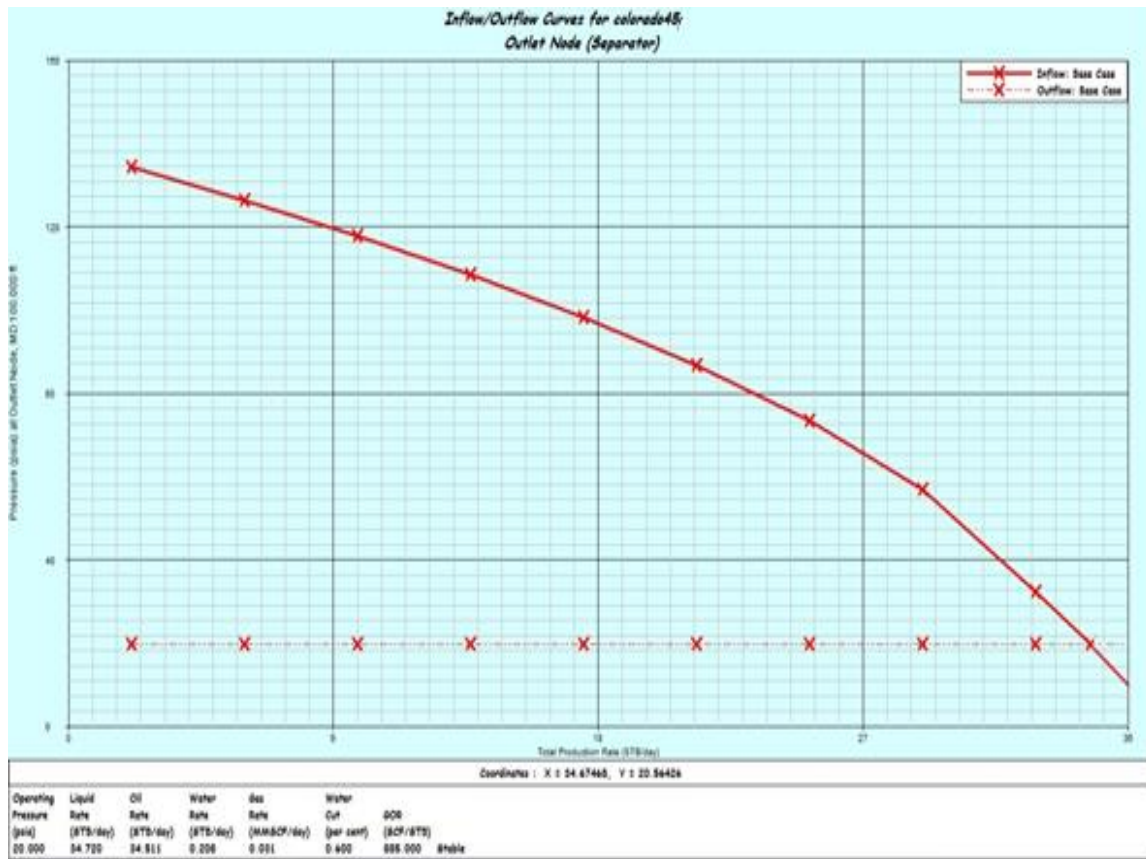
Figura 28. VLP Wellflo.



Obteniéndose una caudal óptimo de fondo de 35 STB/día. Para terminar, se determina las condiciones en el separador, por medio de un análisis nodal en este punto.

Figura 29. Análisis nodal en el separador Wellflo.





Con una presión de separador de 20 psi se obtiene un caudal en el separador de 34,5 Barriles por día.

✓ **Determinación de la frecuencia y eficiencia óptimas de ciclo.**

Cálculo del volumen de resbalamiento en el sistema de levantamiento (**ecuación 23**).

$$Q_m = 0,005 \left(\frac{Q_{nsta} * TVD}{1000} \right) = 0,3651 \text{ Bbl}$$

Para el cálculo del área transversal de la tubería de producción (**ecuación 21**) se debe tener en cuenta el diámetro interno de la tubería de producción (J-55), para las especificaciones de la tubería

$$A_T = \frac{3,14}{4} * \frac{I.D.^2_{Tubería}}{12^2} = 0,0325 \text{ ft}^2$$

Tabla 20. Especificaciones de la tubería J-55.

