



**VIABILIDAD TECNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA
DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT EN EL CAMPO ESCUELA
COLORADO.**

FABIO LEONARDO BERNAL ARIAS.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**VIABILIDAD TECNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA
DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT EN EL CAMPO ESCUELA
COLORADO.**

FABIO LEONARDO BERNAL ARIAS.

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar por el título de
Ingeniero de Petróleos.**

Director:

MSc. FERNANDO E. CALVETE G.

Escuela de Ingeniería de Petróleos – UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2012

Dedicatoria.

A Dios primero que todo, gracias a él dar este nuevo paso es posible.

En un momento como este muchas cosas pasan por la cabeza. Cerrar un ciclo, comenzar otro totalmente nuevo y definitivo. Pero este momento es de pausa, de levantar la cabeza y mirar atrás, para tener conciencia de donde se viene y para donde se va; haciendo esto veo lo trascendental de las decisiones que uno toma en la vida, decidir venir a Bucaramanga ha sido la mejor decisión que he tomado en la vida, me permitió un crecimiento personal inigualable. En este orden de ideas dedico este pequeño paso a mis padres la Señora en todo el sentido de la palabra Gladys Arias Suarez y al guerrero Fabio Enrique Bernal Díaz, quienes me apoyaron desde el primer momento que tome esta decisión, sin su apoyo habría sido prácticamente imposible y no me encontraría en este punto de mi vida, ni en este lugar geográfico.

Decidir venir fue solo el primer paso, estando acá me recibieron un par de parientes, que a lo largo de más de 5 años cambiaron el significado que tenía de la palabra familia. A Manuel Ramiro Bernal Díaz y a mi Tía Erminda Pulido, gracias y este triunfo es también de ustedes.

La verdad que el apoyo de mi familia desde la ciudad de Bogotá fue primordial, dedico esta victoria a mis abuelos Rosita y Pacho, a mis tías Nelly y Libia y a mis tíos Omar y Peter, que en cada visita sus palabras de aliento, apoyo me fortalecieron, además de estar ahí en un momento determinante en mi vida hasta este momento.

A Dios agradecerle nuevamente pero esta vez por cruzarme en el camino con una personita que ha estado conmigo en las buenas y en las malas, este triunfo también es de mi princesa, Jennifer Tatiana Ortiz Areniz, quien me ajuicio, me alejo del mal camino y todas esas tentaciones feas que tiene uno de joven. Sin ella este momento tan feliz no sería perfecto, no tendría sabor y sería un triunfo incompleto.

A mis compañeros de batalla y buenos espartanos, Andrés Alfonso Saltarín Santos, Jorge Andrés Osuna y Daniel Andrés Daza Zarate alias “El negro Libis”, gracias a ellos estos 5 años han sido llenos de anécdotas y buenos momentos.

Finalmente y no menos importante, al contrario son los más importantes para mí ya que son mi motor y razón de levantarme en las mañanas. Dedico este título como Ingeniero de Petróleos, a mis hermanos Jennifer, Laura, Paula, Camila, Miguel Ángel, y a mi sobrino Sebastián. Estoy firmemente convencido que la educación es el camino para el progreso y es por eso que luchare siempre para que ellos reciban la mejor educación y no les haga falta nada.



AGRADECIMIENTOS.

Yo Fabio Leonardo Bernal Arias, como autor de este trabajo, agradezco sinceramente a:

Mi director de proyecto el MSc. Fernando Calvete, quien durante estos meses, me brindo la colaboración necesaria para sacar adelante mi trabajo de grado. Además de aportar a mi crecimiento personal e intelectual.

Al candidato a Máster Luis Oliveros, quien me apoyo fuertemente durante el desarrollo del proyecto dándome consejos y sugerencias para llegar al mejor resultado.

Finalmente al Campo Escuela Colorado, por facilitar los datos para realizar este proyecto ya que hubiera sido imposible lograrlo sin los mismos.

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCION.	17
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.....	22
1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO ESCUELA COLORADO.	22
1.2. HISTORIA DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.	23
1.3. GEOLOGÍA GENERAL DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.	24
1.3.1. Terciario.....	24
1.3.1.1 Formación Lisama (Paleoceno).....	25
1.3.1.2 Formación La Paz (Eoceno medio)	26
1.3.1.3 Formación Esmeraldas (Eoceno tardío)	26
1.3.1.4 Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno inferior).....	26
1.3.1.5 Formación Colorado (Mioceno inferior a Mioceno medio)	27
1.3.1.6 Formación Real (Mioceno medio – Mioceno superior)	27
1.4. INFORMACIÓN BÁSICA DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.	27
1.5. RESEÑA HISTÓRICA DE LOS PROBLEMAS MÁS INFLUYENTES EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.....	32
1.6. ANTECEDENTES DEL USO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.....	33
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT.....	35
2.1 INTRODUCCIÓN.....	35
2.2 GENERALIDADES.....	36
2.3 PRINCIPIOS BÁSICOS DE FUNCIONAMIENTO.....	38
2.3.1 Operación Y Ciclo Del Plunger Lift.....	38

2.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT. 40

2.4.1 Equipo De Fondo De Pozo.	40
2.4.1.1 Receptor del plunger.	40
2.4.1.2 Resorte parachoques.	42
2.4.1.3 Válvula fija.	43
2.4.1.4 Niple de Filtro.	43
2.4.2 Equipo de Superficie.....	44
2.4.2.1 Cabeza del Pozo.	44
2.4.2.2 Conjunto lubricador/receptor.	45
2.4.2.3 Sensores del Sistema.....	46
2.4.2.4 Válvula automatizada.	47
2.4.3 Tipos De Plunger.	47
2.4.3.1 Tipo Barra de Acumulación (Bar Stock).....	47
2.4.3.2 Tipo Lavador por oscilación (Wobble Washer).	47
2.4.3.3 Tipo Almohadilla (Pad).	48
2.4.3.4 Tipo cepillo.	48
2.4.3.5 Tipo Almohadilla Retráctil.	49
2.4.4 Consideraciones de Selección del Tipo de Plunger.....	49
2.4.4.1 Sello y Velocidad del Plunger.	50
2.4.4.2 Confiabilidad y Durabilidad.	51
2.4.4.3 Rápido descenso del plunger.	51
2.4.5. Tipos de controlador.	52
2.4.5.1 Temporizador Manual.....	52
2.4.5.2 Controlador de Presión Diferencial.....	53

2.4.5.3	Temporizador automatizado basado en la velocidad del plunger.....	53
2.4.5.4	Monitor de presión automatizado.	53
2.5	MODELAMIENTO MATEMÁTICO Y PARÁMETROS BÁSICOS PARA APLICAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT.....	54
2.5.1	Ecuaciones básicas del modelo de Foss y Gaul.....	57
2.5.1.1	Presiones Requeridas.	57
2.5.1.2	Gas requerido por ciclo.....	57
2.5.1.3	Máxima cantidad de Ciclos.....	58
2.5.1.4	Regla de la mano derecha.....	58
2.6	TIPOS DE INSTALACIONES.....	60
2.6.1	Instalación Convencional.	60
2.6.2	Instalación con un empaque.	61
2.6.3	Gas lift intermitente con Plunger Lift.	61
2.7	APLICACIONES DEL SISTEMA PLUNGER LIFT.	61
2.7.1	Pozos con problemas de carga de líquidos.	62
2.7.2	Pozos con altas relaciones gas-liquido.....	62
2.7.3	Pozos con problemas de parafinas.....	62
2.7.4	Gas lift intermitente con Plunger Lift.	63
3.	APLICACIÓN AL CAMPO ESCUELA COLORADO.....	65
3.1	PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A IMPLEMENTAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT.....	66
3.2	SCREENING DE APLICACIÓN PARA EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PLUNGER LIFT.	68
3.2	ESTADO DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.	69

3.2.1 Pozos Activos.	70
3.2.2 Pozos Oficialmente abandonados.	71
3.2.3 Pozos Inactivos.....	71
3.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.	72
3.3.1 Ubicación De Los Pozos Preseleccionados Dentro Del Campo Escuela Colorado.	76
3.3.2 Calculo De Parámetros Operacionales Mediante La Aplicación De La Metodología De Foss Y Gaul.....	79
3.3.3 Resultados Obtenidos Con La Metodología De Foss Y Gaul.	83
3.3.3.1 Efecto de la velocidad del plunger.	84
3.3.3.2 Presión mínima en el sistema.....	85
3.3.3.3 Presión mínima requerida para el funcionamiento del sistema plunger lift.....	86
3.3.3.4 Presión promedio en el sistema.	87
3.3.3.5 Volumen de gas requerido por ciclo.	88
3.3.3.6 Cantidad de Ciclos por día.	89
3.4 POTENCIAL DE LOS POZOS PRESELECCIONADOS (IPR).....	92
3.5 POZOS CANDIDATOS PARA IMPLEMENTAR EL SISTEMA PLUNGER LIFT EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.	96
3.6.1 Estados Mecánicos Pozos Preseleccionados.....	102
3.6.1.1. Estado mecánico del pozo COLORADO 33	102
3.6.1.2 Estado mecánico del pozo COLORADO 35	103
3.6.1.3 Estado mecánico del pozo COLORADO 75	104
4. ANALISIS FINANCIERO.	105
4.1 INVERSIÓN INICIAL.....	105

4.2 FLUJOS DE EFECTIVO	106
4.2.1 Flujos de efectivo para el proyecto	107
4.2.2 Flujos de efectivo para el inversionista	108
4.3 COSTOS.....	109
4.4 IMPUESTOS.....	109
4.5 EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO.	110
4.5.1 Valor presente neto (VPN).....	110
4.5.2 Tasa de rendimiento económico.....	113
4.5.2.1 Tasa interna de retorno (TIR).. ..	113
4.5.2.2 Tasa promedio de retorno (TPR).. ..	114
4.5.3 Tiempo de recuperación de la inversión o <i>Payback Time</i>	114
4.5.3.1 Tiempo de recuperación simple o <i>Payback Simple</i>	115
4.5.3.2 Tiempo de recuperación ajustado o <i>Payback ajustado</i>	116
4.6 INGRESOS	117
4.7 PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO.....	117
4.8 IMPUESTOS PARA LA INDUSTRIA.....	118
4.8.1 Regalías.....	118
4.9 VIABILIDAD FINANCIERA DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.....	119
4.9.1 Descripción del proyecto a evaluar.....	120
4.9.2 Declinación de la producción.	121
4.9.3 Análisis Financiero de cada pozo preseleccionado.	122
4.9.3.1 Análisis financiero pozo: COLORADO 33.....	122
4.9.3.2 Análisis financiero pozo: Colorado 35	128
4.9.3.3 Análisis financiero pozo: Colorado 75	134
5. CONCLUSIONES.....	144



VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.

6. RECOMENDACIONES 146

7. BIBLIOGRAFIA 147

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación Campo Colorado.	22
Figura 2. Ubicación Campo Colorado.	25
Figura 3: Distribución de los pozos del Campo Colorado.....	28
Figura 4: Esquema de la estación de recolección y tratamiento del Campo Escuela Colorado.....	30
Figura 5: Trabajos de Remoción de Parafina en el Campo Colorado.	33
Figura 6: Configuración general del sistema plunger lift.	37
Figura 7: Descripción general del ciclo del plunger lift.	38
Figura 8: Montajes de Asiento de copa con standing valve.	41
Figura 9: Set (derecha a izquierda): Tubing Stop, Collar Stop, Copa de asiento.	42
Figura 10: Combinaciones de sets de parada.	43
Figura 11. Sección Transversal del plunger en Cabeza de Pozo.....	45
Figura 12: Conjunto lubricador/receptor.	46
Ilustración 13: Tipos de Plunger con sello por turbulencia.	48
Figura 14: Tipos de Plunger.	49
Figura 15: Influencia de la velocidad.	51
Figura 16: Controlador Electrónico.	54
Figura 17: Balance de fuerzas sobre el pistón.	55
Figura 18: Ubicación de los pozos preseleccionados del Campo Escuela Colorado.	77
Figura 19: Efecto de la velocidad sobre la presión requerida. Fuente: Autor.	84
Figura 20: Efecto de la cantidad desplazada por ciclo en la presión mínima del sistema.....	85
Figura 21: Presión máxima en el Casing respecto al volumen a desplazar por ciclo	86
Figura 22: Presión promedio con respecto al volumen a desplazar por ciclo.....	87
Figura 23: Volumen de gas requerido por ciclo.....	88
Figura 24: Graficas de relaciones de influjo de los pozos preseleccionados.	94
Figura 25: Bumper Spring y Tubing Stop.	98
Figura 26: Pistón tipo cepillo.	99

Figura 27: Conjunto lubricador-receptor.....	100
Figura 28: Controlador automático, auto-ciclo.....	101
Figura 29: Estado Mecánico COLORADO 33.	102
Figura 30: Estado Mecánico COLORADO 35.	103
Figura 31: Estado Mecánico COLORADO 75.	104
Figura 32: Representación del flujo de efectivo.....	106
Figura 33: Representación del valor presente.....	111
Figura 34: Comportamiento del VPN en relación a la tasa de interés.	112
Figura 35: Curva de declinación de producción, Pozo Colorado 12.....	121
Figura 36: Curva de declinación de producción, Pozo Colorado 75.....	122
Figura 37: Flujo de Caja del pozo Colorado 33..	125
Figura 38: Flujo de Caja acumulado Colorado 33..	127
Figura 39: TIR del pozo Colorado 33.	127
Figura 40: Flujo de Caja del pozo Colorado 35Fuente: Autor.	131
Figura 41: Flujo de Caja acumulado Colorado 35.	132
Figura 42: TIR del Pozo Colorado 35.	133
Figura 43: Flujo de Caja del pozo Colorado 75.	136
Figura 44: Flujo de Caja acumulado Colorado 75.	138
Figura 45: TIR del Pozo Colorado 75.	139

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1: OOIP y Producción Campo Colorado.....	29
Tabla 2: Datos Básicos de Yacimiento (formación Mugrosa)	31
Tabla 3: Dimensiones de los elementos en Cabeza de Pozo.	44
Tabla 4: Rangos de Aplicación.....	67
Tabla 5: Screening para aplicación del sistema plunger liftFuente: Autor.	69
Tabla 6: Pozos activos en el Campo Escuela Colorado. uente: Autor.	70
Tabla 7: Pozos Abandonados en el Campo Escuela Colorado. Fuente: Autor.	71
Tabla 8: Pozos Inactivos en el Campo Escuela Colorado. Fuente: Autor.	72
Tabla 9: Incidencia de las variables mecánicas y de operación. Fuente: Autor.	74
Tabla 10: GLR Pozos Activos. Fuente. Autor.....	75
Tabla 11: Pozos con RGL mínima requerida. Fuente. Autor.....	76
Tabla 12: Ubicación pozos preseleccionados. Fuente. Autor.....	76
Tabla 13: Datos de Entrada Pozos Preseleccionados. Fuente: Autor.....	81
Tabla 14: Datos calculados. uente: Autor.....	83
Tabla 15: Rangos de Velocidad del pistón en cada fluido.....	90
Tabla 16: Cantidad máxima de ciclos en función de la velocidad del pistón.	90
Tabla 17: Cantidad de Ciclos en función de la producción de gas.	91
Tabla 18: Presión estática y Presión de fondo fluyendo.....	92
Tabla 19. Índices de Productividad.	93
Tabla 20: Condiciones a las cuales se lograría mantener la producción.....	95
Tabla 21: Pozos candidatos apropiados para realizar un piloto. Fuente: Autor.	97
Tabla 22: Pozos candidatos para una fase de desarrollo. Fuente: Autor.	97
Tabla 23: Especificaciones Bumper Spring y Tubing Stop.....	99
Tabla 24: Especificaciones del pistón tipo cepillo.....	100
Tabla 25: Especificaciones del conjunto lubricador receptor.....	101
Tabla 26: Calculo del Flujo de Efectivo para el proyecto.....	108
Tabla 27: Calculo del Flujo de efectivo para el proyecto.	108
Tabla 28: Escala para determinar las regalías de crudos livianos y semi-livianos. .	119

Tabla 29: Costos base para la instalación del sistema plunger lift.	120
Tabla 30: Inversión Inicial Pozo Colorado 33.	123
Tabla 31: Costos de producción del pozo Colorado 33. Fuente. Campo Escuela Colorado.....	124
Tabla 32: Ingresos y Egresos del pozo Colorado 33.....	124
Tabla 33: VPN y PAYBACK del Pozo Colorado 33.	126
Tabla 34: Indicadores Economicos.	128
Tabla 35: Inversión Inicial Pozo Colorado 35.	128
Tabla 36: Ingresos, Egresos y flujo de caja del pozo Colorado 35.....	129
Tabla 37: VPN y PAYBACK del Pozo Colorado 35.	131
Tabla 38: Indicadores financieros. Pozo Colorado 35.....	133
Tabla 39: Inversión Inicial Pozo Colorado 35.	134
Tabla 40: Ingresos, Egresos y flujo de caja del pozo Colorado 75.....	135
Tabla 41: VPN y PAYBACK del Pozo Colorado 75.	137
Tabla 42: Indicadores Economicos. Pozo Colorado 75.....	139
Tabla 43: Costos actuales asociados a la producción del Campo Escuela Colorado.	140
Tabla 44: Inversión inicial para el caso comparativo.	140
Tabla 45: Ingresos, Egresos y Flujo de Caja del Caso Comparativo.	141
Tabla 46: Indicadores Financieros Caso Comparativo.....	142
Tabla 47: Cuadro Comparativo de los Indicadores Financieros.....	142

RESUMEN

TÍTULO: VIABILIDAD TECNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PLUNGER LIFT EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO*.

AUTOR: Fabio Leonardo Bernal Arias**

PALABRAS CLAVES: Plunger Lift, Sistema de Levantamiento, Campo Escuela Colorado, Remoción de Parafinas.

DESCRIPCIÓN:

El Campo Escuela Colorado es un campo ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena dentro del departamento de Santander. Es un campo maduro, cuyo principal problema durante su explotación ha sido la depositación de parafinas en la tubería de producción y en las líneas de distribución del campo. Actualmente el Campo es operado por una sociedad establecida entre Weilgroup y la Universidad Industrial de Santander.

El manejo de la depositación de parafinas en las distintas líneas de producción puede ser manejado y mitigado mediante distintos mecanismos. En el Campo Escuela Colorado se ha tratado de mitigar la depositación de parafina mediante: la circulación de aceite liviano caliente por la tubería, y agregando productos químicos que actúen en la termodinámica de los hidrocarburos, buscando disminuir la temperatura de formación de las parafinas.

Para este estudio se presento una alternativa que se encuentra disponible en el mercado colombiano, a través de distintas empresas de servicios, y es la implementación del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift, el cual está diseñado para funcionar en pozos con una alta relación gas-liquido; característica que presentan algunos pozos del Campo Escuela Colorado. En este estudio se encontraron cuales pozos son potenciales candidatos para la implementación del sistema de levantamiento Plunger Lift, con el objetivo de proporcionar una alternativa para la remoción de parafinas, debido a que el sistema funciona con un pistón que viaja a través de la tubería de producción raspando la tubería de forma cíclica y constante, lo que previene la acumulación de material orgánico en la tubería de producción.

El análisis de los resultados fue soportado por un análisis financiero el cual estableció la rentabilidad y ganancias que generaría la implementación del sistema de levantamiento plunger lift en el Campo Escuela Colorado.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: MSc. Fernando Calvete.

ABSTRACT

TITLE: Technical and Financial Viability of Artificial Lift System Plunger Lift Implementation in Colorado School Field*.

AUTHOR: Fabio Leonardo Bernal Arias**.

KEY WORDS: Plunger Lift, Artificial Lift System, Colorado School Field, Paraffin Deposition.

DESCRIPTION:

Colorado School Field is located in Magdalena Medio valley basin onto Santander Department. Is a mature field which principal problem during its exploitation has been paraffin deposition in production tubing and pipelines. Currently is operated by an association between Weilgroup and the Industrial University of Santander.

For this study an alternative which is available in the Colombian trade was presented, through different service companies, and is the implementation of artificial lift system plunger lift, which is designed to function in Wells with a high gas-liquid ratio; characteristic available in some Colorado School Field wells. This study presents which wells are the best option to implement an artificial lift system plunger lift, with the primordial objective to present an alternative for paraffin deposition, due to this system función with a plunger which travel through production tubing scraping the tubing in a cyclic form and continuously in a normal day, this action prevents organic materia deposition in the production tubing.

The results of this study are supported by a financial analysis which state the profits of this project and how much money the industrial university of Santander might earn, if the artificial lift system Plunger Lift is implemented on Colorado School Field.

* Degree Project.

** Physicochemical Faculty of Engineering, Petroleum Engineering School Director: MCs. Fernando Calvete.

INTRODUCCION.

El Campo Colorado durante su vida productiva se ha visto gravemente afectado por las características fisicoquímicas inherentes de su crudo, cuya gravedad varia de 36 a 42 grados API

Una vez realizada la entrega del campo por la operadora ECOPETROL S.A. al convenio entre la Universidad Industrial de Santander y WEILGROUP, todos Los esfuerzos se han visto enfocados hacia la intervención química en los pozos, para tratar de mitigar y controlar la depositación de parafinas, con técnicas como: la inyección de fluidos calientes desde cabeza hacia el fondo del pozo, o soluciones químicas que disminuyan los puntos de nube y cristalización del crudo. Sin duda alguna el tratamiento químico es la mejor opción a utilizar para aminorar el problema. Sin embargo el problema es tan frecuente que se hace necesario buscar otras opciones que complementen este tipo de medidas, en búsqueda de garantizar y generar un aumento o por el contrario tratar de mantener la producción del campo.

Realizando una revisión de los sistemas de levantamiento disponibles en la actualidad en la industria colombiana, el plunger lift se muestra como una opción a evaluarse para una futura implementación en pozos del Campo Escuela Colorado, de manera muy corta y concreta.

La razón del porqué en este trabajo será evaluado el sistema de levantamiento plunger lift, se debe a que se revisaron las características de dicho sistema y se encontró que su rango de aplicación podía coincidir con algunos pozos ubicados en

el Campo Colorado, dado que su funcionamiento básico consiste en un pistón que viaja de forma ascendente dentro de la tubería de producción de manera libre, impulsado por el gas que aporta el yacimiento. Este proceso se realiza de forma cíclica, abriendo y cerrando el pozo para que acumule presión, luego a un cierto valor de presión se descarga y envía el pistón en una carrera ascendente a través de la tubería de producción, un tipo de pistón llamado: pistón cepillo el cual se utiliza para raspar y limpiar la tubería durante su viaje. Este tipo de pistón permitiría prevenir la depositación de parafinas ya que el proceso se realizaría varias veces al día y se conoce que se ha utilizado de forma exitosa en campos de petróleo y gas en varias partes del mundo. Este sistema ha tenido mayor éxito en pozos con una alta relación gas-liquido y pozos de gas retrogrado que presenten escurrimiento del fluido hacia el fondo del pozo.

Mediante una revisión de datos de producción y datos históricos del Campo Escuela Colorado, se conoce la existencia de pozos con altas relaciones gas-liquido, y por consiguiente cumplen con un requisito primordial para el diseño del sistema de levantamiento plunger 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 que tan factible es el proyecto en términos económicos, y así lograr avanzar en un proceso cuya finalidad sería la instalación del sistema de levantamiento plunger lift en algunos pozos ubicados en el Campo Escuela Colorado.

En este trabajo, se presentara: Una reseña y descripción general del Campo Escuela Colorado, donde se describirá en qué consiste el sistema de levantamiento plunger lift, sus generalidades principales, ventajas y desventajas, partes que lo conforman y parámetros operacionales de aplicación, así como también, los modelos matemáticos que se aplican para su modelamiento físico y diseño. Una vez concluido el análisis de la información del Campo Escuela Colorado, se realizara un

estudio para seleccionar los pozos en los cuales se implementara el diseño del sistema de levantamiento plunger lift, cuyo objetivo final será determinar la viabilidad técnica del proyecto.

Una vez desarrollada la viabilidad técnica, se realizara un análisis financiero, estableciendo posibles tasas de producción de los pozos de acuerdo con las curvas de declinación de producción del campo y posterior a esto se presentara un estudio financiero, cuyo objetivo es determinar las variables económicas y se emitirá un concepto que establezca el atractivo económico del proyecto. Finalmente se presentaran unas conclusiones y recomendaciones las cuales son el resultado del desarrollo de este proyecto para el Campo Escuela Colorado.

El campo Colorado se encuentra situado en la parte central de la concesión de mares, en el departamento de Santander dentro de la jurisdicción del municipio de San Vicente de Chucuri, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia estructural del piedemonte occidental de la cordillera oriental, 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 la ciudad de Bogotá, dentro del área que fue la antigua concesión de mares.

El campo fue desarrollado completamente por ECOPETROL entre los años de 1953 y 1964 en donde se perforaron la mayoría de los pozos, aproximadamente 60 con los cuales se perforaron una totalidad de 75 pozos en el campo.

1.2. HISTORIA DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.

La exploración se realizó entre los años de 1923 a 1932 cuando se perforaron 7 pozos, de los cuales todos, excepto el pozo Colorado 7, fueron abandonados por problemas mecánicos.

En Febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo C-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos. El 3 de Septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo C-9 al cual se le realizaron pruebas adecuadas que trajeron resultados satisfactorios, estos alentaron a la Troco a programar perforaciones para el lapso (1945-1946) perforando un total de 8 pozos.

Entre los años de 1953 a 1964 Ecopetrol desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura.

En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1765 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 430 BOPD en Abril de 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánico como el taponamiento de las líneas por parafinas. El

máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en Junio de 1976 a 47 BOPD en Junio de 1989.

Se han realizado campañas de "Workover" recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente inminente, perdiendo así rápidamente los resultados obtenidos en los trabajos realizados.

1.3. GEOLOGÍA GENERAL DEL CAMPO ESCUELA COLORADO².

El Campo Escuela Colorado está ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia estructural del piedemonte occidental de la cordillera oriental, y su secuencia estratigráfica fue inicialmente descrita por Morales et al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1958). Abarca edades desde el Jurásico tardío hasta el Reciente (Figura 2). Para los efectos de este estudio específicamente se revisaran las unidades productoras que corresponden a la sección del Terciario.

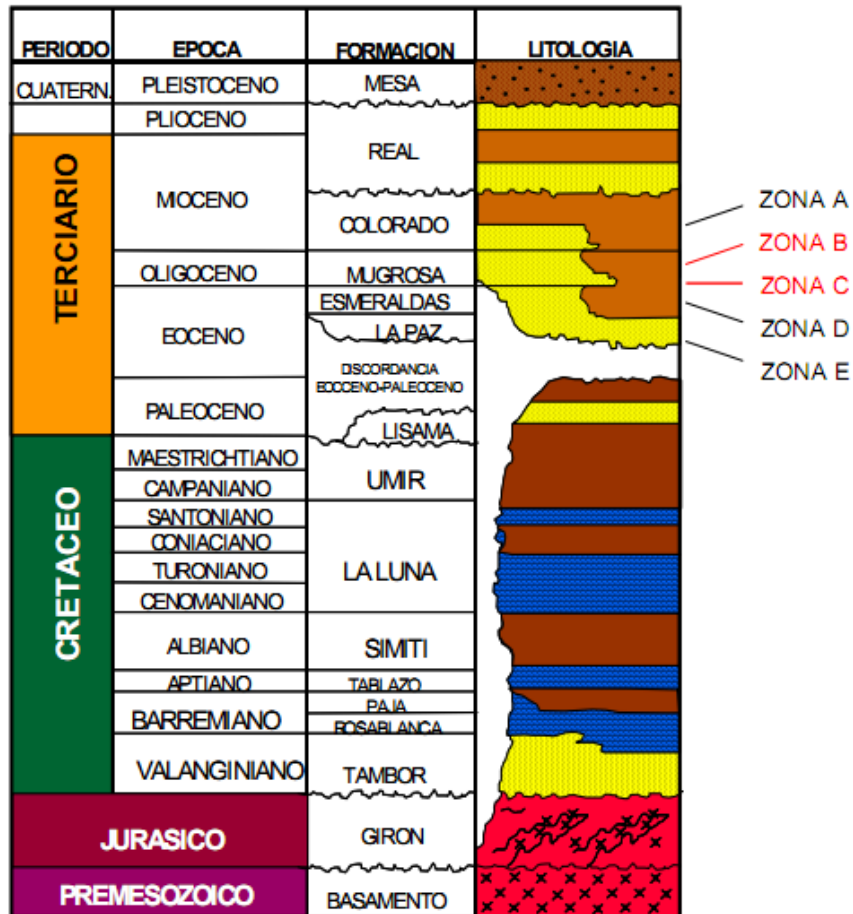
1.3.1. Terciario.

La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno–Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental y fueron depositadas en una cuenca de ante país. Posteriormente y hasta el Reciente la depositación se dio en una cuenca intermontaña como parte de un cinturón deformado, producto del levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental, como respuesta a las colisiones de la Cordillera Occidental y el Arco de Panamá con el Occidente y Noroccidente de Colombia (Barrero, 1979, Colleta et al., 1990; Dengo & Covey, 1993; Cooper et al., 1995). La secuencia terciaria del Valle Medio del Magdalena ha sido subdividida desde el punto de vista regional y de producción en las unidades operacionales A, B, C, D y E. Suárez (1996). La estratigrafía de base a techo corresponde a las formaciones Lisama, La Paz (Zona

² Ibíd. p. 11-13.

E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo Mesa.

Figura 2. Ubicación Campo Colorado.



Fuente: PACHON, Yessika. GODIN, Francisco. Realización e interpretación de una prueba de restauración de presión en un pozo con bombeo mecánico. Caso práctico-Campo Colorado. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). p.64.

Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

1.3.1.1 Formación Lisama (Paleoceno).

Las rocas del Paleoceno en el VMM están representadas por la denominada Formación Lisama, la cual se depositó en respuesta al cambio de las condiciones marinas (Formación Umir) a deltaicas, generando una secuencia regresiva de

lodolitas y areniscas de grano fino a medio. Para Barrero (1979) los sedimentos clásticos finogranulares del Cretáceo tardío al Paleoceno representado en el VMM por las formaciones La Luna, Lisama y Umir, fueron acumulados durante un ciclo transgresivo regresivo en una cuenca sometida a subsidencia térmica y levantada posteriormente por la acreción de la Cordillera Occidental. El límite superior de la Formación Lisama está marcado por la discordancia angular del Eoceno medio. Las unidades que descansan sobre esta discordancia son variables a través de todo el VMM.

1.3.1.2 Formación La Paz (Eoceno medio)

La Formación La Paz está constituida por areniscas de grano grueso a conglomeráticas depositadas en sistemas fluviales trenzados a meándricos de baja sinuosidad. La edad de esta formación se estima Eoceno tardío y su espesor puede alcanzar hasta los 2.000 pies. Las áreas fuente de sedimentos para la Formación La Paz fueron la Cordillera Central, el Paleo-macizo de Santander y el Paleo-alto de Sogamoso.

1.3.1.3 Formación Esmeraldas (Eoceno tardío)

La Formación Esmeraldas se encuentra supra yaciendo la Formación La Paz y abarca la mayor parte del Eoceno tardío, con un espesor que puede alcanzar unos 1.500 pies. Litológicamente está compuesta de espesos intervalos de lodolitas y limolitas oscuras con delgados mantos de carbón depositados en ríos meándricos (Rubiano, 1995); el límite de la Formación Esmeraldas está dado por un nivel rico en moluscos de agua dulce y palinomorfos denominado “Horizonte Fosilífero Los Corros”.

1.3.1.4 Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno inferior)

La Formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.900 a 2.400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas,

acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos (Rubiano, 1995). Para Suárez (1996), ésta formación está marcada por un nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el “Horizonte fosilífero de Mugrosa”.

1.3.1.5 Formación Colorado (Mioceno inferior a Mioceno medio)

La Formación Colorado presenta un espesor de hasta 3.200 pies en el sector de los pozos Sogamoso–1 y El Dorado–1 (Campo Sogamoso hacia el norte del Campo Colorado). Está conformada por una serie de lodolitas masivas con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso de origen aparentemente fluvial, con presencia de barras puntuales y longitudinales (De La Cruz, 1988).

Esta marcado por la aparición de un nivel de lutitas carbonáceas y fosilíferas de edad Mioceno medio, conocido como “La Cira Shale”.

1.3.1.6 Formación Real (Mioceno medio – Mioceno superior)

La Formación Real está constituida principalmente por conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas depositadas en ambientes continentales.

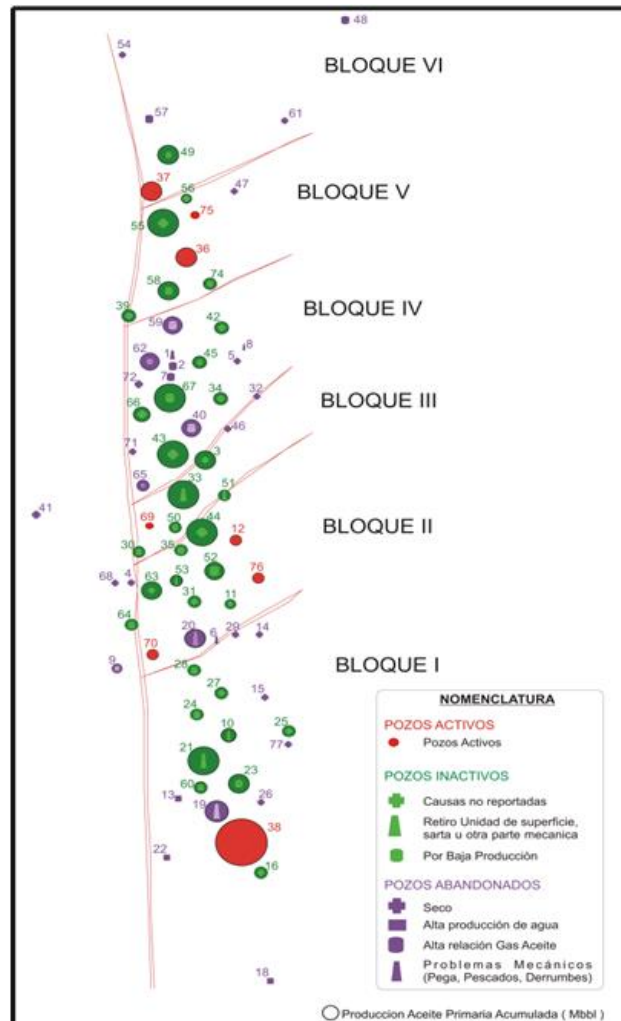
La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas que dividen al Campo en 6 bloques (Figura 3), con lo cual se ha manejado la hipótesis de que el Campo es compartimentalizado

1.1. INFORMACIÓN BÁSICA DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D). Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado que presentan una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y

19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente.

Figura 3: Distribución de los pozos del Campo Colorado.



