

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEO,**  
**GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“MODELO DE APROXIMACIÓN DEL CICLO ÓPTIMO Y  
ESTIMACIÓN DE LA EFICIENCIA EN GAS LIFT  
INTERMITENTE EN EL CAMPO LITORAL COSTA AFUERA  
– SAVIA PERU”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**ELABORADO POR:**

**GABRIEL ANTONIO RUSSO DE LA ROSA**

**PROMOCIÓN: 2009 – 1**

**LIMA – PERÚ**

**2014**

*Dedico este trabajo a Dios por haberme bendecido con mis maravillosos padres que me han dado todo su amor y apoyo para ser un hombre de bien. Así mismo se lo dedico a mi madre y padre por su diario esfuerzo y sacrificio para ver realizado en mí el fruto de su arduo trabajo. A los docentes de esta prestigiosa casa de estudio quienes a lo largo de la carrera me enseñaron la importancia de ser una persona de buenos valores, ética y moral para ser un exitoso profesional.*

## SUMARIO

El presente trabajo muestra la importancia del análisis y continuo estudio del sistema gas lift intermitente sobre todo en campos maduros o viejos encontrando oportunidades de incremento de producción y aumentando el valor del campo al incrementar las reservas recuperables o llegar a recuperar las reservas últimas estimadas en menor tiempo.

Para lograr dicho objetivo se debe evaluar los distintos factores que afectan a la eficiencia del mencionado sistema de levantamiento artificial, tanto de fondo de pozo como de superficie debido a que la experiencia de campo muestra este fuerte vínculo. Por ejemplo; las presiones de inyección de superficie, el volumen de gas inyectado, la contrapresión, el tiempo de ciclo al ser modificado muestran grandes repercusiones en la producción del pozo.

Se mostrará un modelo de cálculo del ciclo óptimo, basado en la relación de performance de flujo (IPR) de Vogel, diseñado y aplicado en el campo Litoral Costa Afuera (Empresa SAVIA PERÚ) con la finalidad de reducir los tiempos de evaluación tradicionales, como la prueba y error, la producción diferida al intentar optimizar pozos que no necesitan cambios y reducir también las horas hombre utilizadas en trabajos donde no se sabe si habrá incremento de producción. Se mostrará que aún en campos maduros existe la posibilidad de incrementar la producción a través de la evaluación continua del performance del sistema gas lift intermitente y los resultados positivos logrados.

Otro estudio y evaluación en este trabajo es la estimación del comportamiento de la presión fondo partiendo de valores operativos obtenidos en superficie para tener un punto de partida al determinar si un pozo es candidato a optimización del ciclo sin necesidad de tomar presiones de fondo. Así mismos se diseñarán gráficas que vinculan la eficiencia de gas lift en función del volumen de gas inyectado y las presiones de fondo con el objetivo de optimizar los pozos sin necesidad de recurrir a estudios adicionales.

Actualmente existen diversos métodos de analizar y optimizar el gas lift intermitente en base a simulaciones y cálculos que requieren de datos que en

muchos casos no se encuentran disponibles (sobre todo en campos maduros) o que se necesitan pruebas extendidas y en algunos casos costosos (tanto por el valor de la prueba como la producción diferida) para obtener la información necesaria para la simulación. La esencia de un método de optimización de gas lift intermitente es la facilidad para poder determinar los candidatos a ser optimizados y lo práctico y acertado que debe ser dicho método ya que la parte operativa de la empresa petrolera es la encargada de los trabajos y en ocasiones no disponen del tiempo suficiente para cálculos engorrosos y asumiendo información que no tienen disponible.

## INDICE

DEDICATORIA	i
SUMARIO	ii
INDICE	iv

### CAPÍTULO 1

#### PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Identificación del problema	1
1.2 Justificación del problema	2
1.3 Formulación del problema	3
1.4 Objetivos de la investigación	4
1.4-1 Objetivo General	4
1.4-2 Objetivo Específico	4
1.5 Formulación de la Hipótesis	5
1.5.1 Hipótesis Principales	6
1.6 Variables	7

## **CAPÍTULO 2**

### **MARCO TEÓRICO**

2.1- Sistema de Levantamiento Artificial por Gas Lift	9
2.1.1- Gas Lift Intermitente (GLI)	12
2.1.1.1- Mecánica de Válvulas	14
2.1.1.2- Diseño de Instalación Gas Lift Intermitente	20
2.1.1.2.1- Método Gráfico	20
2.1.1.2.2- Método Analítico	22
2.1.1.3- Tipos de Instalación	25
2.1.1.4- Cálculo de Requerimientos Operativos Óptimos	28
2.1.1.4.1- Volumen de “Gas Lift”	29
2.1.1.4.2- Tiempo de Ciclo	34
2. 1.1.4.2.1- Método API-RP11V10	34
2. 1.1.4.2.2- Método Gráfico	37
2.1.1.5- Comportamiento de la Eficiencia de Gas Lift	38
2.2- Deliverabilidad de Reservorio	42
2.2.1- Construcción de Curvas IPR	42

## **CAPÍTULO 3**

### **METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

3.1- Tipo de investigación	50
3.2- Población y muestra	50
3.3- Instrumentos de recolección de datos	51

3.4- Análisis e interpretación de la información	53
--	----

## **CAPÍTULO 4**

### **METODO DE APROXIMACIÓN DEL CICLO ÓPTIMO EN GAS LIFT INTERMITENTE BASADO EN EL IPR – VOGEL**

4.1- Concepto de IPR de Vogel Dinámico y Pseudo IPR	55
4.2- Datos Necesarios y Procedimiento para el Cálculo de Qomax y Gráfica IPR	57
4.3- Consideraciones para la estimación del ciclo óptimo	63
4.3.1- Pozos con Instalación Gas Lift Convencional	64
4.3.1- Pozos con Instalación BLT	64
4.4- Grafico de BPD vs Tiempo de Ciclo	69
4.5- Cálculo de la Presión Fluyente Promedio	78

## **CAPITULO 5**

### **PROCEDIMIENTO PARA ESTIMAR LA EFICIENCIA MAXIMA Y CURVA DE PRESIÓN FLUYENTE RESPECTO DEL TIEMPO**

5.1- Motivo de Desarrollo del Procedimiento.	80
5.2- Relación: Gas Inyectado vs Presión de Fondo.	82
5.3- Relación: Presión vs. Eficiencia de GLI.	83
5.4- Relación: Gas Inyectado vs. Eficiencia GLI.	85
5.5- Estimación de la presión fluyente máxima y mínima del ciclo	85
5.6- Aproximación de la curva de presión fluyente promedio	86

## **CAPÍTULO 6**

### **ESTUDIO DE CAMPO: LITORAL COSTA AFUERA**

6.1 Historia del Campo	89
6.1.1- Información general	89
6.1.2- Características de producción	90
6.2- Diseño de pruebas de presión de fondo	92
6.3- Optimización del ciclo gas lift con modelo IPR	95
6.3.1- Recolección de datos	95
6.3.2- Obtención de graficas IPR y Producción vs. Ciclo	98
6.4- Recolección de datos para evaluación de gas inyectado	102
6.4.1- Recolección de datos	102
6.4.2- Obtención de gráficas de Parámetros GL vs Eficiencia	103
6.5- Factor de Corrección de la Relación de Presiones	105
6.6- Variación de la Relación de pfi/pfmx en Función de pfmx y el glc	106
6.7- Estimación de la presión fluyente a través de recolección de datos	111

## **CAPÍTULO 7**

### **RESULTADOS DE OPTIMIZACIÓN – LITORAL COSTA AFUERA**

7.1- Resultados de optimización de ciclo con método IPR Vogel	121
7.2- Resultados de optimización de parámetros operacionales	122
7.3- Estimación del comportamiento de la Presión de Fondo vs. Tiempo.	125



**CAPÍTULO 8****EVALUACIÓN ECONÓMICA**

8.1- Ganancia en optimización con métodos convencionales	129
8.2- Ganancia en optimización con método IPR	131
8.3- Ganancia en optimización de parámetros operacionales	132

**CAPÍTULO 9****CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

9.1- Conclusiones	134
9.2- Recomendaciones	135

**CAPÍTULO 10**

<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	137
---------------------	-----

**CAPÍTULO 11**

<b>APENDICE</b>	138
-----------------	-----

## CAPITULO I

### PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

#### 1.1 IDENTIFICACION DEL PROBLEMA

A lo largo de la vida productiva de cualquier campo de petróleo y gas, las condiciones del reservorio van cambiando constantemente de acuerdo al mecanismo de impulsión principal que lo gobierne. En los reservorios de gas en solución el mecanismo principal es el gas que se encuentra disuelto en el petróleo el cual debido a su mayor movilidad y velocidad durante el flujo tiene a arrastrar al petróleo desde cualquier lugar de yacimiento hacia el pozo. La desventaja principal de este tipo de mecanismo es que la presión declina rápidamente originando una depletación temprana comparado con otros tipos de mecanismos.

Debido a esto, es muy importante realizar siempre un seguimiento de campo con la finalidad de poder detectar o anticiparse a dichos cambios.

En el campo Litoral Costa Afuera, perteneciente al bloque Z-2B que opera la empresa SAVIA PERU SA, en el cual, el 100% de los pozos trabajan con *Gas Lift* intermitente; a través de una evaluación exhaustiva del campo, analizando distintos factores tanto de superficie como de reservorio, se observó que la mayoría de los pozos se encontraba muy por debajo del rendimiento normal, el cual debe ser aproximadamente 50% de eficiencia (por estadística), incluso se apreció que los parámetros de operaciones son iguales a los de hace 10 años atrás

Adicional a esto, se notó que algunos pozos producían más y con menor presión de reservorio. Al revisar el comportamiento de las presiones de fondo durante el "*Gas Lift*" intermitente observamos que pozos con características similares de reservorio producían lo mismo pero con distinto

ciclo de “*Gas Lift*”. Esto condujo a buscar y encontrar una relación entre la eficiencia del sistema y los distintos factores operativos que la afectan.

## 1.2 JUSTIFICACION DEL PROBLEMA

El campo Litoral Costa Afuera está trabajando con los mismos parámetros de operación como volumen de *Gas Lift*, tiempo de ciclo, presión de inyección por más de 10 años. Desde que el campo se convirtió en *Gas Lift* a inicios de los 70's, cuando el reservorio se encontraba en condiciones de presión inicial (no depletado), por lo que las consideraciones para producir dichos pozos son distintas a las que trabajamos ahora. Debido a esta falta de seguimiento minucioso del campo se está produciendo por debajo de su potencial, al asumir que el comportamiento de la eficiencia del sistema de levantamiento utilizado *Gas Lift* Intermitente (GLI) tiene el mismo desempeño que antes.

Estas situaciones causan que el campo no se explote en su máxima eficiencia.

Esta investigación tiene la finalidad de poder calcular con exactitud si un pozo tiene el potencial de mejorar su producción mediante el cambio del ciclo de inyección de gas o variando el volumen de “*Gas Lift*”. Asimismo poder graficar la curva de rendimiento (IPR) y determinar los efectos que tendrían cualquier cambio en la presión fluyente del reservorio.

La información obtenida es necesaria para las evaluaciones económicas en los proyectos vinculados con el incremento de producción de los pozos.

Este método desarrollado logra resolver el problema de determinar la producción exacta de un pozo bajo diferentes condiciones operativas con una sola prueba sin necesidad de hacer pruebas múltiples incurriendo en gastos adicionales

La obtención de data para realizar un estudio del comportamiento del campo permite determinar cuáles son los pozos candidatos para optimizar o incrementar la producción en base al volumen de gas inyectado.

Esto le da valor agregado al campo ya que no hay forma práctica de determinar si un pozo necesita ser optimizado y no se necesitan pruebas adicionales

### 1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Durante la vida del campo las condiciones de los reservorios van cambiando drásticamente, principalmente los de gas en solución, los cuales tienen la particularidad de perder su energía rápidamente conforme el gas está siendo producido. Esto hace que las condiciones sean dinámicas y la eficiencia del “*Gas Lift*” disminuya con el tiempo.

Entre los principales problemas asociados a esta baja de eficiencia=tenemos:

- Condiciones de reservorio variables en el tiempo ( $P_{wf}$ ,  $P_s$ )
- Equipos usados actualmente son los mismos que hace 10-20 años atrás, esto implica mismos parámetros del sistema de “*Gas Lift*” antes y ahora
- Mismo método de producción (ciclo de *Gas Lift*, volumen inyectado, calibración de las válvulas *Gas Lift*)
- Pozos extremadamente sensibles a los cambios de contrapresión
- Baja eficiencia de *Gas Lift* (< 30% promedio)

Durante muchos años se ha tomado data de presiones de fondo con el objetivo de verificar si los pozos están operando en las condiciones óptimas. Haciendo una revisión de la historia de los parámetros de producción de los pozos se identificó que en algunos pozos no se tomaban pruebas de presión de fondo y en otros casos a pesar de existir pruebas no se había realizado ningún cambio. Esto da a entender que no se realizaba el análisis correcto de las pruebas o los pozos estaban trabajando en las condiciones óptimas, lo más probable es que no se realizaron los análisis adecuados ya que según las estadísticas, esos pozos podrían haber estado produciendo con baja eficiencia.

Adicional a lo mencionado anteriormente al comparar las pruebas de presiones de fondo se notó que pozos con diferentes ciclos de *Gas Lift* y presiones de fondo similares producían lo mismo por lo que se determinó que los ciclos de los pozos no están siendo los óptimos.

En base a todo lo postulado fue el motivo por el cual se desarrollo un método de determinar cuál es el valor del ciclo óptimo graficando la producción diaria versus el tiempo de ciclo basado en el modelo IPR de Vogel. Además se recopiló las pruebas de presión desde el 2010 hasta el 2012 para realizar una evaluación y estimar la eficiencia actual y cuáles son las condiciones ideales para que los pozos trabajen a la máxima eficiencia teniendo en cuenta que dichas condiciones son casi las mismas para todo el campo.

## **1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### 1.4.1 Objetivo General:

Demostrar un procedimiento de optimización de los pozos *Gas Lift* intermitente, exacto y confiable, a través del modelo matemático de Vogel permitiendo modelar el comportamiento del pozo con distintos ciclos de inyección y su performance bajo diferentes condiciones operativas (curva IPR). Así mismo estimar la eficiencia de los pozos en función al volumen de gas inyectado basándonos en la recopilación de data. Esto con la finalidad de darle valor agregado al campo de Litoral Costa Afuera.

### 1.4.2 Objetivos Específicos:

- ✓ Reducir el costo de tomar pruebas de presión de fondo adicionales durante la optimización del pozo al no tener conocimiento exacto del comportamiento de la producción
- ✓ Pronosticar la producción de los pozos a diferentes condiciones operativas sin necesidad de realizar pruebas de presión de fondo. Esto permite determinar el impacto de los pozos en el incremento de producción logrando así definir la rentabilidad de un proyecto de optimización o mejora del *Gas Lift*.

- ✓ Determinar el rango de eficiencia de cada pozo en función al volumen de gas inyectado
- ✓ Identificación de los parámetros y factores de producción que causan una baja eficiencia de levantamiento artificial con el propósito de atacar directamente a dichos elementos y optimizar la producción de los pozos reduciendo el costo y tiempo de evaluación.

### **1.5 FORMULACIÓN DE LA HIPOTESIS**

En el campo Litoral Costa Afuera no se ha realizado un seguimiento concienzudo del performance del sistema GLI a lo largo de la vida productiva del campo. Como se ha mencionado anteriormente el tipo de reservorio es de mecanismo de gas en solución cuya presión declina rápidamente, haciendo necesario evaluar constantemente si los pozos son objeto de optimización.

Con el objeto de optimizar la producción del campo a las mejores condiciones operativas, se plantea un método de análisis de pruebas de presión de fondo y una evaluación del comportamiento de la eficiencia del GLI respecto a los parámetros operacionales.

Este método vincula el concepto de GLI y el de un pozo fluyente, asumiendo que el pozo, durante el tiempo de llenado de fluido, estuviese fluyendo a distintas condiciones de presión fluyente. Esto llevará a realizar una gráfica “pseudo” IPR ya que no se trata de las condiciones de reservorio sino de las condiciones dentro de la tubería de producción. Además la eficiencia es asumida directamente proporcional a la presión ejercida por el fluido. Con estos cálculos se puede estimar cuanto será la producción a diferentes tiempos de ciclo y se va a comparar con los métodos tradicionales mostrando su exactitud. Cabe resaltar que éste método tiene consideraciones especiales para el tipo de instalación de *Gas Lift* que se está utilizando: BLT.

Respecto a los parámetros de operaciones se determinará si existe una relación directa entre el volumen de gas inyectado, la presión máxima

ejercida durante y antes de la inyección y la relación entre ellos. Esta evaluación servirá para determinar cuánto es la eficiencia máxima que debería tener bajo las condiciones actuales de operación y si se encuentra por debajo de ese valor. Con los resultados se puede determinar cuáles pozos son candidatos para optimizar desde el punto de vista operacional

### 1.5.1 HIPÓTESIS PRINCIPALES

- El pozo en *Gas Lift* intermitente se comporta como un pozo fluente estabilizado en cada instante para estimar el volumen producido instantaneo bajo el modelo matemático de Vogel. En base a la aplicación de éste modelo es posible determinar el tiempo del ciclo óptimo
- La eficiencia de levantamiento es directamente proporcional a la presión hidrostática hasta un determinado valor de eficiencia que es obtenida por estadística del campo como la máxima eficiencia obtenida.
- Existen curvas de correlación que definen cuales son es la eficiencia máxima para la relación de Gas - Inyectado - Presión de Fondo, con lo cual es factible optimizar la extracción de hidrocarburos del Sistema Gas-Lift BLT, en la Zona Litoral, Lote Z-2B. Con la información obtenida de las pruebas de presión de fondo junto a los valores de operación de superficie se pueden elaborar curvas que vinculen directamente el consumo de gas con la eficiencia de levantamiento pudiendo optimizar los pozos sin necesidad de tomar pruebas de presiones.
- Existe una curva tipo de presión vs tiempo adimensional que caracterice el comportamiento de la presión fluente de todos los pozos del campo en estudio. Con esta curva será factible estimar las presiones fluyentes durante el tiempo de reposo de los pozos gas lift intermitente y reducir el uso de las pruebas de presión de fondo

## 1.6 VARIABLES

Las variables que afectan el rendimiento del *Gas Lift* intermitente se separan en dos grupos: variables de fondo y de superficie.

Las variables de fondo están relacionadas con el reservorio y la instalación de producción

Dentro de las variables de fondo se encuentran la presión de calibración de la válvula operativa, la presión fluyente del reservorio antes de la inyección, la presión de inyección máxima en el fondo, la profundidad de la válvula operativa y la condición mecánica de la instalación (no se puede evaluar una instalación con fuga).

Las variables de superficie son las que podemos manejar y se encuentran ligadas con las variables de fondo ya que dependiendo de cómo operemos el sistema se obtendrá alta o baja eficiencia de levantamiento. Esta eficiencia no es apreciable a simple vista en el campo, los pozos tienen que ser evaluados con pruebas de presión de fondo.

Dentro de las variables de superficie tenemos el tiempo de ciclo, tiempo de inyección, volumen de *Gas Lift* y contra presión del sistema de producción.

Dado que estos dos grupos de variables se encuentran vinculadas, de ellas depende lo más importante: disminución del resbalamiento (mayor eficiencia) y mayor volumen de fluido en el fondo.

### **Variables Independientes:**

- Presiones fluyentes de fondo.
- Performance de producción
- Parámetros de operación en superficie
- Profundidad del punto de inyección (válvula operativa)

### **Variable Dependiente:**

- Calibración de las válvulas operativas
- Tiempo de ciclo optimo
- Tiempo de Inyección optimo



- Gas inyectado optimo por ciclo
- Producción de barril por ciclo
- Eficiencia de levantamiento

## Relación de variables

### RELACIÓN DE VARIABLES PARA CALCULO DE EFICIENCIA EN GAS LIFT INTERMITENTE

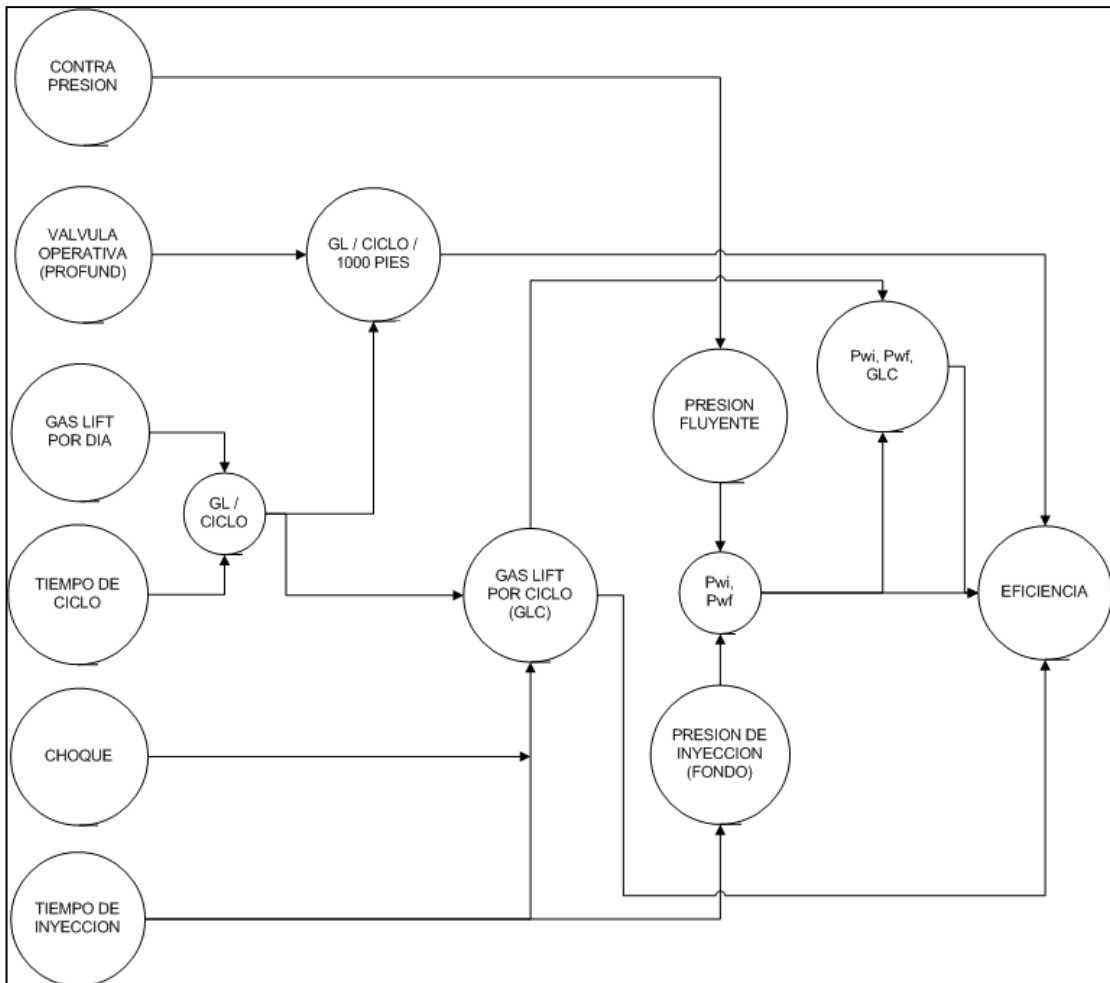


Figura 1.6-1, Fuente: Elaboración Propia

En esta grafica se observa como las variables tanto de fondo como de superficie están vinculadas determinando la eficiencia de levantamiento. Más adelante se mostrará la relación que existe entre las variables combinadas entre ellas con la eficiencia para determinar la misma bajo distintas condiciones de operación.

## CAPITULO II:

### MARCO TEORICO

#### 2.1- SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR “GAS LIFT”

“Gas lift” es un proceso de levantamiento de fluidos en un pozo por inyección continua de gas a alta presión para ayudar a la energía del reservorio (flujo continuo), o inyectando gas debajo de un volumen de fluido por un periodo corto de tiempo para mover dicho volumen hasta la superficie (levantamiento intermitente). El gas inyectado mueve el fluido a superficie por una o una combinación de los siguientes procesos: reducción de la presión de carga sobre la formación por disminución de la densidad del fluido, expansión del gas y desplazamiento de fluido. En adición a servir como un método de levantamiento artificial, producción primaria, el *Gas Lift* también puede ser usado eficiente y efectivamente para cumplir los siguientes objetivos:

- Permitir la producción de pozos que han dejado de fluir.
- Incrementar la tasa de producción en pozos fluyentes.
- Descargar pozos que luego producirán de forma natural
- Descargar fluidos de pozos de gas para mantener el pozo aliviado.

El *Gas Lift* se adecua a casi todos los tipos de pozos que se deseen producir con un sistema de levantamiento artificial. Una de las más grandes ventajas es la versatilidad. Una vez que la instalación está en el pozos, los cambios en el diseño pueden ser realizados sin el uso de unidades de servicio de pozo, siempre y cuando se utilicen válvulas de *Gas Lift* recuperables.

Cabe recordar que el “flujo natural” es una forma de *Gas Lift*. La energía del gas comprimido en el reservorio puede ser la fuerza principal que eleve el

fluido hasta la superficie. La energía de gas comprimido puede ser utilizando de dos maneras:

- La presión de gas ejercido contra el petróleo en el fondo de la tubería es suficiente para levantar toda la columna de petróleo hasta la superficie
- La “aireación” de la columna de petróleo por burbujas de gas entrando desde el fondo de la tubería reduce la densidad de la columna de petróleo. Mientras el gas se mueve hacia arriba en la tubería, se expande por la reducción de presión y la columna de petróleo se vuelve aun menos densa.

Con la densidad del fluido reducida, menor presión es requerida por el reservorio para descargar el petróleo hasta la superficie. El flujo natural en el pozo continúa hasta que un cambio de condiciones cause que cese el flujo. Un cambio es originado por la depletación de la presión del reservorio hasta que ya no tenga suficiente energía para mover el petróleo hasta la superficie. Un segundo cambio lo origina el incremento del porcentaje de agua en el flujo. Cuando el pozo se “carga” con agua del reservorio, se necesita más presión para levantar la columna de fluido ya que el agua es más densa que el petróleo. También el agua no contiene gas en solución que reduzca la densidad de la columna.

Las ventajas y limitaciones del *Gas Lift* son las siguientes:

Ventajas:

- El costo inicial del equipo de fondo es usualmente bajo
- La flexibilidad de este sistema no tiene comparación con ningún otro tipo de levantamiento artificial. La instalación puede ser diseñada para levantar desde cerca a la superficie hasta a la profundidad total cuando el reservorio se depleta
- Puede producir desde uno hasta miles de barriles por día
- La tasa de producción puede ser controlada desde superficie

- La arena producida con el fluido no afecta al sistema en la mayoría de los casos
- La desviación del pozo no afecta considerablemente a la producción
- La poca cantidad de partes móviles en el sistema *Gas Lift* brinda un mayor tiempo de servicio comparado con otras formas de levantamiento artificial
- Los costos operativos son menores
- El *Gas Lift* es ideal para suplir gas con el propósito de producir pozos donde hay una moderada cantidad de gas presente en el fluido.
- El compresor de gas se encuentra en superficie donde es fácil de inspeccionar, reparar y mantener. Este equipo puede ser a gas o eléctrico

#### Limitaciones

- El gas debe estar disponible. En algunos casos el aire, gases secos y el nitrógeno han sido usados pero generalmente son más costosos y difíciles de trabajar en comparación que el gas natural producido en locación.
- Pozos ubicados a largas distancias puede limitar el uso de una fuente de compresión centralizada
- Gas corrosivo puede incrementar el costo operativo de levantamiento, si es necesario tratarlo o secarlo antes de su uso.
- Los costos de instalaciones de superficie suelen ser más costosos y toman más tiempo prepararlos e instalarlos.
- Convertir pozos viejos a *Gas Lift* requiere mayor integridad de la tubería de revestimiento que con otros sistemas de levantamiento.

### 2.1.1- GAS LIFT INTERMITENTE

El Levantamiento artificial por gas intermitente consiste en inyectar cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción con el propósito de desplazar, hasta la superficie, el tapón de líquido que aporta el yacimiento por encima del punto de inyección. Una vez levantado dicho tapón cesa la inyección para permitir la reducción de la presión en el fondo del pozo y con ello el aporte de un nuevo tapón de líquido para luego repetirse el ciclo de inyección.

Los mecanismos de levantamiento involucrados en este proceso son:

Desplazamiento ascendente de tapones de líquido por la inyección de grandes caudales instantáneos de gas por debajo del tapón de líquido.

- Expansión del gas inyectado la cual empuja al tapón de líquido hacia el cabezal del pozo y luego a la estación de recolección.

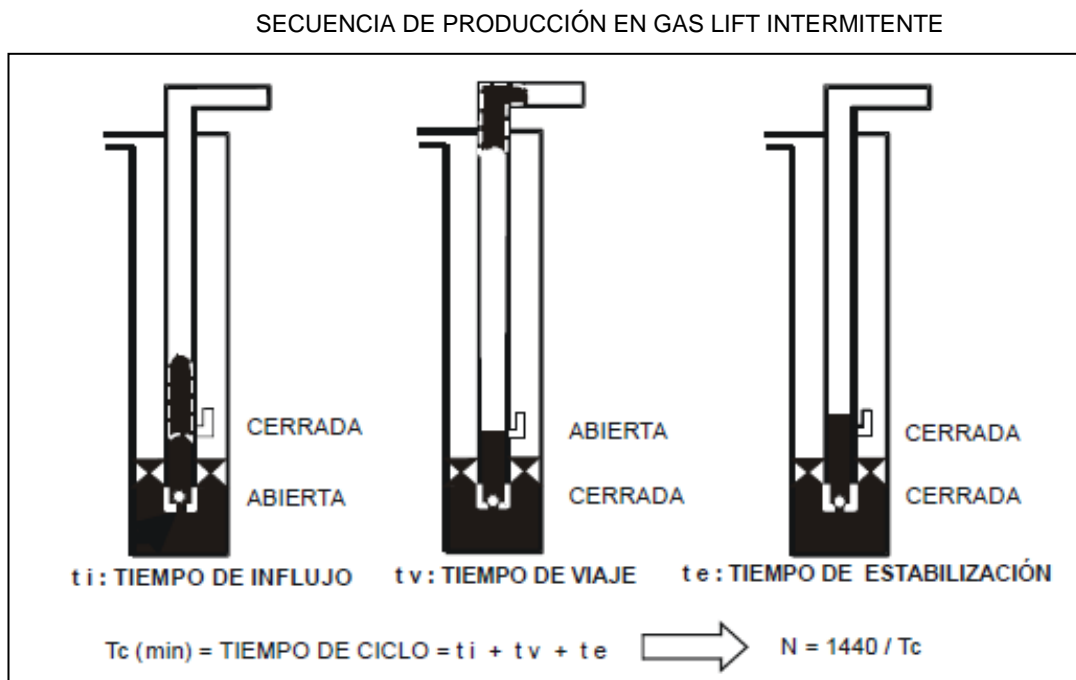


Figura 2.1.1-1, Fuente: Gas Lift Básico – ESP OIL Engineering Consultant

Ciclo de levantamiento intermitente: Es el lapso de tiempo transcurrido entre dos arribos consecutivos del tapón de fluido a superficie

- Influjó: Inicialmente la válvula operativa está cerrada, la válvula de retención en el fondo del pozo se encuentra abierta permitiendo al yacimiento aportar fluido hacia la tubería de producción. El tiempo requerido para que se restaure en la tubería de producción el tamaño de tapón adecuado depende fuertemente del índice de productividad del pozo, de la energía de la formación productora y del diámetro de la tubería
- Levantamiento: Una vez restaurado el tapón de líquido, la presión del gas en el anular debe alcanzar a nivel de la válvula operativa, el valor de la presión de apertura iniciándose el ciclo de inyección de gas en la tubería de producción para desplazar el tapón de líquido en contra de la gravedad, parte del líquido queda rezagado en las paredes. Este efecto es llamado resbalamiento. Cuando el tapón llega a superficie, por la velocidad que lleva se observa un brusco incremento de la presión en cabeza.
- Estabilización: Al cerrar la válvula operativa por la disminución de presión en el anular el gas remanente en la tubería se descomprime progresivamente permitiendo la entrada de los fluido del yacimiento hacia el pozo nuevamente.

#### **Eficiencia del Gas Lift Intermitente:**

La eficiencia de levantamiento intermitente se mide por el consumo de gas requerido para producir un barril de petróleo, la eficiencia aumenta a medida que se elige una frecuencia de ciclos que maximice la producción diaria de petróleo y se utilice la cantidad de gas por ciclo necesaria para un levantamiento eficiente.

#### **Profundidad de inyección:**

La válvula operativa se debe colocar a la máxima profundidad operacionalmente posible la cual está a dos o tres tubos por encima de la empacadura. Por lo general en este tipo de sistema de levantamiento no se

requieren válvulas de descarga ya que la energía del reservorio es baja y el nivel estático se encuentra cerca del fondo del pozo

#### **Tasa de inyección:**

El volumen de gas de levantamiento que se suministra a la tubería de producción durante el periodo de inyección es aproximadamente el requerido para llenar dicha tubería con el gas comprimido proveniente del anular. El consumo diario será el volumen anterior multiplicado por el número de tapones que serán levantados al día. Las restricciones en la superficie juegan un papel muy importante en el volumen de gas requerido por ciclo.

#### **Control de Inyección:**

Para el *Gas Lift* intermitente la tasa de inyección diaria de gas se controla con una válvula ajustable en la superficie conjuntamente con una válvula especial (piloto) en el subsuelo o con un controlador de ciclos de inyección en superficie.