Diámetro exterior	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
Peso lb/ft	4.7 #	6.5 #	9.3 #
Espesor de la pared	0.190"	0.217"	0.254"
Diámetro interior	1.995"	2.441"	2.992"
Diámetro mandril	1.901"	2.347"	2.590"
Área de la pared	1307 pulg ²	1812 pulg ²	2590 pulg ²
Ensayo de presión máxima	7000 lbs/pulg ²	66900 lbs/pulg ²	6400 lbs/pulg ²
Presión máxima aplicable (int)	8100 lbs/pulg ²	7260 lbs/pulg ²	6990 lbs/pulg ²
Presión de colapso	8100 lbs/pulg ²	7680 lbs/pulg ²	7400 lbs/pulg ²
Resistencia de la unión	72000 lbs	100000 lbs	142000 lbs
Torque óptimo a la unión	1290 lbs.ft	1650 lbs.ft	2280 lbs.ft
Tracción máxima	72000 lbs	100000 lbs	142000 lbs
Cuplas			
Diámetro exterior	3.063"	3.460"	4.500"
Longitud	4 7/8"	5 1/4"	5 3/4"

2.441"

Fuente: Modificado de: oilproduction.net. Disponible en <http://www.oilproduction.net/02tubings.htm>

Con la **ecuación 13** se calcula la gravedad específica del fluido, como se muestra a continuación:

$$G_{Esp.F} = (BSW * G_{Esp.H2O}) + (G_{Esp.Oil} * (1 - BSW)) = 0,35298 \text{ PSI/ft}$$

Para conocer la presión mínima de revestimiento (**ecuación 22**), se debe conocer la presión de cabeza y el peso del pistón que es de 50.

$$P_{CMIN} = [P_{Cabeza} + W_{PISTON}] + \left(5,614 \frac{G_{Esp.F}}{A} Q_m \right) = 117,26 \text{ PSI}$$

Se procede a calcular el tiempo de caída y de arribo del Plunger con las **ecuaciones 17 y 18** respectivamente.

$$t_{CAIDA} = (t_{Gas} + t_{LIQ}) * F_f = 17,80 \text{ minutos} = 0,0123 \text{ dias}$$

$$T_{Arribo} = \left(\frac{\text{Profundidad}_{PLUNGER}}{1000 \frac{ft}{min}} \right) = 9,13 \text{ minutos} = 0,00633 \text{ dias}$$

$$b = 5,614 \frac{JG_{esp.fluido}}{A_T} = 6,54$$

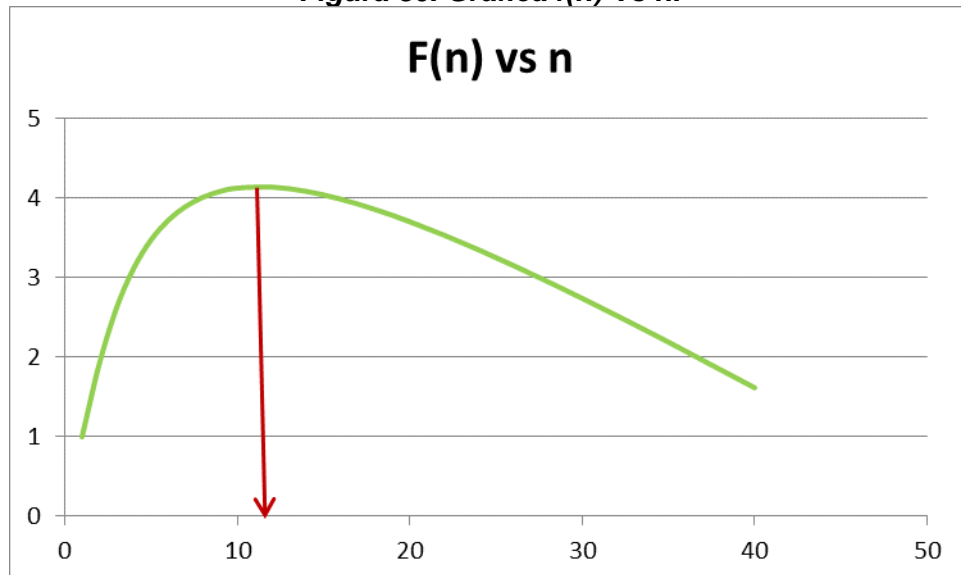
Con un t_{INY} de 27 minutos y conociendo b (**ecuación 27**), se procede a calcular los ciclos óptimos mediante la optimización de la función (**ecuación 26**),

$$f(n) = n \left[1 - \exp \left(-b \left(\frac{1}{n} - t_{iny} \right) \right) \right]$$

Tabla 21. Optimización de la función $f(n)$.

n	$1/n$	$1/n-tiny$	$\exp[-b(1/n-tiny)]$	$1-\exp[-b(1/n-tiny)]$	$f(n)$
1	1,0000	0,981298	0,0016271	0,9983729	0,998373
2	0,5000	0,481298	0,0428824	0,9571176	1,914235
3	0,3333	0,314631	0,1276151	0,8723849	2,617155
4	0,2500	0,231298	0,2201472	0,7798528	3,119411
5	0,2000	0,181298	0,3053514	0,6946486	3,473243
6	0,1667	0,147964	0,3797733	0,6202267	3,721360
7	0,1429	0,124155	0,4437974	0,5562026	3,893418
8	0,1250	0,106298	0,4988042	0,5011958	4,009567
9	0,1111	0,092409	0,5462590	0,4537410	4,083669
10	0,1000	0,081298	0,5874534	0,4125466	4,125466
12	0,0833	0,064631	0,6551424	0,3448576	4,138291
14	0,0714	0,052726	0,7082162	0,2917838	4,084973

Figura 30. Grafica $f(n)$ Vs n .