Fuente: ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). p.84.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API. Se tiene reportada una presión inicial de 506 psi en la Zona B a 1900 pies MD y 2208 psi en la Zona C. La máxima producción fue de 1771 BOPD a noviembre de 1961 hasta llegar a un valor de 467 BOPD a junio de 1966.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies de

espesor) hace que la producción acumulada de los pozos este muy por debajo de los 300.000 Bls. A diciembre de 2003 se habían extraído 8.57 MBO con un corte de agua mínimo (Tabla 1). El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución. El aceite original estimado de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL S.A. es de 59 MMbbls y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMbbls con un factor de recobro actual del 15%.

Tabla 1: OOIP y Producción Campo Colorado.

FASE ACEITE	OOIP (MMbbls)-ECOPETROL Metodo Volumetrico 2003	120
	OOIP (MMbbls)-ECOPETROL Corregido 2005	59
	Produccion Acumulada. (MMbbls)	8,57
	Reservas Remanentes.(Mmbls)-Curvas Declinacion.	9,3

Fuente: AFANADOR, Carlos. DELGADO, Luis. Viabilidad Técnica y Económica de la perforación Under balance aplicada al Campo Colorado. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). p.84.

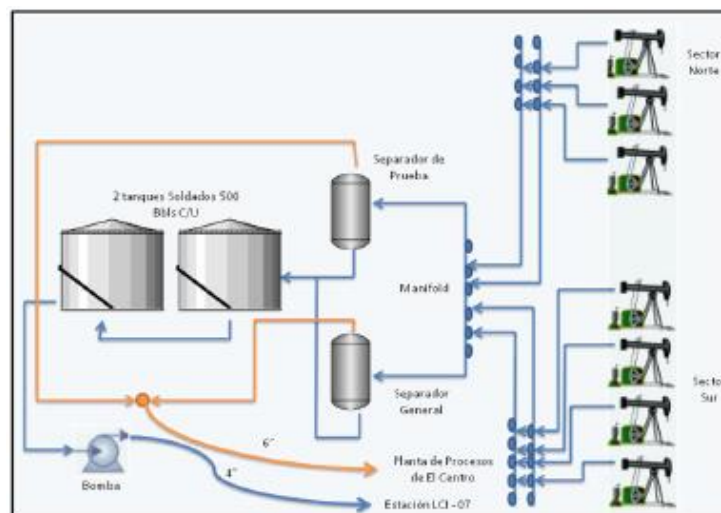
El campo cuenta con 75 pozos perforados, 18 están oficialmente abandonados, 29 están inactivos. Al realizarse la búsqueda de información en los archivos históricos del campo se obtuvieron como resultados la no ejecución de intervenciones o ningún tipo de información desde el año 1984, en la mayoría de los casos. Actualmente tiene 28 pozos activos, en promedio 19 pozos producen diariamente y los otros 9 se encuentran intermitentes o esperando intervención por parte del equipo de Workover. El campo ha tenido durante el año 2011 una producción promedio de 426 BOPD. Históricamente el campo ha presentado problemas de taponamiento por parafinas tanto en las líneas como en la tubería de producción en el pozo.

De los 19 pozos en producción, los que más aportan a la producción del campo son: Col 74, Col 67, Col 55, Col 44, respectivamente han tenido una producción promedio durante el año 2011 de 33 BOPD, 66 BOPD, 35 BOPD y 40 BOPD. El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se

cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo.

En la figura 4 se presenta un esquema de las instalaciones de producción que se encuentran en el Campo Escuela Colorado, junto a los equipos que se hacen parte de su funcionamiento.

Figura 4: Esquema de la estación de recolección y tratamiento del Campo Escuela Colorado.



Fuente: MARTINEZ, Jorge. PINTO, Diego. Revisión del sistema actual de manejo del crudo producido en el Campo Escuela Colorado y desarrollo de la ingeniería conceptual para las condiciones futuras. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos).p.71.

La estación cuenta con dos colectores principales para los sectores sur y norte los cuales se dirigen al *manifold* principal a la entrada de la estación. Posterior a esto, se encuentra un separador bifásico vertical general y uno de prueba para realizar las mediciones de los pozos. Las dimensiones con las que cuenta el separador instalado son: diámetro de 48 pulgadas y longitud de 10 pies. Posterior a esto, el crudo es dirigido a dos tanques de almacenamiento de láminas soldadas, cada uno con una capacidad de 500 barriles, mientras el gas por problemas operacionales

actualmente es conducido por un compresor a una tea donde es quemado en su totalidad³.

En el Campo Colorado se han realizado una serie estudios básicos para su desarrollo expuestas en la Tabla 2, aunque tiene una gran deficiencia en cuanto a información de fluidos, lo cual hace más difícil la decisión para procesos de reactivación. Uno de los propósitos de este proyecto es recopilar una base de datos que pueda ser utilizada en futuras investigaciones.

Tabla 2: Datos Básicos de Yacimiento (formación Mugrosa)

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	ARENA B	ARENA C
Presión Estática	psi	900	3000
Temperatura del Yacimiento	°F	114	174
API promedio	°API	42.2	39.7
Sg Gas en Separador	Fracción (vol)	0.958	0.937
Presión de Burbuja	Psia	648	2078
Viscosidad a Pb	Cp	1.64	0.462
Bo a Pb	Rb/STB	1.091	1.401
Rs a Pb	Scf/STB	140	648
Profundidad Promedia	ft	1700	3500
Aceite Original	MM BIs	20	37.3
Porosidad promedio	%	13.2	17.6
Espesor promedio arena	ft	22.5	33.6
Area	Acres	634	1083
Producción Prom. / Pozo Perforado	M BIs	112	
Espaciamiento / Pozo	Acres	20-30	
Reservas Remanentes	M BIs	100-200	
Factor de Recobro	%	14.83	
Pozos Perorados		75	
Pozos Activos		28	
Pozos Produciendo		19	
Pozos Cerrados		30	

Fuente: Modificado de: ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización en las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría (MSc. en Hidrocarburos). p.56.

³ MARTINEZ, Jorge. PINTO, Diego. Trazo: Revisión del sistema actual de manejo del crudo producido en el Campo Escuela Colorado y desarrollo de la ingeniería conceptual para las condiciones futuras. Bucaramanga 2011, Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. p.72.

1.2. RESEÑA HISTÓRICA DE LOS PROBLEMAS MÁS INFLUYENTES EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO⁴.

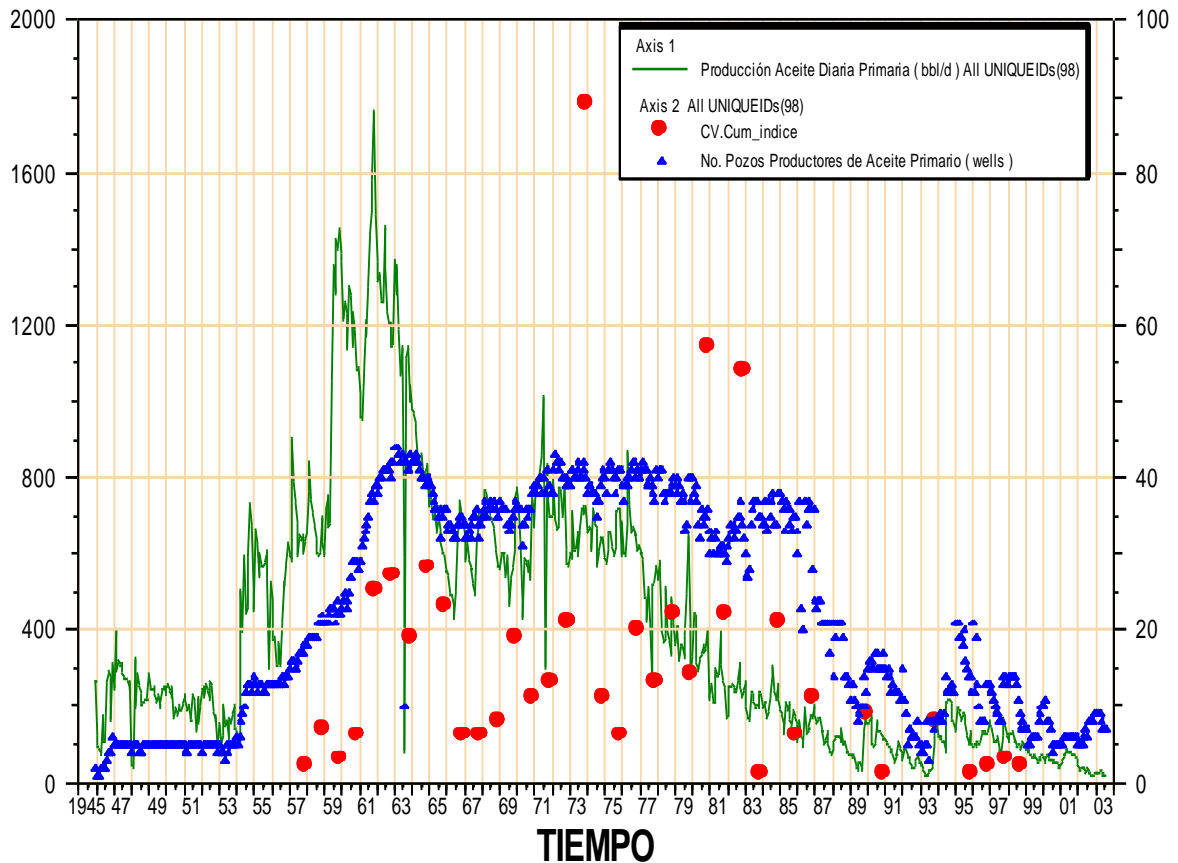
En el campo Colorado, inicialmente se empleó el método mecánico para el control de las parafinas depositadas en la tubería de producción. En el estudio realizado por ECOPETROL S.A. en el año 2003, se presentó un análisis estadístico de los pozos que presentaron problemas de parafinas, encontrándose que después de los años setenta, el control de parafinas se realizó con la inyección de aceite caliente en la tubería de producción.

El análisis estadístico calculó los promedios de las acumulaciones de petróleo y los acumulados de los días activos por completamiento. Según estos promedios se tienen que cada 8.65 Mil barriles de aceite producidos, se reportó un problema de parafinas, indicando que el depósito de parafinas en las tuberías de producción es bastante frecuente.

En la figura 5, se observa la producción del Campo Colorado contra el número de trabajos que se le han realizado a los pozos anualmente debido al contenido de parafinas y el número de pozos respectivamente, En esta gráfica se puede evidenciar cómo ha influenciado el problema de parafinas en la producción del campo. En la gráfica se encuentra que el número de pozos activos ha disminuido drásticamente desde 1987, los trabajos de control de parafina se han llevado al mínimo, con las consecuentes pérdidas de producción en el campo.

⁴ ECOPETROL S.A... Informe Colorado 2003, Op. Cit., p. 101-104.

Figura 5: Trabajos de Remoción de Parafina en el Campo Colorado.



Fuente: Estudio ECOPEPETROL S.A. “Diagnostico y estrategias de recobro para 8 áreas de la gerencia centro oriente”. 2003

1.3. ANTECEDENTES DEL USO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.

En los años sesenta, a algunos pozos se les realizo un cambio del sistema de levantamiento y en ese momento se determino que el SLA óptimo sería el Plunger Lift (C-12, C- 49, C- 44, C- 33) para resolver el problema de parafinas en la tubería de producción siendo exitoso el sistema en la mayoría de los casos.

En el pozo Colorado 12 el sistema tuvo éxito en el cumplimiento del objetivo de evitar la depositación de parafinas en la tubería, lográndose con este sistema mantener constante la producción del campo. Tiempo después el sistema de levantamiento plunger lift se retiró debido a la pérdida de energía del yacimiento.

El plunger lift instalado en el pozo Colorado 49 operó durante dos años y medio bajo óptimas condiciones, pero al igual que en el caso del pozo Colorado 12, se retiró por pérdida de energía del yacimiento.

En el pozo Colorado 33 se instaló un diseño de plunger lift diferente al de Colorado 12 en Diciembre de 1967, y los resultados no fueron positivos, el pozo se parafinó a mediados de 1970 y se le retiró el plunger lift por taponamiento de la tubería.

En el pozo Colorado 44 el plunger lift trabajó durante aproximadamente un año pero no dio un buen resultado en mantener la producción⁵.

⁵ Ibíd. p. 103.

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT.

2.1 INTRODUCCIÓN.

El Sistema de levantamiento artificial plunger lift se basa principalmente en el uso de un pistón libre que mediante una interface mecánica generada entre el gas y Los líquidos acumulados en el fondo, incrementan la eficiencia del levantamiento de Los pozos.

La exitosa operación de este sistema se basa en la consideración que los pozos no tienen empaque en fondo o tienen comunicación entre la tubería de producción y el revestimiento, en el fondo de la sarta de producción. El levantamiento por plunger incorpora un pistón que viaja a través de la totalidad de la tubería de producción de forma cíclica. Generalmente, el plunger lift se clasifica como un método de levantamiento artificial independiente. Sin embargo, en algunas instancias sirve solo de forma temporal, lo que significa que para mantener el pozo fluyendo es necesario que se complemente con otro sistema de levantamiento, como por ejemplo el gas lift. Algunas de las aplicaciones principales de este sistema son:

- Usado en pozos con una relación alta de gas-aceite para mantener el pozo en producción de manera cíclica.
- Utilizado en pozos de gas para descargar líquidos acumulados en fondo.
- Es empleado de manera conjunta en forma intermitente con gas lift para reducir la caída de líquidos a fondo de pozo.
- Usado en pozos de aceite o gas para mantener la tubería de producción limpia de parafinas o escamas inorgánicas.

El plunger lift fue diseñado e implementado inicialmente en los Estados Unidos para la explotación de pozos ubicados en yacimientos de gas retrogrado. Por lo tanto; es un sistema de levantamiento para pozos que producen líquidos a bajas tasas con altas relaciones gas-líquido.

El sistema plunger lift es una forma de levantamiento artificial basado en un método de cierre y apertura del pozo en superficie con el fin de utilizar la energía del yacimiento para producir los líquidos acumulados en el pozo.

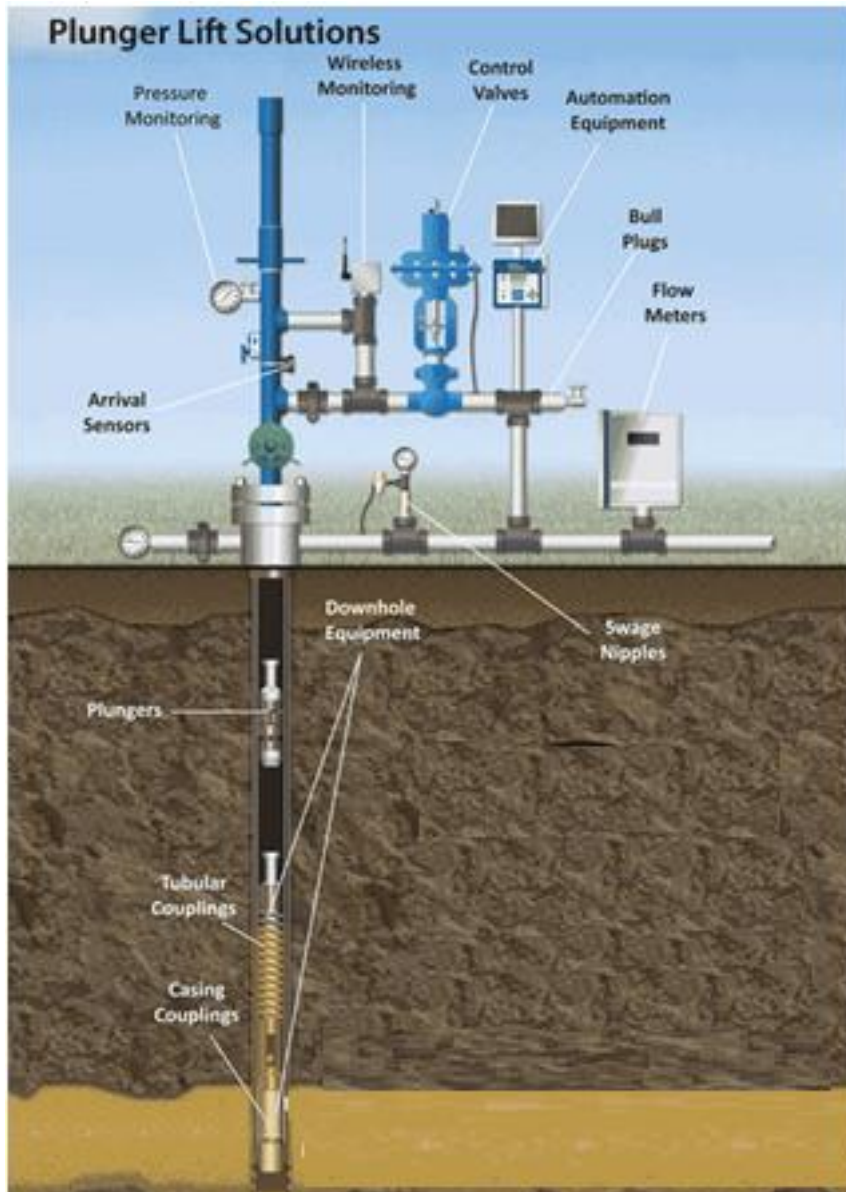
2.2 GENERALIDADES

La función de dicho sistema es prevenir que los líquidos se acumulen a tal punto que el pozo pueda verse afectado al punto de provocar el cierre o requiera un largo tiempo de recuperación. El pozo es cerrado cuando se ha determinado que la carga de líquidos está ocurriendo en el fondo del pozo. El pozo es abierto cuando la presión en el revestimiento ha aumentado lo suficiente para levantar los líquidos a lo largo de la tubería de producción. Esta presión y velocidad debe ser lo suficientemente grande para superar la presión en la línea de superficie o la presión del separador, las cuales son encontradas en el viaje a la superficie.

Una vez que el plunger llega a la superficie, la tubería de producción está completamente libre de líquidos, y a este punto la formación encontrará la menor resistencia para aportar fluido. Dependiendo de la productividad del pozo, altas tasas deberán ser sostenidas dejando la línea de flujo abierta durante algún periodo de tiempo. Dicho periodo estará limitado por la caída de presión en el revestimiento. El pozo deberá ser cerrado cuando la carga de líquidos sea evidenciada por una declinación en la presión en cabeza, entonces el ciclo deberá ser repetido.

El plunger lift es efectivo incluso en pozos de gas con bajas presiones pero que tienen una buena productividad. Es necesario que para el ciclo el plunger remueva pequeños volúmenes de líquido, por que una buena capacidad de entrega asegura una rápida recuperación de la presión en el revestimiento para el siguiente ciclo.

Figura 6: Configuración general del sistema plunger lift.

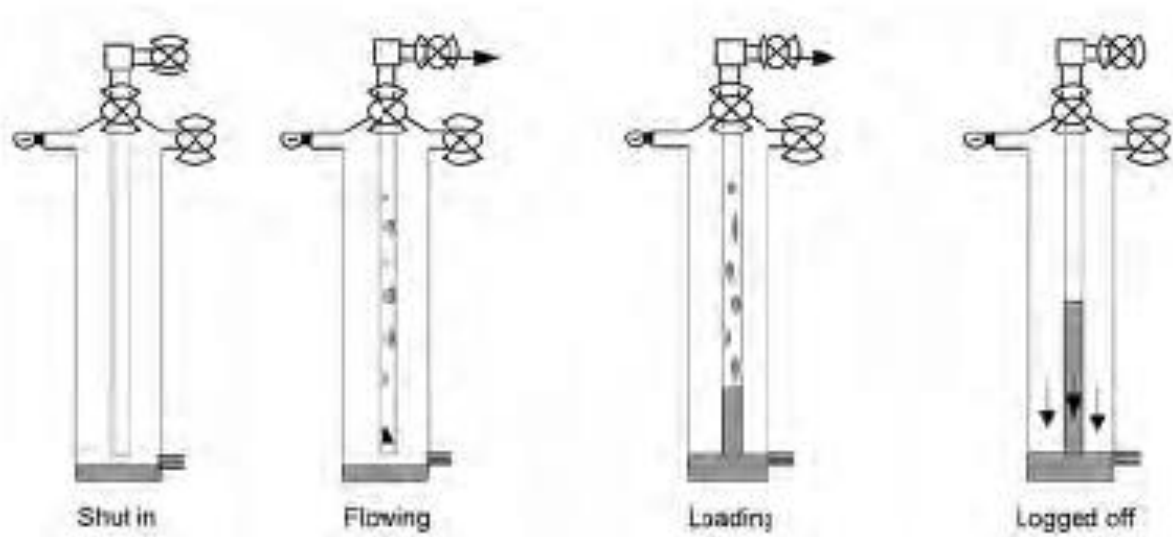


Fuente: Disponible en: <http://www.npsdover.com/plungerliftbig.aspx>

Un incremento en la producción puede ser esperado debido a la utilización del plunger lift. El beneficio real es representado en la producción acumulada y en el efecto sobre la declinación de la producción de los pozos⁶.

⁶ BEAUREGARD, Ferguson. Introduction to plunger lift: Application, Advantages and Limitations. Texas; Lubbock Abril 23 de 1981. p.4.

Figura 7: Descripción general del ciclo del plunger lift.



Fuente: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Volumen IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p. 839.

2.3 PRINCIPIOS BÁSICOS DE FUNCIONAMIENTO.

2.3.1 Operación Y Ciclo Del Plunger Lift.

El sistema consiste de un montaje amortiguador en el fondo, un lubricador con conexión en “T” (Flow Tee), un receptor en superficie, un controlador para abrir y cerrar el pozo, y un Plunger o pistón libre. También requiere de una superficie interna de la tubería de producción lisa y un diámetro uniforme.

El ciclo comienza con un periodo de cierre con el fin de permitir que el pozo acumule suficiente presión en el espacio anular, es así como una de las válvulas de control laterales que controla el paso de fluido a los tanques de almacenamiento se cierra mediante un motor para detener el flujo a través de la tubería de producción. La caja del parachoques y el receptor en el cabezal del pozo alojan el plunger que cae libremente debido al efecto de la gravedad a través del tubing.

Una válvula abierta en el plunger permite el paso de fluido a través de él mientras cae hasta llegar al fondo del pozo. Cuando esto sucede el plunger hace contacto con una pieza en el fondo resorte de choque (Bumper Spring) que cierra la válvula, generando que la presión en el fondo del pozo aumente progresivamente y permite que se acumule agua y aceite por encima del plunger.

Después de que se genera la restauración de la presión hasta determinado valor la válvula en superficie se abre. La transferencia rápida de gas desde el casing hacia la tubería además del gas proveniente de la formación, genera una alta velocidad instantánea produciendo así una caída de presión a través del pistón y el líquido. El diferencial de presión que se produce a través de la válvula del plunger hace que el viaje hasta la superficie sea a una velocidad aproximada de 500 hasta 1000 pies por minuto dependiendo de la forma en la cual este configurado el choque, la carga del fluido y de la presión en fondo.

Mientras el plunger se desplaza hacia arriba por efecto de la restauración de la presión, el fluido por encima del Plunger es empujado hacia la superficie. En realidad con este procedimiento se está suabeando el pozo en diferentes intervalos de tiempo⁷.

Cuando el pozo es productor de aceite o contiene un gas débil, la llegada del plunger a superficie activa un sensor controlado magnéticamente que cierra inmediatamente la válvula anteriormente mencionada con el fin de conservar el gas presente en la formación y en la tubería de producción para utilizarlo en el siguiente ciclo.

Una vez el plunger llega al receptor, se detiene por un instante para repetir nuevamente el ciclo hasta cuando la presión y la configuración del sistema de levantamiento lo permitan.

⁷ BROWN, Kermit E. The technology of artificial lift methods, Vol. 4. Tulsa, Oklahoma. Editorial Penn well Publishing Company. 1980. p. 262.

2.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT.

2.4.1 Equipo De Fondo De Pozo.

El equipo en fondo de pozo puede contener una o más combinaciones de los siguientes elementos que conforman el sistema de levantamiento artificial plunger lift: receptor del plunger, resorte para choques, válvula fija, y el niple de filtro. Si la tubería de producción no ha sido corrida en el pozo, se pueden bajar juntos el equipo de fondo y la tubería de producción desde la superficie, o si la tubería de producción ya fue corrida, el equipo de slickline puede ser utilizado. En algunos casos el receptor de parada se suelta desde la superficie⁸.

2.4.1.1 Receptor del plunger.

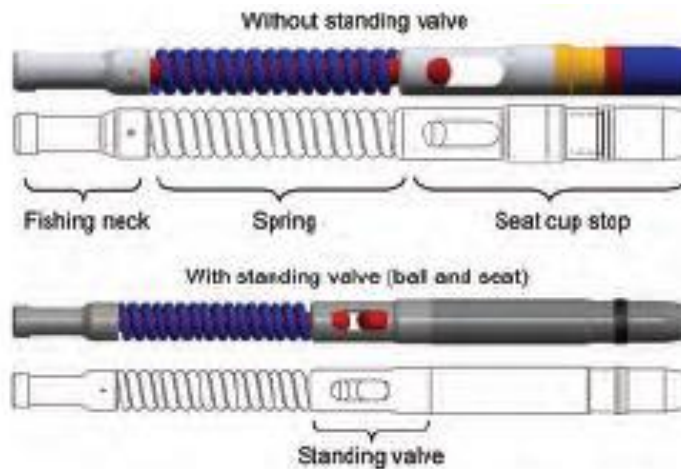
El receptor del plunger se coloca en el interior de la parte inferior de la sarta de tubería para evitar que el plunger se suelte y caiga a través de la tubería hasta el fondo del pozo. El receptor del plunger se puede fijar en un niple de perfil, o directamente en las paredes de la tubería con un montaje de deslizamiento, o en la unión de un collar de una sarta tubería⁹.

- **Copa de asiento.** Este receptor tiene copas y un “no-go” similar a insertar una varilla de succión de bombeo mecánico, y es instalado en un niple de perfil. El tamaño de la copa puede ser cambiado para acomodarse a diferentes niples con diferentes diámetros internos. Es muy común para este tipo de receptor que sea integrado con una válvula fija o un resorte de choque (**Figura 8 y 9**). Este es el tipo de receptor más común debido a su fácil instalación y posterior retiro.

⁸ LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Volumen IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p. 864.

⁹ Ibíd. p. 864.

Figura 8: Montajes de Asiento de copa con standing valve.



Fuente: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Volumen IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p. 864.

- **Tubing Stop.** Un tubing stop tiene hojas que se agarran directamente la tubería, sin necesidad de un niple para mantenerlo en su lugar (**Figura 9 y 10**). Es útil cuando los niples de perfil no fueron corridos en la tubería de producción, o cuando el receptor se establece a cierta distancia por encima del asentamiento del niple. Este receptor se puede fijar con un equipo de *slickline*, sin necesidad de sacar la tubería o instalar un niple de perfil.
- **Collar Stop.** Un collar stop utiliza un tipo de combinación que sólo se puede fijar en un hueco de un collar. Puede ser fijado en la mayoría de los tipos de tuberías de producción que tienen espacio entre los collares de la tubería. El collar stop es como el tubing stop, excepto que las profundidades de asentamiento están limitadas para igualar las longitudes del tubing (**Figura 9 y 10**). El collar stop en realidad es la forma de stop más fácil de quitar, ya que puede ser removido por las altas velocidades de flujo de gas. Receptores de este tipo de baja calidad pueden removerse más fácilmente, desembocando en problemas operacionales.

Figura 9: Set (derecha a izquierda): Tubing Stop, Collar Stop, Copa de asiento.



Fuente: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Volumen IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p. 865.

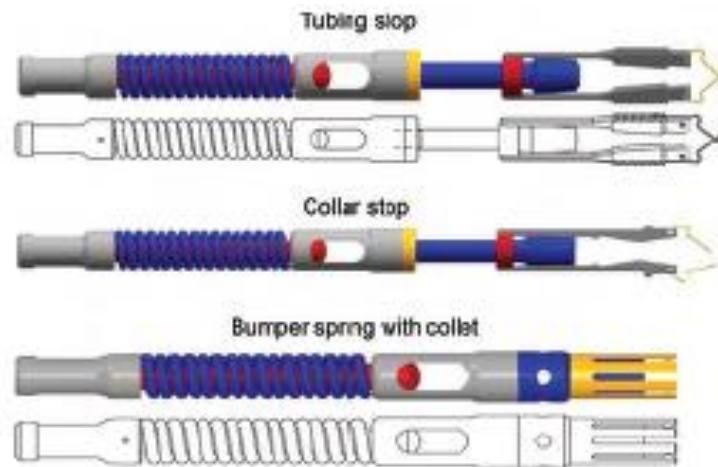
Collar de Pin. El receptor de collar de pin, es un collar con un pin soldado en su interior. Se encuentra atornillado a la parte inferior de la sarta de tubería, y el pin actúa como un stop permanente. Estos son más comunes para las sarta de tubería de menor diámetro interno. Los beneficios de usar un collar de pin incluyen bajo costo, mínima caída de presión, y simplicidad, debido a que el collar de pin es permanente; sin embargo, una línea de acero no puede ser corrida para marcar el fondo del pozo, limpiar el fondo de pozo, o correr las herramientas al final de la tubería de producción o el revestimiento.

2.4.1.2 Resorte parachoques.

Un resorte es instalado sobre el plunger stop previniendo daño en el plunger, en el set de parada, o en la tubería de producción, si el plunger desciende completamente seco, el daño es por pobre lubricación entre la tubería y el plunger que cuando cae lo hace a muy altas velocidades y la función del resorte es absorber el impacto al momento de la caída del plunger¹⁰ **(Figura 9 y 10).**

¹⁰ Ibíd. p.965

Figura 10: Combinaciones de sets de parada.



Fuente: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Volumen IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p. 865.

2.4.1.3 Válvula fija.

Para que el plunger lift sea eficaz, los líquidos producidos necesitan permanecer en la tubería cuando el pozo se cierra. Instalando válvulas fijas entre el Plunger stop y el bumper spring, se mantendrán los líquidos acumulados dentro del tubing. Las válvulas fijas son más comunes en los pozos con presiones de fondo bajas, donde los líquidos pueden fácil y rápidamente fluir de nuevo hacia la formación debido a la segregación gravitacional del gas y líquido¹¹.

Algunas válvulas tienen asientos con muescas para permitir que algunos líquidos se escapen a través de la válvula y permitir una estabilización a largo plazo. Otros problemas con las válvulas fijas incluyen el incremento de las caídas de presión a través de la de la válvula y depósitos de escamas o arena que pueden taponar la válvula o evitar que esta se cierre (**Figura 8**). Esta es opcional y no se encuentra en todas las instalaciones.

2.4.1.4 Niple de Filtro.

Corriendo un niple filtro en la parte inferior de la tubería se evitará que la arena y otros residuos entren en el tubing. Esto podría taponar e inhibir el funcionamiento del Plunger. Este es opcional y no se encuentra en todas las instalaciones.

¹¹ Ibíd. p.965.

2.4.2 Equipo de Superficie.

2.4.2.1 Cabeza del Pozo.

La cabeza del pozo deberá tener el mismo, sino un diámetro interno muy cercano desde la tubería de producción hasta la cabeza del pozo (**Figura 11**). Es común que se tengan variaciones en los diámetros internos de la cabeza de pozo, especialmente alrededor de los colgadores de la tubería de producción, o de las juntas justo por debajo de la superficie (**Ver Tabla 3**). Cuando el diámetro interno de la cabeza del pozo es significativamente más grande que el diámetro interno de la tubería de producción, el plunger se puede estancar, lo cual se previene manteniendo los controles y sensores automáticos para que detecten la llegada del plunger a superficie. Algunos adaptadores de tubería de producción tienen área suficiente para que pistones más pequeños puedan ser manejados y recibidos en la cabeza del pozo. Diámetros internos demasiado ajustados por el contrario pueden causar daños en la estructura de la cabeza del pozo y en el plunger mismo debido al impacto por las altas velocidades. Estos inconvenientes son solucionados con el cambio de cabezas de pozo, instalando camisas en los colgadores de tubería, minimizando la altura de la cabeza por reducción de número de válvulas, líneas de flujo, y válvulas de alivio¹².

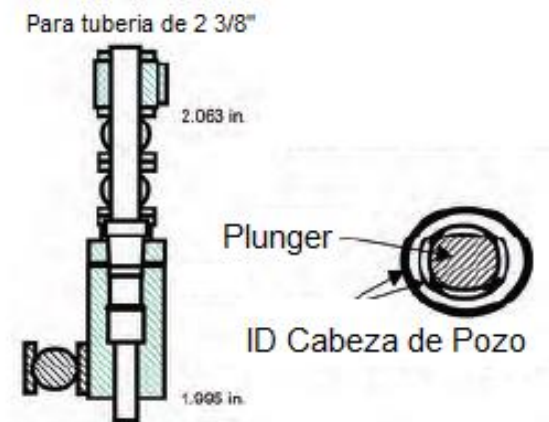
Tabla 3: Dimensiones de los elementos en Cabeza de Pozo.

Tubería OD, pulg.	Plunger OD, pulg.	Valvulas ID, pulg.
2,38	2,00	2,06
2,88	2,45	2,56
3,50	2,94	3,06

Fuente: Modificado de: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Volumen IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p. 867.

¹² Ibíd. p. 867.

Figura 11. Sección Transversal del plunger en Cabeza de Pozo.



Fuente: Modificado de: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Volumen IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p. 867.

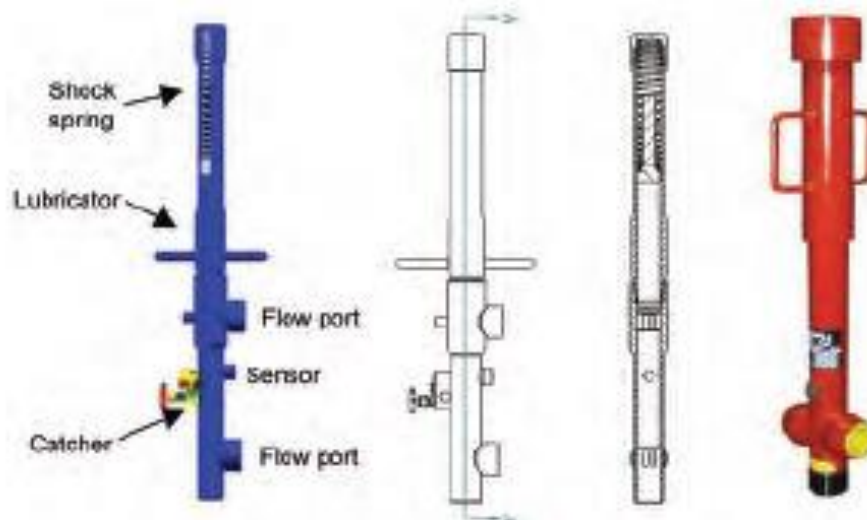
2.4.2.2 Conjunto lubricador/receptor¹³.

Un conjunto lubricador/receptor es usado para recibir el plunger en la superficie. Está compuesto de un shock spring, mecanismo receptor, y puertos de flujo. El tamaño del conjunto lubricador/receptor deberá coincidir con los diámetros internos de la tubería de producción y la cabeza de pozo, y en su instalación deberá ser probado. Si no se prueba, la fuerza ascendente del plunger intentará soltar el conjunto, causando fatiga en el metal y posterior falla.

