

**INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GAS LIFT
EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO**

CRISTIAN FABIÁN AMADO PACHÓN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GAS LIFT
EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO**

CRISTIAN FABIÁN AMADO PACHÓN

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

A mi familia y a mis amigos; en especial a

Betty Marcela Pachón y Mónica Rondón.

AGRADECIMIENTOS

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

El **Ingeniero Erick Montes** por el tiempo prestado y los conocimientos compartidos durante la realización de este proyecto.

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

El **Ingeniero José Fonseca** por su compañerismo y su apoyo incondicional.

El grupo de trabajo del **Campo Escuela Colorado** por la oportunidad de crecimiento profesional.

Los grupos de investigación **Campos Maduros y Moldeamiento de Procesos de Hidrocarburos** por permitirme hacer parte de sus equipos de investigación.

El **Ingeniero Guillermo Rondón** por los cambios sugeridos para mejorar y aclarar el texto.

El **Biólogo Daniel Felipe Silva** por las lecturas compartidas.

CONTENIDO

pág.

LISTA DE FIGURAS	12
LISTA DE ANEXOS	15
INTRODUCCIÓN	18
1 MÉTODO DE PRODUCCIÓN GAS LIFT	20
1.1 VENTAJAS EN EL USO DEL GAS LIFT.....	21
1.2 EL SISTEMA GAS LIFT.....	22
1.3 BALANCE DE GAS.....	24
1.4 TIPOS DE INYECCIÓN.....	25
1.5 RANGOS APLICACIÓN.....	26
1.6 GAS LIFT CONTINUO	27
1.6.1 <i>Subtipos de gas lift continuo:</i>	29
1.6.2 <i>Equipo de fondo gas lift continuo</i>	30
1.6.3 <i>Condiciones en las que se recomienda aplicar flujo continuo</i>	33
1.6.4 <i>Ventajas</i>	33
1.6.5 <i>Desventajas</i>	34
1.7 GAS LIFT INTERMITENTE.....	34
1.7.1 <i>Gas lift intermitente convencional</i>	37
1.7.2 <i>Gas lift intermitente con cámara de acumulación “Chamber lift”</i>	40
1.7.3 <i>Gas lift intermitente usando un pistón</i>	42
1.8 PROBLEMAS A CONSIDERAR.....	48

1.8.1	<i>Problemas en el sistema de entrada o de inyección</i>	49
1.8.2	<i>Problemas en la salida de los fluidos de producción</i>	51
1.8.3	<i>Problemas en el pozo</i>	52
2	CAMPO ESCUELA COLORADO	56
2.1	LOCALIZACIÓN	56
2.2	RESEÑA HISTÓRICA	58
2.3	CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO COLORADO	59
2.3.1	<i>Geología</i>	59
2.3.2	<i>Yacimiento</i>	62
2.3.3	<i>Producción</i>	63
2.3.4	<i>Información actualizada del estado de los pozos</i>	64
2.3.5	<i>Facilidades</i>	66
2.3.6	<i>Problemas Operacionales</i>	67
2.4	METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE POZOS PARA REALIZAR EL DISEÑO DEL SISTEMA GAS LIFT	68
2.4.1	<i>Pozos candidatos:</i>	70
2.4.2	<i>Parámetros de clasificación:</i>	70
2.4.3	<i>Matriz de clasificación:</i>	70
2.4.4	<i>Clasificación:</i>	81
2.4.5	<i>Análisis y selección de pozos:</i>	82
3	DISEÑO DEL SISTEMA GAS LIFT	84
3.1	CONSIDERACIONES TEÓRICAS	84
3.1.1	<i>Índice de productividad</i>	85
3.1.2	<i>Cálculo de Pwf en pozos con bombeo Método de Walker modificado</i>	87

3.1.3	<i>Incremento líquido en la tubería de producción</i>	89
3.1.4	<i>Frecuencia y eficiencia óptimas de flujo</i>	93
3.1.5	<i>RGL en función del tamaño del bache de líquido</i>	96
3.2	APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO	98
3.2.1	<i>Cálculo de la presión de fondo fluyendo P_{wf} actual</i>	100
3.2.2	<i>Cálculo de J,</i>	102
3.2.3	<i>Determinación de la frecuencia y eficiencia óptimas de ciclo</i>	102
3.2.4	<i>Cálculo del volumen de gas para la inyección</i>	107
3.2.5	<i>Resultados</i>	109
3.2.6	<i>Potencia del compresor</i>	110
4	ANÁLISIS FINANCIERO	112
4.1	LOS INDICADORES ECONÓMICOS	112
4.2	APLICACIÓN AL CAMPO ESCUELA COLORADO	115
4.2.1	<i>Cálculo del costo de un sistema gas lift intermitente</i>	116
4.2.2	<i>Cálculo de las ventajas económicas del sistema</i>	117
4.2.3	<i>Escenario 1</i>	119
4.2.4	<i>Escenario 2</i>	123
4.2.5	<i>Escenario 3</i>	127
	CONCLUSIONES	136
	RECOMENDACIONES	139
	BIBLIOGRAFÍA	140
	ANEXOS	143

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1.1. Características Operacionales del Sistema de Gas Lift.	22
Tabla 1.2. Rangos de Aplicación Gas Lift Continuo e Intermitente.	26
Tabla 2.1. Clasificación de los Pozos del Campo Colorado.....	81
Tabla 2.2. Grupos con mejor prospecto para realizar el diseño.....	83
Tabla 3.1. Información Grupo 1.	98
Tabla 3.2. Información Grupo 2.	99
Tabla 3.3. Información Grupo 3	100
Tabla 3.4. Especificaciones de la Tuberías de Producción J-55.....	103
Tabla 3.5. Determinación de la función fn para diversos valores de n	105
Tabla 3.6. Requerimientos Operacionales del Sistema Gas Lift Intermitente Usando un Pistón en el campo colorado.	109
Tabla 4.1. Resumen Diseño Producción Grupo 1.....	119
Tabla 4.2. Análisis Financiero del Sistema Gas Lift en el Campo Colorado Primer Año, Escenario 1.....	120
Tabla 4.3. Análisis Financiero del Sistema Gas Lift en el Campo Colorado 5 Años, Escenario 1.....	121
Tabla 4.4. Resumen Diseño Producción Grupo 2.....	123
Tabla 4.5. Análisis Financiero del Sistema Gas Lift en el Campo Colorado Primer Año, Escenario 2.....	124
Tabla 4.6 Análisis Financiero del Sistema Gas Lift en el Campo Colorado 5 Años, Escenario 2.....	125
Tabla 4.7. Resumen Diseño Producción Grupo 3.....	127

Tabla 4.8. Análisis Financiero del Sistema Gas Lift en el Campo Colorado Primer Año, Escenario 3.....	128
Tabla 4.9. Análisis Financiero del Sistema Gas Lift en el Campo Colorado 5 Años, Escenario 3.....	129
Tabla 4.10. Análisis Financiero Primer Año, Gas Lift Escenario Compuesto.....	131
Tabla 4.11. Análisis Financiero 5 Años, Gas Lift Escenario Compuesto.	134

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1.1. Levantamiento Artificial por Gas.	20
Figura 1.2. Componentes del Equipo de Superficie de un Sistema Gas Lift.....	23
Figura 1.3. Gas lift Continuo e Intermitente	26
Figura 1.4. Levantamiento Artificial por Gas Flujo Continuo.	28
Figura 1.5. Gas Lift Continuo: Tubular y Anular.....	29
Figura 1.6. Equipo de subsuelo gas lift continuo.....	30
Figura 1.7. Tipos de válvulas gas lift.....	32
Figura 1.8. Gas Lift Intermitente.....	35
Figura 1.9. Tipos de Gas Lift Intermitente.....	37
Figura 1.10. Instalaciones de Fondo Típicas del Sistema Gas Lift.	39
Figura 1.11. Componentes del Equipo de Subsuelo del Chamber Lift.....	41
Figura 1.12. Ciclo de Levantamiento del Gas Lift Intermitente Usando un Pistón.	43
Figura 1.13. Equipos Gas Lift Intermitente usando un Pistón.	44
Figura 1.14. Tipos de Pistón.	46
Figura 1.15. Sistema gas Lift	48
Figura 2.1. Ubicación Geográfica del Campo Colorado.....	57
Figura 2.2. Ruta I-66 (A. Bucaramanga – B. El Colorado).....	57
Figura 2.3. Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.....	60
Figura 2.4. Perfil Estructural y Distribución de Bloques en Campo Colorado, Febrero de 2012.	61

Figura 2.5. Corte Frontal – Vista de Compartimentos en Profundidad, Esquema del Modelo Geológico Campo Colorado Planteado como Hipótesis.....	62
Figura 2.6. Producción Campo Colorado (agosto 2011 a enero 2012).....	64
Figura 2.7. Estado Actual de los pozos Campo Colorado.....	65
Figura 2.8. Facilidades de Superficie.....	66
Figura 2.9. Metodología de Selección.....	69
Figura 2.10. % Parámetros de Clasificación Campo Colorado.	71
Figura 2.11. Grafica de la Función $f(Np,t)$	72
Figura 2.12. Grafica de la función $f(RGL)$	73
Figura 2.13. Grafica de la Función $f(Pwf)$	74
Figura 2.14. Grafica de la Función $f(qneta)$	75
Figura 2.15. Grafica de la Función $f(qg)$	76
Figura 2.16. Grafica de la función $f(qw)$	77
Figura 2.17. Grafica de la Función $f(J)$	78
Figura 2.18. Grafica de la función $f(i.w.)$	79
Figura 2.19. Grafica de la función $f(Sup)$	80
Figura 2.20. % Clasificación de los Pozos del Campo Colorado.	82
Figura 2.21 Ubicación de los pozos con Mejor Prospecto para Realizar el Diseño del sistema Gas Lift en el Campo Colorado.....	83
Figura 3.1. Grafica del la producción contra el abatimiento	86
Figura 3.2 Representación gráfica del IP.....	86
Figura 3.3. Determinación de la presión en la entrada de la bomba.....	88
Figura 3.4. Acumulación de líquido en la tubería de producción	90
Figura 3.5. Grafica de la función $1 - \exp - \alpha x$	93

Figura 3.6. Grafica de la función $f(n)$	106
Figura 3.7. Red de Distribución de Gas a Alta Presión.....	110
Figura 4.1. Flujo de Caja Escenario 1 (12 meses).....	122
Figura 4.2. Flujo de Caja Escenario 1 (5 años).....	122
Figura 4.3. Flujo de Caja Escenario 2 (12 meses).....	126
Figura 4.4 Flujo de Caja Escenario 2 (5 años).....	126
Figura 4.5. Flujo de Caja del Escenario 3 (12 meses).....	130
Figura 4.6. Flujo de Caja del Escenario 3 (5 años).....	130
Figura 4.7. Flujo de Caja Escenario Compuesto (12 meses).....	135
Figura 4.8. Flujo de Caja Compuesto (5 años).....	135

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. . Información de los Pozos del Campo Escuela Colorado	143
ANEXO B. Análisis de los Pozos del Campo Escuela Colorado.....	145
ANEXO C. Clasificación de los Pozos del Campo Colorado.	147

RESUMEN

TITULO: INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA GAS LIFT EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.

AUTOR: CRISTIAN FABIÁN AMADO PACHÓN*

PALABRAS CLAVE: Campo maduro, gas, parafina, sistema gas lift**

DESCRIPCIÓN:

El sistema gas lift es un método de levantamiento artificial que utiliza el gas como energía para recuperar los líquidos que se acumulan en el fondo del pozo; posee un rango de aplicación amplio y la configuración de sus instalaciones es flexible, lo que permite añadir accesorios para optimizar el funcionamiento del pozo, incrementar el recobro, reducir las emisiones de metano y obtener otros beneficios económicos y ambientales.

Colorado es un campo maduro con más de 60 años en operación, ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena; se caracteriza por presentar declinación constante, bajas tasas de producción, un factor de recobro cercano al 15% y problemas operacionales asociados con la precipitación de parafinas. La aplicación del sistema gas lift en Campo Escuela Colorado es una alternativa económicamente viable; según los resultados del diseño, permite incrementar la tasa de producción diaria, disponer del gas producido en forma eficiente y eliminar costos asociados a tratamientos químicos e intervenciones al pozo para controlar la precipitación de parafina en la tubería de producción. 15 pozos distribuidos en 3 grupos representan los escenarios con mejor potencial para la puesta en marcha de este proyecto..

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: Ing. Erick Montes.

ABSTRACT

TITLE: CONCEPTUAL ENGINEERING FOR THE APPLICATION OF GAS LIFT SYSTEM IN THE COLORADO FIELD.

AUTHOR: CRISTIAN FABIÁN AMADO PACHÓN*

KEYWORDS: Mature field, gas, paraffin, gas lift system**

DESCRIPTION:

The gas lift system is a method of artificial lift that uses gas as energy to recover the liquids from the bottom of the well; has a wide application range and the configuration of facilities is flexible, allows you to add gadgets for optimize the operation of the well, increase recovery, reduce methane emissions and get economic and environmental benefits.

Colorado is a mature field with over 60 years in operation, located in the watershed of the Middle Magdalena Valley; it's characterized by a constant decline, low production rates, a recovery factor of around 15% and operational problems associated with paraffins precipitation. The application of gas lift system in Colorado Field is an economically viable alternative; according to the results of the design, increases the daily production rate, uses gas produced in an efficient way and eliminates costs associated with chemical treatments and interventions to control the paraffin in the tubing. 15 wells spread in 3 groups represent great potential scenarios for the implementation of this project.

* Draft Grade

** Physicochemical Faculty of Engineering, School of petroleum Engineering Director: Ing. Erick Montes.

INTRODUCCIÓN

Muchos pozos fluyen de manera natural cuando son perforados por primera vez; a medida que pasa el tiempo y la presión de gas en el yacimiento disminuye, comienza a declinar la producción.

Cuando la energía del yacimiento es muy baja para que el pozo fluya o cuando la tasa de producción es menor que la deseada, es necesario emplear un método de levantamiento artificial, que permita optimizar el funcionamiento del pozo. Según las características del yacimiento, las propiedades del crudo y la disponibilidad de equipos, se define el método de levantamiento a implementar.

El alto precio del crudo le ha permitido a la industria mejorar las técnicas empleadas para recuperar el crudo en los campos maduros existentes, extender la vida útil de los yacimientos y satisfacer la demanda actual. Una alternativa viable es el sistema gas lift, el cual, gracias a su configuración flexible y bajos costos de instalación y mantenimiento, proporciona beneficios económicos y ambientales significativos, haciendo posible su aplicación en pozos de aguas profundas, pozos horizontales y cada vez más en pozos depletados y/o marginales.

El Campo Colorado es un campo maduro que cuenta con bajas tasas de producción de aceite liviano y gas, presenta problemas operacionales debido a la precipitación de parafina y solo produce mediante un sistema de levantamiento artificial "Bombeo Mecánico".

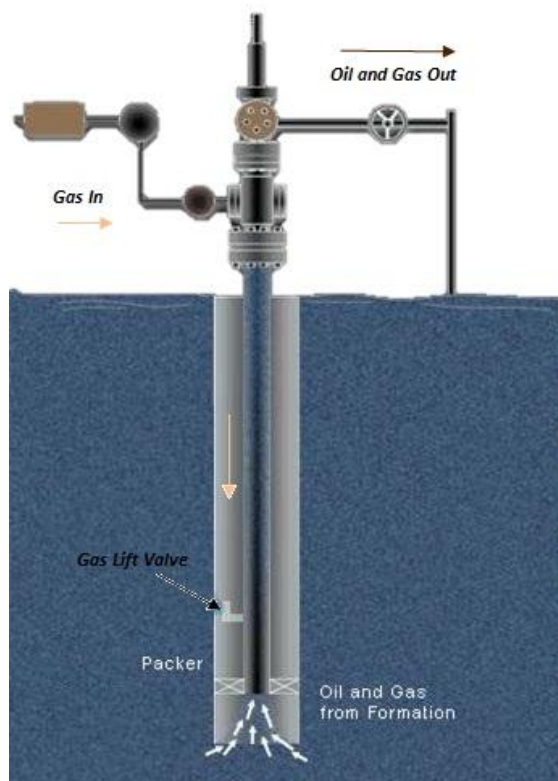
Empleando el método de levantamiento artificial por gas, se puede mantener constante e incrementar la producción diaria de hidrocarburos, controlar de manera preventiva la precipitación de parafina en la tubería de producción y

alcanzar una mejor “eficiencia energética” en el campo (reducción del consumo de energía eléctrica, disposición del gas producido, reducción de las emisiones de metano, reducción de niveles de ruido y eliminación de tratamientos químicos).

1 MÉTODO DE PRODUCCIÓN GAS LIFT

El método de levantamiento artificial por gas consiste en levantar los fluidos del pozo mediante la inyección de gas a altas presiones a través de una válvula, ubicada a la mayor profundidad posible (ver, Figura 1.1). Este sistema es una prolongación del flujo natural del pozo.

Figura 1.1. Levantamiento Artificial por Gas.



Modificado de: <http://tandem-terminal.ru/topics/drilling/oil/index.htm>.

En un pozo incapaz de fluir naturalmente, el peso de la columna de fluido crea una presión igual a la presión estática del yacimiento. Al inyectar gas, la presión

ejercida por la columna se reduce y el gas inyectado es capaz de levantar el petróleo por medio de los siguientes procesos*:

- *Reducción de la densidad del fluido:* Al reducir la densidad del fluido se disminuye también el peso de la columna de fluido de modo que la presión diferencial entre el yacimiento y la pared del pozo se incrementa.
- *Expansión del gas inyectado:* El gas inyectado se expande empujando la columna de fluido, reduciendo el peso de esta y aumentando el diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo.
- *Efecto Pistón:* Desplazamiento de tapones de líquido por grandes burbujas de gas que actúan como pistones.

1.1 VENTAJAS EN EL USO DEL GAS LIFT

- En este método el gas de levantamiento no se quema en la atmósfera sino que se utiliza una y otra vez en el proceso de producción.
- Los costos en equipos, instalación y mantenimiento son bajos comparados con otros sistemas de levantamiento artificial.
- Permite operar tasas de producción diarias entre 25 y 80,000 barriles de fluido.
- Tiene buen comportamiento en pozos con producción de arena.
- El uso de un pistón permite controlar la precipitación de parafina en la tubería de producción.

La Tabla 1.1 se presenta las características operacionales del sistema gas lift.

* LEA, James., NICKENS, Henry. & WELLS, Mike. Gas Well Deliquification Second edition. 2008. p. 333.

Tabla 1.1. Características Operacionales del Sistema de Gas Lift.

APLICACIÓN	RANGO TÍPICO	MÁX.
Profundidad de operación (TVD)	5,000'-10,000'	15,000'
Volumen de operación Como trabaja el sistema a altos y bajos volúmenes de elevación.	100-10,000 bfpd	80,000 bfpd
	Para altos volúmenes es excelente. Para bajos volúmenes es bueno. 200bpd típico para fin de producción	
Temperatura de operación	100-250 °F	400 °F
Desviación del caño	0-50°	70° radios pequeños y medios
Resistencia a la corrosión	Buena a excelente con los materiales adecuados	
Manejo de gas	Excelente	
Manejo de sólidos	Bueno	
Manejo de gravedad del fluido	> 15° API a medida que aumenta la viscosidad disminuye la eficiencia	
Servicio y Mantenimiento	Wireline o Workover	
Tipo de Unidad Motriz	Compresor	
Aplicación Offshore	Excelente	
Eficiencia del sistema	10 a 30 %	

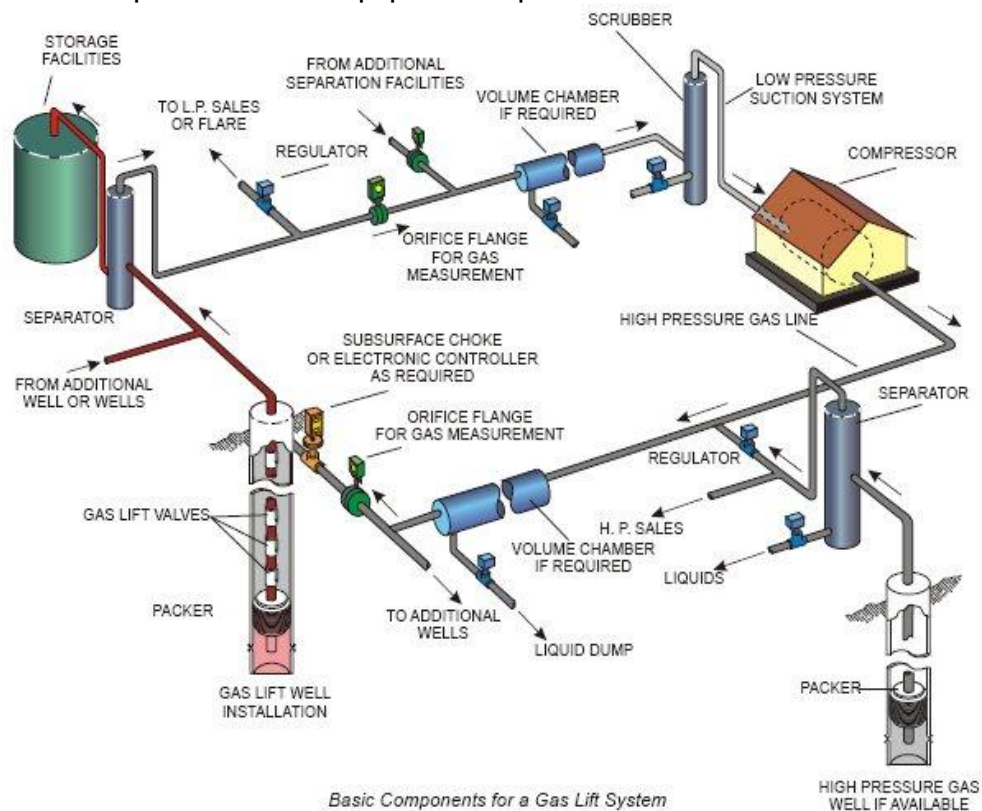
Modificado de: Gas Lift System. Weatherford 2004 - 2006. <Disponible en <http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/WFT019010.pdf> >.

1.2 EI SISTEMA GAS LIFT

El sistema de levantamiento artificial por gas (LAG), está conformado por una fuente de gas de alta presión (compresor), una red de distribución de gas a alta presión para conducir el gas hasta el cabezal del pozo, equipos de medición, controles de superficie, equipo de subsuelo (mandriles, válvulas y empaque), líneas de flujo, equipos de separación, tanques de recolección y una red de recolección del gas a baja presión.

El gas a alta presión que se obtiene del sistema de compresión se envía a los pozos a través de una red de distribución para su inyección. El gas inyectado para el levantamiento junto con los fluidos producidos es recolectado por las estaciones de flujo en donde el gas es separado y dependiendo de sus características corrosivas y contenido de agua es tratado (*Scrubber*). Finalmente el gas es enviado al sistema de compresión nuevamente a través del sistema de recolección de gas a baja presión, ver Figura 1.2.

Figura 1.2. Componentes del Equipo de Superficie de un Sistema Gas Lift.



Fuente:

<http://www.americancompletiontools.com/gasliftequipment/completionsystems.htm>

Solo una fracción del gas comprimido es utilizado nuevamente con fines de levantamiento, lo demás puede ser destinado a otros usos: compromisos con

terceros, combustible, inyectado en el yacimiento, transferencia a otros sistemas, etc.

1.3 **BALANCE DE GAS***

Para que el sistema de compresión tenga un uso eficiente es necesario realizar balances de volúmenes de gas a nivel de pozo y a nivel del sistema.

➤ En el pozo

La tasa de gas de levantamiento medido en el registrador de flujo de cada pozo, debe ser aproximadamente igual a la tasa de gas que deja pasar la válvula operadora de subsuelo bajo condiciones dinámicas de operación, es decir, bajo el diferencial de presión existente entre la presión del gas de inyección y la presión en la columna de fluido frente a la válvula. El gas aportado por la formación no se puede medir pero se determina por la diferencia entre el total medido en la estación durante la prueba del pozo y el gas de levantamiento inyectado simultáneamente al pozo.

➤ En el sistema

El volumen diario de gas recolectado de las estaciones menos el quemado o venteado, menos el extraído del sistema de baja presión para otros usos, debe ser igual al que entra al sistema de compresión.

* MAGGIOLO, Ricardo. Curso Taller: Gas Lift Básico. Venezuela. 2004. p. 23.

El volumen diario de gas que entra al sistema de compresión menos el extraído inter-etapas debe ser igual al descargado por el sistema y este a su vez debe ser igual a la suma del volumen diario enviado a los diferentes usos: Transferencia a otros sistemas, inyectado al yacimiento, combustible, levantamiento artificial por gas, entregado a terceros, recirculación, etc.

Finalmente el volumen diario enviado a los múltiples de *LAG* debe ser igual a la sumatoria de los caudales diarios de gas inyectado a los pozos asociados al sistema. Para el control y seguimiento de estos balances se colocan facilidades de medición en puntos estratégicos del sistema de gas con registradores de flujo debidamente codificados y reportados en sistemas corporativos de información y control.

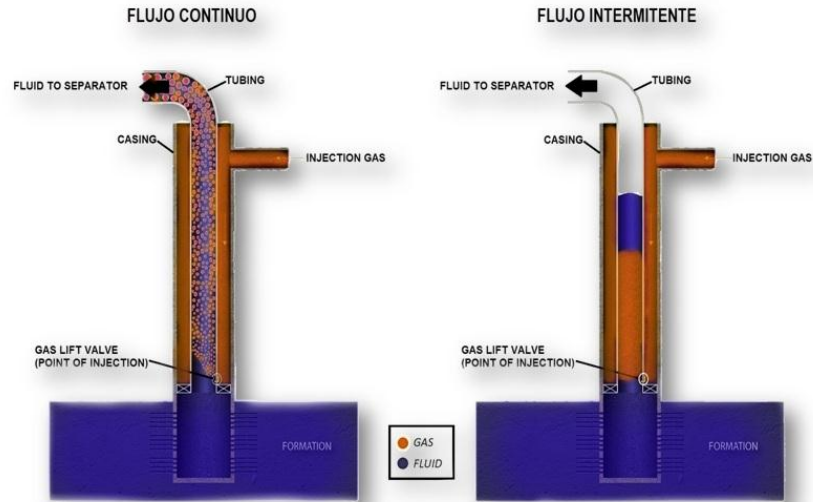
La calibración periódica de los instrumentos de medición y el mantenimiento operacional de las condiciones exigidas por la normativa de medición de gas, son claves para minimizar los errores obtenidos en estos balances.

1.4 TIPOS DE INYECCIÓN

Existen dos maneras inyectar el gas para realizar el proceso de levantamiento: (ver Figura 1.3)

- *Flujo continuo*: El gas se inyecta de manera continua en la columna de fluido.
- *Flujo intermitente*: El gas se inyecta de manera cíclica en la columna de fluido.

Figura 1.3. Gas lift Continuo e Intermitente



Modificado de: Weatherford. Artificial Lift Systems.

1.5 RANGOS APLICACIÓN

El gas lift es un sistema bastante flexible que puede ser configurado en dos formas según el tipo de inyección (Continuo e Intermitente) con el fin de incrementar su eficiencia en diferentes escenarios. En la Tabla 1.2 se presentan los rangos de aplicación para flujo continuo e intermitente.

Tabla 1.2. Rangos de Aplicación Gas Lift Continuo e Intermitente.

CONDICIÓN	FLUJO CONTINUO	FLUJO INTERMITENTE
Tasa de Producción Q (bbl/d)	200 - 80,000	< 500
Presión Estática de Fondo	Alta	Baja
Índice de Productividad (IP)	Alto	Alto Bajo
Nivel de la Columna de fluido	≥ 50%	≤ 60 %
Densidad del Crudo	Baja	Alta
Relación Gas Líquido RGL	Alta	Baja Alta
Tasa de Inyección de Gas Q _s	Grandes Volúmenes	Pequeños Volúmenes

Fuente: El Autor.

1.6 GAS LIFT CONTINUO

En el gas lift continuo, el gas se inyecta de forma continua y controlada a una profundidad determinada para reducir la presión en el fondo del pozo. El principio básico de la operación continua se asemeja al de un pozo que produce por flujo natural; al inyectar el gas, la aireación y expansión de éste reducen el gradiente fluvente en la sarta de tubería de producción, liberan la presión del yacimiento y permiten producir la tasa de fluido deseada en superficie.

La eficiencia de levantamiento a nivel de pozo se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril de petróleo y aumenta si se inyecta la tasa de gas adecuada por el punto más profundo posible. Cuando no se dispone de la presión suficiente para vencer la presión estática de la columna de fluido sobre la válvula operadora se utilizan válvulas de descarga. Las válvulas de descarga son una serie de válvulas ubicadas a lo largo de la tubería con el fin de reducir la presión de la columna de fluido y descubrir la válvula operadora.

La tasa de inyección de gas depende de la relación gas-liquido de la formación RGL_f de la tasa de producción y de la relación gas-liquido total RGL_t por encima del punto de inyección. Estimar la RGL_t adecuada para el levantamiento depende de si se conoce o no el comportamiento de afluencia de la formación productora. (Ver Figura 1.4.)

$$q_{inY} = (RGL_t - RGL_f) q_l / 1000 \quad \text{Ecuación 1.1}$$

donde:

q_{inY} = Tasa de inyección de gas requerida, Mpcn/d.