Se puede deducir que el número de ciclos óptimos (n_{OPT}) es 12.

Para finalizar el diseño se procede a calcular la presión de cabeza con el nuevo sistema de levantamiento, la presión de inyección (**ecuación 11 y 29**)

$$P_{iny} = P_1 + \frac{4}{3} \left[\frac{G_{esp.f}}{a} \left(\frac{q}{n} + Q_m \right) + W_p \right] = 394,68 \text{ PSI}$$

$$THP_2 = P_{INY} - \frac{5,614 G_{Esp.F}}{A_T} \left(\frac{q}{n} \right) + W_{PISTON} = 154,68 \text{ PSI}$$

4.5. RESUMEN TECNICO DE LAS VARIABLES DE DISEÑO.

Se asistirá el Plunger Lift con Gas Lift intermitente inyectado por el espacio anular ya que es la configuración del sistema de levantamiento artificial más compatible con las características del pozo.

Tabla 22. Parámetros para el Plunger Lift asistido por gas Lift intermitente.

POZO	N OPTIMO (Ciclos/d)	T INY (Min)	Q INY (SCFD)	P INY (PSI)	THP ₁ (PSI)	THP ₂ (PSI)	Q OPT (STB/Día)	Q SEP (BBL/Día)
Col-45	12	27	44001,45	394,68	45	154,68	35	34,5

Las tuberías J-55 utilizadas actualmente en los pozos del Campo Escuela Colorado soportan la máxima presión ejercida por el gas inyectado y pueden emplearse para instalar el sistema.

4.6. CURVAS DE DECLINACION DEL POZO COL-45

Las curvas de declinación son un simple análisis que consiste en graficar el comportamiento histórico de producción con respecto al tiempo.

Conociendo los gastos futuros de producción por pozo es posible determinar la producción futura total de un campo o yacimiento cortado por dichos pozos por lo cual podremos tener más certeza sobre las reservas probadas de la formación en particular.

La curva de declinación del pozo COL-45 es exponencial $q_e = q_{SEP} e^{-bt}$

Partiendo de la ecuación exponencial de la producción histórica, calculamos la nueva curva de declinación.

$$q_e = 1054,3e^{-0,035t}$$

$$q_e = q_{SEP}e^{-bt}$$

$$b_2 = b_1 \left(\frac{q_{SEP}}{q_1} \right)$$

$$b_2 = 0,035 \left(\frac{37,2}{16} \right)$$

$$b_2 = -0,081375$$

$$q_e = 37,2e^{-0,081375t}$$

Tabla 23. Tabla de datos para graficar la curvas de declinación.

POZO	Col 45		FORMA 9SH	
	2010	2011	2012	PROYECCION 2015
MESES	CRUDO	CRUDO	CRUDO	CRUDO
Enero	0	39,367	15,4497767	34,10837354
Febrero	0	35,517	22,7229967	31,44273367
Marzo	0	44,6323333	26,28985	28,98541906
Abril	0	41,354	19,7390167	26,72014867
Mayo	0	39,3163333	21,2524367	24,63191384
Junio	0	21,3566667	14,9697567	22,70687887
Julio	0	22,313	21,8285233	20,93228937
Agosto	0	19,9003333	21,0103167	19,2963877
Septiembre	40,19	0	19,7062267	17,78833513
Octubre	620,37	0	27,33881	16,39813998
Noviembre	964,32	0	18,63611	15,11659146
Diciembre	1185,51	18,5283333	18,10345	13,9351986
TOTALES	2810,39	282,285	247,04727	272,0624099

Figura 31. Curva actual y futura de declinación del pozo COL-45.



5. ANALISIS FINANCIERO

En el análisis financiero es un proceso dinámico que se basa en diferentes criterios económicos para la selección entre varias alternativas de inversión y en caso de tener una sola alternativa evaluar su viabilidad.

Para el análisis financiero de un proyecto en particular existen dos términos relevantes:

Tabla 24. CAPEX y OPEX

<i>Costos Capitales (CAPEX)</i>	<i>Costos De Operación (OPEX)</i>
Perforación	Costos de energía
Completamiento	Químicos
Instalaciones adicionales	Personal de mantenimiento
Sistema de levantamiento artificial	Servicios de reacondicionamiento

Para tomar la decisión adecuada en cuanto a la viabilidad de un proyecto, se parte de predecir qué tan rentable puede llegar a ser, teniendo en cuenta con que tasa de interés se va a operar el proyecto y que tiempo se desea esperar para recuperar la inversión que se debe realizar, con el fin de comparar con los resultados obtenidos de la evaluación económica y determinar si el proyecto satisface los requerimientos del inversionista. Para la evaluación financiera y económica de un proyecto se utilizan algunos índices que se obtienen del tratamiento técnico y cuantitativo que se le dé al flujo de caja del proyecto o alternativa respectiva. Tales índices son el TIR, el TPR, el VPN y el PAYBACK, entre otros que son los que ayudan a tomar una decisión de si es o no conveniente el desarrollo del proyecto.