- **Resorte de choque.** El resorte de choque (**Figura 12**) absorbe el impacto del plunger en la superficie, especialmente en el caso de un ascenso seco. El resorte de choque debe ser fácilmente accesible y reemplazable, porque un buen resorte de choque extenderá la vida del plunger. Un prematuro daño en el resorte de choque indicaría muy altas velocidades del plunger y un incorrecto funcionamiento del controlador.
- **Mecanismo Receptor.** El mecanismo receptor (**Figura 12**) puede funcionar manual o automáticamente para recibir el plunger en superficie. Esto facilita inspecciones periódicas al sistema y un apropiado cierre de los pozos con levantamiento por plunger lift.

¹³ Ibíd. p.868.

Figura 12: Conjunto lubricador/receptor.



Fuente: Modificado de: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Volumen IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p. 867.

- **Puertos de Flujo.** Los puertos de flujo empalman el conjunto lubricador/receptor en la línea de flujo (Figura 12). Los puertos de flujo duales son preferidos sobre los puertos de flujo sencillos Porque el plunger es sostenido en la cabeza por el flujo del pozo, y esto tiende a llevar al plunger solo un poco por encima o atravesado en el puerto de flujo sencillo. Esto genera restricciones al flujo y la posibilidad de formación de hidratos de gas en climas fríos.

2.4.2.3 Sensores del Sistema.

Los sensores del sistema son colocados en el conjunto receptor/lubricador para enviar señales de la llegada del plunger a superficie. Controladores sencillos son colocados estrictamente para contabilizar el número de veces que el plunger alcanza la superficie. Controladores más sofisticados hacen ajustes al ciclo en base a los datos que aporta el sensor a la llegada del plunger y la velocidad ascendente del mismo. Diferentes tipos de sensores están disponibles, pero lo más comunes son los acústicos o magnéticos. En muchos casos en donde el sensor falla causa cierre del pozo por el controlador, generando carga en el pozo y cierre del mismo. Los

sensores son sensibles a rayos eléctricos, es por esto que se recomienda realizar una protección catódica¹⁴.

2.4.2.4 Válvula automatizada.

Las válvulas accionadas neumáticamente son comúnmente usadas para cerrar y abrir un pozo cuando tiene instalado plunger lift (**Figura 6**), pero los motores eléctricos, diafragmas neumáticos y operación hidráulica pueden ser usados. Se debe tener cuidado en la selección de esta válvula ya que puede llegar a chocar el pozo y evitar que el plunger llegue a superficie.

2.4.3 Tipos De Plunger¹⁵.

Hay una gran variedad de tipos de plunger disponibles, pero lo más comunes son la barra de acumulación (Bar stock), lavador de oscilación (Wobble Washer), almohadilla sellada, almohadilla retractable, cepillo, entre otros. Se encuentran disponibles en diversas longitudes y diámetros. Todos operan de la misma manera pero su diferencia radica en su tipo y efectividad de su sello

2.4.3.1 Tipo Barra de Acumulación (Bar Stock).

Es una pieza de metal sólida la cual es trabajada sobre su superficie con una serie de espirales u otras formas para crear turbulencia en el flujo y por consiguiente dar sello entre la tubería de producción y el plunger (**Figura 13**). Es uno de los menos eficientes.

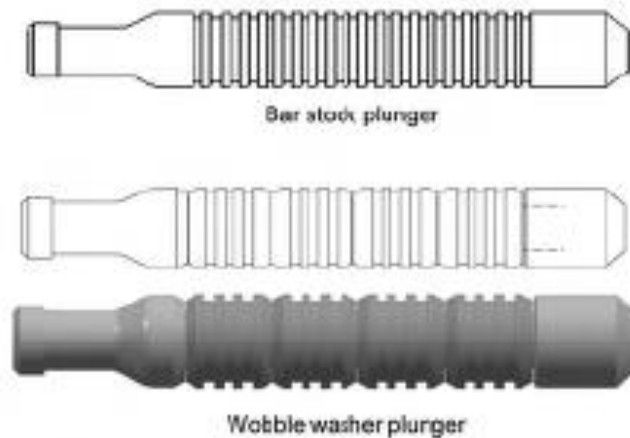
2.4.3.2 Tipo Lavador por oscilación (Wobble Washer).

En cuanto a su longitud es similar a una botella (**Figura 13**). Sus características de sello son similares a las del tipo Bar Stock. También genera su sello por generación de turbulencia en el flujo.

¹⁴ Ibíd. p. 868.

¹⁵ Ibíd. p.870.

Ilustración 13: Tipos de Plunger con sello por turbulencia.



Fuente: Modificado de: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Volumen IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p. 870.

2.4.3.3 Tipo Almohadilla (Pad).

Los tipos almohadilla son populares por su durabilidad y por la eficiencia de su sello. Este mejora su sello debido a que el área de bypass para deslizamiento del gas es menor, pero gracias a esta característica su caída es mucho más lenta que la de los otros pistones. El sello puede ser hecho de metal, plástico, u otros materiales y se debe tener cuidado que este material sea compatible con el fluido que aporta el yacimiento (**Figura 14**). Las dificultades de este tipo de plunger es que la arena se puede depositar detrás de las almohadillas impidiendo que se estiren.

2.4.3.4 Tipo cepillo.

Un plunger tipo cepillo sella muy bien y cae muy rápidamente, pero sus cerdas pueden caer rápidamente (**Figura 14**). Dichas cerdas son hechas de una fibra apropiada para las condiciones de los pozos y están unidas a un mandril central. El diámetro externo de las cerdas puede ser ajustado para los diferentes diámetros de tubería de producción. Debido a la alta turbulencia generada cuando el gas atraviesa las cerdas lo que le da al plunger unas excelentes características de sello. Es más comúnmente usado en pozos donde se presentan diversas precipitaciones ya sean orgánicas o inorgánicas.

2.4.3.5 Tipo Almohadilla Retráctil.

Este modelo incorpora una serie de almohadillas de acero entrelazadas con resortes que se ajustan a casi todo el diámetro interno de la tubería (**Figura 14**). El sello se ve afectado por la cercanía al diámetro interno y al radio, como también por el entrelazamiento de las almohadillas. El bypass se complementa con la habilidad de las almohadillas para retraer y reducir el diámetro exterior de la herramienta¹⁶.

Figura 14: Tipos de Plunger.



Fuente: Modificado de: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Volumen IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p. 871.

2.4.4 Consideraciones de Selección del Tipo de Plunger.

Son características deseadas en un plunger; la eficiencia de su sello, la confiabilidad, la durabilidad y la habilidad para descender rápidamente. Raramente un plunger exhibe todas estas características. Aunque, usualmente un plunger que se excede en algún aspecto sacrifica otros. Para esto hay una gran variedad de pistones disponibles para acomodar estas diferencias en el desempeño del pozo y condiciones operacionales.

¹⁶ Ibíd. p.871.

2.4.4.1 Sello y Velocidad del Plunger.

El sello del plunger es la interface entre la tubería de producción y la parte externa del plunger, probablemente es el elemento más importante del diseño. La mayor parte de los pistones no tienen un sello perfecto; en realidad, la turbulencia de una pequeña cantidad de gas deslizándose alrededor del plunger es necesaria para mantener los líquidos por encima y el gas por debajo del plunger. Un sello eficiente limita el deslizamiento y permite al plunger viajar más lentamente, lo cual reduce la energía y presión requerida para levantar el plunger y la carga de líquido. Sellos menos eficientes permiten excesivo deslizamiento, y esto incrementa la energía y presión necesaria para operar el plunger¹⁷.

La velocidad a la cual el plunger viaja a través de la tubería también afecta su eficiencia¹⁸(**Figura 15**). Velocidades muy bajas incrementan el deslizamiento del gas y conllevan a una operación ineficiente, además, de un posible estancamiento del plunger. Altas velocidades desperdician la presión del pozo, causando desgaste en los equipos e incrementando la contrapresión en el pozo. Las velocidades objetivo son aquellas que permitan suficiente deslizamiento del gas para proveer un buen sello.

Dichas velocidades han sido determinadas para varios tipos de plunger en base a la capacidad de sello que cada uno tiene¹⁹. Los pistones con mejores condiciones para sello operan eficientemente a bajas velocidades; entre 400 y 800 pies/min; mientras que pistones con pobres características de sello deberá viajar entre 800 y 1200 pies/min para mantener un adecuado sello. Las mejores condiciones de sello las tiene el pistón tipo cepillo y el tipo almohadilla²⁰.

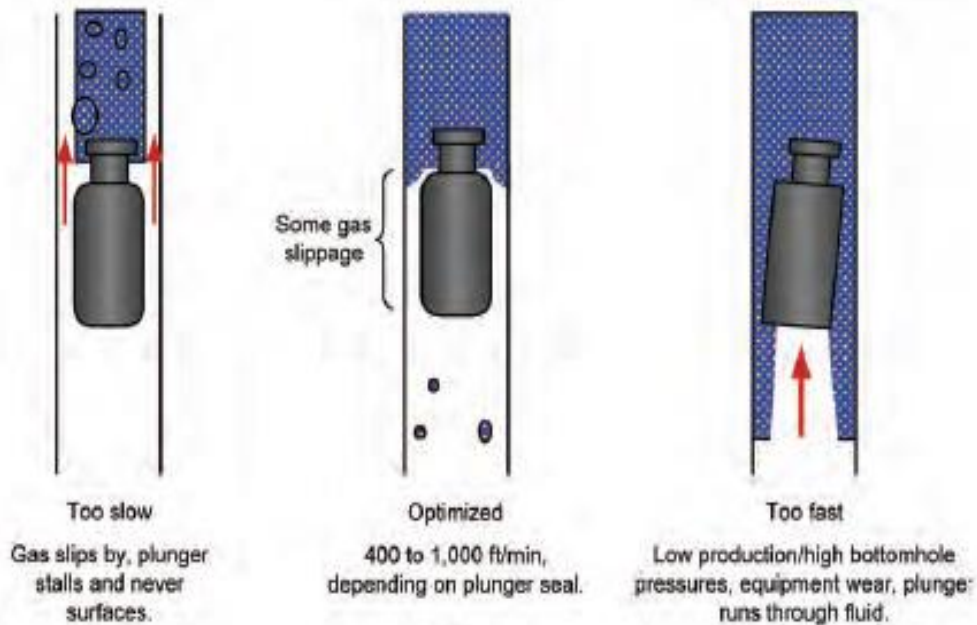
¹⁷ MOWER, L.N. *et al.*: "Defining the Characteristics and Performance of Gas-Lift Plungers," paper SPE 14344 presentado en 1985 En la Conferencia Técnica y Exhibición Anual de la SPE, Las Vegas, Nevada, 22–25 September.

¹⁸ MORROW, Stanley and HEARN, William.: "Plunger lift Advancements, Including Velocity and Pressure Analysis." Paper SPE 108104. Presentado en 2007 en el LACPEC, Buenos Aires, Argentina, 15-18 Abril.

¹⁹ MOWER, Op. Cit., p. 3.

²⁰ LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Op. Cit., p.869.

Figura 15: Influencia de la velocidad.



Fuente: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Vol. IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p.869.

2.4.4.2 Confiabilidad y Durabilidad.

La palabra confiabilidad hace referencia a la habilidad que tiene el plunger para mantener su desempeño en el tiempo y en condiciones adversas. Muchos pistones tienen movimiento de sus componentes internos (almohadillas, sellos, válvulas, varilla, y bypass) que pueden fallar en presencia de arena o ambientes corrosivos. Otros pistones (Tipo Cepillo y Barra de acumulación) no tienen componentes internos y generalmente son más confiables.

La durabilidad hace referencia a la habilidad del pistón para operar después de una gran cantidad de ciclos con un mínimo de fatiga y fractura.

2.4.4.3 Rápido descenso del plunger.

Que el plunger descienda desde la superficie de manera rápida, es una característica deseable si el pozo recupera presión rápidamente. Estos pozos típicamente están listos para operar tan pronto como el plunger alcanza el fondo. Un plunger que cae más rápidamente puede ayudar a disminuir los tiempos de cierre.

Típicamente las velocidades de caída están en el rango de 500 a 1000 pies/min en una tubería que contiene solo gas seco pero se han reportado más bajas alrededor de 200 pies/min y más altas hasta 2000 pies/min, dependiendo de condiciones como el tipo de plunger, estado de la tubería, y desviación del pozo. En líquidos la velocidad se encuentra entre 150 y 250 pies/min, pero las más bajas han sido reportadas entre 25 y 50 pies/min.

2.4.5. Tipos de controlador.

Un controlador de plunger interviene en el cierre, la descarga, y en los periodos de flujo del sistema. Esto hace que sea operado por una o más válvulas de control en superficie para cerrar y dejar fluir el pozo. Diferentes controladores usan varios puntos de ajuste y datos de pozo para determinar la longitud de esos periodos de tiempo. Los controladores pueden ser dispositivos manuales, como controladores de tiempo o de presión diferencial, o sistemas autoajustables, como controladores electrónicos “inteligentes”, que operan en base al tiempo, presión y/o velocidad del plunger.

2.4.5.1 Temporizador Manual.

Un temporizador manual es implementado en el sistema del plunger de acuerdo con los tiempos de cierre y flujo preestablecidos. Originalmente, los temporizadores manuales fueron modelos que actuaban con una válvula neumática. Nuevas versiones usan relojes electrónicos y un solenoide para accionar la válvula. El operador los programa con sus tiempos apropiados de encendido y apagado. Frecuentemente estos tiempos son determinados a través de un proceso de largos tiempos de prueba y error, durante los cuales deben hacer pequeños cambios cada día con el fin de optimizar el pozo. Para mantener el plunger en funcionamiento en todas las condiciones se programa siempre bajo las peores condiciones de operación, este tipo de acciones minimizan las oportunidades de cargar de forma óptima el pozo, y por consiguiente bajas tasas de producción.

2.4.5.2 Controlador de Presión Diferencial.

Un controlador de presión diferencial monitorea el tubing, casing, y líneas de presión para determinar periodos de cierre y de flujo. Versiones tempranas de un monitor de presión solo controlaba la presión del casing. Si las condiciones de operación cambiaban, el control reiniciaba todos los puntos de ajuste. Nuevos controladores usan presión en el casing, en la tubería de producción, en las líneas, y en el pozo para calcular cuando el casing ha alcanzado suficiente presión.

2.4.5.3 Temporizador automatizado basado en la velocidad del plunger.

Estos controladores automatizados monitorean constantemente la velocidad del plunger para optimizar el pozo, eliminando el tiempo que se gastaba en el proceso iterativo de prueba y error.

La importancia de la velocidad del plunger y que sea una velocidad eficiente, radica en que si hay más energía de la requerida este viajara demasiado rápido y con una carga de líquidos muy baja, y por el contrario si la energía es muy baja probablemente la carga de líquidos sea muy alta y el plunger no alcance la superficie. En estas situaciones el temporizador por velocidad se ajusta automáticamente para disminuir los tiempos de flujo y maximizar los tiempos de cierre.

2.4.5.4 Monitor de presión automatizado.

Uno de los controladores más eficientes disponibles actualmente monitorea la tasa de flujo, presión diferencial y rapidez del plunger. Es eficiente por que reacciona rápidamente para cambiar las condiciones del pozo. Mientras el pozo esta fluyendo el controlador constantemente recalcula la tasa critica en base a la presión de la tubería de producción. Para determinar periodos de cierre, monitorea el casing, la tubería de producción y la línea. Este controlador permite que el plunger opere tan pronto el pozo está listo.

Figura 16: Controlador Electrónico.



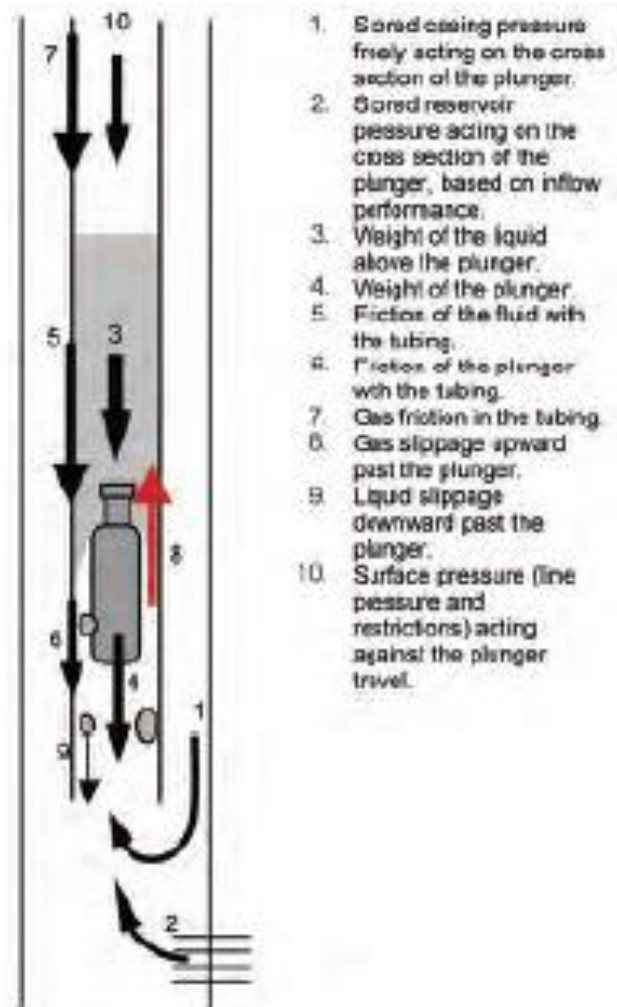
Fuente: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Vol. IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p.877.

2.5 MODELAMIENTO MATEMÁTICO Y PARÁMETROS BÁSICOS PARA APLICAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT.

Los modelos matemáticos aplicados al sistema plunger lift están basados en la sumatoria de fuerzas que actúan en el plunger mientras este levanta los baches de líquido en la tubería de producción (**Figura 17**). Estas fuerzas en cualquier punto de la tubería de producción son²¹:

²¹ BROWN, Kermit E. The technology of artificial lift methods, Vol. 4. Tulsa, Oklahoma. Editorial Penn well Publishing Company. 1980. p. 853.

Figura 17: Balance de fuerzas sobre el pistón.



Fuente: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Vol. IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p.853.

- Presión acumulada libremente, actuando en la sección transversal del plunger.
- Presión del yacimiento acumulada, actuando en la sección transversal del plunger, basados en el IPR.
- El peso del fluido.

- El peso del plunger.
- La fricción del fluido con la tubería de producción.
- La fricción del plunger con la tubería de producción.
- Fricción del gas con la tubería de producción.
- Deslizamiento del gas por encima del plunger.
- Deslizamiento de líquidos por debajo del plunger.
- Presión en superficie actuando sobre el viaje del plunger.

Los modelos presentados más comúnmente aceptados en diversas publicaciones son los modelos de Foss y Gaul, que presentaron una ecuación basados en un balance de fuerzas que fue probada en pozos del Campo Ventura en 1965, y Lea, presento un análisis dinámico del plunger lift, en su modelo que agrego deslizamiento de gas e influjo del yacimiento, matemáticamente describe el ciclo entero para pozos en arenas apretadas con relaciones gas liquido muy altas.

La metodología de Foss y Gaul fue calcular la presión requerida para mover el plunger y el bache de líquido justo antes de que alcancen la superficie. Debido a que es al final del ciclo, donde la energía de la expansión del gas desde el casing hacia la tubería de producción está en su punto mínimo. Ajustando desde el casing hacia la tubería de producción durante el ciclo entero el sistema produce la presión requerida para iniciar el plunger al comienzo del ciclo. La presión deberá incrementar para operar exitosamente.

La presión promedio de casing, ciclos máximos, y el gas requerido por ciclo pueden ser calculados a partir de y las ecuaciones que a continuación se presentan son esencialmente presentadas por Foss y Gaul pero están resumidas como las presentaron Mower et all. El modelo de Foss y Gaul no es riguroso, asume una fricción constante asociada a la velocidad del plunger de 1000 pies/min; no calcula aporte por parte del yacimiento, asume un valor de deslizamiento del gas, un anular

abierto y sin restricciones, asume que el lector puede determinar la producción de gas y las tasa de los líquidos producidos independientemente del modelo. El resultado de estos supuestos resulta en sobre-predicción de la presión requerida en el revestimiento. Sin un pozo cumple con los criterios de Foss y Gaul es casi sin duda un candidato para el sistema de levantamiento plunger lift²².

2.5.1 Ecuaciones básicas del modelo de Foss y Gaul.

2.5.1.1 Presiones Requeridas²³.

$$(p_c)_{min} = [p_p + p_t + (p_{lf} + p_{lh})S] \left(1 + \frac{D}{K}\right) \quad \text{Ec.1}$$

Donde:

$$(p_c)_{max} = (p_c)_{min}(R_a) \quad \text{Ec.2}$$

Y:

$$P_{avg} = (p_c)_{min} \left(1 + \frac{A_t}{2A_a}\right) \quad \text{Ec.3}$$

Donde los términos que componen las anteriores ecuaciones son:

$$p_{lh} = \gamma_l L, \quad \text{Ec.4}$$

$$p_{lf} = \frac{\gamma_l f_l L v^2}{\frac{d}{12}(2.0)(32,2)} \quad \text{Ec.5}$$

$$\frac{1}{K} = \frac{F_g v^2 g_g}{\frac{d}{12}(2.0)(32,2)(T_{g_{avg}}+460)ZR} \quad \text{Ec.6}$$

$$R_a = \frac{A_a + A_t}{A_a} \quad \text{Ec.7}$$

2.5.1.2 Gas requerido por ciclo.

$$V_g = F_{gs} P_{c_{avg}} \left(\frac{Vt}{14,7}\right) \left(\frac{520}{T_{g_{avg}}+460}\right) \left(\frac{1}{Z}\right) \quad \text{Ec.8}$$

²² LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Op. Cit., p.853.

²³ FOOS D.L Y GAUL R.B. "Plunger lift performance criteria with operating experience-Ventura avenue Field. Paper SPE 65-124. p. 6.

Donde:

$$V_t = \frac{A_t(D-SL)}{1000} \quad \text{Ec.9}$$

$$F_{gs} = \left(\frac{1+D}{1000} \right) * 0.02 \quad \text{Ec.10}$$

2.5.1.3 Máxima cantidad de Ciclos.

$$C_{max} = \frac{1440}{\frac{D-SL}{v_{fg}} + \frac{D}{v_g} + \frac{SL}{v_{fl}}} \quad \text{Ec.11}$$

2.5.1.4 Regla de la mano derecha.

La mínima relación gas-liquido (Rgl) = 400 scf/bbl por cada 1000 pies en profundidad del pozo, entonces la relación gas líquido es:

$$R_{gl} = \frac{q_g/q_l}{D/1000} \quad \text{Ec.12}$$

- Presión en el casing requerida para levantar un barril de bache de líquido.

$$P_{cs} = \frac{P_{hs}}{(0,5 \text{ hasta } 0,6)} + (Pl)_{max} \quad \text{Ec.13}$$

Nomenclatura de las anteriores ecuaciones:

A_t = Área transversal de la tubería de producción. *pies*²

A_a = Área transversal del anular. *pies*²

C_{max} = Máximo numero de ciclos posible por día.

d = Diámetro de la tubería de producción. Pulg.

D = Punto más profundo de viaje del plunger.

f_g = Factor de fricción de Darcy-Weisbach para el flujo de gas en la tubería de producción.

F_{gs} = Factor de deslizamiento del gas de Foss y Gaul.

f_l = Factor de fricción de Darcy-Weisbach para el bache de líquido.

g_g = Gravedad específica del gas.

K = Fricción del gas en la tubería de producción.

L = longitud de un barril de líquido dentro de la tubería de producción. Pies/bbl.

$(p_c)_{min}$ = Presión mínima del casing para que el plunger llegue a superficie. (Psi)

$(p_c)_{max}$ = Presión requerida para iniciar el ciclo del sistema plunger lift. (Psi)

$(p_c)_{avg}$ = Presión promedio en el casing durante la operación.

p_p = Presión requerida para levantar el peso del plunger. (Psi)

p_t = Presión en la tubería de producción. (Psi)

p_{lf} = Presión diferencial requerida para superar la fricción del líquido por barril (Psi/bbl).

p_{lh} = Presión diferencial requerida para levantar el peso del líquido por barril (Psi/bbl).

R_a = Radio del anular + área transversal de la tubería hasta el revestimiento.

S = Volumen de carga por encima del plunger (bbl).

$T_{g_{avg}}$ = Temperatura promedio del gas, °F.

V_g = Volumen de gas requerido por ciclo. Mscf.

V_t = Volumen de la tubería de producción por encima del bache de líquido. Mscf.

v_{fg} = Velocidad promedio del plunger cayendo a través del gas. Pies/min.
(Típicamente entre 200 y 1200 pies/min)

v_{fl} = Velocidad promedio del plunger cayendo a través del líquido. Pies/min.
(Típicamente entre 50 y 250 pies/min)

v_p = Velocidad promedio del plunger durante el ascenso. Pies/min. (Típicamente entre 400 a 1200 pies/min)

Z = Factor de compresibilidad del gas.

γ_l = Gradiente del líquido. Psi/pie.

2.6 TIPOS DE INSTALACIONES.

Los pozos en donde se ha instalado el sistema plunger lift pueden ser categorizados en tres tipos. Estos tipos no se diferencian entre pozos de gas o aceite, pero sí lo hacen en la cantidad de gas producido. En primera instancia cuando el gas producido por la formación es excesivo, es justo la cantidad requerida, o insuficiente para producir líquidos a la superficie.

En las primeras dos categorías la energía del gas proveniente de la formación es utilizada para levantar los fluidos producidos. En la tercera categoría, una cantidad de gas adicional debe ser suministrada al casing para lograr llevar los líquidos producidos a superficie.

2.6.1 Instalación Convencional.

Comúnmente, la mayor parte de los sistemas plunger lift son aplicados en pozos de gas o aceite con suficiente presión y relación gas líquido para operar el sistema sin suministrar gas adicional. Es deseable tener el tubing sin un empaque en el pozo. El espacio anular provee un área de almacenamiento para el gas bajo presión y permite que este gas trabaje libremente sobre el plunger y el bache de líquido. El gas puede fluir desde el casing hacia la tubería de producción y proveer levantamiento con pocas restricciones²⁴.

²⁴ BROWN, Kermit E. Vol. 2B. Op. Cit. p. 505

2.6.2 Instalación con un empaque.

Una instalación de esta naturaleza es raramente usada. Todo el gas debe venir directamente de la formación durante el ciclo entero; esto genera que las relaciones gas líquido necesarias para la operación sean excesivamente altas. Este tipo de instalación es normalmente solo aplicado a pozos de gas. En este tipo de instalación los ciclos son muchos más cortos debido a que por la naturaleza de los pozos. Una vez el plunger alcanza la superficie es necesario que descienda inmediatamente para limpiar los condensados que se generan por la pérdidas de presión y temperatura que tiene el gas²⁵.

2.6.3 Gas lift intermitente con Plunger Lift.

Este tipo de instalaciones es normalmente usado en pozos con presiones de fondo muy bajas donde el deslizamiento del gas es tan alto que por consiguiente el plunger tiene altos riesgos de quedar estancado o de no llegar a superficie. Todo el gas suministrado es obtenido de una fuente externa; el complemento del plunger permite una mayor utilización de la energía y menos escurrimiento de líquidos, lo que corresponde a una presión de fondo mucho más baja y por consiguiente un mayor aporte del yacimiento.

La elección de esta instalación depende de la rapidez de los ciclos requeridos para permitir una máxima producción²⁶.

2.7 APLICACIONES DEL SISTEMA PLUNGER LIFT.

Hay cuatro aplicaciones básicas para el sistema plunger lift, sin embargo, las posibilidades dentro de estas se han expandido. Estas son: Pozos de gas con problema de carga de líquidos. Pozos con altas relaciones gas-líquido, problemas de parafinas, y finalmente pozos con levantamiento por gas lift intermitente.

²⁵ Ibíd. p. 505

²⁶ Ibíd. p. 505

2.7.1 Pozos con problemas de carga de líquidos.

La mayoría de los pozos con sistema plunger lift caen dentro de esta categoría. La mayor parte de los pozos de gas tienden a experimentar problemas de carga de líquidos en algún momento de su vida productiva.

Por encima de cierta velocidad crítica, los líquidos tienden a migrar hacia abajo en la tubería y empiezan a acumularse en el fondo. Esta velocidad crítica es función de la presión en cabeza durante el flujo, el diámetro, temperatura de la tubería y el tipo de líquido (Agua, condensado, etc.). Este hecho genera pérdidas en la producción tanto de líquidos como de gas. La función del Plunger es prevenir la acumulación de estos líquidos mediante la restauración de la presión hasta un valor suficiente para levantar los líquidos acumulados junto con el pistón dejando libre de fluido la tubería y permitiendo que la formación continúe fluyendo.

2.7.2 Pozos con altas relaciones gas-liquido.

Hace años era común instalar un sistema plunger lift en pozos con relaciones gas liquido muy altas, pero hoy en día con los avances que se han tenido, incluso pozos con relaciones gas liquido más bajas son candidatos para implementar el sistema gracias a los sistemas de control que ofrecen más flexibilidad y un modo más fácil de operar.

Su operación es muy similar al procedimiento en un pozo de gas, la diferencia radica en la determinación de los ciclos. En este tipo de pozos se requiere un plunger con mejores características de sello²⁷.

2.7.3 Pozos con problemas de parafinas.

Este es la aplicación más sencilla del uso del sistema plunger lift. No requiere ningún cálculo serio, o estudio para determinar si un pozo es candidato. La meta es

²⁷ BEAUREGARD, Ferguson y MORROW, Stan. Plunger Lift applications, operations and its effect on measurement systems. Disponible en [www. Fergusonbeauregard.com](http://www.Fergusonbeauregard.com). Technical Paper. Tyler, Texas. 2007. p.3.

mantener la tubería de producción libre de parafinas, y el plunger puede hacerlo fácilmente. Debido a la virtud de tener un pistón que viaja a través de la tubería varias veces al día, la acumulación de parafinas no es posible. La acción de limpieza del plunger no permite la formación de parafinas.

Si el pozo no tiene obstrucciones dentro de la tubería de producción como válvulas de seguridad, choques, o nipples, se puede usar el plunger lift. La clave es empezar con la tubería de producción limpia y nunca permitir la formación de parafinas. Esto podría tomar de 6 a 8 ciclos por día para mantener el la tubería limpia. Cada vez que el plunger viaja limpia dentro de las paredes de la tubería.

En cuanto a la operación del sistema plunger lift para controlar las parafinas solo es normalmente controlado por temporizador. El pozo se deja abierto por varias horas, y solo es cerrado por unos minutos o en algunos casos un poco más de una hora en algunos casos puede llevar a ser de 4 a 8 horas. El periodo de cierre es solo lo suficientemente largo para permitir que el plunger alcance la superficie. En estos tipos de pozo el resorte parachoques es instalado por debajo del nivel más bajo de parafina.

Es importante que el pozo sea limpiado de parafinas antes de instalar el sistema. Un pistón no puede viajar si hay una acumulación de parafina en la tubería; cabe mencionar que el sistema plunger lift también puede ser usado en caso de depositación de inorgánicos o posibles formación de hidratos²⁸.

2.7.4 Gas lift intermitente con Plunger Lift.

Los pozos con gas lift intermitente tienen ineficiencia en su desempeño, debido a que en la dinámica de levantar el bache de líquidos, siempre hay una porción del bache inicial que deberá caer al fondo. Este escurrimiento es creado por que el gas que viaja más rápido que los líquidos presenta una fricción de arrastre sobre las paredes de la tubería. Como el bache de líquidos viaja hacia arriba, el gas comienza a irrumpir en la columna de fluido; la mayor parte del líquido que es atravesado por

²⁸ Ibíd. p. 3,4.

el gas cae al fondo del pozo. El mayor efecto es el aumento en la presión de fondo del pozo, lo cual tiene un efecto negativo en la producción del pozo. Los pozos que tiene gas lift intermitente pueden ser candidatos ideales para el sistema plunger lift.²⁹

²⁹ Ibíd. p. 3, 4.

3. APLICACIÓN AL CAMPO ESCUELA COLORADO.

El desarrollo del proyecto en el Campo Escuela Colorado está basado en la siguiente metodología; en primer lugar se revisó, recolectó y analizó la información disponible del Campo Escuela Colorado buscando y documentando de cada pozo la información de interés (estados mecánicos, producción de líquidos, producción de gas, estableciendo GLR, presiones de revestimiento, presión en la tubería, presión en la línea, entre otros). Se realizó un filtro de la información de todos los pozos mediante el desarrollo de un screening de aplicación del sistema plunger lift, basado en los autores más reconocidos que trabajan con esta tecnología y además en el proyecto de grado titulado “SELECCIÓN, DISEÑO, Y PRUEBA DE NUEVOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO.”, permitiendo un proceso de selección confiable y que garantiza que los pozos preseleccionados reúnen las condiciones mecánicas y de producción necesarias para establecer que es un posible candidato a la aplicación del sistema plunger lift.

La información precedente del Campo Escuela Colorado no es muy amplia. En este proyecto se tomaron los datos de dos fuentes primarias las cuales fueron: los archivos históricos de cada pozo, y los sonologs que se tienen de los pozos activos. Esto permitió recolectar la información necesaria para realizar los cálculos de los parámetros de diseño y determinar si cada pozo preseleccionado cumple o no con los requerimientos.

A continuación se filtraron los pozos y así se identificaron cuales eran candidatos y cuales estaban por fuera del rango de aplicación. En los pozos que no fueron preseleccionados se realizó una breve referencia de porque no cumplían con las condiciones requeridas.

Teniendo una primera preselección o lista de pozos, los cuales pasaron una primera etapa de filtro, se aplicó para cada uno de ellos; una regla de mano derecha, la mínima relación gas líquido (Véase: *Cap. 2*). Esto permitió determinar de forma más

específica, que pozos tienen las condiciones de producción necesarias, filtrarlos de forma rápida y así realizarles un análisis de diseño más minucioso; lo que finalmente permitió establecer si son o no pozos a los cuales técnicamente (condiciones mecánicas) se les puede implementar el sistema de levantamiento artificial plunger lift.

Finalmente, teniendo el conjunto de pozos seleccionados como candidatos, se calcularon unas variables de las condiciones de predicción estimadas y posterior a esto se hizo un análisis financiero que indica el valor de la inversión, el tiempo de pago de la misma, y las posibles utilidades que se podrían obtener.

3.1 PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A IMPLEMENTAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT.

La tabla a continuación (Tabla 4) muestra los parámetros cualitativos y cuantitativos, que debe cumplir un pozo para ser seleccionado como candidato para implementar el sistema plunger lift.

Las variables mostradas en la Tabla 4 fueron seleccionadas por ser factores de gran influencia en la implementación de cualquier sistema levantamiento.

A continuación se definen y justifican estas características para implementar el sistema de levantamiento plunger lift.