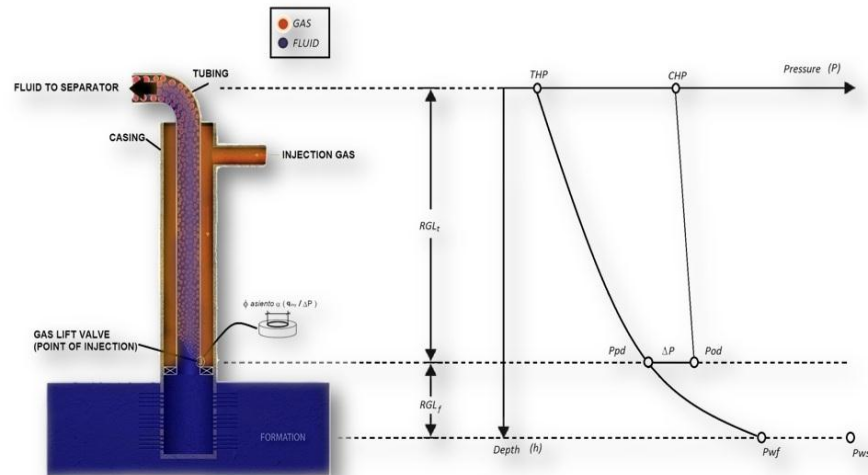
RGL_t = Relación Gas-Líquido total, pcn/bn.

RGL_f = Relación Gas-Líquido de formación, pcn/bn.

q_l = Tasa de producción de líquido (bruta), b/d.

La tasa de inyección de gas diaria es controlada con una válvula en superficie. La presión en el pozo depende de la inyección de gas y el tipo de válvula seleccionada, mientras que la presión en superficie es la del sistema o múltiple.

Figura 1.4. Levantamiento Artificial por Gas Flujo Continuo.



Modificado de: MAGGIOLO, Ricardo. Curso Taller: Gas Lift Básico. Venezuela. 2004. p. 12.

Las tasas de producción obtenidas son restringidas por:

- La presión del gas.
- El volumen del gas.

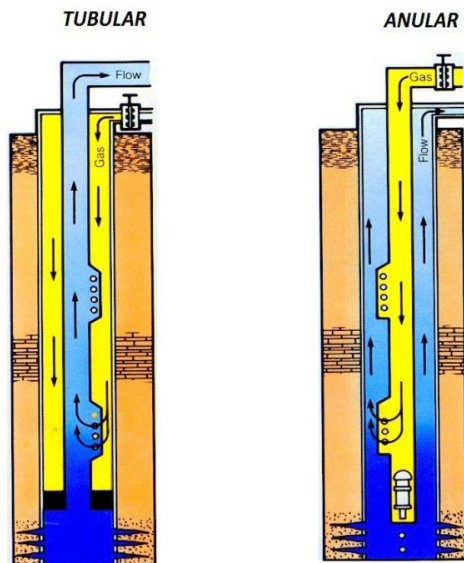
- El tamaño de la tubería de producción y la línea de flujo.
- Las características de producción del pozo.

1.6.1 Subtipos de gas lift continuo:

La inyección continua de gas puede configurarse de dos formas (ver Figura 1.5):

- Gas lift continuo tubular “Tubing flow”: Esta configuración utiliza el espacio entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción para inyectar el gas de levantamiento y realizar el recobro de fluidos mediante la tubería de producción.
- Gas lift continuo anular: La configuración anular utiliza la tubería de producción para inyectar el gas y produce los fluidos por el anular; esta configuración se utiliza cuando se tienen grandes caudales de producción.

Figura 1.5. Gas Lift Continuo: Tubular y Anular.



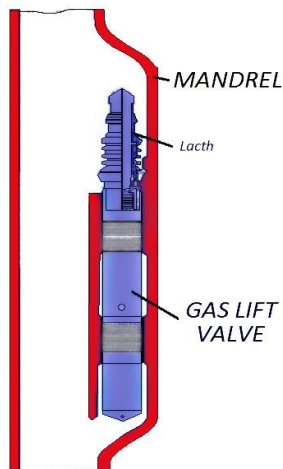
Modificado de: MAGGILOLO, Ricardo. Curso Taller: Gas Lift Básico. Venezuela. 2004. p. 16.

Las tuberías enrolladas “Coiled tubing” * son una variante del gas lift continuo; se inyecta el gas por una tubería enrollable introducida en la tubería de producción y se produce por el espacio anular existente entre la tubería de producción y el coiled tubing. Generalmente esta variante se utiliza si se desea reducir el área expuesta a flujo y producir en forma continua sin deslizamiento (*fallback*) o cuando, por necesidad operacional, no se pueden usar las válvulas de descarga instaladas en la tubería de producción.

1.6.2 Equipo de fondo gas lift continuo

El equipo de subsuelo generalmente está compuesto por una sarta de tubería de producción equipada con válvulas de gas lift para ejecutar la operación de levantamiento, ver Figura 1.6.

Figura 1.6. Equipo de subsuelo gas lift continuo



Modificado de: LEA, James., NICKENS, Henry. & WELLS, Mike. Gas Well Deliquification Second edition. 2008. p 342.

* Ibid., p. 15.

➤ Mandriles

Los mandriles son secciones de tubo que poseen forma geométrica tal, que permiten sostener la válvula y mantenerla protegida sin alterar la continuidad de la tubería. Existen dos tipos de mandriles: los recuperables y los convencionales. Los denominados recuperables son aquellos que presentan una configuración tipo bolsillo y están abiertos a la tubería para permitir la recuperación o pesca de las válvulas. Los convencionales no permiten recuperar la válvula; ésta se obtiene cuando la tubería sale del pozo.

➤ Válvulas

Las válvulas gas lift (*GLV's*), son dispositivos mecánicos que abren o cierran un orificio en respuesta a una presión aplicada (ver Figura 1.7), y controlada por el flujo de gas hacia la tubería de producción. Las partes principales de una válvula de gas lift son:

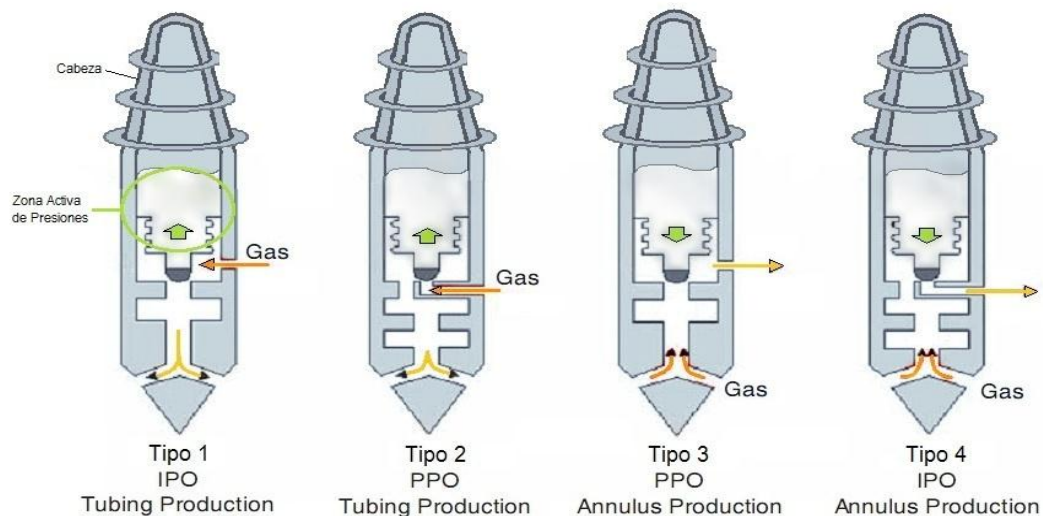
- *El orificio de entrada:* Es por donde ingresa el gas a la válvula.
- *La zona activa de presiones:* Es la zona donde se realizan todos los esfuerzos y contra-esfuerzos para activar la válvula.
- *La cabeza:* Es la parte superior de la válvula y representa el grado de practicidad que tiene la válvula para ser instalada o recuperada; puede ser ajustable con rosca o en forma de punta de lanza.
- *El orificio de expulsión:* es por donde el gas sale de la válvula hacia la tubería de producción o revestimiento según el caso.

Las válvulas pueden clasificarse según la relación entre presión de apertura y de cierre en válvulas balanceadas y válvulas desbalanceadas. Cuando la presión de

apertura iguala a la presión de cierre en la válvula se conoce como válvula balanceada; en la válvula desbalanceada la presión de apertura difiere de la presión de cierre. De acuerdo al origen de la presión aplicada como presión de apertura o presión de operación las válvulas gas lift se clasifican en:

- Válvulas Operadas por Presión de Inyección (IPO), sensibles a la presión de inyección.
- *Válvulas Operadas por Presión de Producción (PPO)*, sensibles a la presión ejercida por el fluido.
- *Válvulas diferenciales*, sensibles al diferencial de presión entre la presión del gas en el revestimiento y la presión del fluido en la tubería de producción.

Figura 1.7. Tipos de válvulas gas lift



Modificado de: LEA, James., NICKENS, Henry. & WELLS, Mike. Gas Well Deliquification Second edition. 2008. p 338.

El proceso de calibración de las válvulas se realiza en el laboratorio, bajo condiciones de operación y teniendo en cuenta las presiones de apertura y cierre.

1.6.3 Condiciones en las que se recomienda aplicar flujo continuo

- Altas tasas de producción.
- Alta relación gas-liquido en el yacimiento.
- Poca profundidad.
- En pozos desviados.
- En pozos con completamiento múltiple, diámetro reducido o de difícil acceso. Baja densidad del petróleo.
- En pozos con producción de arena.
- En pozos en los cuales se espera que la tasa de producción cambie muy rápidamente.
- Presión de fondo alta.

1.6.4 Ventajas

- Es un sistema seguro de operar.
- Presenta alta tolerancia a los sólidos, buen funcionamiento en presencia de arena; a altas velocidades la erosión en la tubería de producción y el árbol de navidad puede ser crítica.
- Habilidad para manejar altas tasas de producción.
- Requiere de poco equipo y espacio en superficie.
- Generalmente puede ser reacondicionado con *wireline*.
- Acceso completo a través de la tubería de producción a las *GLV's* inferiores.
- No es limitado por la desviación de los pozos.
- Relativamente resistente a la corrosión.
- Alto grado de flexibilidad y rangos de diseño, se puede convertir de flujo continuo a intermitente, chamber lift o usar un pistón a medida que declina el yacimiento.

- La fuente de potencia puede ser ubicada en locaciones remotas.
- Producción de varios pozos con un solo compresor.
- Excelente manejo en pozos con empuje de gas.
- Permite la aplicación de completamiento de múltiples o de caño estrecho.

1.6.5 Desventajas

- Requiere de un volumen de gas para su arranque, el cual no siempre está disponible.
- Es Ineficiente en sistemas de bajo volumen, debido a los costos de compresión y tratamiento del gas.
- La explotación de pozos sencillos aislados puede no ser económica.
- Presenta dificultad para manejar crudos pesados y viscosos o emulsionados.
- Potencial para la formación de hidratos en superficie o en las *GLV*'s.
- Requiere monitoreo continuo, optimización y reparación técnica, así como supervisión ingenieril.
- Usualmente se ve limitado por una profundidad de levantamiento máxima.
- Posible necesidad de tuberías de producción y revestimiento muy resistentes debido a las altas presiones de gas en el anular.
- Problemas con líneas sucias en superficie.

1.7 GAS LIFT INTERMITENTE

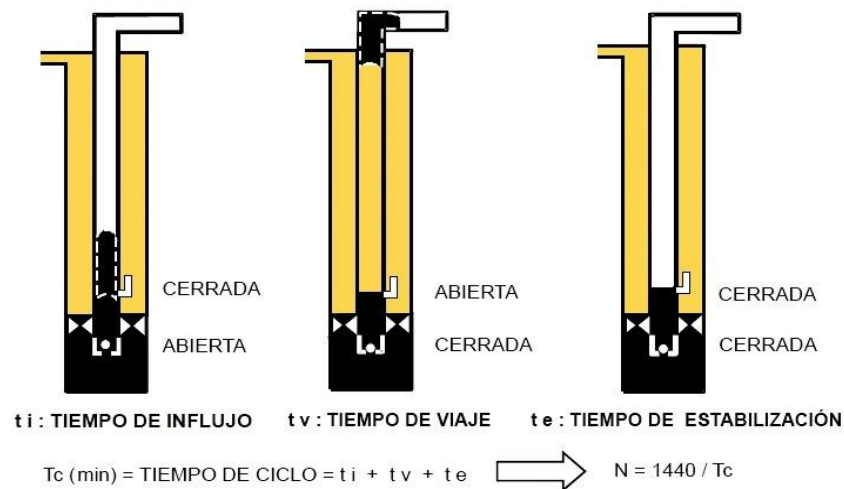
Generalmente en pozos con producciones inferiores a 120 bbl/día, la configuración intermitente es empleada debido a que la presión dinámica en el fondo de éstos pozos es demasiado baja y la inyección continua podría contra presionar la formación productora.

En el gas lift intermitente, se inyecta el gas a tasas elevadas durante cortos intervalos de tiempo para desplazar el bache de líquido desde el fondo del pozo hasta la superficie. La frecuencia de inyección en esta configuración depende del periodo de acumulación del bache de líquido (*slug*) y de la duración del ascenso.

El principio básico de la operación de flujo intermitente se asemeja a un desplazamiento tipo pistón impulsado por un volumen de gas que se inyecta a alta presión en la tubería de producción por una o varias válvulas de gas lift.

La inyección intermitente para realizar el levantamiento es una operación cíclica que se divide en tres periodos (ver, Figura 1.8):

Figura 1.8. Gas Lift Intermitente.



Modificado de: MAGGILOLO, Ricardo. Curso Taller: Gas Lift Básico. Venezuela. 2004. p. 17.

- i. *Período de influjo.* Durante este período el líquido fluye desde formación al pozo y se almacena en la tubería por encima de la válvula de gas. La válvula se cierra durante este período y la presión en la tubería se reduce a un mínimo para permitir una tasa de flujo máxima hacia el pozo.

- ii. *Período de levantamiento.* Cuando se ha colectado suficiente líquido en la tubería, la válvula de levantamiento de gas se abre e inyecta gas a alta presión para levantar el *slug* de líquido a la superficie.
- iii. *Período de reducción de presión.* Después de que la válvula se cierra, el *slug* fluye a través del separador, la presión de gas de levantamiento es disipada y el influjo comienza otra vez.

El ciclo de operación es controlado regulando la frecuencia, la presión y flujo de gas durante la inyección, en cuanto a la válvula operadora se coloca a la máxima profundidad operacionalmente posible; en general este tipo de inyección no requiere válvulas de descarga porque la energía del yacimiento es baja y el nivel estático está cerca del fondo del pozo.

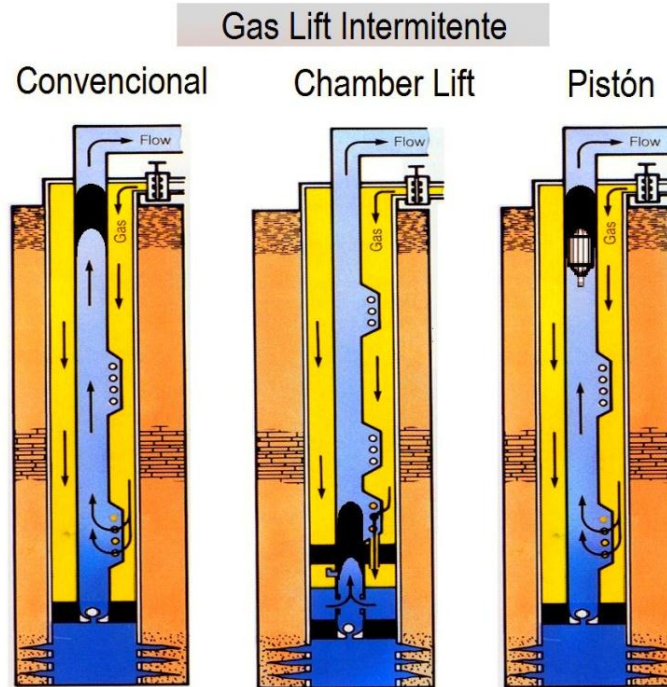
La eficiencia en el levantamiento intermitente se determina de igual forma que en el continuo, es decir, por el consumo de gas requerido para producir cada barril de petróleo. La máxima eficiencia se alcanza cuando se elige una frecuencia de ciclos adecuada que maximice la producción de líquidos y utilice la cantidad correcta de gas por ciclo.

➤ Subtipos de gas lift intermitente

La inyección intermitente de gas puede configurarse para incrementar la eficiencia en el recobro de líquidos que se acumulan en el fondo del pozo, reducir el caudal de gas requerido para realizar el levantamiento y remover las parafinas que se precipitan en la tubería de producción.

En la Figura 1.9 se muestran los tres subtipos de gas lift intermitente.

Figura 1.9. Tipos de Gas Lift Intermitente.



Modificado de: MAGGILO, Ricardo. Curso Taller: Gas Lift Básico. Venezuela. 2004. p. 17.

1.7.1 Gas lift intermitente convencional*

La configuración convencional del gas lift intermitente utiliza la tubería de producción para almacenar los fluidos aportados por el yacimiento; en condiciones ideales el líquido almacenado viaja en forma de bache o *slug* hacia la superficie, debido a la energía de expansión y al flujo de gas que viaja debajo del slug de líquido.

* Ibid., p. 18.

Debido a que el gas tiene una velocidad aparente mayor que la del líquido, el gas de inyección penetra parcialmente a través del *slug* de líquido provocando que parte del líquido pase a fase gaseosa como pequeñas gotas de líquido o que se resbale al fondo del pozo como una película delgada a lo largo de la pared de la tubería de producción.

El *fallback* o resbalamiento representa un porcentaje importante del *slug* original (5-7 % por cada 1000 ft); el grado de resbalamiento puede reducirse disminuyendo la presión del gas inyectado, pero, si se reduce demasiado, el movimiento del bache será más lento y por lo tanto habrá menos ciclos por día. El control de ésta variable determina si una instalación de gas eficiente ó exitosa.

El control de esta variable determina cuál eficiente o exitoso es una instalación de gas lift intermitente en un pozo.

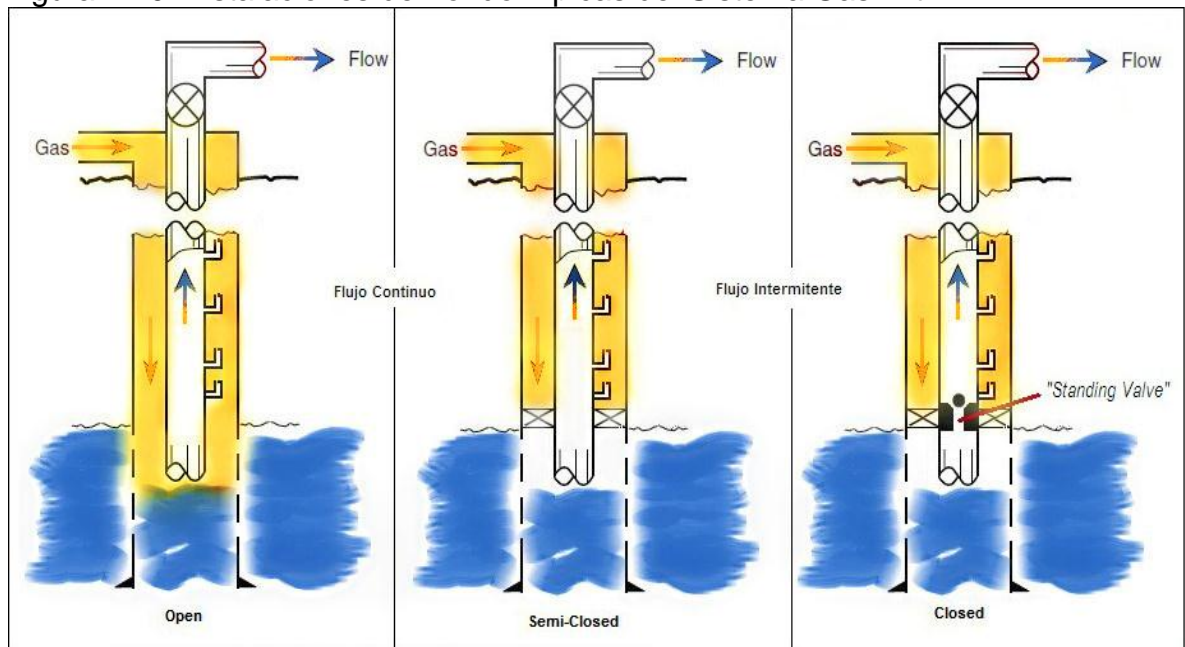
- La eficiencia de recuperación de cada slug depende de varios factores:
 - Tamaño del *slug*.
 - Longitud o profundidad de la tubería por donde viaja el *slug*.
 - Fricción entre la pared de la tubería y el *slug* de líquido. A lo largo de todo el recorrido la fricción genera una especie de arrastre en todo el perímetro del *slug* provocando que adopte un perfil balístico con el gas debajo intentando penetrarlo.
 - Mojabilidad de la pared de la tubería.
 - Contrapresión en el viaje del *slug* (restricciones de flujo), hasta llegar a la superficie.
 - Presión de inyección de gas.
 - Caudal de inyección.

➤ Equipo de fondo de gas lift intermitente convencional

El equipo de fondo del gas lift intermitente convencional es similar al equipo utilizado en la inyección continua, solo que en este caso, ya no se utiliza una válvula orificio sino una válvula calibrada, que evita la transferencia continua de gas hacia la corriente de producción, mantiene presurizada la tubería de inyección hasta el próximo ciclo y reduce el consumo de gas utilizado para realizar el levantamiento.

En el niple de fondo se aloja una válvula estacionaria o *Standing Valve* que evita la transmisión de presión del gas de inyección a la formación; durante los periodos de inyección la bola hace sello contra el asiento y el único camino para el gas es el ascenso, (ver Figura 1.10).

Figura 1.10. Instalaciones de Fondo Típicas del Sistema Gas Lift.



Modificado de: GUO, Boyun., LYONS, William. & GHALAMBOR, Ali. Petroleum Production Engineering. Elsevier Science & Technology Books. February 2007. p. 110.

Durante la mayor parte del periodo de cierre, las válvulas de gas evitan que exista transferencia del gas inyectado hacia la tubería de producción; la válvula estacionaria permite el ingreso de líquido, ya a que este dispositivo hace sello o retención solamente desde la parte superior hacia la inferior y no en sentido opuesto.

- Condiciones en las que se recomienda aplicar flujo intermitente:
 - Tasas de producción bajas o medias (< 500 bbl/día)
 - Baja presión de fondo.
 - Baja relación gas–fluido en el yacimiento.
 - Alta densidad del petróleo.
 - Pozos profundos con bajo nivel de fluido.
 - Pozos sin producción de arena.

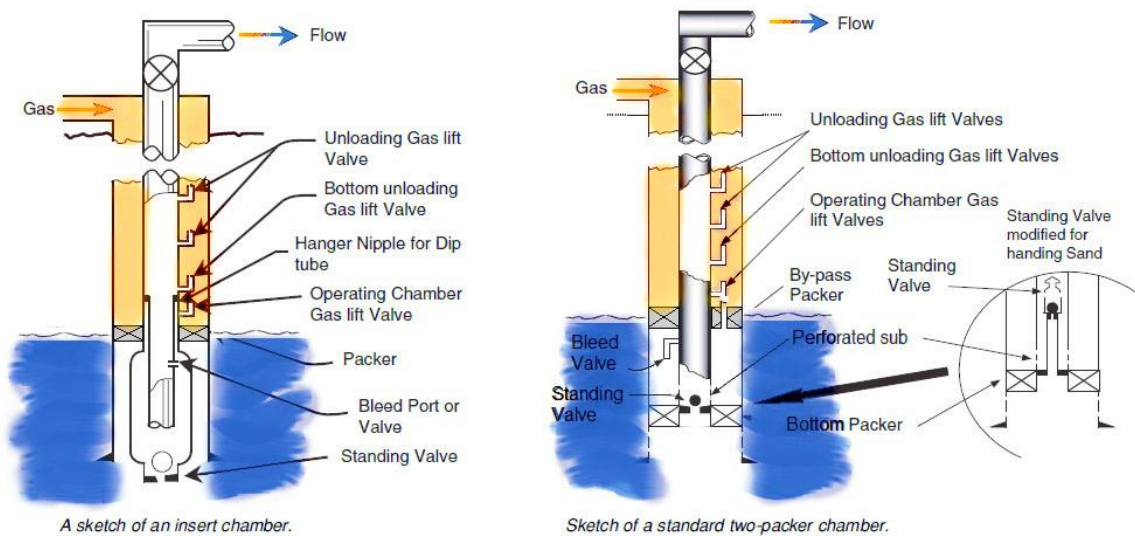
1.7.2 Gas lift intermitente con cámara de acumulación “Chamber lift”

En esta configuración se utiliza el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, para almacenar parte de los fluidos aportados por la formación, cuando el gas es inyectado desplaza directamente al líquido a favor de la gravedad en el anular y luego en contra de dicha fuerza en la tubería de producción.

- Equipo de fondo Chamber lift

Los componentes del equipo de fondo se muestran en la Figura 1.11 y la función que desempeña cada uno se desprende de la descripción del ciclo de levantamiento del chamber lift.

Figura 1.11. Componentes del Equipo de Subsuelo del Chamber Lift



MODificado de: GUO, Boyun., LYONS, William. & GHALAMBOR, Ali. Petroleum Production Engineering. A Computer-Assisted approach. Elsevier Science & Technology Books. February 2007. p. 110

- i. El ciclo* inicia con la válvula de control cerrada en la superficie; el pozo produce a través de la válvula estacionaria y la válvula igualadora o *bleed valve* permite que los niveles de fluido en la tubería de producción y en el anular sean iguales.
- ii. Cuando se abre la válvula control y se inyecta el gas dentro del espacio anular, la presión en el revestimiento se eleva hasta que alcanza el nivel de apertura de la válvula operadora; debido al diferencial de presión provocado por la inyección, la válvula estacionaria y la válvula igualadora se cierran bruscamente.

* NIND, T. E. W. a Study of Chamber Lift. Trans. Can. Inst. Mining and Metallurgy. 63:310. 1960.

iii. Después que el bache de líquido alcance la superficie la válvula control se cierra para disminuir la presión en el revestimiento y cerrar la válvula operadora.

➤ Condiciones en las que se recomienda aplicar Chamber Lift:

Normalmente el chamber lift se utiliza en pozos con presión estática del yacimiento muy baja, porque la producción mediante la configuración convencional es casi nula debido a que el bache en la tubería de producción es muy pequeño.

1.7.3 Gas lift intermitente usando un pistón*

La operación de levantamiento en este sistema se basa en el movimiento de un pistón libre que actúa como interface mecánica entre el gas de inyección y el slug de líquido en la tubería de producción; el uso del pistón en la inyección de gas lift intermitente tiene la finalidad de incrementar la eficiencia del levantamiento, eliminar los problemas de resbalamiento y mantener el interior de la tubería de producción libre de scales y parafinas.

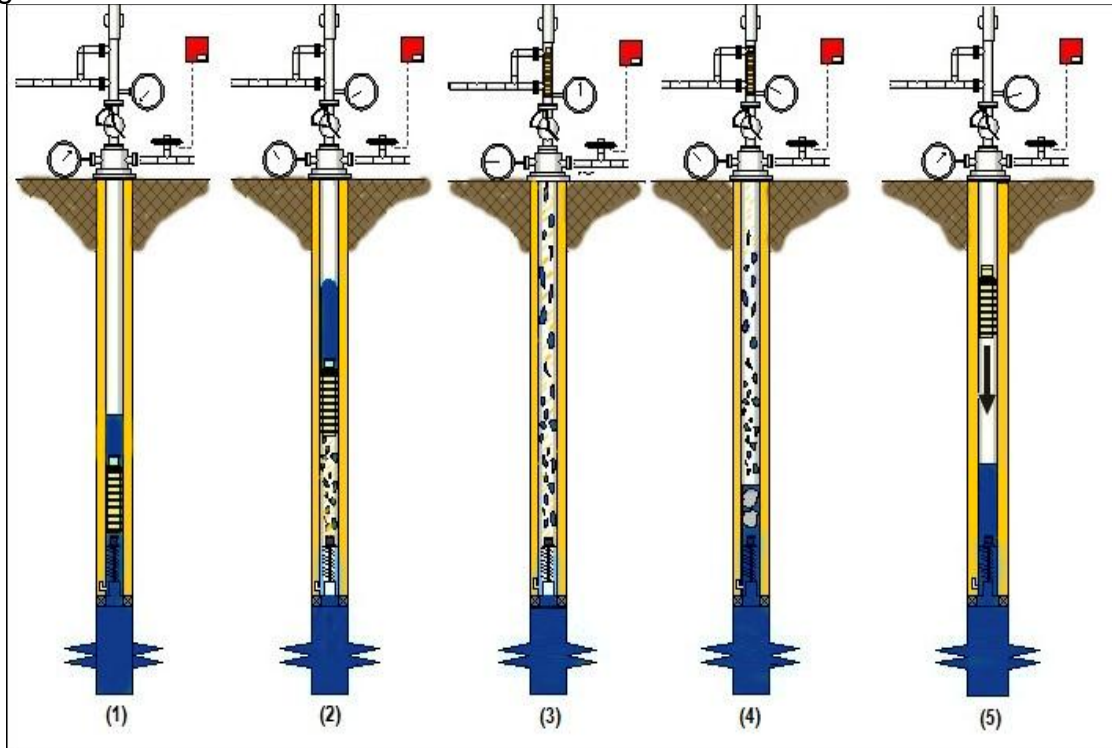
El ciclo de levantamiento (ver Figura 1.12),

- 1) comienza con la acumulación del slug de líquido en la tubería de producción; cuando el slug de líquido está completo,
- 2) se abre la válvula de inyección y el gas en el anular se expande dentro de la tubería de producción para proporcionar la presión de levantamiento.