### **2.1.1.1 MECÁNICA DE VÁLVULAS**

Una válvula de *Gas Lift* está diseñada para mantenerse cerrada hasta que ciertas condiciones de presión en el anular y la tubería de producción sean alcanzadas. Cuando la válvula abre, permite el gas o fluido pasar del anular al tubo. Las válvulas de *Gas Lift* pueden ubicarse para permitir el flujo del tubo al anular. La figura 2.1.1.1-1 muestra los principios básicos de operación involucrados. Los mecanismos usados para aplicar la fuerza para mantener la válvula cerrada son: (1) un fuelle metálico cargado con gas bajo presión, usualmente nitrógeno; y/o (2) un fuelle y un resorte en compresión. En ambos casos, la presión de operación de la válvula es ajustada a la presión de superficie antes de que la válvula sea bajada al pozo. El domo del fuelle puede ser cargado a la presión deseada hasta la máxima presión de la válvula. La compresión del resorte puede ser ajustada. Todas las válvulas de gas lift cuando son instaladas permiten el flujo en una sola dirección. Las fuerzas que causan que las válvulas estén abiertas son: (1) la presión de gas

en el anular y (2) la presión de gas y fluido en la tubería de producción. Mientras la descarga del gas y líquido de la tubería continúa y las condiciones del pozo cambian, la válvula estará cerrada y cortará el flujo de gas desde el espacio anular. En el caso de un sistema de flujo continuo, la válvula en el punto de inyección se mantendrá abierta, por lo tanto, la inyección de gas será continua.

En el caso de flujo intermitente, la válvula de inyección abre y cierra mientras que las válvulas superiores pueden estar abiertas para asistir al levantamiento del tapón de líquido hasta la superficie. La válvula ubicada en el fondo del tapón de fluido abrirá cuando la presión en el anular alcance la presión requerida y cierra cuando la presión caiga por debajo de dicho nivel

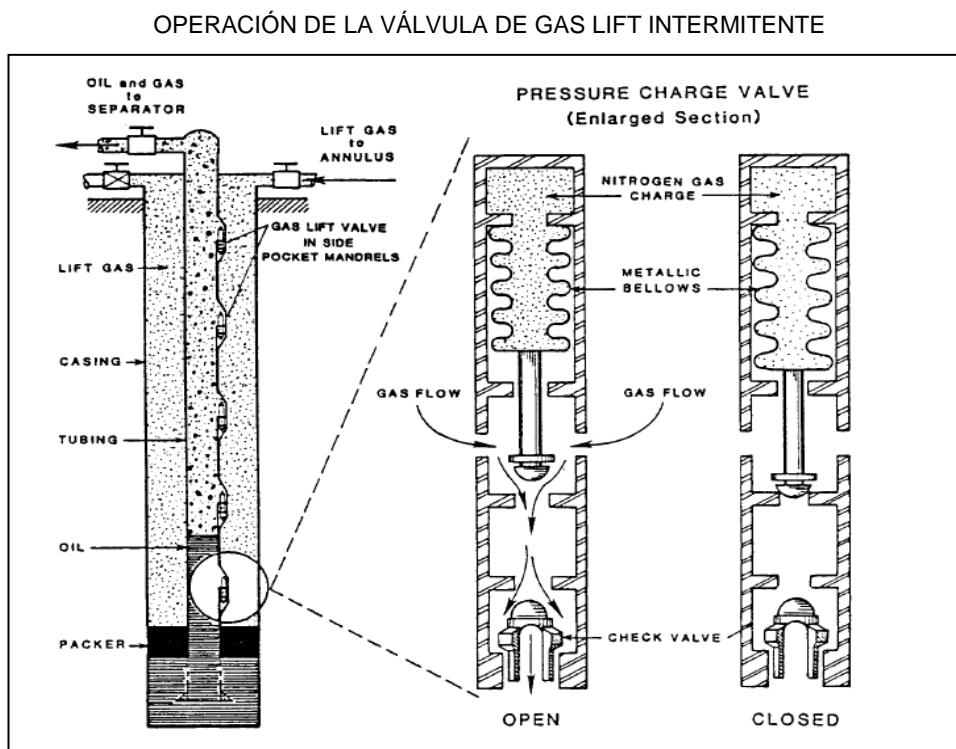


Figura 2.1.1.1-1, Fuente: *Gas Lift design and technology*

Clasificación de las Válvulas:

De acuerdo a la presión que predominantemente abre a la válvula, estas se clasifican en:



**Válvulas Operadas por Presión de Gas:** Son aquellas donde la presión de gas actúa sobre el área del fuelle por lo que abren predominantemente por dicha presión.

**Válvulas Operadas por Presión de Fluido:** Son aquellas donde la presión del fluido del pozo actúa sobre el área del fuelle por lo que abre predominantemente por dicha presión.

Las válvulas que serán explicadas son las operadas por presión de gas

### **Fuerzas que actúan sobre las válvulas de Gas Lift**

Para una válvula operada por presión de gas en posición cerrada, se puede establecer el siguiente balance de fuerzas en el instante antes de que abra:

Fuerza de cierre = Fuerza de apertura

Con:

$$\mathbf{Fuerza\ de\ cierre = P_b * A_b}$$

$$\mathbf{Fuerza\ de\ apertura = P_g * (A_b - A_p) + P_{pd} * A_p}$$

Donde:

$P_b$  = Presión del N, en el fuelle o sencillamente presión de fuelle, en lpc.

$P_g$  = Presión de gas, en lpc

$P_{pd}$  = Presión de fluido o presión de producción, en lpc

$A_b$  = Área efectiva del fuelle, en pulg<sup>2</sup> (aprox. 0.77 y 0.31 pulg<sup>2</sup> para válvulas de 1 ½" y 1" respectivamente)

$A_p$  = Área del asiento, en pulg<sup>2</sup>

Entonces:

$$\mathbf{P_b * A_b = P_g * (A_b - A_p) + P_{pd} * A_p}$$

En vista de que los valores de  $A_p$  y  $A_b$  son pequeños se ha simplificado la expresión anterior dividiéndola entre  $A_b$ , por lo que la expresión puede escribirse:

$$P_b = P_g(1 - R) + P_{pd} * R$$

Donde:  $R = A_p/A_b$  se denomina relación de áreas entre el asiento y el fuelle, su valor debe ser suministrado por el fabricante de las válvulas.

La presión de gas requerida para abrir la válvula ( $P_{od}$ ) bajo condiciones de operaciones se obtiene resolviendo la ecuación para  $P_g$ , es decir;

$$P_{od} = P_g = (P_b - P_{pd} * R) / (1 - R)$$

Cuando la válvula está en posición abierta, asumiendo que la presión por debajo del vástago es la presión  $P_g$  se puede establecer el siguiente balance un instante antes de que cierre:

$$P_b * A_b = P_g(A_b - A_p) + P_g * A_p$$

El valor de  $P_g$  para que la válvula cierre ( $P_{vcd}$ ) se obtiene resolviendo la ecuación anterior para  $P_g$ , es decir:

$$P_{vcd} = P_g = P_b$$

### **Calibración de Válvulas**

En la fase de diseño se fija la presión de gas ( $P_g$ ) con la que debe abrir la válvula de acuerdo a la presión de inyección disponible, de tal manera que con la presión del fluido en la tubería ( $P_{pd}$ ) se puede calcular la presión del fuelle ( $P_b$ ) aplicando la ecuación

$$P_b = P_g(1 - R) + P_{pd} * R$$

Para lograr obtener la presión de nitrógeno ( $P_b$ ) a la temperatura de operación de la válvula ( $T_v$ ) es necesario cargar el fuelle en el taller, donde por lo general se realiza a una temperatura de 60 grados F, de allí que se requiere corregir por temperatura la presión  $P_b$ , la corrección se obtiene aplicando la ley de los gases reales.

### **Variación de la presión del N2 vs temperatura**

Para obtener  $P$  vs  $T$  en un volumen confinado de gas N2 es necesario aplicar la ley de los gases reales:

$$P * V = n * R * Z * T$$

Es decir:

$$P_1 / (Z_1 * T_1) = P_2 / (Z_2 * T_2) = n * R / V = \text{constante}$$

Luego:

$$P_2 = P_1 * [(Z_2 * T_2) / (Z_1 * T_1)]$$

O también

$$P_2 = P_1 * C_1$$

El valor de  $C_1$  ha sido publicado tanto en formulas como en tablas:

$$C_1 = 1 / \{1 + 0.00215 * (T_v - 60)\}$$

La  $T_v$  se obtiene con

$$T_v(F) = T_{\text{fondo}} - G_t * (D - D_v)$$

De esta manera

$$P_b @ 60 F = P_b * C_t$$

$G_t$ : es la gradiente de temperatura en el pozo, si el yacimiento no se encuentra aportando fluido ( $P_{\text{fondo}} \geq P_{\text{ws}}$ ) se debe usar el gradiente geotérmico ( $G_{\text{geot}}$  aproximadamente 0.015 F/pie), pero si se encuentra aportando un determinado caudal se debe utilizar el gradiente dinámico de temperatura ( $G_{\text{td}}$ ) para luego calcular una temperatura promedio entre la dinámica y la geotérmica. Esta corrección no se realiza cuando el elemento de cierre es un resorte.

La presión de apertura en el taller se obtiene con el mismo balance de fuerza realizado en el pozo, con la diferencia que  $P_p$  es cero.

$$P_{op} = P_p = (P_b - P_g * R) / (1 - R) \text{ Se convierte en:}$$

$$P_{vo} (\text{taller}) = P_b @ 60 F / (1 - R)$$

Sustituyendo  $P_b @ 60 F$  en esta última expresión se obtiene finalmente la llamada Presión de Calibración (apertura) en el taller, PTRO (Pressure Test Rack Opening), el API la denomina  $P_{vo}$ :

$$P_{vo} = PTRO = P_b * C_t / (1 - R)$$

En la siguiente figura se muestra un esquema del equipo utilizando para la calibración de las válvulas en el taller.

## ESQUEMA DE MESA DE CALIBRACIÓN DE VÁLVULA GAS LIFT

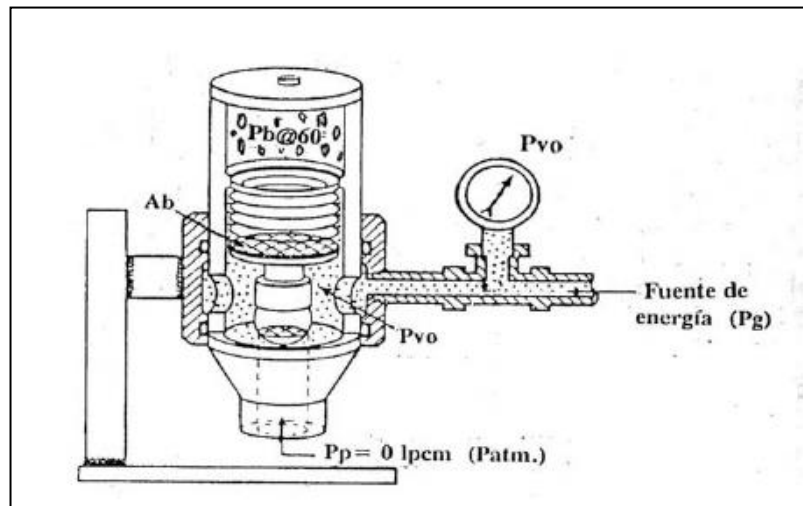


Figura 2.1.1.1-2, Fuente: Gas Lift Básico

**2.1.1.2 DISEÑO DE INSTALACION “GAS LIFT” INTERMITENTE**

Muchos procedimientos están disponibles para el diseño de instalaciones de *Gas Lift* intermitente. Estas varían, dependiendo de la recomendación del fabricante de las válvulas. Normalmente las instalaciones con válvulas operadas por presión pueden tener mayor espaciamiento que las operadas por fluido. El espaciamiento tiene que estar en función a la sección de fluido que se va a levantar. Si la productividad del pozo es muy baja, entonces la válvula operativa será la que se encuentre a mayor profundidad y las que se encuentren arriba serán de descarga.

**2.1.1.2.1 MÉTODO GRÁFICO**

Este método es práctico de utilizar y requiere de pocos cálculos, solamente se utiliza una hoja con ejes cartesianos indicando en el eje horizontal la presión y en el eje vertical la profundidad. Los pasos recomendados para este procedimiento es el siguiente: (ver gráfico)

- 1- En el diagrama Presión-Profundidad, trazar una línea vertical desde la presión en cabeza esperada ( $P_{wh}$ ) hasta el tope de los perforados. Si

en caso el pozo vaya a ser descargado hasta la presión atmosférica, por ejemplo a un tina o tanque, menos mandriles serán instalados.

- 2- De la presión de gas disponible en superficie (Pio1), trazar una línea hasta el tope de los perforados utilizando una gradiente de gas adecuado.
- 3- Desde la presión en cabeza, trazar una línea con la gradiente del fluido para matar al pozo hasta que intercepte la presión de inyección de gas (punto i1). Esta define la profundidad de la primera válvula de descarga (D1). Al ubicar la primera válvula, una mayor profundidad puede ser obtenida en caso se utilice para el diseño la presión disponible máxima en superficie o la de arranque del pozo. De todos modos, la presión de operación debe ser menor a la disponible en 100 lpc para asegurar el ingreso del gas.
- 4- Para encontrar la profundidad de la 2da válvula operativa se deben seguir los siguientes pasos:
  - a. Restar entre 25 y 50 lpc a la presión de inyección Pio1. Esto define la presión en superficie para la segunda válvula (Pio2). Tomar una caída en la presión de inyección es recomendable para válvulas operadas por gas y provee excelente información en superficie para resolver cualquier problema relacionado al arranque del pozo.
  - b. Trazar una línea desde Pio2 hasta el tope de los perforados usando una gradiente de gas adecuado.
  - c. A la profundidad D1 se le debe restar el volumen por resbalamiento que es aproximadamente  $3 - 6\% / 1000 \text{ pies} * D1$ , punto i2
  - d. Desde i2 trazar la gradiente del fluido de matar hasta que intercepte en la recta de la presión del gas que inicia en Pio2 (punto i3) y la intercepción de ambas rectas representa la profundidad para la segunda válvula.
- 5- Para encontrar el punto de inyección de la 3era válvula se deben seguir los siguientes pasos:
  - a. Restar entre 25 y 50 lpc a la presión Pio2. Esto define la presión en superficie de la tercera válvula (Pio3)

- b. Trazar una línea desde Pio3 hasta el tope de los punzados utilizando una gradiente de gas adecuado.
  - c. A la profundidad D2 (representado por i3) restarle el resbalamiento de fluid de la segunda válvula que es igual a  $5\% * (D2-D1)*(D2/1000)$
  - d. A esa profundidad D2 menos el resbalamiento se le llamará punto i4. Desde ese punto se traza la línea de gradiente del fluido para matar hasta que intercepte la recta del Pio3 y ese será el nuevo punto de inyección.
- 6- Este procedimiento se sigue hasta que la válvula quede por debajo de los punzados para luego ser reubicadas de tal forma que la válvula operativa quede por encima del packer.

#### 2.1.1.2.2 MÉTODO ANALÍTICO

Para derivar una expresión que describa el procedimiento de diseño de espaciamiento de válvulas, es necesario tener una expresión para la presión de inyección de fondo en términos de la presión de inyección en superficie y la profundidad del punto de inyección. La siguiente expresión ha sido encontrada con un 5% de exactitud cuándo es comparado con las medidas de campo en situaciones cuando las pérdidas por fricción no son consideradas.

$$P_{iod} = FGL \times P_{io}$$

Donde:

P<sub>iod</sub>: es la presión de inyección en profundidad

P<sub>io</sub>: es la presión de inyección en superficie y

$$FGL = 1 + BGL \times D_i,$$

Donde:

FGL: Factor de gas en profundidad

Di: es la profundidad del punto de inyección expresada en miles de pies (si usamos unidades de campo)

$$BGL = BLA + BLB \times (PO) + BLC \times (PO^2)$$

Donde:

$$BLA = (3.6433 \times SGI - 0.2117) \times 10^{-2}$$

$$BLB = [(0.57508 - 1.8442 \times SGI + 1.5754 \times SGI^2) \times 10^{-4}]$$

$$BLC = [(7.1615 \times SGI - 2.3070 - 5.7763 \times SGI^2) \times 10^{-8}]$$

Con:

$$PO = Pio + 14.7 \text{ lpca}$$

Una expresión analítica para cada válvula, Di, es encontrada en forma de ecuación de balance de presiones: la presión de gas de inyección a la profundidad debe ser mayor o igual a la presión dentro de la tubería. Para la profundidad de la primera válvula, D1, la ecuación de balance de presiones es:

$$Pwh + D1 \times gs = FGL \times Pio$$

Donde:

Pwh: es la presión en cabeza

gs: es la gradiente del nivel de fluido en lpc / 1000 pies de la profundidad vertical

Desde que  $FGL = 1 - BGL \times D1$ , la profundidad de la primera válvula es:



$$D1 = (P_{io} - P_{wh}) / (g_s - BGL \times P_{io})$$

La ecuación general para la profundidad de cada válvula,  $D_n$ , es:

$$D_n = [(P_{ko} - (n - 1) \times S) + (1 + (D_{n-2} - D_{n-1}) \times FF) \times g_s \times D_{n-1} - P_{wh}] / [g_s - (P_{ko} - (n - 1) \times S) \times BGL]$$

FF: es el factor de resbalamiento, el cual es usualmente un número de 0.03 a 0.06

S: es la caída de presión en la presión de inyección de superficie tomada para cada válvula mientras el proceso de descarga ocurre

$P_{ko}$ : es la presión de descarga del compresor en superficie.

Si la profundidad de la última válvula cae debajo del empacador o niple de asiento para la válvula de retención, entonces se debe hacer un reasignamiento de la última válvula 30 o 60 pies sobre la máxima profundidad y todas las demás válvulas son corregidas de acuerdo a:

$$D_n' = D_n - n(DEL)$$

Donde:

$$DEL = [FGLn \times \psi_1 + g_s \times (D_{n-1} - D_n + \psi_2) - \psi_3] / [N \times g_s]$$

Donde:

N es igual al total de número de válvulas y  $\psi_1$ ,  $\psi_2$  y  $\psi_3$

$$\Psi_1 = P_{ko} - [(N - 2) \times S] / FGLn - 1$$

$$\Psi_2 = (D_{n-2} - D_{n-1}) \times FF(D_{n-1})$$

$$\Psi_3 = P_{wh} \times (FGLn - 1)$$

Donde:

n es el número de válvula

### 2.1.1.3 – TIPOS DE INSTALACIÓN

Los tipos de instalación dependen de la geometría del pozo, cómo queremos producir las diferentes arenas y el tipo de fluido que se tiene.

Existen otros tipos de instalación que sirven para manejar altos volúmenes de agua, para pozos de gas, para pozos depletados, producir más de una zona a la vez ya sea por una o varias tuberías, etc.

Las instalaciones que se usan en el noroeste peruano para *Gas Lift* son:

- 1- *Gas Lift* convencional
- 2- *Gas Lift* con cámara
- 3- BLT

El *Gas Lift* convencional es la más sencilla de bajar al pozo debido a la poca cantidad de componentes que posee (un empacador, válvula de retención y mandriles para instalar las válvulas de *Gas Lift*). La gran virtud de este tipo de instalación es que una vez corrida puede servir para el largo de la vida productiva del reservorio ya que debido a su gran versatilidad puede trabajar desde el periodo de producción fluyente, cuando la presión del reservorio no es la misma y necesita *Gas Lift* continuo para mantener la alta productividad. Cuando el consumo de gas es excesivo y la presión del reservorio sigue cayendo a tal punto que el gas continuo solo satura el sistema de producción y contra presiona todos los pozos, se utiliza el *Gas Lift* intermitente con el objetivo de reducir el consumo de gas y optimizar la producción (mayor producción del pozo y de los otros conectados al mismo sistema). La forma sencilla de pasar de un estado a otro en la instalación es utilizando equipos de alambre para cambiar las válvulas.

El *Gas Lift* con cámara sirve para bajar el punto de levantamiento y acumular mayor cantidad de fluido en la cámara.

El BLT se utiliza como último sistema de producción cuando el reservorio se encuentra depletado

TABLA N°2.1: DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS GAS LIFT INTERMITENTES

<b>“Gas Lift” Convencional</b>	
<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Esta completación es más simple que otro tipo de instalación; hay menor cantidad de equipo de fondo lo cual reduce el riesgo de cualquier ineficiencia de producción debido a fallas en la instalación	La capacidad volumétrica de este tipo de instalación, comparada con la instalación con cámara puede limitar la máxima producción diaria del pozo e incrementar la relación gas inyectado / líquido
En una completación cerrada, el empacador y la válvula de retención previenen al reservorio estar expuesto a la alta presión de inyección	la arena puede bloquear el ingreso de fluido a través de la válvula de retención
En instalaciones semi cerradas no es necesario utilizar la válvula de retención	En instalaciones semi cerradas, el reservorio está expuesto a la alta presión de inyección de gas, el cual disminuye y puede causar daños
En instalaciones semi cerradas no es necesario utilizar la válvula de retención y empacador	En instalaciones semi cerradas, el reservorio está expuesto a la alta presión de inyección de gas, el cual disminuye y puede causar daños. Este tipo de instalación requiere ser descargado frecuentemente
<b>“Gas Lift” Con Cámara</b>	
El índice de productividad en este pozo debe ser lo suficientemente para hacer posible que incremente la producción de líquido (comparándolo con el <i>Gas Lift</i> convencional). El incremento de líquido es obtenido debido al hecho de que mas liquido puede ser acumulado a una presión fluyente dada. Para pozos con bajo índice de productividad,	La completación es más compleja. Esto incrementa el riesgo de cualquier falla que cause ineficiencia en la producción.

tomará mayor tiempo de llenado de la cámara y solo se obtendrá un ligero incremento en la producción.	
<b>BLT</b>	
Utilizado como último sistema de producción <i>Gas Lift</i> cuando la presión de reservorio es muy baja.	Toma mayor tiempo de equipo de servicio para bajar la instalación. Problemas operativos al recuperarla cuando el diámetro del pozo es mucho mayor al de las tuberías paralelas juntas
El punto de levantamiento se puede bajar cuanto se desee debido a que es un sistema cerrado de tubos paralelos. Incrementando la columna de fluido a levantar	desaprovecha la energía del reservorio (gas en solución) ya que parte del gas se va por el espacio anular
reduce el consumo de gas ya que el volumen para llenar la tubería es mucho menor que la del anular	
Se puede integrar a un sistema de succión para reducir la contrapresión en el espacio anular y aumentar la productividad del pozo	

Fuente: API RP 11V10

## SISTEMAS DE INSTALACIÓN GAS LIFT INTERMITENTE (USADOS EN EL LOTE Z-2B)

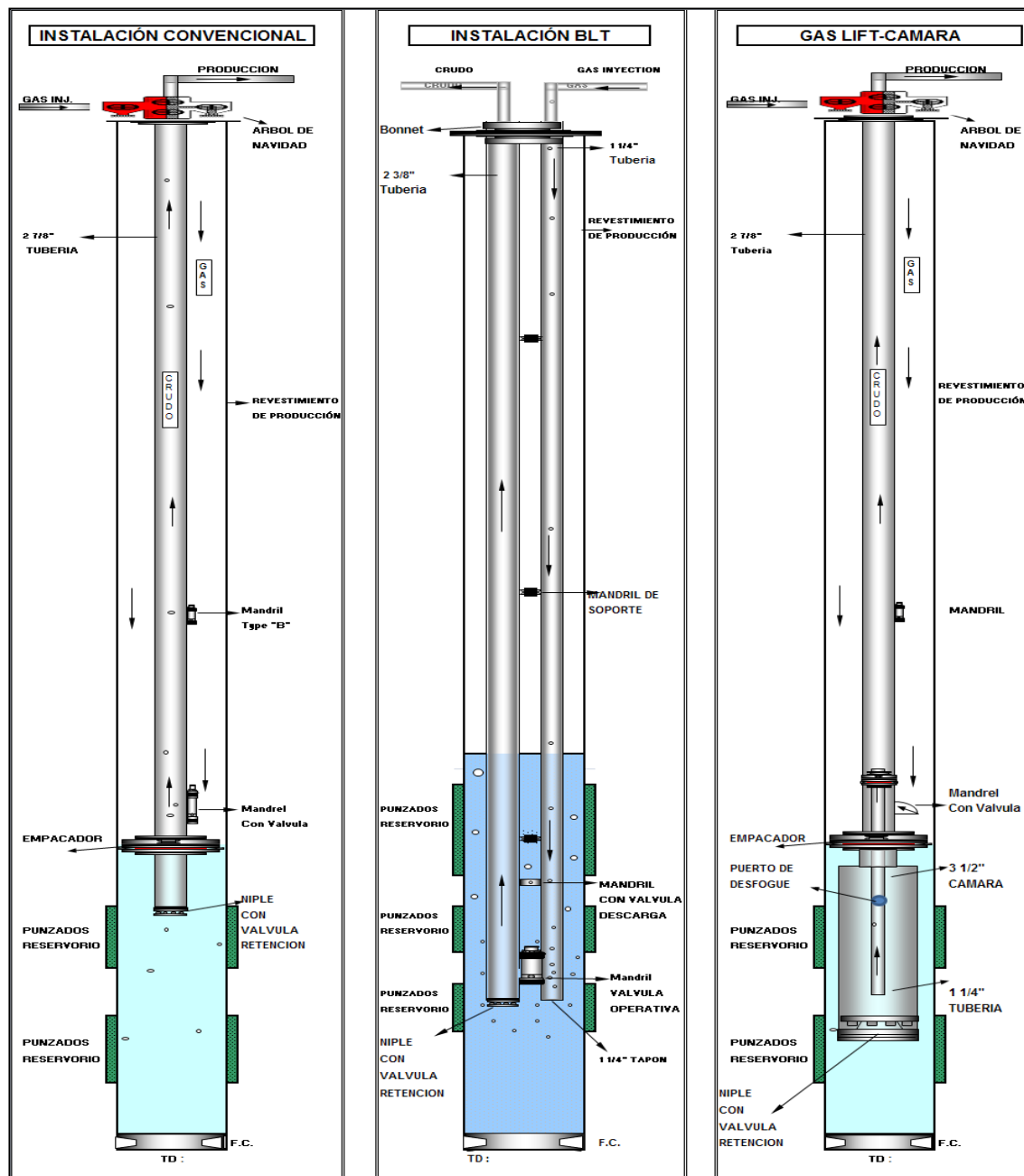


Figura 2.1.1.3-1, Fuente: Elaboración Propia

#### 2.1.1.4 CALCULOS DE REQUERIMIENTOS OPERATIVOS OPTIMOS

Las instalaciones de *Gas Lift* tienen larga vida operativa y en el transcurso de ese tiempo las condiciones del reservorio van cambiando notablemente sobre todo cuando se trabaja con un reservorio de gas en solución.

Debido a que las condiciones de operación son dinámicas en el largo tiempo, los requerimientos de operación como el volumen de *Gas Lift* y el

tiempo de inyección también deben ser cambiados (optimizados) para poder obtener la mayor producción posible, o sea, aprovechar al máximo la productividad del pozo y aumentar la eficiencia de recobro mediante la reducción del resbalamiento, el cual depende de factores como el volumen de gas inyectado y la presión de inyección. Los requerimientos que son manejables sin necesidad de intervenir el pozo, ya sea con unidad de servicio de pozo o con unidad de alambre, son el volumen de *Gas Lift* y el tiempo de ciclo.

#### **2.1.1.4.1 VOLUMEN DE “GAS LIFT”**

Respecto al cálculo del volumen de gas existen diferentes métodos presentados por distintos autores. Algunos están basados en experiencias, otros en cálculos volumétricos.

##### **Factor K**

El factor K es un factor que relaciona el volumen *Gas Lift* respecto al volumen de líquido producido. Este es un método de prueba y error ya que no se conoce cuanto incrementará la producción después de cambiar el volumen de gas

$$\text{FACTOR } K = \frac{(\text{Gas lift mpcd} \times 10^6)}{(\text{BPD} \times \text{Profundidad valvula operativa})}$$

El factor K ideal es entre 900 y 1000 mpcd/bls x pie. El objetivo es alcanzar esos valores, pero mientras más bajo sea, mejor, ya que indica que se está ahorrando gas para levantar la producción y un sistema de pozos *Gas Lift* mientras menos gas se utiliza mejor performance del campo se tendrá al reducir la contrapresión del sistema.

##### **Método Volumétrico**

En general el volumen necesario para desplazar una columna de fluido hacia superficie, es el volumen de gas que se necesita para llenar la tubería de producción a la presión promedio debajo del tapón de fluido desde el fondo hasta la superficie. En estos casos se utilizan tablas elaboradas obtenidas de la formula principal para simplificar la obtención de los resultados.

### Método 1

$$P Prom = \left\{ \frac{Pc + Pwh}{2} + 14.7 + \frac{(1 - Resb * 10^{-5} * L) * S * Grad}{2} \right\}$$

$$\frac{P Prom}{P stand} = \frac{Pc + Pwh}{29.4} + 1 + \frac{Grad * S * (1 - Resb * 10^{-5} * L)}{29.4}$$

### *TProm*

$$= \frac{\left\{ Tsupr + \frac{Tgrad}{100} * (1 - Resb * 10^{-5} * L) * S + Tsupr + \left( \frac{Tgrad}{100} \right) * L \right\}}{2}$$

+ 460

$$T Prom = \frac{\left( \frac{Tgrad}{100} \right)}{2} * S * L * \left( \frac{1}{S} + \frac{1}{L} - Resb * 10^{-5} \right) + Tsupr + 460$$

$$\frac{Tstand}{T Prom} = \frac{T stand}{T Prom}$$

$$= 520 / \left[ \frac{Tgrad/100}{2} * L * S * \left( \frac{1}{S} + \frac{1}{L} - Resb * 10^{-5} \right) + Tsupr + 460 \right]$$

$$Hgc = \{ L - [1 - Resb * 10^{-5} * L] * S = 5.4541 * 10^{-3} Di^2$$

$$Hgc * Cap = 5.4541 * 10^{-3} * Di^2 * (L * S) * \left[ \frac{1}{S} - \frac{1}{L} + Resb * 10^{-5} \right]$$

$$Gas Vol = Hgc * Cap * \left( \frac{PProm}{Pstand} \right) * \left( \frac{Tstand}{TProm} \right) * \left( \frac{1}{z} \right)$$

Donde:

PProm = Presión promedio en lpc

Pstand = Presión estándar en lpc

TProm = Temperatura promedio en F

Tstand = Temperatura estándar en F

S = Sumergencia en pies

L = Profundidad de la válvula en pies

Di = Diámetro interno de la tubería en pulgadas

Pc = Presión en el revestidor a la profundidad de la válvula

Pwh = Presión en superficie en tubos en lpc

z = Factor de compresibilidad a presión y temperatura promedios

Cap = Capacidad de la tubería en pies cúbicos / pie

Hgc = Longitud de la columna de gas en la tubería en pies

## Método 2

Otro método es calculando la capacidad de la tubería de producción y calcular el volumen de gas contenido en dicha tubería, considerando que el volumen necesario de gas para desplazar el tapón de fluido es llenando completamente la tubería bajo condiciones específicas.

$$b = V * \frac{Pprom * Tb}{Zprom * Pb * Tprom}$$



b = volumen de gas a condiciones base

V = capacidad de la tubería en pies cúbicos

Pprom = Presión promedio dentro de la tubería (lpca)

Tb = Temperatura base en grados Rankin

Zprom = Factor de compresibilidad para una presión y temperatura en la tubería

Pb = Presión base (14.73 lpc)

Tprom = Temperatura promedio en la tubería en grados Rankin

Calculo de la capacidad de la tubería

$$Q \left( \frac{\text{pies}^3}{100\text{pies}} \right) = 0.5454 * (di^2 - do^2)$$

Calculo de la presión a profundidad

$$P@L = P@sup * e^{\left( \frac{G.E * L}{53.34 * Tprom * Zprom} \right)}$$

El Z prom es difícil de calcular y desde que la compresibilidad está en función en la temperatura y presión promedio, el cálculo se hace repetitivo por prueba y error.

Un cálculo aproximado considerando una gradiente geotermal de 1.6 F/100pies, gravedad específica de 0.65 y temperatura de superficie igual a 70 F es el siguiente:

$$P@L = P@Sup + 2.3 * \frac{P@Sup}{100} * \frac{L}{1000}$$

Donde:

P@L = Presión a Profundidad

$P@Sup$  = Presión en superficie

$L$  = Profundidad

$G.E$  = Gravedad específica

Calculo de la temperatura a profundidad

$$T@L = T@Sup + \frac{G.T * L}{100}$$

Donde:

$T@L$  = Temperatura a profundidad.

$T@S$  = Temperatura en superficie.

$G.T$  = Gradiente de temperatura

Calculo de la presión promedio

$$Pprom = \frac{P@Sup + P@L}{2}$$

Calculo de la temperatura promedio

$$Tprom = \frac{T@sup + T@L}{2}$$

Conociendo la temperatura promedio y la presión promedio obtenemos el valor de  $Zprom$  usando graficas. Utilizamos la formula antes escrita

$$b = V * \frac{Pprom * Tb}{Zprom * Pb * Tprom}$$

Y obtenemos el valor de volumen de gas necesario en la tubería. Esto corresponde a un ciclo de inyección

#### 2.1.1.4.2- TIEMPO DE CICLO

El tiempo de ciclo es uno de los factores más importantes para obtener la mayor productividad del pozo. La pregunta se vuelve importante cuando se tiene que ciclear el pozo antes del tiempo de estabilización. El tiempo de estabilización de presión es el tiempo requerido para que todo el crudo pulverizado (espray) y el resbalamiento se asienten en la tubería de producción. Hay muchos pozos que no necesitan ser cicleados más de una o dos horas. En estos donde todo el fluido de resbalamiento se haya asentado no hay preocupación de hacer cálculos para la estimación del ciclo óptimo. Sin embargo algunos pozos debe ser cicleados más rápido que el tiempo de estabilización de la presión.