Relación gas-liquido (RGL): Es la relación entre la cantidad de gas obtenido en superficie y la cantidad de aceite y agua producidos. Se debe medir a condiciones estándar. Las unidades utilizadas son pies cúbicos de gas por cada barril de petróleo producido (SCF/STB). Esta relación es de vital importancia en el sistema plunger lift por que nos da un indicativo de la cantidad de gas que se puede llegar a producir y cualitativamente decir si es suficiente para generar un ciclo del sistema.

Tabla 4: Rangos de Aplicación.

Variables.	RANGOS				
	No apliica.	Limitado.	Aceptable.	Bueno.	Excelente.
RGL (SCF/Bbl).			400	>400	>>400
Tasa de Produccion. BOPD	<1	1 a 10	10 a 100	101 a 300	301 a 400
Profundidad del pozo. ft	> 15000	10000 a 15000	1000 a 4500	4500 a 8000	8000 a 10000
Diametro Casing ID	2 3/8	4 1/2	5 1/2	7	>7
Grado de inclinacion.	> 60	50 a 60	30 a 49	11 a 29	0 a 10
Temperatura (°F)	> 500	400 a 500	300 a 400	121 a 300	< 120
Presion en fondo (psi)	14 a 400	401 a 650	650 a 800	801 a 1000	> 1000
BSW (%)	>90	75 a 90	36 a 74	16 a 35	0,1 a 15
Tipo de Completamiento			Multiple		Sencillo

Fuente: Modificada de: GIL, Julián y ROLON, José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al Campo Colorado. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleo). p. 100.

Tasa de producción. La cantidad de aceite producida en un día. Es importante porque limita el rango de aplicación del sistema plunger lift y este funciona bien para producciones de aceite bajas. En el Campo Colorado todos los pozos activos tienen tasa bajas de producción.

Profundidad del Pozo. Es importante en el sistema porque incluye de forma importante la duración de cada ciclo, y en alguna medida la capacidad de almacenamiento de gas en el anular. Pozos muy profundos ciclos muy largos y requerimientos de presión mayores, sin embargo pozos poco profundos, no tienen buena capacidad de almacenamiento.

Diámetro del Casing. Determina en gran medida el volumen de almacenamiento que puede ocupar el gas. Entre el diámetro del casing sea mayor mas volumen podrá ser ocupado por el gas.

Grado de inclinación. En el sistema plunger lift es deseable que el pozo sea vertical pero aun en pozos poco inclinados y con “dog legs” suaves funciona de la misma manera.

Temperatura: La temperatura dentro del wellbore no debe ser muy alta debido a las propiedades de cada material. En el caso del pistón este posee sellos hechos de polímero, los cuales se ven gravemente afectados por la temperatura, es más importante el pistón tipo cepillo, debido al material del cual están hechas las cerdas que limpian la tubería de producción.

Presión de Fondo: Es la presión que tiene la formación en la cara del pozo, y que genera el movimiento de los líquidos producidos. Entre esta presión sea más baja, más productivo será el pozo.

BSW: El contenido de agua y sedimentos es importante ya que el plunger se puede atascar debido a la presencia de arena, además de generar problemas de abrasión excesiva debido al contacto entre la tubería de producción y el plunger.

Tipo de Completamiento: Hace referencia al número de tuberías de producción que han sido instaladas dentro del revestimiento del pozo. Puede ser sencillo o múltiple. En el sistema plunger lift es deseable un completamiento sencillo, debido a los requerimientos de energía del sistema.

3.2 SCREENING DE APLICACIÓN PARA EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PLUNGER LIFT.

Para el planteamiento y desarrollo del siguiente screening se tuvieron en cuenta los autores más destacados que trabajan sobre la tecnología plunger lift y en la información anteriormente presentada, la cual hace parte del trabajo de grado

titulado: “SELECCIÓN, DISEÑO, Y PRUEBA DE NUEVOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL. APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO.”

Cabe mencionar que el ultimo parámetro para que un pozo sea candidato para implementar el sistema plunger lift es que su producción estimada de aceite con respecto de la producción actual mínimo sea igual. Si la producción estimada por el plunger lift es menor que la actual el pozo dejaría de ser candidato para implementar el sistema plunger lift.

Tabla 5: Screening para aplicación del sistema plunger lift

SCREENING PARA EL SISTEMA PLUNGER LIFT. APLICADO AL CAMPO ESCUELA COLORADO.		
VARIABLES DE OPERACIÓN	UNIDADES	RANGO DE APLICACIÓN.
RGL.	(SCF/Bbl)/1000 ft	≥ 400
Tasa de Produccion.	BOPD	1 - 100
Presion en fondo	Psi.	> 100
Profundidad del pozo.	Ft.	3000 - 8000
Diametro Casing ID	in.	$\geq 5 \frac{1}{2}$
Grado de inclinacion.	Grados.	0 - 50
Temperatura.	(°F)	0 - 400
BSW (%)	%	0 - 70

Fuente: Autor.

3.2 ESTADO DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.

Como ya fue mencionado en el primer capítulo de este trabajo (Véase Cap. 1), en el Campo Escuela Colorado han sido perforados 75 pozos, de los cuales hay: 28

Activos, 17 abandonados oficialmente, y 30 inactivos. A continuación se presenta un resumen del estado de cada uno de los pozos.

3.2.1 Pozos Activos.

En la siguiente tabla (**Tabla 6**) se presentan los pozos activos al mes de Noviembre del 2011, ubicados en el Campo Escuela Colorado.

Tabla 6: Pozos activos en el Campo Escuela Colorado.

COLORADO 03	Parado. Esperando Equipo de W.O.
COLORADO 12	Parado. Pozo arenado.
COLORADO 24	Parado. PARAFINADO.
COLORADO 25	Activo.
COLORADO 27	Activo.
COLORADO 31	Activo.
COLORADO 33	Activo.
COLORADO 34	Parado. Esperando Equipo de W.O.
COLORADO 35	Activo.
COLORADO 36	Activo.
COLORADO 37	Activo.
COLORADO 38	Parado. PARAFINADO.
COLORADO 40	Activo.
COLORADO 42	Activo.
COLORADO 44	Activo.
COLORADO 45	Parado. PARAFINADO.
COLORADO 51	Parado. Esperando Equipo de W.O.
COLORADO 52	Activo.
COLORADO 55	Activo.
COLORADO 56	Activo.
COLORADO 58	Activo.
COLORADO 59	Activo.
COLORADO 67	Parado: PARAFINADO.
COLORADO 69	Activo. Alto corte de agua (89%).
COLORADO 70	Activo.
COLORADO 74	Activo.
COLORADO 75	Activo.
COLORADO 76	Activo.

Fuente: Autor.

3.2.2 Pozos Oficialmente abandonados.

En el Campo Escuela Colorado, oficialmente han sido abandonados 18 pozos (**Tabla 6**), de la información que se encontró 5 pozos fueron abandonados por problemas en la perforación del pozo, 4 pozos secos, 7 pozos cuyos intervalos cañoneados fueron acuíferos y 2 pozos por alto corte de agua.

Tabla 7: Pozos Abandonados en el Campo Escuela Colorado.

COLORADO 01	Abandonado. Problemas en la perforacion.
COLORADO 04	Abandonado. Problemas en la perforacion.
COLORADO 05	Abandonado. Problemas en la perforacion en 1927.
COLORADO 06	Abandonado. por sidetrack en 1928.
COLORADO 07	Abandonado. Por Baja productividad.
COLORADO 08	Abandonado. Problemas en la perforacion en Abril 1930.
COLORADO 14	Abandonado. Intervalos perforados eran acuíferos.
COLORADO 15	Abandonado. Intervalos perforados eran acuíferos en 1946
COLORADO 20	Abandonado. por alto corte de agua.
COLORADO 29	Abandonado. Pozo Seco.
COLORADO 32	Abandonado. Pozo Seco.
COLORADO 46	Abandonado. Pozo Seco.
COLORADO 47	Abandonado. Pozo Seco.
COLORADO 61	Abandonado. Intervalos perforados eran acuíferos.
COLORADO 68	Abandonado. Intervalos perforados eran acuíferos.
COLORADO 71	Abandonado. Intervalos perforados eran acuíferos.
COLORADO 72	Abandonado. Intervalos perforados eran acuíferos.
COLORADO 77	Abandonado. Intervalos perforados eran acuíferos.

Fuente: Autor.

3.2.3 Pozos Inactivos.

En el Campo Escuela Colorado, actualmente hay 29 pozos inactivos (**Tabla 8**), de los que solo se tiene información por el archivo histórico de cada pozo. En general todos estos pozos no tienen documentación de algún tipo de intervención desde hace mínimo 10 años.

Tabla 8: Pozos Inactivos en el Campo Escuela Colorado.

COLORADO 02	Inactivo. Sin datos desde 1982.
COLORADO 09	Inactivo. Sin datos desde 1951.
COLORADO 10	Inactivo. Sin datos desde 1956.
COLORADO 11	Inactivo. Sin datos desde 1956.
COLORADO 13	Inactivo. Sin datos desde 1954.
COLORADO 16	Inactivo. Sin datos desde 1982.
COLORADO 17	Inactivo. Sin File.
COLORADO 19	Inactivo. Sin datos desde 1985.
COLORADO 21	Inactivo. Sin datos desde 1983.
COLORADO 22	Inactivo. Sin datos desde 1955.
COLORADO 23	Inactivo. Sin datos desde 1974.
COLORADO 26	Inactivo. Sin datos desde 1954.
COLORADO 28	Inactivo. Baja produccion 1977.
COLORADO 30	Inactivo. Sin datos desde 1960.
COLORADO 39	Inactivo. Sin datos desde 1993.
COLORADO 43	Inactivo. Sin datos desde 1983.
COLORADO 48	Inactivo. Sin datos desde 1987.
COLORADO 49	Inactivo. Sin datos desde 1997.
COLORADO 50	Inactivo. Sin datos desde 1982.
COLORADO 53	Inactivo. Sin datos desde 1982.
COLORADO 54	Inactivo. Sin datos desde 1974.
COLORADO 57	Inactivo. Sin Datos desde 1960.
COLORADO 60	Inactivo. Sin datos desde 1984.
COLORADO 62	Inactivo. Sin datos desde 1986.
COLORADO 63	Inactivo. Sin datos desde 1984.
COLORADO 64	Inactivo. Sin datos desde 1973.
COLORADO 65	Inactivo. Sin datos desde 1984.
COLORADO 66	Inactivo. Sin datos desde 1984.
COLORADO 73	Inactivo. Sin File.

Fuente: Autor.

3.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.

Para el proceso de selección se tuvieron en cuenta las variables y parámetros que influyen en el desempeño del sistema plunger lift en cada pozo. De los 75 pozos perforados en el Campo Escuela Colorado, no entran en el proceso de selección: los 18 pozos abandonados (Tabla 7), y los 29 pozos inactivos (Tabla 8), estos últimos

no se tuvieron en cuenta en el proceso de selección debido a la falta de calidad e información en los datos requeridos debido a que no representan las condiciones actuales de los pozos. Por lo tanto para el desarrollo del proyecto se analizaron las condiciones de 28 pozos activos con los cuales contaba el campo escuela colorado a la fecha de diciembre de 2011. La información analizada provino de dos fuentes principales: el archivo histórico del campo y los registros sínicos que habían sido tomados hasta noviembre de 2011 en los pozos activos (Tabla 6).

Hay que mencionar que en el desarrollo de este proyecto se evaluaron los pozos teniendo en cuenta una instalación convencional. Esta decisión se toma debido a que en otro proyecto de grado se evaluó la posibilidad de implementar plunger lift asistido con Gas lift, por consiguiente no hay razón para tener en cuenta este tipo de instalación en el desarrollo de este proyecto.

Para hacer un proceso de selección eficiente se planteó la siguiente metodología: En una primera fase, se analizaron los distintos parámetros mecánicos del pozo tales como: Profundidad, diámetro del revestimiento, diámetro de la tubería de producción, ángulo de inclinación del pozo, tipo de completamiento. Y además de estos se analizaron los parámetros de operación propios de cada pozo, como lo son: la presión de fondo fluyendo, el BSW, la relación gas líquido, el caudal de crudo, temperatura, presión en el revestimiento, presión en la tubería de producción; cuya finalidad fue establecer cuáles variables eran primordiales para determinar la viabilidad de implementar el sistema de levantamiento plunger lift en los distintos pozos del campo escuela colorado.

A continuación se presenta una tabla que resume la incidencia que tienen las variables mecánicas y operacionales en el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial plunger lift.

Tabla 9: Incidencia de las variables mecánicas y de operación.

VARIABLES MECANICAS		VARIABLES DE OPERACIÓN	
Profundidad	Limita	Presion de Fondo (Pwf)	Limita
Diametro Revestimiento	Limita	Relacion gas liquido	Imposibilita
Diametro Tuberia de Produccion	Limita	BSW	Limita
Inclinacion del Pozo	Limita	Caudal de Crudo	Limita
Tipo de Completamiento	Limita	Presion en Revestimiento	Limita
		Ascenso de Presion en el Pozo	Limita

Fuente: Autor.

Analizando las distintas variables que inciden en el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial plunger lift, se concluyó en base a la reseña bibliográfica realizada y a experiencias tenidas en campo que debido a que la columna vertebral del funcionamiento del sistema plunger lift, es la energía que acumula y aporta el gas en el espacio anular del pozo, las variables que en primera medida imposibilitan la implementación del sistema plunger lift en un pozo, son aquellas variables inherentes al comportamiento del fluido; tales como la relación gas líquido (GLR), y el comportamiento de la presión en el pozo. Por esta razón los 28 pozos se filtraron en una primera etapa bajo estos dos parámetros.

La relación gas líquido se define como la cantidad de gas que está presente en un barril de fluido producido. Se usa esta relación y no el GOR debido a que en el funcionamiento del sistema plunger lift el plunger levanta todos los fluidos encima de él, así entonces se hace necesario tener en cuenta el agua que se produce al mismo tiempo que los hidrocarburos. Cabe destacar que los pozos del Campo Escuela Colorado tienen un corte de agua muy bajo o nulo, por lo que la RGL es aproximadamente o igual al GOR.

La operación del sistema plunger lift requiere una cantidad de gas disponible que provea la fuerza de levantamiento en suficiente cantidad por cada barril de líquido a una profundidad dada. La RGL mínima requerida es aproximadamente 400 scf/bbl por cada mil pies de profundidad en un pozo y está basada en la energía

almacenada en un volumen comprimido de 400 scf de gas expandiéndose bajo la cabeza hidrostática de un barril de líquido^{30 31} (Ver Ecuación 12).

La siguiente tabla contiene los pozos activos con su respectiva relación gas líquido.

Tabla 10: GLR Pozos Activos.

Pozo	prof	Qliq (Bbl)	Qg (SCFD)	GLR Disp.	GLR Teorico.	Clasifica
COLORADO 03	5863	32	17000	531	2320	No
COLORADO 12	Ya fue implementado en los 70 y se retiro por perdida de energia					
COLORADO 24	4161	13	134000	10308	1664	Si
COLORADO 25	1950	5	3000	600	780	No
COLORADO 27	4630	7	2000	286	1852	No
COLORADO 31	4523	8	2000	250	1809	No
COLORADO 33	5610	15	70000	4667	2244	Si
COLORADO 34	5018	2	1000	500	2007	No
COLORADO 35	5278	8	45000	5625	2111	Si
COLORADO 36	5613	20	19000	950	2245	No
COLORADO 37	4595	8	9000	1125	1838	No
COLORADO 38	2472	13	3000	231	989	No
COLORADO 40	6180	46	207000	4500	2472	Si
COLORADO 42	3100	15	9000	600	1240	No
COLORADO 44	5524	43	26000	605	2210	No
COLORADO 45	4708	20	4000	200	1883	No
COLORADO 51	5520	30	21900	730	2208	No
COLORADO 52	5940	23	12000	522	2376	No
COLORADO 55	5789	45	118000	2622	2316	Si
COLORADO 56	5789	23	22000	957	2316	No
COLORADO 58	5420	20	70000	3500	2168	Si
COLORADO 59	4730	24	66000	2750	1892	Si
COLORADO 67	4425	76	30000	395	1770	No
COLORADO 69	6299	3	1000	333	2520	No
COLORADO 70	4975	2	1000	500	1990	No
COLORADO 74	4982	33	26000	788	1993	No
COLORADO 75	5656	9	26000	2889	2262	Si
COLORADO 76	6192	4	4000	1000	2477	No

Fuente. Autor.

³⁰ LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Op. Cit., p.850.

³¹ FERGUSON, Paul y BEAUREGARD, E. Will plunger lit work in my well, Lubbock, Texas, Abril 27-28 de 1983. p.2.

La anterior regla de mano derecha considera que la presión en la línea de producción es baja, la tubería de producción no contiene restricciones, no hay empaques y se cuenta con el espacio anular del pozo en su totalidad. Las anteriores suposiciones se cumplen en los pozos del campo escuela colorado, por esta razón se decidió utilizar, para calcular la RGL mínima requerida.

Filtrando los pozos activos del Campo Escuela Colorado bajo este primer parámetro, se encontró que 8 pozos cuentan con la RGL mínima requerida para permitir el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial plunger lift en una instalación convencional. La siguiente tabla muestra los pozos que cuentan con una RGL suficiente para permitir el funcionamiento del sistema plunger lift:

Tabla 11: Pozos con RGL mínima requerida.

POZOS	prof. (ft)	Qliq (bbl)	Og (scf)	GLR (scf/bbl)	GLR Req. (scf/bbl)	Clasifica
COLORADO 24	4161	13	134000	10308	1664	Si
COLORADO 33	5610	15	70000	4667	2244	Si
COLORADO 35	5278	8	45000	5625	2111	Si
COLORADO 40	6180	46	207000	4500	2472	Si
COLORADO 55	5789	45	118000	2622	2316	Si
COLORADO 58	5420	20	70000	3500	2168	Si
COLORADO 59	4730	24	66000	2750	1892	Si
COLORADO 75	5656	9	26000	2889	2262	Si

Fuente. Autor.

3.3.1 Ubicación De Los Pozos Preseleccionados Dentro Del Campo Escuela Colorado.

Los 8 pozos que tienen la RGL mínima requerida se ubican dentro del campo escuela colorado en los bloques I, II, III y V.

Tabla 12: Ubicación pozos preseleccionados.

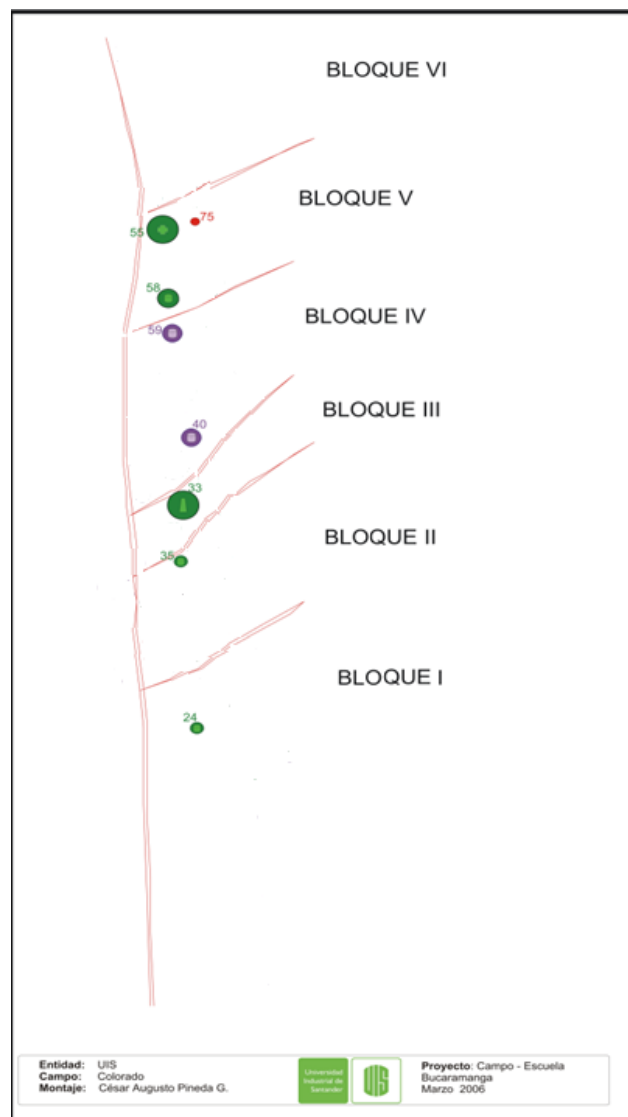
BLOQUE I	BLOQUE II	BLOQUE III	BLOQUE IV	BLOQUE V
COLORADO 24	COLORADO 35	COLORADO 33	COLORADO 40 COLORADO 59	COLORADO 55 COLORADO 58 COLORADO 75

Fuente. Autor.

Vemos que los pozos principalmente se encuentran ubicados en los bloques IV y V (Tabla 11). En una segunda fase piloto a los pozos propuestos en este estudio se les

debe realizar una prueba de ascenso de presión. Para los bloques IV y V (Figura 18), se plantea que el pozo propuesto por cada bloque para realizar la prueba de ascenso de presión, sería aquel con la menor producción de aceite, para disminuir al mínimo el lucro cesante por la parada de producción de estos pozos, ya que en una prueba de ascenso de presión es necesario parar la producción del pozo, para observar cuanto tiempo le toma al pozo restaurar la presión dentro del wellbore.

Figura 18: Ubicación de los pozos preseleccionados del Campo Escuela Colorado.



Fuente: Modificado de: ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). p.84.

La prueba debería tener una duración máxima de 2 horas, ya que si el pozo no recupera la presión mínima requerida para iniciar un ciclo de operación en este tiempo, se imposibilita la posibilidad de implementar una instalación convencional del sistema plunger lift en los distintos pozos del Campo Escuela Colorado, debido a que el pozo estaría produciendo de forma intermitente y la producción se reduciría considerablemente. Hay que mencionar que la operación como tal en cada pozo durara más de 2 horas, debido a las distintas condiciones logísticas y de equipo necesaria para la realización de la prueba de ascenso de presión.

Hay que mencionar que en este estudio los resultados están más enfocados a producciones y condiciones de operación estimadas, que son suficientes para atreverse a postular que un pozo es candidato para que el sistema de levantamiento sea implementado en él. Es por esto que posterior a este estudio debe hacerse un estudio piloto que incluya una ingeniería de más detalle y unas pruebas de campo que verifiquen unas mínimas condiciones de operación, ya que el modelo propuesto para este proyecto es un modelo cinemático, que se basa en un balance de fuerzas, igualmente es ampliamente aceptado en la industria y es el modelo propuesto por la SPE.

Se consideró la metodología de Foss y Gaul debido a que sus consideraciones, aseguran una sobre predicción de la presión requerida en el casing. Si un pozo cumple con los criterios del modelo de Foss y Gaul, seguramente es un candidato para el sistema de levantamiento plunger lift³².

A los pozos que pasaron el filtro de relación gas líquido (Tabla 11) se les aplicó la metodología de Foss y Gaul, recomendada por el manual de la SPE (Véase *Cap.2*). En esta metodología se calculan las presiones mínimas y máximas que hay en el sistema, la cantidad de gas requerida por ciclo, la producción estimada de líquidos por día. Como consideración propia se variaron: el volumen de líquidos que se desplazaría en cada ciclo, la velocidad del pistón a través de los distintos fluidos. Obteniendo de esta manera la sensibilidad de estos parámetros.

³² LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Op. Cit., p.853.

3.3.2 Cálculo De Parámetros Operacionales Mediante La Aplicación De La Metodología De Foss Y Gaul.

En este estudio se escogió la metodología que propusieron Foss y Gaul para evaluar pozos con sistema de levantamiento plunger lift a mediados de los años 60 por varias razones: es la metodología adoptada en el manual de la SPE, todos los artículos encontrados sobre plunger lift tienen su base en el modelo que propusieron Foss y Gaul, el uso de la metodología de Foss y Gaul sobre-predice en cierto rango las presiones que tendría el sistema, volumen de gas requerido por ciclo, por lo que está sobre predicción permite establecer que el pozo tendría una mejor respuesta al momento de instalar el sistema plunger lift.

En el capítulo 2 se presentaron las ecuaciones que conforman el modelo de Foss y Gaul, a continuación se presentan los datos de entrada que se utilizaron para calcular los distintos parámetros de operación (Tabla 12).

Para el desarrollo de este estudio se debió suponer la cantidad de fluido que se quería desplazar por ciclo y las velocidades que tendría el pistón en los distintos fluidos y etapas del proceso. Para seleccionar el rango en el que se utilizaron estas variables, se tomó nota de las recomendaciones y datos encontrados en la distinta bibliografía. De esta manera para el volumen a desplazar por ciclo de operación se varió entre 0,25 y 2 bbl/ciclo, y para las velocidades del pistón se varió de la siguiente manera: pistón ascendiendo valores entre 600 y 1000 ft/min, pistón descendiendo en gas valores entre 200 y 800 ft/min y si el pistón está descendiendo entre líquidos valores entre 50 y 250 ft/min. Esto con el fin de observar y determinar el efecto de cada una de estas variables en los resultados obtenidos.

Con los datos de entrada, las variables como volumen a desplazar por ciclo y la velocidad del pistón a través de los distintos fluidos, se calcularon las siguientes variables:

- Presión de Casing mínima. (psig)
- Presión ejercida por el peso del pistón. (psig)

- Presión requerida para superar la fricción de un barril de fluido. (psig/bbl)
- Presión requerida para superar el peso de un barril de fluido. (psig/bbl)
- La constante de Foss y Gaul que relaciona la fricción del gas.
- Presión de Casing Máxima. (psig)
- Presión de Casing promedio. (psig)
- Relación entre el área transversal del anular y el tubing,
- Factor de deslizamiento del gas.
- Volumen de gas requerido por ciclo. (Mscf)
- Cantidad de ciclos máxima por día.

Tabla 13: Datos de Entrada Pozos Preseleccionados.

VARIABLES	COLORADO 24	COLORADO 33	COLORADO 35	COLORADO 40
Profundidad. (ft)	4161	5610	5278	6180
Diametro Casing. OD (in)	6 5/8	6 5/8	6 5/8	6 5/8
Diametro Casing. ID (in)	5,796	5,796	5,796	5,796
Diametro Tubing. OD (in)	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8
Diametro Tubing. ID (in)	2 4/9	2 4/9	2 4/9	2 4/9
Casing Head Pressure. (psig)	40	41,4	50,2	44,6
Tubing Head Pressure. (psig)	65	25	50	50
API	40	40	40	40
Gradiente del Liq. Psi/ft	0,357434402	0,357434402	0,357434402	0,357434402
G.E Gas	0,71	0,89	0,72	0,66
T sup. (F)	70	70	70	70
T fondo. (F)	150	150	150	150
T prom. (F)	110	110	110	110
Z. (De Standing)	0,82	0,82	0,83	0,58
G.E Agua	1,05	1,05	1,05	1,05
Gradiente del Agua. (Psi/ft)	0,45465	0,45465	0,45465	0,45465
Qo (BOPD)	13	15	8	46
Qw (BWPD)	0	0	0	0
Qt (BFPD)	13	15	8	46
Longitud de un barril. (ft/bbl)	173	173	173	173
Factor de Friccion Gas. (Fg)	0,02	0,02	0,02	0,02
Factor de Friccion liq. (Fl)	0,04	0,04	0,04	0,04
Peso del Piston. (lb)	10	10	10	10
Area Trans. Anular (ft'2). (Aa)	0,138142761	0,138142761	0,138142761	0,138142761
Area Trans. Tubing (ft'2) (At)	0,032498472	0,032498472	0,032498472	0,032498472
Constante de los Gases. R	10,73	10,73	10,73	10,73

Fuente: Autor.

Los datos de entrada como se ya se había mencionado fueron obtenidos de dos fuentes primarias: archivo histórico del campo y de los sonologs tomados en los pozos del Campo Escuela Colorado, además se contaron con datos medidos en campo como son las presiones en cabeza y la producción de líquidos medidos en el separador de prueba del campo, aunque se tomó la consideración que el corte de agua es 0 debido a que la producción de agua en el Campo Escuela Colorado es muy baja comparada con la producción de aceite. Para los datos de fricción del liquido y del gas se tomaron valores promedios encontrados en la literatura de mecánica de fluidos y asumiendo que durante todo el proceso de levantamiento se presenta un flujo turbulento debido a las altas velocidades. En este régimen

turbulento los valores típicos para el factor de fricción del líquido son entre 0,035 y 0,05 y para el factor de fricción del gas valores entre 0,015 y 0,025.

Continuación Tabla 13. Datos de entrada pozos preseleccionados.

VARIABLES	COLORADO 55	COLORADO 58	COLORADO 59	COLORADO 75
Profundidad. (ft)	5789	5420	4730	5656
Diametro Casing. OD (in)	5 1/2	5 1/2	5 1/2	5 1/2
Diametro Casing. ID (in)	4,825	4,825	4,825	4,825
Diametro Tubing. OD (in)	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8
Diametro Tubing. ID (in)	2 4/9	2 4/9	2 4/9	2 4/9
Casing Head Pressure. (psig)	40,9	27,4	27,3	0,2
Tubing Head Pressure. (psig)	40	0	0	35
API	40	40	40	40
Gradiente del Liq. Psi/ft	0,357434402	0,357434402	0,357434402	0,357434402
G.E Gas	0,84	0,76	1,15	0,73
T sup. (F)	70	70	70	70
T fondo. (F)	150	150	150	150
T prom. (F)	110	110	110	110
Z. (De Standing)	0,64	0,87	0,63	0,7
G.E Agua	1,05	1,05	1,05	1,05
Gradiente del Agua. (Psi/ft)	0,45465	0,45465	0,45465	0,45465
Qo (BOPD)	45	20	24	9
Qw (BWPD)	0	0	0	0
Qt (BFPD)	45	20	24	9
Longitud de un barril. (ft/bbl)	173	173	173	173
Factor de Friccion Gas. (Fg)	0,02	0,02	0,02	0,02
Factor de Friccion liq. (Fl)	0,04	0,04	0,04	0,04
Peso del Piston. (lb)	10	10	10	10
Area Trans. Anular (ft'2). (Aa)	0,081894121	0,081894121	0,081894121	0,081894121
Area Trans. Tubing (ft'2) (At)	0,032498472	0,032498472	0,032498472	0,032498472
Constante de los Gases. R	10,73	10,73	10,73	10,73

Fuente: Autor.

A continuación se presentan algunos parámetros calculados necesarios para presentar (Tabla 14) los resultados obtenidos. Estos datos son:

- Presión ejercida por el peso del pistón. (psig)
- Presión requerida para superar la fricción de un barril de fluido. (psig/bbl)
- Presión requerida para superar el peso de un barril de fluido. (psig/bbl)
- La constante de Foss y Gaul que relaciona la fricción del gas.
- Relación entre el área transversal del anular y el tubing,

- Factor de deslizamiento del gas.

Tabla 14: Datos calculados.

VARIABLES	COLORADO 24	COLORADO 33	COLORADO 35	COLORADO 40
Presion piston. (psig)	2,137	2,137	2,137	2,137
Presion Friccion liq. (psi/bbl)	13,538	15,597	17,616	28,621
Presion peso fluido. (psi/bbl)	61,836	61,836	61,836	61,836
SENSIBILIDAD DE LA CONSTANTE K CON RESPECTO A LA VELOCIDAD.				
Constante K (V=600)	215705,0	161957,0	191380,6	138215,0
Constante K (V=650)	202830,1	152290,1	179957,5	129965,3
Constante K (V=700)	191074,3	143463,6	169527,4	122432,7
Constante K (V=750)	180311,8	135382,8	159978,5	115536,5
Constante K (V=800)	170433,6	127966,0	151214,3	109206,9
Constante K (V=850)	161345,5	121142,4	143151,0	103383,6
Constante K (V=900)	152965,3	114850,4	135715,9	98014,0
Constante K (V=950)	145221,5	109036,1	128845,3	93052,0
Constante K (V=1000)	138051,2	103652,5	122483,6	88457,6
Relación Aa y At.	1,2	1,2	1,2	1,2
Factor de deslizamiento del gas	1,1	1,1	1,1	1,1
VARIABLES	COLORADO 55	COLORADO 58	COLORADO 59	COLORADO 75
Presion piston. (psig)	2,14	2,14	2,14	2,14
Presion Friccion liq. (psi/bbl)	29,27	24,17	37,27	37,30
Presion peso fluido. (psi/bbl)	61,84	61,84	61,84	61,84
SENSIBILIDAD DE LA CONSTANTE K CON RESPECTO A LA VELOCIDAD.				
Constante K (V=600)	113840,1	162896,3	74412,3	124586,8
Constante K (V=650)	107045,3	153173,3	69970,8	117150,5
Constante K (V=700)	100841,1	144295,6	65915,4	110360,6
Constante K (V=750)	95161,1	136168,0	62202,6	104144,4
Constante K (V=800)	89947,8	128708,1	58794,9	98439,0
Constante K (V=850)	85151,4	121845,0	55659,8	93189,8
Constante K (V=900)	80728,7	115516,5	52768,8	88349,6
Constante K (V=950)	76641,9	109668,5	50097,4	83877,0
Constante K (V=1000)	72857,7	104253,6	47623,9	79735,6
Relación Aa y At.	1,4	1,4	1,4	1,4
Factor de deslizamiento del gas	1,1	1,1	1,1	1,1

Fuente: Autor.

3.3.3 Resultados Obtenidos Con La Metodología De Foss Y Gaul.

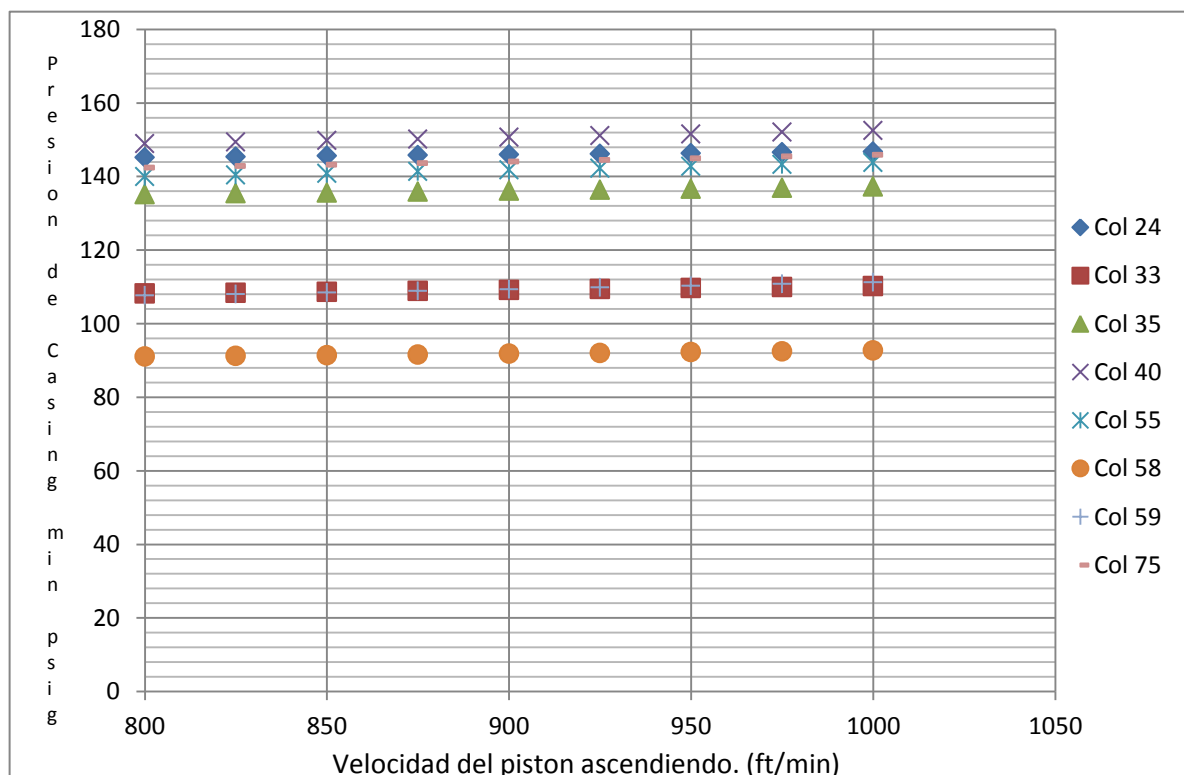
A continuación presentamos los resultados obtenidos:

- Presión mínima en el Casing.
- Presión máxima en el Casing.
- Presión promedio en el Casing.
- Volumen de gas requerido por ciclo.
- Máxima Cantidad de Ciclos por día.