* LEA, Op. cit., p. 127.

- 3) El slug líquido alcanza la superficie y viaja a través de la línea de flujo, mientras que el pistón es alojado en cabeza de pozo debido a la presión y al flujo de gas.
- 4) Se detiene la inyección de gas, la velocidad de flujo comienza a decrecer, los líquidos comienzan a acumularse en el fondo del pozo.
- 5) El pistón cae por acción de la gravedad para iniciar un nuevo ciclo.

Figura 1.12. Ciclo de Levantamiento del Gas Lift Intermitente Usando un Pistón.

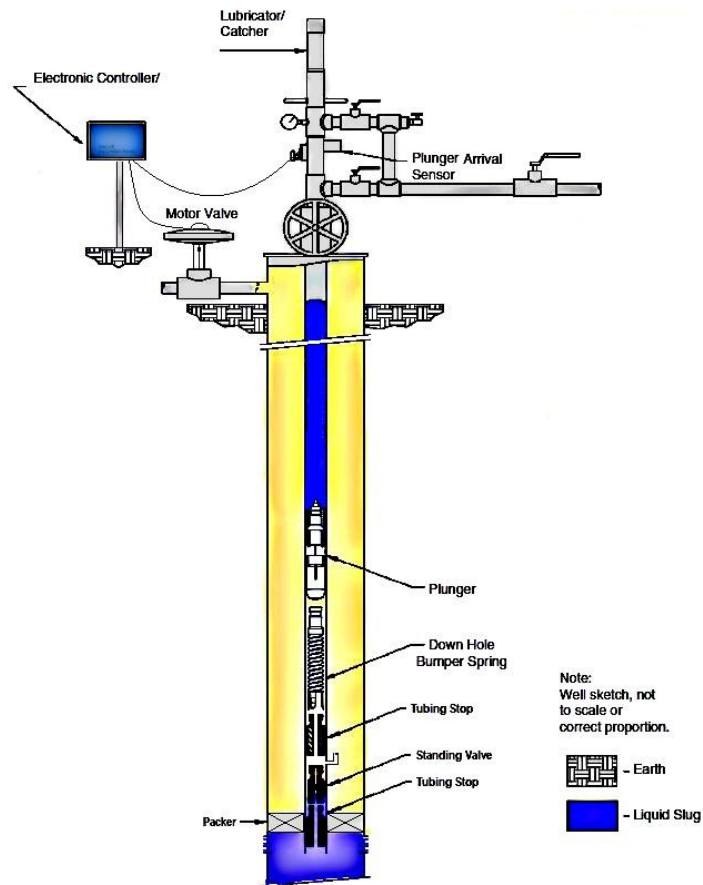


Modificado de: BIZZOTTO, Pablo., DALLE FIORE, Rodrigo. & DE MARZIO, Luciana. Aplicación de los Diferentes Tipos de Plunger Lift en el Yacimiento Cerro Dragón. Oct. 2006.

- Equipos para la instalación del gas lift intermitente usando un pistón

La instalación del sistema gas lift intermitente usando un pistón está conformada por los siguientes equipos (ver, Figura 1.13):

Figura 1.13. Equipos Gas Lift Intermitente usando un Pistón.



Modificado de: GUO, Boyun., LYONS, William. & GHALAMBOR, Ali. Petroleum Production Engineering. A Computer-Assisted approach. Elsevier Science & Technology Books. February 2007. p 14/217

- *Standing Valve*: es una válvula que permite el flujo en un solo sentido e impide el retorno de fluidos a la formación durante el ciclo de inyección.
- *Bumper Spring*: este mecanismo sirve para amortiguar el impacto generado por el pistón al final de su recorrido en el fondo de pozo y en superficie.

- *Stop Collar - Tubing stop*: el stop collar es un dispositivo que se fija en la tubería de producción y sirve para sostener la *standing valve* y el *bumper spring* en el fondo del pozo. El *tubing stop* cumple la misma función pero puede ser ubicado en cualquier parte de la tubería.
- *Master Valve*: esta válvula sirve para controlar el flujo de fluidos en cabeza, permite el paso del pistón; su tamaño depende del diámetro de la tubería de producción.
- *Motor Valve*: es una válvula que puede ser instalada en la línea de producción o en la de inyección para controlar el flujo automáticamente.
- *Lubricator*: Es la estructura instalada sobre la *máster valve* con el fin de alojar el pistón en superficie; posee una tapa removible para la inspección, dos puertos de flujo y un Bumper spring.
- *Catcher*: es un accesorio que se instala en el lubricador; sirve para retener el pistón en superficie para la inspección o por necesidad operativa.
- *Arrival Sensor*: es un dispositivo electrónico que detecta la llegada del pistón a superficie y envía la señal al controlador.
- *Controlador*: es el dispositivo que determina el periodo de apertura o cierre de las válvulas en las líneas de flujo; existen tres categorías:
 - *Ciclo en el tiempo*: en este tipo de controladores la frecuencia de operación de las válvulas se determina en un intervalo de tiempo; normalmente la única función es la sincronización, aunque algunas variaciones responden a los accesorios neumáticos.
 - *Controladores de presión*: este tipo de controladores responden a los cambios en la presión para determinar

accionamiento de las válvulas. Puede ser influenciado por otras señales neumáticas como el arribo del pistón.

- *Controladores electrónicos:* estos dispositivos incluyen un circuito de estado sólido para determinar la apertura o cierre de las válvulas el tiempo; responden a señales neumáticas externas como la llegada del pistón, alta o baja presión, el nivel o diferencial de líquido. Como fuente de energía se utilizan baterías recargables por paneles solares.
- *Pistón:* el pistón o *plunger* es una interface mecánica entre el *slug* de líquido y el gas de levantamiento; actúa como sello hidráulico para minimizar el resbalamiento de líquidos (*fallback*) y mantener la tubería de producción libre de parafina y *scales*. Existen diferentes tipos de pistón y se diferencian por el tipo de material de elaboración, la adición del *by-pass* y el tipo de sello que ejercen sobre la tubería de producción (ver, Figura 1.14). La selección del tipo pistón depende principalmente del diámetro interno de la tubería de producción, la profundidad del pozo, la viscosidad del fluido, la producción de arena y las necesidades operativas del sistema.

Figura 1.14. Tipos de Pistón.



Fuente: LEA, James., NICKENS, Henry. & WELLS, Mike. Gas Well Deliquification Second edition. 2008. pag 126.

Adicionalmente como dispositivo de seguridad se instala en la línea de producción una válvula hidráulica de seguridad (*Line Break*) que posee dos pilotos que cortan por alta y baja presión. Los pozos producen a estaciones separadoras que drenan el líquido mediante la presión del separador, si se produce un *shut down* de la estación por algún motivo, la válvula *line break* tiene la finalidad de cerrar el pozo para no transmitir la presión acumulada a las instalaciones de superficie.

- Condiciones en las que se recomienda aplicar el uso del pistón:
 - Bajas tasas de producción bajas (< 200 bbl/día).
 - Pozos con alta relación gas-líquido.
 - Pozos en los cuales el sistema de bombeo mecánico tenga baja eficiencia por la interferencia frecuente de gas al operarlos con niveles de sumergencia muy bajos.
 - En pozos con problemas de emulsiones severos.
 - Pozos con problemas de precipitación de parafinas o *scales* en la tubería de producción.

- Ventajas
 - Funciona en pozos con bajas tasas de producción.
 - La instalación y el mantenimiento del sistema son económicos.
 - Controla la precipitación de parafina en la tubería de producción.
 - Elimina el resbalamiento de líquidos (*fallback*).
 - Puede emplearse en pozos desviados.
 - Mínimo de partes en movimiento.
 - No necesita estructura, ni equipo de intervención para recuperar el pistón.

- Puede emplearse hasta el agotamiento del pozo.

➤ Desventajas

- Requiere supervisión ingenieril para una adecuada instalación y óptimo funcionamiento.
- Alto riesgo para las instalaciones en superficie asociado a las altas velocidades que puede alcanzar el pistón durante la carrera ascendente.
- Se debe tener cuidado cuando se consideran pozos con producción de arena.

1.8 PROBLEMAS A CONSIDERAR*

Figura 1.15. Sistema gas Lift

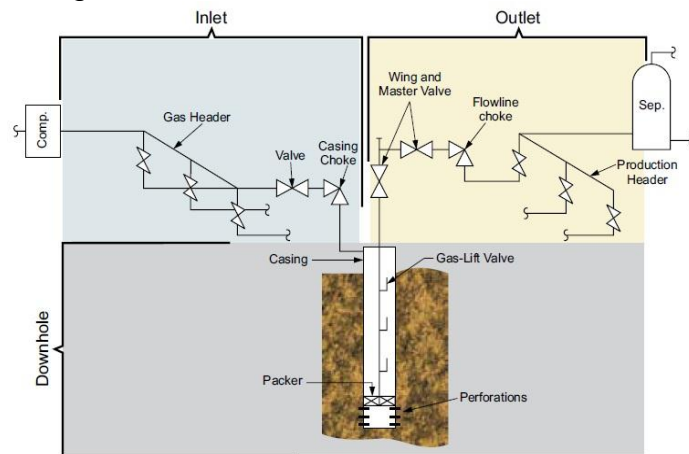


Fig. 1: The Gas-Lift System

Fuente: LEA, James., NICKENS, Henry. & WELLS, Mike. Gas Well Deliquification Second edition. 2008. p. 335.

* WEATHERFORD. Gas Lift Troubleshooting. 2007. p.1:3

Los problemas que pueden presentarse en un sistema gas lift están asociados a tres áreas (ver, Figura 1.15):

- Sistema de entrada de gas.
- Sistema de salida de fluidos.
- El pozo.

1.8.1 Problemas en el sistema de entrada o de inyección

- Tamaño de choque muy grande

Un tamaño de choque muy grande puede ocasionar la reapertura de las *GLV's* superiores o una inyección de gas excesiva.

- Alta presión de revestimiento

La presión de revestimiento alta puede ser causada porque el tamaño de choque es muy grande o porque la válvula operadora está parcial o totalmente tapada. Una válvula obstruida puede ser identificada si la tasa de inyección es baja y la presión de revestimiento es alta. Las válvulas se bloquean por incrementos en la temperatura o por reducción del diferencial de presión entre la tubería de producción y el revestimiento.

- Volumen de inyección de gas excesivo

Un volumen de inyección de gas excesivo puede presentarse cuando el tamaño del choque del revestimiento es muy grande, la presión del revestimiento es muy alta, existe una fuga en la tubería de producción o hay una válvula dañada.

➤ Tamaño de choque muy pequeño

Un tamaño de choque pequeño puede disminuir la producción debido a que la inyección de gas es ineficiente.

La relación gas-líquido es utilizada para seleccionar el tamaño del choque.

➤ Presión del revestimiento baja

Este problema se puede presentar cuando el tamaño del choque es reducido, se encuentra tapado o congelado; esta situación también se puede presentar cuando existe una fuga en la tubería de producción o una válvula se encuentra dañada permitiendo el flujo de gas desde el revestimiento a la tubería de producción.

El congelamiento se puede eliminar mediante la inyección de metano en la línea de gas lift.

➤ Volumen de inyección de gas insuficiente

Este problema se presenta porque la válvula de la línea de conducción no se encuentra totalmente abierta, la presión en el revestimiento no alcanza el nivel de apertura de las válvulas, el tamaño de choque es reducido, está congelado, o, parcialmente tapado.

En ocasiones una tasa de producción más alta que la estimada puede incrementar la temperatura y la presión de trabajo en las válvulas, bloqueándolas y restringiendo la entrada de gas.

- Inspección de medidores (manómetros)

Cuando los medidores presentan desgaste o poca exactitud, se obtienen indicaciones falsas de presión; por esta razón, el uso de manómetros calibrados es fundamental para prevenir y/o controlar estos eventos.

1.8.2 Problemas en la salida de los fluidos de producción

- Restricciones en las válvulas

Válvulas en cabeza de pozo que no estén totalmente abiertas o se encuentren mal diseñadas ocasionan restricciones que afectan la tasa de producción. También se pueden encontrar restricciones cuando las líneas de flujo están colapsadas.

- Contrapresión alta

En una contrapresión, la presión en cabeza de pozo es transmitida al fondo del pozo reduciendo el diferencial de presión frente a la cara de la formación y ocasionando que la tasa producción disminuya. La contrapresión puede ser causada por cambios abruptos en la dirección del flujo y en el diámetro de la tubería (líneas de flujo chocadas, conexiones de 90°, porta-choques, depósitos de scale o parafinas, líneas de flujo muy largas y válvulas parcialmente abiertas).

La contrapresión alta puede ser controlada, removiendo todas las restricciones posibles en el sistema, inyectando fluidos calientes para remover la parafina depositada y manteniendo la presión del separador en el nivel más bajo posible.

1.8.3 Problemas en el pozo

- Hueco en la tubería de producción

Baja presión en el revestimiento y alta tasa de gas de inyección indican que puede haber un hueco o fuga en la tubería de producción; la presión debe mantenerse si no existe fuga y si las válvulas están en la posición correcta cuando la presión en el revestimiento se reduce a cero.

Para asegurarse que este daño está presente, se deben igualar las presiones del revestimiento y tubería de producción mediante el cierre de la válvula lateral (*wing valve*), en cabeza de pozo con el sistema gas lift funcionando; después que las presiones se han igualado, se detiene la inyección de gas y se libera la presión en el revestimiento; si la presión en la tubería de producción disminuye a medida que lo hace la presión del revestimiento, existe una fuga de gas.

- Presión de operación de la válvula

Una válvula operada por presión permite el paso de gas hasta que la presión en el revestimiento se reduce a la presión de cierre de la válvula; la presión de cierre de la válvula operadora se puede estimar cerrando la entrada de gas y observando la presión que mantiene en el revestimiento.

El análisis de la presión de cierre determinado de la forma anterior supone que la presión en la tubería de producción es cero y que se tiene un punto único de inyección.

➤ Pozo que fluye gas seco

Cuando un pozo que tenga válvulas operadas por fluido en la parte superior y una válvula operada por presión en el fondo produce gas seco, significa que el aporte de la formación es deficiente.

Cuando el pozo está equipado con una válvula fija en el fondo, debe chequearse para saber si no se ha pegado en la posición cerrada. Es aconsejable chequear con frecuencia el fondo del pozo con herramientas manejadas con cable para ver si el pozo ha sufrido arenamiento.

➤ El pozo no toma el gas de inyección

Este problema se puede presentar cuando el choque está congelado, la válvula de entrada del gas está cerrada, la tasa de producción está por encima de la estimada, o, las válvulas no están calibradas.

➤ Pozo fluyendo en cabeceos

El flujo en cabeceo puede ser ocasionado por válvulas bloqueadas o porque el tamaño de tubería y los asientos de las válvulas son demasiado grandes.

Las válvulas pueden ser bloqueadas por incrementos en la temperatura debido a una tasa de producción mucho mayor que la esperada; cuando la temperatura se reduce lo suficiente, las válvulas se abren nuevamente provocando que el pozo produzca cabeceos.

En las válvulas operadas por presión del fluido, el cabeceo se puede presentar por un bajo aporte de la formación; por esta razón es importante sincronizar la tasa de inyección de gas con la capacidad de aporte del pozo para controlar este problema.

➤ Instalación bloqueada o que no descarga

Esta condición ocurre cuando la columna de fluido es más pesada que la presión de levantamiento disponible. Si se aumenta la presión de inyección del gas en el tope de la columna de fluido, parte de la columna de fluido regresa a la formación permitiendo descargar el pozo con la presión disponible.

➤ Válvula que permanece abierta

Este caso se presenta debido a elementos y deposiciones que obstruyen el cierre de la válvula o por el desgaste de la misma. Después de haber descartado una fuga en la tubería de producción, una válvula que permanece abierta puede ser identificada si la presión en el revestimiento desciende por debajo de la presión de cierre en superficie.

Cuando se presentan obstrucciones, el problema puede ser corregido creando una presión diferencial alta a través de los asientos de las válvulas con el fin de remover cualquier basura o elemento que mantenga la válvula abierta; la presión diferencial se crea por cierre y apertura de la válvula lateral de la cabeza del pozo (*wing valve*). El cierre se mantiene hasta que la presión en el revestimiento alcanza el valor más alto posible; si la válvula permanece abierta por precipitación de sales, el bombeo de varios barriles de agua dulce en el revestimiento resolverá el problema.

➤ Espaciamiento de las válvulas muy grande

Un espacio excesivo entre las válvulas ocasionara bloqueos y problemas en la descarga del pozo; pueden tratarse de igual forma que cuando la columna de fluido es más pesada que la presión de levantamiento disponible o usando la presión de un pozo de gas de alta presión. Si el problema es severo, se deben re-espaciar las válvulas.

2 CAMPO ESCUELA COLORADO*

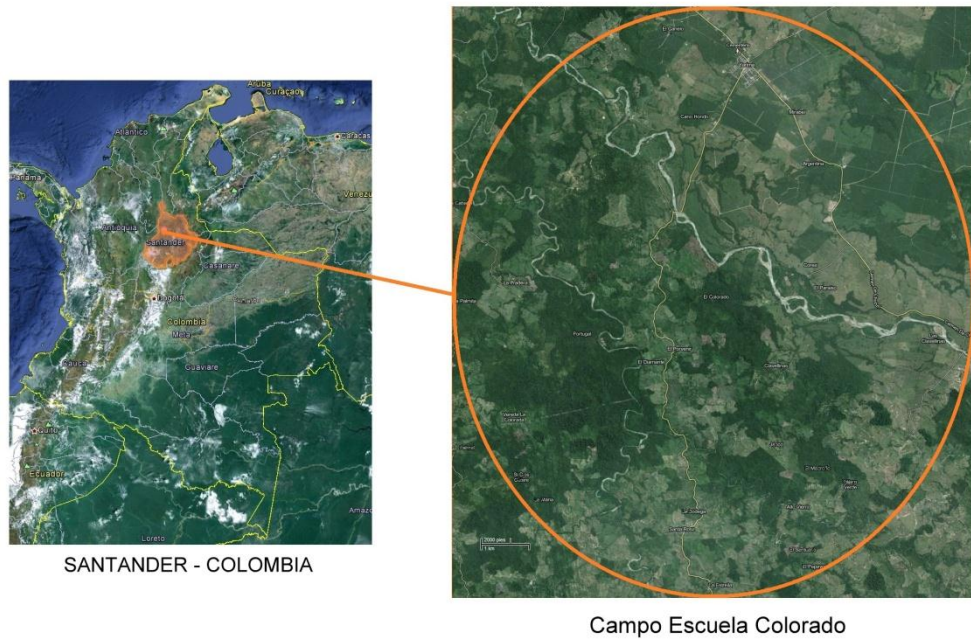
El Campo Colorado es un campo maduro que forma parte de un convenio interadministrativo de Cooperación Empresarial con fines Científicos y Tecnológicos, por medio de la cual la Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol S.A y la universidad industrial de Santander - UIS buscan fortalecer la formación integral de los estudiantes al incorporar un componente práctico en sus programas académicos, desarrollar proyectos de investigación, apropiación tecnológica y propiciar el entrenamiento en áreas afines al sector de hidrocarburos. Esta alianza se constituye en la primera experiencia nacional en materia de interacción academia - industria en el sector hidrocarburos.

2.1 LOCALIZACIÓN

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucuri, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira – Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este y Y = 1'238.000 – 1'.247.500 Norte con origen Bogotá, en área de la antigua concesión De Mares (ver, Figura 2.1). La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico de hasta 80° en su flanco oeste y hasta 25° en su flanco este, con una longitud aproximada de 12 kilómetros de largo y 5 kilómetros de ancho. En la Figura 2.2 se presenta la ruta I-66 (Bucaramanga – El Colorado), aproximadamente 133 Km, 3 horas en automóvil.

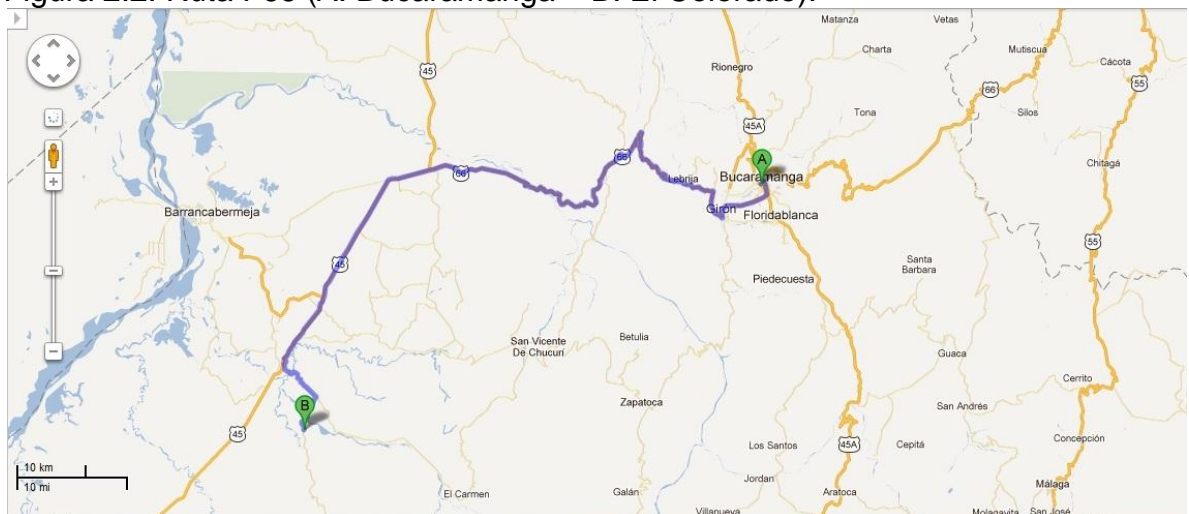
* Base de Datos Campo Escuela Colorado

Figura 2.1. Ubicación Geográfica del Campo Colorado



Modificado de: Google Maps. Disponible en <https://maps.google.com/?mid=1338565257>

Figura 2.2. Ruta I-66 (A. Bucaramanga – B. El Colorado).



Fuente: Google Maps. Disponible en <http://maps.google.es/?mid=1334603889>

2.2 RESEÑA HISTÓRICA

La exploración del Campo Colorado se realizó entre los años 1923 y 1932 cuando se perforaron 7 pozos por la Tropical Oil Company – TROCO, con resultados poco satisfactorios; posteriormente se realizaron estudios superficiales y levantamientos gravimétricos que motivaron la exploración en el área mediante la perforación de 8 nuevos pozos entre 1945 y 1946. Entre los años 1953 y 1964, ECOPETROL desarrolló completamente el campo mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura.

El Campo Colorado inició producción en el año de 1945 con una tasa aproximada de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas. 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 1976 a 47 BOPD en Junio de 1989. El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos.

El 25 de enero de 2006 Ecopetrol firmó el convenio con la Universidad Industrial de Santander (UIS) para la operación del Campo Colorado, dando paso a una alianza estratégica para el desarrollo de la ciencia y la tecnología traducida en el establecimiento de un Campo Escuela, que se constituye en la primera experiencia nacional en materia de interacción academia - empresa en el sector hidrocarburos.

El 01 de junio de 2006, ECOPEPETROL S.A. hizo entrega formal del campo al ente universitario y a partir del año 2009 se concretó un nuevo convenio de cooperación tecnológica con la empresa WEIL GROUP, con el objeto de fortalecer la capacidad tecnológica para las actividades operativas del Campo Escuela Colorado con miras a la reactivación del mismo.

2.3 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO COLORADO

2.3.1 Geología

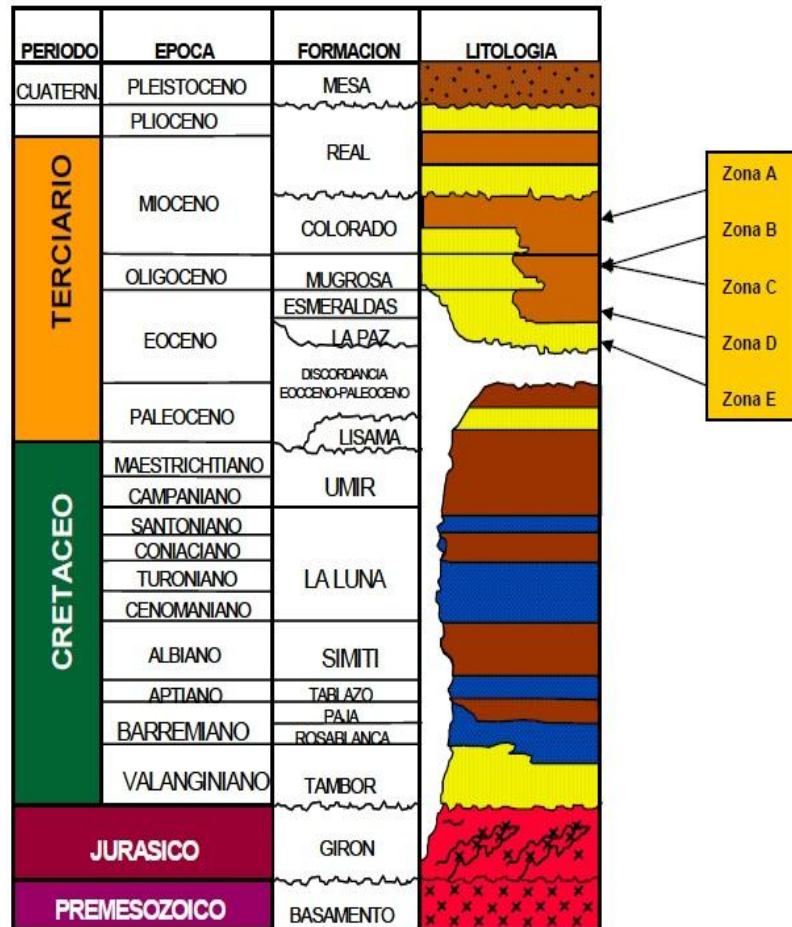
El Campo Colorado pertenece a la cuenca VMM (Valle Medio del Magdalena); los pozos perforados atraviesan unidades de interés económico pertenecientes a la secuencia terciaria del VMM, que descansa sobre la discordancia del Eoceno medio. De base a tope se tienen reportadas las formaciones La Paz (Zona E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C) y Colorado (Zona A) (ver, Figura 2.3).

De manera general, estas formaciones están caracterizadas por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales que varían lateralmente de un sistema fluvial meándrico a uno trenzado. Estos depósitos se desarrollaron posteriormente a los eventos tectónicos relacionados con la subsidencia de la Cordillera Central al occidente y el levantamiento de la Cordillera Oriental al oriente.

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto al occidente con inclinaciones entre 25° a 45° N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque

colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como “falla de Colorado”.

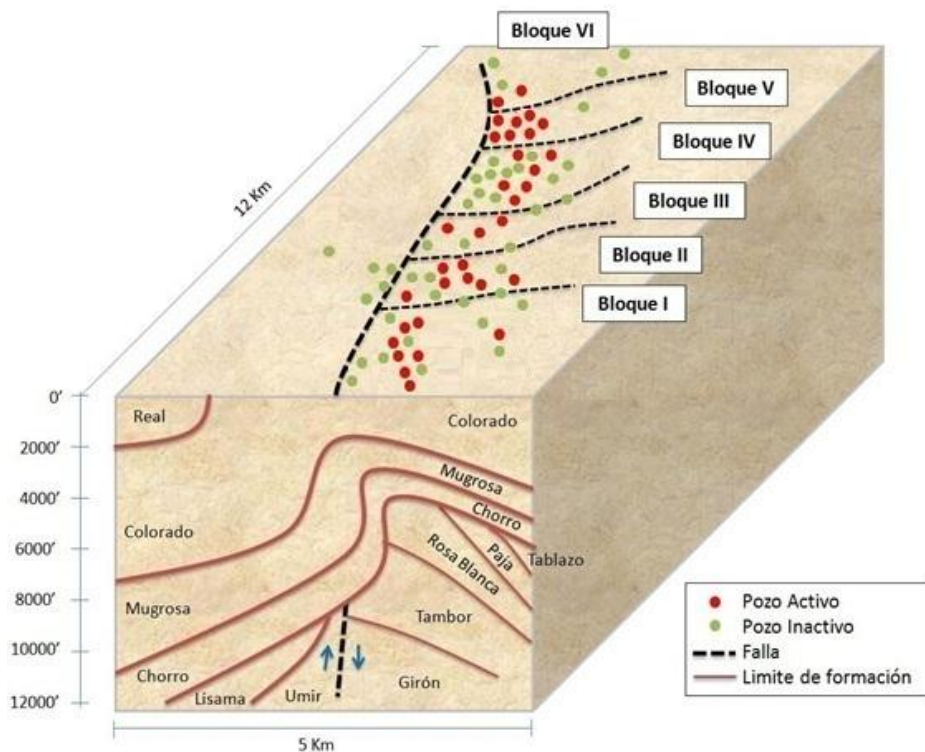
Figura 2.3. Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Base de Datos Campo Escuela Colorado.

Esta estructura fue definida principalmente a partir de la correlación de registros de pozo, identificándose un sistema de fallas satélite SW–NE en el bloque colgante de la falla de Colorado; 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominante, hacia el norte de la estructura (ver, Figura 2.4).

Figura 2.4. Perfil Estructural y Distribución de Bloques en Campo Colorado, Febrero de 2012.