Se han desarrollados métodos para estimar el tiempo de ciclo optimo. Dichos métodos requieren conocer la presión de fondo y su comportamiento.

##### 2.1.1.4.2.1- METODO ANALÍTICO API RP11V10

Está basado en la estimación de la máxima productividad de un pozo con la máxima caída de presión a la profundidad de los punzados. Una vez calculado la productividad en función del tiempo se deriva respecto al tiempo, donde  $dq/dt = 0$  para obtener la máxima producción en un determinado tiempo.

El procedimiento de cálculo es el siguiente:

$$Q_f = PI * (P_{sbh} - P_{wf})$$

$$Q_f = Bt * \left(\frac{dQ}{dt}\right)$$

$$P_{sbh} - P_{wf} = A - Q * pf * 1000$$

$$A = P_{sbh} - (D_{pt} - D_{ov}) * pt - P_{wh} * fg$$

$$Q = A * \frac{e^{alfa*pf*t} - 1}{1000 * pf * (e^{alfa*pf*t} - cm)}$$

$$T = t + \frac{Dov}{vat}$$

$$qf = Q(1 - cm) * Bt * \frac{1440}{1000 * T}$$

$$alfa = \frac{PI}{1440 * Bt}$$

$$cm = FF * \frac{Dov}{1000}$$

$$qf = Q(1 - cm) * Bt * \frac{1440}{1000 * T}$$

$$qf = C3 * A * \frac{\frac{e^{alfa*pf*T}}{e^{alfa*pf*\frac{Dov}{vat}} - 1}}{T * 1000 * pf * \frac{e^{alfa*pf*T}}{e^{alfa*pf*\frac{Dov}{vat}} - cm}}$$

$$C3 = 1.44 * Bt * \frac{1 - cm}{T}$$

Para obtener el máximo qf, se debe derivar respecto a T: dqf/dT = 0, obtenemos

$$T = (e^{yT} - C4) * \frac{e^{yT} - cm * C4}{y * e^{yT} * C2 * C4}$$

$$C2 = 1 - cm$$

$$y = alfa * pf$$

$$C4 = e^{y*\frac{dov}{vat}}$$

$$KA = CM * C4^2$$

$$KB = Y * C4 * (1 - CM)$$

$$KC = C4 * (1 + CM)$$

Para el cálculo de T se utiliza el método de Newton Raphson y sensibilizamos hasta obtener una variación entre Tn y Tn-1 aprox 0.001

TABLA N° 2.1 ITERACIÓN PARA CALCULO DE CICLO ÓPTIMO

Dov/vat	1.425	T	15.0	asumido
Exp(yT)	T1	Exp(yT1)	T2	delt
1.0959	15.27	1.09776384	13.94	1.3382
1.0888	13.95	1.08894138	13.86	0.0895
1.0883	13.86	1.0883468	13.86	0.0004
1.0883	13.86	1.08834413	13.86	0.0000

Fuente: API RP 11V10

Donde T1

$$T1 = \frac{(e^{yT} + \frac{KA}{e^{yT}} - KC)}{KB}$$

$$T2 = T1 - \frac{\left( T1 - \frac{e^{yT1} + \frac{KA}{e^{yT1}} - KC}{KB} \right)}{\left( 1 - Y * \frac{e^{yT1} - \frac{KA}{e^{yT1}}}{KB} \right)}$$

Donde:

qf: Volumen de fluido, bls

Psbh: Presión estática de fondo, lpca

Pwf: Presión de fondo fluyente, lpca

PI: Índice de productividad, bls/(lpca\*día)

Bt: Capacidad volumétrica, bls/1000 pies

Q: Longitud de la columna de fluido en 1000 pies

pf: gradiente de fluido, lpca/pie (obtenido de prueba API)

pt: gradiente de fluido, lpca/pie (obtenido de una prueba de presión de fondo)

Dov: Profundidad de la válvula operativa, pies

Dpt: Profundidad del punto medio de los punzados, pies

FF: Factor de resbalamiento, decimal/1000 pies

A: Máxima caída de presión a la profundidad de los punzados, después de que el taco de fluido ha sido producido, lpca

fg: Factor de corrección del gas usado para calcular la presión del gas en profundidad

T: tiempo de ciclo

vat: Velocidad del gas en la tubería, pies/min

t: Tiempo de llenado

Constantes calculadas: CM, C2, C3, C4, Alfa, Y, KA, KB, KC:

Para este método el API recomienda utilizar el promedio entre el  $(40\%P_{sbh}, q_f)$  y  $(0, q_{fmax})$ . Como recomendación práctica, para pozos de muy baja presión y producción, es recomendable utilizar índice de productividad 0.1 – 1

#### **2.1.1.4.2.1- METODO GRÁFICO**

Consiste en evaluar visualmente la gráfica de presión fluyente vs. Tiempo para determinar en qué tiempo ocurre la estabilización y modificar el tiempo de ciclo de tal forma que la inyección de gas inicie en ese instante o antes. Se considera que después del tiempo donde la presión se mantiene estable, hay un mínimo aporte de fluido del reservorio.

GRAFICO DE PRESIÓN VS TIEMPO (REGISTRADOR DE PRESIÓN DE FONDO)

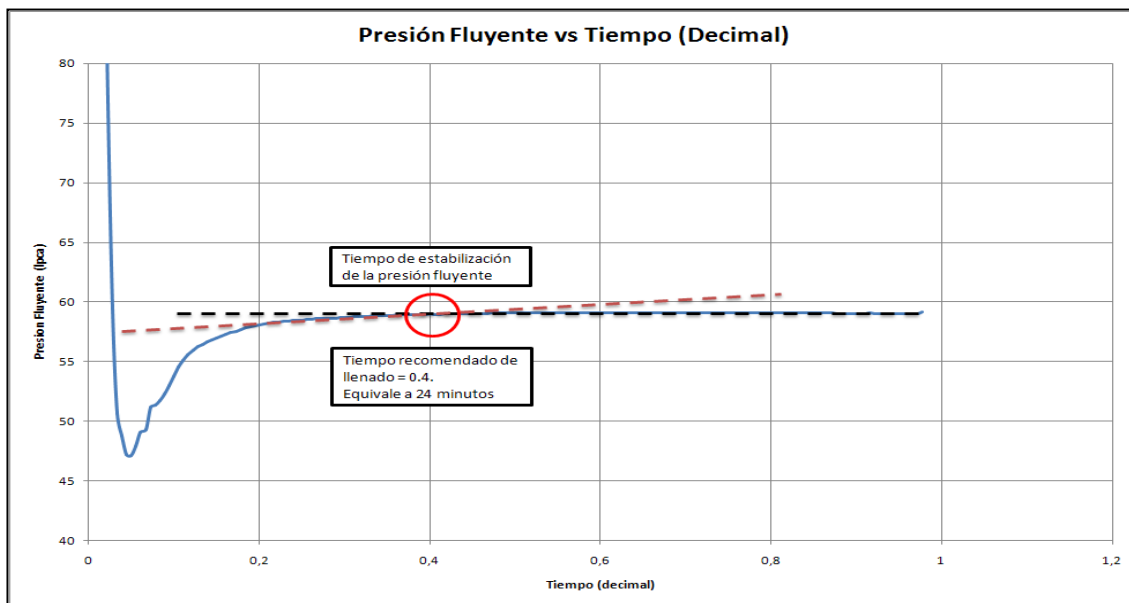


Gráfico 2.1.1.4.2.1 -1, Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a la gráfica se muestra que para este ejemplo se obtiene que el tiempo de llenado sea de 24 minutos (después del fin de la inyección)

En pozos donde la presión mínima fluente (al final del desfogue) y la presión estabilizada son muy cercanas, el aporte de fluido durante el tiempo donde la presión se encuentra estable, tiene una influencia importante en la producción del pozo. Para ese caso se debe evaluar el aporte del reservorio en ese lapso de tiempo y el número de ciclos para maximizar la producción del pozo.

### 2.1.1.5- COMPORTAMIENTO DE LA EFICIENCIA DE “GAS LIFT”

El comportamiento de la eficiencia de *Gas Lift* fue estudiado por Kermit E. Brown y está en función a diversos factores, como:

- 1- Presión en tubos como % de presión de apertura de la válvula operativa,
- 2- Área de puerto de la válvula respecto a la presión ejercida por la columna de fluido.
- 3- Volumen de gas inyectado en función del área de puerto

4- Relación gas-líquido en función del área del puerto y la presión sobre la válvula operativa.

GRAFICO PRESION EN TUBO COMO % DE PRESION DE APERTURA DE VALVULA

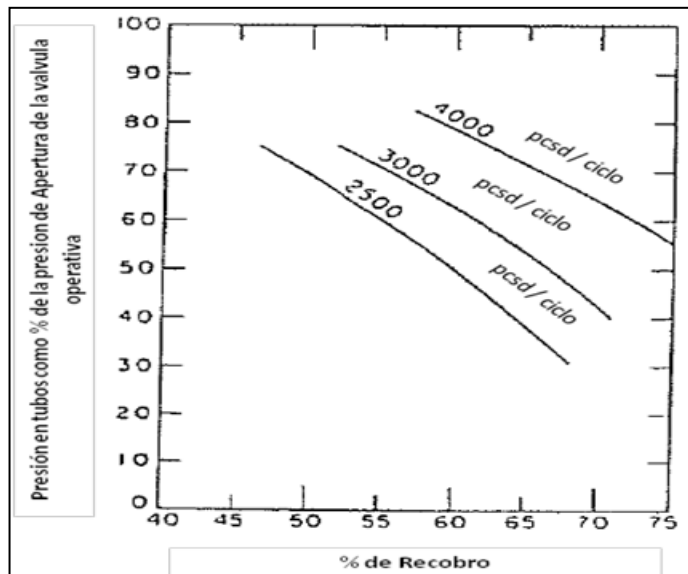


Gráfico 2.1.1.5-1, Fuente: Kermin E. Brown – *The Technology of Artificial Lift Methods. Vol., 2a*

Como se observa en la gráfica a mayor % de presión en la tubería respecto a la presión de apertura de la válvula operativa, se necesita mayor volumen de gas por ciclo para incrementar la eficiencia de levantamiento. También se concluye que si la presión en la tubería de producción aumenta y se mantiene el volumen de gas inyectado, el % de recobro será menor



GRAFICO AREA DE PUERTO RESPECTO A LA PRESIÓN DE LA COLUMNA DE FLUIDO

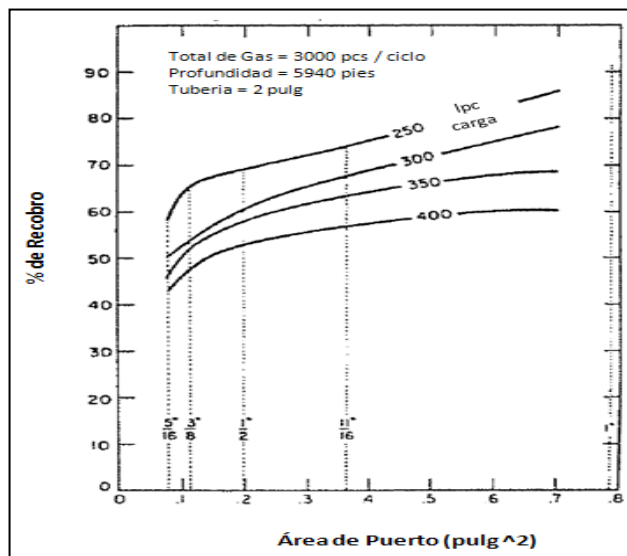


Gráfico 2.1.1.5-2, Fuente: Kermin E. Brown – *The Technology of Artificial Lift Methods. Vol., 2a*

En este gráfico se aprecia que para una misma área de puerto, a mayor es la presión en la tubería (presión de carga), mayor será el porcentaje de recobro. Y a mayor sea el área del puerto de la válvula, mayor será el recobro comparado contra áreas menores independientemente de la presión de carga. Eso se debe a que el *Gas Lift* intermitente es más efectivo cuando la presión de gas se transmite casi instantáneamente debajo del tapón de fluido y eso se logra con puertos más grandes.

GRAFICO VOLUMEN DE GAS INYECTADO EN FUNCIÓN DEL AREA DE PUERTO

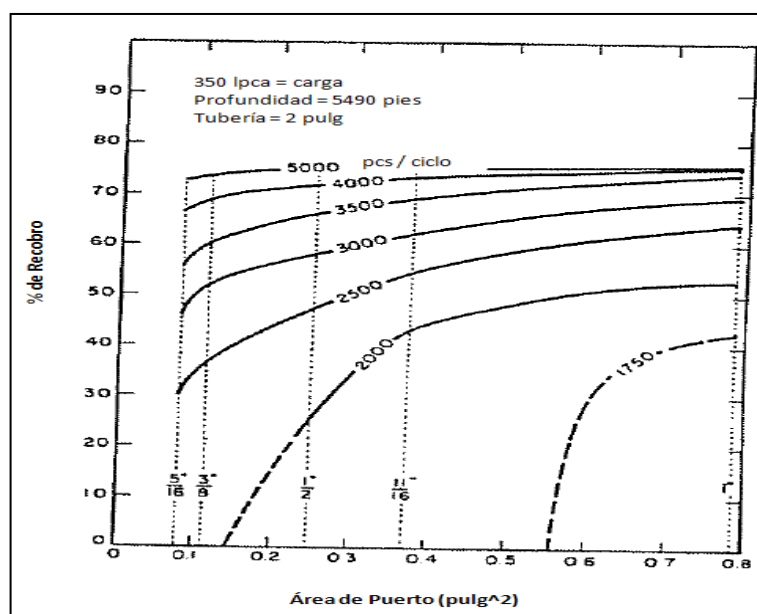


Gráfico 2.1.1.5-3, Fuente: Kermin E. Brown – *The Technology of Artificial Lift Methods. Vol., 2a*

Este gráfico indica que independientemente el área que tenga el puerto de la válvula operativa hay un máximo de gas inyectado por ciclo para alcanzar una máxima eficiencia. En este caso con 5000 pcs/ciclo con distintos tipos de área de puerto se va alcanzar un máximo de 75% de eficiencia de recobro aproximadamente. Mientras mayor sea el área del puerto menos gas se necesita para alcanzar una mayor eficiencia. Esto es necesario cuando el volumen de gas es limitado o la contrapresión en el sistema es alta y se requiere poco consumo de gas.

GRAFICO RELACIÓN GAS-LÍQUIDO EN FUNCIÓN DEL AREA DE PUERTO Y LA PRESION SOBRE LA VALVULA OPERATIVA

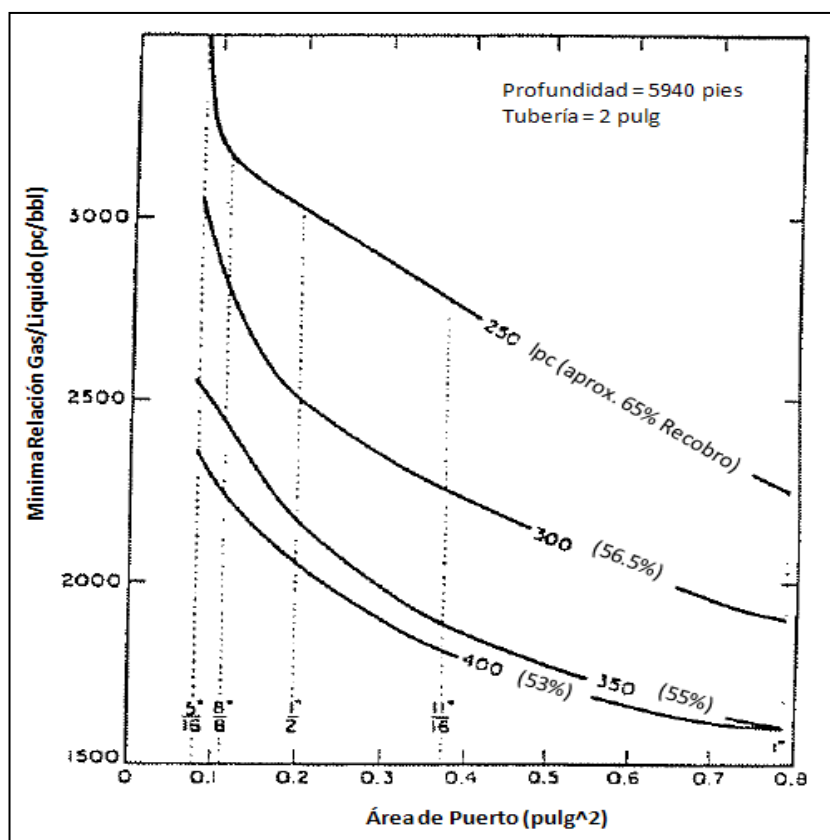


Gráfico 2.1.1.5-4, Fuente: Kermin E. Brown – *The Technology of Artificial Lift Methods*. Vol., 2a

Este gráfico incluye distintas características que influyen en el performance del *Gas Lift* intermitente resumiendo las graficas anteriores. En conclusión si el pozo tiene una válvula con un puerto de 5/16 pulgadas se observa que para poder lograr la máxima eficiencia a diferentes presiones en la tubería,

se debe inyectar la mayor cantidad de gas posible en comparación con válvulas de puertos más grandes.

Se recomienda que cuando se desea disminuir el consumo de gas y tener la mayor eficiencia se debe usar una válvula con un puerto grande. Esto no quiere decir que el mayor puerto es la mejor solución ya que también es importante considerar la profundidad de la válvula operativa que está vinculado directamente con el volumen de gas necesario para producir de tal forma que el volumen inyectado sea necesario para desplazar el tapón de fluido hasta superficie y a la vez sea el adecuado para tener la presión de gas deseado debajo del tapón.

## **2.2- DELIVERABILIDAD DEL RESERVORIO (Elseiver 2007)**

La deliverabilidad es definida como la tasa de producción de petróleo y gas lograda por el reservorio a una determinada presión de fondo. La deliverabilidad del reservorio determina el tipo de completación y levantamiento artificial que debe ser usado. Un conocimiento detallado de la productividad del reservorio es esencial para los ingenieros de producción.

### **2.2.1- CONSTRUCCIÓN DE CURVAS IPR**

Las curvas IPR son curvas de performance de producción y sirven para evaluar la deliverabilidad del reservorio para la ingeniería de producción. Las curvas IPR es una presentación gráfica entre la presión fluyente de fondo y la tasa de producción

## GRAFICO RELACIÓN DE RENDIMIENTO DE INFLUJO (IPR)

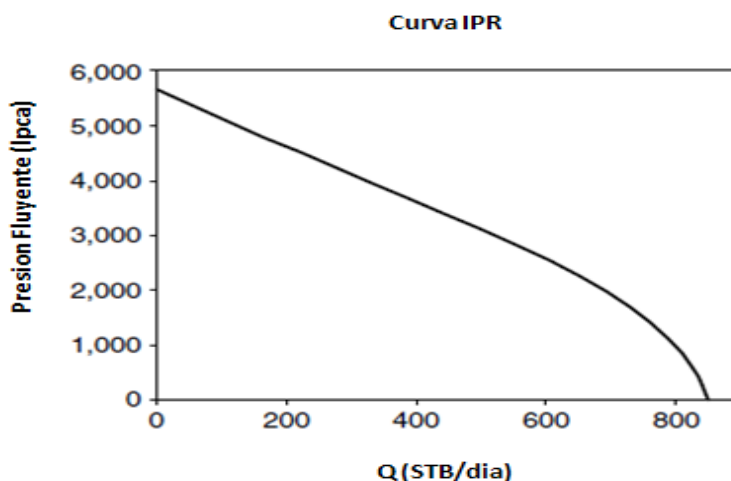


Gráfico 2.2.1-1, Fuente: Petroleum Production Engineering, A Computer Assisted Approach 2007.

Guo, Lyons & Ghalambor

Las curvas IPR de los pozos son usualmente construidas usando modelos de influjo de reservorio, los cuales pueden ser con base teórica o empírico. Es esencial el validar estos modelos con puntos de pruebas obtenidos en el campo. Existen dos tipos de condiciones de flujo para graficar las curvas IPR; reservorios con fluido en una sola fase y en dos fases:

IPR para reservorios de una sola fase. Esto aplica en reservorios bajo saturados (presión de reservorio sobre la presión de burbuja). En estos casos el índice de productividad ( $J^*$ ) es lineal y dicha linealidad no depende de la tasa de producción para los diferentes regímenes de flujo (Trasiente, pseudo-estable y estable). El índice de productividad va en línea recta desde la presión de fondo estática hasta la presión de burbuja.

Flujo trasiente en un pozo vertical:

$$J^* = \frac{q}{p_i - p_{wf}}$$

$$= \frac{kh}{162.6 * B_o * \mu_o * (\log t + \log \left( \frac{k}{\phi * \mu_o} * c_t * r_w^2 \right) - 3.23 + 0.87S)}$$

Flujo estable

$$J^* = \frac{q}{p_i - p_{wf}} = \frac{kh}{141.2 * B_o * \mu_o * (\log\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S)}$$

Flujo pseudo-estable

$$J^* = \frac{q}{p_i - p_{wf}} = \frac{kh}{(141.2 * B_o * \mu_o * \left(\frac{1}{2} \log\left(\frac{4A}{\gamma * C_a * r_w^2}\right)\right) + S)}$$

\* No se va a detallar cada parámetro ya que no es importante en este estudio

CURVA IPR EN RESERVORIOS BAJO SATURADOS (UNAS SOLA FASE)

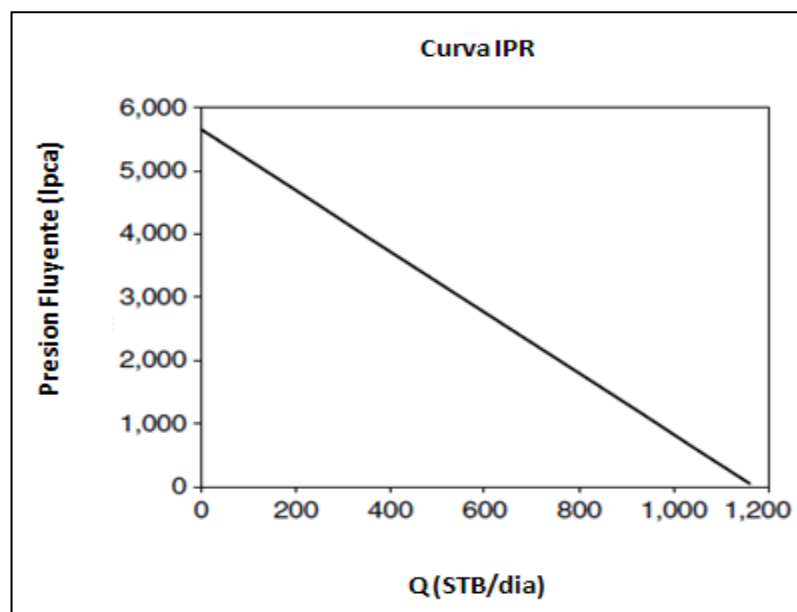


Gráfico 2.2.1-2, Fuente: *Petroleum Production Engineering, A Computer Assisted Approach 2007.*  
Guo, Lyons & Ghalambor

Como se observa el índice de productividad en curvas IPR es la inversa de la pendiente de la recta. Al ser constante e independiente de la tasa de flujo se puede calcular la pendiente antes de obtener los datos de producción y poder graficar la curva para determinar la productividad del pozo

IPR para reservorios en dos fases. Para que exista las dos fases el reservorio debe estar por debajo de la presión de burbuja, donde el gas en solución escapa del petróleo y se vuelve gas libre. El gas libre ocupa parte de la porción del espacio poral, el cual reduce la permeabilidad relativa al petróleo. Incluso la viscosidad aumenta mientras el contenido de gas disminuye. La combinación del efecto de la permeabilidad relativa y la viscosidad resulta en una reducción de la tasa de producción de petróleo a una presión de fondo determinada. Esto hace que la curva IPR se desvíe de la tendencia lineal por debajo de la presión de burbuja. Mientras más baja sea la presión, la curva mas se desvía de la linealidad.

Solo ecuaciones empíricas de están disponibles para modelar curvas IPR en dos fases. Las ecuaciones empíricas de Vogel (1968), la ecuación extendida de Standing (1971), Fetkovich (1973), entre otros. Los más utilizados son las antes mencionadas, principalmente la de Vogel.

Al ser modelos empíricos se necesitan datos de campo para poder determinar la relación entre la producción y la presión fluyente. Para obtener la información necesaria para hacer las curvas IPR se tienen que ejecutar pruebas especiales.

### IPR Vogel

Para poder elaborar la curva IPR basado en la ecuación empírica de Vogel es necesario solamente tener el valor de la presión estática, presión fluyente y caudal estabilizado a la presión fluyente evaluada. Es el modelo más sencillo de elaborar por la poca información necesitada.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2$$

CURVA IPR DE ACUERDO AL MODELO DE VOGEL (2 FASES)

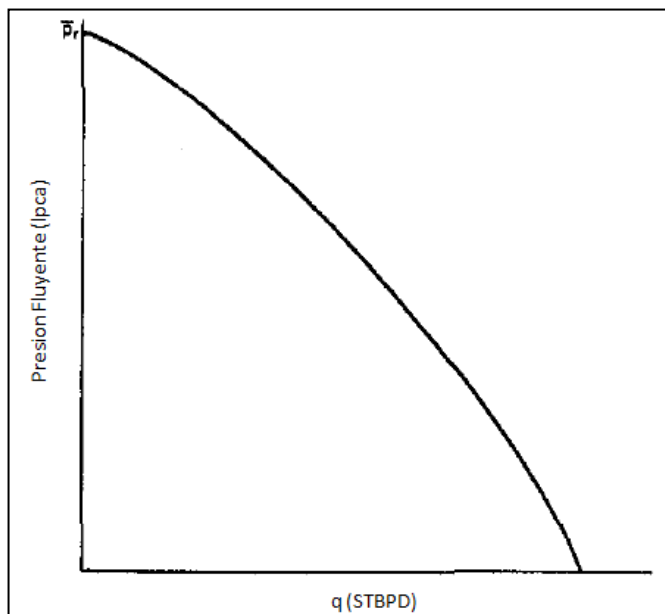


Gráfico 2.2.1-3, Fuente: Schlumberger Well Performance Manual

Para reservorios con presión mayor a la presión de burbuja se grafica una IPR compuesta donde la grafica es una línea recta desde la presión de reservorio hasta la presión de burbuja ( $J^* = \text{Cte}$ ) y por debajo de la presión de burbuja se utiliza la ecuación de Vogel

### IPR Standing

Es la forma extendida del modelo de Vogel. Vogel considera que el daño de formación es igual a cero. En la realidad un pozo puede estar estimulado  $S$  (daño)  $< 0$ , dañado  $S > 0$  o sin daño donde  $S = 0$  (caso Vogel).

Aparece el concepto de Eficiencia de Flujo (FE) el cual es la relación entre el índice de productividad de un pozo sin daño ( $S = 0$ ) entre el índice de productividad de un pozo con  $S \neq 0$ . Se utiliza el símbolo de  $P'_{wf}$  el cual representa la presión fluyente de un pozo con  $S = 0$ .

$$FE = \frac{Pr - P'_{wf}}{Pr - P_{wf}(S \neq 0)}$$

Donde:

$$P'wf = Pr - FE * (Pr - Pwf)$$

Finalmente

$$\frac{qo}{qomax} = 1 - 0.2 * \left(\frac{P'wf}{Pr}\right) - 0.8 * \left(\frac{P'wf}{Pr}\right)^2$$

Para poder calcular el FE se necesitan datos de pruebas de pozos para poder obtener parámetros petrofísicos:

$$FE = \frac{PD(S = 0)}{PD(S \neq 0)} = \frac{\ln(tD) - 0.8090}{\ln(tD) - 0.80907 + 2 * S}$$

Donde:

$$PD = \frac{Kh (Pi - Pwf)}{141.2 * q * \mu * \beta}$$

$$tD = \frac{0.000264 * K * t}{\varphi * \mu * Ct * rw^2}$$

Y se grafica el modelo IPR de Standing

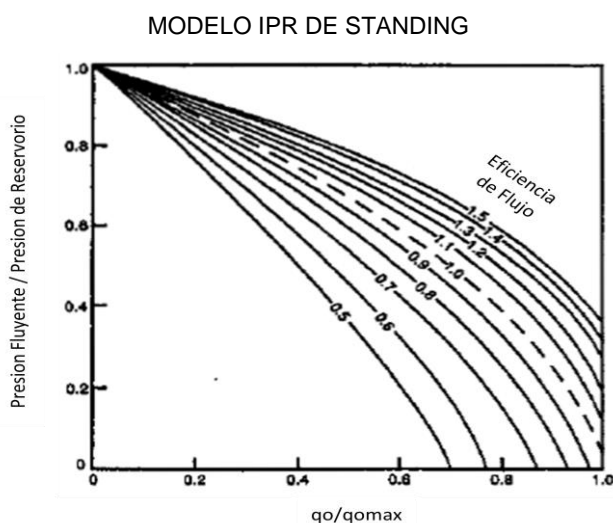


Gráfico 2.2.1-4, Fuente: Schlumberger Well Performance Manual



## IPR Fetkovich

Este modelo fue utilizado especialmente para pozos de gas. Su aplicación a pozos de petróleo por debajo y sobre la presión de burbuja también ha mostrado su aplicabilidad. Para graficar estas curvas se necesitan toma una prueba de presión multipunto o de contrapresión. La ecuación que gobierna este modelo es:

$$q_o = C * (P_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

Para pozos de petróleo se puede utilizar la ecuación:

$$q = q_{max} \left[ 1 - \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]^n$$

Donde “n” es el coeficiente de turbulencia (0.5 – 1) que indica flujo turbulento (0.5) hasta flujo lineal (1) y C representa el índice de productividad. Para calcular el “n” y C es necesario graficar en un papel log-log  $P_r^2 - P_{wf}^2$  vs Q, donde “n” es la inversa de la pendiente de la recta que une los puntos (mínimo 3) y C es obtenida por solución de la ecuación. Como se mencionó anteriormente, se requieren tres puntos los cuales deben ser a caudales y presiones estabilizadas para que tenga validez.

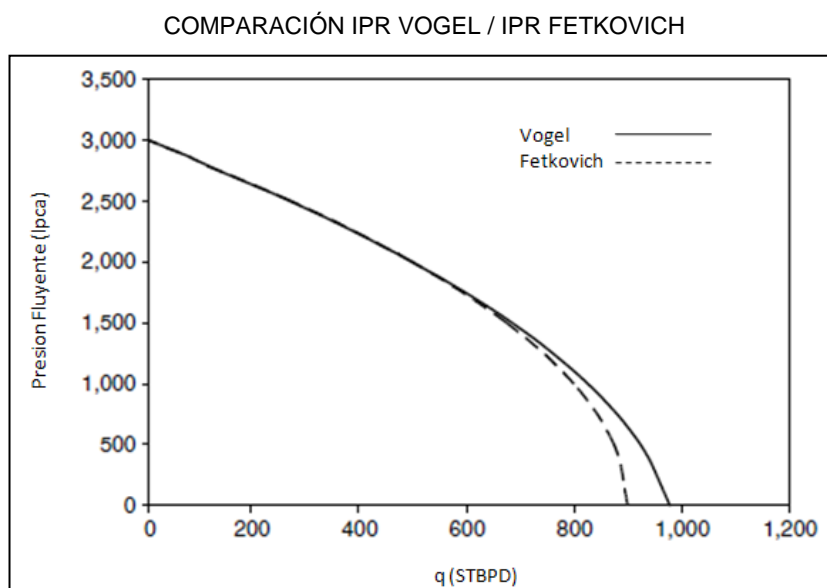


Gráfico 2.2.1-5, Fuente: Schlumberger Well Performance Manual

De acuerdo al requerimiento de información para poder construir las graficas IPR, la mas sencilla y con certeza aceptable es el modelo de Vogel ya que no requiere de parametros petrofísicos ni pruebas de puntos multiples. En general los modelos son aplicables a pozos fluyentes y con propiedades petrofísicas adecuadas para poder obtener los datos necesarios en el menor tiempo posible y con mejor exactitud.

Los pozos evaluados en esta investigación son con *Gas Lift* intermitente, de bajo potencial (no fluyentes) por lo que es necesario tomar el modelo mas simple.

En este caso utilizaremos el modelo de Vogel para contruir gráficas IPR en pozos *Gas Lift* intermitente. En este caso no será evaluado con el modelo de Fetkovich.

## CAPITULO 3

### METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

#### 3.1- TIPO DE INVESTIGACIÓN

Corresponde a una investigación explicativa ya que parte de un problema bien identificado, y se tiene el conocimiento de la causa-efecto y se sitúa sobre una base de conocimientos sólidos; así mismo se trata de una investigación de desarrollo ya que se usan condiciones operacionales, datos de producción y pruebas de presiones reales para el análisis detallado de cada pozo y del campo Litoral Costa Afuera.