3.3.3.1 Efecto de la velocidad del plunger.

Antes de presentar los resultados de las presiones obtenidas, se sensibilizo el efecto de la velocidad en la presión de casing mínima, para observar su influencia sobre los requerimientos del sistema.

Figura 19: Efecto de la velocidad sobre la presión requerida.



Fuente: Autor.

Acorde con la grafica es correcto afirmar que la velocidad y por ende la constante de fricción del gas no tienen una gran influencia en la presión que requiere el sistema

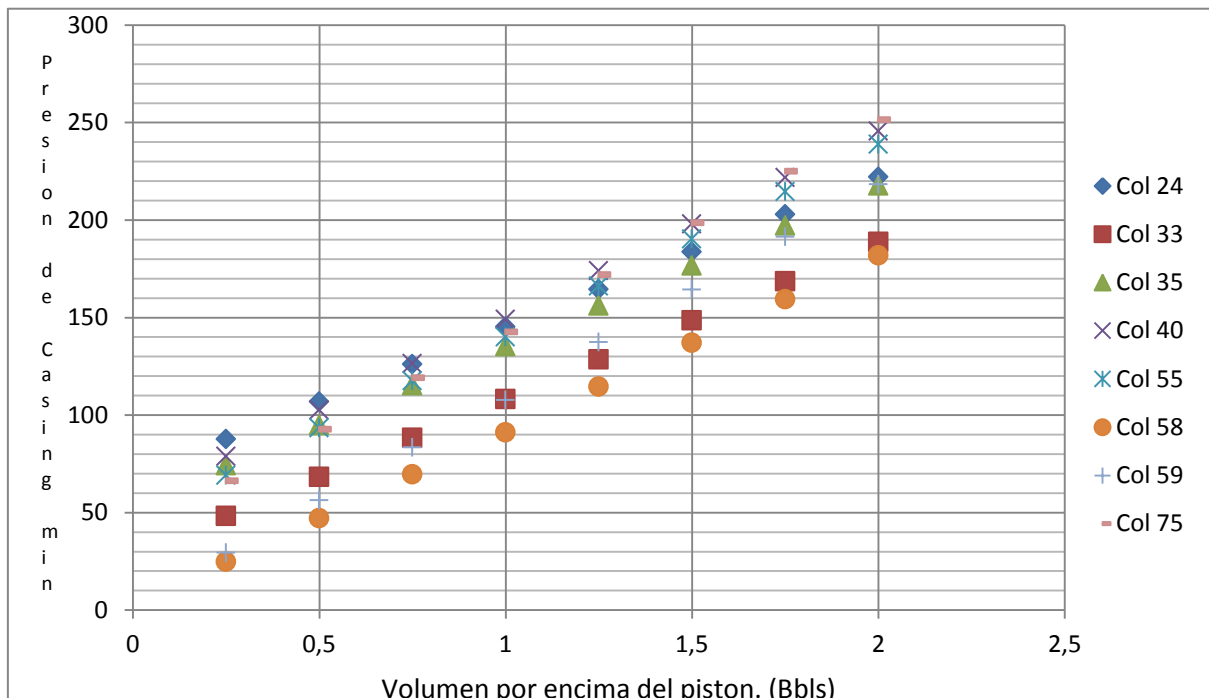
plunger lift para su funcionamiento. Más adelante se presentara la influencia de la velocidad del pistón en la cantidad de ciclos máximos que se podrían realizar por día.

Con los resultados obtenidos se decidió trabajar con una velocidad de 1000 ft/min para el resto de los cálculos ya que a este valor se obtiene la mínima presión requerida más alta, sin sobre estimar ningún otro calculo, ya que como se presentó anteriormente, la velocidad no afecta de manera directa la presión mínima requerida para el funcionamiento del sistema.

3.3.3.2 Presión mínima en el sistema.

En la Figura19 se puede observar como la presión mínima que tendrá el sistema en funcionamiento es directamente proporcional y lineal a la cantidad de líquidos que remueva por ciclo.

Figura 20: Efecto de la cantidad desplazada por ciclo en la presión mínima del sistema.



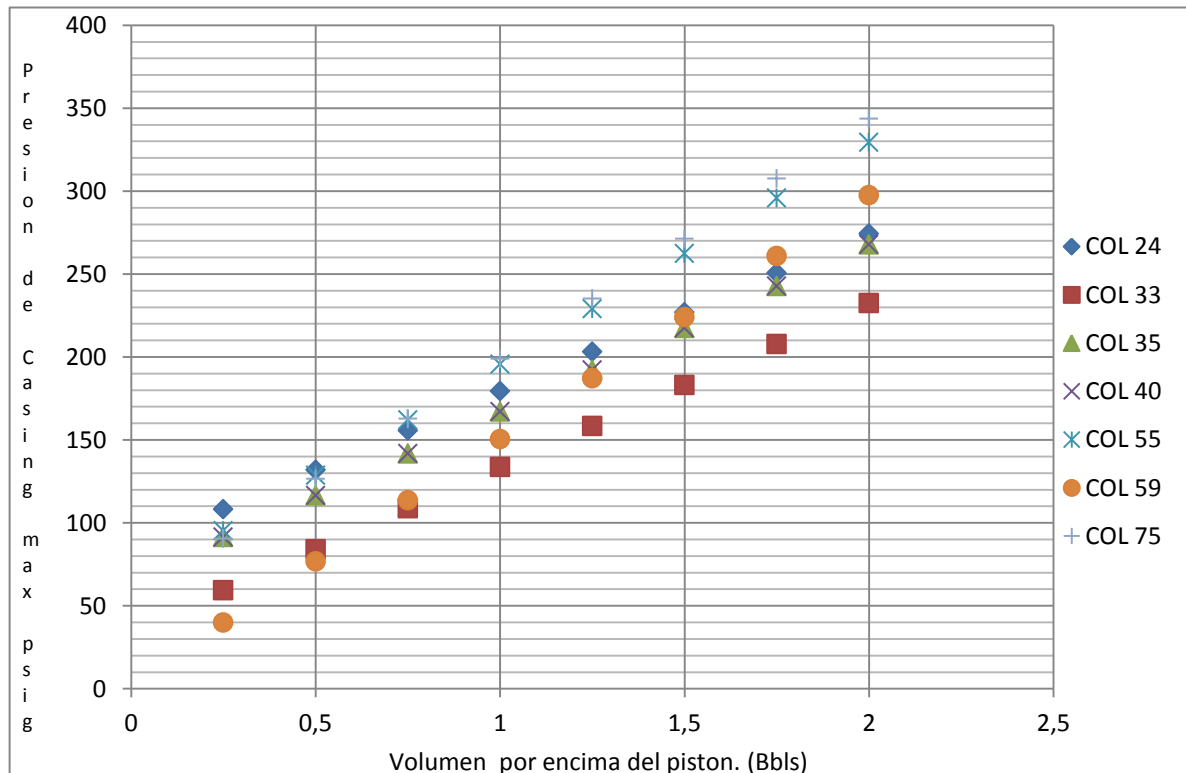
Fuente: Autor.

A continuación se muestran los valores mínimos de presión que deberá alcanzar el sistema para que funcione correctamente. Esta presión máxima en el casing también

es función de la cantidad de volumen desplazado por ciclo y de las presiones que se manejen en el tubing de producción.

3.3.3.3 Presión mínima requerida para el funcionamiento del sistema plunger lift.

Figura 21: Presión máxima en el Casing respecto al volumen a desplazar por ciclo.



Fuente: Autor.

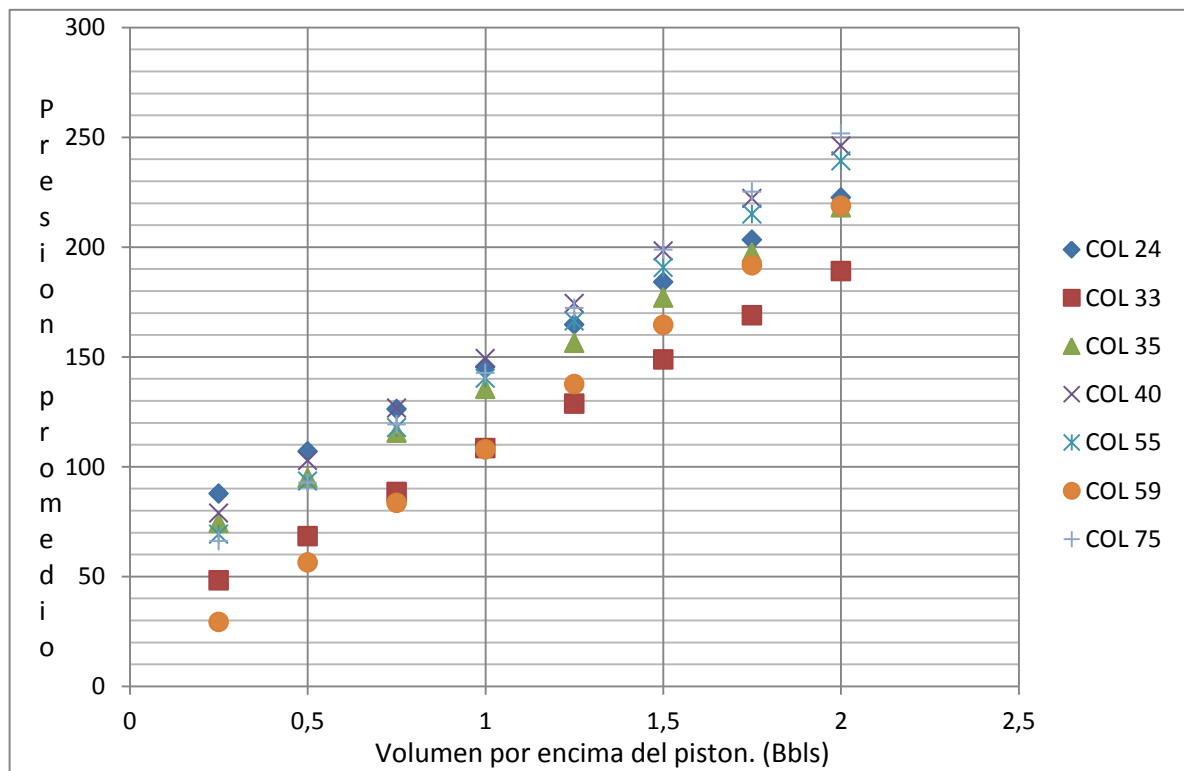
Cabe mencionar que esta presión máxima que tendrá el sistema será la presión mínima que se debe acumular en el anular para permitir que el pistón llegue a superficie con éxito. Si el tubing se descarga antes de que la presión alcance este valor seguramente se tendrán problemas mecánicos con el pistón, lo que derivaría en una intervención con el equipo de slickline o Workover para recuperar el pistón y reconfigurar el controlador de presión y flujo en superficie. Actualmente este problema se ha mitigado de forma eficiente con la instalación de controladores automáticos.

El volumen de gas necesario para cada ciclo es una función del factor de deslizamiento del gas, del factor de compresibilidad y se debe considerar una

presión promedio en todo el sistema. La presión promedio del sistema como se observa está entre los valores de presión mínima y máxima. Está es función de las áreas del anular y el tubing, en este punto se evidenció que los pozos al tener mayores diámetros de casing, tienen una pendiente mucho más suave lo que indica requerimiento de presión menores.

3.3.3.4 Presión promedio en el sistema.

Figura 22: Presión promedio con respecto al volumen a desplazar por ciclo.



Fuente: Autor.

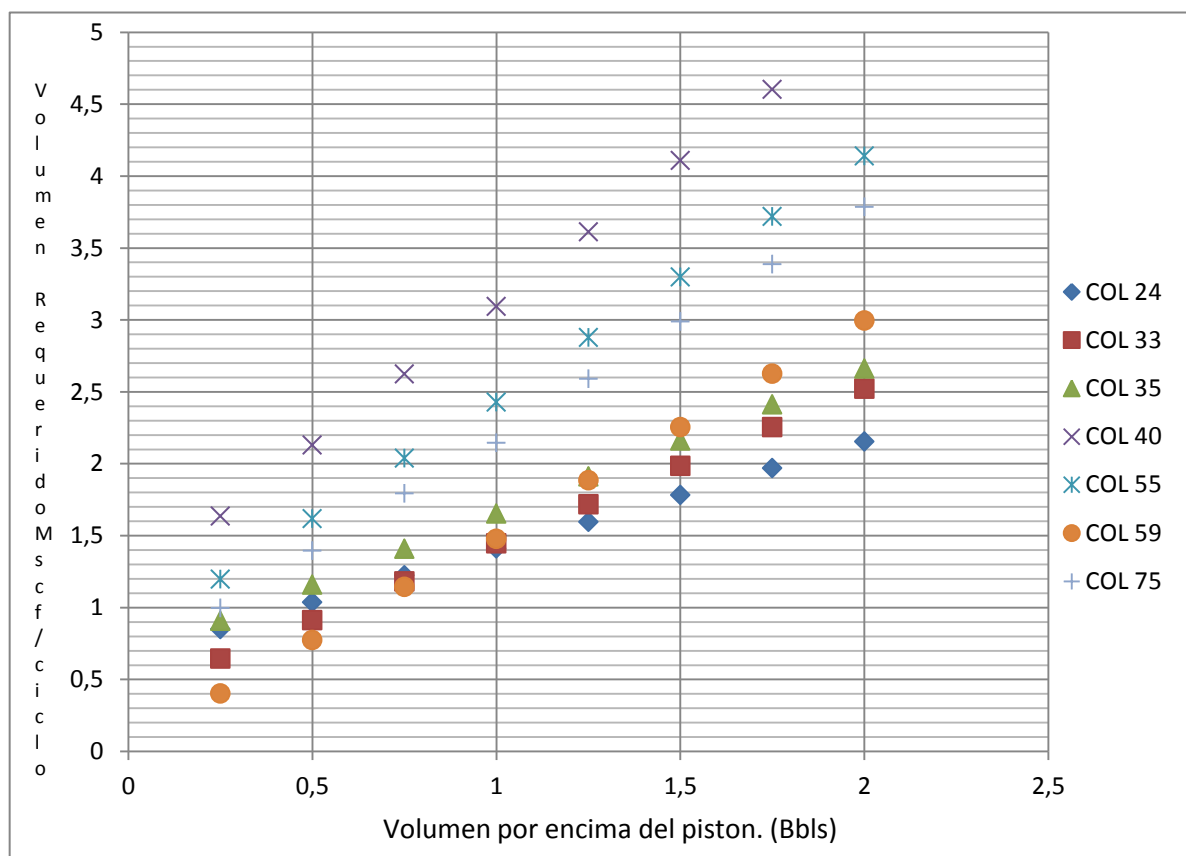
De las anteriores graficas (Figuras 20, 21, 22) se puede inferir el efecto del diámetro del casing en los requerimientos de presión del sistema. La anterior idea se sustenta en la observación que los pozos con casing de 5 1/2 pulgadas (COL 75, COL 55) mientras que los pozos con revestimiento de 6 5/8 (COL 33, COL 35) tienen valores más bajos de presión mínima requerida. Además de esto en las graficas (Figuras 20, 21, 22) se evidencia que la pendiente de los pozos con revestimiento de 6 5/8 es claramente más suave, lo que significa llevar más volumen a superficie con presiones más bajas. De la anterior afirmación el ejemplo más claro se observa entre

los pozos COL 33 (Casing 6 5/8) y COL 59 (Casing 5 1/2), aunque se debe mencionar que este hecho se acentúa mas, debido a que los pozos COL 24, COL 33, COL 35 y COL 40 tienen en coincidencia una relación gas liquido mayor.

3.3.3.5 Volumen de gas requerido por ciclo.

A continuación se presenta el volumen de gas necesario para cada ciclo en función de la cantidad de fluidos que se recuperarían por ciclo.

Figura 23: Volumen de gas requerido por ciclo.



Fuente: Autor.

De la anterior grafica se puede inferir el efecto de la profundidad y de la presión en el tubing de producción sobre la cantidad de gas requerida, debido a que los pozos COL 40, COL 55 Y COL 75 son los más profundos. Otro factor es que la alta producción de los pozos COL 40 y COL 59 en comparación con el resto, significa mayor presión en el tubing y este parámetro sumado a la profundidad tiene una gran influencia en la presión mínima en el casing, y como se observó en la metodología,

el volumen de gas requerido es función de la presión promedio, que a su vez es función de la presión mínima del casing. En adición a esto el pozo COL 40 es aquel que requiere una mayor presión para poder funcionar, lo que indica que necesita una cantidad de gas mayor para que el pistón viaje eficientemente hacia la superficie con su carga de líquidos.

Para determinar la cantidad máxima de ciclos y con esto poder estimar una producción de líquidos diaria lo que se hizo, fue hallar la cantidad máxima de ciclos por día para cada volumen desplazado por ciclo. Seguidamente se estimó la cantidad de líquidos que se obtendrían por día. Después de esto se comparó con la producción actual de cada pozo, y finalmente se logró establecer cuales serían las mejores condiciones de operación para cada pozo.

3.3.3.6 Cantidad de Ciclos por día.

Para estimar una cantidad de ciclos por día apropiada para este estudio se debieron tener en cuenta tres condiciones que afectan esta variable, las cuales son: Velocidad del pistón a través de los distintos fluidos, la producción de gas de cada pozo y el volumen de gas requerido por ciclo, que tiene cada uno de los pozos preseleccionados. Comparando estas variables se pudo establecer cuál es la cantidad de ciclos que debería tener cada pozo con el objetivo de mínimo mantener la producción de hidrocarburos. En la metodología de Foss y Gaul se presenta una forma de determinar la cantidad de ciclos máximos por día, la cual está en función de las velocidades del pistón a través de los distintos fluidos y de la profundidad. En esta forma de determinar la cantidad máxima de ciclos se considera que el sistema funciona constantemente y no de forma intermitente como sería el caso de los pozos del Campo Escuela Colorado, debido a las bajas presiones de fondo que estos presentan. Finalmente, para determinar que pozos son candidatos para la implementación del sistema plunger lift fue necesario comparar la producción de líquidos que tendría con el sistema instalado y la producción actual de cada pozo. Para cumplir con este objetivo se tuvo que determinar el IPR para cada pozo preseleccionado y se determinó el AOF de cada pozo, ya que la cantidad de ciclos necesarios está en función del potencial de cada pozo.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para la cantidad de ciclos en función de la velocidad del pistón a través de los distintos fluidos. En este caso se consideraron 3 escenarios que se podrían presentar en el sistema, que son: velocidades bajas, velocidades medias, velocidades altas (Tabla 14). Además se consideraron volúmenes a desplazar de 0,25 Bbl/Ciclo, 0,75 Bbl/Ciclo y 1 Bbl/Ciclo, para cada escenario.

Tabla 15: Rangos de Velocidad del pistón en cada fluido.

	Velocidad Ascendiendo. (ft/min)	Velocidad descendiendo en líquidos. (ft/min)	Velocidad descendiendo en el gas. (ft/min)
Escenario 1	400	50	200
Escenario 2	700	150	500
Escenario 3	1000	250	800

Fuente: Autor.

Tabla 16: Cantidad máxima de ciclos en función de la velocidad del pistón.

CANTIDAD MAXIMA DE CICLOS.								
ESCENARIO 1.								
POZO	COL	COL	COL	COL	COL	COL	COL	COL
	24	33	35	40	55	58	59	75
Cmax (S=0,25)	51	38	40	34	37	39	45	38
Cmax (S=0,75)	49	37	39	33	36	38	43	36
Cmax (S=1)	47	36	38	33	35	37	42	36
ESCENARIO 2.								
Cmax	105	123	131	112	120	128	145	122

(S=0,25)								
Cmax	102	76	81	70	74	79	90	76
(S=0,75)								
Cmax (S=1)	100	76	80	69	73	78	89	75
ESCENARIO 3.								
Cmax	152	189	200	173	183	195	220	187
(S=0,25)								
Cmax	148	111	118	101	108	115	131	110
(S=0,75)								
Cmax (S=1)	146	110	117	100	107	114	130	109

Fuente: Autor.

En los resultados anteriores se observó claramente el gran efecto que tiene la velocidad en la cantidad de ciclos que es posible realizar en un día de operación. Se observó como a velocidades altas y volúmenes a desplazar menores sería posible realizar la mayor gran cantidad de viajes a lo largo del día.

Continuando con la metodología mencionada para esta parte del estudio ahora se presenta la cantidad de ciclos posibles con respecto a la producción de gas de cada pozo preseleccionado (Tabla 11).

Tabla 17: Cantidad de Ciclos en función de la producción de gas.

CANTIDAD MAXIMA DE CICLOS DE ACUERDO CON LA PRODUCCION DE GAS.								
POZO	COL	COL	COL	COL	COL	COL	COL	COL
	24	33	35	40	55	58	59	75
Cmax (S=0,25)	158	109	50	127	99	242	164	26

Cmax (S=0,75)	110	59	32	79	58	86	58	15
Cmax (S=1)	95	48	27	67	49	66	45	12

Fuente: Autor.

Se observó que la relación entre la producción de gas y el volumen requerido para la realización de un ciclo, es para la mayoría de los pozos bastante alta, mencionando que los únicos dos casos que resaltan son el pozo COL 35 y COL 75, cuya producción de gas limitaría la cantidad de veces que se podría repetir el proceso y por ende la cantidad de líquidos recobrados.

3.4 POTENCIAL DE LOS POZOS PRESELECCIONADOS (IPR)

Para determinar el IPR de cada pozo se conto con la información de las pruebas de producción realizadas en el separador de prueba del campo y con los sonologs proporcionados por el equipo de producción del campo escuela colorado. Para determinar la presión estática de cada pozo y la presión de fondo fluyendo se uso la metodología presentada en los siguientes documentos técnicos: “*Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure*³³” y “*Acoustic static bottomhole pressure*³⁴”, presentados por la empresa ECHOMETER.

A continuación se presenta (Tabla 18) la presión estática y presión de fondo fluyendo de cada uno de los pozos preseleccionados.

Tabla 18: Presión estática y Presión de fondo fluyendo.

Pozo	Col 24	Col 33	Col 35	Col 40	Col 55	Col 58	Col 59	Col 75
SBHP (psig)	506,5	1686,0	1166,1	1645,0	1653,5	1549,5	1347,4	387,1
PBHP (psig)	86,6	419,4	117,5	270,1	290,5	149,3	385,5	129,6

Fuente: Autor.

³³ MCCOY, James y HUDDLESTON, Ken. *Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure*. Texas, Houston. 1987. p.15.

³⁴ MCCOY, James y HUDDLESTON, Ken. *Acoustic static bottomhole pressure*. Texas, Houston. 1985. p.14.

Para modelar el IPR mediante el modelo de Vogel, el cual se planteó para modelar el IPR en yacimientos que presentan empuje por gas en solución, como es el caso del Campo Escuela Colorado. Se usaron los datos presentados anteriormente (Tabla 18). El caudal de producción se tomó a partir de las pruebas de separador que se hicieron en el campo escuela colorado (Véase: Tabla 20) y que coincidían con las fechas en las que fueron tomados los sonologs que se usaron para determinar la presión de fondo fluyendo (PBHP). Algo muy importante para mencionar es que en este punto del proyecto, se debió tomar una consideración que incurre en un error en el concepto al momento de determinar el índice de productividad de cada uno de los pozos preseleccionados, ya que el caudal no es el caudal generado en este punto del sistema sino en otro punto externo que es el separador de prueba, pero se decidió tomar esta consideración, ya que la diferencia de caudales sería mínima, debido al alto daño que presentan los pozos del Campo Escuela Colorado.

De esta manera a continuación se presentan los índices de productividad hallados en los pozos preseleccionados, con los datos anteriormente mencionados.

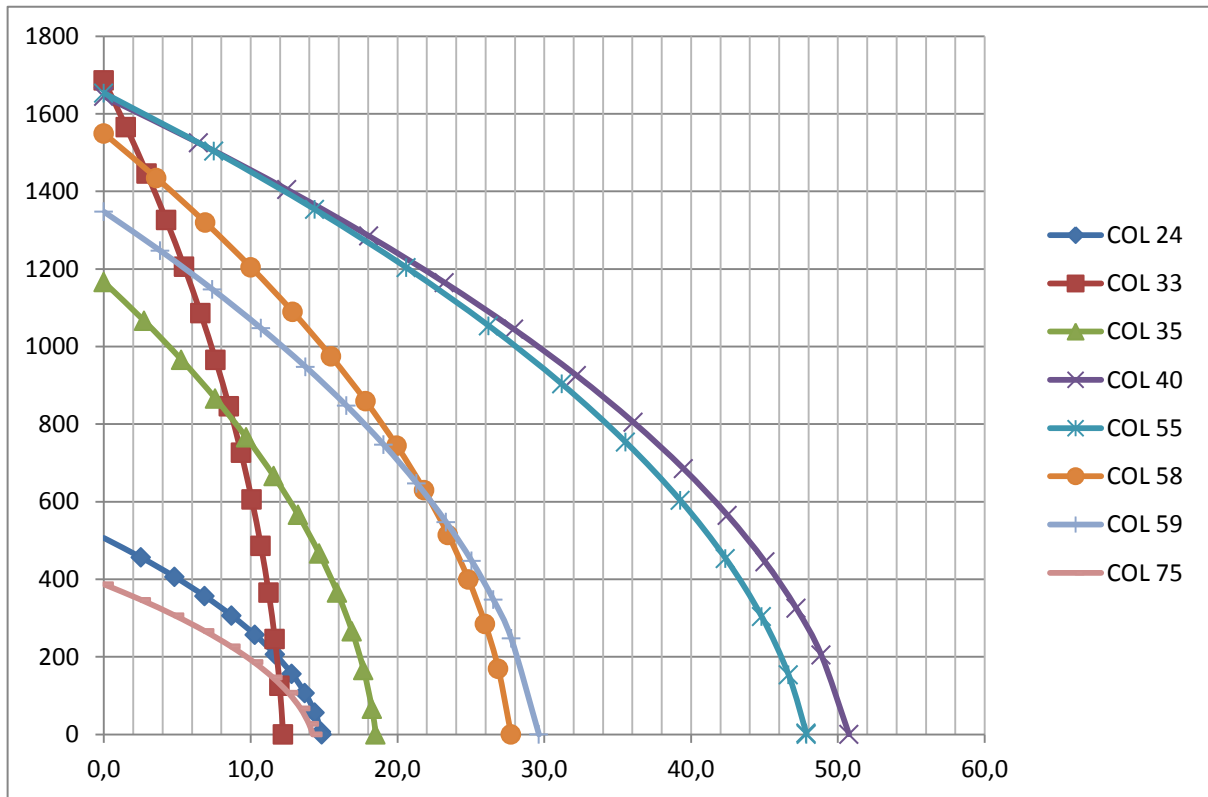
Tabla 19. Índices de Productividad.

POZOS	IP
COLORADO 24	0,03334202
COLORADO 33	0,00868435
COLORADO 35	0,01716663
COLORADO 40	0,03491326
COLORADO 55	0,03301604
COLORADO 58	0,01928236
COLORADO 59	0,02703071
COLORADO 75	0,04660014

Fuente: Autor.

Cabe mencionar que para los datos de producción, no se tuvo en cuenta la producción de agua, debido a que la producción de agua es muy poca en los pozos del campo escuela colorado.

Figura 24: Graficas de relaciones de flujo de los pozos preseleccionados.



Fuente: Autor.

En la anterior grafica se evidencia, el gran daño de formación que presentan los pozos del Campo Escuela Colorado. Esto debido principalmente a la características parafínicas de su crudo. Con los anteriores resultados se evidencia como el esfuerzo en aliviar la columna de fluido, no se ve fuertemente recompensada en la producción del pozo. En este se punto se destacada nuevamente, que el deseo de implementar el sistema plunger lift en el campo escuela colorado es mitigar de forma efectiva la depositación por parafinas en la tubería de producción, de esta manera ahorrar gastos en intervenciones a los pozos, y no con el fin de incrementar la producción de aceite.

En este punto del proyecto se comparó la producción actual con respecto a la que ofrecería el sistema plunger lift, teniendo en cuenta la mínima presión que tendría el sistema, dependiendo de la cantidad de líquidos a desplazar por cada ciclo (Figura 19).

Para esto se calculó la cantidad de fluido que sería posible producir en función de la cantidad de ciclos hallada previamente (Tabla 16), posteriormente se comparó este volumen de fluido con el que sería posible producir a la mínima presión de fondo fluyendo que ofrecería el sistema plunger lift basándonos en las relaciones de influjo establecidas anteriormente (Figura 24).

Cabe mencionar que desde el punto de vista de los ciclos posibles a partir de la producción de gas y la cantidad de gas requerido para cada ciclo en cada uno de los pozos, sería teóricamente posible obtener valores de caudales muy altos, pero si se tomaran estos datos se incurriría en un error ya que no es posible debido a que cada pozo tiene un potencial máximo. Es por esto que se hace necesario comparar estos dos valores y establecer las condiciones a las cuales se mantiene la producción, con la presión mínima en el casing más baja posible, con tiempos de ciclo que permitan el viaje de ascenso y descenso del pistón y un tiempo de build up para que el pozo restaurara la presión para el siguiente ciclo.

Tabla 20: Condiciones a las cuales se lograría mantener la producción.

POZO	PBHP (psig)	Qo (Bbl)	Vol./Ciclo (Bbl)	# Ciclos	t (min)
COLORADO 24	88	14	0,25	56	26
COLORADO 33	48	12	0,25	49	30
COLORADO 35	115	18	0,75	24	60
COLORADO 40	126	50	0,75	66	22
COLORADO 55	118	47	0,75	63	23
COLORADO 58	70	28	0,75	37	39
COLORADO 59	83	29	0,75	39	37
COLORADO 75	142	12	1,00	12	124

Fuente: Autor.

En la tabla 20 se observa como en 5 de los 8 pozos la mejor opción fue hacer ciclos que desplacen 0,75 Bbl, debido a que permiten el tiempo de ascenso y descenso del pistón que basándonos en la literatura puede estar entre 7 y 15 minutos para un

pozo a 7000 pies, y además de esto hay un espacio de tiempo en el que el pozo restauraría la presión para el siguiente ciclo.

Es importante resaltar que en el momento de implementar el sistema plunger lift en alguno de los pozos que acá se planteen como candidatos, se debe realizar una prueba de ascenso de presión que permita hacer una ingeniería de detalle y permita de esta manera re-evaluar algunos parámetros ya calculados, como lo sería la producción de crudo estimada, la cantidad de ciclos mínima necesaria, y el tiempo de cada ciclo.

Se observó que los tiempos que se tendrían para cada ciclo varían entre 22 minutos y dos horas, lo cual está dentro del rango común de aplicación del sistema plunger lift, basados en la literatura y experiencias de campo presentadas en las distintas referencias bibliográficas.

3.5 POZOS CANDIDATOS PARA IMPLEMENTAR EL SISTEMA PLUNGER LIFT EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.

Finalmente se presentan los pozos candidatos para implementar el sistema plunger lift, basados en que ninguno de los 8 pozos preseleccionados presenta problemas en su estado y condiciones mecánicas, además de esto que mediante la metodología de Foss y Gaul se estableció que teóricamente los 8 pozos, cumplen con los requerimientos mínimos de presión y permiten como mínimo mantener la producción. De esta manera se concluyó que los 8 pozos presentados son candidatos para implementar el sistema plunger lift, ya que cumplen con las condiciones técnicas que fueron evaluadas.

Aunque cabe mencionar que algunos pozos por los resultados obtenidos, son más apropiados para realizar un piloto, pensando en una futura implementación, que como se dijo anteriormente deberá estar acompañada de una prueba de restauración de presión en cada pozo

De esta manera en este proyecto se separaron los grupos candidatos en dos grupos, para que en el momento que se decida implementar el sistema plunger lift

sea claro cuáles son los pozos más apropiados para realizar un piloto. El principal parámetro fue el tiempo que podría durar cada ciclo y una producción baja (Tabla 20).

Tabla 21: Pozos candidatos apropiados para realizar un piloto.

POZO	PBHP (psig)	Qo (Bbl)	Vol./Ciclo (Bbl)	# Ciclos	t (min)
COLORADO 33	48	12	0,25	49	30
COLORADO 35	115	18	0,75	24	60
COLORADO 75	142	12	1,00	12	124

Fuente: Autor.

Se escogieron estos pozos con el fin de no afectar la producción de forma significativa, en caso de una futura implementación, debido a que se necesita parar el pozo mínimo dos días, mientras instalan el sistema y lo ajustan a las condiciones de operación deseadas.

En una segunda fase, ya se tendrían en cuenta los otros 5 pozos preseleccionados, teniendo en cuenta que ya se tendrían lecciones aprendidas gracias a la previa implementación en los pozos Col 33, Col 35 y Col 75. Estos pozos también se apartan para una fase de desarrollo por que el aporte de la producción de cada uno de estos pozos es más significativo. Cabe mencionar que estos 8 pozos reúnen el 50% de la producción total del campo escuela colorado (200 Bbl Aprox.)

Tabla 22: Pozos candidatos para una fase de desarrollo.

POZO	PBHP (psig)	Qo (Bbl)	Vol./Ciclo (Bbl)	# Ciclos	t (min)
COLORADO 24	88	14	0,25	56	26
COLORADO 58	70	28	0,75	37	39
COLORADO 59	83	29	0,75	39	37
COLORADO 40	126	50	0,75	66	22
COLORADO 55	118	47	0,75	63	23

Fuente: Autor.

3.6 Diseño del sistema de levantamiento plunger lift.

El diseño propuesto del sistema de levantamiento plunger lift, se hizo de acuerdo a criterio del autor tomando ciertas consideraciones que se explican a continuación.