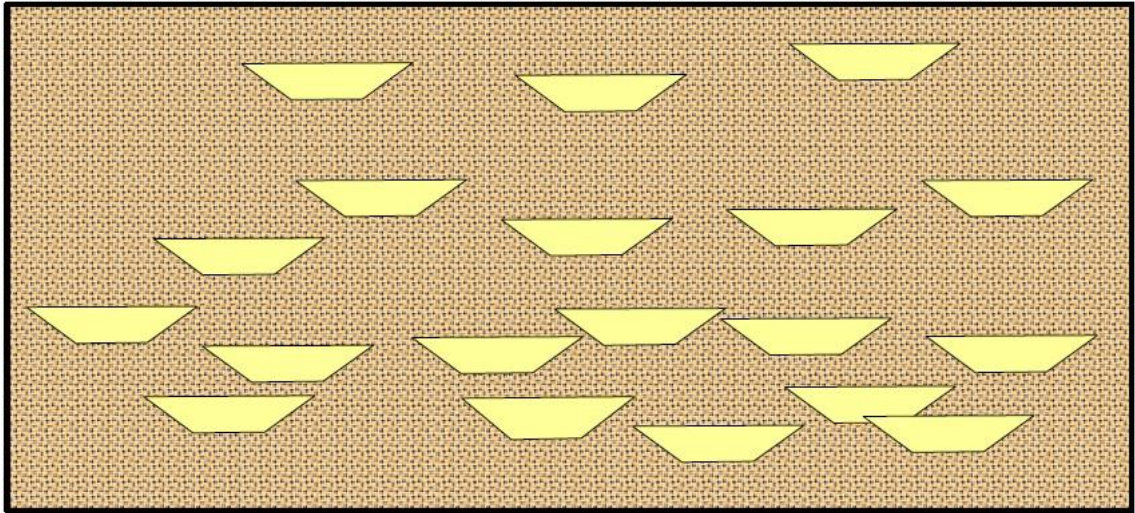


Modificado de: Base de Datos Campo Escuela Colorado

A partir del análisis previo de los resultados de las pruebas iniciales de formación, el histórico de producción, los eventos de los pozos, la calidad de los fluidos, las presiones conocidas en los diferentes sectores del campo y la complejidad estructural del campo, se ha planteado la hipótesis que el Campo Colorado presenta un modelo Geológico compartimentalizado (ver, Figura 2.5).

El modelo geológico planteado se ratifica con presencia de diferentes compartimentos interceptados en profundidad por algunos de los pozos, la poca continuidad lateral y los reportes de calidades de fluidos en los cuales de los pozos registran inclusive hasta 3 valores diferentes de °API en profundidad.

Figura 2.5. Corte Frontal – Vista de Compartimentos en Profundidad, Esquema del Modelo Geológico Campo Colorado Planteado como Hipótesis.



Fuente: Base de Datos Campo Escuela Colorado

2.3.2 Yacimiento

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

El aceite original estimado de acuerdo al último informe conocido por parte de ECOPETROL es de 121 MMBls y las reservas primarias producidas a Junio de 2010 son de 8.62 MMBls con un factor de recobro actual de 7.12 %.

Las reservas de gas producido en solución con el aceite son de 42.152 MMSCF con un acumulado de producción a enero de 2006 de 35.424 MMSCF; las zonas de gas libre en el campo se encuentran aisladas.

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

2.3.3 Producción

Las acumulaciones de fluido en el campo Colorado son de aceite liviano entre 30 a 42 °API, gas y agua.

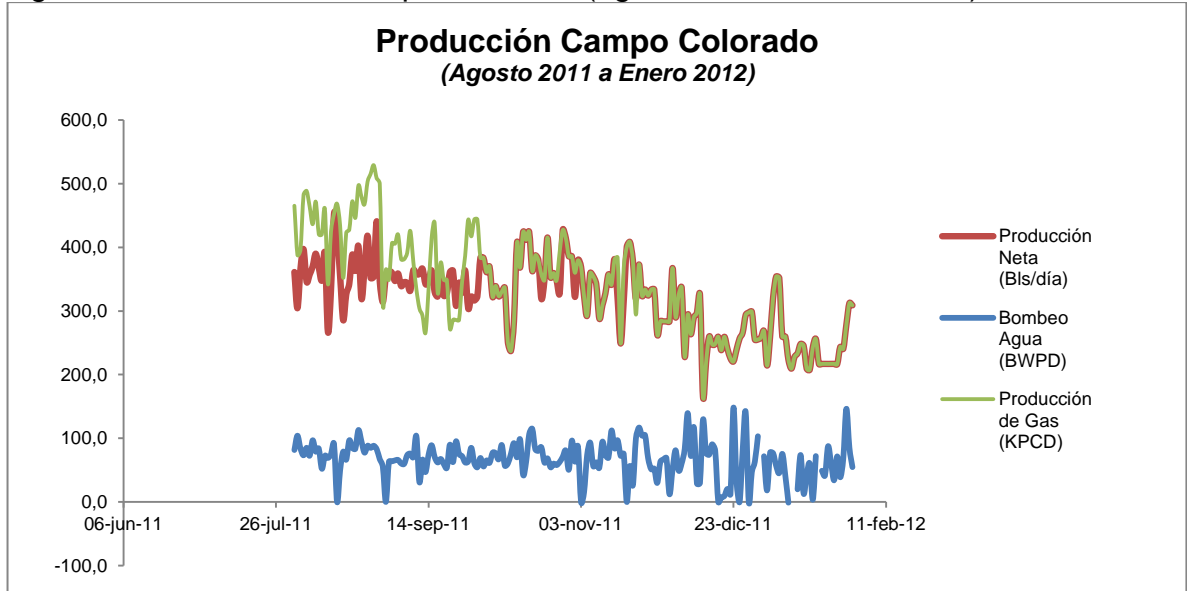
El comportamiento histórico de la producción de agua es muy bajo; esto es típico de un campo con una influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero. El comportamiento del BSW denota la realización de trabajos para aislar la producción esporádica del agua, que es mínima en comparación a la producción de aceite y gas.

La producción de gas es casi constante desde 1989 con un valor promedio de 225 MSCF/Día, con una drástica disminución en el 2003, por la pérdida de pozos productores. El comportamiento del GOR es normal hasta el año 1976, cuando se presentaron anomalías en la curva, mostrando aumentos del GOR al disminuir la producción de crudo; esto pudo ser ocasionado por la producción de pozos de solo gas, o, por mediciones erróneas del gas producido. En líneas generales el GOR presenta un comportamiento casi constante desde 1989.

De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción; las producciones acumuladas del campo porque solamente un pozo, Colorado 38, ha producido más de medio millón de barriles y únicamente 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

En la Figura 2.6 se presenta la producción de aceite, la producción de gas y el bombeo de agua en el campo escuela Colorado.

Figura 2.6. Producción Campo Colorado (agosto 2011 a enero 2012).



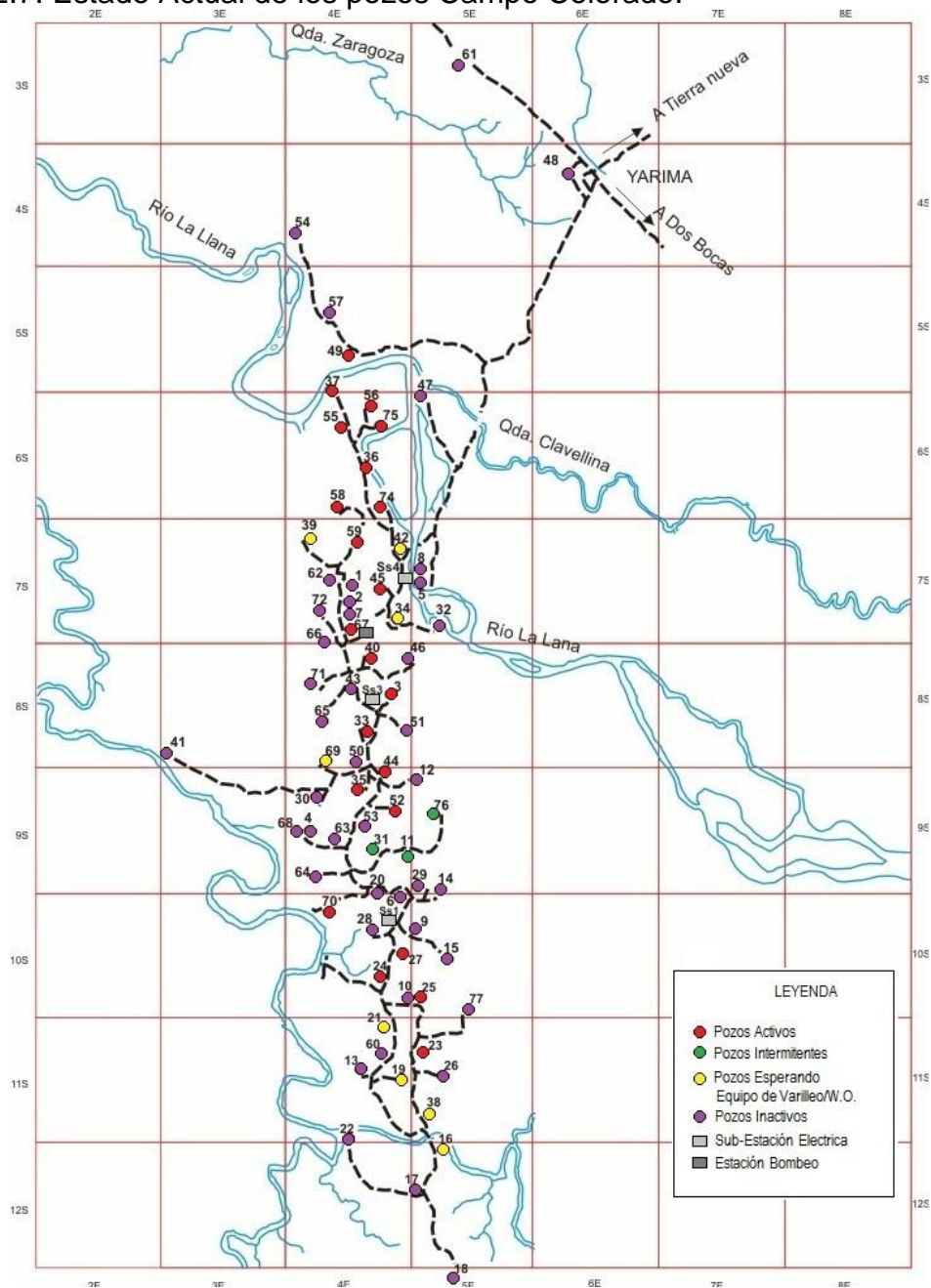
Modificado de: Base de datos Campo Escuela Colorado.

2.3.4 Información actualizada del estado de los pozos

Actualmente el campo Colorado es operado por la compañía WEIL GROUP y la Universidad Industrial de Santander – UIS, como resultado del convenio de cooperación tecnológico mencionado anteriormente. Hasta la fecha se han intervenido un gran número de pozos por medio de campañas de reacondicionamiento aumentando la producción del campo significativamente; a la fecha, el campo cuenta con 28 pozos activos produciendo, 3 de ellos en forma intermitente, 9 pozos inactivos, 30 abandonados y 7 candidatos a reactivar (ver, Figura 2.7).

La producción diaria promedio es de 514 BOPD y 363,7 KPCD de gas para el mes de febrero de 2012.

Figura 2.7. Estado Actual de los pozos Campo Colorado.

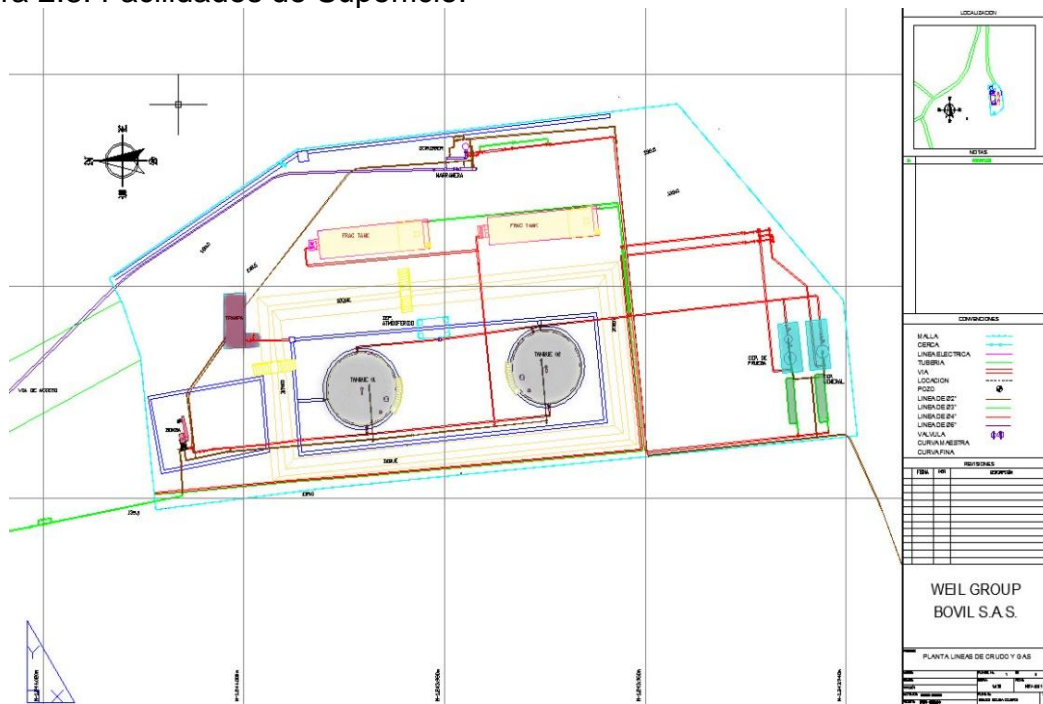


Modificado de: Base de Datos Campo Escuela Colorado. Abril 2012.

2.3.5 Facilidades

El campo colorado en la actualidad produce mediante un sistema de levantamiento artificial “Bombeo Mecánico”, 2 tanques cada uno con una capacidad de almacenamiento de 500 barriles y 2 separadores, uno de prueba y otro general. (ver Figura 2.8)

Figura 2.8. Facilidades de Superficie.



Modificado de: Base de Datos Campo Escuela Colorado

La producción de todos los pozos llega a la estación de recolección que posteriormente es bombeada a la estación de El Centro de ECOPEPETROL. Cabe destacar que la producción del campo se ha incrementado debido a las campañas de reacondicionamiento realizadas a los pozos, pero está limitada por la capacidad de las facilidades actuales.

2.3.6 Problemas Operacionales

Históricamente el Campo ha presentado problemas de taponamiento por parafinas tanto en las líneas de flujo como en la tubería de producción en el pozo. Las características del crudo del campo Colorado muestran que uno de sus mayores problemas es el tratamiento de estos depósitos, producidos por la reducción de la temperatura y presión en los fluidos durante el proceso de extracción y recolección.

La declinación en la producción generalmente está asociada a un control poco efectivo de la precipitación de parafinas y a pérdida de la energía de las zonas productoras. Se puede decir que en su gran mayoría los pozos perforados en el campo Colorado se pueden clasificar como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

➤ Control de Parafinas

En el campo Colorado se empleó, inicialmente el método mecánico para el control de las parafinas depositadas en la tubería de producción.

En los años sesenta se cambió el sistema de levantamiento artificial “bombeo mecánico” por “plunger lift” en algunos pozos, para mantener libre de parafina la tubería de producción. Los resultados obtenidos fueron exitosos en la mayoría de los casos.

- *Pozo Colorado 12*: el sistema tuvo éxito controlando la parafina y manteniendo constante la producción; el sistema se retiró por pérdida de energía en el yacimiento.

- *Pozo Colorado 49*: el *plunger lift* instalado operó en buenas condiciones durante 2.5 años pero también se retiró por pérdida de energía del yacimiento.
- *Pozo Colorado 33*: se instaló un diseño de *plunger lift* diferente al de Colorado 12 en diciembre de 1967 pero este sistema no fue una solución; el pozo se parafinó a mediados de 1970 y se le retiró el *plunger lift* por taponamiento de la tubería.
- *Pozo Colorado 44*: el *plunger lift* trabajó durante aproximadamente un año pero no dio buen resultado.

Después de los años sesenta el tratamiento térmico fue empleado para realizar la limpieza de las ceras en la tubería de producción; la producción después de aplicar el tratamiento aumento, pero, declino rápidamente al pasar el efecto térmico.

2.4 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE POZOS PARA REALIZAR EL DISEÑO DEL SISTEMA GAS LIFT

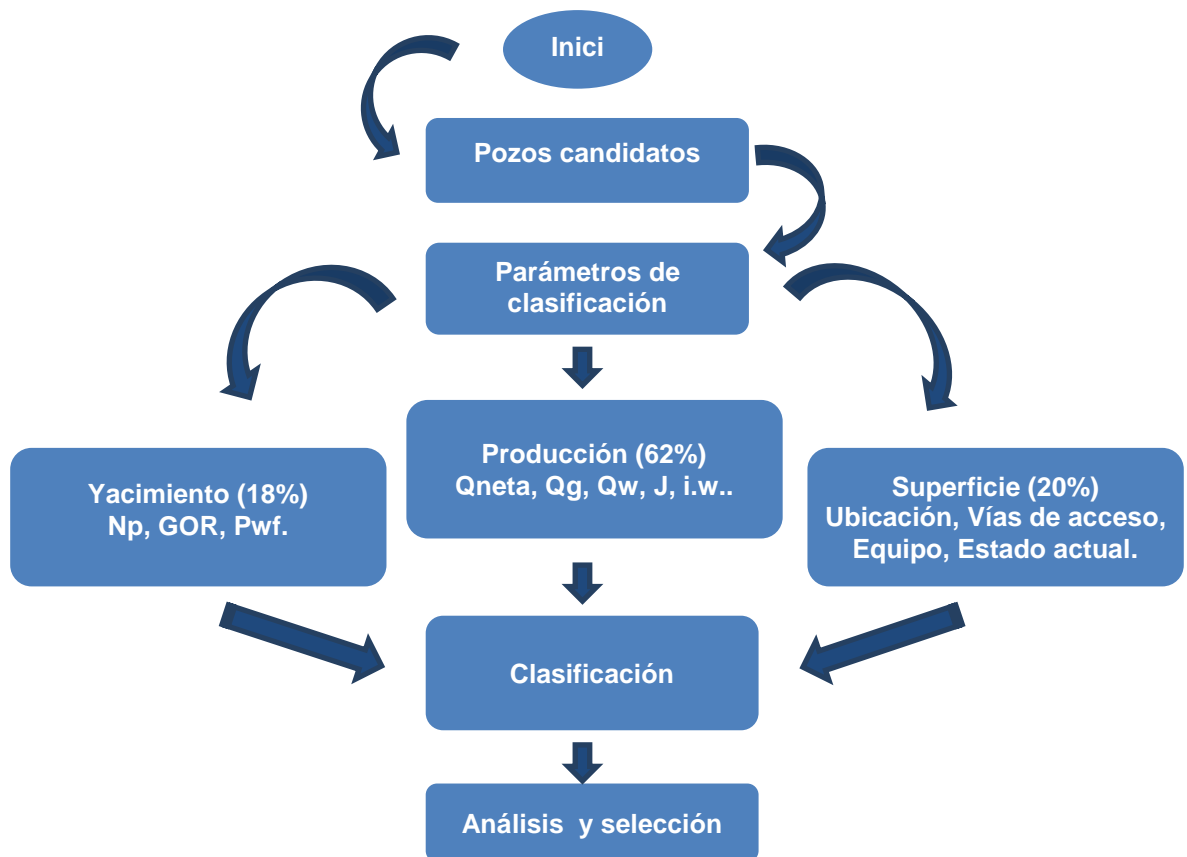
Las pruebas de campo para determinar si un sistema de levantamiento es eficiente o no, son demasiado costosas y no siempre se logran resultados favorables. Establecer previamente el esquema de levantamiento que se desea utilizar en el pozo de acuerdo con las características que lo hagan eficiente, sin duda alguna, permitirá reducir la incertidumbre a la hora de implementarlo.

El sistema gas lift es un método de levantamiento muy flexible en la configuración de sus instalaciones y puede ser ajustado según las necesidades operativas del campo para alcanzar la mejor eficiencia de recobro posible. En nuestro caso, la configuración intermitente usando un pistón (ver, Figura 1.13), es la alternativa que

mejor se ajusta al escenario actual del campo porque permite disponer el gas que se quema en la tea, eliminar los problemas operacionales causados por la precipitación de parafina en la tubería de producción y mantener e incrementar la producción diaria de aceite en forma muy económica.

En la Figura 2.9 se presenta la metodología empleada para la selección de los pozos con mejor potencial en el campo Colorado para implementar este sistema.

Figura 2.9. Metodología de Selección



Fuente: El Autor.

2.4.1 Pozos candidatos:

Se tomó la totalidad de los pozos del campo Colorado por considerarse buenos prospectos para aplicar la metodología de selección.

2.4.2 Parámetros de clasificación:

Son los parámetros que representan el mejor escenario para la aplicación de sistema gas lift intermitente usando un pistón en el campo Colorado. Estos parámetros se eligieron teniendo en cuenta la calidad de la información recopilada y el efecto de cada uno sobre la eficiencia del levantamiento.

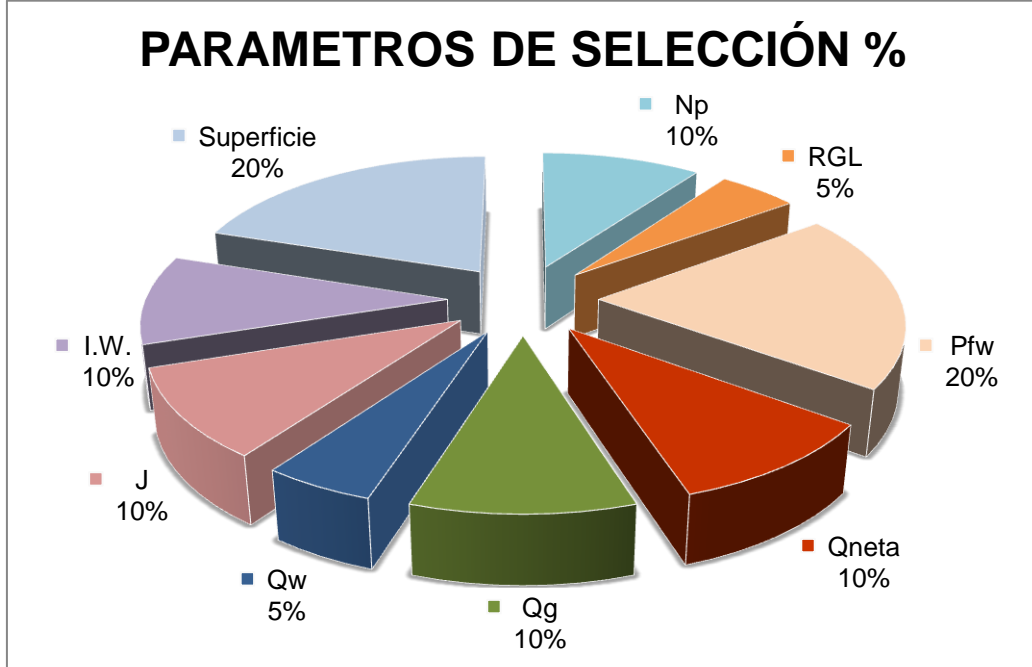
Los parámetros se distribuyeron en tres bloques de la siguiente forma:

- *Bloque 1. Yacimiento:* compuesto por la producción acumulada de petróleo (N_p), la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), y la relación gas-aceite (RGL).
- *Bloque 2. Producción:* compuesto por la producción neta de líquidos (Q_{neta}), la producción de agua (Q_w), la producción de gas (Q_g), el índice de productividad (J) y el índice de *workover* ($I.W.$).
- *Bloque 3. Superficie:* compuesto por el estado actual, localización y cercanía entre los pozos, equipos disponibles y vías de acceso.

2.4.3 Matriz de clasificación:

Un porcentaje otorgado a cada parámetro de selección permite organizar los pozos candidatos según la afinidad con el sistema gas lift intermitente usando un pistón (ver, Figura 2.10).

Figura 2.10. % Parámetros de Clasificación Campo Colorado.



Fuente: El Autor.

- **Np (Mbb/año):** la producción acumulada permite estimar la magnitud del aporte de un pozo durante la vida productiva del campo. La magnitud y la continuidad en la producción permiten estimar en cierta forma que tan atractivo económicamente puede ser un pozo durante determinado tiempo; por esta razón, los porcentajes se asignaron mediante función $f(Np, t)$ ver, Figura 2.11.

$$f(Np, t) = 0.1[A + B] \quad \text{Ecuación 2.1}$$

$$\text{Si } \left(\frac{Np}{Np_{prom}} \right) \geq 1 : A = 1, \text{ si no } A = \left(\frac{Np}{Np_{prom}} \right)$$

$$\text{Si } \left(\frac{t}{t_{prom}} \right) \geq 1 : B = 1, \text{ si no } B = \left(\frac{t}{t_{prom}} \right)$$

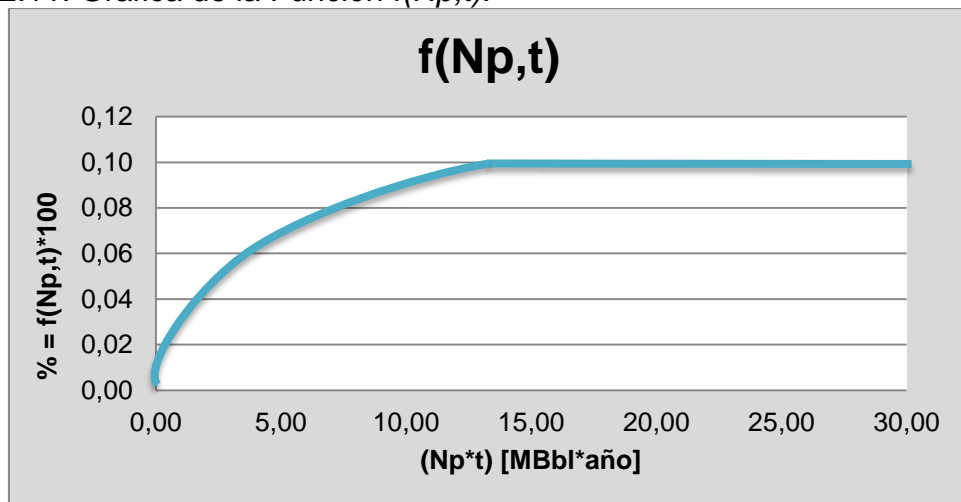
donde:

$$Np_{prom} = \frac{\sum Np}{\#pozos}$$

$$t_{prom} = \frac{\sum Np}{\#pozos}$$

t = años efectivos de produccion

Figura 2.11. Grafica de la Función $f(Np,t)$.



Fuente: El Autor.

- **RGL (Pc/bbl):** la relación gas-liquido es un factor que debe monitorearse constantemente en los yacimientos con empuje de gas, ya que su incremento está relacionado con la declinación de la producción de aceite en el pozo. Debido a que la producción de gas en el campo Colorado es debida al gas asociado y la configuración intermitente no es influenciada

por la relación gas-liquido, el porcentaje se asignó según la función $f(RGL)$, ver, Figura 2.12.

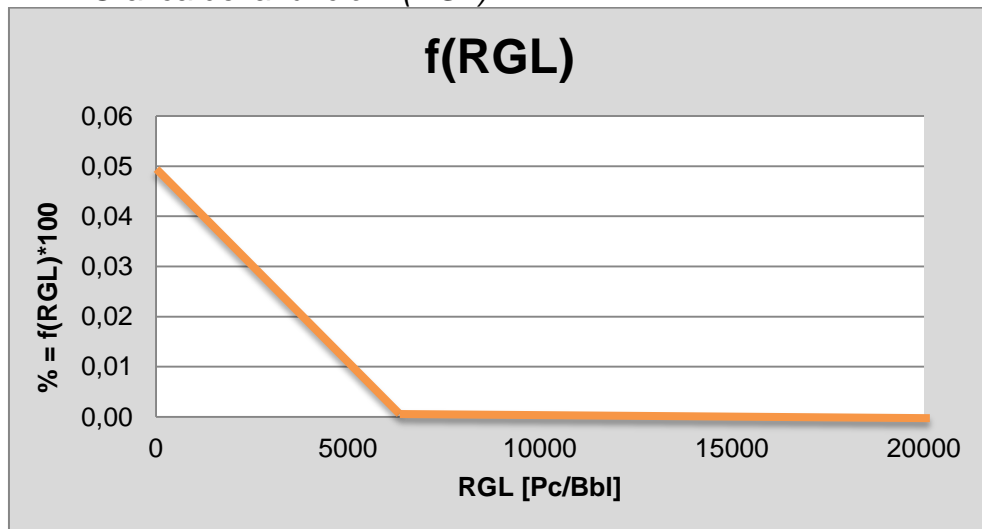
$$\text{Si } \frac{RGL}{RGL_{prom}} < 1 : f(RGL) = 0.05 \left(1 - \frac{RGL}{RGL_{prom}} \right)$$

$$\text{Si } \frac{RGL}{RGL_{prom}} \geq 1 : f(RGL) = 0 \quad \text{Ecuación 2.2}$$

donde:

$$RGL_{prom} = \frac{\sum RGL}{\#pozos}; RGL_{prom} \neq 0$$

Figura 2.12. Grafica de la función $f(RGL)$.