Dentro de los tipos de estudio explicativos, nuestro caso es del tipo experimental al consistir en la manipulación de una variable a evaluar, en condiciones controladas, con el fin de describir de qué modo o por qué causa se produce una situación o acontecimiento en particular. Se trata de un experimento porque precisamente se provoca una situación para evaluar determinadas variables, para controlar el aumento o disminución de esa variable, y su efecto en las conductas observadas. Mediante este tipo de investigación se podrá validar o refutar nuestra hipótesis

Por el tipo de aplicación de resultados:

Es una investigación aplicada ya que se han generado resultados que pueden aplicarse a la realidad y ser de utilidad para otros campos con condiciones similares al estudiado.

#### 4.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

**Población:** Pozos productores de petróleo y gas pertenecientes al área de Litoral Costa Afuera, que operan con el sistema *Gas Lift* intermitente.

**Muestra:** 18 pozos *Gas Lift* intermitente con las siguientes características:

- Producción varia de 5 a 35 BPD, promedio 12 bpd
- Grado API de 36 aproximadamente
- Relación gas-petróleo de 1000-20000 pcsd/STB
- Presión de fondo fluyente 30 – 140 lpca, mínima promedio 56, máxima promedio 70
- Presión máxima menos presión mínima (promedio) 13.6 lpca
- Contra presión del sistema 0 – 12 lpcg
- Instalación de fondo de producción BLT (tuberías paralelas)
- Corte de agua menor al 10%
- Profundidad promedio de los pozos 2100 pies
- Calibración de válvula operativa (TROP) 200 – 300 lpcg, algunos sin válvula
- Presión de *Gas Lift* en superficie 340 – 360 lpcg
- Eficiencia de levantamiento promedio 38%.

### **3.3 INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

Las principales técnicas que se aplicaron en la investigación son:

- Observación directa; en la cual se tomaron pruebas de presión a los pozos y los resultados fueron analizados visualmente para definir verificar la validez de la prueba, ya que puede ser tomadas de formas distintas según la información que se desea obtener, y luego matemáticamente.
- Análisis documental; mediante la revisión de reportes (2011-2013) de prueba de presión de fondo y llevado a las condiciones actuales
- Experimentos; netamente matemáticos con el objetivo de obtener datos que permitan predecir el performance del sistema de producción en diferentes condiciones comparándolos con la realidad.

Los principales instrumentos que se aplicaron en las técnicas fueron:

- Registradores de presión de fondo
- Datos de producción reales
- Bibliografía sobre *Gas Lift* intermitente e ingeniería de producción. Formulas y modelos matemáticos para calcular el performance de producción y el ciclo optimo de operación.

De acuerdo al tipo de variable a estudiar se utilizaron distintos instrumentos de medición o recolección de la información. De acuerdo al siguiente cuadro:

TABLA N° 3.1 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN E INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN

INFORMACIÓN	INDICADOR	INSTRUMENTO DE RECOLECCION
Presión de fondo fluyente	Define la energía del reservorio. Dicho valor es determinante para realizar todos los cálculos en la optimización del <i>Gas Lift</i> . Permite calcular el volumen acumulado instantáneo durante el ciclo. Indispensable para calcular la eficiencia de levantamiento la cual al compararlo versus las variables dependientes permite hacer un estudio estadístico	Realización pruebas de presión de fondo para evaluar el performance del <i>Gas Lift</i> (procedimiento especial para este tipo de prueba) y determinar la presión fluyente estabilizada. Interpretación de pruebas y vincular dicha información con los parámetros de operación en superficie y la producción de los pozos.
Parámetros de Operación en superficie	Presiones del sistema de producción. Esta presión es esencial para estimar el incremento de producción mediante reducción de la contrapresión. Volúmenes de <i>Gas Lift</i> utilizado	Registros de presión de superficie, en cada pozo, información obtenida del registrador de presión de fondo cuando se encuentra en superficie, volumen de " <i>Gas Lift</i> usado" obtenidos en el campo.

Fuente: Elaboración propia

### 3.4 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Para analizar la variable de mayor interés, eficiencia de levantamiento, no se utilizaron métodos estadísticos, se interrelacionaron las variables que afectan al desempeño del sistema *Gas Lift*. Utilizando criterios en base a experiencia de campo, como la relación directa entre el gas inyectado y la proporción presión máxima de inyección y presión máxima fluyente, la variación de la eficiencia en función al volumen de gas y a la presión de inyección.

Con la relación entre la eficiencia, volumen de gas y presiones de fondo se evalúa los pozos de forma minuciosa al analizar a nivel de producción por ciclo (no producción diaria) con el objetivo de determinar cuáles deben ser los parámetros exactos para obtener el mejor performance del pozo vinculando todos los factores que afectan a la eficiencia de levantamiento.

Los datos obtenidos por los medidores de presión de fondo se analizan de distintos métodos, ya sea con simuladores, visualmente, o mediante procedimientos planteados en base a modelos de performance de producción (curvas IPR). Todos estos métodos tienen el objetivo de definir la eficiencia del sistema y los parámetros de reservorio (presión estática y presión fluyente), características de fluido, como la gradiente. Todos estos valores sirven para determinar cuantitativa o cualitativamente el potencial del pozo-reservorio.

Los métodos de evaluación del comportamiento de la producción en pozos *Gas Lift* intermitente utilizado (Cualitativo y Cuantitativo):

- Método visual-gráfico (cualitativo): consiste en determinar el potencial del pozo mediante la observación de la data cruda (gráfico), sin procesar matemáticamente los resultados. Este método es muy importante ya que ayuda a realizar una primera selección entre pozos con posibilidad de incrementar el potencial de producción y pozos en los cuales no será rentable invertir tiempo y dinero en evaluaciones. Así mismo relacionando las presiones de fondo fluyente, el tiempo de ciclo de gas y la producción diaria, se puede determinar

comparativamente pozos candidatos a optimizar. También se puede estimar el tiempo de ciclo óptimo de una forma aproximada (no siempre resulta)

- Método descriptivo (cuantitativo): sirve para calcular de la presión de fondo, cuanto le corresponde al volumen de fluido, contrapresión y presión de gas; de forma que se determina si la optimización de la producción se puede lograr variando parámetros de fondo o cambiando las condiciones de superficie. Este método es importante porque vincula directamente las condiciones de fondo – superficie y sirve para plantear proyectos de reducción de contrapresión ya que es posible estimar el incremento de producción de los pozos involucrados.
- Método analítico (API-RP11V10 prácticas recomendadas para *Gas Lift*): este método se encuentra en el libro del API para *Gas Lift* intermitente el cual muestra un procedimiento para calcular el tiempo de ciclo óptimo.
- Modelo de aproximación al ciclo óptimo (SAVIA PERU - LITORAL COSTA AFUERA): utiliza el modelo de Vogel en cada instante del ciclo, durante la etapa de llenado, para determinar el performance del reservorio a distintas presiones de fondo. La eficiencia se estimada por regla de tres simple.

## CAPITULO 4

### METODO DE APROXIMACIÓN DEL CICLO ÓPTIMO EN GAS LIFT INTERMITENTE BASADO EN EL IPR – VOGEL

#### 4.1 CONCEPTO DE IPR - VOGEL DINÁMICO Y PSEUDO IPR

El concepto general del IPR - Vogel consiste en la relación que existe entre la presión fluyente del pozo a la profundidad de los perforados y la producción a en superficie (STB), ambos en condiciones estabilizadas. Este es utilizado para pozos fluyentes o con sistema de levantamiento artificial que mantenga un flujo constante hasta la superficie (bombeo electro sumergible, bombeo hidráulico, *Gas Lift* continuo, etc.). Bajo esta premisa el modelo de Vogel no sería aplicable al *Gas Lift* intermitente ya que durante el tiempo de reposo del pozo entre inyecciones la presión fluyente está cambiando hasta llegar a un momento de estabilización, además el reservorio no tiene la energía suficiente para transportar ese fluido hasta la superficie. Debido a esto se desarrolla el concepto de IPR Vogel Dinámico el cual aplica la formula IPR en cada instante del tiempo de llenado del fluido, asumiendo que cada punto de presión - caudal pertenecen a una curva IPR.

#### PRESIÓN FLUYENTE VS. TIEMPO Y CURVA IPR PARA GAS LIFT INTERMITENTE

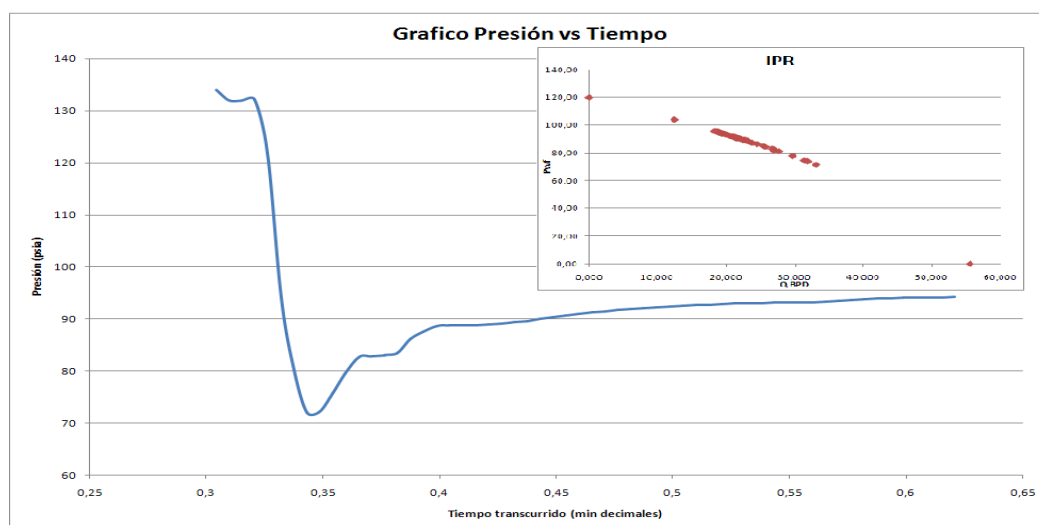


Gráfico 4.1-1, Fuente: Elaboración propia



En el GLI (*Gas Lift* intermitente) cada instante el reservorio está aportando un volumen el cual se encuentra directamente relacionado con la presión fluyente en ese tiempo, la suma de todos esos aportes es igual al nivel de fluido total antes de la inyección de gas. El volumen total es calculado convirtiendo la presión fluyente a volumen de la siguiente forma:

$$Vol = \frac{P(fld)}{Grad(fld)} * Cap\ tbg$$

Donde:

Vol.: Volumen de fluido en barriles (bls)

P(fld): Presión del fluido (lpca)

Grad(fld): Gradiente de fluido (lpca/pies)

Cap tbg: Capacidad de la tubería (bls/pie)

Relacionando el volumen total con la sumatoria de cada volumen aportado en cada instante obtenemos el **caudal máximo (Qomax)** el cual es necesario para graficar la curva IPR - Vogel.

El concepto de Pseudo IPR parte de que la curva IPR graficada no corresponde exactamente a las condiciones de reservorio, como en un pozo fluyente donde la presión es tomada en el punto medio de los perforados, en este caso el objetivo es determinar el IPR que refleje las condiciones dentro de la tubería de producción las cuales son distintas dependiendo del diseño de *Gas Lift* y las condiciones de superficie. Es muy importante resaltar que la presión utilizada como máxima presión no es la estática del reservorio sino la presión fluyente estabilizada ya que se considera que el aporte del reservorio una vez alcanzada esa presión es prácticamente cero. Se puede llevar a nivel de reservorio teniendo en cuenta el tipo de instalación, como se mencionara más adelante.

## IPR Y PSEUDO IPR EN POZOS BLT Y GAS LIFT CONVENCIONAL

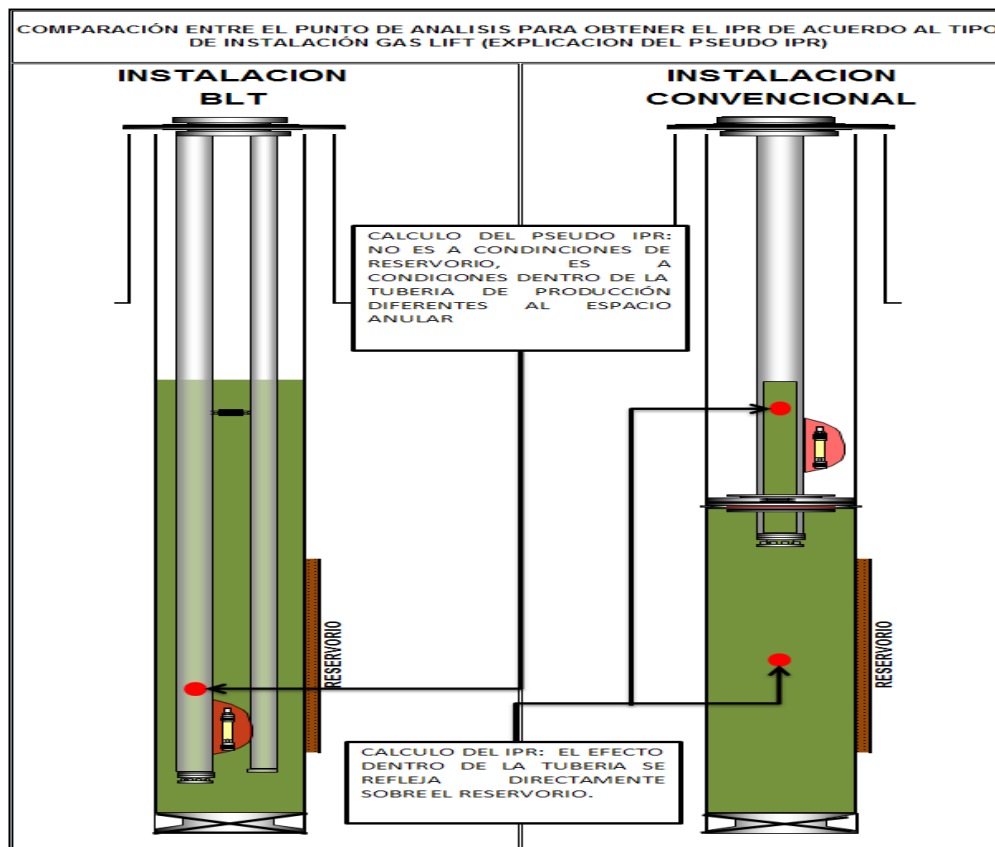


Gráfico 4.1-2, Fuente: Elaboración Propia

## 4.2 DATOS NECESARIOS Y PROCEDIMIENTO PARA CÁLCULO DE $Q_{oMAX}$ Y GRAFICA IPR

Para poder determinar el  $Q_{oMAX}$  se requiere la siguiente información obtenida de una prueba de presión de fondo con un procedimiento adecuado para analizar el comportamiento del *Gas Lift* intermitente.

- 1- Producción diaria en barriles por día (BPD)
- 2- Tiempo del ciclo en minutos (min)
- 3- Gradiente promedio del fluido (lpca/pie)
- 4- Gradiente de gas (lpca/pie)
- 5- Presión en cabeza (lpca)
- 6- Presión fluyente estabilizada (lpca)
- 7- Capacidad volumétrica de las tubería de producción (bls/pie)
- 8- Angulo promedio del pozo a la profundidad estimada del fluido

9- Registro de presión de fondo durante un ciclo de *Gas Lift* estabilizado  
(P vs t)

De acuerdo a la formula de Vogel, el  $Q_{omax}$  en barriles es igual a:

$$Q_{omax} = \frac{Q_o}{\left(1 - 0.2 * \left(\frac{p_f}{p_s}\right) - 0.8 * \left(\frac{p_f}{p_s}\right)^2\right)}$$

Donde:

$Q_o$ : Caudal (bls)

$P_f$ : Presión fluyente

$P_s$ : Presión Estática

Al tratarse de Vogel Dinámico, se debe sumar el aporte de fluido en cada instante e igualarlo al volumen total acumulado durante el tiempo de llenado (en un ciclo) que corresponda netamente al reservorio (recordar que hay un volumen adicional por el resbalamiento)

$$\Sigma Q_o(t) = \Sigma \left( Q_{omax} * \left( 1 - 0.2 * \left( \frac{p_{ft}}{p_{fs}} \right) - 0.8 * \left( \frac{p_{ft}}{p_{fs}} \right)^2 \right) \right), \text{ de } P_f \text{ min a } P_f \text{ max}$$

$$= Q_{rsv}$$

Donde:

$P_{fmax}$ : presión máxima registrada durante el ciclo

$P_{fmin}$ : presión mínima registrada durante el ciclo (después del desfogue del gas inyectado)

$P_{ft}$ : Presión fluyente en un tiempo "t"

Pfs: presión fluyente estabilizada

t: tiempo

Q rsv: Volumen de fluido aportado por el reservorio

Es importante mencionar que durante el desfogue, hay aporte del reservorio a partir del momento que la presión es igual a la presión fluyente máxima estabilizada pero en este caso se considerará el aporte a partir del P<sub>fmin</sub> porque dicho influjo para el caso estudiado es casi despreciable. Si se desea tomar en cuenta ese volumen se debe trabajar con pozos cuyo tiempo de desfogue es por lo menos la tercera parte del tiempo total de llenado y el método sería similar al planteado más adelante (no se tratará dicho método), pero es un indicativo de un sistema ineficiente.

Con el objetivo de evitar usar integrales y métodos numéricos que represente la ecuación de la grafica de presión versus tiempo; tomamos intervalos iguales de tiempo, lo más pequeño posible (dependiendo de cada cuantos segundos el registrador de presión tome un dato) promediamos la presión en cada intervalo y hacemos una sumatoria de elementos discretos obteniendo el Q rsv.

CURVA CARACTERÍSTICA DEL GLI (TIEMPO DE DESFOGUE CORTO O RÁPIDO)

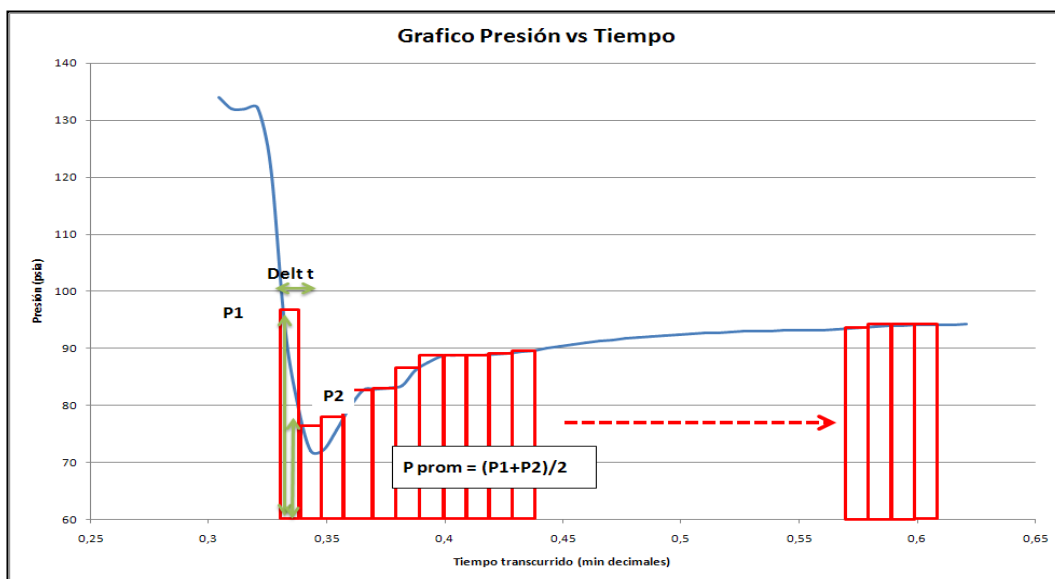


Gráfico 4.2-1, Fuente: Elaboración propia

Con los datos recolectados se obtienen la siguiente información para obtener primero el Q<sub>rsv</sub>. Para obtener el Q<sub>rsv</sub> se necesita calcular el volumen total antes de la inyección y restarlo del volumen del resbalamiento (fallback). Se va a demostrar que el volumen producido en superficie por ciclo es igual al volumen aportado por el reservorio por ciclo

Procedimiento de obtención del Q<sub>rsv</sub>:

- 1- Calculo del volumen producido en superficie por ciclo

$$V_{sup}(ciclo) = BPD / (1440 / T \text{ ciclo}),$$

$$V_{olsup}(ciclo) = H_{sup}(ciclo) * Cap \text{ tbg}$$

Donde:

V<sub>sup</sub>(ciclo): Volumen en superficie por ciclo (bls)

T ciclo: Tiempo de ciclo (min)

H<sub>sup</sub>(ciclo): Altura del nivel del fluido en superficie por ciclo (pies)

Cap tbg: Capacidad de la tubería (pies)

- 2- Calculo del volumen de fluido antes de la inyección. Se debe tener en cuenta que el registrador de presión se encuentra por debajo de la válvula operativa, por lo que es necesario calcular la presión de fluido entre el registrador y la válvula operativa.

$$P_{fld}(bajo \text{ vo}) = Grad(fld) * (D(vo) - D(mg)) \text{ en Vertical}$$

$$P_{gas} = Grad(gas) * D(vo)$$

Donde:

P<sub>fld</sub>: Presión ejercida por el fluido (lpca)

vo: Válvula Operativa

P<sub>gas</sub>: Presión ejercida por la columna de gas (lpca)

Grad(fld): gradiente del fluido producido

Grad(gas): Gradiente del Gas

D(vo): Profundidad de la válvula operativa

D(mg): Profundidad del registrador de presión (Memory Gauge)

$$Pfld = P_{fmax} - P_{wh} - P_{gas} - P_{fld(bajo\ vo)}$$

$$H_{fondo(ciclo)} = \frac{\frac{P_{fld\ (final)}}{Grad(fld)}}{Cos(ang)}$$

$$Vol\ antes\ Iny = H_{fondo(ciclo)} * cap\ tbg$$

Donde:

Pwh: Presión en cabeza de pozo (lpca)

H: altura del fluido al final del ciclo antes de la inyección (pies)

Ang: Angulo promedio a la profundidad del fluido

El volumen por resbalamiento (Fallback)

$$Vol\ fb = Vol\ antes\ Iny - V_{sup(ciclo)}$$

Donde:

Vol. fb: Volumen por resbalamiento (bls)

3- Cálculo de Q rsv

$$\begin{aligned} Q_{rsv} &= Vol\ antes\ iny - Vol\ fb \\ &= H_{fondo(ciclo)} * cap_{tbg} \\ &\quad - (H_{fondo(ciclo)} * cap_{tbg} - H_{sup(ciclo)} * cap_{tbg}) \\ &= H_{sup(ciclo)} * cap_{tbg} = V_{sup(ciclo)} \end{aligned}$$

Se demuestra que el volumen aportado por el reservorio es igual al producido en superficie siempre y cuando consideremos que en todas las inyecciones tenemos el mismo volumen antes de la inyección y el mismo resbalamiento que por lógica nunca se produce a menos que varíe la eficiencia del sistema.

El registrador de presión graba los valores de presión cada determinado tiempo de acuerdo como ha sido programado. Ese intervalo de tiempo se le llamará "deltT". Entre cada dato de presión grabado se calcula el promedio.

Se tabula los valores promedios de presión a partir del  $P_{avg} = P_{max}$ , y los valores de la formula de Vogel correspondiente para cada valor de  $P_{avg}$ . Es importante tener en cuenta que el aporte comienza desde el momento en que la presión durante el desfogue es igual a la presión fluyente estabilizada.

$$P_{avg}; 0,2 * \left(\frac{P_{avg}}{P_{fs}}\right); 0,8 * \left(\frac{P_{avg}}{P_{fs}}\right)^2$$

Donde:

$P_{avg}$ : Presión promedio en un determinado tiempo (lpca)

Luego aplicamos la formula

$$\Sigma Q_o(t) = \Sigma(Q_{o_{max}} * \left(1 - 0,2 * \left(\frac{p_{ft}}{p_{fs}}\right) - 0,8 * \left(\frac{p_{ft}}{p_{fs}}\right)^2\right))$$

Para cada presión promedio quedando:

$$\Sigma Q_o(t) = Q_{o_{max}} * \left(n - \Sigma 0,2 * \left(\frac{P_{avg}}{p_{fs}}\right) - \Sigma 0,8 * \left(\frac{P_{avg}}{p_{fs}}\right)^2\right) * \text{deltT},$$

Donde "n" es el numero de datos tabulado,  $\Sigma Q_o(t)$  es igual a  $Q_{rsv}$  y "t" significa a distintos tiempos. DeltT es el intervalo de tiempo de cada promedio

El Qomax inicial es calculado (debe ser corregido):

***Qomax(bariles/minuto)***

$$= \frac{Q_{rsv}}{\left( n - \sum 0.2 * \left( \frac{P_{avgT}}{pfs} \right) - \sum 0.8 * \left( \frac{P_{avgT}}{pfs} \right)^2 \right) * \Delta T}$$

Este valor de Qomax debe ser corregido debido a que el cálculo ha sido en base intervalos discretos existiendo error en la sumatoria. En caso hubiera sido calculada como una función continua utilizando métodos numéricos no necesitaría de correcciones. La corrección será explicada más adelante

Finalmente conociendo el Qomax se grafica la curva IPR para cada valor de Pavgt utilizando el modelo de IPR de Vogel. Cabe recordar que el valor de Qo estará en barriles por minuto (BPM) si se desea pasar a BPD se debe multiplicar por 1440 (equivalencia de 1 día/1440min)

IPR PARA GAS LIFT INTERMITENTE

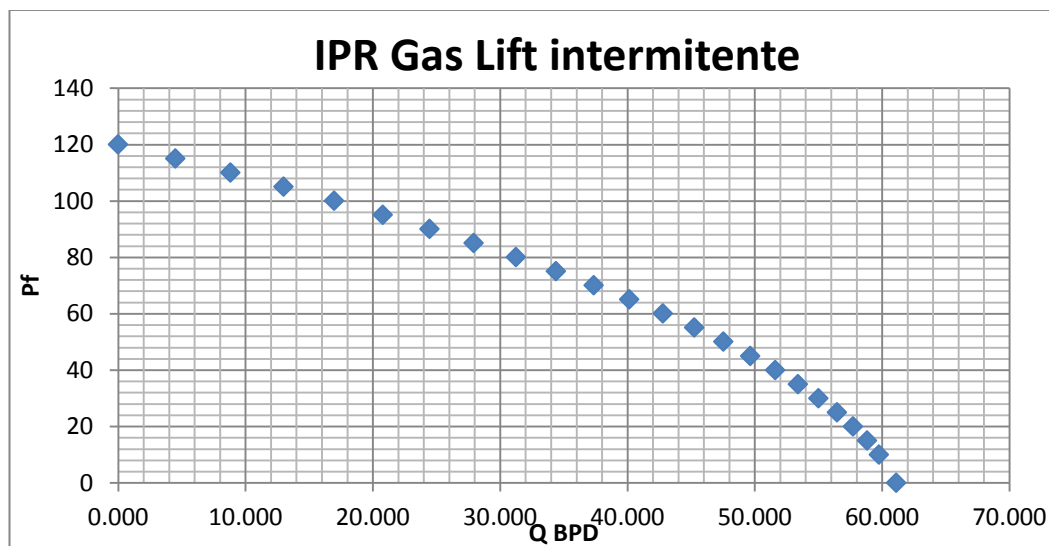


Gráfico 4.2-1, Fuente: Elaboración propia

### 4.3 CONSIDERACIONES PARA LA ESTIMACIÓN DEL CICLO ÓPTIMO

Para desarrollar este modelo de aproximación se tuvo que las siguientes consideraciones:



- 1- Los efectos de desfogue y resbalamiento ocurren solamente hasta el momento que se alcanza la mínima presión fluyente. Esto es debido a que no se conoce exactamente en qué momento termina el resbalamiento y en la realidad después de la presión fluyente mínima puede aún existe resbalamiento además del influjo aportado por el reservorio antes y después del  $P_{fmin}$ .
- 2- La eficiencia de *Gas Lift* es directamente proporcional al nivel de fluido (se puede considerar volumen) antes de la inyección y se considera cero en el  $P_{fmin}$ . Esto es válido cuando el  $Q_{rsv}$  durante el desfogue es despreciable
- 3- Dado que la eficiencia aumentaría de forma indeterminada, dependiendo del volumen que se logre acumular, la máxima eficiencia dependerá de una evaluación de performance que se haga al campo. Desde ese tiempo la eficiencia se mantiene constante aunque el nivel de fluido en el fondo aumente

#### **4.3.1 POZOS CON INSTALACIÓN “GAS LIFT” CONVENCIONAL**

Este tipo de instalación consta de una tubería de producción con válvulas de *Gas Lift* y un empacador (packer) el cual no tenga fuga. No existen consideraciones especiales para este tipo de instalación.

#### **4.3.2 POZOS CON INSTALACIÓN BLT**

Este tipo de instalación el cual consiste en dos tuberías paralelas sin empacador se baja lo más profundo posible con el objetivo de bajar el punto de levantamiento y aprovechar al máximo el nivel de fluido disponible.

En el BLT al no tener empacador, se debe tener una consideración importante para evaluar el tiempo de ciclo óptimo mediante el método propuesto ya que durante y después del desfogue existe una transferencia de fluido desde el espacio anular hacia los tubos enmascarando el

verdadero performance del reservorio por lo que en este caso el  $V_{sup}(ciclo)$  es la suma del aporte del reservorio mas la transferencia de fluido. Separar estrictamente estos dos aportes requiere ecuaciones de movimiento de fluido en tuberías las cuales requiere de información que no siempre está disponible y el objeto de este método es simplificar el cálculo del ciclo óptimo. Esta transferencia termina cuando el nivel dentro de los tubos es igual al del espacio anular y solo existe el aporte del reservorio alimentando tubos y anular. Se asume que el nivel de fluido tanto en los tubos como en el espacio anular (tubería de revestimiento) es el mismo ya que tienen la misma presión en cabeza al final de ciclo

La propuesta de estimación del ciclo óptimo para pozos BLT es la siguiente:

GRAFICO EXPLICATIVO DE LOS PUNTO DE INTERES EN LA CURVA PRESION VS TIEMPO

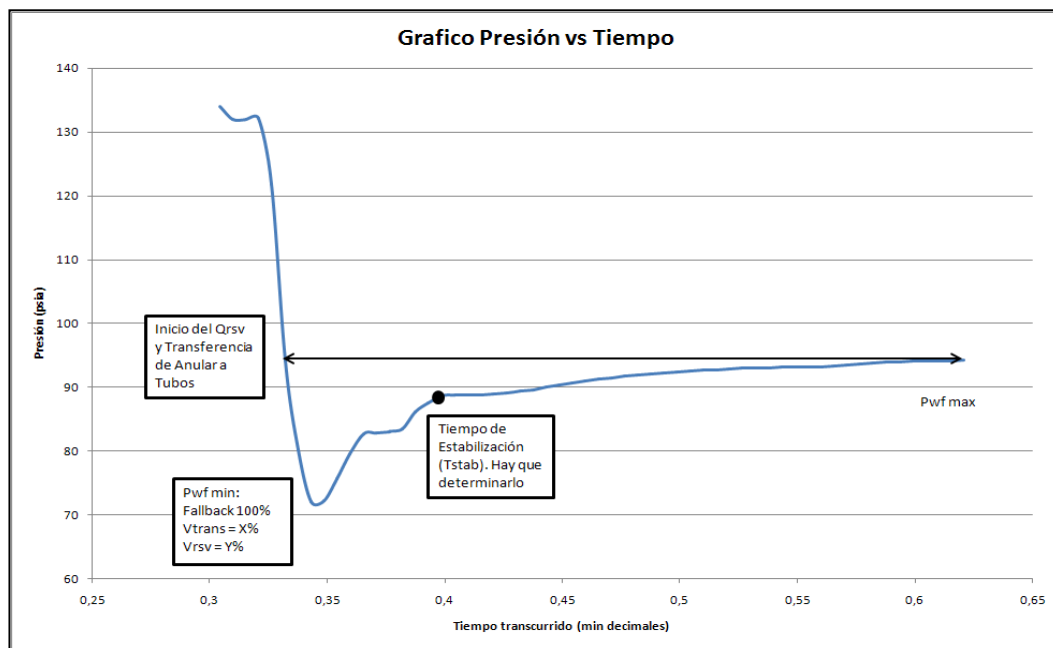


Gráfico 4.3.2-1, Fuente: Elaboración Propia

Se considera que en  $P_{fmin}$ :

$$\begin{aligned} @ P_{fmin} &\rightarrow Vol(P_{fmin}) \\ &= V_{rsv}(t, \text{delt } t) + V_{trans}(t, \text{delt } t) + VFb \text{ 100\%} \end{aligned}$$

Donde:

V<sub>rsv</sub>(t,delt t): Volumen aportado por el reservorio en el tiempo delta de "t"

V<sub>trans</sub>(t,delt t): Volumen de transferencia en el tiempo delta de "t"

V<sub>Fb</sub>: Volumen de resbalamiento

El volumen de transferencia se puede calcular de la siguiente manera:

$$Q = V \times A$$

$$P = \frac{F}{A}$$

$$F = m \times a$$

$$\rho = m/vol$$

Reemplazando las formulas se obtiene:

$$\Delta Q(bpm) = \Delta V \times A = \frac{\Delta P \times A^2 \times \Delta t}{\rho \times Vol(anul \Delta t)}$$

Donde los  $\Delta$  representa el intervalo de tiempo analizado (tener cuidado con las unidades)

Luego se procede a tabular,  $\Delta Q(bpm)$ ,  $\Delta P$  y  $\Delta t$ . Con esta información se estima cuanto ha sido el aporte del espacio anular en el tiempo dividiendo el Q entre el delt "t". También con esta información sabemos cuánto ha sido el aporte del reservorio en el tiempo y se grafica la curva IPR.