➤ **INVERSION NETA**

Es la etapa inicial de un proyecto, en ella se incluyen todos los costos por la construcción, promoción y desarrollo de un proyecto. Existen dos posibilidades para el cálculo de la inversión: la primera es aquella en la que el desarrollo físico del proyecto no existe y la segunda es aquella que existiendo, va a ser modificado. Durante la etapa de inversión de un proyecto, se pueden incurrir en gastos como: gastos de entrenamiento del personal para operar el proyecto a implementar, así como la venta de bienes usados, compra de activos o equipos que permitan el desarrollo de la actividad, entre otros.

5.1. INDICADORES ECONOMICOS

➤ **Flujo De Efectivo**

Es la diferencia entre el total de efectivo que se recibe (ingresos) y el total de desembolsos (egresos) para un periodo de tiempo dado. En la estimación de flujo de efectivo se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

➤ **Valor Presente Neto (VPN)**

Se define como la diferencia entre los ingresos netos actualizados (ingresos que se espera genere el proyecto) y la inversión actualizada (costo asociado para el desarrollo del proyecto). Cuando una cantidad futura se lleva a valor presente la magnitud es siempre menor, por esta razón los cálculos del valor presente se denominan métodos de flujo de efectivo descontado FED, y a la tasa de interés para realizar estos cálculos se le denomina tasa de descuento.

Ecuación 26. Formula VPN

$$VPN = -|Inversion| + \sum_{j=1}^n Ingresos_j \left(\frac{P}{F} i^{0j} \right)$$

Dónde:

$\left(\frac{P}{F} i\%j\right) = (1 + i)^{-j}$: Factor del VP de un pago único.

$i\%$: Tasa de interés.

n : Periodo de tiempo (años)

Si el VPN es positivo indica que el valor total de los ingresos excede la cantidad invertida.

➤ **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

También llamada tasa de rendimiento, corresponde a la tasa de interés a la cual el inversionista presta sus recursos al proyecto y es característica.

Ecuación 27.TIR

$$VPN_0 = \left[\frac{FE_1}{(1 + K)^1} \right] + \left[\frac{FE_2}{(1 + K)^2} \right] + \dots + \left[\frac{FE_N}{(1 + K)^N} \right]$$

Dónde:

FE= Flujos netos efectivos

K= Tasa de interés manejada

➤ **Periodo de Recuperación (Pay-Back)**

Es el tiempo requerido para recuperar una inversión inicial, sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo.

Ecuación 28. Periodo de Recuperación.

$$PB = \frac{\textit{Inversion}}{\textit{Flujo efectivo anual}}$$

➤ **Relación Costo/Beneficio**

Se usa con frecuencia para evaluar un proyecto con relación a su costo. Es la relación del valor presente de los ingresos con respecto al valor presente de los egresos y se puede calcular de la siguiente manera:

Ecuación 29. Relación Costo-Beneficio

$$\frac{C}{B} = \frac{VPN_{INGRESOS}}{VPN_{EGRESOS}}$$

5.2.VIABILIDAD ECONOMICA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT ASISTIDO POR GAS LIFT EN EL POZO C-45.

La posible implementación de este sistema de levantamiento artificial al campo escuela colorado, se evaluara a un tiempo de 12 meses (1 año), tiempo en el cual el proyecto por lo general, se recupera de las inversiones.

Tabla 25. Tabla de Inversiones.

INVERSIONES
Costos Operativos
Mano de Obra
Adquisición Equipo API 2 7/8
Costos de Workover
Movilización de Equipo
Instalación del Sistema
Mantenimiento del Equipo
Trabajo de Reacondicionamiento

Para la realización de la evaluación financiera se realizaron dos escenarios, el primer escenario se aplica a la industria petrolera en general y el segundo escenario se aplica al campo escuela colorado.

A continuación se presentan los costos base disponible en el mercado, asociados a este sistema de levantamiento artificial.

Tabla 26. Inversión del Sistema Plunger Lift asistido con Gas Lift.

INVERSIONES		
	Valor Unitario (USD)	
Trabajo De Reacondicionamiento		
Movilización equipos	35000	Global
Arreglo de locación	3793	Global
Mantenimiento Del Equipo		
Inspección del lubricante y pistón	6500	anual
Equipo De Workover		
Costo por movilización	8000	Global
Mano de obra	8600	Global
Instalación Equipo		
Instalación Básica	3300	Global
Válvulas, accesorios y conexiones	2700	Global
Controlador de superficie	18900	Global
Equipo de Fondo y Superficie	14000	Global
Pistón	1100	Global

Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos SAS
Se tienen en cuenta para ambos escenarios.