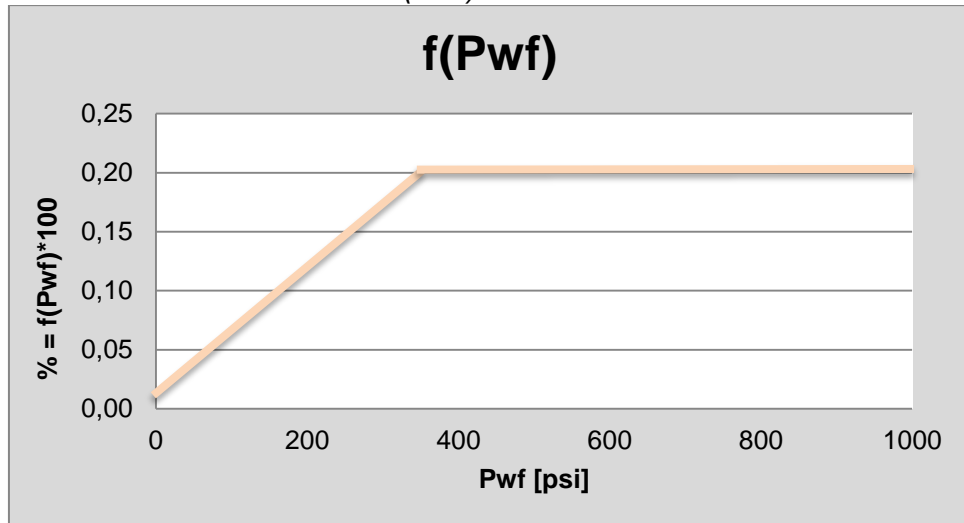


Fuente: El Autor.

- **P_{wf} (psi):** la presión de fondo fluyendo es un parámetro representativo para la selección de los mejores prospectos; mientras mayor sea la presión de

fondo fluyendo mayor será el abatimiento de la formación y el caudal producido. Por esta razón los porcentajes se asignaron a los pozos según la función $f(P_{wf})$, ver, Figura 2.13.

Figura 2.13. Grafica de la Función $f(P_{wf})$.



Fuente: El Autor.

$$\text{Si } \frac{P_{wf}}{P_{wf \text{ prom}}} \leq 1 : f(P_{wf}) = 0.2 \frac{P_{wf}}{P_{wf \text{ prom}}}$$

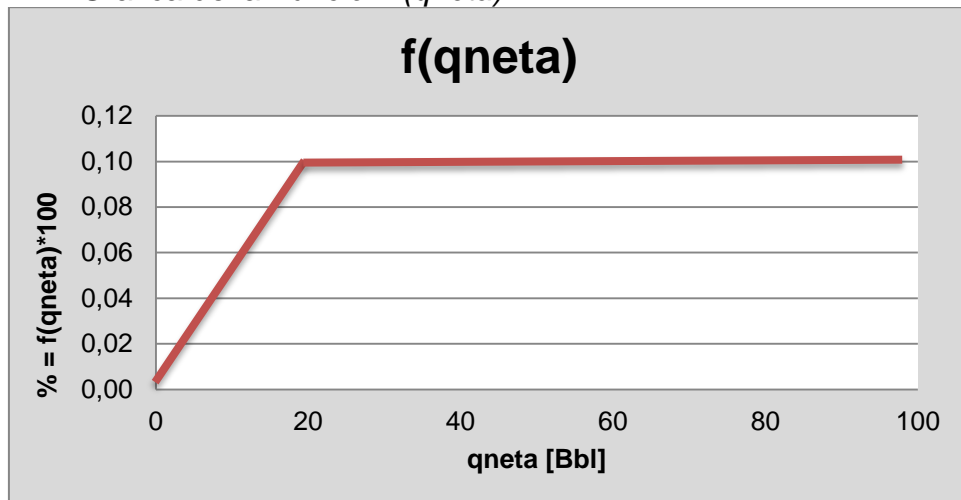
$$\text{Si } \frac{P_{wf}}{P_{wf \text{ prom}}} > 1 : f(P_{wf}) = 0.2 \quad \text{Ecuación 2.3}$$

donde:

$$P_{wf \text{ prom}} = \frac{\sum P_{wf}}{\# \text{ pozos}}; P_{wf \text{ prom}} \neq 0$$

- **Qneta (bbl/día):** la producción neta es un parámetro que permite diferenciar que tan atractivo es un pozo con respecto a los otros, aunque debe analizarse cuidadosamente debido a que incluye la producción de agua. La viabilidad económica del proyecto está relacionada principalmente con este factor. Mantener e incrementar la producción con el uso de este método de levantamiento es la prioridad de este estudio, por esta razón, se asignó el porcentaje a cada pozo en este parámetro según la función $f(qneta)$, ver, Figura 2.14.

Figura 2.14. Grafica de la Función $f(qneta)$.



Fuente: El Autor.

$$\text{Si } \frac{q_{neta}}{q_{neta\ prom}} \leq 1 : f(q_{neta}) = 0.1 \frac{q_o}{Q_o\ prom}$$

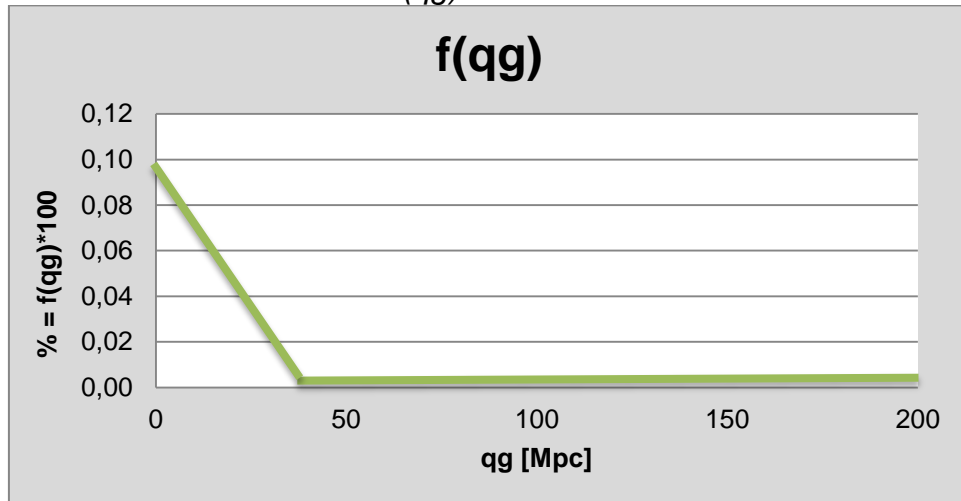
$$\text{Si } \frac{q_{neta}}{q_{neta\ prom}} > 1 : f(q_{neta}) = 0.1 \quad \text{Ecuación 2.4}$$

donde:

$$q_{neta\ prom} = \frac{\sum q_{neta}}{\#pozos} ; q_{neta\ prom} \neq 0$$

- **Qg (Mscf/día):** la producción de gas representa el volumen de gas disponible para realizar el levantamiento; contar con un aporte adecuado de gas es fundamental para realizar los ciclos de forma eficientemente y completa. La producción de gas actual en el campo Colorado se quema en la tea porque no se cuenta con la infraestructura necesaria para su venta, un problema ambiental; por esta razón, se establecieron los porcentajes mediante la función $f(qg)$ ver, Figura 2.15.

Figura 2.15. Grafica de la Función $f(qg)$.



Fuente: El Autor

$$\text{Si } \frac{q_g}{q_{g\ prom}} \geq 1 : f(q_g) = 0$$

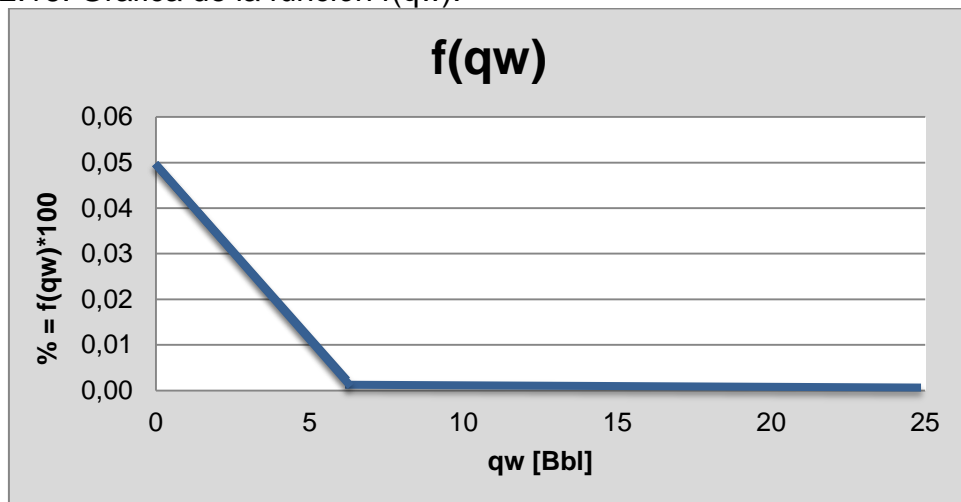
$$\text{Si } \frac{q_g}{q_{g\ prom}} < 1 : f(q_g) = 0.1 \left(1 - \frac{q_g}{q_{g\ prom}} \right) \quad \text{Ecuación 2.5}$$

donde:

$$q_{g\ prom} = \frac{\sum q_g}{\#pozos\ p.g} ; q_{g\ prom} \neq 0$$

- **Qw (bbl/día):** La producción de agua disminuye la eficiencia del levantamiento y genera costos debidos al tratamiento y disposición de este recurso. La distribución de porcentajes se realizó mediante la función $f(q_w)$ ver, Figura 2.16.

Figura 2.16. Grafica de la función $f(q_w)$.



Fuente: El Autor.

$$\text{Si } \frac{q_w}{q_{w\ prom}} \geq 1 : f(q_w) = 0$$

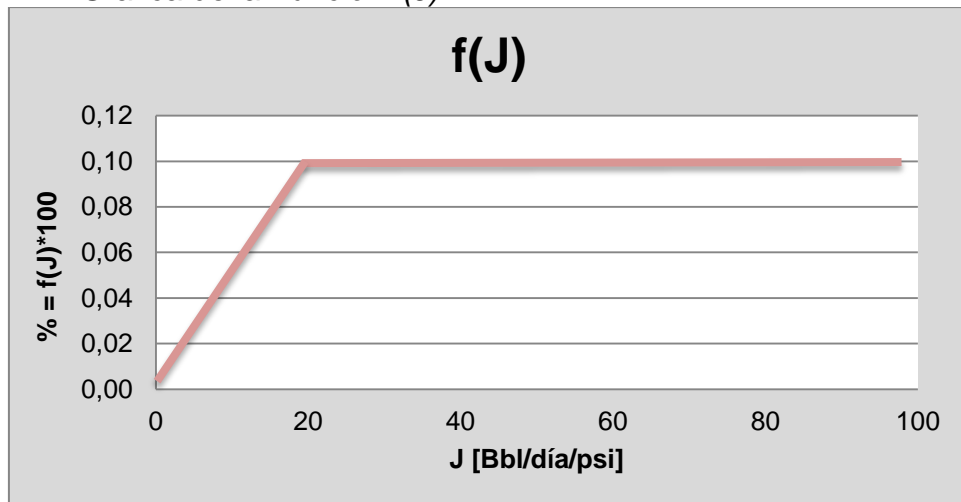
$$\text{Si } \frac{q_w}{q_{w\ prom}} < 1 : f(q_w) = 0.05 \left(1 - \frac{q_w}{q_{w\ prom}} \right) \quad \text{Ecuación 2.6}$$

donde:

$$q_{w\ prom} = \frac{\sum q_w}{\#pozos\ p.w} ; q_{w\ prom} \neq 0$$

- **J (bbl/día/psi):** El Índice de productividad representa el potencial de producción real en un pozo en particular bajo cierto diferencial de presión en el fondo del pozo (abatimiento). Los porcentaje se asignaron a cada pozo utilizando la función $f(J)$ ver, Figura 2.17.

Figura 2.17. Grafica de la Función $f(J)$.



Fuente: El Autor.

$$\text{Si } \frac{J}{J_{prom}} \leq 1 : f(J) = 0.1 \left(\frac{J}{J_{prom}} \right)$$

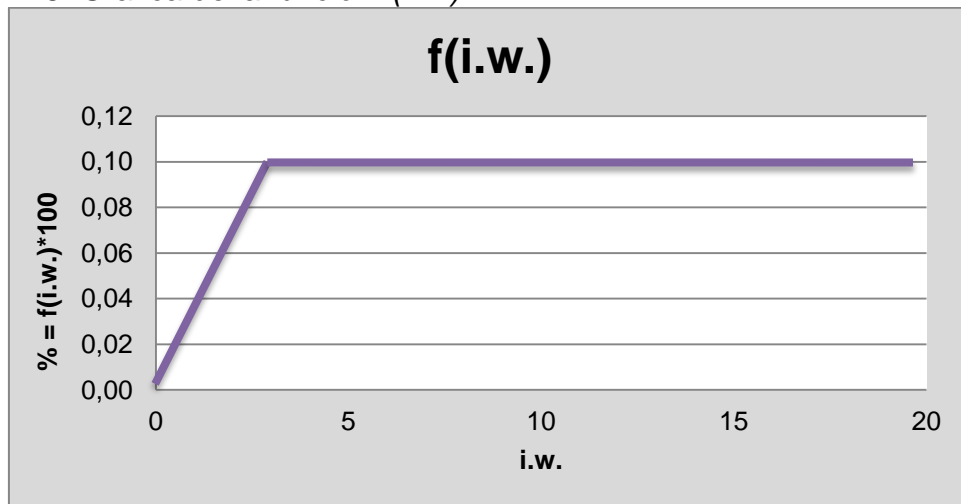
$$\text{Si } \frac{J}{J_{prom}} > 1 : f(J) = 0.1 \quad \text{Ecuación 2.7}$$

donde:

$$J_{prom} = \frac{\sum J}{\#pozos} ; J_{prom} \neq 0$$

- **I.W.:** El índice de *workover* es una relación del promedio de producción de un pozo después de ser sometido a una intervención para reacondicionamiento, con el promedio de producción antes de realizar dicho trabajo. Es importante resaltar que en el caso del campo Colorado la respuesta a estos trabajos declina rápidamente por la precipitación de parafina en la tubería de producción; por esta razón, los porcentajes se asignaron mediante la función $f(i.w.)$ ver, Figura 2.18.

Figura 2.18. Grafica de la función $f(i.w.)$.



Fuente: El Autor.

$$\text{Si } \frac{i.w.}{i.w.\cdot prom} \leq 1 : f(i.w.) = 0.1 \left(\frac{i.w.}{i.w.\cdot prom} \right)$$

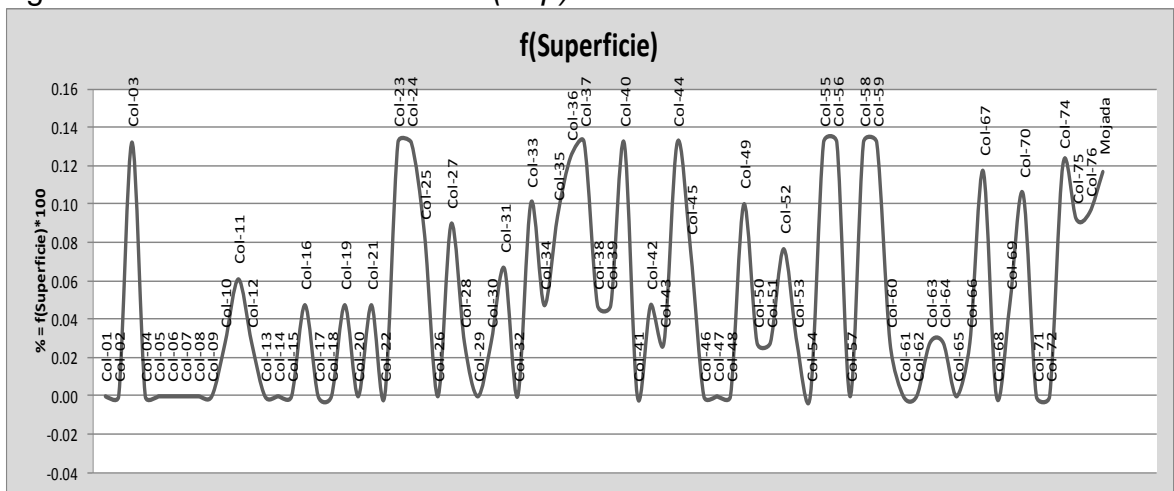
$$\text{Si } \frac{i.w.}{i.w.prom} > 1 : f(i.w.) = 0.1 \quad \text{Ecuación 2.8}$$

donde:

$$i.w.prom = \frac{\sum i.w.}{\#pozos} i.w.prom \neq 0$$

- **Superficie:** Este parámetro incluye el análisis de la información disponible sobre el estado actual, localización y cercanía entre los pozos, equipos disponibles, estado y vías de acceso; la distribución de porcentaje se realizó individualmente para cada pozo y en conjunto con el fin de determinar mejores prospectos para realizar el diseño (ver, Figura 2.19).

Figura 2.19. Grafica de la función $f(Sup)$.



Fuente: El Autor.

2.4.4 Clasificación:

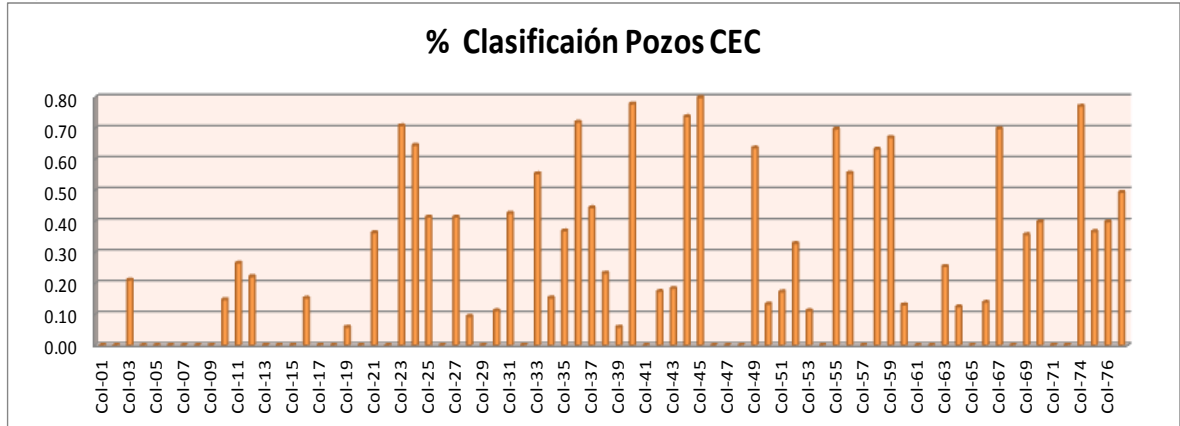
La Figura 2.20 y la Tabla 2.1 muestran los resultados obtenidos de después de aplicar la matriz de clasificación a todos los pozos del campo Colorado.

Tabla 2.1. Clasificación de los Pozos del Campo Colorado.

#	Pozo	% Selección	Qneta (bl/día)	Qg (Mpc/día)
1	Col-23	0.79	44	1
2	Col-40	0.78	17	112
3	Col-55	0.78	40	147
4	Col-56	0.78	12	18
5	Col-37	0.76	12	5
6	Col-59	0.75	24	38
7	Col-74	0.74	48	1
8	Col-36	0.78	20	10
9	Col-58	0.74	14	41
10	Col-24	0.72	19	19
11	Col-44	0.68	33	27
12	Col-03	0.61	52	0
13	Col-33	0.60	15	62
14	Col-76	0.60	4	3
15	Col-70	0.59	2	2
16	Col-45	0.55	16	4
17	Col-75	0.54	10	48
18	Col-67	0.54	93	33
19	Mojada	0.52	18	0
20	Col-49	0.52	27	0
#	P. Activos	28	554	779

Fuente: El Autor.

Figura 2.20. % Clasificación de los Pozos del Campo Colorado.



Fuente: El Autor.

La información de los pozos recopilada de la base de datos del campo escuela Colorado se presenta en el ANEXO A, los porcentajes obtenidos en cada parámetro de selección para cada uno de los pozos en el ANEXO B y la tabla de clasificación completa en el ANEXO C.

2.4.5 Análisis y selección de pozos:

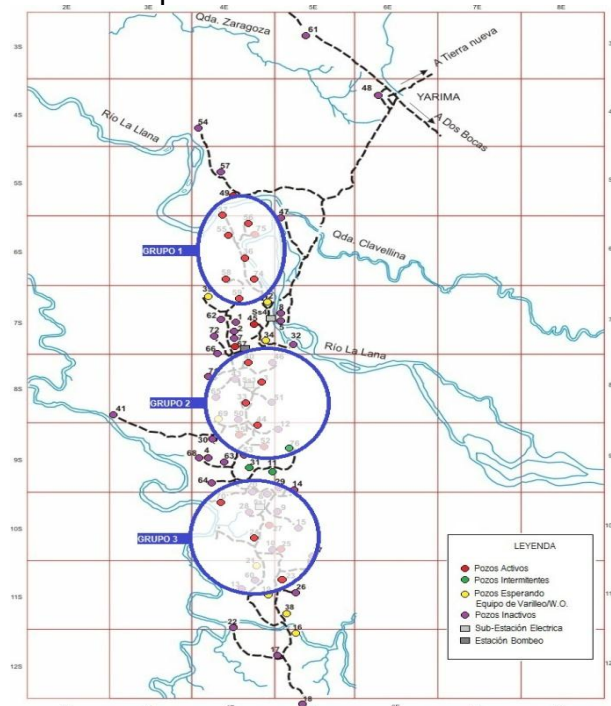
La viabilidad económica del sistema gas lift aumenta si la capacidad del compresor se destina a varios pozos a la vez; por esta razón, se distribuyeron los 15 pozos con mejor puntuación en 3 grupos para realizar el diseño de las instalaciones y los cálculos operacionales correspondientes (ver, Tabla 2.2 y Figura 2.21).

Tabla 2.2. Grupos con mejor prospecto para realizar el diseño.

Grupo	Pozo	% Selección	Q _{net} (bl/día)	Q _g (Mpc/día)
1	Col-36	0.74	20.0	10.00
	Col-37	0.76	12.0	5.00
	Col-55	0.78	40.0	147.00
	Col-56	0.78	12.0	18.00
	Col-58	0.74	14.0	41.00
	Col-59	0.75	24.0	38.00
	Col-74	0.74	48.2	1.00
2	Col-03	0.61	52.0	0.00
	Col-33	0.61	15.0	62.00
	Col-44	0.68	33.0	27.00
	Col-40	0.79	17.0	112.00
	Col-76	0.74	48.2	1.00
3	Col-23	0.79	44.0	1.00
	Col-24	0.73	19.0	19.00
	Col-70	0.60	2.0	2.00

Fuente: El Autor.

Figura 2.21 Ubicación de los pozos con Mejor Prospecto para Realizar el Diseño del sistema Gas Lift en el Campo Colorado.



Fuente: El Autor.

3 DISEÑO DEL SISTEMA GAS LIFT

Para establecer un esquema de levantamiento en particular y realizar los cálculos operacionales correspondientes, el ingeniero de producción debe tener pleno conocimiento de los principios básicos que rigen el movimiento de los fluidos, agua, aceite y gas en todas las partes del sistema de producción; además, debe ser capaz de interpretar la información disponible de las pruebas realizadas al campo para estimar el comportamiento de la formación o de un pozo en particular.

Los parámetros que se tienen en cuenta para realizar el análisis, definir el esquema y efectuar el diseño del levantamiento son:

- Profundidad y desviación del pozo.
- Diámetro de las tuberías de producción y revestimiento.
- Características de los fluidos.
- Relación Gas-Líquido (*RGL*).
- Relación Agua-Aceite (*GOR*).
- Comportamiento de la presión.
- Índice de productividad.
- Comportamiento de la producción.
- Problemas operacionales.
- Criterios económicos del campo.

3.1 CONSIDERACIONES TEÓRICAS

Estimar el comportamiento de la formación es fundamental para poder recuperar, medir, tratar, almacenar y transportar los fluidos de interés con la mayor eficiencia

al menor costo posible. Por esta razón, se describen, a continuación, las correlaciones y suposiciones teóricas necesarias para realizar el diseño del sistema gas lift y su aplicación en el Campo Colorado.

3.1.1 Índice de productividad*

Para que un pozo fluya debe existir una diferencia entre la presión en la cara de la formación P_s y la presión en el fondo del pozo P_{wf} ; esta diferencia se denomina abatimiento y se representa como:

$$\Delta P = P_s - P_{wf} \text{ [psi]} \quad \text{Ecuación 3.1}$$

La relación entre caudal q en (bl/día) y el abatimiento ΔP (psi) de un pozo se llama índice de productividad J , y se determina de la siguiente forma:

$$J = \frac{q}{\Delta P} = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{psi}} \right] \quad \text{Ecuación 3.2}$$

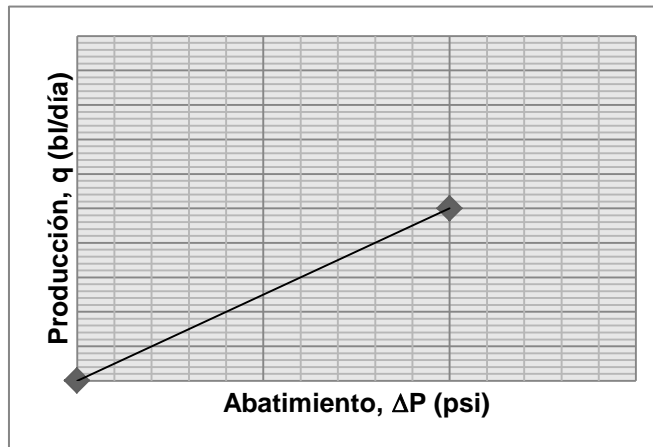
El índice de productividad está basado en la producción neta de líquidos, aceite y agua. Si el valor de J se toma como constante, independiente de la producción actual y P_s tiene un valor específico, la Ecuación 3.2 puede escribirse como:

$$q = J\Delta P \text{ [bl/día]} \quad , \text{o,} \quad P_{wf} = P_s - \frac{q}{J} \text{ [psi]}$$

* NIND, Op. cit., p. 71.

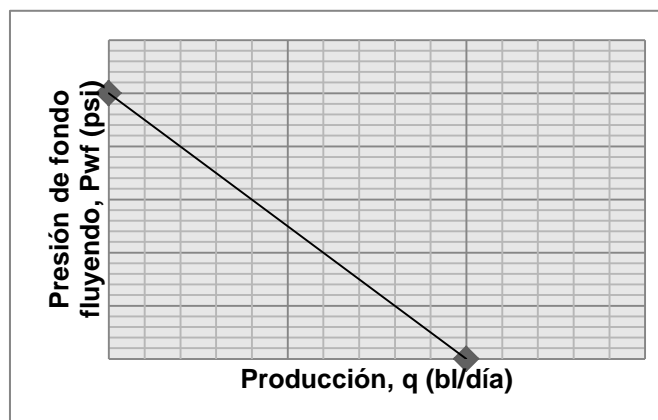
De las ecuaciones anteriores se puede obtener una relación del comportamiento de la producción q con determinada presión de fondo fluyendo P_{wf} ; la representación grafica de esta relación es el *IPR (inflow performance relationship)*, ver Figura 3.1 y Figura 3.2.

Figura 3.1. Grafica del la producción contra el abatimiento



Fuente: El Autor.

Figura 3.2 Representación gráfica del IP.



Fuente: El Autor

3.1.2 Cálculo de P_{wf} en pozos con bombeo Método de Walker modificado*

Es difícil estimar el comportamiento verdadero de la formación, debido a que no se cuenta con información confiable, completa o actualizada de las pruebas que relacionan la presión de fondo fluyendo P_{wf} con la producción q .

Para determinar la presión de fondo fluyendo P_{wf} en pozos con bombeo, este método considera que la densidad relativa promedio del fluido en el espacio anular es una constante bajo ciertas condiciones.

La Ecuación 3.3 permite calcular la presión de fondo fluyendo P_{wf} , si se conoce la profundidad a nivel de líquido en el anular H , la presión en el revestimiento CHP , la profundidad de la tubería de producción D , y la profundidad a la bomba D_B , de dos mediciones al pozo (ver, Figura 3.3).

$$P_{wf} = CHP + P_{Col.gas} + 0.443(D_B - H)\rho_{rel.prom} [psi] \quad \text{Ecuación 3.3}$$

donde:

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo. [psi]

CHP = Presión en el casing. [ft]

$P_{Col.gas}$ = Presión ejercida por la columna de gas. [psi]

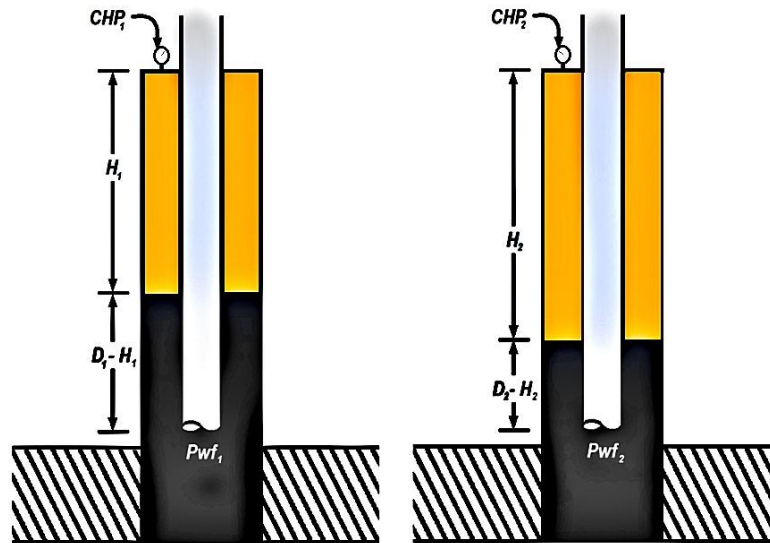
* Ibid., p. 342.