Esta fórmula es una propuesta inicial ya que este método aun no ha sido desarrollado

## TRANSFERENCIA DE FLUIDO EN INSTALACION BLT

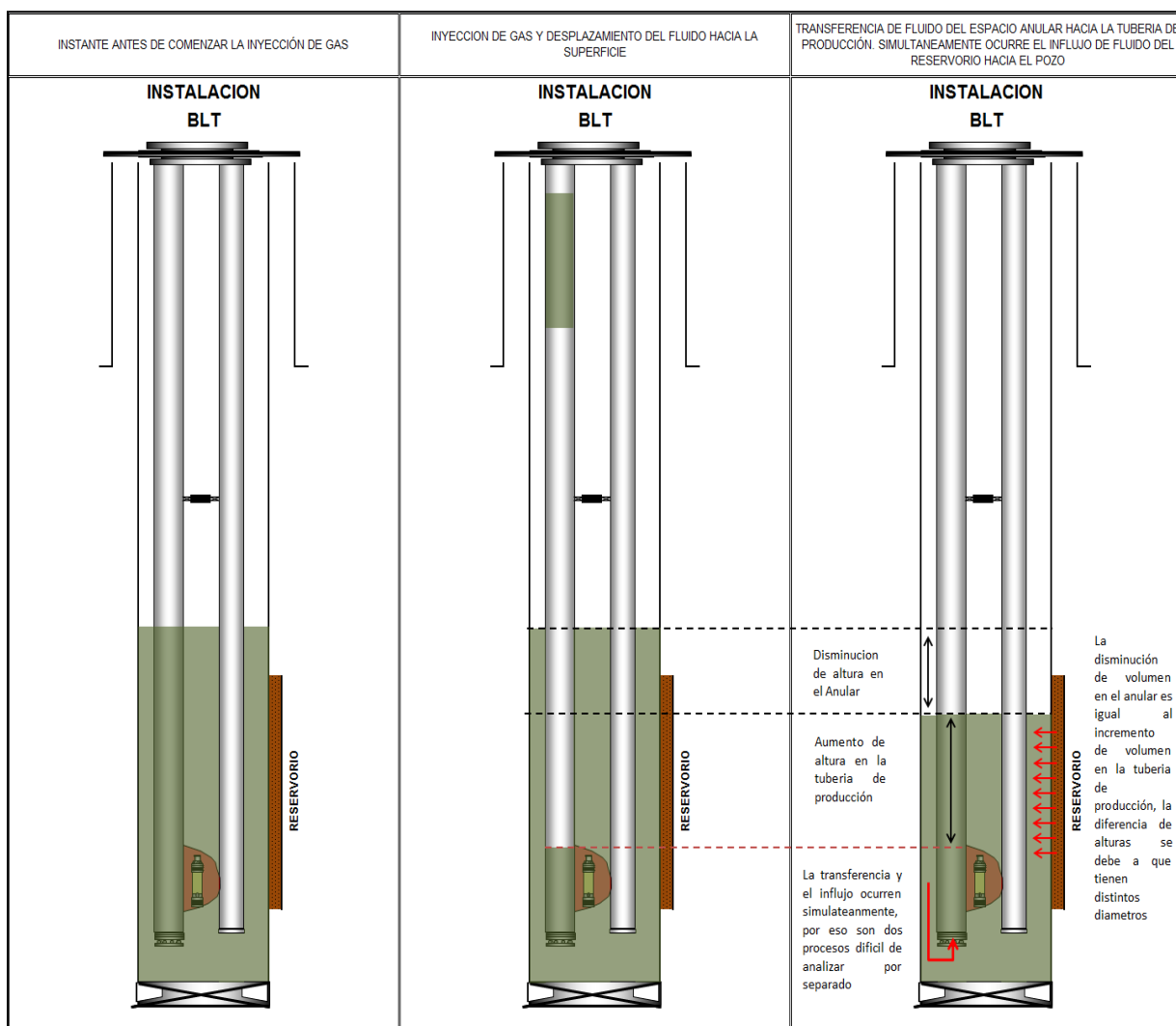


Gráfico 4.3.2-2, Fuente: Elaboración Propia

Para calcular la presión del fluido transferido se aplica la siguiente fórmula:

$$Vol(anul) = Vol(tbg),$$

$$por\ lo\ tanto: h(anul) * cap, anul = h(tbg) * cap, tbg$$

$$h(tbg) = h(anul) * (Cap tbg / Cap anul)$$

$$Pwf(min) = PFb(100\%) + Pfld(trans) + Pfld(rsv)$$

$$Pwf(fluid) = Pwf(MG) - Pwh - P(gas) = Pfld(trn) + Pfld(rsv)$$

Donde:

Vol.(anul): Volumen en espacio anular

Vol.(tbg): Volumen en la tubería de producción

h(anul) y h(tbg): altura en el espacio anular y en la tubería respectivamente

Ptrans: Presión del fluido transferido (del anular a la tubería de producción)

Cap(tbg) y Cap(anul): Capacidad dentro de la tubería de producción y capacidad en el espacio anular respectivamente.

Con toda esta información se va calculando cada  $\Delta t$  cómo va aumentando el nivel de fluido hasta llegar a la estabilización luego únicamente es el aporte de reservorio. Finalmente se grafican la curva de aporte por transferencia y por el reservorio.

De la fórmula para calcular la h(tbg) se observa que el valor depende de los tamaños de las tuberías que se utilice. En el caso de los BLT, en pozos de 5 1/2" la relación  $Cap_{tbg}/Cap_{anul} = 1/5$ , significa que el espacio anular del pozo siempre aportará el 20% del fluido. Adicionalmente, para pozos muy depletados (por ejemplo: 45 psia) la altura en el anular es muy pequeña y el nivel es bajo y el aporte por transferencia no va a influenciar notablemente en la producción, en algunos casos el fluido recuperado por transferencia es de 0,005-0,01 bls/cyc. En caso que se tenga presiones mayores a los 100 psia, el volumen transferido puede ser significativo, además que ayuda a tener un ciclo más corto por el aporte del espacio anular, por ejemplo: 0.1 a 1 Bls transferido por ciclo causa un incremento de producción notorio. Los volúmenes recuperados por transferencia dependen de la configuración del pozo y la presión de reservorio.

Como regla, cuando se trabaja con presiones menores a los 70 psi no se considera la transferencia con el objetivo de facilitar los cálculos. En la aplicación en el campo Litoral Costa Afuera, más adelante, se demostrara que no es necesario.

#### 4.4 GRÁFICO DE BPD (Barriles por día) VS TIEMPO DE CICLO

Una vez obtenido el valor del Qomax se tabula lo siguiente:

- 1- Tiempo (minutos decimales a partir de Pf = Pfs)
- 2- Pf promedios (calculados anteriormente) para cada tiempo
- 3- Q BPM, caudal en barriles por minuto (Con Factor de Corrección)
- 4- Q BPD, caudal en barriles por día
- 5- Q cum (volumen acumulado en la tubería de producción)
- 6- Eficiencia (directamente proporcional al volumen en el pozo)
- 7- Volumen producido en barriles (bls)
- 8- Numero de ciclos
- 9- BPD, caudal en barriles por día (en superficie)

Asumiendo el Pwh (presión en cabeza es constante) y el P<sub>fmax</sub> como la máxima presión registrada durante la prueba prolongada. Esto servirá para reducir la P<sub>gas</sub> conforme el P<sub>crudo</sub> va aumentando y así evitar asumir constante el P<sub>gas</sub>

Se utiliza un factor de corrección ya que el Qomax se está obteniendo por sumatorias discretas y no continua. Eso lleva a errores de aproximación. Para resolverlo una vez realizado todos los cálculos con el factor de corrección igual a 1 y graficado BPD vs Tiempo de Ciclo, se procede a cambiar el factor de corrección hasta que coincida la producción actual para el ciclo actual y la grafica resultante es la modelación del ciclo óptimo.

#### **Secuencia de cálculos para obtener la eficiencia actual del Gas Lift intermitente**

Cálculo de la eficiencia de *Gas Lift*

Determinación del volumen de fluido sobre la válvula operativa antes de la inyección. De los datos obtenidos con el registrador de presión se selecciona el último ciclo (durante el trabajo de bajar el registrado el pozo se carga y las presiones fluyentes iniciales son mayores a la de operación normal.

$$P(mg) = Pwh + Pgas + Pfld$$

$$P_{gas} = D(vo) * G_{gas}; \quad D(vo) \text{ en Vertical}$$

Donde:

P (mg): Presión del registrador

Debido a que el registrador se encuentra por debajo de la válvula operativa, se debe restar la presión de fluido entre la profundidad de la válvula y la del registrador ya que el volumen producido siempre es por encima de la válvula operativa.

$$P_{fld}(\text{bajo } vo) = (D(mg) - D(vo)) \times Grad_{fld}$$

$$P_{fld}(\text{sobre } vo) = P(mg) - P_{wh} - P_{gas} - P_{fld}(\text{bajo } vo)$$

Esta fórmula se usa @P<sub>fmin</sub> o @P<sub>fmax</sub> (antes de la inyección)

Conociendo el valor de la presión del fluido sobre la válvula operativa se puede calcular el volumen (tener en cuenta que las presiones siempre son en vertical)

$$Vol(\text{fondo}) = \frac{P_{fld}(\text{sobre } vo)}{Grad_{fld}} \times \frac{Cap_{tbg}}{\cos(ang)}$$

$$Vol(\text{sup}) = BPD / \left( \frac{1440}{t \text{ ciclo min}} \right)$$

$$Ef_{GL} = \frac{Vol(\text{sup})}{Vol(\text{fondo}); @ P_f(\text{antes iny})}$$

Este valor de eficiencia debe ser corregida ya que se consideró que la presión del gas ejercida hasta la válvula operativa y será corregida hasta el nivel de fluido antes de la inyección. Este procedimiento se hace iterativamente hasta que el la diferencia que se desee obtener (para gradientes de gas menor a 0.01 psi/ft hasta dos veces es suficiente)

$$P_{gas\ corr1} = (D(vo) - H_{fld}) \times Grad\ gas, \text{ (En vertical)}$$

Donde  $H_{fld}$  es la altura del fluido =  $\frac{P_{fld(sobre\ vo)}}{Grad_{fld}}$  en vertical

$$P_{fld(sobre\ vo)corr1}$$

$$= P_f(antes\ iny) - P_{gas\ corr1} - P_{wh} - P_{fld(bajo\ vo)}$$

$$H_{liq\ corr1} = \frac{P_{fld(sobre\ vo)corr1}}{Grad_{fld}} \text{ (en vertical)}$$

$$Vol\ (antes\ iny)corr1 = \frac{H_{fld}}{\cos(ang)} Cap_{tbg}$$

$$Ef\ GL\ corr1 = Vol(sup)/Vol(antes\ iny)corr1$$

Si  $Ef\ GL - Ef\ GL\ corr1 = \pm 0.1\%$  es suficiente, si no, hacer el procedimiento nuevamente

Nota: Corr = Corregido, vo = válvula operativa, Ef = eficiencia de levantamiento, sup = superficie, ang = ángulo, iny = inyección, fld = fluido

### Cálculo de valores a tabular para graficar BPD vs Ciclo:

#### 1- Tiempo:

$$t = t\ ciclo\ (\text{min\ decim}) + \text{delt } t * \# \text{ intervalo}$$



El # intervalo representa si es el primero intervalo, igual a 1, segundo intervalo, igual a 2 y así sucesivamente. Cabe recordar que "t" comienza cuando el Pf = Pfs

Delt "t" es la diferencia de tiempo en decimal entre dos puntos de presión registrados consecutivamente

- 2- **Pf**: Presiones promedio calculadas para determinar el Qomax  
Es el promedio de dos presiones consecutivas tomadas por el registrador:

- 3- **Q BPM** (Con Factor de Corrección = Fact Corr)

$$Qo(t) = Qomax * \left( 1 - 0.2 * \left( \frac{pft}{pfs} \right) - 0.8 * \left( \frac{pft}{pfs} \right)^2 \right) * \text{Fact Corr}$$

Para cada Pft (promedio). Al inicio se trabaja con el factor de corrección igual a uno. Una vez obtenida la curva BPD vs t ciclo se ajusta con el factor

- 4- **Q BPD**: Es el Q BPM multiplicado por el factor de conversión de minutos a días

$$QBPD = QBPM * 1440$$

El objetivo de calcular el Q BPD es realizar la gráfica IPR tabulando Pft vs Q BPD

- 5- **Q cum** (Volumen acumulado en barriles)

- a. Los cálculos de volumen son realizados en BPM
- b. En el Pfmin (avg) se suma todo el volumen del resbalamiento, el aporte del reservorio y el del espacio anular (no será

considerado para simplificar los cálculos). Por lo que el cálculo se hace de la siguiente manera:

$$@ P_{w\text{fmin}}: Q_{\text{cum}} = Q_{\text{cum}}(\text{antes}) + Q_{FB}(100\%)$$

El  $Q_{\text{cum}}(\text{antes})$  es el acumulado en los  $\Delta t$  desde el  $P_{fs}$  hasta el  $P_{fmin}$  durante el desfogue el cual también incluye la transferencia del anular al tubo. Para simplificar los cálculos no se está considerando por lo que en  $P_{fmin}$ , el  $Q_{\text{cum}}$  se obtiene

$$Q_{\text{cum}} = \frac{\left( \frac{P_{fmin} - P_{wh} - P_{gas} - P_{fld}(\text{bajo vo})}{Gradfld} \right)}{\cos(ang)} \times (cap\ tbg)$$

- c. Después del  $Q_{\text{cum}} @ P_{fmin}$ , se suman solamente los  $Q_{\text{cum}}$  en cada intervalo de tiempo como aporte del reservorio.

$$Q_{\text{cum}} t(n) = \Sigma Q_{\text{cum}} t(n - 1), \text{ del } Q_{\text{rsv}} t + Q_{BPM}(n) * \Delta t \text{ (decimales)}$$

Donde "n" indica el numero (#) de dato registrado a partir del  $P_{fmin}$ , para  $n = 1$ ,  $Q_{\text{cum}} t(1) = Q_{\text{cum}} @ P_{fmin}$  y se asume  $Q_{BPM}(1) = 0$

## 6- Eficiencia del Gas Lift a diferentes tiempos.

- a. La eficiencia del Gas Lift es asumida directamente proporcional a la eficiencia actual correspondiente al volumen total acumulado del ciclo evaluado

$$Q_{\text{cum}}(@P_f \text{ antes inyección}) - Q(@P_{fmin}) \rightarrow Ef_{GL} \text{ Actual}$$

$$Q_{\text{cum}}(t) - Q_{\text{cum}}(@P_{fmin}) \rightarrow Ef_{GL}(t)$$

Finalmente:

$$Ef GL (t) = \frac{Qcum(t) - Qcum(@Pfmin)}{cum(@Pf antes inyección) - Q(@Pfmin)} \times Ef GL Actual$$

Nota: durante la tabulación se debe colocar hasta la eficiencia máxima del campo obtenida de recopilación de datos

## 7- Cálculo del BPD y tiempo de ciclo

- a. Se calcula el volumen obtenido en superficie en un determinado tiempo t del ciclo:

$$Q sup(t) = Qcum(t) \times Ef GL (t)$$

Donde cada valor depende del tiempo en que se está evaluando

- b. Se calcula el número de ciclos para el tiempo (t)

$$\# Ciclos = 1440/t(\text{minutos})$$

- c. Finalmente se calcula el BPD para cada momento del tiempo del ciclo

$$BPD(t) = \# Ciclos (t) \times Qsup(t)$$

## 8- Factor de Corrección

Una vez obtenida la gráfica BPD vs t Ciclo, se observa cuánto es la producción correspondiente al tiempo del ciclo actual y en caso no coincida se va probando distintos factores de corrección hasta que coincida la producción real con el tiempo de ciclo y la eficiencia al tiempo del ciclo con la calculada. Finalmente la gráfica está completa. Con el uso de una hoja de cálculo se vuelve sencillo.

### Gráfica BPD vs t Ciclo

Para poder determinar cuánto será la producción en un tiempo mayor al del ciclo actual del pozo, al final de la prueba de presión de fondo se corta la inyección del *Gas Lift* y se registra la presión fluyente por más tiempo (mínimo el doble) para definir el comportamiento de la presión.

Debido a que el cálculo de la eficiencia en diferentes tiempos va a llegar a ser más que 1 (eficiencia 100%) se puede considerar como eficiencia máxima la eficiencia máxima promedio del campo. Desde ese tiempo la eficiencia se mantiene constante.

GRAFICA SIN RESTRICCIÓN DE LA EFICIENCIA MÁXIMA AL VALOR PROMEDIO DEL CAMPO EN ESTUDIO

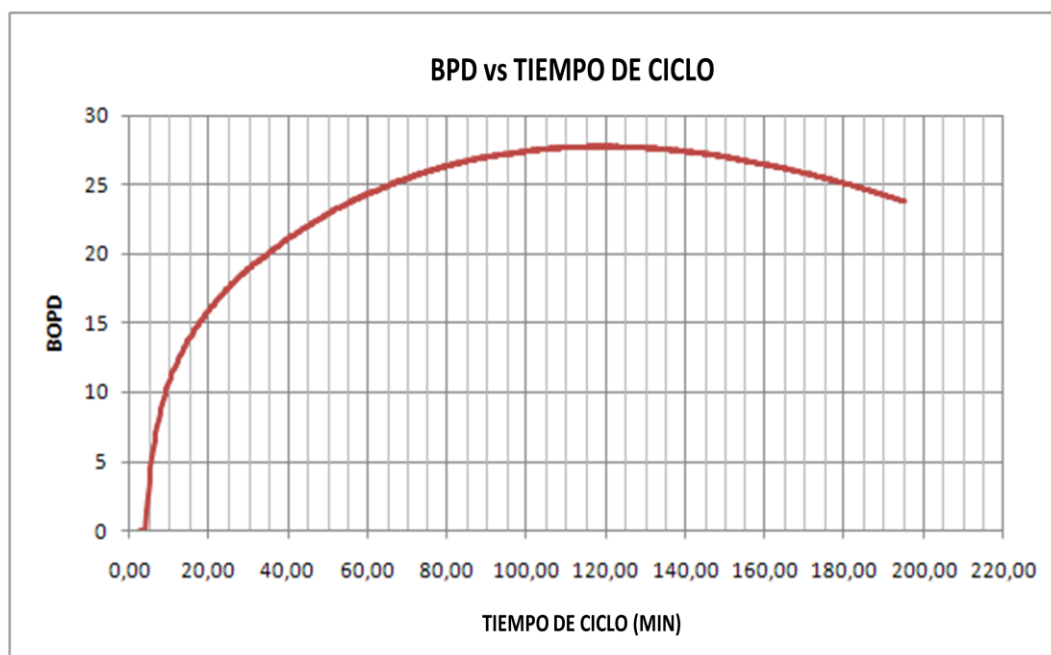


Gráfico 4.4-1, Fuente: Elaboración propia

GRAFICA CON FACTOR DE CORRECCIÓN = 1 Y CON LA EFICIENCIA RESTRINGIDA

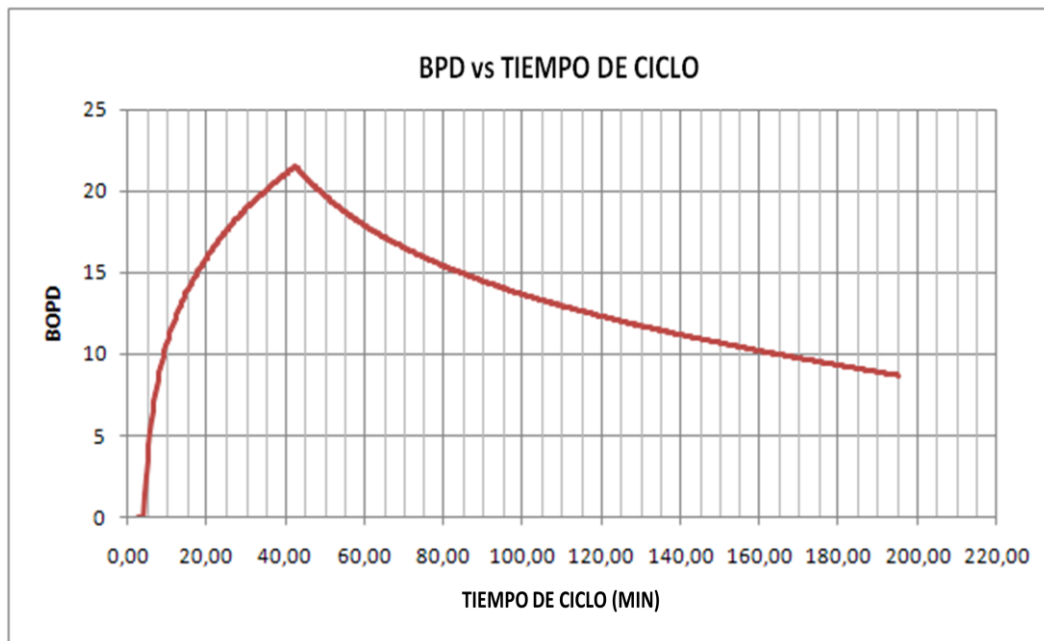


Gráfico 4.4-2, Fuente: Elaboración propia

GRAFICA CON FACTOR DE CORRECCIÓN DIFERENTE DE 1 Y CON LA EFICIENCIA RESTRINGIDA

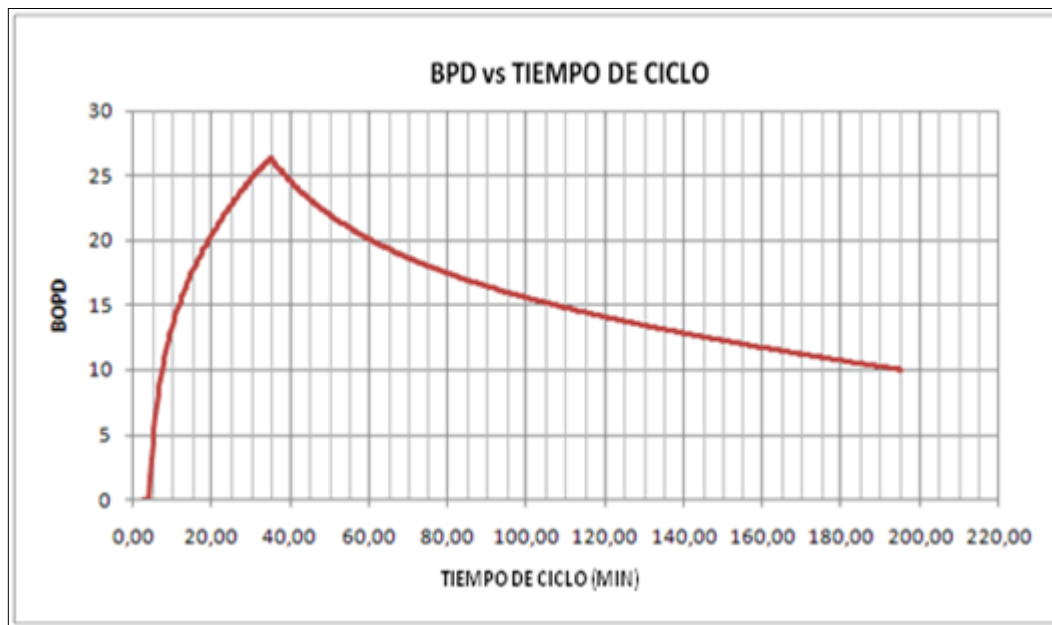


Gráfico 4.4-3, Fuente: Elaboración propia

**Nota:** Es importante siempre considerar el último ciclo registrado durante la prueba de presión ya que representa una la presión estabilizada (presión normal de operación).

PRESION FLUYENTE VS. TIEMPO EN DIFERENTES CICLOS

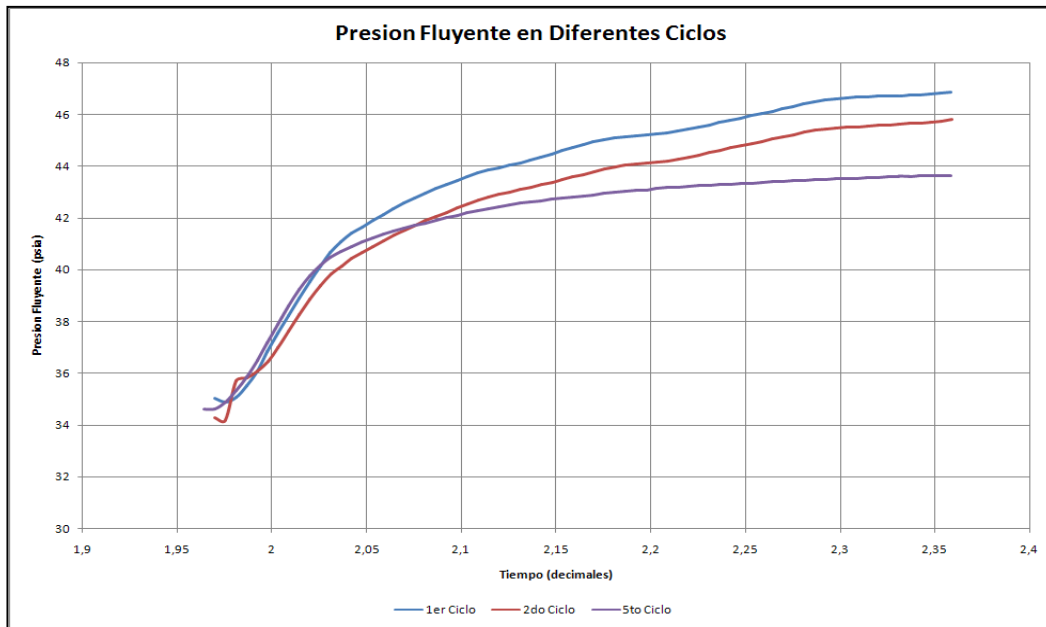


Gráfico 4.4-4, Fuente: Elaboración propia

PRESION FLUYENTE VS. TIEMPO EN DIFERENTES CICLOS

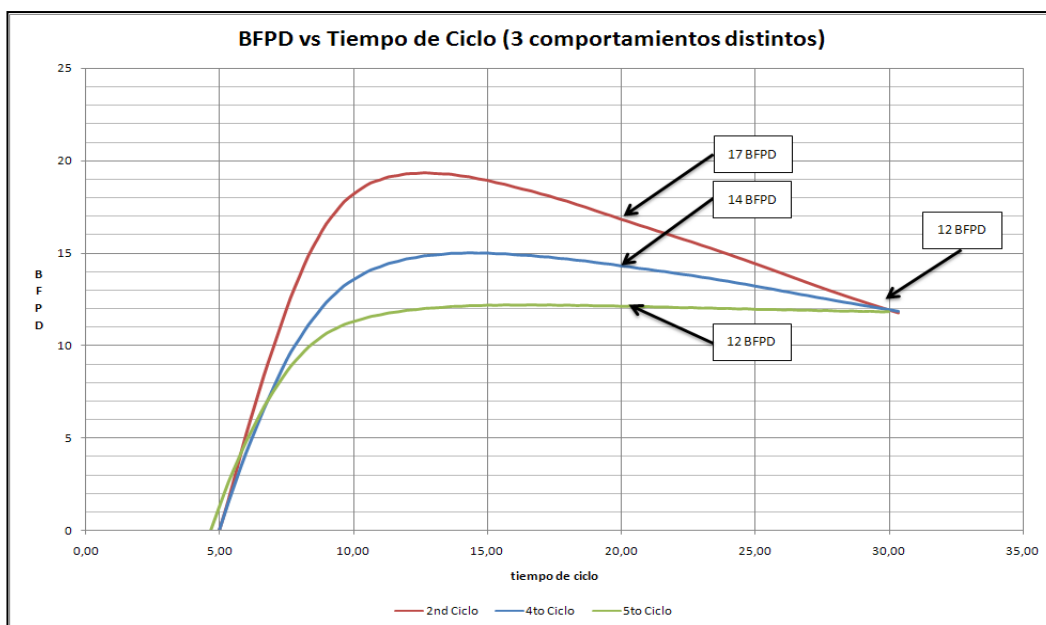


Gráfico 4.4-5, Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la gráfica, evaluar un ciclo donde la presión no está estable lleva a errores de sobre estimación.

#### 4.5 CALCULO DE LA PRESION FLUYENTE PROMEDIO

Con la gráfica de IPR se calcula la presión fluyente promedio de la siguiente forma:

- 1- Con el dato de la producción en superficie sabemos el volumen de fluido aportado por el reservorio ( $Q_{rsv} = V_{sup}(\text{ciclo})$ )
- 2- Con el valor de  $Q_{rsv}$  (**en un ciclo**) lo pasamos a BPD teniendo en cuenta el tiempo desde el desfogue hasta antes de la inyección

$$Q_{rsv} (BPD) = \frac{Q_{rsv}(bls)}{t \text{ llenado (min)}} \times 1440 \left( \frac{\text{min}}{\text{dia}} \right)$$

- El “t” llenado es el tiempo desde  $P_f = P_{fs}$  durante el desfogue hasta antes de la inyección,  $P_f$  (presión fluyente)
- 3- Entramos a la grafica IPR y obtenemos la presión fluyente promedio

GRAFICA IPR EN POZO GAS LIFT INTERMITENTE

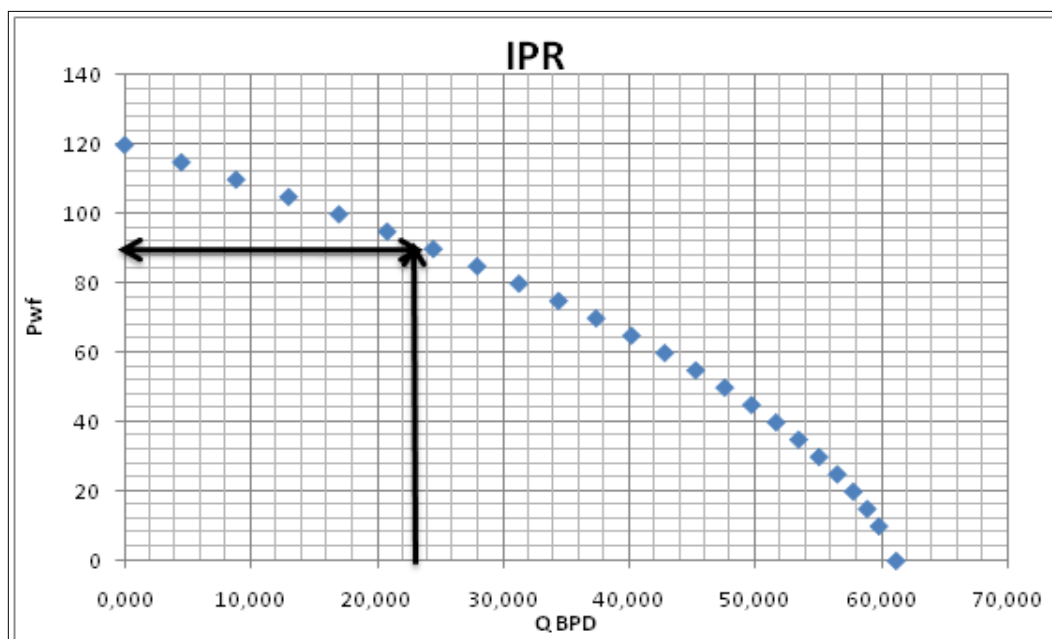


Gráfico 4.5-1, Fuente: Elaboración propia

El BPD de la gráfica no es la producción diaria del pozo, es la producción por ciclo convertido a barriles por día

#### PRESIÓN FLUYENTE PROMEDIO

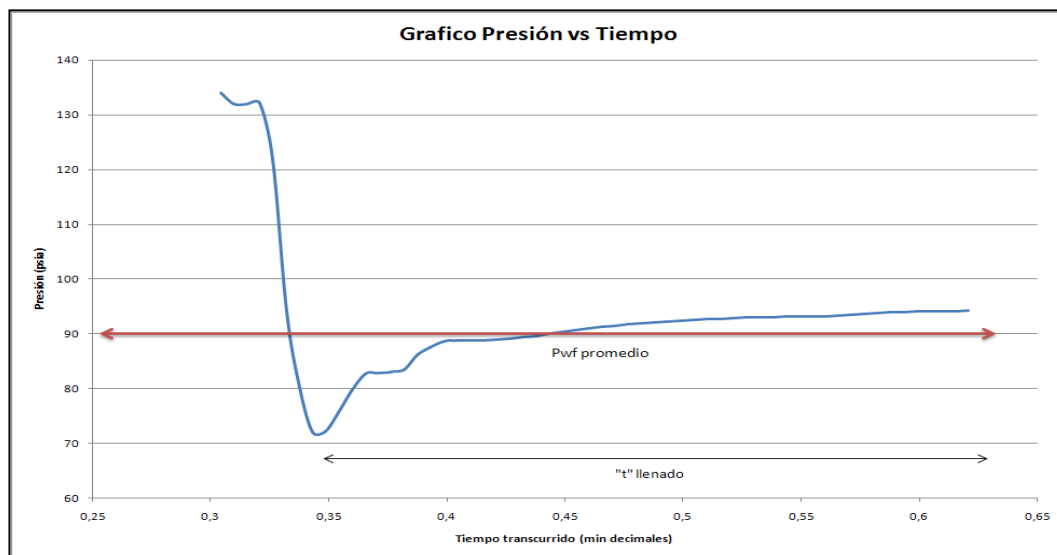


Gráfico 4.5-2, Fuente: Elaboración propia

Una vez conocido este valor de presión, se pueden realizar análisis de incremento de producción respecto a las variaciones de presiones en superficie (aumento o reducción de la contra presión)



## CAPITULO 5

### PROCEDIMIENTO PARA ESTIMAR LA EFICIENCIA MAXIMA Y CURVA DE PRESIÓN FLUYENTE RESPECTO DEL TIEMPO

#### 5.1 MOTIVO DE DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO

Actualmente se invierte mucho dinero para poder determinar si un pozo con *Gas Lift* intermitente está produciendo en su potencial o si es candidato a ser optimizado, en caso lo sea, qué es lo que se debe optimizar para no incurrir en pérdidas de tiempo y producción diferida o en dejarlo de lado y no producirlo al máximo.