Se propusieron 3 diseños para cada uno de los pozos apropiados para realizar un posterior piloto. En esencia el equipo que conforma el sistema de levantamiento para todos los pozos es el mismo, en lo que difieren es en la profundidad de asentamiento del set de fondo de pozo. El equipo que conforma el sistema de levantamiento plunger lift es el siguiente:

Resorte parachoques/ Tubing Stop.

Figura 25: Bumper Spring y Tubing Stop.



Fuente: Disponible en: www.fergusonbeauregard.com/products/dheproducts/bstubing.html

Se optó por esta combinación debido a que no necesita tener en el fondo del pozo ningún niple de asentamiento o algún pin soldado en el tubing para su instalación. Este tubing stop tiene hojas que se agarran al tubing de producción, lo que reduce la necesidad de otros accesorios y reduce el tiempo de instalación ahorrando costos de esta manera.

Tabla 23: Especificaciones Bumper Spring y Tubing Stop.

Tubing.	Máximo O.D.	Mínimo O.D.	Máxima Longitud	Tamaño cuello de pesca.	Peso.
2 7/8"	2.575"	2.125"	24.200"	1.375"	10 lbs.

Fuente: Disponible en: www.fergusonbeauregard.com/products/dheproducts/bstubing.html

Tipo de plunger. Tipo cepillo, sello de fibra.

Figura 26: Pistón tipo cepillo.



Fuente: Disponible en: www.fergusonbeauregard.com/products/plungers/fiberseal.html

Este tipo de pistón es especial para el caso que se presenta en los pozos del Campo Escuela Colorado, ya que está diseñado para remover las parafinas y mantener limpia la tubería de producción. Estas fibras poliméricas resisten hasta 250 F, esto es otro factor que lo hace favorable para aplicar en el campo escuela debido a que la temperatura no supera este valor.

Tabla 24: Especificaciones del pistón tipo cepillo.

Tubing.	Máximo O.D.	Mínimo O.D.	Máxima Longitud	Tamaño cuello de pesca.	Peso.
2 7/8"	2.367"	2.250"	19.000"	1.375"	11 lbs.

Fuente: Disponible en: www.fergusonbeauregard.com/products/dheproducts/bstubing.html

Set de superficie: Conjunto lubricador/receptor.

Para esta parte del sistema de levantamiento no se tuvo un criterio especial debido a que es una parte del sistema estándar para todos los pozos y sus variaciones difieren en cuanto a la posición o características de algunos sensores.

Figura 27: Conjunto lubricador-receptor.



Fuente: Disponible en:

www.fergusonbeauregard.com/products/surfaceproduct/lubcatcher.html

Cabe recordar que la función del receptor es amortiguar la llegada del pistón, ya que este lo hace a altas velocidades generalmente, además de retener el pistón mientras el pozo se encuentre en el periodo de flujo.

Tabla 25: Especificaciones del conjunto lubricador receptor.

Tubing.	Niple I.D.	Longitud	Peso	Threads
2 7/8"	2.500"	43.775"	58 lbs.	2 7/8" 8 RD

Fuente: Disponible en: www.fergusonbeauregard.com/products/surfaceproduct/lubcatcher

Controlador de Superficie: Controlador automático, auto-ciclo

Hoy en día es gracias al desarrollo de estos controladores automáticos que el sistema plunger lift está recibiendo una gran atención, debido a que estos dispositivos poseen algoritmos que les permiten ajustar de manera independiente las variables entre ciclos, y cambiar sus parámetros de operación conforme detectan, analizan y optimizan la energía entre cada ciclo, además que hoy en día existen aplicaciones que permiten que puedan ser monitoreados remotamente.

Figura 28: Controlador automático, auto-ciclo.



Fuente: Disponible en:

<http://www.fergusonbeauregard.com/products/autoplusproduct/auto-cycle-ic.html>

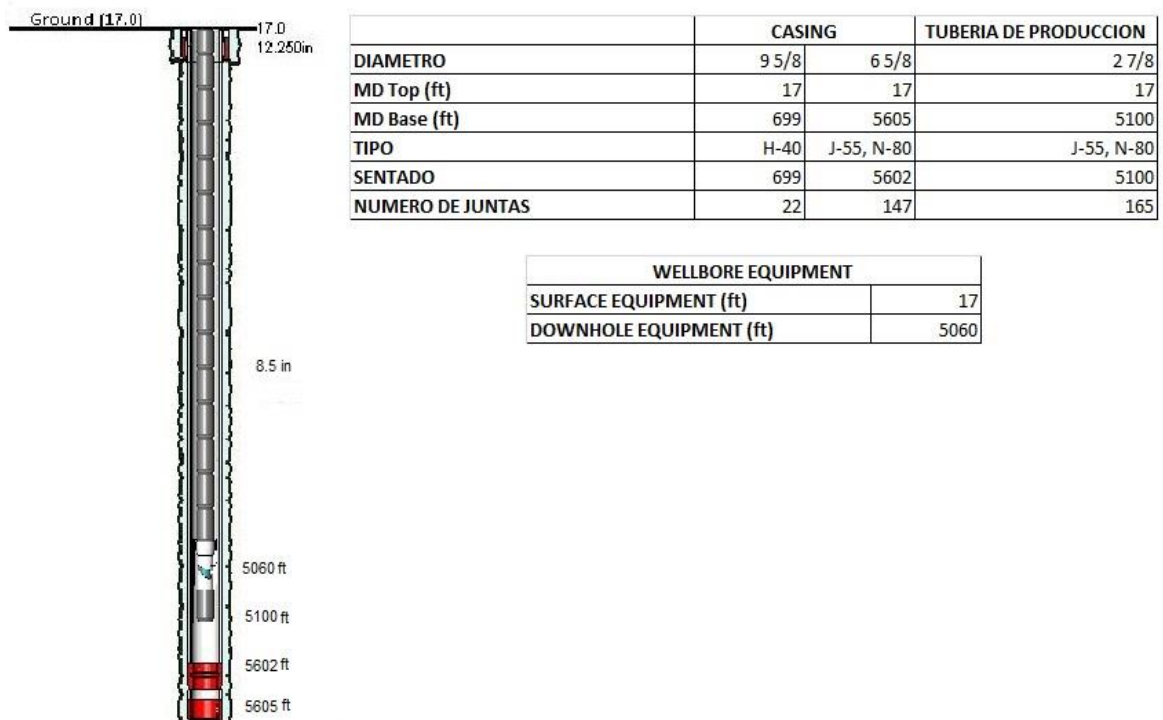
Otras ventajas que tienen estos dispositivos es que funcionan con batería interna y además como sistema alternativo de energía poseen un panel solar, que alimenta los circuitos del controlador. Una innovación en estos sistemas fue que se elimino la necesidad de tener un operador cerca de los pozos, debido a que ahora las variables se monitorean remotamente y cualquier inconveniente es detectado en tiempo real, lo que se traduce en reducción de costos y mayor eficiencia en el seguimiento del funcionamiento del sistema de levantamiento.

3.6.1 Estados Mecánicos Pozos Preseleccionados.

A continuación se presenta la información concerniente a las condiciones mecánicas propuestas para cada pozo preseleccionado; como lo son: tipo de tubería, longitud de la tubería y cantidad, profundidad de asentamiento del equipo receptor de fondo, además del nivel de fluido de cada pozo.

3.6.1.1. Estado mecánico del pozo COLORADO 33

Figura 29: Estado Mecánico COLORADO 33.

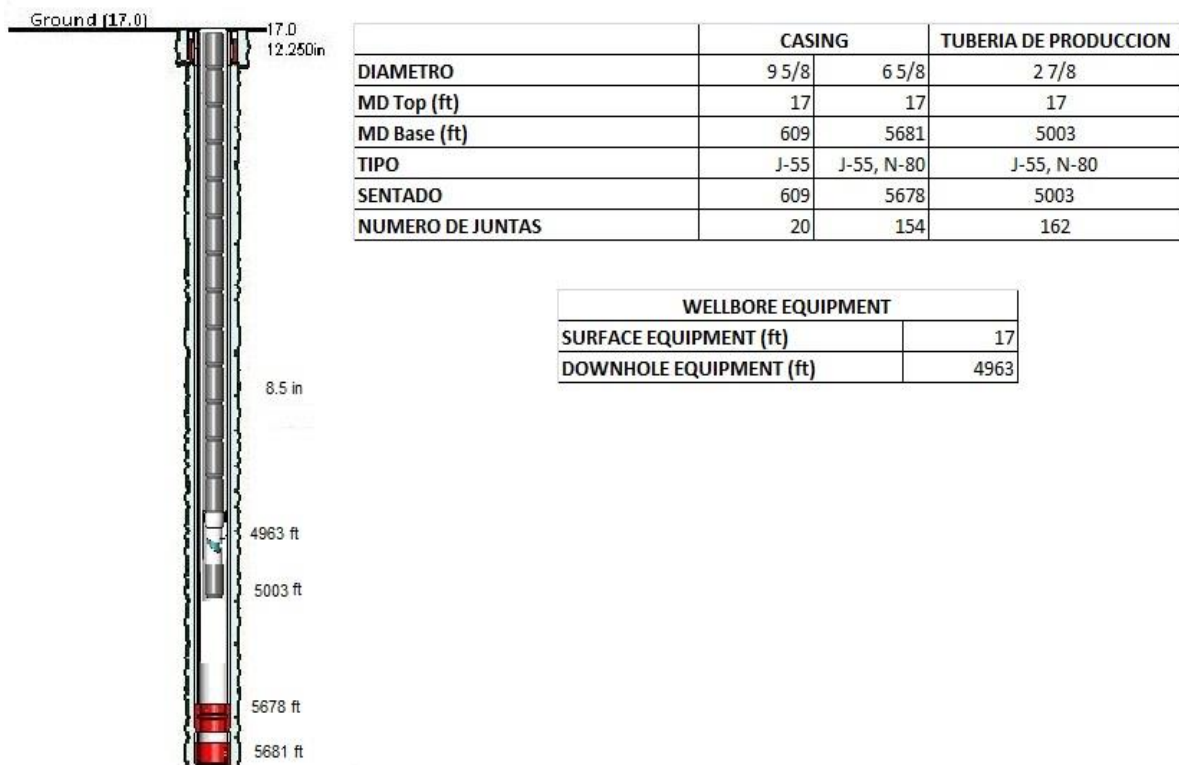


Fuente: Autor.

Para este pozo es necesaria la compra de 700 pies de tubería, ya que en el estado mecánico actual, la tubería de producción se encuentra hasta 4400 ft de profundidad. Se requieren alrededor de 25 juntas de 2 7/8, además de esto se requiere un tubo de 2 3/8 in en caso de que el set de fondo se desasiente, no caiga hasta el zapato ubicado a 5602 pies. El nivel de este pozo fue reportado a 1900 pies de profundidad.

3.6.1.2 Estado mecánico del pozo COLORADO 35

Figura 30: Estado Mecánico COLORADO 35.



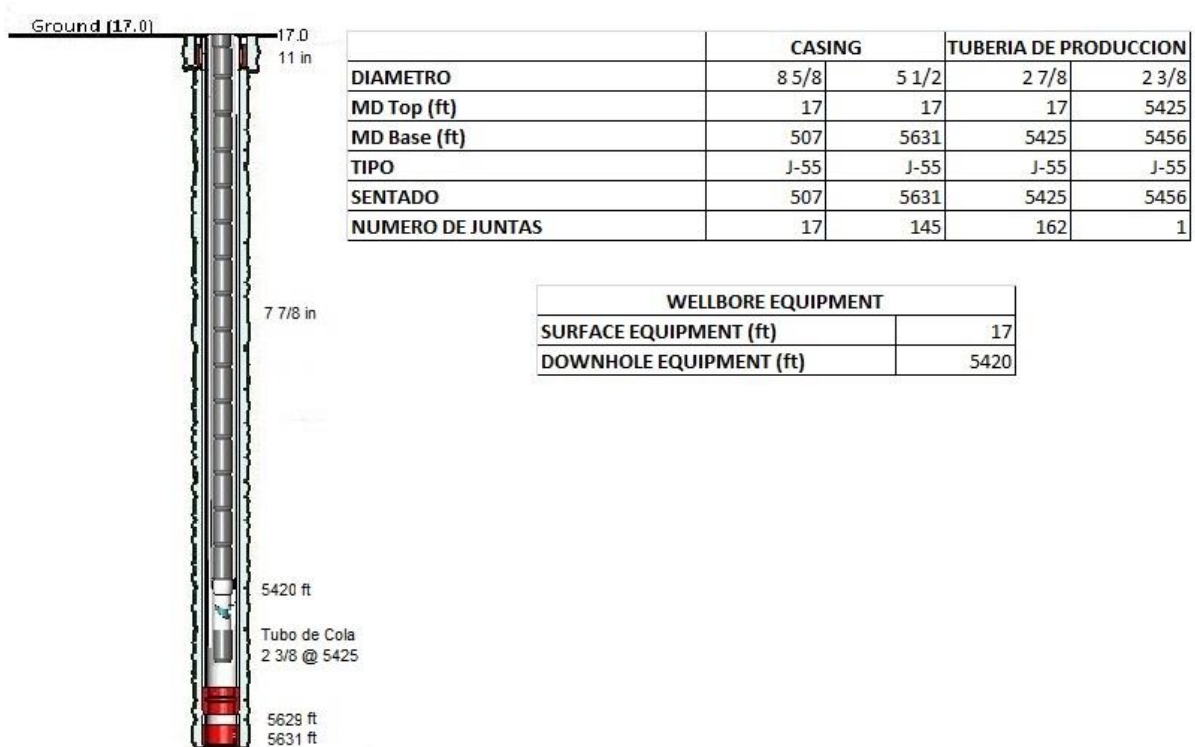
Fuente: Autor.

Para este pozo es necesaria la compra de 500 pies de tubería, ya que en el estado mecánico actual, la tubería de producción de 2 7/8 in se encuentra hasta 4482 ft de profundidad. Se requieren alrededor de 18 juntas de 2 7/8 in, además de esto se requiere un tubo de 2 3/8 in en caso de que el set de fondo se desasiente, no caiga

hasta el zapato ubicado a 5678. El nivel de este pozo fue reportado a 4693 pies de profundidad.

3.6.1.3 Estado mecánico del pozo COLORADO 75

Figura 31: Estado Mecánico COLORADO 75.



Fuente. Autor.

Para este pozo es necesaria la compra de 905 pies de tubería, ya que en el estado mecánico actual, la tubería de producción de 2 7/8 in se encuentra hasta 4521 pies de profundidad. Se requieren alrededor de 30 juntas de 2 7/8 in, además de esto se requiere un tubo de 2 3/8 in en caso de que el set de fondo se desasiente, no caiga hasta el zapato ubicado a 5629. El nivel de este pozo fue reportado a 5140 pies de profundidad.

4. ANALISIS FINANCIERO.

La decisión de invertir es siempre una de las más difíciles en el momento de desarrollar un proyecto, generalmente se fundamenta en la aplicación de un conjunto de instrumentos analíticos de tipo económico-financiero y de diversas técnicas de evaluación de proyectos.

El análisis financiero es el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, medidos en unidades monetarias. Este tipo de análisis, implica el estudio detallado de los costos para poner en marcha un proyecto y mantenerlo en buenas condiciones de operación, analiza cual será la posible ganancia que se obtendrá del mismo, y si es o no conveniente desarrollarlo.

El objetivo principal de la evaluación financiera de un proyecto, es determinar la alternativa de inversión más adecuada, con el fin de obtener la mejor rentabilidad; para lograrlo es recomendable desarrollar las siguientes fases: estimar la inversión neta o inicial representada por la integración de los costos de desarrollo del proyecto, estimar los flujos de efectivo generados durante la vida del mismo y evaluar la conveniencia de este de acuerdo con la comparación de la inversión neta, los flujos de efectivo y el uso de los métodos establecidos para ello.

4.1 INVERSIÓN INICIAL.

La inversión neta o inicial, está definida como la suma total de los costos de desarrollo físico del proyecto, promoción y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los cuales la inversión inicial puede ser calculada: el primero es cuando el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo es aquel que existiendo va a ser modificado.

Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. Se pueden considerar los siguientes puntos asociados con el proyecto como: el valor de la infraestructura, los costos de instalación, los gastos de

entrenamiento entre otros y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso³⁵.

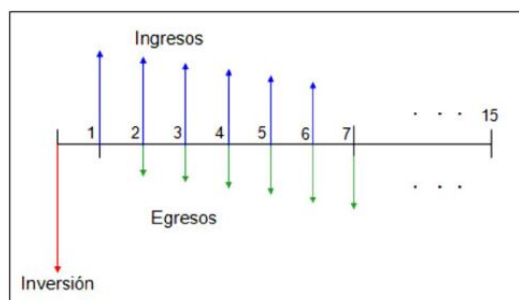
La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente;

$$\begin{aligned}
 \text{Inversión inicial o neta} = & \text{Costos de desarrollo} \\
 & + \text{Costos de promoción} \\
 & + \text{Costos de construcción} \\
 & + \text{Costos de instalación} \\
 & + \text{Costos de entrenamiento} \\
 & - \text{Ganancia neta por la venta del bien usado} \qquad \text{Ec.14}
 \end{aligned}$$

4.2 FLUJOS DE EFECTIVO

Los flujos de efectivo netos representan las entradas menos las salidas de dinero que genera el proyecto, durante el tiempo de vida de este. Antes de establecer estos, hay que tener en cuenta que se pueden realizar desde dos puntos de vista: el primero, el del proyecto y el segundo, el del inversionista.

Figura 32: Representación del flujo de efectivo.



Fuente: JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p. 119.

³⁵ JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p.118.

4.2.1 Flujos de efectivo para el proyecto

Son flujos generalizados para el desarrollo del proyecto. Este no tiene en cuenta, si los recursos necesarios para la implementación del mismo, son propios o provienen de una fuente de financiamiento. En el cálculo de los flujos, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- La inversión, solo se encuentra en el primer año o año cero (0) y su valor es negativo, mientras que los valores de los ingresos, las regalías, los costos de operación y mantenimiento, las ganancias antes de impuestos, el impuesto de renta y la ganancia después de impuesto; se tiene en cuenta desde el primer año de operación hasta el fin del proyecto.
- Los costos por operación y mantenimiento, el cual se halla de la forma como se explico en la parte de los egresos. A esto se le debe sumar el costo de mantenimiento, que también se especifico en la misma parte.
- La depreciación, se evalúa por el método de línea recta, tomando como tiempo de vida útil de los bienes cinco años y el valor de salvamento cero. Por lo tanto, en el flujo de efectivo, aplica solo para los primeros cinco años de vida del proyecto. El valor de la depreciación se debe descontar antes de aplicar el impuesto de renta, por efectos de contabilidad; sin embargo, se debe adicionar al final cuando se tiene la ganancia después de impuestos.
- El capital de trabajo, es el necesario para iniciar y sostener el proyecto, en caso de tener problemas con la operación. Empieza a contarse desde el año cero y es igual al 5% de los ingresos que se esperan tener el año siguiente. Para los años que siguen, se hace un delta entre el 5% de los ingresos del año siguiente menos el capital de trabajo de los años anteriores. Por lo tanto, no se tendrá capital de trabajo para el último año.
- Los flujos de efectivo se evalúan para toda la vida del proyecto, desde el año cero hasta el final (*Véase: Tabla 24*).

Tabla 26: Calculo del Flujo de Efectivo para el proyecto.

	AÑO			
FLUJO DE EFECTIVO	0	1	2	3
Inversion (USD) (-)				
Ingresos (USD) (+)				
Regalias (USD) (-)				
Mantenimiento (USD) (-)				
Impuesto de Renta (-)				
FLUJO DE CAJA TOTAL				

Fuente: Autor.

4.2.2 Flujos de efectivo para el inversionista

Estos flujos son específicos, para el caso en el cual, el dinero para el desarrollo del proyecto, se obtiene de una fuente de financiamiento. En el cálculo de estos flujos, se deben tener en cuenta los mismos parámetros que en los flujos de efectivo para el proyecto; la única diferencia radica en: los intereses por la financiación y su respectivo abono a capital. Los intereses del préstamo se descuentan antes de aplicar el impuesto de renta, para obtener la ganancia antes de impuestos; y luego se resta el abono a capital a la ganancia después de impuesto, para hallar el flujo de efectivo total. La forma de realizar su cálculo, se presenta a continuación en la Tabla 25.

Tabla 27: Calculo del Flujo de efectivo para el proyecto.

	AÑO			
FLUJO DE EFECTIVO	0	1	2	3
Inversion (USD) (-)				
Ingresos (USD) (+)				
Regalias (USD) (-)				
Mantenimiento (USD) (-)				
Impuesto de Renta (-)				
Abono a Capital (-)				
FLUJO DE CAJA TOTAL				

Fuente: Autor.

4.3 COSTOS

Para realizar el análisis financiero de un proyecto, se debe hacer un estudio minucioso de cada una de las variables que influyen en el mismo. Una variable muy importante a la hora de invertir en un proyecto son los costos, los cuales varían en función del nivel de uso o de producción. Costo, es el esfuerzo económico que debe realizar para realizar un objetivo. Es necesario clasificar los costos de acuerdo a categorías o grupos, de manera tal que posean ciertas características comunes para poder realizar los cálculos, el análisis y presentar la información que puede ser utilizada para la toma de decisiones de inversión del capital³⁶.

4.4 IMPUESTOS

Los impuestos son prestaciones, por lo general en dinero, al estado y demás entidades de derecho público, que las mismas reclaman, en virtud de su poder coactivo, en forma y cuantía determinadas unilateralmente y sin contraprestación especial con el fin de satisfacer las necesidades colectivas. Se usan generalmente dos tipos de impuestos directos e indirectos.

Los impuestos directos se aplican sobre el patrimonio, afectando principalmente los ingresos o pertenencias como la propiedad de maquinaria o terrenos de explotación; mientras que los impuestos indirectos afectan a personas distintas a quien produce el bien o presta el servicio. En otros términos, la carga de este impuesto se traslada a quienes los adquieren o reciben. Dentro de estos se encuentran los impuestos al valor agregado (IVA), y los impuestos especiales a gasolinas y combustibles.

La industria del petróleo, se ve afectada principalmente por dos impuestos directos que son: las regalías y el impuesto sobre la renta. Las regalías petroleras son el derecho que tiene el Estado en el producto de la explotación de los recursos petrolíferos de su propiedad. Se determinan como un porcentaje del volumen bruto

³⁶ McRAY, Arthur. Petroleum Evaluations and Economic Decisions. Prentice Hall, 1975.

explotado (ya sea entregado en especie o el equivalente en dinero). Por razones históricas dicho porcentaje varía según el sistema de explotación del recurso.

Actualmente, el sistema de regalías se rige en base a la Ley 756 de 2002, por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. El impuesto sobre la renta, es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras en un año. Es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad de producción de petróleo.

4.5 EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO.

Una vez determinadas la inversión neta o inicial y los flujos de efectivo periódico esperados por el proyecto, se utilizan diferentes criterios para determinar si es conveniente o se debe rechazar desde el punto de vista financiero.

El análisis económico del proyecto puede ser realizado mediante diferentes métodos entre los cuales por su efectividad y facilidad de aplicación sobresalen: el valor presente neto (VPN), las tasas de rendimiento económico (tasa interna de retorno, “TIR” y la tasa promedio de retorno “TPR”) y el tiempo de recuperación de la inversión o *payback time*.

Generalmente se emplean estas medidas económicas, pero la evaluación financiera no se debe basar en una sola, ya que cada una proporciona un factor distinto de análisis; se requiere la evaluación separada de cada uno de estos métodos para poder analizar y comparar los diferentes resultados obtenidos.

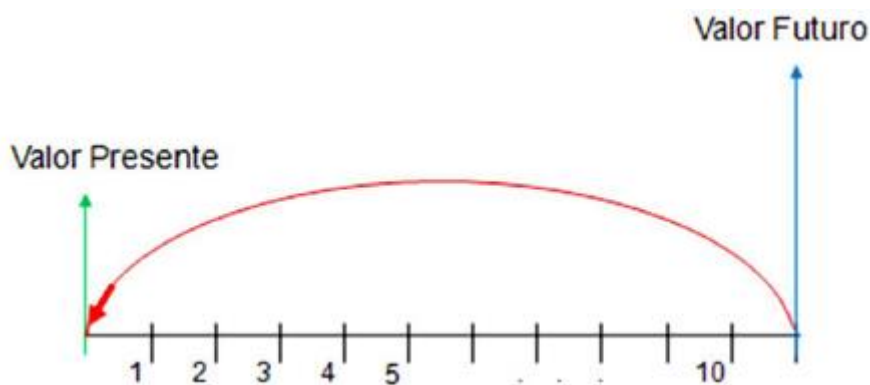
4.5.1 Valor presente neto (VPN)

El valor presente neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (Figura 33). El método consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado de llevarlo a cabo y que se asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el periodo considerado.

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP) como la forma de valorar todos los recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto, de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros.

Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez.

Figura 33: Representación del valor presente.



Fuente: JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p. 123.

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{flujo de caja}}{[1+i]^n} \quad \text{Ec. 16}$$

Donde el flujo de caja es igual a la ganancia neta menos los impuestos:

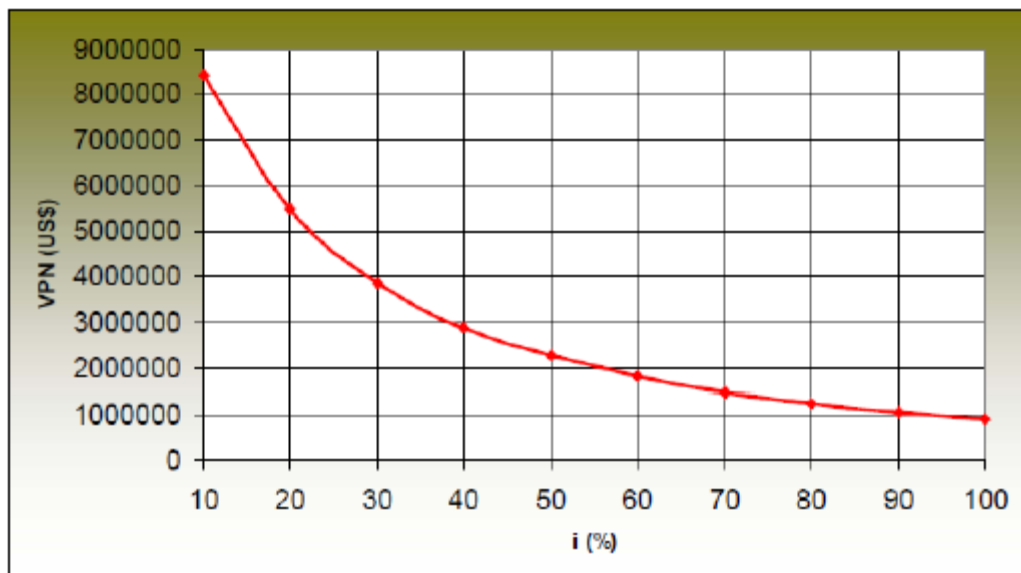
$$\text{Flujo de Caja} = \text{Ganancia Neta} - \text{Impuestos} \quad \text{Ec. 17}$$

$$\text{Ganancia Neta} = \text{In} - \text{En} \quad \text{Ec.18}$$

In representa los ingresos y En representa los egresos. En se toma como valor negativo ya que representa los desembolsos de dinero. N es el número de periodos considerados (el primer periodo lleva el número 0, no el 1.). El valor $In - En$ indica los flujos de caja estimados de cada periodo. El tipo de interés es i , que es igual al porcentaje al que está invertido un capital en unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés mayor es el valor presente neto y así, entre mayor es este, más conveniente será el proyecto para la inversión. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero es indiferente aceptar o no el proyecto.

Figura 34: Comportamiento del VPN en relación a la tasa de interés.



Fuente: JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p. 125.

El valor presente neto (VPN) es inversamente proporcional a la tasa de interés por lo cual disminuye a medida que esta aumenta, En la figura 34 se observa, que a ciertas tasas, se pueden obtener valores negativos de VPN, según sea el caso.

4.5.2 Tasa de rendimiento económico

El método de las tasas de rendimiento económico, permite determinar el porcentaje de utilidad o ganancia que se recibe por la inversión de capital, ya sea porcentaje de utilidad o ganancia que se recibe por la inversión de capital, ya sea antes o después de impuestos. La determinación o cálculo de la tasa de rendimiento económico, no se puede efectuar matemáticamente, y por lo tanto, solo se puede hacer por prueba y error planteando ecuaciones de valor presente. Las tasas de rendimiento económico que se utilizan para determinar la viabilidad económica de los proyectos son la tasa mínima interna de retorno (TIR) y la tasa promedio de retorno (TPR).

4.5.2.1 Tasa interna de retorno (TIR). El TIR es un método que considera el valor del dinero, en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a cero, es decir, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

El cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que lo representa es:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{flujo de Caja}}{[1 + i]^n} \quad \text{Ec. 19}$$

Donde C = inversión inicial.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: si el TIR es mayor que i_o el proyecto se acepta, si el TIR es menor que i_o el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a i_o el proyecto es

indiferente, siendo i_o la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

4.5.2.2 Tasa promedio de retorno (TPR). La tasa promedio de retorno, es aquella tasa que representa la forma como se va a recuperar la inversión, en relación con los flujos de caja anuales.

Este método relaciona el flujo promedio anual de efectivo y la inversión inicial, mostrando una tasa de rendimiento promedio del proyecto. Este criterio se aplica generalmente cuando se tienen varios proyectos, y se elige aquel con mayor tasa de rendimiento. Para el caso de un solo proyecto, la tasa promedio de retorno es equivalente a la tasa con la que se recupera la inversión a lo largo de la vida del proyecto. Es decisión del inversionista, determinar si la tasa promedio de retorno es la adecuada a la hora de aceptar el proyecto o si es preferible rechazarlo.

La fórmula para calcular la tasa promedio de retorno o TPR es la siguiente:

$$TPR = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{\text{flujo de caja}}{\text{Numero de años } (n)}}{\text{Inversion Inicial}} \quad \text{Ec. 20}$$

Donde:

t= periodos de tiempo que van desde 1 hasta n, dados en años.

La principal ventaja de este método es que es un método simple de usar y no requiere de procedimientos complicados, pero, así mismo presenta desventajas como el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo y dar por supuesto utilidades constantes al establecer un promedio.

4.5.3 Tiempo de recuperación de la inversión o *Payback Time*.

El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como *payback time*, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial.

También se puede considerar, como el tiempo que le toma a la operación del negocio o proyecto generar el suficiente flujo de efectivo para compensar o cubrir la inversión realizada. En los países donde la situación política y económica es muy inestable, este es el método que prefieren aplicar la mayoría de las empresas, debido a que lo importante para una empresa en un principio es la recuperación de la inversión.

Existen dos formas de calcular el tiempo o periodo de recuperación. La primera forma se conoce como tiempo de recuperación simple y la segunda forma se conoce como tiempo de recuperación ajustado.

4.5.3.1 Tiempo de recuperación simple o *Payback Simple*. Es el tiempo que se necesita para recuperar el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto. Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por lo tanto, considera erróneamente, el hecho de que un dólar hoy vale igual que un dólar el día de mañana.

La metodología de cálculo del tiempo de recuperación simple, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el negocio o proyecto, con la inversión neta, para determinar el periodo (número de años, meses, semanas o días) que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

Si el empresario se encuentra analizando un negocio o proyecto en forma aislada o independiente, es decir, sin considerar otros posibles simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente: se acepta, si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes que termine la vida económica del mismo. La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación simple o *payback simple* es la siguiente:

$$Payback Simple = \frac{Inversión\ inicial}{Flujo\ de\ efectivo\ anual} \quad Ec. 21$$

El criterio de tiempo de recuperación simple, presenta ventajas como, el hecho de que es un método fácil de calcular, y da una medida (en tiempo) del riesgo del negocio o proyecto; pero presenta una gran desventaja, que es el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo.

4.5.3.2 Tiempo de recuperación ajustado o Payback ajustado.

Es el tiempo que se requiere para recuperar el valor presente del dinero que se invirtió inicialmente en el proyecto, utilizando los flujos de efectivo, pero tomando en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Este método, compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo operativos netos con el valor presente de la inversión neta requerida. Es decir, este método calcula el tiempo que se necesita para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo. Este método proporciona una medida más precisa que el anterior puesto que incorpora el valor del dinero en el tiempo.

El criterio de decisión utilizando este método es similar al del tiempo de recuperación simple. Se acepta el negocio o proyecto que tenga el menor tiempo ajustado de recuperación de la inversión.

La ecuación para determinar el tiempo de recuperación ajustado o *payback* ajustado es la siguiente:

$$\text{Payback Ajustado} = \frac{VP \text{ inversión inicial}}{VP \text{ Flujo de efectivo anual}} \quad \text{Ec. 22}$$

Las principales ventajas que ofrece este método son: es fácil su cálculo, da una medida en tiempo del riesgo del negocio o proyecto, considera el valor del dinero en el tiempo y proporciona una medida de liquidez. A pesar de estas ventajas, el tiempo de recuperación ajustado tampoco toma en consideración todos los flujos de efectivo operativos netos que se generan después de recuperar la inversión.

4.6 INGRESOS

En un proyecto petrolero los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, la cual es determinada por la producción del campo y el precio del petróleo. La producción, se evalúa mediante simulación numérica o por los métodos analíticos existentes para inyección de vapor; y el precio del petróleo se puede predecir por métodos estadísticos o por simulación gaussiana.

4.7 PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO

Para el cálculo del precio del petróleo, se utilizan métodos de predicción, debido a la volatilidad del mismo. Dentro de estos se puede encontrar los métodos convencionales de predicción, los cuales consideran tres casos para cuantificar la incertidumbre: el pesimista, el más probable y el optimista. Estas predicciones de precios se refieren comúnmente como *hockey stick*, en las cuales el precio declina por algún periodo y luego incrementa paulatinamente. También se utilizan métodos probabilísticos como el *bootstrap*, los cuales son tediosos de calcular; y métodos estadísticos, como la simulación secuencial gaussiana, que utiliza la distribución y variabilidad histórica del precio. En la industria, se hace un manejo de la incertidumbre que tiene el precio futuro del crudo, comúnmente con el método de simulación de Montecarlo, el cual hace un análisis de sensibilidad, análisis de escenarios y probabilidad.

Además, hay que tener en cuenta que el crudo se valora inicialmente dependiendo de su sitio de origen y el mercado en que se va a negociar o entregar, seguidamente se cotiza según algunas propiedades físicas y químicas que a la larga determinan su precio, la primera es la gravedad API y la segunda es el contenido de azufre. De acuerdo a la primera, se determina si el crudo es liviano, medio, pesado o extra pesado; y de acuerdo a la segunda, se valora como dulce si el contenido de H₂S y CO₂ es menor al 0.5 %, y ácido si sobrepasa el 0.5 %.