D_B = Profundidad a la bomba. [ft]

H = Profundidad a nivel de líquido en el anular. [ft]

$\rho_{rel.prom}$ = Cte. Densidad relativa promedio del fluido en el espacio anular.

Figura 3.3. Determinación de la presión en la entrada de la bomba



Fuente: El Autor.

La presión debida a la columna de gas $P_{Col.gas}$ puede ser despreciada o estimada mediante la función empírica publicada por de Gilbert, ver Ecuación 3.4

$$P_{Col.gas} = CHP \frac{(D/1000)^{1.5}}{100} [Psi] \quad \text{Ecuación 3.4}$$

donde:

D = Profundidad de la tubería de producción.

3.1.3 Incremento líquido en la tubería de producción*

Una formación con IP de J está produciendo por una tubería de área a en la sección transversal, una presión THP en el extremo superior de la tubería y un gradiente de presión vertical del fluido w . La longitud de la columna de líquido h en la tubería y la presión P que se ejerce en el extremo inferior, es decir, contra la formación pueden estimarse para un tiempo t medido en días si se conoce el caudal Q de producción. Ver Ecuación 3.5 y Ecuación 3.6 Ecuación 3.6.

$$h = \frac{5.614Q}{a} [ft] \quad \text{Ecuación 3.5}$$

$$P = THP + 5.614 \frac{w}{a} Q [psi] \quad \text{Ecuación 3.6}$$

Si se supone que las burbujas de gas libre que suben a través del líquido no tienen efecto sobre la producción (ver, Figura 3.4), entonces, el abatimiento de la presión de la formación es:

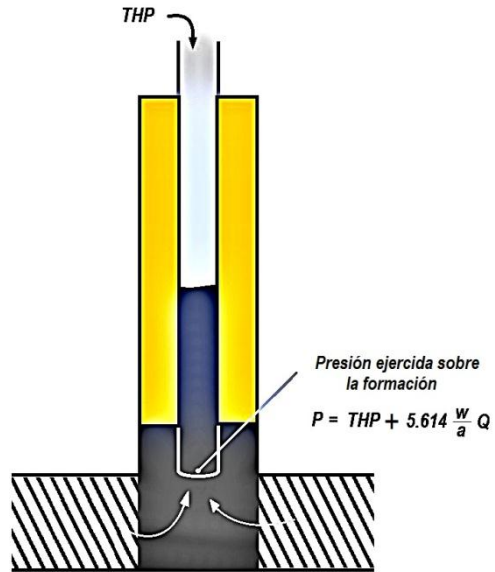
$$\Delta P = P_s - \left(THP + 5.614 \frac{w}{a} Q \right) [psi]$$

Lo que quiere decir que el caudal que está produciendo la formación por la tubería es:

$$q = J \left(P_s - THP - 5.614 \frac{w}{a} Q \right) \left[\frac{bl}{día} \right] \quad \text{Ecuación 3.7}$$

* Ibíd., p. 276.

Figura 3.4. Acumulación de líquido en la tubería de producción



Fuente: El Autor.

Si se deriva la Ecuación 3.7 con respecto al tiempo, teniendo en cuenta que $q = \frac{dQ}{dt}$

se tiene

$$\frac{dq}{dt} = -5.614 \frac{w}{a} q J$$

que al integrarla da

$$\ln q = -5.614 \frac{Jw}{a} t + C \quad \text{Ecuación 3.8}$$

donde C es una constante.

Si Q_m es el volumen mínimo de líquido en la tubería de producción, y si este volumen se presenta en el tiempo $t = 0$, entonces, por la Ecuación 3.6 la presión mínima contra la formación es

$$P_m = THP + 5.614 \frac{w}{a} Q_m [psi] \quad \text{Ecuación 3.9}$$

En tanto que el caudal (máximo) de producción q_m alcanzado por la formación en ese mismo tiempo es

$$q_m = J(P_s - P_m) \left[\frac{bl/día}{psi} \right] \quad \text{Ecuación 3.10}$$

si $q = q_m$ en $t = 0$, la Ecuación 3.8 queda

$$\ln q_m = C$$

de modo que

$$C = \ln J(P_s - P_m)$$

Si se sustituye este valor de C en la Ecuación 3.8

$$\ln q = -5.614 \frac{Jw t}{a} + \ln J(P_s - P_m)$$

de otra manera

$$q = J(P_s - P_m) \exp\left(-5.614 \frac{Jw}{a} t\right) \left[\frac{bl}{día} \right] \quad \text{Ecuación 3.11}$$

Si se sabe que el aumento $Q-Q_m$ en el volumen líquido en tubería es igual a $\int_0^t q dt$

se concluye que

$$Q - Q_m = \frac{a}{5.614w} (P_s - P_m) \left[1 - \exp\left(-5.614 \frac{Jw}{a} t\right) \right] \quad \text{Ecuación 3.12}$$

Si el sistema es tal que se purga n veces por día y el pozo se cierra eficazmente durante cada periodo de inyección, entonces, durante una fracción f cada día el pozo está cerrado. Teniendo en cuenta lo anterior el tiempo de producción en cada ciclo es $\frac{1-f}{n}$, la producción en cada ciclo es

$$\frac{a}{5.614w} (P_s - P_m) \left[1 - \exp\left(-5.614 \frac{Jw}{a} \frac{1-f}{n}\right) \right]$$

y la producción de líquido por día es

$$q = \frac{an}{5.614w} (P_s - P_m) \left[1 - \exp\left(-5.614 \frac{Jw}{a} \frac{1-f}{n}\right) \right] \quad \text{Ecuación 3.13}$$

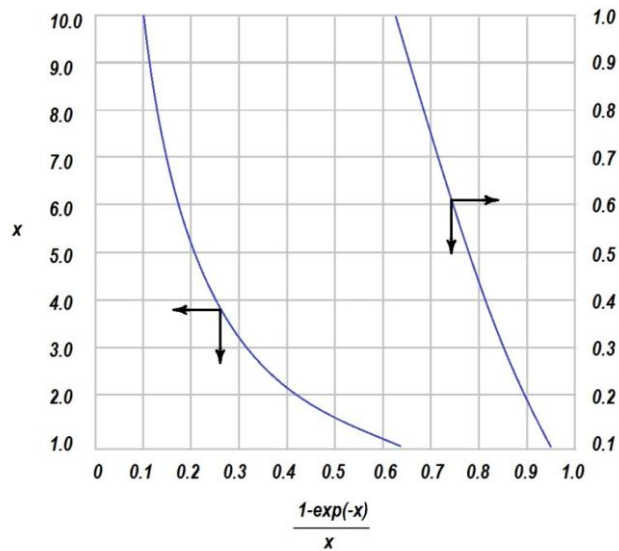
$$= J(P_s - P_m)(1-f) \frac{1-\exp(-x)}{x} \quad \text{Ecuación 3.14}$$

donde

$$x = 5.614 \frac{Jw}{a} \frac{1-f}{n} \quad \text{Ecuación 3.15}$$

La Figura 3.5 muestra la función $\left(\frac{1-\exp(-x)}{x}\right)$ para x entre 0.1 y 10. Para valores mayores de 10, la función está cercana a $\left(\frac{1}{x}\right)$, mientras que para valores de x menores de 0.1, $\left(1 - \frac{x}{2}\right)$ en una buena aproximación.

Figura 3.5. Grafica de la función $\left(\frac{1-\exp(-x)}{x}\right)$



Modificado de: NIND. T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. 2010. p 413.

3.1.4 Frecuencia y eficiencia óptimas de flujo*

Como se mencionó antes, durante el tiempo de inyección t_{iny} en cada ciclo, poca o ninguna producción tiene lugar desde la formación, de modo que la fracción f del día durante la cual el pozo está cerrado es:

* Ibíd., p. 279.

$$f = t_{iny}n$$

donde

n = numero de ciclos.

Esto da la posibilidad de que haya una frecuencia óptima, es decir, cierto número de ciclos por día que puedan llevar al máximo caudal de producción por baches líquidos.

Reemplazando en la Ecuación 3.13

$$q = \frac{a}{5.614w} n(P_s - P_m) \left[1 - \exp\left(-5.614 \frac{Jw}{a} \frac{1-t_{iny}n}{n}\right) \right] \quad \text{Ecuación 3.16}$$

$$q = J(P_s - P_m)(1 - t_{iny}n) \frac{1 - \exp(-x)}{x} \quad \text{Ecuación 3.17}$$

donde

$$x = 5.614 \frac{Jw}{a} \frac{1 - t_{iny}n}{n}$$

Si se supone que el volumen mínimo P_m es insensible al número de ciclos n , pero no a un intento de reducir el tiempo de inyección t_{iny} al incrementar la presión del gas con el objeto de obtener mayores velocidades del bache líquido, entonces, para cualquier pozo $J(P_s - P_m)$ puede considerarse como constante y la Ecuación 3.16 da

$$q = \frac{a}{5.614w} n(P_s - P_m) \left\{ 1 - \exp \left[-b \left(\frac{1}{n} - t_{iny} \right) \right] \right\} \quad \text{Ecuación 3.18}$$

donde

$$b = 5.614 \frac{Jw}{a} \quad \text{Ecuación 3.19}$$

de modo que la optimización de q en función de n , se resuelve por sí misma con la optimización de

$$f(n) = n \left\{ 1 - \exp \left[-b \left(\frac{1}{n} - t_{iny} \right) \right] \right\} \quad \text{Ecuación 3.20}$$

El óptimo puede encontrarse mediante las técnicas estándar de cálculo diferencial. Obteniendo las derivadas necesarias, se encuentra que n_{opt} está dado por

$$\exp\left(\frac{b}{n_{opt}}\right) = \left(1 + \frac{b}{n_{opt}}\right) \exp(t_{iny} b) \quad \text{Ecuación 3.21}$$

y el caudal máximo de producción es

$$q_{opt} = \frac{a(P_s - P_m)}{5.614w} \frac{b}{1 + b/n_{opt}} \quad \text{Ecuación 3.22}$$

3.1.5 RGL en función del tamaño del bache de líquido*

La presión en cabeza de pozo *THP* incrementa desde P_1 durante la acumulación del bache, hasta P_2 cuando se producen realmente los líquidos en superficie. El volumen de cada bache líquido, conforme alcanza la superficie es $\frac{q}{n}$ [bl], es decir, $5.614 \frac{q}{n}$ [ft³]. Este bache junto con *THP* durante la producción, ejercen una contrapresión que asciende a

$$P_2 + \frac{5.614q}{an} w \text{ [psi]}$$

sobre el gas que impulsa el bache a la superficie.

Por otra parte, cuando el bache está en el fondo del agujero y precisamente antes que comience a moverse hacia arriba por la tubería de producción, su volumen es $5.614 \left(\frac{q}{n} + Q_m \right)$ [ft³], cuando Q_m representa el resbalamiento en cada ciclo. Teniendo en cuenta lo anterior, la presión inmediatamente abajo del bache es

$$P_g = P_1 + \frac{5.614w}{a} \left(\frac{q}{n} + Q_m \right) \text{ [psi]} \quad \text{Ecuación 3.23}$$

Como la presión de inyección debe ser ligeramente mayor (33-40%) que la presión debida al bache de líquido, la presión de gas atrás del bache en la superficie es

* Ibíd., p. 288.

$$P_g = P_2 + \frac{4}{3} \left(\frac{5.614w q}{a n} \right) \quad \text{Ecuación 3.24}$$

Se supone que no hay cambio en la presión de la inyección de gas conforme el bache sube a la superficie.

Si V es el volumen ocupado por el gas en el pozo cuando el bache de líquido ha alcanzado la superficie, expresado en condiciones estándar es

$$\frac{1}{14.7} \left(P_2 + \frac{7.48w q}{a n} \right) V \text{ [Scf]}$$

Sin tomar en cuenta las variaciones de temperatura y supercompresibilidad; inmediatamente después de que se ha producido el bache de líquido, tiene lugar la producción de gas hasta que THP desciende a P_1 . El volumen de gas en el pozo, después de la producción del bache, es

$$\frac{1}{14.7} P_1 V \text{ [Scf]}$$

el volumen de gas producido con $\frac{q}{n}$ [bl] de líquido es

$$\frac{1}{14.7} \left(P_2 - P_1 + \frac{7.48w q}{a n} \right) V \text{ [Scf]}$$

y la RGL producida es

$$R = \left[(P_2 - P_1) \frac{n}{14.7q} + \frac{0.51w}{a} \right] V \left[\frac{\text{Scf}}{\text{bl}} \right] \quad \text{Ecuación 3.25}$$

3.2 APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO

La Tabla 3.1, la Tabla 3.2 y la Tabla 3.3 muestran la información empleada en los cálculos operacionales para la aplicación del sistema gas lift intermitente usando un pistón en el campo Colorado.

Tabla 3.1. Información Grupo 1.

GRUPO 1		Col 36	Col 37	Col 55	Col 56	Col 58		Col 59		Col 74
		11-01-12	11-01-12	11-01-12	11-01-12	10-01-12	29-02-12	10-01-12	29-02-12	17-01-12
Producción neta (bl/día)	<i>Q_{neta}</i>	20	12	40	12	20	14	25	24	48.2
índice de workover	<i>i.w</i>	1.43	1.50	3.25	3.04	2.72	2.72	3.00	3.00	1.52
°API	<i>°API</i>	39	39	39	39	39	39	39	39	39
Presión estática de fondo (psi)	<i>P_s</i>	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Presión en el casing (psi)	<i>CHP</i>	6.2	15.6	64.3	41.3	28.6	12.5	2.9	7.5	23.4
Presión en cabeza de pozo (psi)	<i>THP</i>	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Tubería de producción utilizada	<i>J55</i>	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8
Profundidad de la tubería de producción (ft)	<i>TVD</i>	2213	4621	4986.72	5146.75	4053	4053	4500	4500	4985
Gradiente de presión de la formación (psi/ft)	<i>w</i>	0.322	0.316	0.225	0.242	0.322	0.322	0.246	0.246	0.255
Profundidad a nivel de líquido (ft)	<i>H</i>	772.8	1749.63	974.45	3347.88	2280.32	288.91	1765.33	1998.7	4642.05
Sumergencia Total (ft)		1440	2871	4012	1799	1773	2126	2735	2501	343
Sumergencia Efectiva (ft)		1129	2257	900	931	1773	634	824	785	111
Presión de fondo fluyendo (<i>P_{wf}</i> (psi))	<i>P_{wf}</i>	419.9	759.6	549.6	563.6	498.2		341.1		163.9

Fuente: El Autor.

Tabla 3.2. Información Grupo 2.

GRUPO 2		Col 03	Col 33	Col 40	Col 44	Col 76			
		17-01-12	29-02-11	16-01-12	16-01-12	29-02-12	16-01-12	29-02-121	16-01-12
Producción neta (bl/día)	<i>Q_{neta}</i>	51	52	15	30.2	17	40	33	4
índice de workover	<i>i.w</i>	1.95	1.95	1.06	2.80	2.80	2.24	2.24	2.90
°API	°API	39	39	39	39	39	39	39	39
Presión estática de fondo (psi)	<i>P_s</i>	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1541.4
Presión en el casing (psi)	<i>CHP</i>	39.7	36.6	9.9	42.2	40.3	50	43.6	0.2
Presión en cabeza de pozo (psi)	<i>THP</i>	50	25	50	50	45	50	50	50
Tubería de producción utilizada	<i>J55</i>	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8
Profundidad de la tubería de producción (ft)	<i>TVD</i>	5608	5608	4498	5204	5204	5408	5408	5833
Gradiente de presión de la formación (psi/ft)	<i>w</i>	0.233	0.233	0.225	0.247	0.247	0.227	0.227	0.224
Profundidad a nivel de líquido (ft)	<i>H</i>	4824.91	5302.96	2277.37	3507.47	3757.74	3390.71	5065.35	4051.41
Sumergencia Total (ft)		783	343	2221	1697	1446	2017	343	1782
Sumergencia Efectiva (ft)		204	111	585	444	388	691	111	1499
Presión de fondo fluyendo <i>P_{wf}</i> (psi)	<i>P_{wf}</i>	173.7		469.8	392.4		318.3		649.9

Fuente: El Autor.

Tabla 3.3. Información Grupo 3

GRUPO 3		Col 23	Col 24	Col 70	
		10-01-12	16-01-12	16-01-12	29-02-12
Producción neta (bl/día)	<i>Q_{neta}</i>	44	19	1	2
índice de workover	<i>i.w</i>	1.31	1.90	1.51	1.51
°API	°API	39	39	39	39
Presión estática de fondo (psi)	<i>P_s</i>	1200	1200	1204.6	1200
Presión en el casing (psi)	<i>CHP</i>	0.3	32	85.7	80
Presión en cabeza de pozo (psi)	<i>THP</i>	50	50	50	50
Tubería de producción utilizada	<i>J55</i>	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8
Profundidad de la tubería de producción (ft)	<i>TVD</i>	3400	3753	4235	4235
Gradiente de presión de la formación (psi/ft)	<i>w</i>	0.233	0.213	0.217	0.217
Profundidad a nivel de líquido (ft)	<i>H</i>	1518.69	1810.68	3152.88	2951.93
Sumergencia Total (ft)		1881	1942	1082	1283
Sumergencia Efectiva (ft)		1831	1288	1044	1283
Presión de fondo fluyendo <i>P_{wf}</i> (psi)	<i>P_{wf}</i>	614.5	606	773.1	

Fuente: El Autor.

A continuación se describe el procedimiento realizado para establecer la frecuencia óptima del ciclo de levantamiento, el tiempo de inyección, el volumen y la presión de gas requerida para la operación, la producción de aceite esperada y la presión en cabeza durante el arribo del pistón a superficie en el pozo Col-59.

3.2.1 Cálculo de la presión de fondo fluyendo *P_{wf}* actual

Profundidad de la bomba en la primera medición

$$D_{B1} = TVD - (Sum.Total_1 + Sum.Efectiva_1)$$

$$= 4500 - (2735 - 8243)$$

$$D_{B1} = 2589 [ft]$$

En la segunda medición

$$D_{B2} = 2784 [ft]$$

Utilizando la Ecuación 3.4 se calculó la presión de la columna de gas en la primera medición

$$P_{Col.gas1} = 2.9 \frac{\left(\frac{4500}{1000}\right)^{1.5}}{100}$$

$$P_{Col.gas1} = 0.306 [Psi]$$

En la segunda medición

$$P_{Col.gas2} = 0.791 [Psi]$$

Despejando de la Ecuación 3.3 y utilizando la presión de fondo fluyendo en la primera medición, se calcula la densidad relativa promedio del fluido en el espacio anular

$$\rho_{rel.prom} = \frac{P_{wf1} - CHP_1 + P_{Col.gas1}}{0.443(D_{B1} - H_1)}$$

$$\rho_{rel.prom} = \frac{341.1 - 2.9 + 0.306}{0.443(2589 - 1765.33)}$$

$$\rho_{rel.prom} = 0.947$$

Utilizando nuevamente la Ecuación 3.3 con los valores de la segunda medición y $\rho_{rel.prom}$ hallada, se calcula la presión de fondo fluyendo, actual

$$P_{wf2} = 7.5 + 0.791 + 0.443(2784 - 1998.7)(0.947) [psi]$$

$$P_{wf2} = 330.44 [psi]$$

3.2.2 Cálculo de J ,

Utilizando la Ecuación 3.2

$$J = \frac{72}{(1200 - 330.44)}$$

$$J = 0.0828 \left[\frac{bl/día}{psi} \right]$$

3.2.3 Determinación de la frecuencia y eficiencia óptimas de ciclo

Cálculo del volumen Q_m de resbalamiento en el sistema gas lift intermitente usando un pistón

$$Q_m = 0.005 \frac{Q_{neta} TVD}{1000}$$

$$Q_m = 0.005 \frac{(72 * 4500)}{1000}$$

$$Q_m = 1.62 [bl]$$

Cálculo del área transversal de la tubería de producción $a = \Pi \left(\frac{I.D.}{2} \right)^2$

Tabla 3.4. Especificaciones de la Tuberías de Producción J-55

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

Modificado de: [oilproduction.net](http://www.oilproduction.net/02tubings.htm) Disponible en

De la Tabla 3.4, el ID para la tubería de producción 2 7/8 J-55 es 2.441 pulg.

$$a = \Pi \left(\frac{2.441}{24} \right)^2$$

$$a = 0.0325[ft]$$

Cálculo de la presión mínima, Ecuación 3.9 modificada para el uso del pistón en el sistema

$$P_m = THP + 5.614 \frac{w}{a} Q_m + W_{pistón}$$

$$P_m = 50 + 5.614 \left(\frac{0.246}{0.0325} \right) (1.62) + 11$$

$$P_m = 129.93[psi]$$

De la Ecuación 3.19

$$b = 5.614 \frac{0.0828 * 0.246}{0.0325}$$

$$b = 3.523$$

Cálculo del tiempo de inyección

$$t_{iny} = \frac{TVD}{Vel_{pistón}}$$

La velocidad promedio del pistón es 900 [ft/min]

$$t_{iny} = \frac{4500}{(900 \cdot 1440)}$$

$$t_{iny} = 0.00347 \text{ [días]} \text{ ó } 5 \text{ [min]}$$

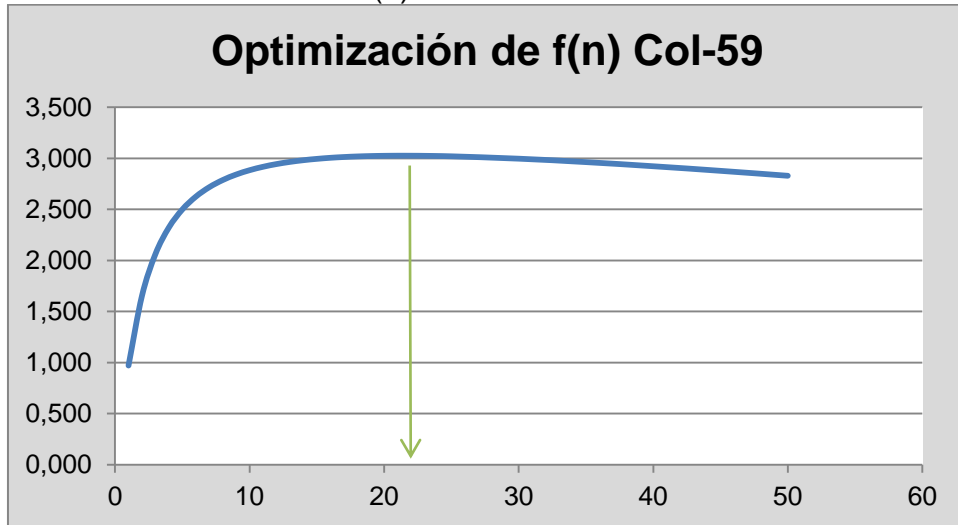
Cálculo de ciclos óptimos n_{opt} mediante la optimización de la función $f(n) = n \left\{ 1 - \exp \left[-b \left(\frac{1}{n} - t_{iny} \right) \right] \right\}$ Ecuación 3.20, ver, Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Determinación de la función $f(n)$ para diversos valores de n

n	1/n	1/n - tiny	exp[-b (1/n - tiny)]	1 - exp[-b (1/n - tiny)]	f(n)
1	1.000000	0.996528	0.029864	0.970136	0.970
2	0.500000	0.496528	0.173871	0.826129	1.652
3	0.333333	0.329861	0.312792	0.687208	2.062
4	0.250000	0.246528	0.419537	0.580463	2.322
5	0.200000	0.196528	0.500356	0.499644	2.498
10	0.100000	0.096528	0.711698	0.288302	2.883
12	0.083333	0.079861	0.754742	0.245258	2.943
15	0.066667	0.063194	0.800390	0.199610	2.994
18	0.055556	0.052083	0.832345	0.167655	3.018
20	0.050000	0.046528	0.848798	0.151202	3.024
21	0.047619	0.044147	0.855949	0.144051	3.025
22	0.045455	0.041982	0.862501	0.137499	3.025
23	0.043478	0.040006	0.868528	0.131472	3.024
24	0.041667	0.038194	0.874090	0.125910	3.022
25	0.040000	0.036528	0.879238	0.120762	3.019
30	0.033333	0.029861	0.900134	0.099866	2.996
35	0.028571	0.025099	0.915364	0.084636	2.962
40	0.025000	0.021528	0.926955	0.073045	2.922

Fuente: El Autor.

Figura 3.6. Grafica de la función f(n)



Fuente: El Autor.

$$n_{opt} = 21 \text{ ciclos}$$

Cálculo del caudal óptimo de producción q_{opt} Ecuación 3.22

$$q_{opt} = \frac{a(P_s - P_m)}{5.614w} \frac{b}{1 + b/n_{opt}}$$

$$= \frac{0.0325(1200 - 129.93)}{5.614 * 0.246} * \frac{3.523}{1 + \left(\frac{3.523}{21}\right)}$$

$$q_{opt} = 75.87 \text{ [bl]}$$

% del potencial de producción en el pozo Col-59

$$= \frac{q_{opt}}{J * P_s} * 100$$

$$= \frac{75.87}{0.0828 * 1200} * 100$$

Potencial de producción con gas lift = 76.36%

Potencial de producción actual bombeo mecánico = 24.15%

$$Q_{gas\ lift} - Q_{bombeo\ mecánico} = 51.87 [bl]$$

3.2.4 Cálculo del volumen de gas para la inyección

Cálculo de la presión del gas de inyección P_{iny} Ecuación 3.23 modificada

$$P_{iny} = P_1 + \frac{4}{3} \left[\frac{5.614w}{a} \left(\frac{q}{n} + Q_m \right) + W_{pistón} \right]$$

$$P_{iny} = 50 + \frac{4}{3} \left[\frac{5.614 * 0.246}{0.0325} \left(\frac{75.87}{21} + 1.62 \right) + 11 \right]$$

$$P_{iny} = 361.57 [psi]$$

Cálculo de la presión en cabeza de pozo *THP* durante la producción del bache en superficie Ecuación 3.24

$$P_g = P_2 + \frac{5.614w}{a} \frac{q}{n} + W_{pistón}$$

$$P_2 = 361.57 - \frac{5.614 * 0.246}{0.0325} \left(\frac{75.87}{21} \right) - 11$$

$$P_2 = 196.83 \text{ [psi]}$$

RGL producida Ecuación 3.25

$$R = \left[(P_2 - P_1) \frac{n}{14.7q} + \frac{0.51w}{a} \right] V$$

$$= \left[(196.83 - 50) \frac{21}{14.7 * 75.87} + \frac{0.51 * 0.246}{0.0325} \right] (0.0325 * 4500)$$

$$R = 968.32 \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$$

Cálculo del volumen de gas requerido para realizar el levantamiento q_{iny}

$$q_{iny} = R * q_{opt}$$

$$q_{iny} = 968.32 * 75.87$$

$$q_{iny} = 73469.4 \text{ ft}^3$$

Resumen Col-59:

Pozo	n _{opt}	t _{iny} (min)	q _{iny} (Mpc/día)	P _{iny} (psi)	THP2 (psi)	q _{opt} (bl/día)	Δq (bl/día)
Col-59	21	5	73.469	215.358	196.83	75.87	51.87

Fuente: El Autor.

3.2.5 Resultados

La Tabla 3.6 presenta los resultados obtenidos en los 3 grupos de pozos con mejor potencial para la aplicación de gas lift intermitente usando un pistón.

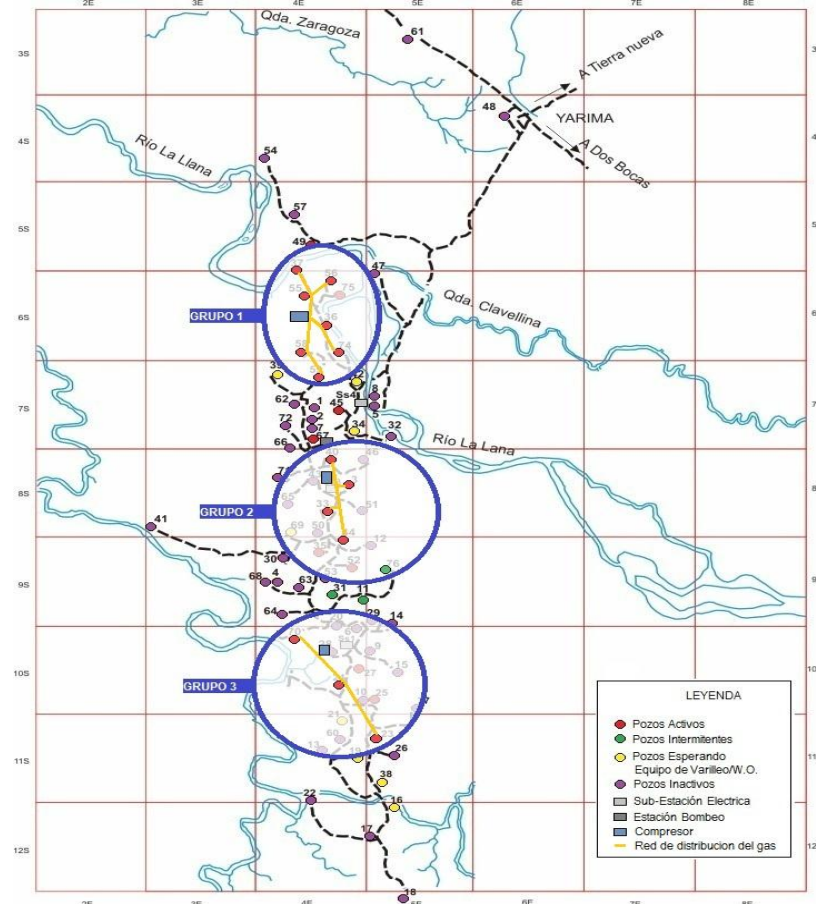
Tabla 3.6. Requerimientos Operacionales del Sistema Gas Lift Intermitente Usando un Pistón en el campo colorado.