En la supervisión y seguimiento de un campo de petróleo donde se tienen gran cantidad de pozos, es difícil encontrar un punto de partida para trabajar la optimización de ellos. Por ese motivo es que se plantea un método para determinar si un pozo es candidato a ser optimizado y cuál es el parámetro que se debe modificar para incrementar la eficiencia, incluso cuanto puede aumentar. Todo ello con la recolección de datos adquiridos a través de pruebas de presión fluyente y vincularlos con los parámetros de producción.

La eficiencia del *Gas Lift* intermitente tiene un máximo para distintas condiciones de producción, presión máxima de inyección, el volumen de gas inyectado por ciclo y mediante un método de estimación se puede determinar en qué condiciones se encuentra el pozo. En un campo donde los pozos tienen características similares de operación y fluido producido es posible encontrar una relación entre la eficiencia del *Gas Lift* y los parámetros de superficie.

Con la recolección y vinculación de los parámetros de fondo y de superficie se puede modelar una curva de presión de fondo promedio de campo, el cual simule de forma cercana o referencial de cómo se está comportando la presión respecto del tiempo.

Muchas veces los ingenieros se preguntan cómo será el comportamiento de la presión fluyente para decidir si se puede optimizar el ciclo o estimar la distribución de las presiones que existen sobre el reservorio (presión en cabeza, presión del gas, presión del líquido) y estimar cuánto aumentará la producción si alguno de esos factores es modificado. Con el método mostrado a continuación se logrará una aproximación

En el desarrollo de éste capítulo se van a mostrar las graficas y correlaciones obtenidas a través del análisis de datos y cuáles han sido los criterios de las formas de las graficas a partir de datos dispersos.

Datos tabulados para la realización de las gráficas:

- 1- Pozo
- 2- Ciclo
- 3- Profundidad de Válvula Operativa
- 4- BOPD
- 5- BPD fondo
- 6- BPD superficie
- 7- *Gas Lift* Total
- 8- *Gas Lift* Total por Ciclo (GLC)
- 9- Factor K
- 10-Eficiencia de GL
- 11- Presión Fluyente Mínimo ( $P_{fmn}$ )
- 12- Presión Fluyente Máximo ( $P_{fmx}$ )
- 13- Presión Fluyente Máximo de Inyección ( $P_{fi}$ )
- 14-  $P_{fi}/P_{fmx}$
- 15-  $P_{fi}/(P_{fi}-P_{fmx})/GLC$

Algunos de estos datos son obtenidos de las pruebas de presión de fondo y otros son calculados. Los gráficos mostrados a continuación están en base a los resultados obtenidos del campo Litoral Costa Afuera

## 5.2- RELACIÓN: GAS INYECTADO vs. PRESIÓN DE FONDO

En este gráfico se estima cuanto es la proporción entre el la presión máxima durante la inyección y la presión máxima antes de la inyección. Debido a que no existe mucha resistencia entre la presión del fluido en el pozo y la presión de inyección, el volumen de gas juega un papel muy importante en cuánto incrementará la presión durante la inyección.  $(P_{fi} / (P_{fi}-P_{fmx}))/GLC$  vs GLC. Estas correlaciones han sido obtenidas del campo Litoral Costa Afuera (área de estudio).

Donde  $P_{fi}$  = presión máxima de inyección,  $P_{fmx}$  = Presión máxima fluyente, GLC = Gas Lift por ciclo

RELACIÓN: PRESIÓN DE INYECCIÓN / PRESIÓN FLUYENTE MÁXIMA Y GAS LIFT POR CICLO

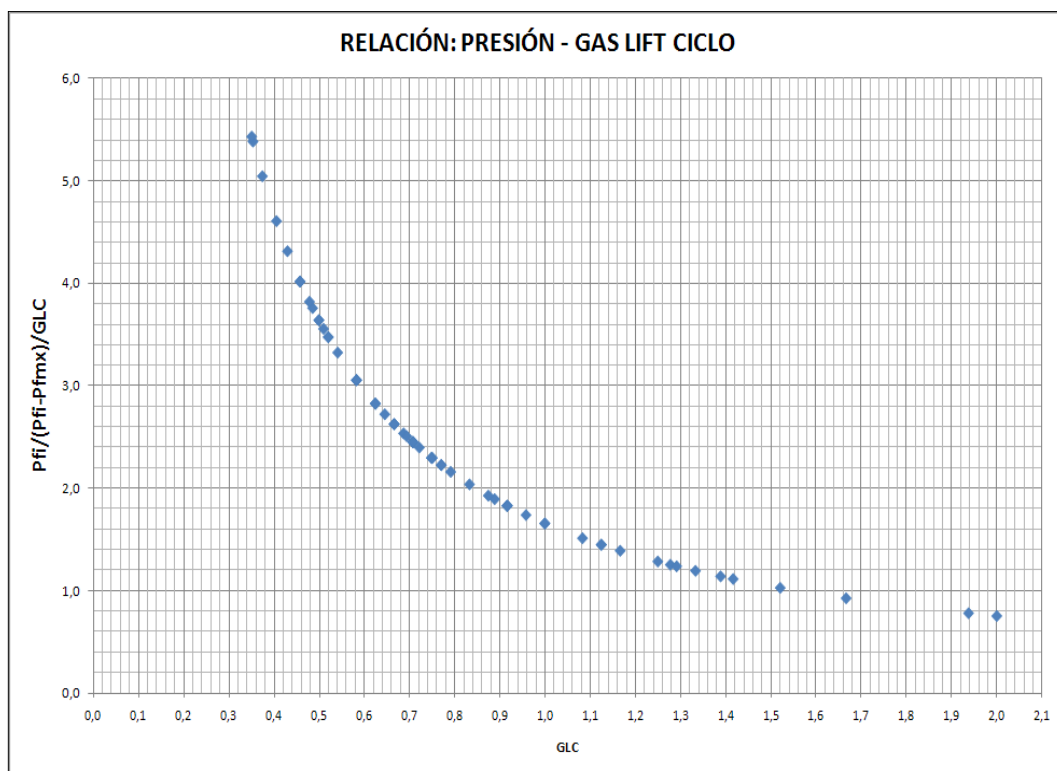


Gráfico 5.2-1, Fuente: Elaboración Propia

De esta correlación se obtiene la siguiente gráfica

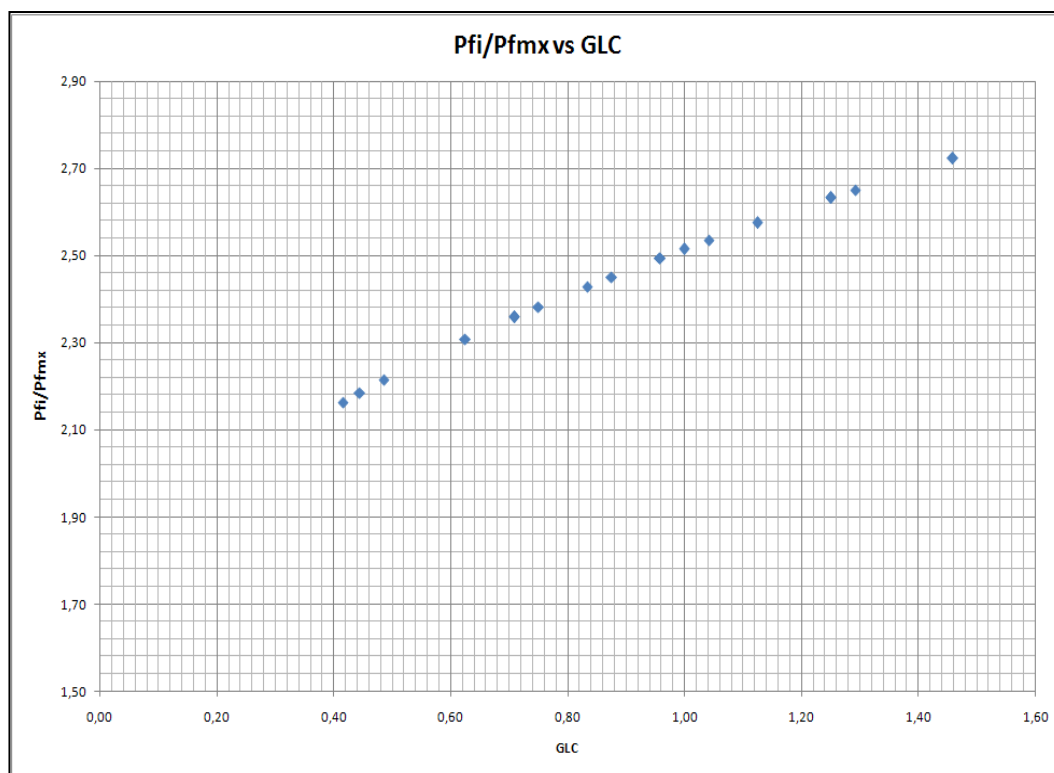


Gráfico 5.2-2, Fuente: Elaboración Propia

Como se observa a mayor *Gas Lift* inyectado por ciclo la relación de la presión máxima de inyección y la presión fluyente máxima aumenta

### 5.3 RELACIÓN: PRESIÓN vs. EFICIENCIA DE GLI

Debido que la presión de sistema muy alta para las presiones de reservorio y las calibraciones de las válvulas operativas, cuando la presión del gas es muy alta existe una baja eficiencia de levantamiento debido a que el gas pasa abruptamente a través del crudo acumulado, y si la presión es muy baja el gas solamente burbujeará al inicio perdiendo energía de levantamiento y finalmente también teniendo una baja eficiencia. A continuación se muestran correlaciones entre la presión y la máxima eficiencia que puede ser alcanzada bajo diversas condiciones,

RELACIÓN ENTRE LA EFICIENCIA DE LEVANTAMIENTO Y PRESION MAXIMA DE INYECCIÓN /  
PRESIÓN MAXIMA FLUYENTE

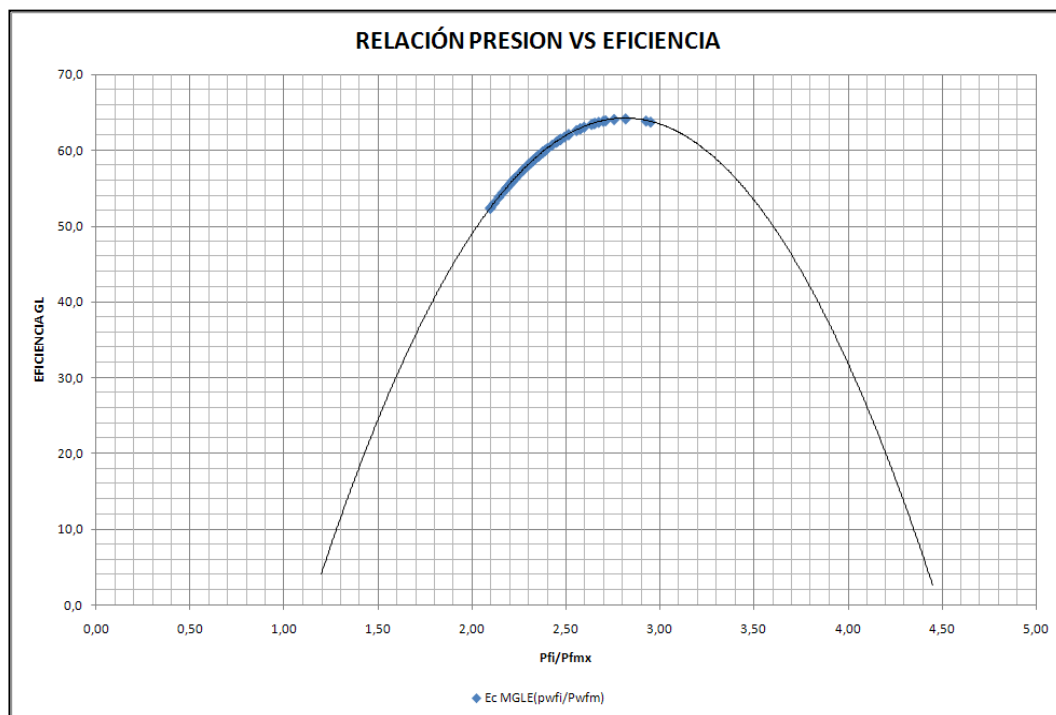


Gráfico 5.3-1, Fuente: Elaboración Propia

RELACIÓN ENTRE PRESIÓN, GLC Y EFICIENCIA DE LEVANTAMIENTO

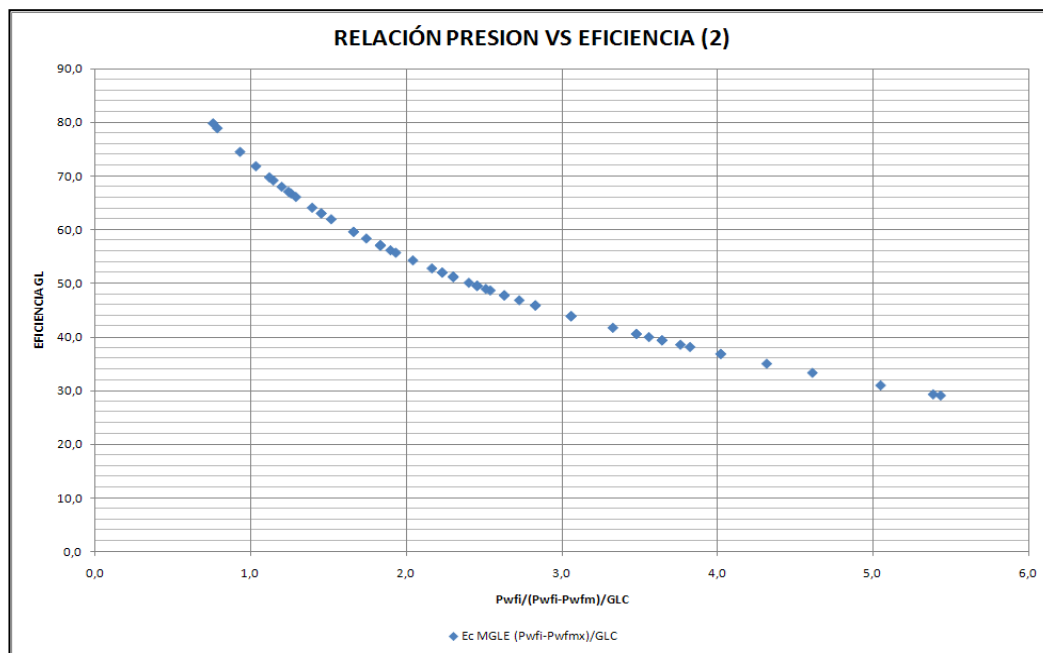


Gráfico 5.3-2, Fuente: Elaboración Propia

## 5.4 RELACIÓN: GAS INYECTADO vs. EFICIENCIA DE GLI

De la misma forma que existe una relación entre el gas inyectado y la relación de presión máxima de inyección y máxima antes de la inyección, también hay una relación entre el volumen de gas inyectado y la eficiencia del *Gas Lift*. Este gráfico ayuda a comparar y contrastar el efecto de la presión y al gas inyectado respecto a la eficiencia. En algunos casos donde se requiere mayor presión para aumentar la eficiencia, se logra incrementando el volumen de gas, pero un excesivo volumen reduce la eficiencia. Ambas comparaciones son necesarias.

RELACIÓN ENTRE, GLC/1000 pies Y EFICIENCIA DE LEVANTAMIENTO

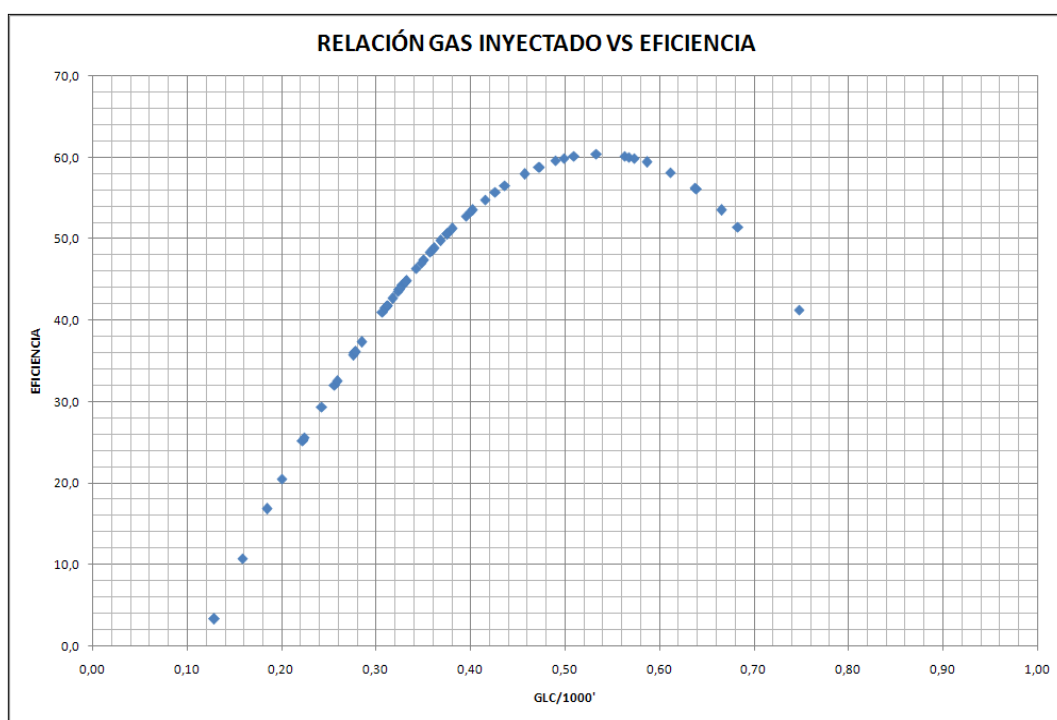


Gráfico 5.4-1, Fuente: Elaboración Propia

## 5.5 ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN FLUYENTE MÁXIMA Y MÍNIMA

Este gráfico es obtenido de la recopilación de las presiones obtenidas de las pruebas de fondo. Existe una relación lineal entre la presión mínima y la máxima (antes de la inyección). Este resultado es un diagnóstico de cómo se encuentran los reservorios produciendo respecto a cómo se está operando el campo actualmente, ya que al no existir una diferencia notable entre la

presión mínima y la máxima se puede considerar que el sistema se encuentra con excesiva presión en cabeza (sistema contra presionado) donde la presión en superficie representa un buen porcentaje de la presión total, la presión del reservorio es muy baja, o que las formaciones se encuentran dañadas. No quiere decir que este comportamiento es general en todos los campos, puede existir algún tipo de relación. La tendencia es lineal.

PRESION MAXIMA DE CICLO VS PRESIÓN MINIMA DE CICLO

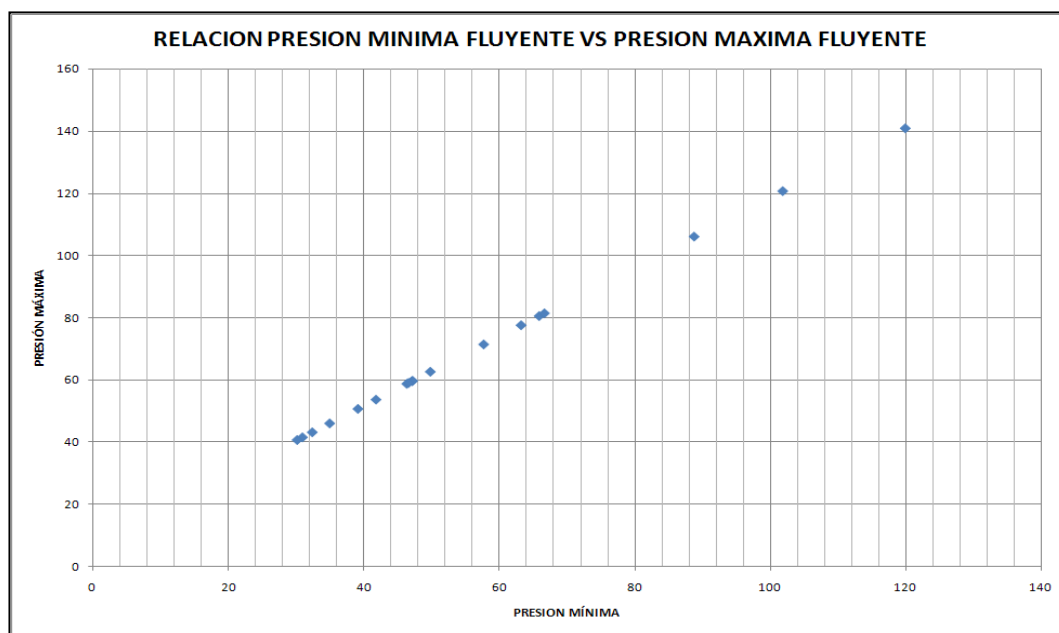


Gráfico 5.5-1, Fuente: Elaboración Propia

## 5.6- APROXIMACIÓN DE LA CURVA DE PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE PROMEDIO

Esta curva de presión es obtenida como promedio de diferentes curvas Presión vs. Tiempo de pozos evaluados. Con el objetivo de normalizar las curvas se graficó la relación del incremento de presión en el tiempo respecto a el incremento de presión máxima vs la relación del tiempo transcurrido (para el respectivo incremento de presión) respecto del tiempo máximo del ciclo. Con este criterio todas las curvas de presión fluyente con distintos ciclos pueden ser graficadas en un plano cartesiano de 1 por 1 con parámetros adimensionales los cuales al tener el dato del tiempo de ciclo, la

presión máxima y mínima, las cuales pueden ser estimadas, es suficiente para obtener toda la curva aproximada. Debido a que la presión máxima depende de la eficiencia del *Gas Lift*, por gráficas se puede obtener la máxima y de ahí se parte para tener una curva que pueden simular el comportamiento de la presión y obtener un rango de incremento el cual ayudará para justificar una optimización. Es importante tener cuidado al expresar el tiempo en minutos o en el sistema centesimal para los cálculos del  $\Delta T$  y  $\Delta P$ , se debe usar el tiempo en centesimal. En el capítulo 6 se demostrará el procedimiento de estimación de la presión fluyente vs el tiempo

Para comparar los datos reales, obtenidos de los registradores de presión versus la curva promedio se siguen los siguientes pasos:

- 1- Descargar los datos de presión y tiempo en una hoja de cálculo y seleccionar la prueba extendida (recomendable tomar la prueba por lo menos 60 minutos, en caso el ciclo sea menor de 60)
- 2- Considerar la estimación desde el inicio del llenado (desde la presión fluyente más baja) El valor de tiempo inicial se considerará cero y los siguientes valores serán igual a

$$t(n) = t(n - 1) + \text{delt } t; \text{delt } t = t(i)\text{regist} - t(i - 1)\text{regist} = \text{Cte}$$

“i” es cualquier tiempo (dato del registrador de presión)

- 3- Tabular los valores de tiempo adimensional desde  $t = 0$  hasta  $t = 1$  (60 minutos).

$$\frac{\Delta t}{\Delta t_{max}} = t (\text{adimencional}); \Delta t = t_n - t_o; t_o = 0 \text{ y } 1 \text{ seg} = 0.01667 \text{ dec}$$

- 4- Tabular los valores de presión adimensional, donde las presiones son los valores respectivos al tiempo desde  $t = 0$  hasta  $t = 1$

$$\frac{\Delta P}{\Delta P_{max}} = \frac{P - P_{min}}{P_{max} - P_{min}}$$



5- Finalmente se grafica P adimensional vs T adimensional de varias pruebas de presión y se grafica una curva promedio que represente al campo. En este campo corresponde al campo Litoral Costa Afuera

RELACIÓN PRESIÓN ADIMENSIONAL Y EL TIEMPO ADIMENSIONAL

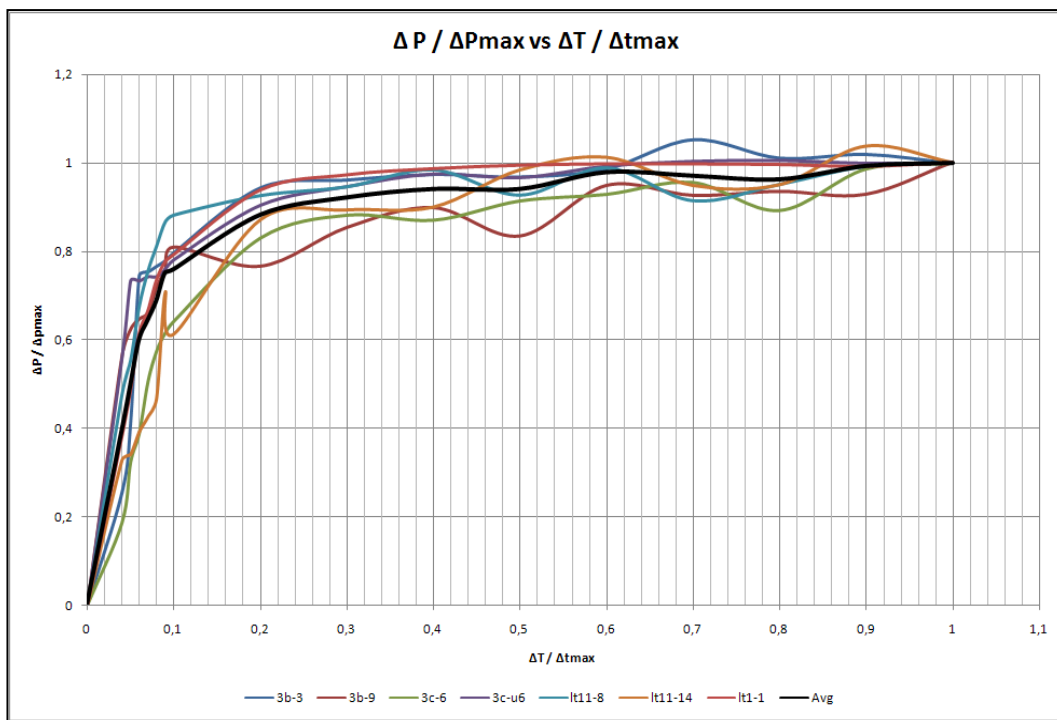


Gráfico 5.6-1, Fuente: Elaboración Propia

GRAFICO: CURVA PROMEDIO DE RELACIÓN DE PRESIÓN VS RELACIÓN DE TIEMPO (ADIMENSIONALES)

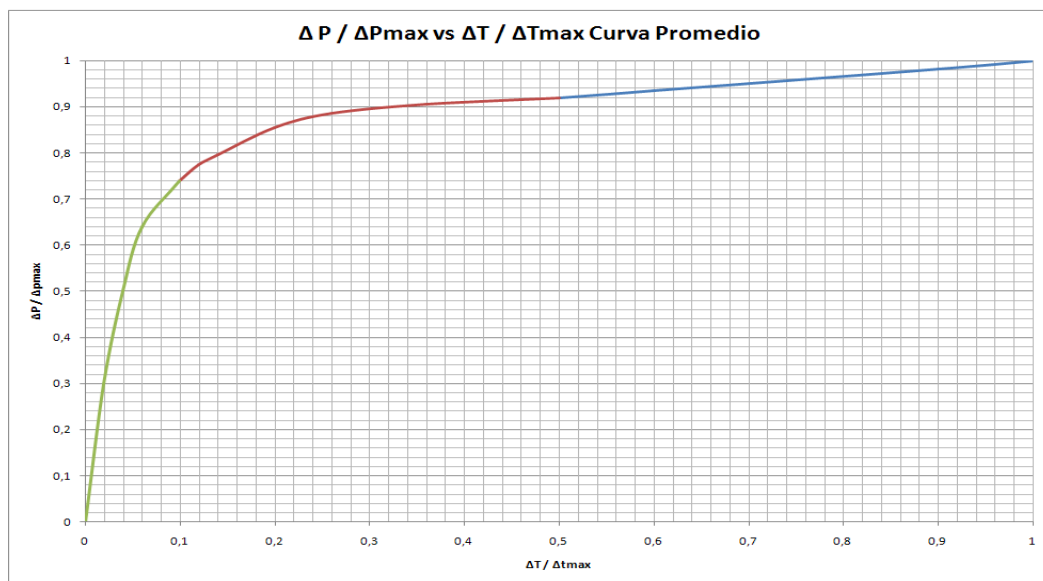


Gráfico 5.6-2, Fuente: Elaboración Propia

## CAPITULO 6:

### ESTUDIO DE CAMPO LITORAL COSTA AFUERA

#### 6.1 HISTORIA DEL CAMPO

##### 6.1.1- INFORMACIÓN GENERAL

El campo de Litoral Costa Afuera comenzó su vida productiva a inicios de los 60's con la perforación de pozos en tierra y posteriormente en el mar. Dichos pozos comenzaron con una producción fluyente y rápidamente declinaron siendo necesario continuar la producción con un sistema de levantamiento artificial. Al inicio utilizaron el sistema electro-sumergible y bombeo hidráulico ya que no se contaba con la cantidad suficiente de gas para el *Gas Lift*. Poco a poco con el desarrollo del campo (mas pozos), el tipo de reservorio (gas en solución) y con la declinación de la presión del reservorio (cayendo por debajo de la presión de burbuja) mayor cantidad de gas fue liberado permitiendo el uso del *Gas Lift*. De ahí en adelante, los pozos antiguos producían con *Gas Lift* mientras los nuevos podían ser fluyentes o con levantamiento artificial. Hoy en día todos los pozos producen con el sistema BLT.

Actualmente la presión del reservorio oscila desde 40 lpc (mayor parte) hasta 120 lpc (en proyectos de inyección de gas). Con un reservorio de 40 lpc, 37.5% es la presión atmosférica, otro 37.5% es la presión del sistema que afecta directamente al reservorio, 5% de la presión del gas y finalmente 20% de la energía del reservorio es usada para producir. Para resolver este problema se instalaron los compresores de vacío los cuales trabajan a presiones negativas permitiendo prácticamente producir el campo casi 100% del potencial del reservorio eliminando la presión en cabeza, el único factor que afecta al máximo performance es la ineficiencia del *Gas Lift* (resbalamiento) generando una contra presión causada por el fluido que retorna al fondo del pozo.

Debido a la antigüedad del campo la mayor cantidad de los pozos produce a un tasa casi estable (declinación muy lenta) y muy baja, promedio del campo es 8 barriles por día, por lo que han mantenido durante muchos años los parámetros de producción como volumen de gas inyectado, tiempo de ciclo y el tiempo de inyección evitando aumentar ligeramente el recobro de reservas.

#### HISTORIA DE PRODUCCIÓN LITORAL COSTA AFUERA

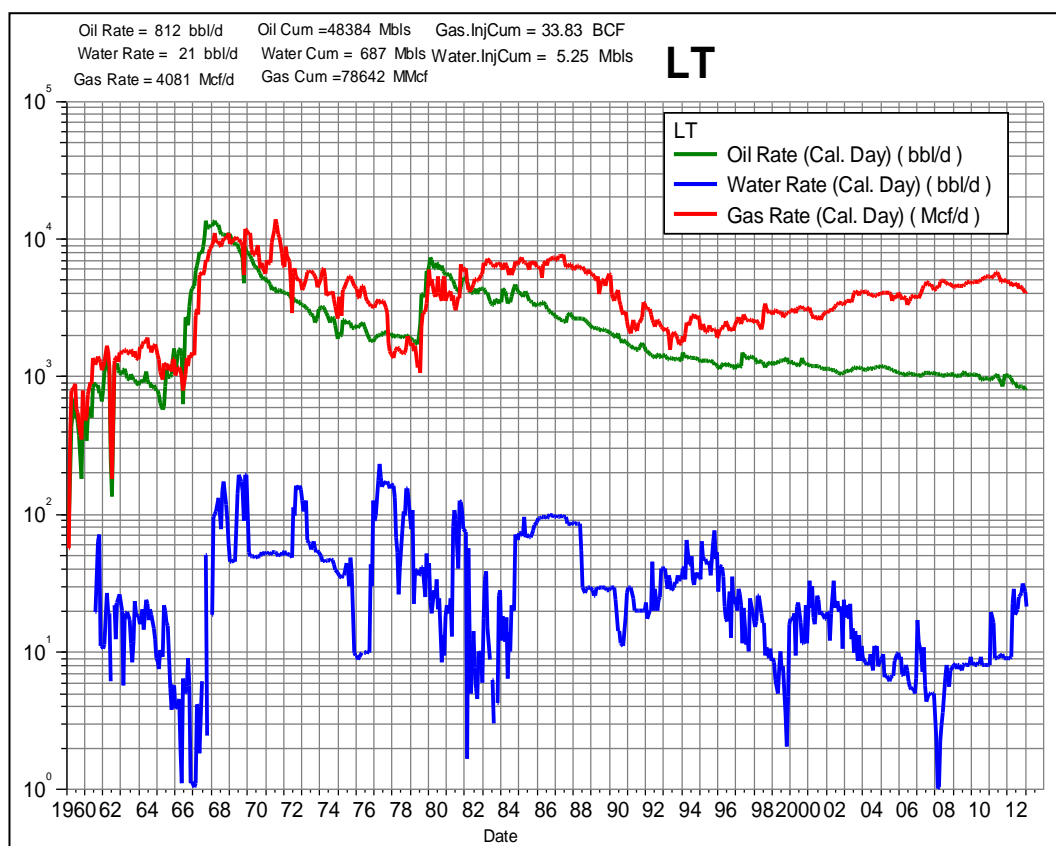


Grafico 6.1.1-1, Fuente: OFM – SAVIA Campo Litoral Costa Afuera

#### 6.1.2- CARACTERISTICAS DE PRODUCCIÓN

Los pozos en Litoral Costa Afuera tienen la característica principal de ser someros en relación a los demás pozos del bloque Z-2B. Tienen una profundidad que oscila entre los 800 pies hasta los 3500 pies, con un solo pozo que alcanza los 5400 pies aproximadamente. El ángulo va desde los 0 grados hasta 60. El sistema de producción es el *Gas Lift* intermitente a

través de instalación BLT, hay pocos pozos produciendo por instalaciones con cámara o concéntricos (instalaciones antiguas).