1) Primer Escenario: Industria Del Petróleo

Tabla 27. Costos Varios en la Industria.

Proyecciones del Precio del Crudo ²²	50 USD/Bbl
Lifting Cost	20 USD/Bbl
TIO	12 %

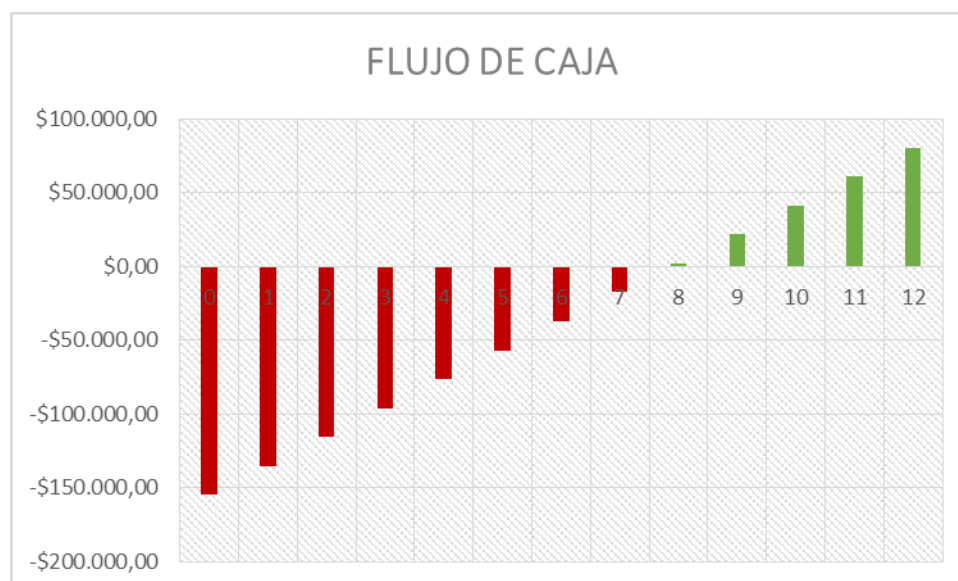
Fuente: ECOPETROL S.A

²² Bolsa de Valores de Nueva York. Proyecciones del año 2015.

Tabla 28. Análisis Financiero del Sistema de Levantamiento Plunger Lift Asistido Por Gas Lift Intermitente. (Primer Escenario).

t	Q incremental stb/d	Q stb/mes	Ingresos	Inversión (USD)	Lifting Cost crudo	Flujo de Caja (USD)	VPN (USD)	TIR %	Pay-Back	Relación Costo Beneficio
0										
1	21,5	654,03	\$32.701,50		\$13.080,60	\$19.620,90				
2	21,5	654,03	\$32.701,50		\$13.080,60	\$19.620,90				
3	21,5	654,03	\$32.701,50		\$13.080,60	\$19.620,90				
4	21,5	654,03	\$32.701,50		\$13.080,60	\$19.620,90				
5	21,5	654,03	\$32.701,50		\$13.080,60	\$19.620,90				
6	21,5	654,03	\$32.701,50	\$101.893,00	\$13.080,60	\$19.620,90	\$241.986,55	7%	7,8938	1,258
7	21,5	654,03	\$32.701,50		\$13.080,60	\$19.620,90				
8	21,5	654,03	\$32.701,50		\$13.080,60	\$19.620,90				
9	21,5	654,03	\$32.701,50		\$13.080,60	\$19.620,90				
10	21,5	654,03	\$32.701,50		\$13.080,60	\$19.620,90				
11	21,5	654,03	\$32.701,50		\$13.080,60	\$19.620,90				
12	21,5	654,03	\$32.701,50		\$13.080,60	\$19.620,90				
		Totales	\$392.418,00		\$156.967,20					

Figura 32. Flujo de caja para la proyección del SLA en La industria.



2) Segundo Escenario: Campo Escuela

Tabla 29. Costos Varios.

Precio Actual Del Crudo de Vasconia	53 USD/Bbl
Lifting Cost	79,61 USD/Bbl
Regalías	6,752 USD/Bbl
TIO	12 %

Fuente: Campo Escuela Colorado UIS

Tabla 30. Calculo del precio del crudo en CEC.