Grupo	Pozo	n _{opt}	t _{iny} (min)	q _{iny} (Mpc/día)	P _{iny} (psi)	THP2 (psi)	q _{opt} (bl/día)	Δq (bl/día)
1	Col-36	24	2.459	20.392	205.407	106.478	37.888	17.888
	Col-37	17	5.134	43.420	267.852	127.196	40.325	28.325
	Col-55	29	5.541	169.018	518.506	293.279	159.626	119.626
	Col-56	17	5.719	54.678	298.426	151.403	55.241	43.241
	Col-58	23	4.503	63.596	320.146	160.518	61.374	47.374
	Col-59	21	5.000	73.469	361.566	196.826	75.873	51.873
	Col-74	19	5.539	75.308	371.066	210.814	64.291	16.091
Σ				499.882			494.617	324.417
2	Col-03	19	6.231	103.566	419.196	238.142	80.168	28.168
	Col-33	11	4.998	17.098	190.528	99.049	22.746	7.746
	Col-40	16	5.782	57.066	318.945	166.403	53.005	36.005
	Col-44	17	6.009	69.925	358.019	205.489	61.276	28.276
	Col-76	7	6.481	16.736	213.583	104.004	17.809	13.809
Σ				264.390			235.004	114.004
3	Col-23	26	3.778	58.406	311.422	154.848	93.911	49.911
	Col-24	19	4.170	36.673	254.544	126.095	60.567	41.567
	Col-70	8	4.706	7.400	141.429	75.258	11.759	9.759
Σ				102.479			166.237	101.237

Fuente: El Autor.

La **Figura 3.7** presenta el esquema de la red de distribución de gas a alta presión.

Figura 3.7. Red de Distribución de Gas a Alta Presión.



Fuente: El Autor.

3.2.6 Potencia del compresor*

$$Potencia = P_0 V_0 \frac{\mathcal{R}}{\mathcal{R} - 1} \frac{T_1}{T_0} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{0.2} - 1 \right] [pie - lb/seg]$$

* Ibid., p. 220.

ó

$$Potencia = 0.233 * M \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{0.2} - 1 \right] [hp] \text{ Ecuación 3.26}$$

$$Potencia \text{ Compresor grupo 1} = 0.233 * 499.882 \left[\left(\frac{371.066}{64.7} \right)^{0.2} - 1 \right]$$

$$= 50.05 [hp] \text{ Teórico}$$

$$\approx 67 [hp] \text{ Practico}$$

$$Potencia \text{ Compresor grupo 2} = 0.233 * 264.390 \left[\left(\frac{419.196}{64.7} \right)^{0.2} - 1 \right]$$

$$= 28.57 [hp] \text{ Teórico}$$

$$\approx 37.5 [hp] \text{ Practico}$$

$$Potencia \text{ Compresor grupo 3} = 0.233 * 73.536 \left[\left(\frac{311.422}{64.7} \right)^{0.2} - 1 \right]$$

$$= 9.13 [hp] \text{ Teórico}$$

$$\approx 12.5 [hp] \text{ Practico}$$

4 ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero es el estudio de todos los factores que influyen en la viabilidad económica de un proyecto; consiste en un proceso dinámico que se basa en varios criterios económicos para la selección entre diferentes alternativas de inversión. En la industria del petróleo existen dos términos relevantes para realizar el análisis financiero de un proyecto en particular: los costos capitales CAPEX y los costos de operación OPEX. Los costos Capitales CAPEX están asociados con exploración, perforación, completamiento, sistema de levantamiento artificial, facilidades, instalaciones adicionales para manejo de los residuos de producción, equipos y pozos de inyección. Los costos de operación o OPEX incluyen los costos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores, personal de mantenimiento, y ambientales, entre otros.

4.1 Los indicadores económicos *

Los indicadores económicos en los que se basa un estudio de factibilidad son:

➤ Flujo de Efectivo

El flujo de efectivo es la diferencia entre el total de efectivo que se recibe (ingresos) y el total de desembolsos (egresos) para un periodo de tiempo dado. En la estimación de flujo de efectivo se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio

* Gottfried, Byron., Sepúlveda, Jose. & Soufer, William. Ingeniería Económica. Junio 1992.

fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

➤ Valor Presente Neto

El valor presente neto o VPN se define como la diferencia entre los ingresos netos actualizados y la inversión actualizada; ingresos que se esperan genere el proyecto menos el costo asociado para llevarlos a cabo y que se asume que se pagará al inicio del proyecto. Cuando una cantidad futura se lleva a valor presente la magnitud es siempre menor, por esta razón los cálculos del valor presente se denominan métodos de flujo de efectivo descontado FED, y a la tasa de interés para realizar estos cálculos se le denomina tasa de descuento.

$$VPN = -|FE_0| + \sum_{j=1}^n FE_j (P/F, i\%, j) \quad \text{Ecuación 4.1}$$

donde:

FE_0 = Flujo de efectivo inicial (desembolso de capital).

FE_j = Flujo de efectivo restante (ingresos).

$(P/F, i\%, j)$ = Factor del valor presente de un pago único = $(1 + i)^{-j}$.

$i\%$ = Tasa de interés (fracción).

n = Periodo de tiempo (años).

En la Ecuación 4.1 se puede observar que el VPN es positivo si y sólo si el valor total de los ingresos excede la cantidad invertida.

➤ Tasa Interna de Retorno

La tasa interna de retorno o tasa de rendimiento para una serie de flujos de efectivo es el valor particular i^* , de la tasa de interés para el cual el VPN se hace cero. Así, si se grafica el VPN como una función de i , usando la Ecuación 4.1, tasa i^* sera el punto en el que la curva intersecta al eje i de las tasa de interés. De forma alternativa, se puede encontrar, por prueba y error, interpolando o mediante un proceso iterativo.

➤ Periodo de Recuperación

El periodo de recuperación o Pay-Black, es el tiempo requerido para recuperar una inversión inicial, sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo.

$$PR = \frac{|FE_0|}{\text{Ingreso anual}} \quad \text{Ecuación 4.2}$$

➤ Razón Beneficio-Costo

La razón beneficio-costo se usa con frecuencia para evaluar un proyecto con relación a su costo.

$$B/C = \frac{B-D}{c} \quad \text{Ecuación 4.3}$$

donde

B = Valor equivalente de los beneficios del proyecto.

D = Valor equivalente de las desventajas del proyecto.

C = Costo neto del proyecto.

Evaluados usando el valor presente neto.

De manera similar el valor del beneficio neto VBN se define como:

$$VBN = B - D - C \quad \text{Ecuación 4.4}$$

➤ Eficiencia Sobre la Inversión

La eficiencia sobre la inversión (J) es un indicador económico utilizado por Ecopetrol S. A. durante el proceso de decisión y determina la viabilidad del proyecto; este indicador no debe ser mayor que 0.45, si se desea realizar el proyecto de inversión.

4.2 APLICACIÓN AL CAMPO ESCUELA COLORADO

El sistema gas lift intermitente usando un pistón es una alternativa económica que permite incrementar la tasa de producción diaria de hidrocarburos en el campo, eliminar las intervenciones y tratamientos químicos realizados al pozo para eliminar la parafina en la tubería de producción y disponer de forma eficiente el gas producido.

4.2.1 Cálculo del costo de un sistema gas lift intermitente

Los costos relacionados con el sistema gas lift incluyen el capital, los gastos de establecimiento y la administración para adquirir e instalar el equipo y los costos de operación y mantenimiento del sistema.

- Costos de capital, instalación y puesta en marcha (CAPEX).

La instalación básica de un sistema gas lift cuesta entre 30,000 y 40,000 USD. La instalación de la tubería, las válvulas, el controlador y el ensamble del impulsor del pistón. Previamente debe realizarse un trabajo de reacondicionamiento que elimine las obstrucciones en la tubería interna por un costo de USD 10,000 en pozos someros 1,500 ft. La puesta en marcha incluye la limpieza para eliminar líquidos del pozo, la acidización para eliminar escamas y minerales y limpiar perforaciones, extraer los desechos del pozo y otras operaciones misceláneas de limpieza del pozo que pueden fluctuar entre 1500 y 5,000 USD.

- Costos de Operación (OPEX)

El mantenimiento de este sistema requiere la inspección de rutina del lubricante y del pistón; estos accesorios necesitan reemplazarse cada 6 meses a 12 meses, a un costo aproximado de USD 2000 a USD 5,000 al año; los demás componentes se inspeccionan anualmente. El consumo de energía eléctrica (USD 0.147/KWh) o de combustible requerido para generar la potencia y realizar la inyección (compresor) también se incluye en los costos de operación.

4.2.2 Cálculo de las ventajas económicas del sistema

Las ventajas económicas relacionados con la aplicación del sistema gas lift incluyen:

- El ingreso derivado del aumento de la producción.
 - Ingreso derivado de las emisiones de metano que se evitan.
 - Los costos en tratamientos químicos y servicio a pozo para el tratamiento de parafinas.
 - El valor de rescate de equipos desplazados.
- Ingreso derivado del aumento de producción

El beneficio económico más importante es el aumento en la producción diaria de crudo; los resultados del diseño señalan que en los 15 pozos con mejor potencial para la aplicación del sistema se podría incrementar la producción desde 314 BOPD hasta 774 BOPD, es decir, 460 BOPD mas que con el sistema actual bombeo mecánico.

De acuerdo con el precio referencia del crudo Colombiano – Caño Limón y la declinación en la producción en el campo Colorado corresponde al 15%EA, el valor anual obtenido del incremento en la producción diaria de crudo se calculó de la siguiente forma para el primer año:

$$\text{incremento en flujo diario de aceite Bbl} * 30 \text{ dias} * 12 \text{ meses} * \frac{USD89.36}{Bbl} * 0.85$$

Ecuación 4.5

- Ingreso derivado de las emisiones que se evitan

Las emisiones de gas que se evitan varían de acuerdo con el pozo que recibe reparación en particular, pero un estimativo aceptable es 0.5625* veces la tasa sostenida de flujo de gas. De acuerdo con la información recopilada, la duración de los servicios a pozo pueden fluctuar entre 6 y 12 horas y se lleva a cabo una vez al mes. El valor anual de las emisiones de gas que se evitan se calcula de la siguiente forma:

$$\left(\frac{0.5625 * \text{tasa de flujo diario de gas Mcf}}{24 \text{ horas/día}} \right) * 12 \text{ meses} * \text{USD } 3/\text{Mcf}$$

Ecuación 4.6

Para determinar con precisión las emisiones que se evitarían, se recomienda realizar la medición en campo para proporcionar los datos necesarios.

- Costos que se evitan y beneficios adicionales

Entre los costos que se evitan y beneficios adicionales se encuentra la eliminación de tratamientos químicos por un costo de USD 12,000 por pozo al año, la reducción de las intervenciones a pozo para eliminar la parafina en la tubería de producción por un costo de USD 30,000 y la disminución de consumo de energía eléctrica.

* Factor recomendado de emisiones de metano reportado en el estudio conjunto de GRI/EPA. Methane Emissions From the Natural Gas Industry, Volume 7.

4.2.3 Escenario 1

Este escenario corresponde al análisis financiero del sistema gas lift en los 7 pozos del grupo 1; la producción neta es de 170.2 BPD y todos los pozos funcionan con Bombeo Mecánico. Los resultados del diseño señalan que la producción neta de fluidos se podría incrementar en 2.9 veces la producción actual, es decir, 324.4 BPD (269.7BOPD debido al corte de agua). Para que el sistema funcione eficientemente se requiere un compresor con una potencia de 67 Hp y un caudal de gas de 500 Mpc/día (ver, Tabla 4.1).

Tabla 4.1. Resumen Diseño Producción Grupo 1.

Grupo	Pozo	Qneta (bl/día)	qiny (Mpc/día)	qopt (bl/día)	Δq (bl/día)	qo BM (bl/día)	qo LAG (bl/día)	Δqo (bl/día)
1	Col-36	20.000	20.392	37.888	17.888	20.000	37.888	17.888
	Col-37	12.000	43.420	40.325	28.325	7.000	23.523	16.523
	Col-55	40.000	169.018	159.626	119.626	36.000	143.663	107.663
	Col-56	12.000	54.678	55.241	43.241	10.500	48.335	37.835
	Col-58	14.000	63.596	61.374	47.374	9.000	39.455	30.455
	Col-59	24.000	73.469	75.873	51.873	20.000	63.227	43.227
	Col-74	48.200	75.308	64.291	16.091	48.200	64.291	16.091
Σ		170.200	499.882	494.617	324.417	150.700	420.382	269.682

Fuente: El Autor.

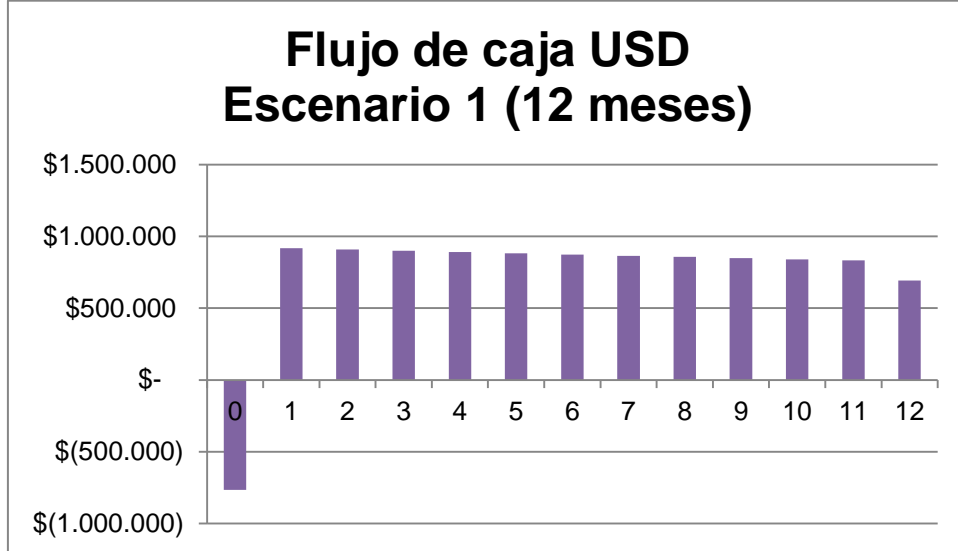
La Tabla 4.2 y la Tabla 4.3 muestran el análisis financiero del sistema gas lift intermitente usando un pistón en el grupo 1. En el análisis no se tuvo en cuenta el valor de las emisiones de metano evitadas porque el campo no cuenta con la infraestructura necesaria para realizar la venta del gas producido; tampoco se tuvo en cuenta el costo de rescate de la unidad de bombeo mecánico (entre 10,000 y 32,000 USD por equipo), ni la disminución del consumo de energía eléctrica (entre 10 y 40 USD por día).

Tabla 4.3. Análisis Financiero del Sistema Gas Lift en el Campo Colorado 5 Años, Escenario 1.

Análisis financiero Gas Lift Intermitente usando un pistón Campo Colorado Escenario 1 (5 años)							
Tiempo (meses)	0	1	2	3	4	5	
Valor del Incremento en la Producción con Gas Lift.		\$ 8,070,651	\$ 6,860,054	\$ 5,831,046	\$ 4,956,389	\$ 4,212,930	
Obras Civiles	\$ (60,000)						
Tubería e Instalación de la red de recolección de gas	\$ (120,000)						
Workover pre-instalación	\$ (280,000)						
Equipo del sistema, compresor y puesta en marcha	\$ (265,000)						
Producción detenida por instalación (3 días por pozo)	\$ (40,237)						
Mantenimiento del sistema		\$ (35,000)	\$ (35,000)	\$ (35,000)	\$ (35,000)	\$ (35,000)	
Producción detenida por mantenimiento (2 día por pozo)		\$ (41,800)	\$ (41,800)	\$ (41,800)	\$ (41,800)	\$ (41,800)	
Costo de energía eléctrica		\$ (57,154)	\$ (57,154)	\$ (57,154)	\$ (57,154)	\$ (57,154)	
Supervisión Ingenieril		\$ (180,000)	\$ (180,000)	\$ (180,000)	\$ (180,000)	\$ (180,000)	
Imprevistos		\$ (55,360)	\$ (55,360)	\$ (55,360)	\$ (55,360)	\$ (55,360)	
Tratamientos químicos que se evitan		\$ 84,000	\$ 84,000	\$ 84,000	\$ 84,000	\$ 84,000	
Servicio a pozo Evitados para limpiar la parafina.		\$ 2,520,000	\$ 2,520,000	\$ 2,520,000	\$ 2,520,000	\$ 2,520,000	
Flujo de caja USD (ver, Figura 4.2)	\$ (765,237)	\$ 10,305,337	\$ 9,094,740	\$ 8,065,732	\$ 7,191,075	\$ 6,447,616	
WTI USD89.43			Declinación en la producción 15%E.A			Energía Eléctrica USD0.147/KW-h	
Indicadores Económicos							
	VPN, i*10 % E.A.				\$ 31'094,532		
	VPN, i*15 % E.A.				\$ 27'693,330		
	VPN, i*20 % E.A.				\$ 24'865,075		
	Periodo de recuperación		0.0186(años)			1.12(meses)	
	Eficiencia de la inversión					0.0608	

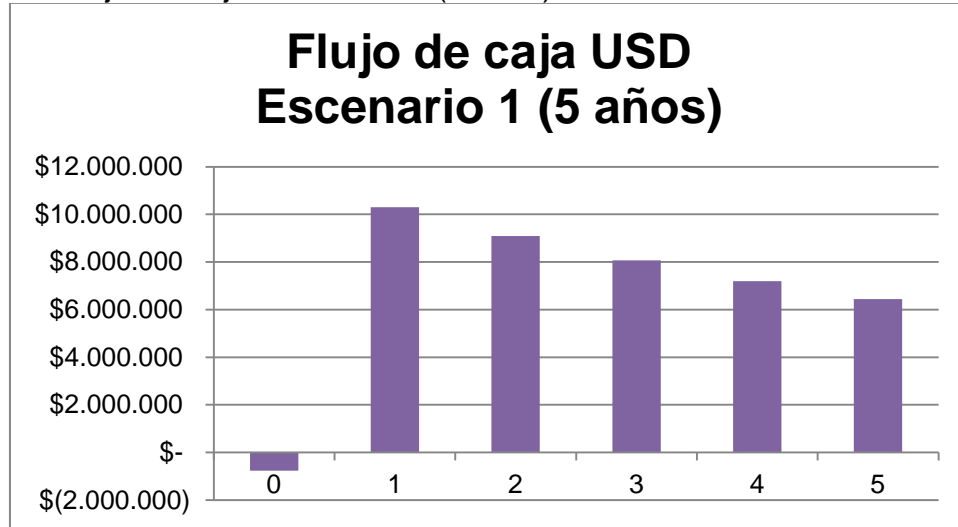
Fuente: El Autor.

Figura 4.1. Flujo de Caja Escenario 1 (12 meses).



Fuente: El Autor.

Figura 4.2. Flujo de Caja Escenario 1 (5 años).



Fuente: El Autor.

Los indicadores económicos obtenidos del análisis financiero para la aplicación del sistema gas lift en el grupo 2 son favorables; el periodo de recuperación es de 2 meses, la eficiencia de inversión es menor al 0.45 y a una tasa de interés del 20% el VPN es 24'865,075 USD. El proyecto es viable.

4.2.4 Escenario 2

Este escenario corresponde al análisis financiero del sistema gas lift en los 5 pozos del grupo 2; la producción neta es de 121 BPD y todos los pozos funcionan con Bombeo Mecánico. Los resultados del diseño señalan que la producción neta de fluidos se podría incrementar en 1.9 veces la producción actual, es decir, 114 BOPD. Para que el sistema funcione eficientemente se requiere un compresor con una potencia de 37.5 Hp y un caudal de gas de 265 Mpc/día (ver, Tabla 4.4).

Tabla 4.4. Resumen Diseño Producción Grupo 2.

Grupo	Pozo	Qneta (bl/día)	qiny (Mpc/día)	qopt (bl/día)	Δq (bl/día)	qo BM (bl/día)	qo LAG (bl/día)	Δqo (bl/día)
2	Col-03	52.000	103.566	80.168	28.168	52.000	80.168	28.168
	Col-33	15.000	17.098	22.746	7.746	15.000	22.746	7.746
	Col-40	17.000	57.066	53.005	36.005	17.000	53.005	36.005
	Col-44	33.000	69.925	61.276	28.276	33.000	61.276	28.276
	Col-76	4.000	16.736	17.809	13.809	4.000	17.809	13.809
Σ		121.000	264.390	235.004	114.004	121.000	235.004	114.004

Fuente: El Autor.

La Tabla 4.5 y Tabla 4.6 muestran el análisis financiero del sistema gas lift intermitente usando un pistón en el grupo 2. En el análisis no se tuvo en cuenta el valor de las emisiones de metano evitadas porque el campo no cuenta con la infraestructura necesaria para realizar la venta del gas producido; tampoco se tuvo en cuenta el costo de rescate de la unidad de bombeo mecánico (entre 10,000 y 32,000 USD por equipo), ni la disminución del consumo de energía eléctrica (entre 10 y 40 USD por día).

Tabla 4.5. Análisis Financiero del Sistema Gas Lift en el Campo Colorado Primer Año, Escenario 2.

Análisis financiero Gas Lift Intermitente usando un pistón Campo Colorado Escenario 2 (12 meses)													
Tiempo (meses)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Valor del Incremento en la Producción con Gas Lift.		\$ 304,392	\$ 300,587	\$ 296,829	\$ 293,119	\$ 289,455	\$ 285,837	\$ 282,264	\$ 278,736	\$ 275,251	\$ 271,811	\$ 268,413	\$ 265,058
Obras Civiles	\$ (60,000)												
Tubería e Instalación de la red de recolección de gas	\$ (100,000)												
Workover pre-instalación	\$ (200,000)												
Equipo del sistema, compresor y puesta en marcha	\$ (210,000)												
Producción detenida por instalación (3 días por pozo)	\$ (32,307)												
Mantenimiento del sistema													\$ (25,000)
Producción detenida por mantenimiento (2 día por pozo)													\$ (17,671)
Costo de energía eléctrica		\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)
Supervisión Ingenieril		\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)
Imprevistos													\$ (48,534)
Tratamientos químicos que se evitan		\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000
Servicio a pozo Evitados para limpiar la parafina.		\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000
Flujo de caja USD (ver, Figura 4.3)	\$ (602,307)	\$ 440,370	\$ 436,565	\$ 432,807	\$ 429,097	\$ 425,433	\$ 421,815	\$ 418,242	\$ 414,714	\$ 411,229	\$ 407,789	\$ 404,391	\$ 309,831
	WTI USD89	Declinación en la producción 15%E.A						Energía Eléctrica USD0.147/KW-h					

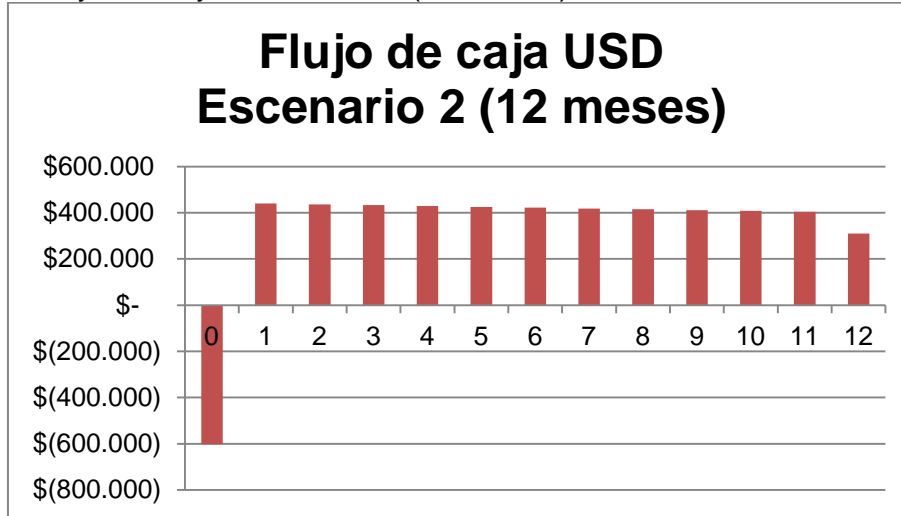
Fuente: El Autor.

Tabla 4.6 Análisis Financiero del Sistema Gas Lift en el Campo Colorado 5 Años, Escenario 2.

Análisis financiero Gas Lift Intermitente usando un pistón Campo Colorado Escenario 2 (5 años)							
Tiempo (meses)	0	1	2	3	4	5	
Valor del Incremento en la Producción con Gas Lift.		\$ 3,411,751	\$ 2,899,988	\$ 2,464,990	\$ 2,095,241	\$ 1,780,955	
Obras Civiles	\$ (60,000)						
Tubería e Instalación de la red de recolección de gas	\$ (100,000)						
Workover pre-instalación	\$ (200,000)						
Equipo del sistema, compresor y puesta en marcha	\$ (210,000)						
Producción detenida por instalación (3 días por pozo)	\$ (32,307)						
Mantenimiento del sistema		\$ (25,000)	\$ (25,000)	\$ (25,000)	\$ (25,000)	\$ (25,000)	
Producción detenida por mantenimiento (2 día por pozo)		\$ (17,671)	\$ (17,671)	\$ (17,671)	\$ (17,671)	\$ (17,671)	
Costo de energía eléctrica		\$ (48,263)	\$ (48,263)	\$ (48,263)	\$ (48,263)	\$ (48,263)	
Supervisión Ingenieril		\$ (180,000)	\$ (180,000)	\$ (180,000)	\$ (180,000)	\$ (180,000)	
Imprevistos		\$ (48,534)	\$ (48,534)	\$ (48,534)	\$ (48,534)	\$ (48,534)	
Tratamientos químicos que se evitan		\$ 60,000	\$ 60,000	\$ 60,000	\$ 60,000	\$ 60,000	
Servicio a pozo Evitados para limpiar la parafina.		\$ 1,800,000	\$ 1,800,000	\$ 1,800,000	\$ 1,800,000	\$ 1,800,000	
Flujo de caja USD (ver, Figura 4.4)	\$ (602,307)	\$ 4,952,283	\$ 4,440,520	\$ 4,005,522	\$ 3,635,774	\$ 3,321,488	
WTI USD89.43		Declinación en la producción 15%E.A			Energía Eléctrica USD0.147/KW-h		
Indicadores Económicos							
VPN, i*10 % E.A.				\$	15'124,693		
VPN, i*15 % E.A.				\$	13'425,525		
VPN, i*20 % E.A.				\$	12'014,495		
Periodo de recuperación		0.0296(años)			1.78 (meses)		
Eficiencia de la inversión					0.1002		

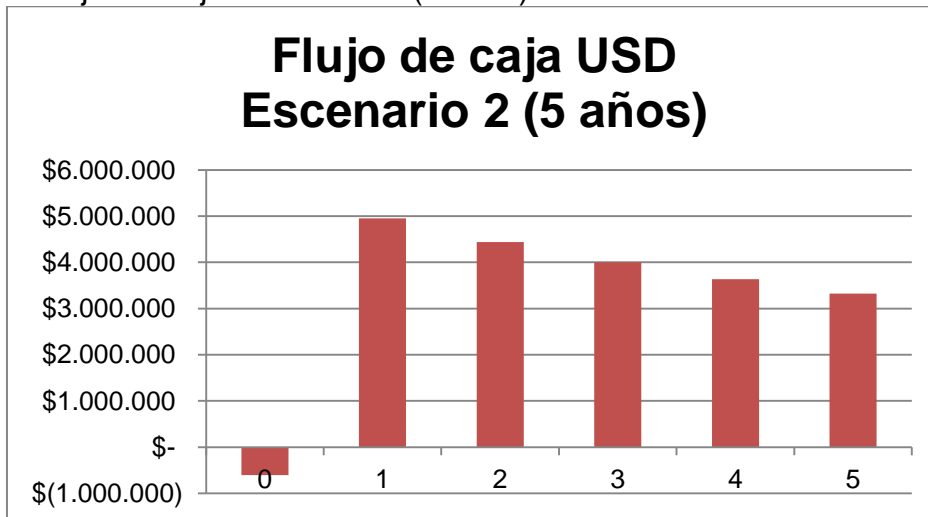
Fuente: El Autor.

Figura 4.3. Flujo de Caja Escenario 2 (12 meses).



Fuente: El Autor.

Figura 4.4 Flujo de Caja Escenario 2 (5 años).



Fuente: El Autor.

Los indicadores económicos obtenidos del análisis financiero para la aplicación del sistema gas lift en el grupo 2 son favorables; el periodo de recuperación es de 2 meses, la eficiencia de inversión es menor al 0.45 y a una tasa de interés del 20% el VPN es 12'014,495 USD. El proyecto es viable.

4.2.5 Escenario 3

Este escenario corresponde al análisis financiero del sistema gas lift en los 3 pozos del grupo 3; la producción neta es de 65 BPD y todos los pozos funcionan con Bombeo Mecánico. Los resultados del diseño señalan que la producción neta de fluidos se podría incrementar en 2.56 veces la producción actual, es decir, 101.2 BPD (75.2BOPD debido al corte de agua). Para que el sistema funcione eficientemente se requiere un compresor con una potencia de 12.5 Hp y un caudal de gas de 102.5 Mpc/día (ver, Tabla 4.7).

Tabla 4.7. Resumen Diseño Producción Grupo 3.