Las formaciones productoras son principalmente Pariñas y Terebrátula cuya producción de crudo con un API promedio de 37 grados y poca tendencia a la formación de parafinas por parte del reservorio Pariñas pero Terebrátula si tiene tendencias de formarlas.

En este campo se encuentran proyectos de inyección de gas como recuperación secundaria, algunos iniciaron en los 80s, 90s y otros después del 2000 (último en el 2012) los cuales han mostrado resultados diversos, siendo la mayoría positivos alcanzando un factor de recobro del 30% aproximadamente.

El sistema de superficie consta principalmente de los siguientes componentes:

- Sistema de gas de baja: es el sistema de líneas de gas de 6 5/8 pulgada para baja presión el cual oscila desde 0 hasta 10 lpcg. Aquí se encuentra el gas de la salida de los separadores y de la descarga de los compresores de vacío. Este gas es succionado por los compresores de alta presión.
- Sistema de forros o gas anular: consta de líneas de 6 5/8 pulgada también el cual contiene el gas succionado del espacio anular de los pozos BLT y de algunos separadores que trabajan con 0 lpc (modificados para poder desplazar a esa presión) hacia la succión de los compresores de vacío los cuales descargan el gas a 12 lpc hacia el sistema de baja
- Sistema de gas de alta: comienza desde la descarga de los compresores que operan a una presión de 350 – 380 lpc hacia los pozos en la misma plataforma o hacia la red de alta el cual consiste en líneas de gas de 3 ½ pulgada para abastecer al campo de gas sin necesidad de tener un compresor en cada plataforma.
- Sistema de producción de crudo: conformado por líneas de 3 ½ pulgada y 6 5/8 pulgada que transportan el crudo desde diversas plataformas hasta llevarlos a tierra por una línea de 8 pulgada para

finalmente dirigirse hacia el Patio de Tanques donde es almacenado con el crudo de otras áreas. Todos los desplazamientos son hechos con el vol-u-meter los cuales son presurizados con gas hasta una determinada presión para desplazar el fluido.

- Sistema de Inyección: no se cuenta con una red de líneas. La inyección es por exceso del *Gas Lift* el cual es inyectado a los pozos seleccionados a través de una válvula de contra presión que abre a una presión determinada ligeramente mayor que la presión normal del sistema de alta, esto ocurre cuando el sistema de alta se satura de gas pasando las 380 lpc.

## 6.2- DISEÑO DE PRUEBA DE PRESIÓN DE FONDO

El objetivo de las pruebas de presión de fondo es determinar el comportamiento del *Gas Lift* a condiciones **actuales** de operación (ya que está muy influenciado por las condiciones de superficie) y estimar el comportamiento de la presión en el tiempo con el objetivo de plantear la optimización.

El diseño de la prueba de presión está en función a los parámetros de operación del pozo, principalmente el tiempo de ciclo y la producción. La prueba debe ser diseñada para que evaluar varios ciclos (recomendable 5 o 6) de acuerdo al tiempo y un tiempo sin *Gas Lift* para observar el comportamiento de la presión si el ciclo fuera más largo. La intención de registrar varios ciclos es debido a que durante los trabajos previos a la prueba por la compañía de servicio que va a registrar, el pozo se encuentra cerrado un tiempo mayor al del ciclo y comienza a acumular fluido por lo que las presiones iniciales serán más altas y conforme va produciendo el pozo durante los ciclos llega a estabilizarse en las condiciones normales. Otro motivo es que durante la prueba pueden ocurrir problemas en superficie, como una parada de compresor por un corto lapso de tiempo y la presión se va a ver afectada, finalmente algunos pozos tienen un comportamiento errático de presión y es necesario evaluar varios ciclos y obtener un promedio o una tendencia. Por experiencia en el campo de Litoral Costa

Afuera como regla se registra la presión con el pozo produciendo durante 3 horas y el pozo abierto sin *Gas Lift* durante 2 horas, conocida también como prueba de presión extendida (para pozos con ciclos menores a 60 minutos). Para pozos con ciclos iguales o mayores a 60 minutos se registran 3 inyecciones y no se hace la prueba de presión extendida. Finalmente se saca el registrador haciendo paradas a profundidades ya planificadas con el objetivo de determinar el nivel de fluido, los diferentes tipos de fluido (agua, petróleo o gas) y calcular la gradiente de cada fluido los cuales son importantes para los cálculos de optimización y análisis de campo. Otra razón de la prueba extendida es la de permitir que el gas se separe del petróleo durante ese tiempo y poder determinar la gradiente del liquido con menor cantidad en solución debido a que con el gas disuelto, la altura y el volumen del fluido será mayor y no será exacto el cálculo de la eficiencia del sistema.

El registrador de presión se ubica entre la válvula de retención (válvula check) y la válvula operativa con la finalidad que cuando inicie la inyección del *Gas Lift* el registrador sea empujado hacia abajo y no hacia arriba originando un “pescado” (herramienta en el pozo). Ya sea un sistema *Gas Lift* BLT o convencional nunca debe recuperarse la válvula de retención para bajar el registrador al punto medio o al fondo de los perforados para determinar la presión a la profundidad del reservorio porque el *Gas Lift* al trabajar sin válvula de retención tiene menor eficiencia de levantamiento ya que parte del gas se irá hacia el reservorio y no reflejará el verdadero comportamiento. Un programa de presión de fondo para *Gas Lift* es prepara de la siguiente forma (para un pozo de 2500 pies la válvula de retención, la válvula operativa a 2470, ciclo de 20 minutos y tiempo de inyección de 2 minutos):

- 1- Armar unidad de cable
- 2- Calibrar el pozo hasta 2500 pies (profundidad de la válvula de retención). *Este paso es importante porque sirve para determinar si hay restricciones en la tubería y para calibrar el medidor de profundidad de la unidad de cable*
- 3- Bajar el registrador de presión a 2490 pies

- 4- Registrar la presión durante 3 horas con *Gas Lift* (o 6 inyecciones).
- 5- Cortar el *Gas Lift* y registrar durante 2 horas
- 6- Sacar el registrador con paradas de acuerdo al siguiente programa
  - a. 2485 – 2400 pies, cada 25 pies. *Estas paradas cortas tienen el objetivo de determinar si hay agua que muchas veces en superficie no es detectada.*
  - b. 2400 – 2200 pies, cada 50 pies. *Para definir la gradiente del petróleo*
  - c. 2200 – 1800 pies, cada 100 pies. *Para definir alguna interface petróleo y gas y el nivel de fluido*
  - d. 1800 – 0 pies cada 300 pies. *Para definir la gradiente del gas.*
- 7- Desarmar la unidad y normalizar la producción

Una forma de determinar las paradas y detectar de manera exacta el nivel de fluido y las gradientes es asumiendo una eficiencia de levantamiento y la producción diaria debe ser pasada a producción por ciclo.

$$BPC = \frac{BPD}{\frac{1440}{tcic}} = Vol\ Fluido\ superficie$$

Asumir una eficiencia o estimarla de las curvas de comportamiento del *Gas Lift*

$$. Vol\ Fluido\ Fondo = \frac{BPC}{Eficiencia\ GL}$$

$$Nivel\ de\ Fluido = \frac{Vol\ Fluido\ fondo}{Cap\ Tubería}$$

Con esta referencia se puede realiza el procedimiento de paradas del registrador de presión y obtener una referencia más exacta del nivel de fluido

### 6.3- OPTIMIZACIÓN DEL CICLO “GAS LIFT” CON MODELO IPR

De los diferentes métodos de optimizar los pozos *Gas Lift* intermitentes, todos requieren ya sea data de superficie o data de fondo. De acuerdo a la complejidad del método, mayor información es requerida. El objetivo de las optimizaciones es lograr aumentar la producción o reducir el consumo de *Gas Lift* de la forma más certera y sin incurrir en errores que originen producción diferida. Este modelo solamente requiere la data adquirida con la prueba mencionada anteriormente.

#### 6.3.1- RECOLECCIÓN DE DATOS

Para el uso de este método utilizaremos los datos de superficie como:

- Producción diaria (BPD)
- Tiempo de ciclo (min. decimal)
- Tiempo de inyección (min. decimal)
- Presión en cabeza durante el llenado (se puede asumir constante en caso no se tenga el comportamiento exacto)

Información de fondo del pozo:

- Gradiente del fluido (promedio si es petróleo y agua) lpca/pie
- Gradiente del gas lpca/pie
- Presión máxima fluyente (determina la eficiencia) lpca
- Presión mínima fluyente (determina el volumen a la presión mínima y calcular el resbalamiento) lpca

Data adicional:

- Profundidad de la válvula operativa, pies
- Profundidad del registrador de presión, pies
- Capacidad de la tubería de producción, bls/pie
- Angulo promedio del pozo (a la profundidad del nivel de fluido)



DATOS DE ENTRADA EJEMPLO POZO LITORAL COSTA AFUERA 3C-6

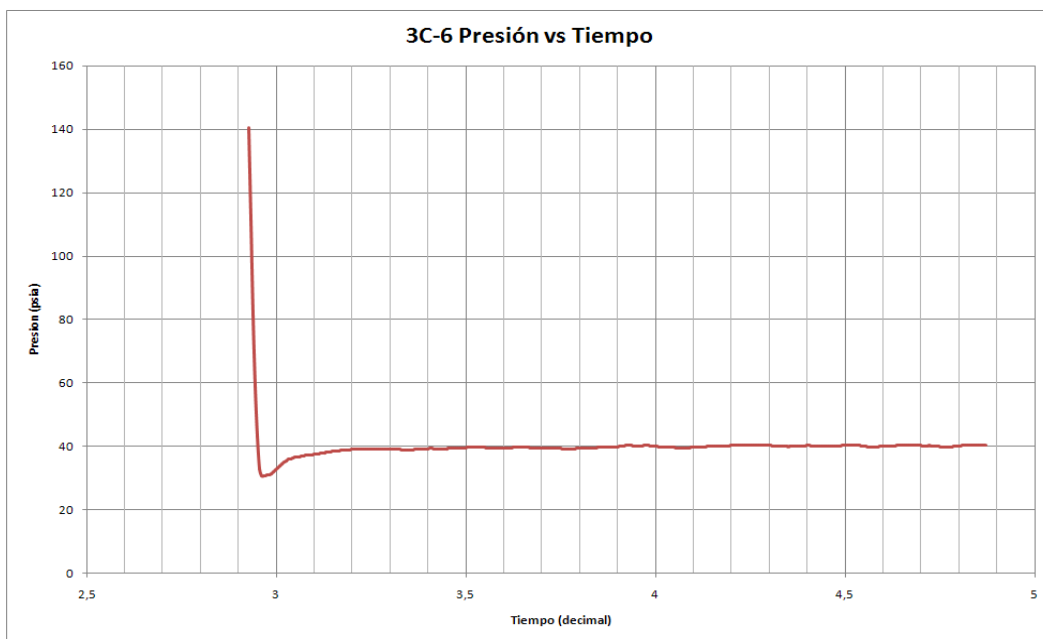


Gráfico 6.3.1-1, fuente: elaboración propia

TABLA NO 6.1: ENTRADA Y RESULTADO PARA CALCULO DE EFICIENCIA CORREGIDA

Data de Ingreso

<b>Pozo</b>	<b>3C-6</b>			
Fecha	29-may-12			
Prod. Bls/D =	5			
Tiempo de Ciclo (min)	60			
Tiempo de Inyección (min) =	1.00			
Go lpc/pie =	0.368			
Gg lpc/pie =	0.001			
Prof Válvula Operativa=	1634	MD	1291	VD
Prof Registrador ft =	1650	MD	1303	VD
Presión en cabeza lpc =	14.7			
Pfmx estabilizada lpc	44			
Pfmx lpca =	30.87	(del ciclo evaluado)		
Pfmx lpca =	39.91	(del ciclo evaluado)		
Cap Tubería bls/pie =	0.00538			
Angulo Promedio =	40			
Gas Inyección total (mpcd) =	23			

**Data de Salida**

Pres columna Gas (lpc)	1
Presión líquido entre válvula operativa y Registro (lpca)	4
Altura de tapón producido	39
Volumen fluido superficie por ciclo	0.21
Presión liq. sobre válvula operativa (lpca)	20
Altura liq sobre válvula operativa (pies)	69
Vol. total antes de inyección (bls)	0.372
Vol. fluido @ la Pfmn (lpca)	0.20
Fluido remanente después de iny (bls)	0.16
<b>Eficiencia de Gas Lift</b>	<b>55.97%</b>
<b>Resbalamiento %/1000 pies</b>	<b>26.94</b>

**Corrección de la eficiencia por presión del gas**

Altura máx. ideal MD (@Pfmn cyc) pies	73.76
Altura máx. ideal VD (@Pfmn cyc) pies	56.51
Pgcol @ Altura máx. ideal lpca	1.23
Altura máx. real (@Pfmn ciclo)VD pies	53.15
Altura máx. real (@Pfmn ciclo)MD pies	69.38
Vol. total antes de inyección (bls)	0.37
Eficiencia corregida	<b>55.811%</b>
Resbalamiento corregido	<b>27.04</b>
Pres columna Gas corregida (lpc)	1.2
Pres liq sobre válvula operativa corregido	19.56
Altura liq sobre vlv válvula operativa	69.37
Vol. total antes de inyección corrección	0.37
Eficiencia corregida	<b>55.821%</b>
Resbalamiento corregido	<b>27.04</b>

### 6.3.2- OBTENCIÓN DE LAS GRAFICAS IPR Y PRODUCCIÓN VS CICLO

Se ingresa los datos de presión de fondo y tiempo obtenidos por el registrador y se calcula lo siguiente:

- Presión promedio entre dos puntos consecutivos (un mismo delt T)
- $0.2 * \text{Suma (Pf)/(Pfs)}$
- $0.8 * \{\text{Suma (Pf)/(Pfs)}\}^2$
- Numero de datos ingresados
- Volumen total acumulado (barriles), Q total acumulado
- Qo máx. antes corrección (barriles)
- Factor de corrección (después de obtener la primera gráfica)
- Qo máx. después de corrección.

Asumimos una eficiencia máxima del campo igual 60%

Resultado:

TABLA N° 6.2: RESULTADO POST PROCESAMIENTO DATOS DE PRESIÓN Y SENSIBILIZACIÓN CON LA PRODUCCIÓN

Delt T	0.3336
$0.2 * \text{Suma(Pf/Pfs)}$	30.4706477
$0.8 * \text{Suma(Pf}^2/\text{Pfs}^2)$	107.003373
numero de datos	174
Q total acumulado	0.21
Qo máx. (antes corr)	0.01709743
<b>Factor de Corrección</b>	<b>1.050</b>
Qo máx. después corrección	0.018

*Fuente: Elaboración Propia*

Con la hoja de cálculo donde se encuentra los datos ingresados y procesados se tabula

TABLA NO 6.3: DATOS TABULADOS PARA LA ESTIMACION BPD VS TIEMPO DE CICLO

Q BOPM									
Tiempo	Pwf	(Con Fact Corr)	Q rsv	Q BOPD	Q cum tot	Eficiencia	Vol. prod bls	# Ciclos	BPD

*Fuente: Elaboración Propia*

GRAFICO PRODUCCIÓN DIARA VS TIEMPO DE CICLO

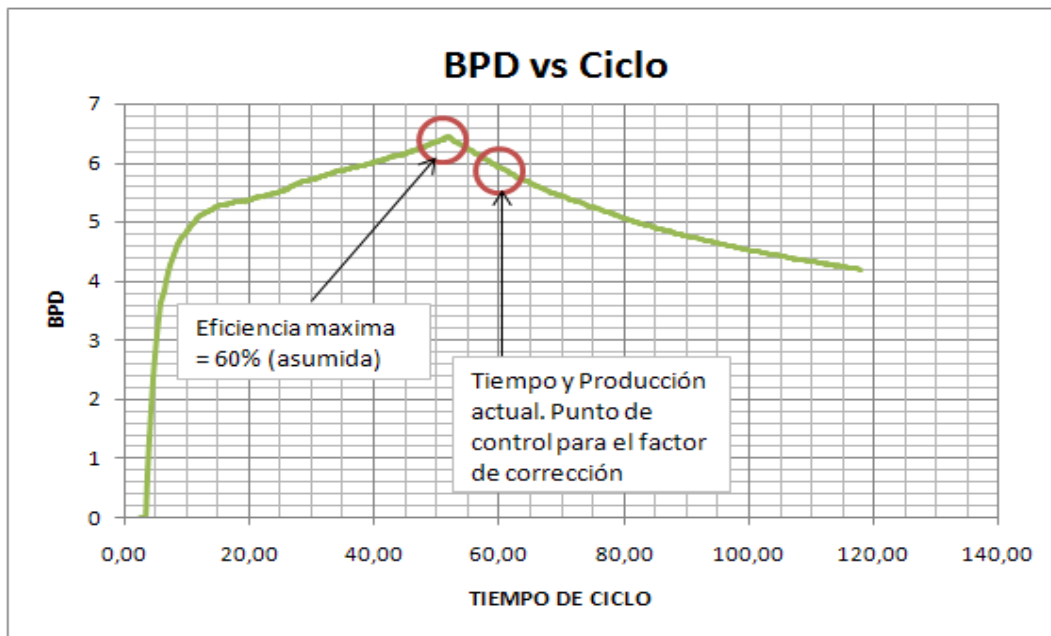


Gráfico 6.3.2-1, fuente: elaboración propia

De esta grafica se puede apreciar que el pozo está optimizado respecto al tiempo de ciclo ya que el punto máximo de producción se encuentra muy cerca al tiempo actual del ciclo de *Gas Lift*

GRAFICO IPR (PARA DETERMINAR LA PRESIÓN PROMEDIO)

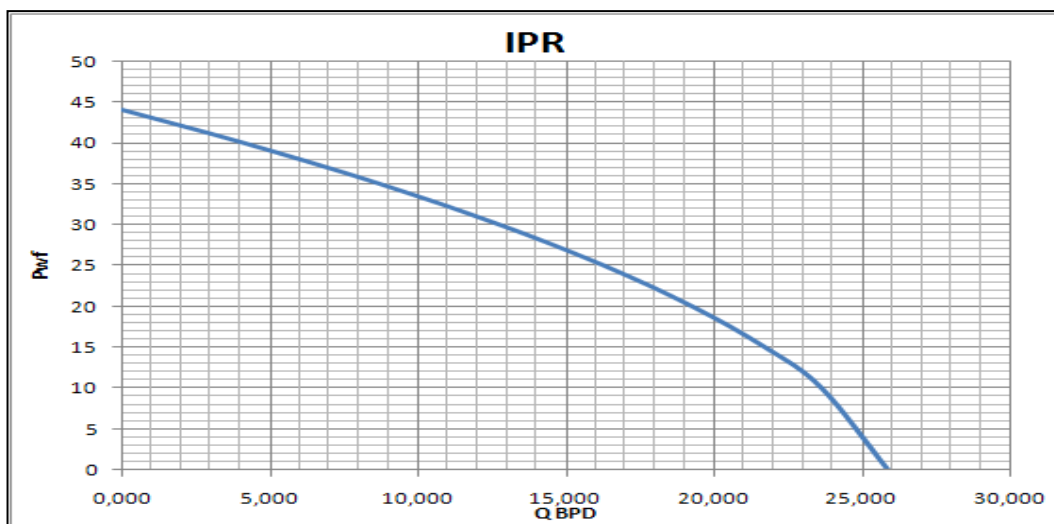


Gráfico 6.3.2-2, fuente: elaboración propia

Nota: La grafica IPR muestra el potencial que puede tener el reservorio durante un ciclo (mostrado en BPD) a una presión promedio. Sirve para determinar cuánto se puede producir si la presión promedio varia y el tiempo de ciclo se mantiene. Como una regla general, para este tipo de

optimización, se puede considerar que cuando el pozo se encuentra cerca a la eficiencia máxima del campo (esta eficiencia es obtenida por recolección de datos), se puede estimar que el pozo está optimizado pero siempre debe hacerse los análisis adecuados para determinar su verdadero potencial.

GRAFICO IPR (PARA DETERMINAR LA PRESIÓN PROMEDIO)

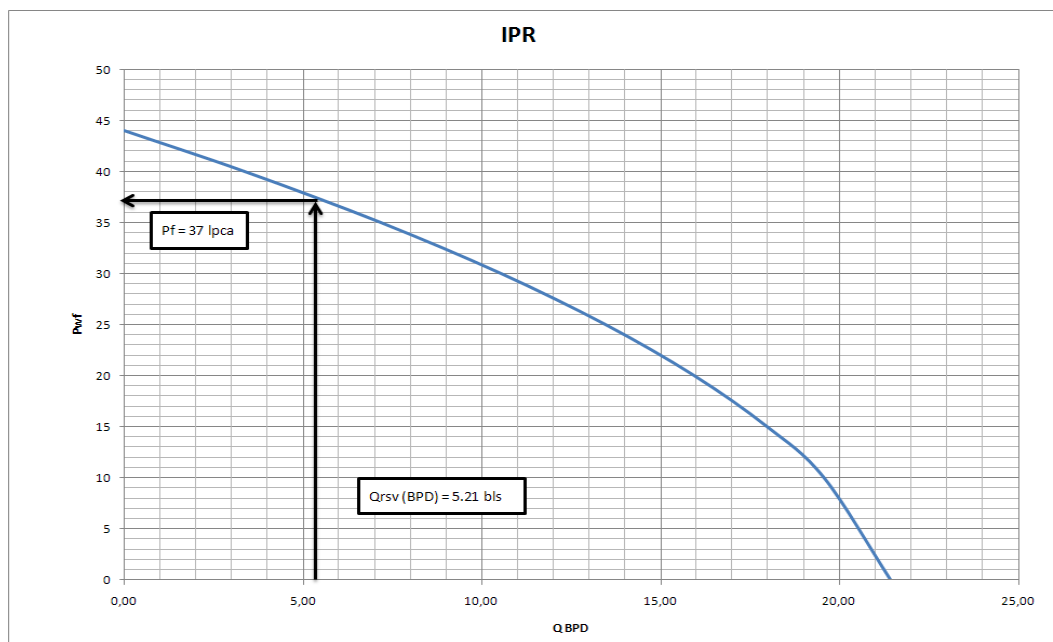


Gráfico 6.3.2-3, fuente: elaboración propia

“Desmenuzando” las presiones podemos verificar si es posible que el pozo aumente su producción y hasta que valor.

Si la presión en cabeza es de 15 lpca (atmosférica), la presión de la columna de gas aproximadamente 1 lpca, la presión del fluido será  $37 - 15 = 21$  lpca de los cuales lo ideal es que el 40% sea resbamiento y el otro 60% sea producción (8.4 lpca resbamiento y 12.6 lpca aporte del reservorio). Si la eficiencia del pozo aumentara (supongamos a un 80%, como ejemplo ya que el máximo del campo es aproximadamente 60%) la presión mínima, justo en el instante antes del llenado sería  $15 + 1 + 44 \times 20\% = 24.8$  lpca (antes 31 lpca aprox.), esto originará un cambio en el comportamiento de la presión respecto del tiempo y una presión fluyente promedio menor a 37 lpca Por lo tanto mayor  $Q_{rsv}$ . El comportamiento de la presión puede ser estimado en base a la aproximación de la curva de presión promedio. Si asumimos que la presión promedio disminuya a 30 lpca, el  $Q_{rsv}$  será igual a 10.5 BPD por lo

que la producción por ciclo es igual a 0.42 bls/ciclo y considerando la misma eficiencia, el incremento de la producción diaria será  $(0.42-0.37) \times 0.558 \times 24 = 0.7$  barriles. No representa gran incremento debido a que la presión de reservorio está muy cerca a la atmosférica y no hay mayor oportunidad de incrementar la producción. Como se puede observar este método ayuda también a diagnosticar si es factible utilizar recursos en aumentar la producción de los pozos analizados.

Como toda curva IPR se tiene la ventaja de determinar IPR futuras usando un simulador o manualmente en caso se tenga los datos disponibles

GRAFICO IPR FUTURAS

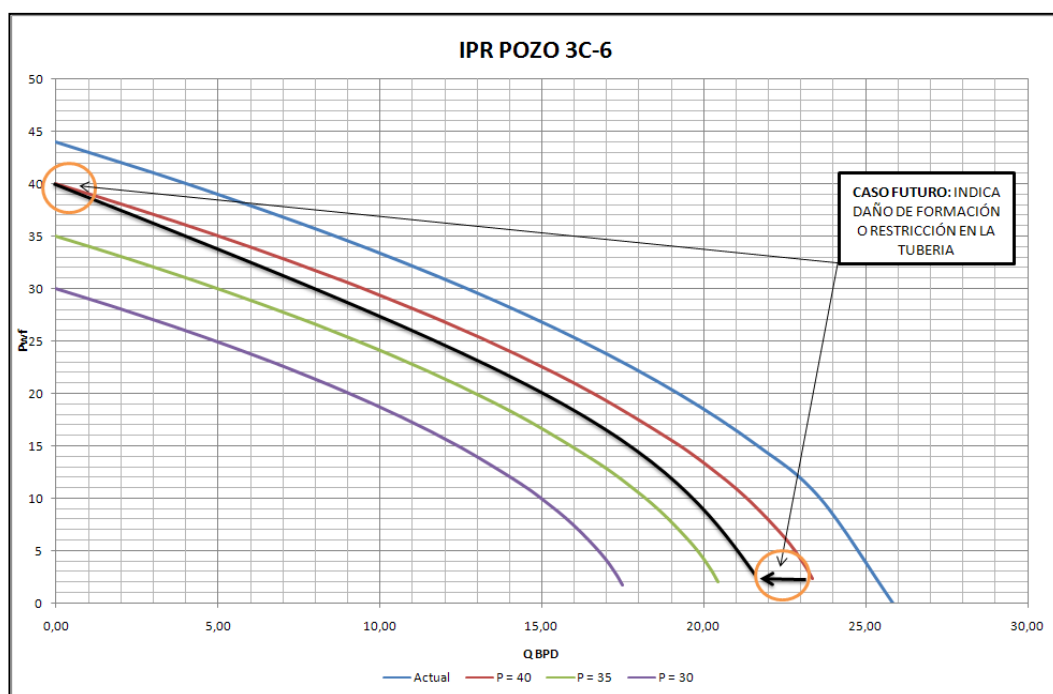


Gráfico 6.3.2-4, fuente: elaboración propia

Con esta información el cual se obtiene haciendo seguimiento de presión al pozo periódicamente se puede determinar si es candidato a una estimulación el cual el incremento, el cual ahora puede ser conocido, justifique el trabajo en términos de rentabilidad.

## 6.4- RECOLECCIÓN DE DATOS PARA EVALUACIÓN DE GAS INYECTADO

El objetivo de la recolección de datos tanto de fondo como de superficie durante las pruebas de presión de fondo es vincularlos y encontrar una correlación la cual permita estimar el comportamiento de la presión bajo distintas condiciones de superficie. Aprovechando la oportunidad que el campo de Litoral Costa Afuera presenta un comportamiento similar a lo largo del yacimiento, permite hacer dicho estudio y encontrar candidatos a ser optimizados pero en este caso se optimizará el volumen de *Gas Lift* utilizado y el efecto que tiene en las presiones de fondo y la eficiencia.

### 6.4.1- RECOLECCIÓN DE DATOS

Estos datos son recolectados para determinar las correlaciones entre ellos

Datos de superficie:

- Producción diaria, BPD
- Ciclo, min. decimales
- Profundidad válvula operativa, pies
- *Gas Lift* por día, mpcd

Datos de fondo:

- Barriles por ciclo en el fondo
- Presión fluyente mínima, lpca
- Presión fluyente máxima, lpca
- Presión máxima de inyección, lpca

Valores calculados:

- Producción de barriles en superficie por ciclo
- Eficiencia de *Gas Lift*
- *Gas Lift* por ciclo, mpc
- *Gas Lift* por ciclo cada mil pies, mpc

### 6.4.2- OBTENICIÓN DE GRAFICAS DE PARÁMETROS DE “GAS LIFT” VS EFICIENCIA

RELACIÓN: PRESIÓN DE INYECCIÓN / PRESIÓN FLUYENTE MÁXIMA Y GAS LIFT POR CICLO:  
CAMPO LITORAL COSTA AFUERA

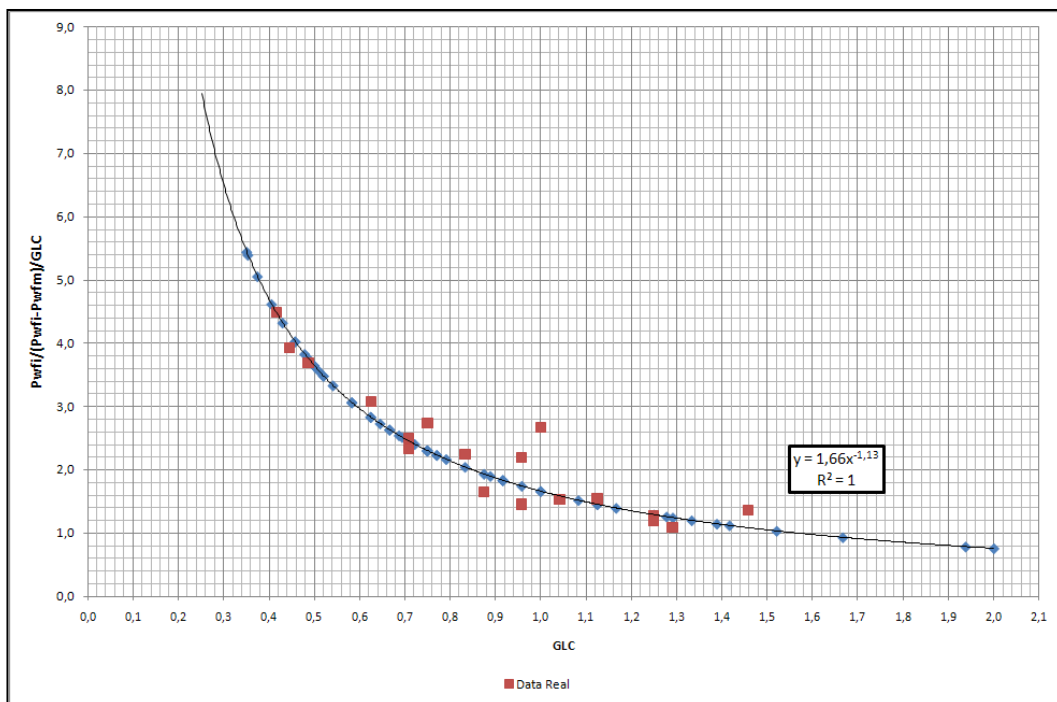


Gráfico 6.4.2-1, fuente: elaboración propia

En la relación de *Gas Lift* ciclo vs las presiones fluyentes cuando el *Gas Lift* por ciclo es menor a 0.35 mpc por ciclo el valor aumenta abruptamente por lo que las aproximaciones deben ser hechas para valores mayores o iguales a 0.4 mpc por ciclo.