PRECIO CRUDO VASCONIA (US\$/BI)	53
AJUSTE POR CALIDAD	1,68
TARIFA DE TRANSPORTE	
<i>Tarifa de Operación Portuaria</i>	-0,611
Galán - Ayacucho	-2,1011
Ayacucho - Coveñas	-2,0775
IMPUESTO DE TRANSPORTE	
Galán - Ayacucho	-0,1281
Ayacucho - Coveñas	-0,1247
TARIFA POR TRATAMIENTO	-0,6
TARIFA POR EXPORTACION	-0,5
PRECIO CRUDOCOLORADO (US\$/BI)	60,8224

Fuente: Campo Escuela Colorado UIS

Tabla 31. Análisis Financiero del Sistema de Levantamiento Plunger Lift Asistido Por Gas Lift Intermitente. (Segundo Escenario).

Tiempo	Q incremental stb/d	Q stb/mes	Ingresos	Inversión (USD)	Lifting Cost crudo	Flujo de Caja (USD)	Flujo Acumulado
0				\$101.893,00			-154885,1267
1	21,5	654,03	\$39.779,67		\$51.413,30	-\$11.633,62	-166518,7507
2	21,5	654,03	\$39.779,67		\$51.413,30	-\$11.633,62	-178152,3748
3	21,5	654,03	\$39.779,67		\$51.413,30	-\$11.633,62	-189785,9988
4	21,5	654,03	\$39.779,67		\$51.413,30	-\$11.633,62	-\$201.419,62
5	21,5	654,03	\$39.779,67		\$51.413,30	-\$11.633,62	-213053,2469
6	21,5	654,03	\$39.779,67		\$51.413,30	-\$11.633,62	-224686,8709
7	21,5	654,03	\$39.779,67		\$51.413,30	-\$11.633,62	-236320,4949
8	21,5	654,03	\$39.779,67		\$51.413,30	-\$11.633,62	-247954,1189
9	21,5	654,03	\$39.779,67		\$51.413,30	-\$11.633,62	-259587,743
10	21,5	654,03	\$39.779,67		\$51.413,30	-\$11.633,62	-271221,367
11	21,5	654,03	\$39.779,67		\$51.413,30	-\$11.633,62	-282854,991
12	21,5	654,03	\$39.779,67		\$51.413,30	-\$11.633,62	-294488,6151
Totales			\$477.356,09		\$616.959,58		

Analizando los resultados arrojados por el estudio económico realizado al pozo COL-45 al implementar el sistema de levantamiento artificial combinado plunger lift asistido por gas lift intermitente en dos diferentes escenarios, se concluye que el proyecto es viable económicamente en el primer escenario a pesar de la crisis que a traviesa actualmente la industria del petróleo; en cuanto al segundo escenario, no tiene viabilidad económica el proyecto al campo escuela ya que el lifting cost es más alto que el de la industria debido a que el campo tiene una función educativa, por lo que se incluyen los gastos que representan las visitas, las practicas, entre otras cosas.

6. CONCLUSIONES

Como resultado de la implementación del sistema de levantamiento artificial combinado Plunger Lift asistido por gas Lift, se puede inferir lo siguiente:

- Para la selección del pozo se utilizó la matriz selección (TOPSIS) que evalúa los diferentes sistemas de levantamiento de acuerdo a los rangos y características de operación de cada uno, y así arrojar un porcentaje de aplicabilidad de cada uno de los sistemas sobre los pozos de campo.
- Al profundizar sobre el diseño adecuado de Plunger Lift asistido por gas Lift para el pozo C-45, se optó por la configuración intermitente debido que la presión dinámica en el fondo de este pozo es demasiado baja y la inyección continua podría contra presionar la formación productora.
- Las tuberías J-55 utilizadas actualmente en los pozos del Campo Escuela Colorado soportan la máxima presión ejercida por el gas inyectado y pueden emplearse para instalar este sistema de levantamiento combinado.
- El análisis financiero determino que la implementación de este sistema de levantamiento artificial al campo escuela colorado (segundo escenario) no es viable económicamente, que aunque aumento la producción, no es rentable aplicarlo a un solo pozo del campo.
- El Plunger Lift asistido por gas Lift intermitente permite controlar y prevenir la producción parafinas, lo que reduce los costos de intervención al pozo, también disminuye las emisiones de metano, representando un ahorro importante en los costos de producción.

7. RECOMENDACIONES

- Analizar la implementación del Plunger Lift asistido por gas Lift continuo en campos maduros, teniendo en cuenta que se ajustan a pozos con presiones altas.
- Es necesario hacer un estudio exhaustivo de las nuevas tecnologías de levantamiento artificial donde se utilicen sistemas combinados para flujo multi-fasico ya que influyen de manera significativa en el desarrollo productivo de los campos.
- Elaborar pruebas de presión, para poder actualizar los datos del campo colorado y así tener información actualizada y confiable para el desarrollo de nuevos métodos encaminados a aumentar la producción.
- Realizar un estudio más completo de los costos de producción actuales del campo con el fin de facilitar la toma de decisiones al momento de determinar la viabilidad de cualquier proyecto