Las transacciones de los volúmenes de crudo producidos a nivel mundial, se valoran en base a un número reducido de crudos que son referencia, para calcular precios y fijar contratos de compra y entrega de crudo. Como se mencionó anteriormente de acuerdo al lugar de origen del crudo y el mercado en que se mueve, su precio se establece de acuerdo a los principales crudos de referencia entre los cuales encontramos: West Texas Intermediate (WIT), Brent Blend, Dubai y el Cesta OPEP.

Cabe anotar que, al calcular el precio de un crudo específico se toma un crudo de referencia de acuerdo a las negociaciones en la comercialización de este. Para Colombia, el crudo de referencia es el WTI y el precio de cada uno se toma como una prima o un descuento sobre el valor base dado diariamente en la Nymex³⁷, de acuerdo a las características del crudo a negociar comparado con las características básicas del crudo WTI.

4.8 IMPUESTOS PARA LA INDUSTRIA

En la industria petrolera en Colombia, se tienen en cuenta solamente dos impuestos, los cuales son: las regalías y el impuesto de renta.

4.8.1 Regalías

Son los recursos económicos que reciben las entidades territoriales donde se explotan los recursos naturales no renovables, como el petróleo. Se establece sobre el valor de la producción en boca de pozo, y es igual al porcentaje que resulte de aplicar la escala que se presenta en la Tabla 27. Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15°), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi-livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

³⁷ CHAPMAN PETROLEUM ENGINEERING LTD. "Crude Oil, Historical, Constant, current and futures prices". Enero 1, 2008.

Tabla 28: Escala para determinar las regalías de crudos livianos y semi-livianos.

ESCALA PARA DETERMINAR LAS REGALÍAS DE CRUDOS LIVIANOS Y SEMI-LIVIANOS	
PRODUCCIÓN DIARIA PROMEDIO MES	PORCENTAJE
Para una producción diaria igual o menor a 5KBPD	8%
Para una producción mayor a 5 KBPD y \leq 125 KBPD	X%*
Para una producción > 125 KBPD \leq 400 KBPD	20%
Para una producción > 400 KBPD \leq 600 KBPD	Y%**
Para una producción > 600 KBPD	25%

Fuente: Disponible en:

http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley/2002/ley_0756_2002.html

* Donde $X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$

** Donde $Y = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$

4.8.2 Impuesto de renta

Es un impuesto de orden nacional, directo y de periodo. Esto se debe a que tiene cobertura en todo el país y su recaudo está a cargo de la nación, a través de bancos y entidades financieras autorizadas, grava los rendimientos a las rentas del sujeto o empresa que responde por su pago ante el estado y tiene en cuenta los resultados económicos durante un periodo determinado; en consecuencia, para su cuantificación se requiere establecer la utilidad (renta) generada por el desarrollo de actividades durante un año.

Este impuesto es la principal fuente de recaudación impositiva en la actividad de producción de petróleo, en Colombia es alrededor del 35%. Este impuesto se aplica al total de los ingresos, menos los costos de operación, mantenimiento y la depreciación.

4.9 VIABILIDAD FINANCIERA DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

Basados en los conceptos mencionados anteriormente, se realizó una viabilidad financiera para un proyecto que consta de dos fases; una primera fase piloto en la cual se evaluarían los resultados obtenidos con la instalación del sistema de

levantamiento artificial plunger lift, y basándonos en los buenos resultados de la fase piloto, se planteó una segunda fase en la cual se analizó financieramente la instalación del sistema de levantamiento en los otros 5 pozos preseleccionados.

4.9.1 Descripción del proyecto a evaluar

Para llevar a cabo este proyecto se consideró la implementación del sistema de levantamiento en los 8 pozos preseleccionados anteriormente, los cuales se encuentran ubicados en los bloques I, II, III, IV y V de la estructura del Campo Escuela Colorado. Los costos de intervención e instalación son los mismos para cada uno de los pozos, pero hay algunos costos que varían de pozo a pozo, como los son: profundidad, producción de crudo. A continuación se encuentra una lista con los costos por actividad que se generan al momento de la intervención a un pozo. En este caso más específicamente con el objetivo de instalar el sistema plunger lift

Tabla 29: Costos base para la instalación del sistema plunger lift.

Ítem	Descripción	Unidad	Valor Unitario (USD)
1. Adecuación de la locación del pozo.			
1.1	Arreglo de la locación	Global	3793
1.2	Obras Eléctricas	Global	35000
2. Movilización Equipos			
2.1	Tractomula con cama baja	Hora	93
2.2	Grúa	Hora	96
3. Trabajo Equipo de Workover			
3.1	Costo Único por Movilización	Global	10055
3.2	Company Man	Día	1141
3.3	Operación Rig (24 Horas), incluida cuadrilla de trabajo	Día	12154
4. Tubería			
3.1	Tubería 3 ½	Ft	10
3.2	Tubería 2 7/8	Ft	7,23
3.3	Inspección tubería (SERVIPOZOS)	Ft	2,2
5. Equipo de Levantamiento Artificial.			
5.1	Controlador de Superficie	Global	18900
5.2	Conjunto de Superficie	Global	5500
5.3	Conjunto de Fondo	Global	7500
5.4	Válvulas accesorios y conexiones	Global	2700
5.5	Pistón	Global	1100
5.6	Ingeniero Control	Día	245

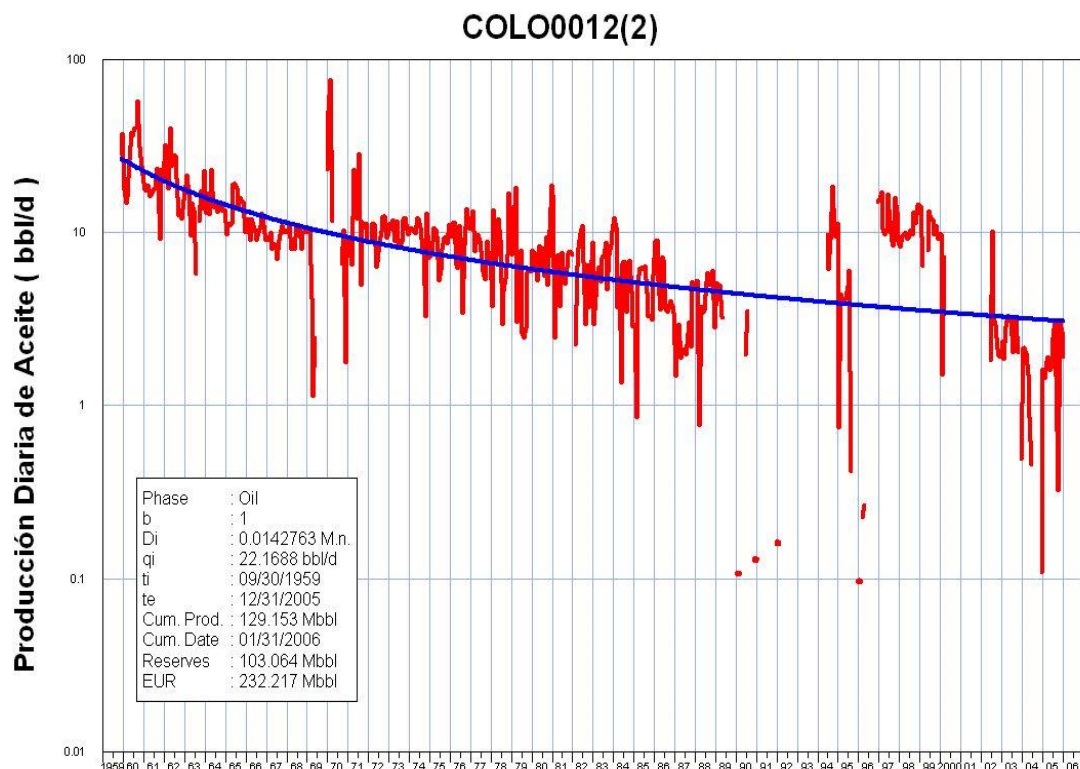
5.7	Técnico de Instalación	Día	80
5.8	Viáticos equipo plunger	Día	135
Subtotal Costos Fijos			57909

Fuente: Autor.

4.9.2 Declinación de la producción.

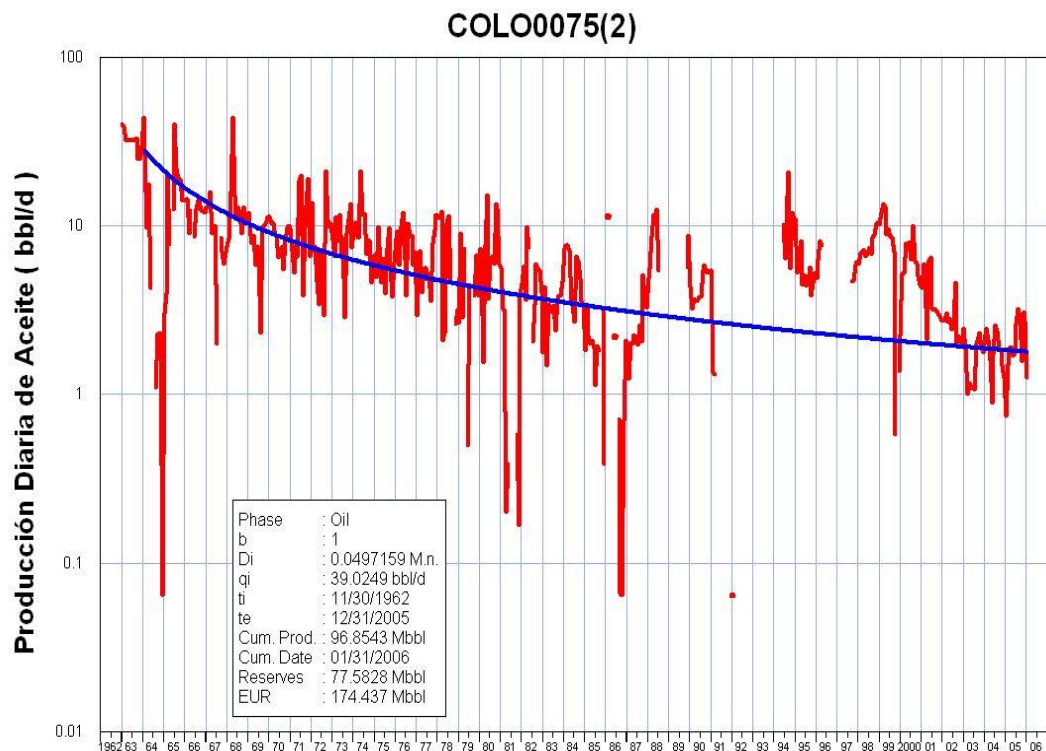
Basados en la información adquirida, se estableció una tendencia de declinación de producción de los pozos del campo escuela colorado cuyo valor porcentual por año se encuentra actualmente en el 12 %. Este valor ha sido establecido mediante el análisis de las curvas de producción de los pozos activos, y de la información suministrada por los ingenieros de campo del Campo Escuela Colorado. Los pozos del Campo en su mayoría muestran un comportamiento similar en su tasa de declinación.

Figura 35: Curva de declinación de producción, Pozo Colorado 12.



Fuente: Campo Escuela Colorado.

Figura 36: Curva de declinación de producción, Pozo Colorado 75.



Fuente: Campo Escuela Colorado.

4.9.3 Análisis Financiero de cada pozo preseleccionado.

A continuación se presenta el análisis financiero para los pozos preseleccionados para la etapa piloto, ya que del análisis y desempeño de estos pozos, depende la siguiente fase de desarrollo. Específicamente se presentan resultados para los pozos Colorado 33, Colorado 35 y Colorado 75. Los resultados se presentan con una expectativa de vida del proyecto de dos años.

4.9.3.1 Análisis financiero pozo: COLORADO 33

A continuación en la tabla 30 se presentan los inversión inicial para la instalación del sistema plunger lift en el pozo Colorado 33.

Tabla 30: Inversión Inicial Pozo Colorado 33.

Ítem	Descripción	Unidad	Valor Unitario (USD)	Cantidad	Sub-Total
1. Adecuacion de la locacion del pozo.					
1.1	Arreglo de la locación	Global	3793	1	3793
1.2	Obras Electricas	Global	35000	N/A	-
2. Movilizacion Equipos					
2.1	Tractomula con camabaja	Hora	93	6	558
2.2	Grua	Hora	96	6	576
3. Trabajo Equipo de Workover					
3.1	Costo Unico por Movilizacion	Global	10055	1	10055
3.2	Company Man	Dia	1141	3	3423
3.3	Operación Rig (24 Horas), incluida cuadrilla de trabajo	Dia	12154	3	36462
4. Tuberia					
3.1	Tuberia 3 ½	Ft	10	0	0
3.2	Tuberia 2 7/8	Ft	7,23	775	5603
3.3	Inspeccion tuberia (SERVIPOZOS)	Ft	2,2	4400	9680
5. Equipo de Levantamiento Artificial.					
5.1	Controlador de Superficie	Global	18900	1	18900
5.2	Conjunto de Superficie	Global	5500	1	5500
5.3	Conjunto de Fondo	Global	7500	1	7500
5.4	Valvulas accesorios y conexiones	Global	2700	1	2700
5.5	Piston	Global	1100	1	1100
5.6	Ingeniero Control	Dia	245	2	490
5.7	Tecnico de Instalacion	Dia	80	2	160
5.8	Viaticos equipo plunger	Dia	135	2	270
				TOTAL	106770

Fuente. Autor.

En la tabla 31 se muestra el costo asociado a la producción de los pozos del Campo Colorado. El cálculo del costo de producción de un barril de crudo del campo Colorado se realizo con base en el trabajo de grado de la Universidad Industrial de Santander titulado “Estudio de Factibilidad del Uso del Aceite Liviano de Ciclo para el Control de Parafinas en el Campo Colorado.” Realizado por Ilsen Sánchez y Henry Gutiérrez, del año 2010. De acuerdo a esto se obtiene el beneficio económico neto después de reducir el costo total por gasto de operación, regalías y el porcentaje que le corresponde a Ecopetrol por cada barril producido.

Tabla 31: Costos de producción del pozo Colorado 33.

CONCEPTO	USD/Bbl (2012)	USD/Bbl (2013)
PRECIO NETO DEL CRUDO COLORADO	82	84,4
IMPUESTO DE RENTA	27,88	28,696
REGALIAS	6,56	6,752
LIFTING COST	4	4
COSTO DE TRANSPORTE	2	2
FACTOR DE ECOPEPETROL	4,1	4,98
MARGEN	37,46	37,972

Fuente. Campo Escuela Colorado.

La tabla 32 presenta los ingresos y egresos mensuales proyectados a dos años y la Figura 37 muestra el flujo de caja neto del proyecto.

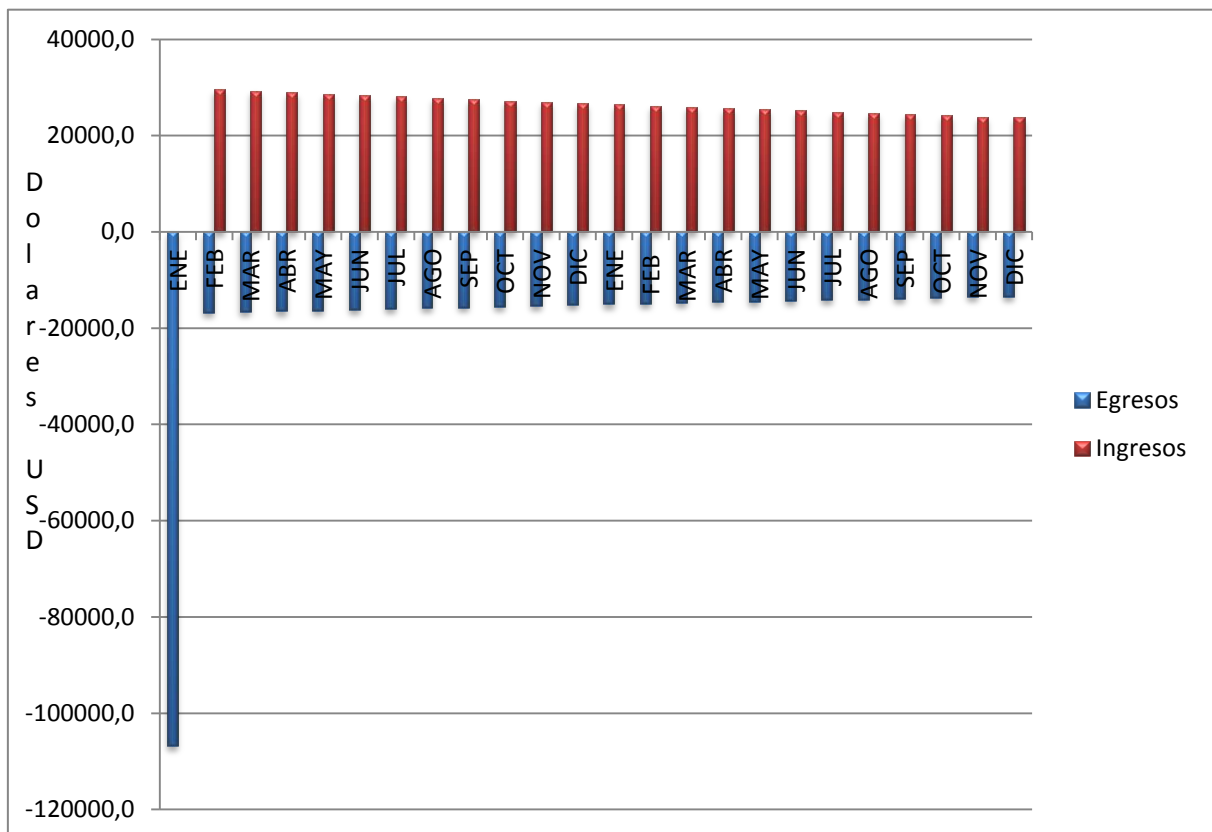
Tabla 32: Ingresos y Egresos del pozo Colorado 33.

MES	CAUDAL (STB/d)	EGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)	CASH FLOW (USD)
ENE	0	106770	0	-106770
FEB	12,000	16034,4	29520,0	13485,6
MAR	11,880	15874,1	29224,8	13350,7
ABR	11,761	15715,3	28932,6	13217,2
MAY	11,644	15558,2	28643,2	13085,1
JUN	11,527	15402,6	28356,8	12954,2
JUL	11,412	15248,6	28073,2	12824,7
AGO	11,298	15096,1	27792,5	12696,4
SEP	11,185	14945,1	27514,6	12569,5
OCT	11,073	14795,7	27239,4	12443,8
NOV	10,962	14647,7	26967,0	12319,3
DIC	10,853	14501,2	26697,4	12196,1
ENE	10,744	14356,2	26430,4	12074,2
FEB	10,637	14212,6	26166,1	11953,4
MAR	10,530	14070,5	25904,4	11833,9
ABR	10,425	13929,8	25645,4	11715,6
MAY	10,321	13790,5	25388,9	11598,4
JUN	10,217	13652,6	25135,0	11482,4
JUL	10,115	13516,1	24883,7	11367,6
AGO	10,014	13380,9	24634,8	11253,9
SEP	9,914	13247,1	24388,5	11141,4
OCT	9,815	13114,6	24144,6	11030,0

NOV	9,717	12983,5	23903,2	10919,7
DIC	9,620	12853,7	23664,1	10810,5

Fuente: Autor.

Figura 37: Flujo de Caja del pozo Colorado 33.



Fuente. Autor.

Para el cálculo del valor presente neto se tomo una tasa de oportunidad del 16% efectivo anual, valor que fue suministrado por el Campo Escuela Colorado.

En la tabla 33 se observa como al final del primer año el VPN del proyecto en el pozo Colorado 33, es positivo, lo que indica que el proyecto es viable, ya que nuestro VPN al segundo año es 10 veces mayor. También se presenta el *payback* del proyecto, el cual está alrededor de los 9 meses.

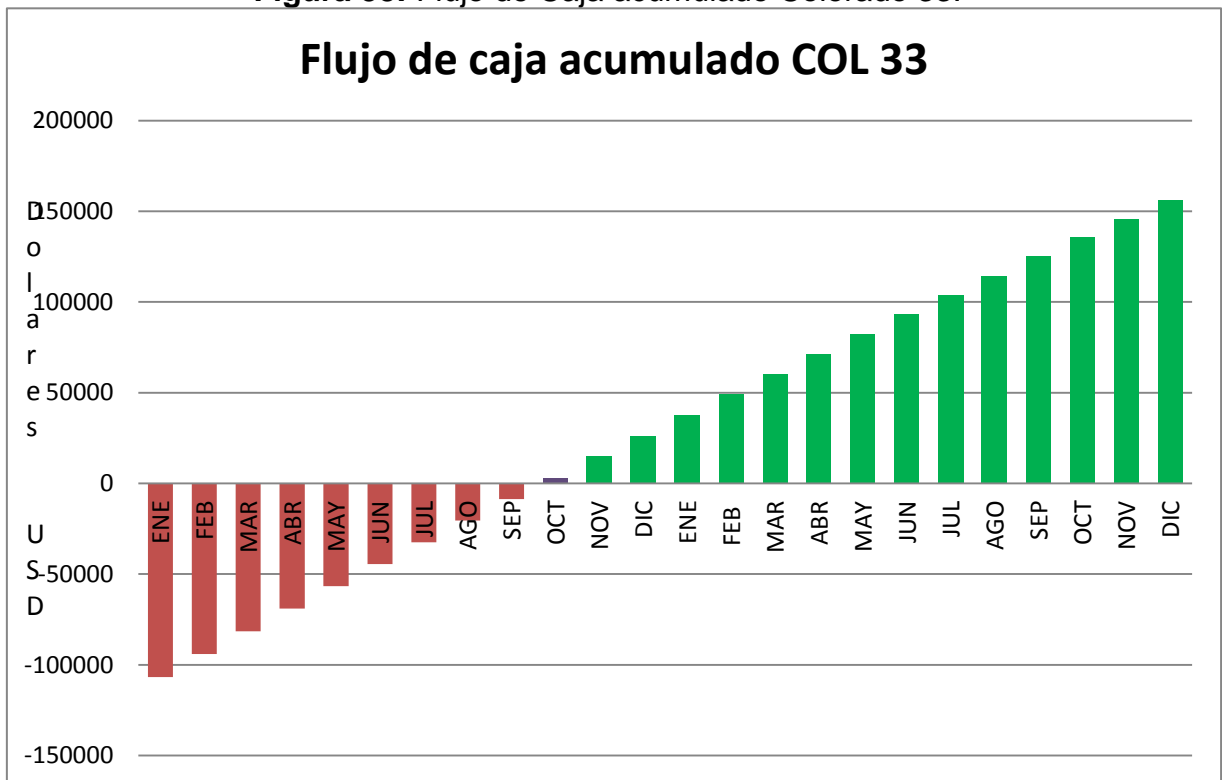
Tabla 33: VPN y PAYBACK del Pozo Colorado 33.

n	VPN
0	-106770
1	-92235
2	-79403
3	-66866
4	-54617
5	-42650
6	-30959
7	-19536
8	-8375
9	2528
10	13181
11	23589
12	33758
13	43693
14	53399
15	62882
16	72147
17	81199
18	90043
19	98684
20	107126
21	115373
22	123432
23	131304
PAYBACK	
0,70	

Fuente. Autor.

En la figura 39 se observa como el proyecto se sana o se paga antes del primer año de haberlo implementado.

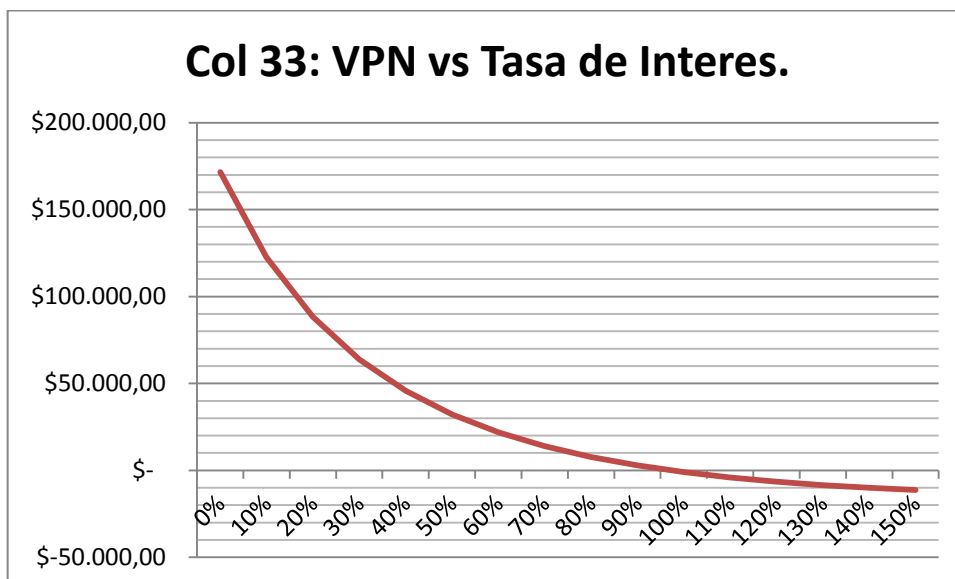
Figura 38: Flujo de Caja acumulado Colorado 33.



Fuente: Autor.

A continuación se presenta la grafica del VPN Vs la Tasa de interés, lo que nos muestra cual sería la TIR para el pozo Colorado 33.

Figura 39: TIR del pozo Colorado 33.



Fuente: Autor.

Se observa que la TIR esta alrededor de una tasa de interes de alrededor del 92%, lo que es un indicador muy bueno proyecto ya que es mucho mayor que la tasa de oportunidad planteada por el socio capital del Campo Escuela Colorado.

Finalmente se resume en la tabla 34 los indicadores financieros del proyecto con lo que se concreto el analisis financiero de invertir en el pozo Colorado 33.

Tabla 34: Indicadores Economicos.

PayBack (Meses)	8,4
VPN 1 AÑO (TIR 16% E.A)	\$ 33758
VPN 2 AÑO (TIR 16% E.A)	\$ 171553
EFICIENCIA SOBRE LA INVERSION	0,62

Fuente: Autor.

Los anteriores son indicadores positivos para la realización del proyecto, ya que antes del primer año el VPN es positivo lo que indica que el proyecto es viable y además de esto el payback es de 8,8 meses, lo que nos deja más de 14 meses de ganancias netas, sin intervenciones directas al pozo, lo que nos significa un ahorro significativo en la operación.

4.9.3.2 Análisis financiero pozo: Colorado 35

A continuación en la tabla 35 se presentan los costos de inversión inicial para la instalación del sistema plunger lift en el pozo Colorado 35.

Tabla 35: Inversión Inicial Pozo Colorado 35.

Ítem	Descripción	Unidad	Valor Unitario (USD)	Cantidad	Sub-Total
1. Adecuación de la locación del pozo.					
1.1	Arreglo de la locación	Global	3793	1	3793
1.2	Obras Eléctricas	Global	35000	N/A	-
2. Movilización Equipos					
2.1	Tractomula con camabaja	Hora	93	6	558

2.2	Grúa	Hora	96	6	576
3. Trabajo Equipo de Workover					
3.1	Costo Único por Movilización	Global	10055	1	10055
3.2	Company Man	Día	1141	3	3423
3.3	Operación Rig (24 Horas), incluida cuadrilla de trabajo	Día	12154	3	36462
4. Tubería					
3.1	Tubería 3 ½	ft	10	0	0
3.2	Tubería 2 7/8	ft	7,23	500	3615
3.3	Inspección tubería (SERVIPOZOS)	ft	2,2	4482	9860
5. Equipo de Levantamiento Artificial.					
5.1	Controlador de Superficie	Global	18900	1	18900
5.2	Conjunto de Superficie	Global	5500	1	5500
5.3	Conjunto de Fondo	Global	7500	1	7500
5.4	Válvulas accesorios y conexiones	Global	2700	1	2700
5.5	Pistón	Global	1100	1	1100
5.6	Ingeniero Control	Día	245	2	490
5.7	Técnico de Instalación	Día	80	2	160
5.8	Viáticos equipo plunger	Día	135	2	270
				TOTAL	104962

Fuente: Autor.

A continuación se presentan la tabla 36 con los ingresos, egresos y flujo de caja para el pozo Colorado 35, no se coloca la tabla de costos asociados a la producción ya que los costos de producción son los mismos que para el pozo Colorado 33 (Véase Tabla 31).

Tabla 36: Ingresos, Egresos y flujo de caja del pozo Colorado 35.

MES	CAUDAL (STB/d)	EGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)	CASH FLOW (USD)
ENE	0,00	104962	0	-104962,4
FEB	18,00	24051,6	44280,0	20228,4
MAR	17,82	23811,1	43837,2	20026,1
ABR	17,64	23573,0	43398,8	19825,9
MAY	17,47	23337,2	42964,8	19627,6
JUN	17,29	23103,9	42535,2	19431,3
JUL	17,12	22872,8	42109,8	19237,0
AGO	16,95	22644,1	41688,7	19044,6

SEP	16,78	22417,7	41271,9	18854,2
OCT	16,61	22193,5	40859,1	18665,6
NOV	16,44	21971,6	40450,5	18479,0
DIC	16,28	21751,8	40046,0	18294,2
ENE	16,12	21534,3	39645,6	18111,3
FEB	15,95	21319,0	39249,1	17930,1
MAR	15,80	21105,8	38856,6	17750,8
ABR	15,64	20894,7	38468,1	17573,3
MAY	15,48	20685,8	38083,4	17397,6
JUN	15,33	20478,9	37702,6	17223,6
JUL	15,17	20274,1	37325,5	17051,4
AGO	15,02	20071,4	36952,3	16880,9
SEP	14,87	19870,7	36582,7	16712,1
OCT	14,72	19672,0	36216,9	16544,9
NOV	14,58	19475,3	35854,8	16379,5
DIC	14,43	19280,5	35496,2	16215,7

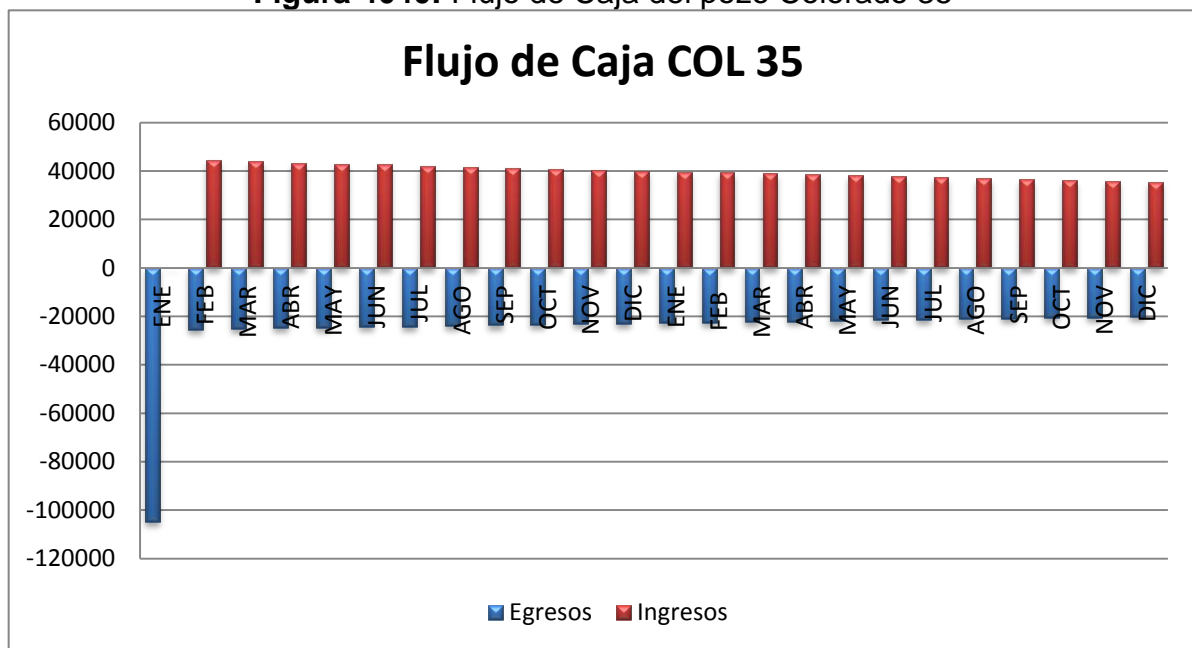
Fuente: Autor.

En esta tabla se puede observar claramente como la diferencia de 6 Bbl/d entre los pozos Colorado 33 y Colorado 35, causa un gran efecto en el flujo de caja. Una diferencia de alrededor de 5000 USD por cada mes, lo que afecta de manera muy positiva, la posibilidad de realizar el proyecto. Esto debido principalmente al alto valor que posee el crudo del Campo Colorado, por su gravedad API y composición parafínica que para efectos de procesos y obtención de algunos productos industriales, es apetecida.

Para el cálculo del valor presente neto se tomó una tasa de oportunidad del 16% efectivo anual, valor que fue suministrado por el Campo Escuela Colorado.

A continuación en la tabla 37 se observa como a mitad del primer año el VPN del proyecto en el pozo Colorado 35 es positivo, lo que indica que el proyecto es viable, además, al finalizar los dos años de análisis el VPN del pozo Colorado 35 es el doble del pozo Colorado 33. También se presenta el *payback* del proyecto, el cual está alrededor de los 6 meses

Figura 4040: Flujo de Caja del pozo Colorado 35



Fuente: Autor.

Tabla 37: VPN y PAYBACK del Pozo Colorado 35.

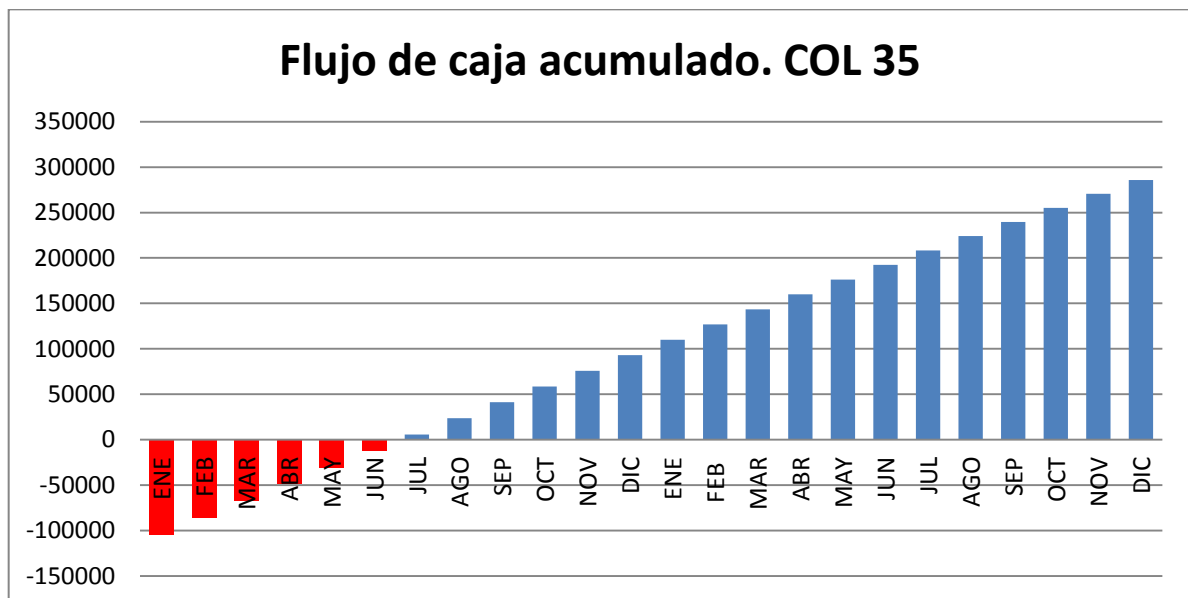
n	VPN
0	-104962
1	-83884
2	-64636
3	-45831
4	-27458
5	-9507
6	8030
7	25165
8	41905
9	58260
10	74240
11	89852
12	105105
13	120007
14	134566
15	148791

16	162689
17	176267
18	189533
19	202494
20	215157
21	227528
22	239616
23	251425
PAYBACK	
0,46	

Fuente: Autor.