Grupo	Pozo	Qneta (bl/día)	qiny (Mpc/día)	qopt (bl/día)	Δq (bl/día)	qo BM (bl/día)	qo LAG (bl/día)	Δqo (bl/día)
3	Col-23	44.000	58.406	93.911	49.911	23.000	49.090	26.090
	Col-24	19.000	36.673	60.567	41.567	18.000	57.380	39.380
	Col-70	2.000	7.400	11.759	9.759	2.000	11.759	9.759
Σ		65.000	102.479	166.237	101.237	43.000	118.228	75.228

Fuente: El Autor.

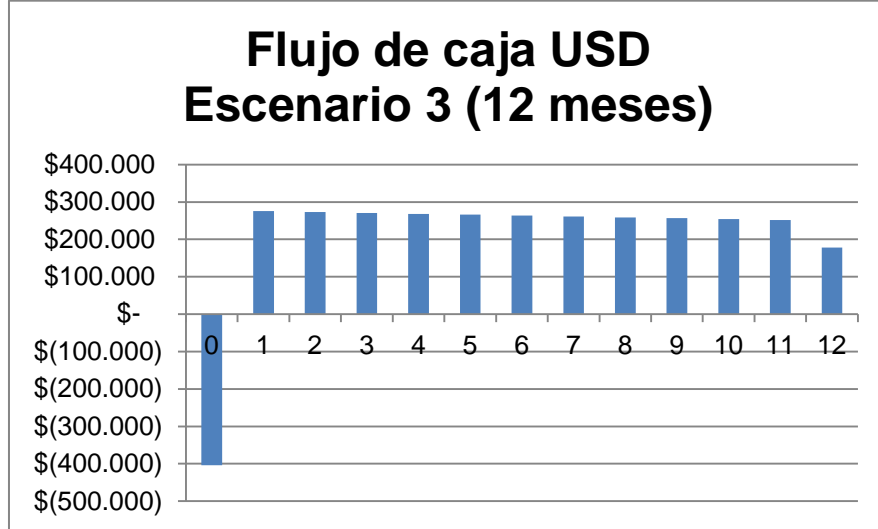
La Tabla 4.8 y Tabla 4.9 muestran el análisis financiero del sistema gas lift intermitente usando un pistón en el grupo 3. En el análisis no se tuvo en cuenta el valor de las emisiones de metano evitadas porque el campo no cuenta con la infraestructura necesaria para realizar la venta del gas producido; tampoco se tuvo en cuenta el costo de rescate de la unidad de bombeo mecánico (entre 10,000 y 32,000 USD por equipo), ni la disminución del consumo de energía eléctrica (entre 10 y 40 USD por día).

Tabla 4.9. Análisis Financiero del Sistema Gas Lift en el Campo Colorado 5 Años, Escenario 3.

Análisis financiero Gas Lift Intermitente usando un pistón Campo Colorado Escenario 3 (5 años)						
Tiempo (meses)	0	1	2	3	4	5
Valor del Incremento en la Producción con Gas Lift.		\$ 2,251,308	\$ 1,913,612	\$ 1,626,570	\$ 1,382,584	\$ 1,175,197
Obras Civiles	\$ (60,000)					
Tubería e Instalación de la red de recolección de gas	\$ (100,000)					
Workover pre-instalación	\$ (120,000)					
Equipo del sistema, compresor y puesta en marcha	\$ (112,000)					
Producción detenida por instalación (3 días por pozo)	\$ (11,481)					
Mantenimiento del sistema		\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)
Producción detenida por mantenimiento (2 día por pozo)		\$ (11,660)	\$ (11,660)	\$ (11,660)	\$ (11,660)	\$ (11,660)
Costo de energía eléctrica		\$ (38,102)	\$ (38,102)	\$ (38,102)	\$ (38,102)	\$ (38,102)
Supervisión Ingenieril		\$ (180,000)	\$ (180,000)	\$ (180,000)	\$ (180,000)	\$ (180,000)
Imprevistos		\$ (49,332)	\$ (49,332)	\$ (49,332)	\$ (49,332)	\$ (49,332)
Tratamientos químicos que se evitan		\$ 36,000	\$ 36,000	\$ 36,000	\$ 36,000	\$ 36,000
Servicio a pozo Evitados para limpiar la parafina.		\$ 1,080,000	\$ 1,080,000	\$ 1,080,000	\$ 1,080,000	\$ 1,080,000
Flujo de caja USD (ver, Figura 4.6)	\$ (403,481)	\$ 3,077,213	\$ 2,739,517	\$ 2,452,475	\$ 2,208,490	\$ 2,001,102
WTI USD89.43		Declinación en la producción 15%E.A			Energía Eléctrica USD0.147/KW-h	
Indicadores Económicos						
	VPN, i*10 % E.A.			\$	9'251,586	
	VPN, i*15 % E.A.			\$	8'213,980	
	VPN, i*20 % E.A.			\$	7'351,811	
	Periodo de recuperación		0.0323(años)		1.94 (meses)	
	Eficiencia de la inversión				0.1331	

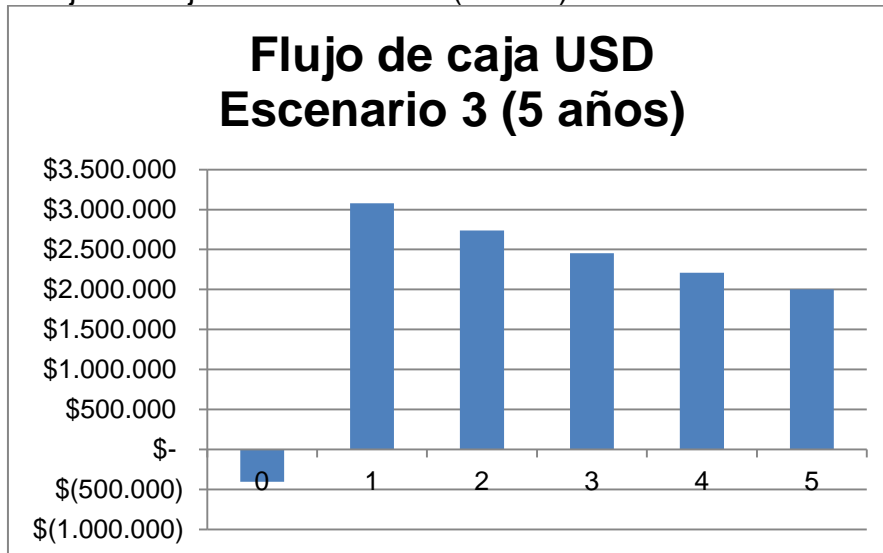
Fuente: El Autor.

Figura 4.5. Flujo de Caja del Escenario 3 (12 meses).



Fuente: El Autor

Figura 4.6. Flujo de Caja del Escenario 3 (5 años).



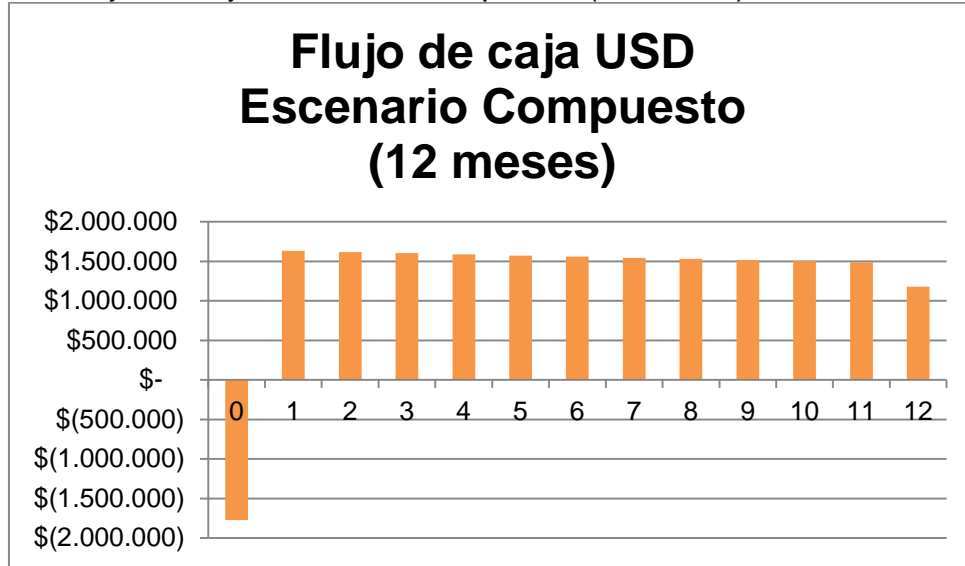
Fuente: El Autor.

Los indicadores económicos obtenidos del análisis financiero para la aplicación del sistema gas lift en el grupo 3 son favorables; a una tasa de interés del 20% el VPN es 7'351,811 USD, el periodo de recuperación es de 2 meses y la eficiencia de inversión es menor al 0.45. El proyecto es viable.

	2	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	\$ (4,022)	
	3	\$ (3,175)	\$ (3,175)	\$ (3,175)	\$ (3,175)	\$ (3,175)	\$ (3,175)	\$ (3,175)	\$ (3,175)	\$ (3,175)	\$ (3,175)	\$ (3,175)	\$ (3,175)	
Supervisión Ingenieril	1	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	
	2	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	
	3	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	\$ (15,000)	
Imprevistos	1												\$ (55,360)	
	2												\$ (48,534)	
	3												\$ (45,332)	
Tratamientos químicos que se evitan	1	\$ 7,000	\$ 7,000	\$ 7,000	\$ 7,000	\$ 7,000	\$ 7,000	\$ 7,000	\$ 7,000	\$ 7,000	\$ 7,000	\$ 7,000	\$ 7,000	
	2	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ 5,000	
	3	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	
Servicio a pozo Evitados para limpiar la parafina.	1	\$ 210,000	\$ 210,000	\$ 210,000	\$ 210,000	\$ 210,000	\$ 210,000	\$ 210,000	\$ 210,000	\$ 210,000	\$ 210,000	\$ 210,000	\$ 210,000	
	2	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	\$ 150,000	
	3	\$ 90,000	\$ 90,000	\$ 90,000	\$ 90,000	\$ 90,000	\$ 90,000	\$ 90,000	\$ 90,000	\$ 90,000	\$ 90,000	\$ 90,000	\$ 90,000	
Valor de rescate del equipo BM														
Flujo de caja USD (ver, Figura 4.7)		\$ (1,771,025)	\$ 1,633,342	\$ 1,618,026	\$ 1,602,901	\$ 1,587,965	\$ 1,573,216	\$ 1,558,652	\$ 1,544,269	\$ 1,530,066	\$ 1,516,041	\$ 1,502,191	\$ 1,488,514	\$ 1,179,651
WTI USD89.43				Declinación en la producción 15%E.A				Energía Eléctrica USD0.147/KW-h						

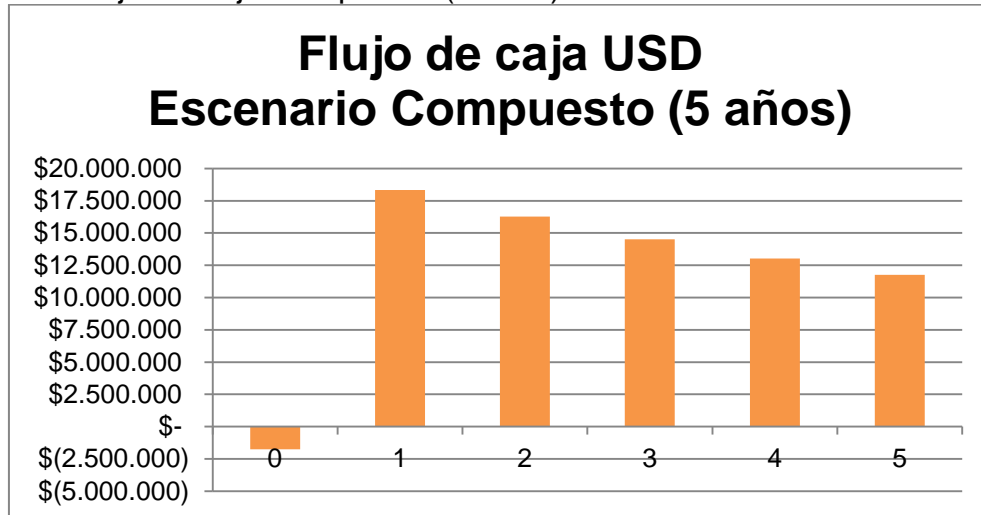
Fuente: El Autor.

Figura 4.7. Flujo de Caja Escenario Compuesto (12 meses).



Fuente: El Autor.

Figura 4.8. Flujo de Caja Compuesto (5 años).



Fuente: El Autor.

Los indicadores económicos obtenidos del análisis financiero para la aplicación del sistema gas lift en los 15 pozos con mejor potencial son favorables; a una tasa de interés del 20% el VPN es 44'244,275 USD, el periodo de recuperación es de 2 meses y la eficiencia de inversión es menor al 0.45. El proyecto es viable.

CONCLUSIONES

Según la información recopilada sobre el funcionamiento, la configuración y los rangos operacionales del sistema gas lift, se encontró que:

- La inyección intermitente del gas es la configuración que mejor se ajusta a las bajas tasas de producción en el Campo Escuela Colorado.
- El uso del pistón en la configuración intermitente elimina los problemas de resbalamiento de líquidos durante el ciclo de inyección.
- El sello ejercido por el pistón sobre las paredes de la tubería de producción disminuye el consumo de gas para realizar el levantamiento del bache de líquido hasta la superficie.
- El movimiento constante del pistón mantiene libre de parafina la tubería de producción.

Durante el desarrollo de la metodología de selección se concluyó que los porcentajes asignados a los parámetros de clasificación dependen del tipo de levantamiento que se desee emplear; adicionalmente la experiencia del ingeniero de producción es fundamental para realizar el filtrado de información e incluir factores que permitan reducir la brecha entre el potencial de producción del pozo y su producción real.

Según el diseño desarrollado para la aplicación del sistema gas lift en el Campo Escuela Colorado se concluyo que:

- En los 15 pozos con mejor potencial se podría incrementar 2.5 veces la tasa de producción actual si se cambia el bombeo mecánico por el sistema gas lift.
- El volumen de gas diario producido en el campo es suficiente para realizar el levantamiento en cualquiera de los 3 grupos, o, en los 3 simultáneamente.
- Las tuberías J-55 utilizadas actualmente en los pozos del Campo Escuela Colorado soportan la máxima presión ejercida por el gas inyectado y pueden emplearse para instalar el sistema gas lift.

El análisis financiero expuesto indica que el sistema gas lift es una alternativa de inversión viable para optimizar la producción en el Campo Escuela Colorado. La aplicación de este método podría generar utilidades derivadas de:

- 460 BOPD correspondientes al incremento en la tasa de producción de los 3 grupos de pozos con mejor potencial, es decir, de 314.7 BOPD con bombeo mecánico a 773.6 BOPD con gas lift.
- La reducción de las intervenciones realizadas al pozo para remover los depósitos de ceras parafinicas en la tubería de producción.

- La reducción de las emisiones de metano.
- La eliminación de los tratamientos químicos utilizados para controlar la precipitación de parafina en el pozo.
- La disminución del consumo de energía eléctrica.

La instalación del sistema gas lift es una excelente alternativa para mejorar el recobro de crudo en los campos maduros; en el campo Colorado a demás podría solucionar los problemas ambientales asociados al gas venteado y a los tratamientos químicos utilizados.

RECOMENDACIONES

Se deben realizar mediciones al pozo que permitan ajustar el diseño antes de la instalación para reducir los costos asociados con el tiempo requerido en la optimización del sistema.

Se recomienda rediseñar las facilidades del Campo Escuela Colorado para que tengan la capacidad de operar a mayores tasas de producción.

Se recomienda efectuar un estudio que permita establecer si es viable realizar la venta de gas producido en el Campo Escuela Colorado.

Se recomienda realizar la ingeniería conceptual para la disposición del agua producida en el Campo Escuela Colorado.

BIBLIOGRAFÍA

A.P.I. Gas Lift Vocational Training Series Third edition. 1994.

A.P.I. Recommended Practice 11v6 Second edition. July 1999.

BIZZOTTO, Pablo., DALLE FIORE, Rodrigo. & DE MARZIO, Luciana. Aplicación de los Diferentes Tipos de Plunger Lift en el Yacimiento Cerro Dragón. Oct. 2006.

BIZZOTTO, Pablo., DALLE FIORE, Rodrigo. & DE MARZIO, Luciana. Producción Simultánea de Gas y Petróleo en Reservorios Multicapas del Yacimiento Cerro Dragón. Oct. 2006.

BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift. Tulsa: Penn well Publishing Company. 1980.

BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 2b. Tulsa: Penn well Publishing Company. 1980.

BROWN, Kermit E. Overview of Artificial Lift System. SPE 09979. 1982.

ECONOMIDES, Michael., HILL, Daniel. & EHLIG-ECONOMIDES, Christine. Petroleum Production Systems. 1994.

E.P.A & NATURAL GAS STAR. Instalación de Sistemas de Bombeo Neumático en Pozos de Gas Natural. Octubre 2003.

Gil, Edison. & CHAMORRO, Alexander. Técnicas Recomendadas para el aumento de la Producción en Campos Maduros. Junio 2009.

GUO, Boyun., LYONS, William. & GHALAMBOR, Ali. Petroleum Production Engineering. A Computer-Assisted approach. Elsevier Science & Technology Books. February 2007.

GOTTFRIED, Byron., SEPÚLVEDA, Jose. & SOUFER, William. Ingeniería Económica. Junio 1992.

MAGGIOLO, Ricardo. Gas Lift Básico. Curso Taller, ESP Oil International Training Group. 2004.

NIND. T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. 2010.

LEA, James., NICKENS, Henry. & WELLS, Mike. Gas Well Deliquification Second edition. 2008.

SCHLUMBERGER. Gas Lift Design and Technology. Diciembre 2000.

WEATHERFORD. Gas Lift Troubleshooting. 2007

ANEXOS

ANEXO A. . Información de los Pozos del Campo Escuela Colorado

Nombre Pozo	Qneta [bbl/d]	Qg [Mpc/d]	Qw [bbl/d]	Pwf [psi]	J [bbl/día/psi]	i.w	Np [bbl]	t (años)	R.G.L [Pc/bbl]	Estado	Plunger	inf
Col-01										0		
Col-02										0		
Col-03	52.00			88	0.091	1.95	275000	36	4000	10	28	6
Col-04										0		
Col-05										0		
Col-06										0		
Col-07										0		
Col-08										0		
Col-09										0		
Col-10						0.97	175621	17	3000	2		3
Col-11	2.00		0	2	0.001	0.68	101995	13	2000	7	-1	5
Col-12						2.19	129153	39	600	2		3
Col-13										0		
Col-14										0		
Col-15										0		
Col-16						1.44	39475	9	3000	5		4
Col-17										0		
Col-18										0		
Col-19										5		4
Col-20										0		
Col-21	11.00									5		4
Col-22										0		
Col-23	44.00	1	21	615	0.049	1.31	209483	33	1500	10	28	6
Col-24	19.00	19	1	606	0.061	1.90	52700	26	10000	10	42	6
Col-25	4.00	3	0	84	0.004	1.20	12018	5	2800	10	1	6
Col-26										0		
Col-27	6.00		1	272	0.008	1.30	136118	30	3000	10	3	6
Col-28						0.50	67865	26	18000	2		3
Col-29										0		
Col-30						0.97	70420	28	14000	2		3
Col-31	8.00		1	232	0.009	1.08	164726	40	2400	7	2	5
Col-32										0		
Col-33	15.00	62	0	470	0.022	1.06	393934	34	10600	10	8	6
Col-34						0.08	86420	27	700	5		4
Col-35	5.00	47	0	190	0.007	1.88	129779	35	800	10	5	6
Col-36	20.00	10	0	420	0.037	1.43	282232	46	8500	10	18	6
Col-37	12.00	5	5	760	0.041	1.50	277156	45	3280	10	28	6
Col-38						1.50	518733	55	3500	5		4
Col-39										5		4
Col-40	17.00	112	0	347	0.056	2.80	276286	25	1000	10	36	6
Col-41										0		

Col-42						1.13	41931	19	280	5		4
Col-43						0.78	317385	29	1300	2		3
Col-44	33.00	27	0	91	0.067	2.24	308911	31	120	10	28	6
Col-45	16.23	4	0	90	0.025	0.88	185524	34	900	10	-3	6
Col-46											0	
Col-47											0	
Col-48											0	
Col-49	27.00		2.86	87.90	0.035	1.46	200262	32	2000	10	7	6
Col-50						0.90	61811	20	2100	2		3
Col-51						2.41	130244	29	8000	2		3
Col-52	18.00	156	13	447	0.015	0.62	180687	29	7000	10	-2	6
Col-53						0.60	128806	29	6800	2		3
Col-54											0	
Col-55	40.00	147	4	550	0.200	3.25	306913	40	2300	10	120	6
Col-56	12.00	18	1.5	563.6	0.057	3.04	108239	35	2000	10	43	6
Col-57											0	
Col-58	14.00	41	5	612	0.065	2.72	221755	34	300	10	47	6
Col-59	24.00	38	4	330	0.083	3.00	210308	25	2000	10	52	6
Col-60						0.88	67425	35	4800	2		3
Col-61											0	
Col-62											0	
Col-63						2.99	240900	25	480	2		3
Col-64						1.40		10	2500	2		3
Col-65											0	
Col-66						1.05	16753	24	1500	2		3
Col-67	93.00	33	22	50	0.124	1.53	210461	33	600	10	15	6
Col-68											0	
Col-69	2.00	2	10			2.33	355933	26	10000	5		4
Col-70	2.00	2	0	922	0.011	1.51	72929	25	5000	10	10	6
Col-71											0	
Col-72											0	
Col-74	48.20	1	0	164	0.071	15.25	188196	33	10000	10	16	6
Col-75	10.00	48	2	366	0.019	1.62	96854	38	10000	10	4	6
Col-76	4.00	3	0	650	0.013	2.90	63715		10001	7	14	5
Mojada	18.00		1	624	0.031					10	14	6

Fuente: El Autor.

ANEXO B. Análisis de los Pozos del Campo Escuela Colorado.

Nombre Pozo	$f(q_{neta})$	$f(qg)$	$f(qw)$	$f(Pwf)$	$f(J)$	$f(i.w.)$	$f(Np)$	$f(RGL)$	$f(Sup)$	%Selección
Col-01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-03	0.10	0.00	0.05	0.05	0.10	0.07	0.09	0.02	0.13	0.61
Col-04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.05	0.03	0.03	0.14
Col-11	0.01	0.00	0.05	0.00	0.00	0.02	0.04	0.03	0.06	0.22
Col-12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.07	0.05	0.03	0.22
Col-13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.02	0.03	0.05	0.14
Col-17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.05
Col-20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-21	0.06	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.15
Col-22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-23	0.10	0.10	0.00	0.20	0.10	0.05	0.08	0.04	0.13	0.79
Col-24	0.10	0.05	0.04	0.20	0.10	0.07	0.04	0.00	0.13	0.73
Col-25	0.02	0.09	0.05	0.05	0.01	0.04	0.01	0.03	0.08	0.38
Col-26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-27	0.03	0.00	0.04	0.16	0.02	0.05	0.06	0.03	0.09	0.47
Col-28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.04	0.00	0.03	0.09
Col-29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.05	0.00	0.03	0.11
Col-31	0.04	0.00	0.04	0.13	0.02	0.04	0.08	0.03	0.07	0.45
Col-32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-33	0.08	0.00	0.05	0.20	0.05	0.04	0.09	0.00	0.10	0.60
Col-34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.04	0.05	0.14
Col-35	0.03	0.00	0.05	0.11	0.02	0.07	0.07	0.04	0.09	0.47
Col-36	0.10	0.07	0.05	0.20	0.09	0.05	0.10	0.00	0.13	0.79
Col-37	0.06	0.09	0.01	0.20	0.10	0.05	0.10	0.02	0.13	0.76
Col-38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.10	0.02	0.05	0.22
Col-39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.05
Col-40	0.09	0.00	0.05	0.20	0.10	0.10	0.08	0.04	0.13	0.79
Col-41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.03	0.05	0.05	0.17
Col-43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.08	0.04	0.03	0.18
Col-44	0.10	0.03	0.05	0.05	0.10	0.08	0.09	0.05	0.13	0.68
Col-45	0.08	0.09	0.05	0.05	0.06	0.03	0.08	0.04	0.08	0.56

Col-46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-49	0.10	0.00	0.03	0.05	0.08	0.05	0.08	0.03	0.10	0.52
Col-50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.04	0.03	0.03	0.13
Col-51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.06	0.00	0.03	0.17
Col-52	0.09	0.00	0.00	0.20	0.03	0.02	0.07	0.00	0.08	0.49
Col-53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.06	0.00	0.03	0.11
Col-54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-55	0.10	0.00	0.02	0.20	0.10	0.10	0.10	0.03	0.13	0.78
Col-56	0.06	0.05	0.04	0.20	0.10	0.10	0.06	0.03	0.13	0.78
Col-57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-58	0.07	0.00	0.01	0.20	0.10	0.09	0.08	0.05	0.13	0.74
Col-59	0.10	0.00	0.02	0.19	0.10	0.10	0.07	0.03	0.13	0.75
Col-60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.05	0.01	0.03	0.13
Col-61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.08	0.05	0.03	0.25
Col-64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.01	0.03	0.03	0.12
Col-65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.03	0.04	0.03	0.13
Col-67	0.10	0.01	0.00	0.03	0.10	0.05	0.08	0.05	0.12	0.54
Col-68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-69	0.01	0.09	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08	0.00	0.05	0.31
Col-70	0.01	0.09	0.05	0.20	0.03	0.05	0.04	0.01	0.11	0.59
Col-71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Col-74	0.10	0.10	0.05	0.10	0.10	0.10	0.08	0.00	0.12	0.74
Col-75	0.05	0.00	0.03	0.20	0.05	0.06	0.06	0.00	0.09	0.54
Col-76	0.02	0.09	0.05	0.20	0.03	0.10	0.01	0.00	0.10	0.60
Mojada	0.09	0.00	0.04	0.20	0.07	0.00	0.00	0.00	0.12	0.52

Fuente: El Autor.

ANEXO C. Clasificación de los Pozos del Campo Colorado.

#	Pozo	% Selección	Qo (bl/día)	Qg (Mpc/día)	Δq (bl/día)
1	Col-23	0.79	22	1	27.88
2	Col-40	0.79	17	112	36.01
3	Col-55	0.78	40	147	119.63
4	Col-56	0.78	12	18	43.24
5	Col-37	0.76	12	5	28.32
6	Col-59	0.75	24	38	51.87
7	Col-74	0.74	48	1	16.09
8	Col-36	0.79	20	10	17.89
9	Col-58	0.74	14	41	47.37
10	Col-24	0.73	19	19	41.57
11	Col-44	0.68	33	27	28.28
12	Col-03	0.61	52	0	28.17
13	Col-33	0.60	15	62	7.75
14	Col-76	0.60	4	3	13.81
15	Col-70	0.59	2	2	9.76
16	Col-45	0.56	16	4	0.00
17	Col-75	0.54	10	48	4.21
18	Col-67	0.54	93	33	14.66
19	Mojada	0.52	18	0	14.48
20	Col-49	0.52	27	0	7.36
21	Col-52	0.49	18	156	0.00
22	Col-27	0.47	6	0	3.11
23	Col-35	0.47	5	47	4.81
24	Col-31	0.45	8	0	1.64
25	Col-25	0.38	4	3	0.77
26	Col-69	0.31	2	2	0.00
27	Col-63	0.25	0	0	0.00
28	Col-38	0.22	0	0	0.00
29	Col-12	0.22	0	0	0.00
30	Col-11	0.22	2	0	0.00
31	Col-43	0.18	0	0	0.00
32	Col-51	0.17	0	0	0.00
33	Col-42	0.17	0	0	0.00
34	Col-21	0.15	11	0	0.00
35	Col-34	0.14	0	0	0.00
36	Col-10	0.14	0	0	0.00
37	Col-16	0.14	0	0	0.00
38	Col-66	0.13	0	0	0.00
39	Col-50	0.13	0	0	0.00
40	Col-60	0.13	0	0	0.00
41	Col-64	0.12	0	0	0.00
42	Col-30	0.11	0	0	0.00
43	Col-53	0.11	0	0	0.00
44	Col-28	0.09	0	0	0.00
45	Col-19	0.05	0	0	0.00

46	Col-39	0.05	0	0	0.00
47	Col-01	0.00	0	0	0.00
48	Col-02	0.00	0	0	0.00
49	Col-04	0.00	0	0	0.00
50	Col-05	0.00	0	0	0.00
51	Col-06	0.00	0	0	0.00
52	Col-07	0.00	0	0	0.00
53	Col-08	0.00	0	0	0.00
54	Col-09	0.00	0	0	0.00
55	Col-13	0.00	0	0	0.00
56	Col-14	0.00	0	0	0.00
57	Col-15	0.00	0	0	0.00
58	Col-17	0.00	0	0	0.00
59	Col-18	0.00	0	0	0.00
60	Col-20	0.00	0	0	0.00
61	Col-22	0.00	0	0	0.00
62	Col-26	0.00	0	0	0.00
63	Col-29	0.00	0	0	0.00
64	Col-32	0.00	0	0	0.00
65	Col-41	0.00	0	0	0.00
66	Col-46	0.00	0	0	0.00
67	Col-47	0.00	0	0	0.00
68	Col-48	0.00	0	0	0.00
69	Col-54	0.00	0	0	0.00
70	Col-57	0.00	0	0	0.00
71	Col-61	0.00	0	0	0.00
72	Col-62	0.00	0	0	0.00
73	Col-65	0.00	0	0	0.00
74	Col-68	0.00	0	0	0.00
75	Col-71	0.00	0	0	0.00
76	Col-72	0.00	0	0	0.00
#	P. Activos	28	554	779	569

Fuente: El Autor.