BIBLIOGRAFIA

- ✓ A.I.P. Asesoría en Ingeniería de Petróleos SAS. Red corporativa Proyectos 2009.
- ✓ BERNAL, Fabio. Viabilidad técnica y financiera de la implementación del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift en el Campo Escuela Colorado. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de petróleo. Bucaramanga 2012.
- ✓ Brown Kermit E. Gas Lift Theory and Practice, The Petroleum Publishing Co., Tulsa Oklahoma, 1973.
- ✓ HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y análisis nodal.
- ✓ JORIGUA, Luis Carlos. Evaluar La Viabilidad Técnica Financiera De La Utilización Del Sistema Plunger Lift Asistido Con Inyección De Gas Como Sistema De Levantamiento Para El Campo Provincia. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de petróleo. Bogotá, D.C. Universidad de América, 2013.
- ✓ MAGGIOLO, Ricardo. Gas Lift Básico. Curso Taller, ESP Oil International Training Group. 2004.
- ✓ MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007.
- ✓ NIND. T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. 2010.
- ✓ White, G.W. 1982 Combine Gas Lift, Plungers to increase Production Rate. World Oil (November):69.

ANEXO 1. SCREENING DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Anexo A. Características de yacimiento, producción y datos de pozo para la utilización del Bombeo Mecánico.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos					1	>1
Tasa de Producción (BPD)	>10000	4001 a 10000	1001 a 4000	1 a 10 y 501 a 1000	11 a 50 y 301 a 500	50 a 300
Profundidad del pozo (ft)	>14000	10001 a 14000	7001 a 10000	3001 a 7000	2501 a 3000	1 a 2500
Tamaño de Casing (In ID)	>9 5/8	2 3/8 y 9 5/8	7		5½	4½
Grado de inclinación Pozo con respecto a la vertical	>45		21 a 45	11 a 20	6 a 10	0 a 5
Severidad Dogleg (ft/1000ft)	>20	11 a 20	6 a 10		4 a 5	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600	401 a 550	251-400	151 a 250	1 a 150
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)	>4000	501 a 4000	301 a 500	201 a 300	14 a 50 y 101 a 200	51 a 100
Tipo de Completamiento			Múltiple			Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

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

Anexo B. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Mecánico.

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

Anexo C. Características de yacimiento, producción y datos de pozo para la utilización del Bombeo Electro sumergible.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos					1	>1
Tasa de Producción (BPD)	<100 y >60000	100 a 200	201 a 300 50001 a 60000	301 a 1000 y 30001 a 50000	1001 a 10000 y 20001 a 30000	10001 a 20000
Profundidad Del pozo (ft)	>15000	12501 a 15000	10001 a 12000	7501 a 10000	5001 a 7500	1 a 5000
Tamaño de Casing (In ID)	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7
Grado de inclinación pozo con respecto a la vertical	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/1000ft)			>10		4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>450	351 a 450	326 a 250	251 a 325	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)				14 a 300	301 a 500	>500
Tipo de Completamiento	Múltiple					Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

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

Anexo D. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Electro sumergible.

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

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

Anexo E. Características de los fluidos producidos para Bombeo Electro sumergible.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BSW (%)	>90	81 a 90	41 a 80	21 a 40	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (cp)	0,1 a 5 y >800	6 a 10 y 601 a 800	11 a 20 y 501 a 600	21 a 30 y 201 a 500	31 a 40 y 71 a 200	41 a 70
Presencia de Fluidos corrosivos			Si			No
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>200	101 a 200	51 a 100	16 a 50	6 a 15	0 a 5
GOR (SCF/STB)	>5000	4001 a 5000	1501 a 4000	501 a 1500	51 a 500	0 a 50
Presencia de Contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamientos Aplicados			Solventes, Inhibidores	Ácidos		Sin tratamiento

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

Anexo F. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

8. VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos			1		2	>2
Tasa de Producción (BPD)	>15000	10001 a 15000	1 a 50 y 2001 a 10000	51 a 100 y 1001 a 2000	101 a 150 y 501 a 1000	151 a 500
Profundidad del pozo (ft)	1 a 2000 y >20000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 10000	10001 a 12000 y 15001 a 20000	12001 a 15000
Tamaño de Casing (In ID)	>9 5/8	9 5/8	7	5½	4½	2 3/8
Grado de inclinación Pozo con respecto a la vertical			21 a 90		11 a 20	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/1000ft)	>60	31 a 60	16 a 30	11 a 15	4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600		251 a 550	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y >1000	501 a 1000
Tipo de Completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro			Secundario y Terciario		Primario	

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

Anexo G. Características de los fluidos producidos para Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BSW (%)		61 a 100	36 a 60	21 a 35	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (cp)	>1000	801 a 1000	501 a 800	201 a 500	0,1 a 1 y 11 a 200	1 a 10
Presencia de fluidos corrosivos			Si			No
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>200		101 a 200	11 a 100	3 a 10	0a2
GOR (SCF/STB)	>500	401 a 500	301 a 400	201 a 300	31 a 120	0 a 100
Presencia de Contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamientos Aplicados			Ácidos	Sin tratamiento	Inhibidores	Solventes