En esta tabla y figura (Véase: Tabla 37, Figura 41), se evidencia lo rápido que el VPN y el flujos de caja adquieren un valor positivo, lo que lo hace realmente interesante, al momento de pensar en invertir y usarlo como el primer pozo piloto que utiliza el sistema de levantamiento artificial plunger lift.

Figura 41: Flujo de Caja acumulado Colorado 35.

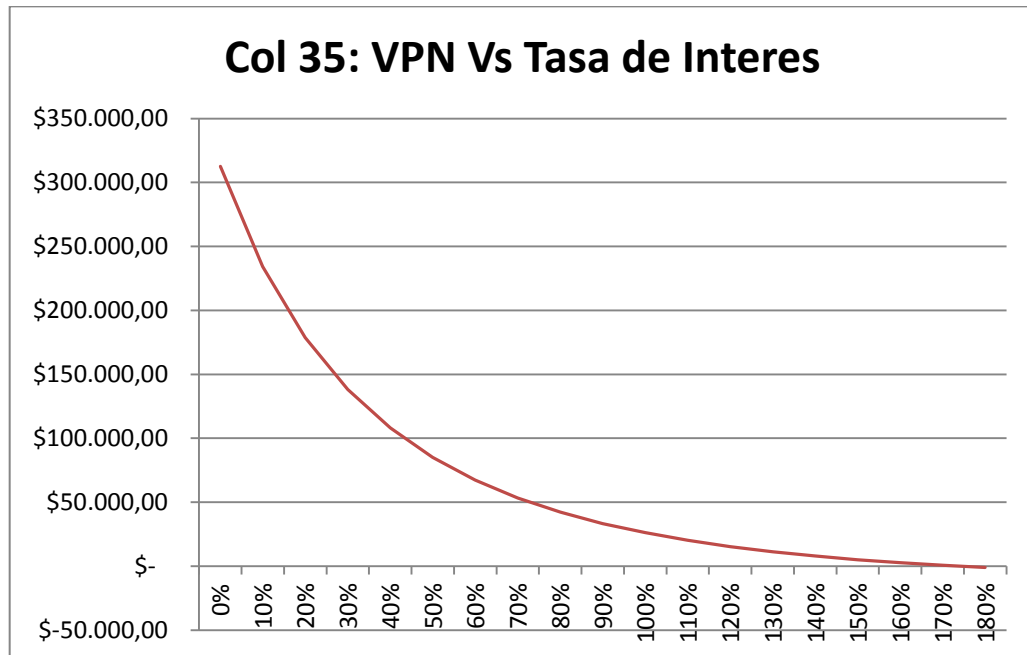


Fuente. Autor.

Finalmente se resume en la tabla 38 los indicadores financieros del proyecto con lo que se determina que sería más factible invertir en el pozo Colorado 35.

A continuación se presenta la grafica del VPN Vs la Tasa de interés, lo que nos muestra cual sería la TIR para el pozo Colorado 35.

Figura 42: TIR del Pozo Colorado 35.



Fuente: Autor.

Se observa que la TIR esta alrededor de una tasa de interes de alrededor del 171%, Esta TIR es un excelente indicador para el proyecto, ya que es mucho mayor que la TIR del pozo Colorado 35. Ademas es 10 veces mayor que la tasa de oportunidad planteada por el socio capital del Campo Escuela Colorado.

Tabla 38: Indicadores financieros. Pozo Colorado 35

PayBack (Meses)	5,5
VPN 1 AÑO (TIR 16% E.A)	\$ 105105
VPN 2 AÑO (TIR 16% E.A)	\$ 251425
EFICIENCIA SOBRE LA INVERSION	0,34

Fuente: Autor.

Los indicadores presentados son muy positivos teniendo en cuenta que el pozo Colorado 35, se pagaría en menos de 6 meses, lo que lo hace realmente atractivo a

la hora de definir un primer pozo para probar la tecnología plunger lift. Adicionalmente al final de los dos años las ganancias alcanzan dos veces el valor invertido lo que es otro punto interesante a la hora de mirar el rendimiento de la inversión del capital.

4.9.3.3 Análisis financiero pozo: Colorado 75

A continuación en la tabla 39 se presentan los costos de inversión inicial para la instalación del sistema plunger lift en el pozo Colorado 75.

Tabla 39: Inversión Inicial Pozo Colorado 35.

Item	Descripcion	Unidad	Valor Unitario (USD)	Cantidad	Sub-Total
1. Adecuacion de la locacion del pozo.					
1.1	Arreglo de la locación	Global	3793	1	3793
1.2	Obras Electricas	Global	35000	N/A	-
2. Movilizacion Equipos					
2.1	Tractomula con camabaja	Hora	93	6	558
2.2	Grua	Hora	96	6	576
3. Trabajo Equipo de Workover					
3.1	Costo Unico por Movilizacion	Global	10055	1	10055
3.2	Company Man	Dia	1141	3	3423
3.3	Operación Rig (24 Horas), incluida cuadrilla de trabajo	Dia	12154	3	36462
4. Tuberia					
3.1	Tuberia 3 ½	ft	10	0	0
3.2	Tuberia 2 7/8	ft	7,23	905	6543
3.3	Inspeccion tuberia (SERVIPOZOS)	ft	2,2	4521	9946
5. Equipo de Levantamiento Artificial.					
5.1	Controlador de Superficie	Global	18900	1	18900
5.2	Conjunto de Superficie	Global	5500	1	5500
5.3	Conjunto de Fondo	Global	7500	1	7500
5.4	Valvulas accesorios y conexiones	Global	2700	1	2700
5.5	Piston	Global	1100	1	1100
5.6	Ingeniero Control	Dia	245	2	490
5.7	Tecnico de Instalacion	Dia	80	2	160
5.8	Viaticos equipo plunger	Dia	135	2	270
				TOTAL	107976

Fuente: Autor.

A continuación se presenta en la tabla 40 los ingresos, egresos y flujo de caja para el pozo Colorado 75, no se colocan los costos asociados a la producción ya que los costos de producción son los mismos que para el pozo Colorado 33 (Véase Tabla 31).

Tabla 40: Ingresos, Egresos y flujo de caja del pozo Colorado 75.

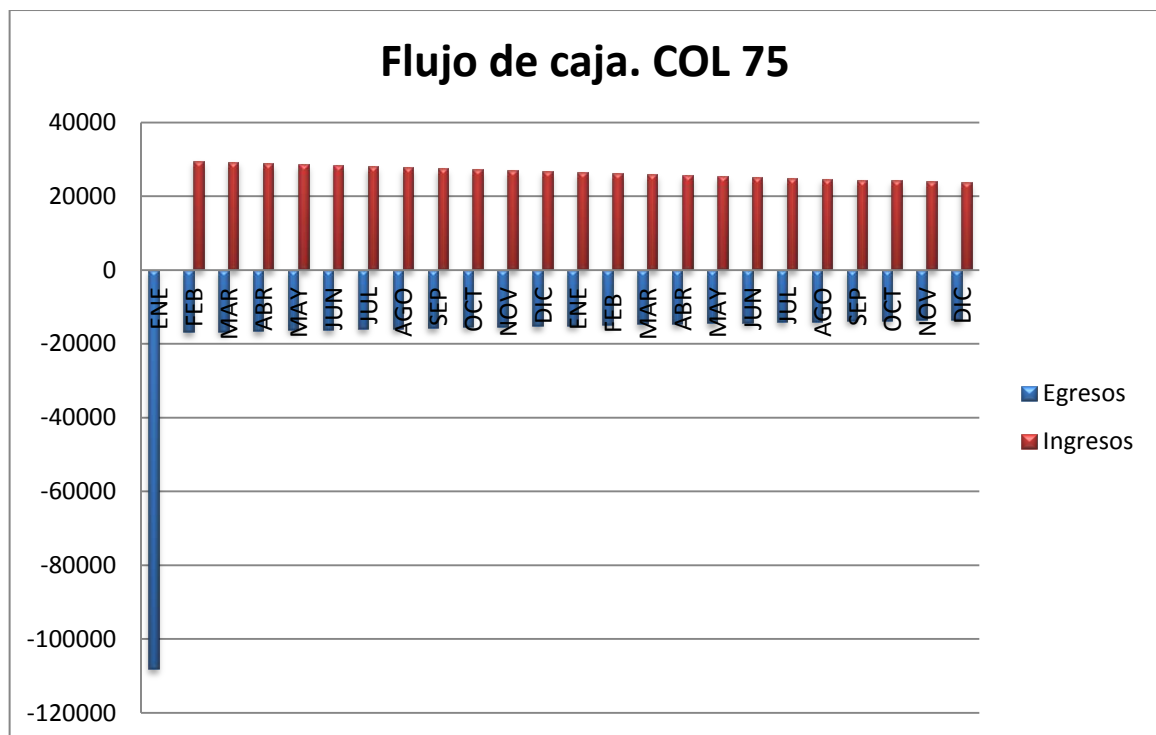
MES	CAUDAL (STB/d)	EGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)	CASH FLOW (USD)
ENE	0,00	107976	0	-107976,35
FEB	12,00	16034,4	29520,0	13485,6
MAR	11,88	15874,1	29224,8	13350,7
ABR	11,76	15715,3	28932,6	13217,2
MAY	11,64	15558,2	28643,2	13085,1
JUN	11,53	15402,6	28356,8	12954,2
JUL	11,41	15248,6	28073,2	12824,7
AGO	11,30	15096,1	27792,5	12696,4
SEP	11,18	14945,1	27514,6	12569,5
OCT	11,07	14795,7	27239,4	12443,8
NOV	10,96	14647,7	26967,0	12319,3
DIC	10,85	14501,2	26697,4	12196,1
ENE	10,74	14356,2	26430,4	12074,2
FEB	10,64	14212,6	26166,1	11953,4
MAR	10,53	14070,5	25904,4	11833,9
ABR	10,42	13929,8	25645,4	11715,6
MAY	10,32	13790,5	25388,9	11598,4
JUN	10,22	13652,6	25135,0	11482,4
JUL	10,12	13516,1	24883,7	11367,6
AGO	10,01	13380,9	24634,8	11253,9
SEP	9,91	13247,1	24388,5	11141,4
OCT	9,81	13114,6	24144,6	11030,0
NOV	9,72	12983,5	23903,2	10919,7
DIC	9,62	12853,7	23664,1	10810,5

Fuente: Autor.

Los datos presentados anteriormente muestran valores similares para el pozo Colorado 33, debido fundamentalmente a que tienen la misma producción de crudo.

En este punto también podemos mencionar que en los costos que cubren todo el proyecto, fácilmente se puede identificar los aspectos que más inflan el valor del mismo; son los costos por equipo de Workover con aproximadamente un 40% sobre el valor de la inversión, y el costo del equipo de plunger lift e instalación, también con un 35% sobre el valor del proyecto. Otra razón es que el equipo de plunger lift es mucho más costoso en Colombia, debido a que son pocas las empresas que comercializan este equipo y también por el hecho de que se debe importar completamente desde Canadá o Estados Unidos, recordemos que en estos países el costo del equipo incluido la instalación es aproximadamente de 21000 USD.

Figura 43: Flujo de Caja del pozo Colorado 75.



Fuente: Autor.

A continuación en la tabla 41 se observa como a mitad del primer año el VPN del proyecto en el pozo Colorado 75 es positivo, lo que indica intervenir este pozo es viable, además, al finalizar los dos años de análisis el VPN del pozo Colorado 75 es el doble del pozo Colorado 33. También se presenta el *payback* del proyecto, el cual está alrededor de los 9 meses.

Tabla 41: VPN y PAYBACK del Pozo Colorado 75.

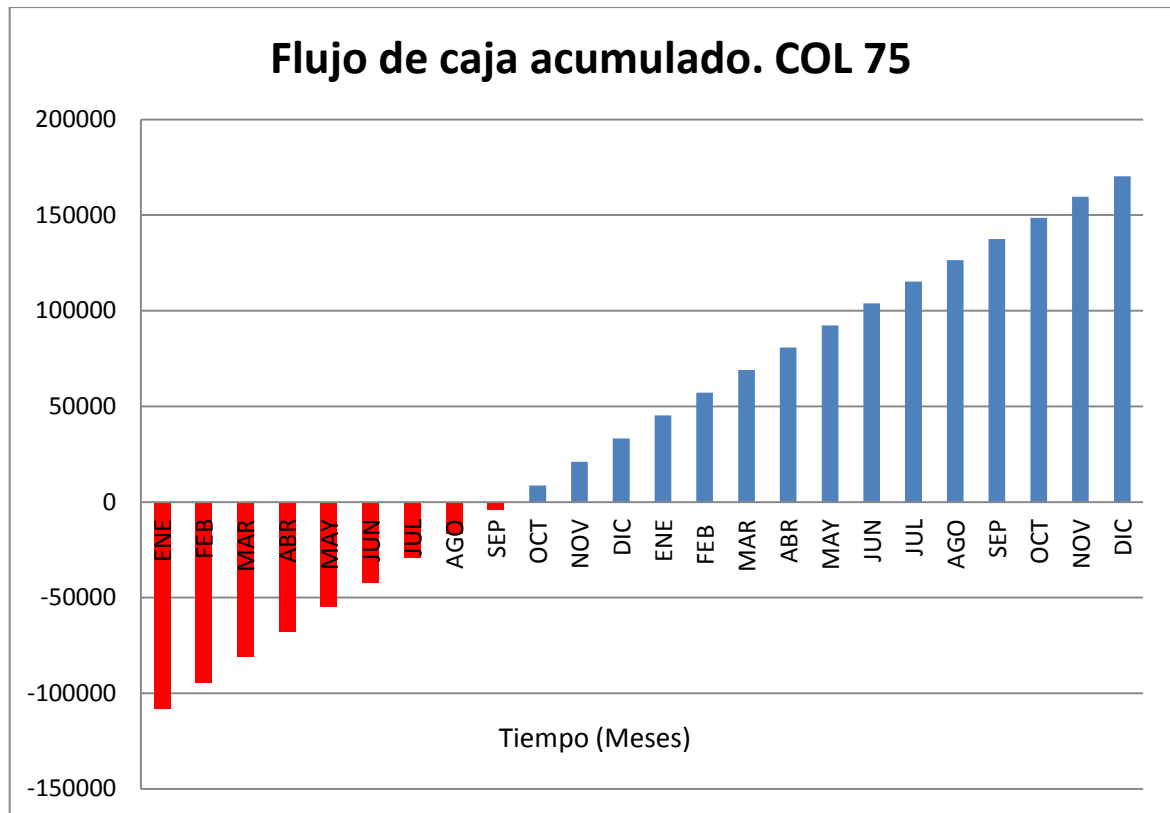
n	VPN
0	-107976
1	-93425
2	-80593
3	-68056
4	-55808
5	-43841
6	-32149
7	-20726
8	-9566
9	1338
10	11991
11	22399
12	32567
13	42502
14	52208
15	61692
16	70957
17	80009
18	88853
19	97493
20	105935
21	114183
22	122241
23	130114

Fuente: Autor.

En estos momentos se evidencia que los indicadores económicos de los pozos Colorado 33 y Colorado 75, son prácticamente iguales. Como se había mencionado anteriormente debido a que tienen la misma tasa de producción. Igualmente ambos pozos muestran indicadores positivos, pero en este punto es claro que el pozo Colorado 35, es el más atractivo para probar el sistema plunger lift, debido a que se paga en menos tiempo y genera mayores ingresos durante el tiempo de vida del proyecto.

En la figura 44 se observa como el proyecto se sana o se paga antes del primer año de haberlo implementado.

Figura 44: Flujo de Caja acumulado Colorado 75.



Fuente: Autor.

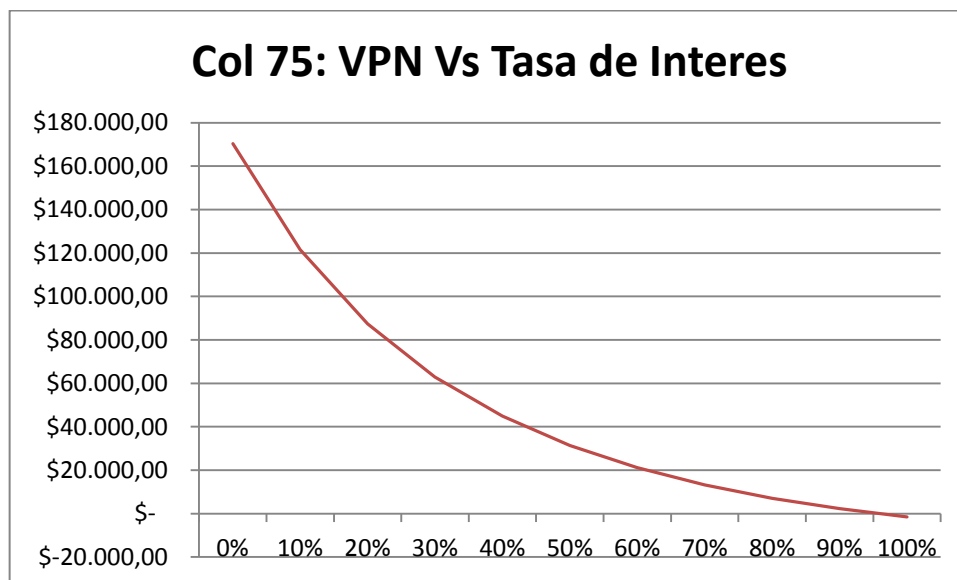
En la figura anterior se evidencia y comprueba la semejanza de los valores financieros, entre los pozos Colorado 75 y Colorado 33. Finalmente en la Tabla 42 se presentan los indicadores financieros que resumen la viabilidad financiera del pozo Colorado 75.

A continuación se presenta la grafica del VPN Vs la Tasa de interés, lo que nos muestra cual sería la TIR para el pozo Colorado 33.

Se observa que la TIR esta alrededor de una tasa de interes de alrededor del 91%, lo que es un indicador muy bueno proyecto ya que es mucho mayor que la tasa de oportunidad planteada por el socio capital del Campo Escuela Colorado. En este punto podemos observar que bajo el punto de vista financiero los pozos Colorado 33 y Colorado 75 son similarmente atractivos ambos con muy buenos indicadores, pero

cabe destacar que el pozo Colorado 35 es financieramente por mucho el proyecto mas atractivo para utilizarlo como pozo piloto.

Figura 45: TIR del Pozo Colorado 75.



Fuente: Autor.

Tabla 42: Indicadores Economicos. Pozo Colorado 75

PayBack (Meses)	8,4
VPN 1 AÑO (TIR 16% E.A)	\$ 32567
VPN 2 AÑO (TIR 16% E.A)	\$ 130114
EFICIENCIA SOBRE LA INVERSION	0,63

Fuente: Autor.

Finalmente para darle más valor al proyecto y un punto de comparación, a continuación se presenta un caso comparativo usando al pozo Colorado 75 pero manteniendo su sistema de levantamiento actual de bombeo mecánico, el cual es el sistema de levantamiento que se usa en todos los pozos del Campo Escuela Colorado.

Para esta comparación se presentan los indicadores financieros de manera más resumida y concreta. Con la realización de esta comparación se logró cuantificar el

ahorro que generaría la instalación del plunger lift, y hacer más visible el ahorro en costos de producción e intervención a los pozos. De acuerdo con información suministrada por el Campo Escuela Colorado, los pozos se intervienen al menos 1 vez por año, siendo las causas más recurrentes: varilla rota o cambio de profundidad de asentamiento de la bomba.

En la tabla 43 presentamos los costos asociados actualmente a la producción del crudo del Campo Escuela Colorado, tomando el estado mecánico actual del pozo Colorado 75 y su producción actual, el cual sería intervenido 2 veces en los dos años de evaluación.

Tabla 43: Costos actuales asociados a la producción del Campo Escuela Colorado.

CONCEPTO	USD/Bbl (2012)	USD/Bbl (2013)
PRECIO NETO DEL CRUDO COLORADO	82	84,4
IMPUESTO DE RENTA	27,88	28,696
REGALIAS	6,56	6,752
LIFTING COST	20	20
COSTO DE TRANSPORTE	2	2
FACTOR DE ECOPEPETROL	4,1	4,98
MARGEN	21,46	21,972

Fuente: Autor.

En la tabla 43 se observa que el único valor que debe variar es el lifting cost que implica un sistema de bombeo mecánico, sumado a la inyección de aceite caliente para desparafinar los pozos del Campo Colorado. Adicionalmente se observa que el margen de ganancia se reduce en algo más de 10 USD /Bbl.

A continuación en la tabla 44 se muestran los costos que se tomaron en cuenta para hacer la comparación entre el pozo Colorado 75 con sistema de bombeo mecánico.

Tabla 44: Inversión inicial para el caso comparativo.

Ítem	Descripción	Unidad	Valor Unitario (USD)	Cantidad	Sub-Total
1. Adecuación de la Tubería del pozo.					
1.1	Arreglo de la locación	Global	3793	2	7586
1.2	Obras Eléctricas	Global	35000	N/A	-
2. Movilización Equipos					

2.1	Tractomula con camabaja	Hora	93	12	1116
2.2	Grúa	Hora	96	12	1152
3. Trabajo Equipo de Workover					
3.1	Costo Único por Movilización	Global	10055	2	20110
3.2	Company Man	Día	1141	4	4564
3.3	Operación Rig (24 Horas), incluida cuadrilla de trabajo	Día	12154	4	48616
4. Tubería					
3.1	Tubería 3 ½	ft	10	0	0
3.2	Tubería 2 7/8	ft	7,23	0	0
3.3	Inspección Tubería (SERVIPOZOS)	ft	2,2	0	0
				TOTAL	83144

Fuente: Autor.

En la anterior tabla de costos solo se tuvo en cuenta el costo de la intervención del equipo de WO, sin incluir la causa, ya que dependiendo la actividad que se realice varia el costo, pero lo presentado seria el valor mínimo que generan las dos intervenciones en los dos años.

Con los datos de las dos tablas anteriores se obtuvo la tabla 45, la cual muestra como serian los ingresos, egresos y flujo de caja por mes (Véase: Tabla 43-44).

Tabla 45: Ingresos, Egresos y Flujo de Caja del Caso Comparativo.

MES	CAUDAL (STB/d)	EGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)	CASH FLOW (USD)
ENE	0,00	83144	0	-83144
FEB	18,00	32691,6	44280,0	11588,4
MAR	17,82	32364,7	43837,2	11472,5
ABR	17,64	32041,0	43398,8	11357,8
MAY	17,47	31720,6	42964,8	11244,2
JUN	17,29	31403,4	42535,2	11131,8
JUL	17,12	31089,4	42109,8	11020,5
AGO	16,95	30778,5	41688,7	10910,2
SEP	16,78	30470,7	41271,9	10801,1
OCT	16,61	30166,0	40859,1	10693,1

NOV	16,44	29864,3	40450,5	10586,2
DIC	16,28	29565,7	40046,0	10480,3
ENE	16,12	29270,0	39645,6	10375,5
FEB	15,95	28977,3	39249,1	10271,8
MAR	15,80	28687,6	38856,6	10169,1
ABR	15,64	28400,7	38468,1	10067,4
MAY	15,48	28116,7	38083,4	9966,7
JUN	15,33	27835,5	37702,6	9867,0
JUL	15,17	27557,2	37325,5	9768,4
AGO	15,02	27281,6	36952,3	9670,7
SEP	14,87	27008,8	36582,7	9574,0
OCT	14,72	26738,7	36216,9	9478,2
NOV	14,58	26471,3	35854,8	9383,5
DIC	14,43	26206,6	35496,2	9289,6

A continuación en la Tabla 46 se muestran los indicadores económicos, VPN a 1 y 2 años, el payback, la eficiencia sobre la inversión y el flujo de caja acumulado a los dos años.

Tabla 46: Indicadores Financieros Caso Comparativo

PayBack (Meses)	7,56
VPN 1 AÑO (TIR 16% E.A)	\$ 37501
VPN 2 AÑO (TIR 16% E.A)	\$ 121324
Flujo de Caja acumulado a 2 años.	\$ 156024
EFICIENCIA SOBRE LA INVERSION	0,63

Fuente: Autor.

En la tabla 47 se presentan los resultados del pozo Colorado 75 con sistema plunger lift y bombeo mecánico.

Tabla 47: Cuadro Comparativo de los Indicadores Financieros.

Sistema de levantamiento	Plunger	B.M.
PayBack (Meses)	5,5	7,56
VPN 1 AÑO (TIR 16% E.A)	\$ 105105	\$ 37501

VPN 2 AÑO (TIR 16% E.A)	\$ 251425	\$ 121324
Flujo de Caja acumulado a 2 años.	\$ 312523	\$ 156024
EFICIENCIA SOBRE LA INVERSION	0,34	0,63

Fuente: Autor.

En la tabla 46 se observa claramente como el sistema de bombeo mecánico es rentable, y tiene indicadores positivos, durante este proyecto un objetivo no ha sido refutar esa idea, pero uno de los objetivos era mostrar los ahorros que generaría el sistema plunger lift con respecto al lifting cost y al hecho que las intervenciones con plunger lift serian prácticamente nulas, ya que el único mantenimiento que se le hace al equipo cada 6 meses es el cambio del pistón, y no deriva en la contratación de un equipo de Workover. Además el plunger lift funciona con la energía propia del yacimiento, no requiere de energía eléctrica, y lo anterior queda evidenciado al comparar el lifting cost de cada uno de los sistemas mencionados.

Finalmente en la tabla 47 se muestra como ambos proyectos sería positivos, pero siendo concretos, el payback en caso de tener plunger lift es 2 meses más rápido. El valor presente neto a 1 y 2 años es un poco más del doble, y el flujo de caja acumulado a los dos años es de 312523 USD que al compararlo con los 156024 USD de seguir con el sistema de bombeo mecánico, es una primera estimación monetaria muy atractiva.

Para culminar se muestra como sin la necesidad de hacer esfuerzos en aumentar la producción de los pozos, sino buscando alternativas para el ahorro de costos y mantenimiento se podrían lograr mejores resultados monetarios, además de mitigar un problema operacional como lo es la producción de parafinas, con el hecho de probar, aprender y masificar distintas tecnologías a las tradicionales en nuestro país.

5. CONCLUSIONES

- El sistema de levantamiento plunger lift es una opción viable para los pozos que fueron preseleccionados, esto permitiría un ahorro significativo en los costos de producción y mantenimiento.
- Aunque en la literatura se encuentran modelos dinámicos que describen los fenómenos que ocurren en el sistema plunger lift, la oferta informática es bastante reducida y poco accesible, lo que retrasa y dificulta la evaluación del sistema plunger lift como un sistema de levantamiento alternativo.
- El sistema plunger lift tiene un lifting cost supremamente bajo comparado con otros sistemas de levantamiento lo que desde primer momento lo hace atractivo para implementarlo como sistema de levantamiento.
- Técnicamente en el Campo Escuela Colorado existen 8 pozos que presentan las características mecánicas y de yacimiento suficientes para implementar el sistema de levantamiento plunger lift.
- El análisis financiero permitió determinar que el proyecto es viable monetariamente, y que a un periodo de dos años retribuirá la inversión inicial además, generara ganancias más altas que usando el sistema de levantamiento de bombeo mecánico, en los pozos preseleccionados.
- Durante el desarrollo del análisis técnico se planteo la inversión en tubería de producción, pero, en el desarrollo del análisis financiero se evidencio que no es una variable crítica en la inversión inicial del proyecto, ya que alrededor del 20% de la inversión inicial correspondería a este rubro.
- El pozo Colorado 35 es un pozo candidato para implementar el sistema plunger lift, y evaluarlo como pozo piloto, para posteriormente, si los resultados son positivos implementarlo en los otros pozos preseleccionados.
- La variación en la producción de crudo de pozo a pozo, es la variable que determina que tan atractivo o no será el proyecto financieramente.

- El sistema plunger lift es un sistema de levantamiento amigable con el medio ambiente, ya que no requiere energía eléctrica para su funcionamiento y tampoco para su mantenimiento.
- Los datos de producción de gas no son precisos, debido a que en las instalaciones de separación, el Campo Escuela Colorado no cuantifica la producción de gas por pozo.
- Los índices de productividad de los pozos del Campo Escuela Colorado son muy bajos, lo que dificulta la evaluación de posibles estimulaciones, tecnologías y proyectos con el objetivo primordial de generar un aumento de la producción.

6. RECOMENDACIONES

- Instalar los equipos necesarios en las instalaciones de separación del Campo Escuela Colorado para medir la producción de gas por cada pozo, y de esta manera reevaluar los valores presentados en este proyecto.
- Realizar un estudio del uso que se le puede dar al gas que produce el Campo Escuela Colorado, y evaluar la factibilidad de re-inyectarlo a través del casing como soporte para los pozos que tuvieran instalado el sistema plunger lift, para disminuir los tiempos de cierre entre cada ciclo.
- Realizar un estudio técnico-financiero para realizar pruebas de ascenso de presión en los pozos del Campo Escuela Colorado, debido a que la cantidad de información en este sentido es deficiente.
- Evaluar la posibilidad de caracterizar los fluidos del Campo Escuela Colorado, que si bien no fue parte fundamental de este proyecto, durante el desarrollo de la fase I del mismo se evidencio la falta de información en este aspecto.
- Realizar un estudio comparativo más específico de los costos de producción actuales que tiene el Campo Escuela Colorado, con el fin de facilitar y comparar con respecto a los costos que se tendrían con la implementación de otros sistemas de levantamiento.
- El payback obtenido en el análisis financiero del pozo Colorado 35 es corto lo que permite abrir una posibilidad real de implementarlo con el fin de evaluar la posibilidad de continuar con una fase de desarrollo del proyecto.
- Realizar un estudio mas específico de la posibilidad de usa plunger lift enfocándose en opciones de optimización usando técnicas de análisis nodal.

7. BIBLIOGRAFIA

EVERY, D. J, et all. Design Optimization of Plunger Lift Systems [en línea] SPE 17585. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-17585/>.

BEAUREGARD, E et all. Introduction to Plunger Lift: Application, Advantages and Limitations. Texas. Department of Petroleum Engineering. Texas Tech University, 1981.

BECKER, D. J et all. Plunger Lift Optimization by Monitoring and Analyzing Wellbore Acoustic Signals and Tubing and Casing Pressures [en línea] SPE 104594. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-104594/>.

BIZZOTTO, P et all. Aplicación de los Diferentes Tipos de Plunger Lift en el Yacimiento Cerro Dragon. Pan American Energy. Unidad de Gestion Golfo San Jorge, 2001.

BRAGANZA, E et all. Artificial System-Plunger Lift - Time of Fall of the Plunger Under Operative Condition of Well of Petroleum [en línea] SPE 72171. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-72171/>.

CHAVA, G. K et all. Development of a New Plunger Lift Model Using Smart Plunger Data [en línea] SPE 115934. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etroreview?id=SPE-115934/>.

FOSS, D. L et all. Plunger Lift Performance Criterio with Operating Experience - Ventura Avenue Field [en línea].

GUTIERREZ, M. Evaluacion de Sistemas de Plunger Lift en el Lote X. Perez Companc del Peru S. A. INGEPET.

JAMES, F et all. Dynamic Analysis of Plunger Lift Operations. Noviembre, 1982.

KERMIT, E et all. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 1: Inflow Performance Multiphase Flow in Pipes the Flowing Well. Oklahoma, Texas. The University of Tulsa.

KERMIT, E et all. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a: Introduction of Artificial Lift Systems Beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift. Oklahoma, Texas. The University of Tulsa.

KERMIT, E et all. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2b: Electric Submersible Centrifugal Pumps Hydraulic Pumping - Piston Type Jet Pumping Plunger Lift, Other Methods of Artificial Lift Planning and Comparing Artificial Lift Systems. Oklahoma, Texas. The University of Tulsa.

KERMIT, E et all. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 4: Production Optimization of Oil and Gas Wells by Nodal Systems Analysis. Oklahoma, Texas. The University of Tulsa, 1984.

LARRY, W. Production Operations Engineering. Volumen IV. Petroleum Engineering Handbook. Society of Petroleum Engineers. University of Texas at Austin, 2007.

LEA, J. F et all. Gulf Drilling Guides. Second Edition: Gas Well Deliquification. London, United Kingdom. 2008.

LOPEZ, G. Analisis Tecnico Economico para la Implementacion del Sistema de Levantamiento Artificial Tipo Tornillo Gemelo en el Campo Caño Limon.

Bucaramanga, Colombia. Tesis de Ingenieria de Petroleos. Universidad Industrial de Santander, 2007.

McCOY, J et all. Plunger Lift Optimization by Monitoring and Analyzing Well High Frequency Acoustic Signals Tubing Pressure and Casing Pressure [en línea] SPE 71083. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-71083/>.

MICHAEL, L et all. Optimizing Plunger - Lift Operations in Oil and Gas Wells [en línea] SPE 52119. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-52119/>.

MOWER, L. N et all. Defining the Characteristics and Performance of Gas - Lift Plungers [en línea] SPE 14344. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-14344/>.

NARVAEZ, C et all. Prevention of Paraffin Well Plugging by Plunger - Lift Use [en línea] SPE 21640. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-21640/>.

OZKAN, E et all. Optimization of Plunger - Lift Performance in Liquid Loading Gas Wells [en línea] SPE 84135. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-84135/>.

ROWLAN, O. L et all. Analyzing and Troubleshooting Plunger - Lifted Wells [en línea] SPE 102336. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-102336/>.

ROWLAN, O. L et all. Plunger - Lift Analysis Troubleshooting and Optimization. Canadian International Petroleum Conference. June, 2007.

STANLEY, J et all. New techniques for Plunger Lift in Conventional and Nonconventional Gas [en línea] SPE 104556. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-104556/>.

STANLEY, J et all. Plunger - Lift Advancements Including Velocity and Pressure Analysis [en línea] SPE 108104. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-108104/>.

TANG, Y et all. A New Method of Plunger Lift Dynamic Analysis and Optimal Design for Gas Well Deliquification [en línea] SPE 116764. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-116764/>.

TANG, Y et all. Plunger - Lift Dynamic Characteristics in Single Well and Network System for Hight Gas Well Deliquification[en línea] SPE 124571. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-124571/>.