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

Anexo H. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

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

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

Anexo I. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos			1		2	>2
Tasa de Producción (BPD)	>15000	10001 a 15000	3001 a 10000	1 a 50 y 1501 a 3000	51 a 100 y 601 a 1500	101 a 600
Profundidad del pozo (ft)	1 a 2000 y >20000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 10000	10001 a 12000 y 15001 a 20000	12001 a 15000
Tamaño de Casing (In ID)	>9 5/8	9 5/8	7	5½	4½	2 3/8
Grado de inclinación Pozo con respecto a la vertical			21 a 90		11 a 20	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/1000ft)	>60	31 a 60	16 a 30	11 a 15	4 a 10	0a3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600	251 a 550		1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)			14 a 50	51 a 100	101 a 300 y >800	301 a 800
Tipo de Completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro			Secundario y terciario		Primario	

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

Anexo J. Características de los fluidos producidos para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

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

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

Anexo K. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón.

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

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

Anexo L. Características de yacimiento, producción y pozo para PCP.

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

Anexo M. Características de las facilidades de superficie para PCP.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tipo de Locación		Offshore		Remoto		Onshore
Energía Eléctrica	Generada				Comprada	

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

Anexo N. Características de los fluidos producidos para PCP.

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

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

Anexo O. Características de yacimiento, producción y pozo para Gas Lift.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos	1		2 a 15		16 a 25	>25
Tasa de Producción (BPD)	1 a 100 y >35000	101 a 500 y 30001 a 35000	501 a 1000	1001 a 5000 y 20001 a 30000	5001 a 10000 y 15001 a 20000	10001 a 15000
Profundidad del pozo (ft)	>18500	15001 a 18500	1 a 2500	2501 a 7500	7501 a 10000	10001 a 15000
Tamaño de Casing (In ID)	2 3/8		4½	5 1/2	7	>7
Grado de inclinación Pozo con respecto a la vertical		76 a 90	66 a 75	46 a 65	31 a 45	0 a 30
Severidad Dogleg (ft/1000ft)		>80	71 a 80	61 a 70	51 a 60	0 a 50
Temperatura (°F)	>500	401 a 500	281 a 400	201 a	1 a 100 y	101 a
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)	14 a 500	501 a 650	651 a 850	851 a 1000	1001 a 2000	>2000
Tipo de completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro	Secundario		Terciario			Primario

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

Anexo P. Características de las facilidades de superficie para Gas Lift.

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

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

Anexo Q. Características de los fluidos producidos para Gas Lift.

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

Anexo R. Características de yacimiento y pozo para Plunger Lift asistido

VARIABLES	RANGOS				
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tasa de producción (BPD)	Mayor a 70	Mayor a 50	41 a 50	21 a 40	0,5 a 20
Profundidad del pozo (ft)	>15000	12000 a 15000	1 a 2500	2501 a 7500	7500 a 12000
Tamaño de Casing (In ID)	2 3/8	4½	5½	7	>7
Grado de inclinación con respecto ala vertical	>60	40 a 60	21 a 30	11 a 20	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/1000ft)	>20	11 a 20	6 a 10	4 a 5	0 a 3
Temperatura (°F)	>500	401 a 500	281 a 400	121 a 280	<120
Presión de fondo Fluyendo Pwf (psi)	14 a 99	400 a 100	650 a 401	800 a 651	>800
Tipo de completamiento	Múltiple			Simple	
Tipo de Recobro	Secundario		Terciario		Primario

Fuente: RODRIGUEZ, Álvaro. Torres, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento implementadas en campos maduros. Modificado por Autoras.

Anexo S. Características de las facilidades de superficie para Plunger Lift asistido por Gas Lift.

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

Fuente: RODRIGUEZ, Álvaro. Torres, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento implementadas en campos maduros. Modificado por Autoras.

Anexo T. Características de los fluidos producidos para Plunger Lift asistido por Gas Lift.

VARIABLES	RANGOS				
	No	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente

	Aplicable				
BSW (%)	>90	>40	30 a 40	21 a 30	0,1 a 20
Viscosidad del fluido producido (cp)	>800	601 a 800 6 a 10	301 a 600	101 a 300	21 a 100
Presencia de Fluidos Corrosivos				Si	No
Conte. de arena (ppm)	>200	200 a 101	51 a 100	6 a 50	0 a 5
GOR (SCF/STB)	0 a 50	51 a 150	151 a 500	501 a 1000	>1000
Presencia de Contaminantes			Severa y Media	Leve	Nula
Tratamientos Aplicados		Ácidos	Solventes, Inhibidores		

Fuente: RODRIGUEZ, Álvaro. Torres, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento implementadas en campos maduros. Modificado por Autoras.