RELACIÓN GAS INYECTADO VS EFICIENCIA CAMPO: LITORAL COSTA AFUERA

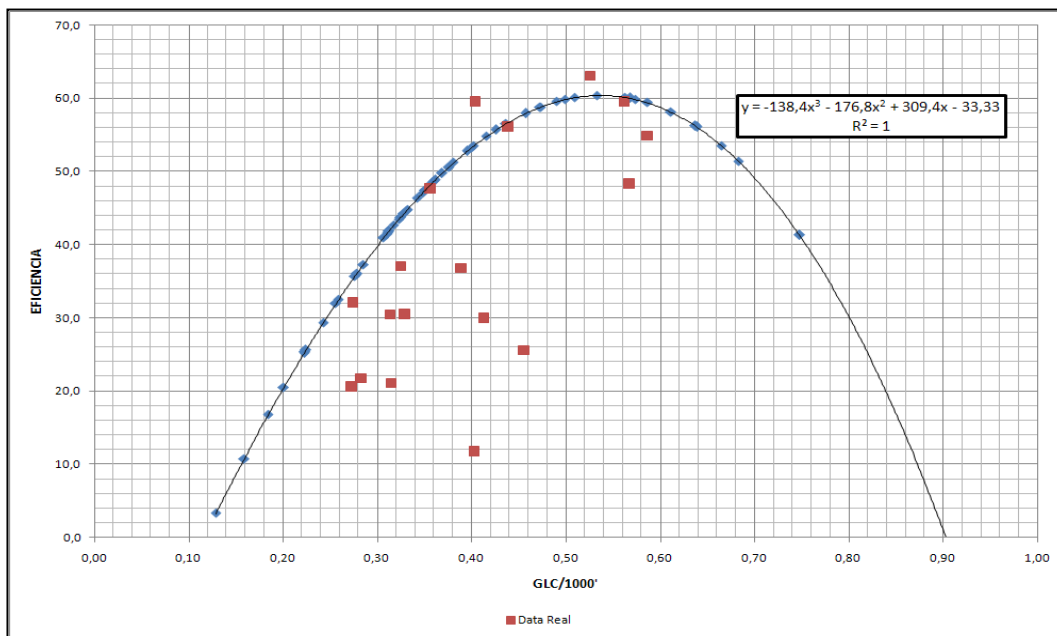


Gráfico 6.4.2-2, fuente: elaboración propia

RELACIÓN PRESION VS EFICIENCIA CAMPO: LITORAL COSTA AFUERA

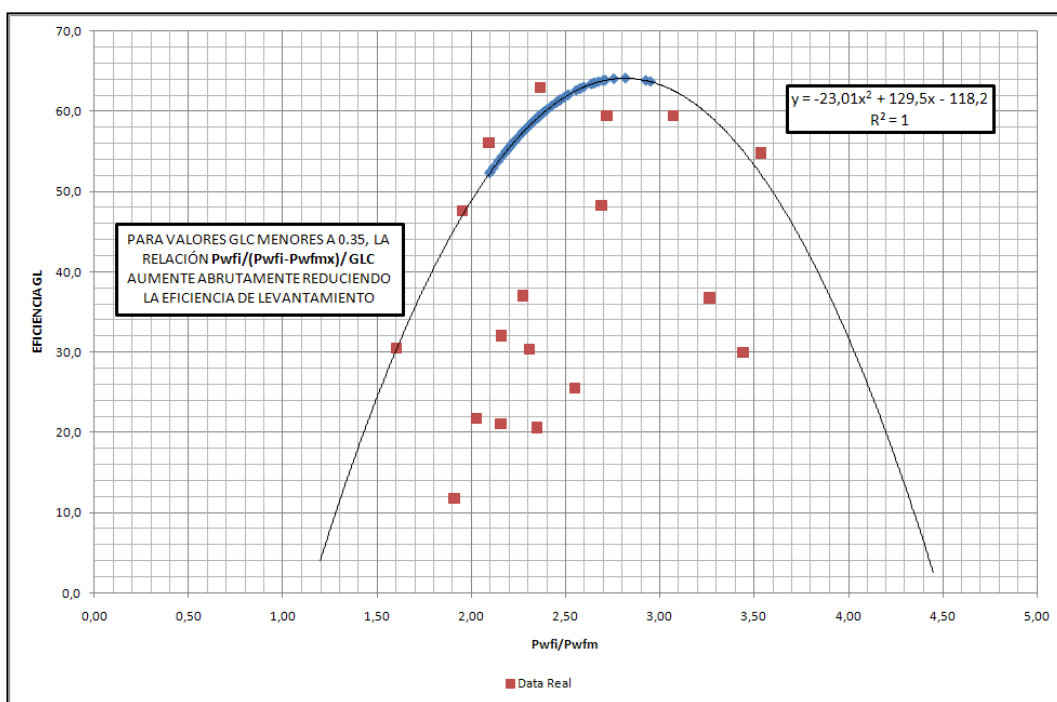


Gráfico 6.4.2-3, fuente: elaboración propia

RELACIÓN PRESION VS EFICIENCIA CAMPO: LITORAL COSTA AFUERA

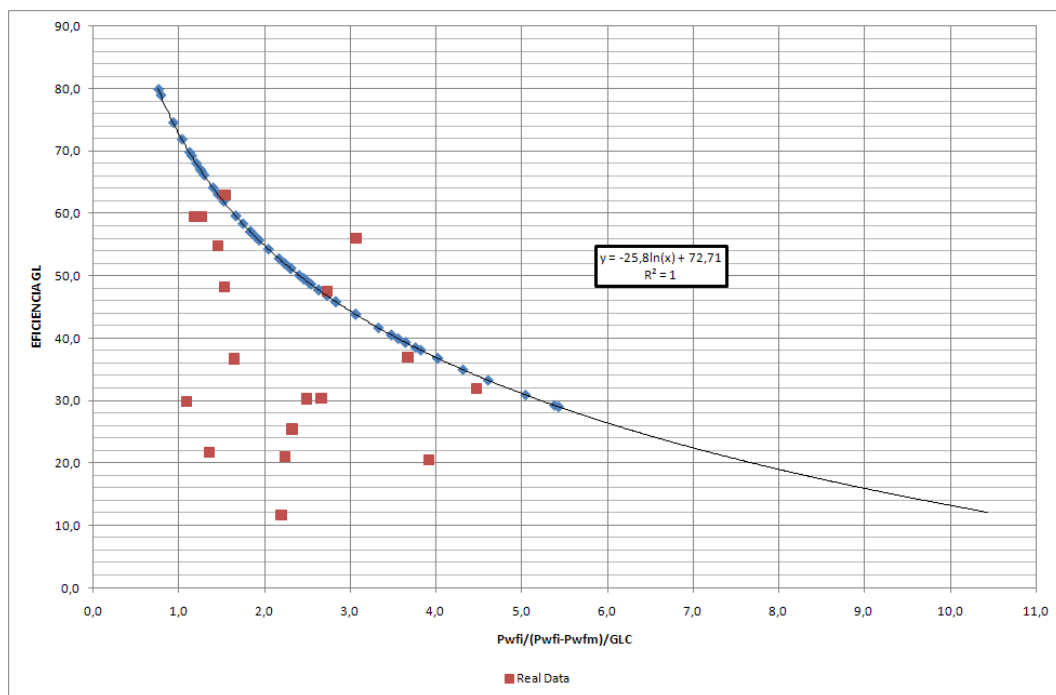


Gráfico 6.4.2-4, fuente: elaboración propia

RELACIÓN PRESION FLUYENTE MÍNIMA VS PRESIONN FLUYENTE MÁXIMA EN UN CICLO:  
LITORAL COSTA AFUERA

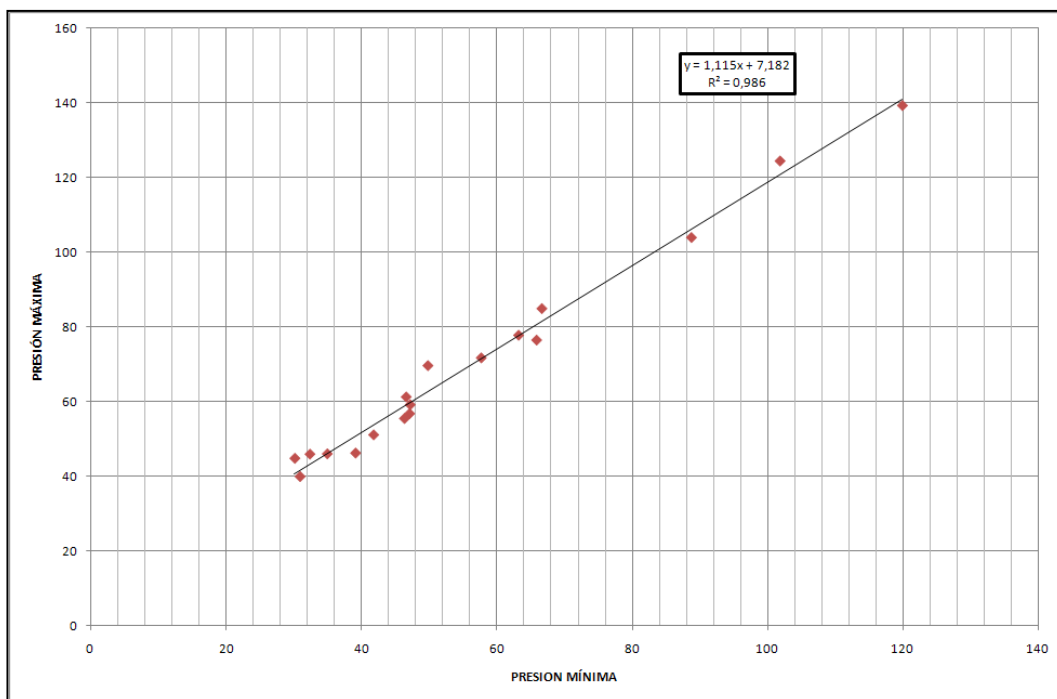


Gráfico 6.4.2-5, fuente: elaboración propia

Esta gráfica se deriva de la GL por ciclo & Pfi, Pfm<sub>x</sub> para poder visualizar como es el comportamiento de la relación presión inyección máxima entre la presión fluyente máxima y el volumen de *Gas Lift* inyectado por ciclo.

Como se puede apreciar, la eficiencia máxima de Litoral Costa Afuera es aproximadamente 60%

### 6.5- FACTOR DE CORRECCIÓN DE RELACIÓN DE PRESIONES

Para confirmar la veracidad del la relación  $(P_{fi} / (P_{fi}-P_{fm_x}))/GLC$ , se grafica el desfase porcentual entre los estimado y real versus el valor real de  $(P_{fi} / (P_{fi}-P_{fm_x}))/GLC$ , asimismo se grafica la relación entre el desfase porcentual entre los estimado y real versus el valor real  $P_{fi}/P_{fm_x}$ .

La Variación lo calculamos de la siguiente manera:

$$\frac{Estimado - Real}{Estimado} \% = Variación$$

VARIACIÓN (%) EN LA RELACIÓN DE  $(P_{fi} / (P_{fi}-P_{fm_x}))$

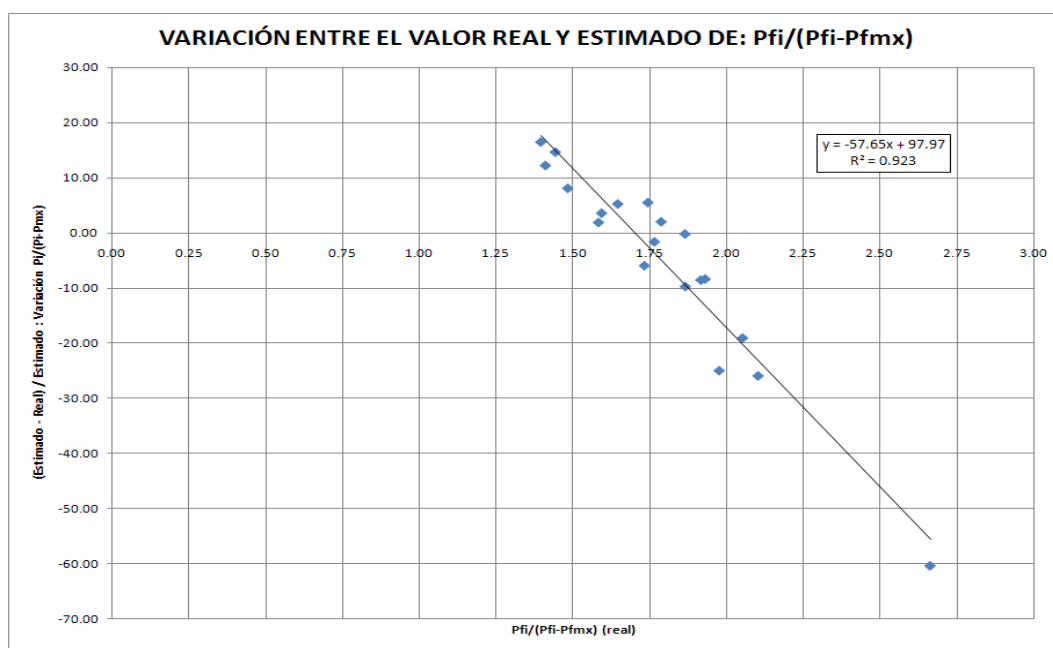


Gráfico 6.5-1, Fuente: Elaboración Propia

VARIACIÓN (%) EN LA RELACIÓN DE (Pfi / (Pfm<sub>x</sub>))

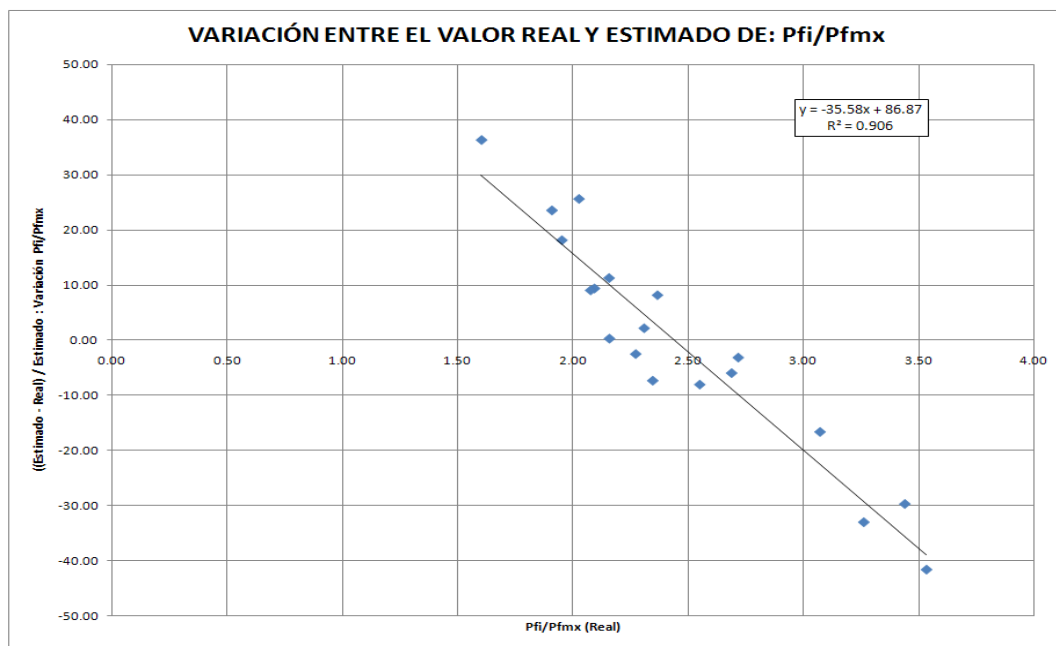


Gráfico 6.5-2, Fuente: Elaboración Propia

**6.6- VARIACIÓN DE LA RELACIÓN DE Pfi/Pfm<sub>x</sub> EN FUNCIÓN DE Pfm<sub>x</sub> Y EL GLC**

Esta correlación nos muestra que la relación entre Pfi/Pfm<sub>x</sub> no es constante para cualquier valor de gas lift por ciclo (GLC). La gráfica 5.2-1 y 5.2-2 nos muestran una primera aproximación el cual debe ser corregido con las graficas 6.5-1 y 6.5-2, pero eso nos indica un valor puntual o la condición actual estimada del pozo. En caso se tenga un pozo de alto potencial donde la presión fluyente varía notablemente con el tiempo y se desea optimizarlo, es importante saber la relación de Pfi/Pfm<sub>x</sub> a distintos Pfm<sub>x</sub> y a uno o varios valores de GLC. Del análisis de los datos se obtiene la siguiente gráfica:

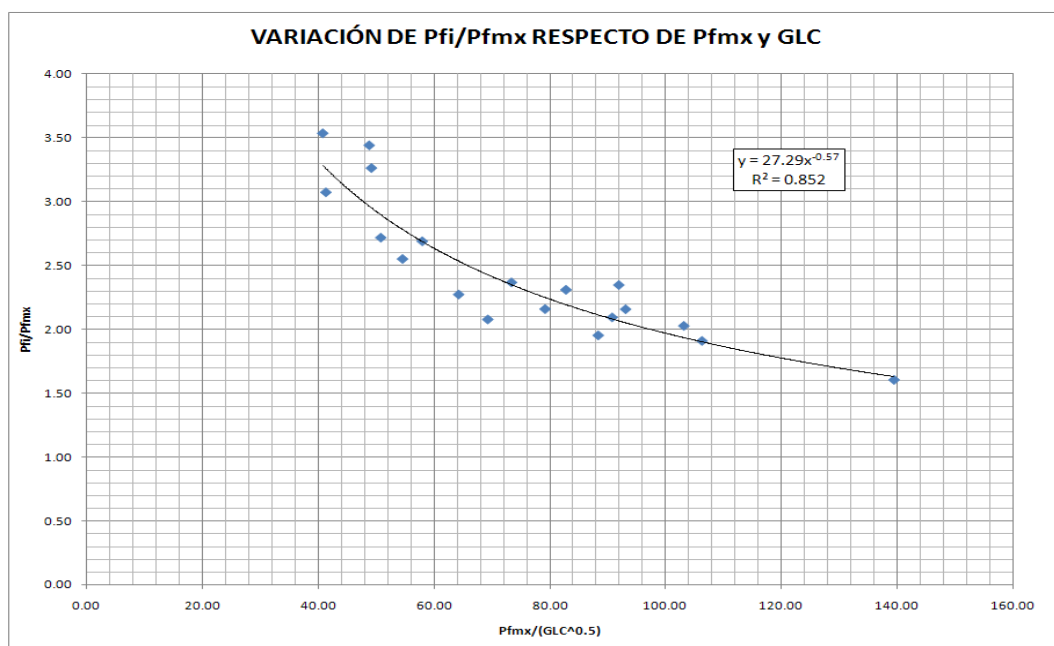
VARIACIÓN DE (Pfi / (Pfm<sub>x</sub>))

Gráfico 6.6-1, Fuente: Elaboración Propia

TABLA N° 6.4: SENSIBILIZACIÓN PARA OPTIMIZACIÓN DE GAS LIFT

Data de ingreso		Sensibilización	
Pozo	3C-6		
BFPD	6		
GL	23 mpcd	Nuevo Gas Lift	20 mpcd
Profundidad Vlv Operativa	1385 pies		
Ciclo	60 min		
Data de Salida			
K Fact	2768		
GLCyc	0.958	GLCyc	0.833
GLCyc/1K	0.692	GLCyc/1K	0.602
Pwfi/(Pwfi-Pwfm <sub>x</sub> )/GLCyc	1.74	Pwfi/Pwfm <sub>x</sub> /GLCyc	2.04
Pwfi/Pwfm <sub>x</sub>	2.49	Pwfi/Pwfm <sub>x</sub>	2.43
Pwfi/Pwfm <sub>x</sub> /GLCyc/1k'	3.60	Pwfi/Pwfm <sub>x</sub> /GLCyc/1k'	4.03
Ec MGLE GLC/1k'	50.26	Ec MGLE GLC/1k'	58.69
Ec MGLE Pwfi/(Pwfi-Pwfm <sub>x</sub> )/GLCic	58.39	Ec MGLE Pwfi/(Pwfi-Pwfm <sub>x</sub> )/GLCic	54.30

Fuente: Elaboración Propia

## EFICIENCIA EN FUNCION DE GAS LIFT Y EN FUNCIÓN DE LAS PRESIONES VS GLC

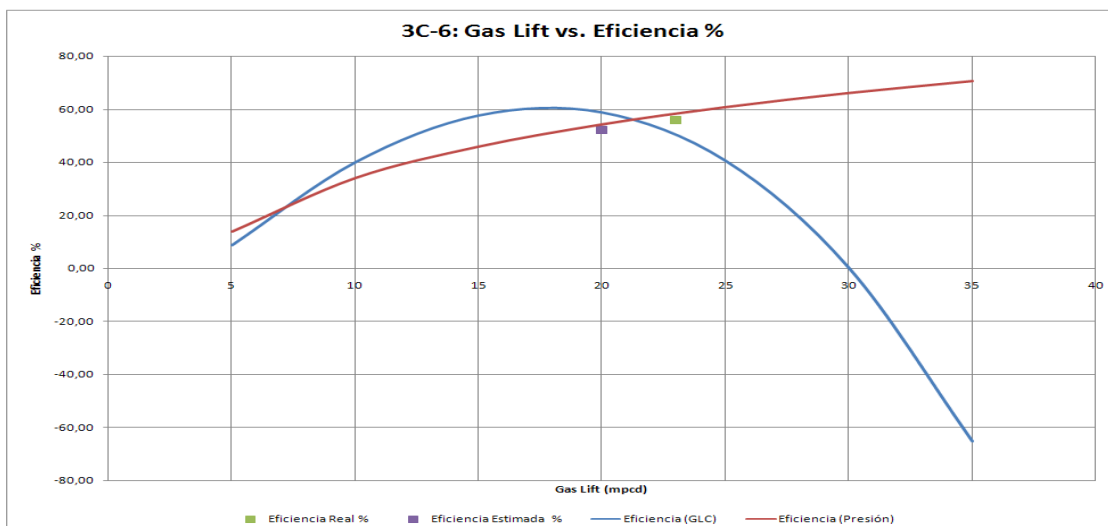


Gráfico 6.4.2-6, Fuente: Elaboración Propia

Esta gráfica muestra el rango de eficiencia que debería trabajar el *Gas Lift* de forma óptima respecto al consumo de gas. La curva roja indica la eficiencia máxima que se tendría relacionando el volumen de *Gas Lift* contra la presión fluyente y la azul la eficiencia máxima que puede tener en relación al volumen de *Gas Lift* por ciclo en el pozo evaluado. En este caso, la Eficiencia Real % es la que se tiene como de referencia de un BHP (tomado en mayo 2012). La eficiencia se encuentra entre las dos curvas y cerca a la intersección de ambas por lo que el pozo se encuentra con el volumen de *Gas Lift* óptimo, en caso se encuentre por debajo de la intersección de ambas gráficas, se debe considerar hacer un análisis más minucioso o incrementar el volumen puede ser una opción. En este ejemplo el pozo está produciendo en una eficiencia adecuada para el volumen de *Gas Lift* que está utilizando. En caso no se tenga datos de BHP se puede determinar cuál es el volumen óptimo de gas el cual es la intersección entre las curvas. La eficiencia estimada % mostrada es el promedio de ambas curvas al volumen de *Gas Lift*. **Nota:** algunas veces las curvas no se cruzan pero de igual forma se debe buscar el valor de *Gas Lift* para la máxima eficiencia.

Este procedimiento no necesariamente se obtenga la eficiencia estimada al momento de realizar el cambio de volumen de gas pero si se obtendrá una eficiencia mayor a la que se encuentre actualmente los pozos en evaluación.

Como se ha mostrado anteriormente, existe una relación entre el volumen de *Gas Lift* y la relación de presiones de inyección y la fluyente antes de la inyección. En base a esto se ha realizado unas gráficas para determinar las eficiencias máximas a distintas condiciones

Gráficas Eficiencia máxima y relación con la profundidad y el ciclo de inyección. (Las demás gráficas ver Anexo)

**EFICIENCIA RESPECTO A LA PRESIÓN VS GAS LIFT DIARIO (CICLO VARIABLE)**

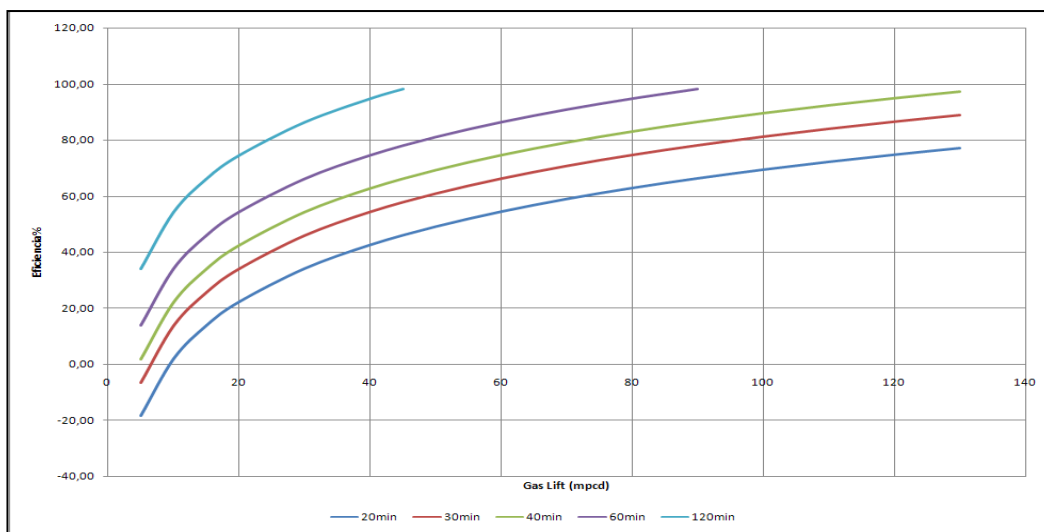


Gráfico 6.4.2-7, Fuente: Elaboración Propia

**EFICIENCIA RESPECTO AL GLC/1000pies VS GAS LIFT DIARIO (PROFUNDIDAD VARIABLE, CICLO CONSTANTE)**

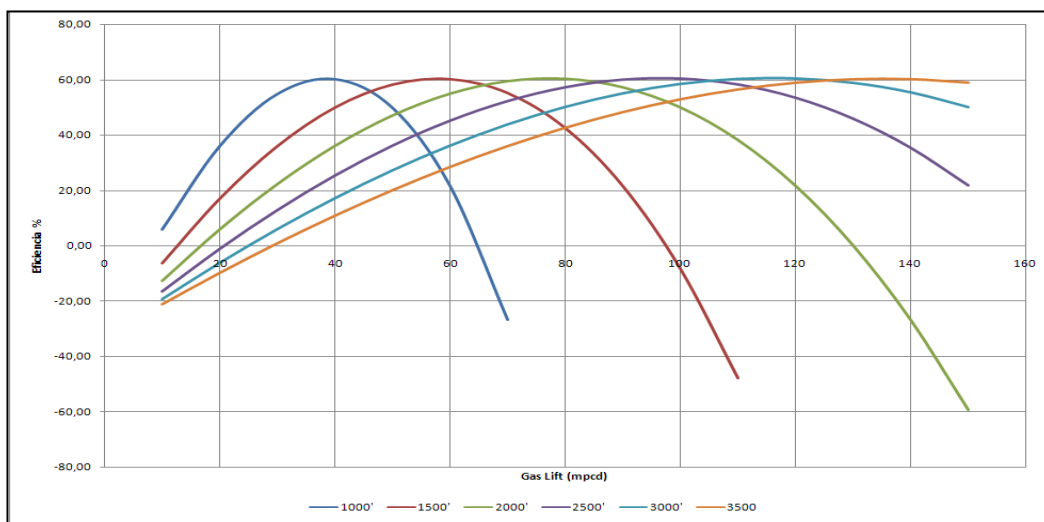


Gráfico 6.4.2-8, Fuente: Elaboración Propia

**EFICIENCIA RESPECTO A LA PRESION Y AL GLC/1000pies VS GAS LIFT DIARIO**  
 (PROFUNDIDAD CTE = 1500 pies, CICLO VARIABLE)

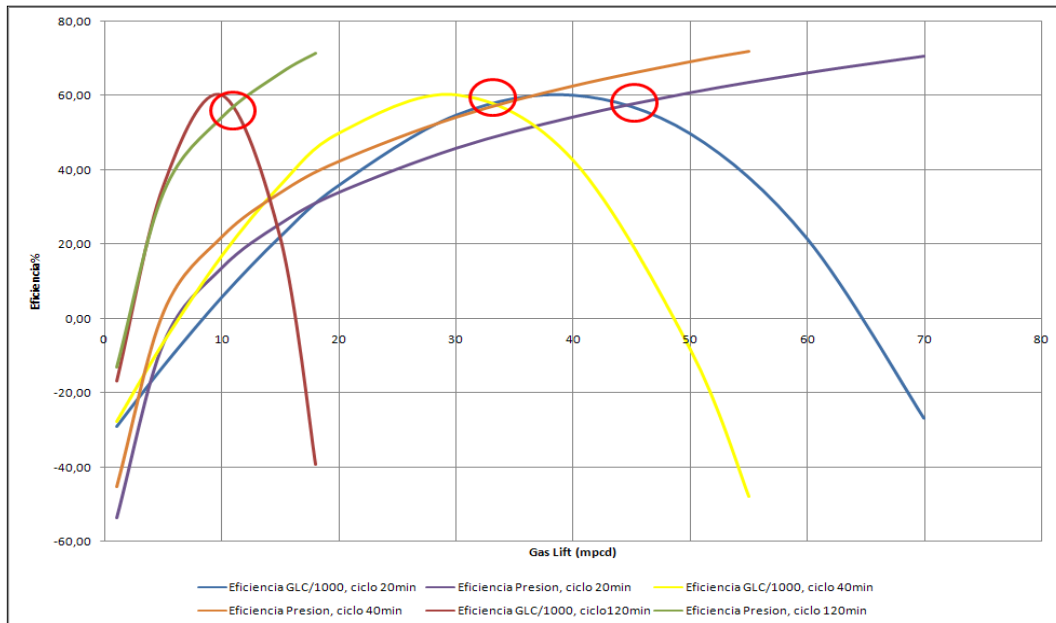


Gráfico 6.4.2-9, Fuente: Elaboración Propia

### 6.7- ESTIMACIÓN DE LA PRESION FLUYENTE A TRAVÉS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Esta estimación está basada en el comportamiento de la presión de fondo versus el tiempo de distintos pozos. Existen muy pocos pozos en el campo que se escapan de esta tendencia pero son casos puntuales.

Para poder graficar una curva que pueda asemejarse al comportamiento se trabajó con valores adimensionales (criterio similar al modelo IPR) y desde esa curva referencial se puede obtener la ecuación (en este caso ecuaciones) que la represente y de ahí estimar el comportamiento de la presión fluyente en cualquier pozo del campo. Esta curva promedio trabaja con un tiempo de ciclo máximo de 60 minutos,  $\Delta T \text{ máx.} = 60 \text{ min}$  (o 1 en centesimal). Se consideró este valor ya que los la presión mas allá de los 60 minutos se considera estable. No olvidar que este tiempo representa el tiempo de llenado, no del ciclo completo ya que no se está incluyendo el tiempo de desfogue ni de inyección.



CURVA PROMEDIO DE PRESION VS TIEMPO ADIMENCIONAL. CAMPO LITORAL COSTA  
AFUERA

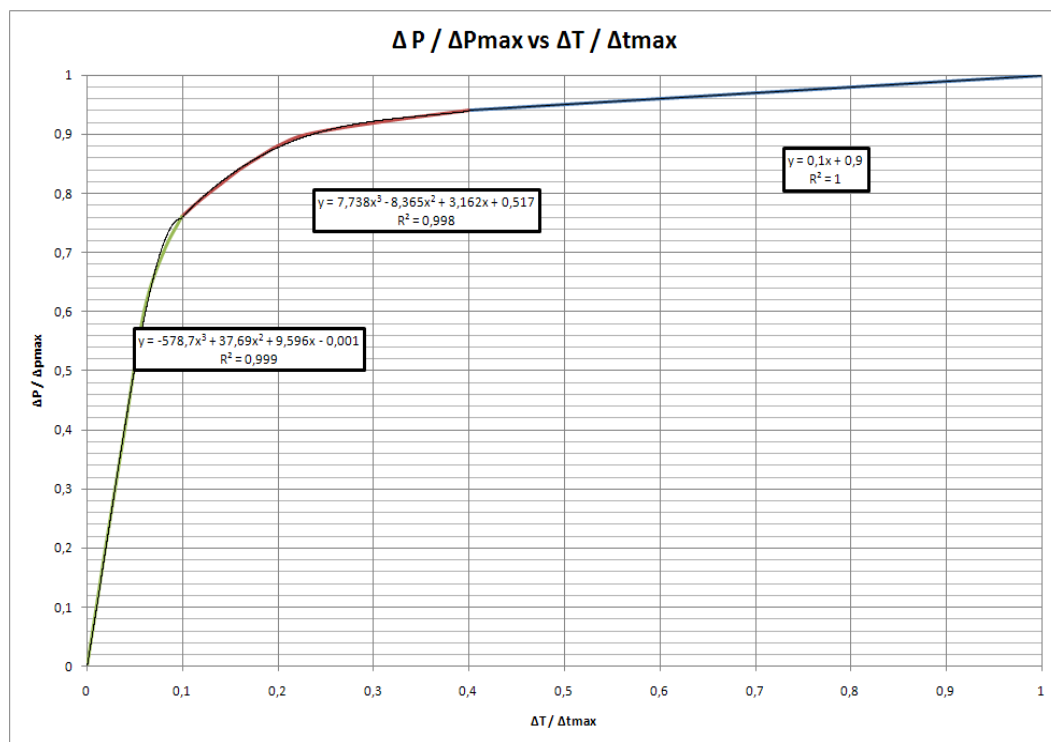


Gráfico 6.5-1, Fuente: Elaboración Propia

Para hacer una aproximación de la presión fluyente versus el tiempo para distintos ciclos se siguen los pasos indicados a continuación

Demostración de la exactitud de la curva promedio

- 1- En una hoja de cálculo tabular los valores de la tiempo (recomendable hacerlo cada 0.02) y la presión calculada de acuerdo a las ecuaciones según el rango de tiempo (ver ecuaciones en la gráfica)
- 2- Multiplicar cada valor de tiempo adimensional por el **tiempo de llenado** para obtener el tiempo de llenado en minutos, partiendo el tiempo inicial igual a cero.
- 3- Multiplicar el tiempo de llenado en minutos por 0.016667 para pasar el tiempo a decimales
- 4- Aplicar las ecuaciones de la gráfica para de acuerdo al rango de tiempo adimensional para obtener las presiones adimensionales estimadas
- 5- Aplicar la siguiente ecuación para estimar la presión (P) en cada tiempo de llenado

$$\frac{\Delta P}{\Delta P_{max}} = \frac{P - P_{min}}{P_{max} - P_{min}}$$

Donde el lado izquierdo de la formula se calculó en el paso 4 y P es la presión estimada

6- Para calcular el error se aplica la siguiente formula

$$Error \% = \frac{P_{real} - P}{P_{real}}; \text{ puede ser por exceso o defecto}$$

7- Finalmente se grafica la curva promedio del campo, la curva real y el error para observar lo cercano al 100% que es la aproximación

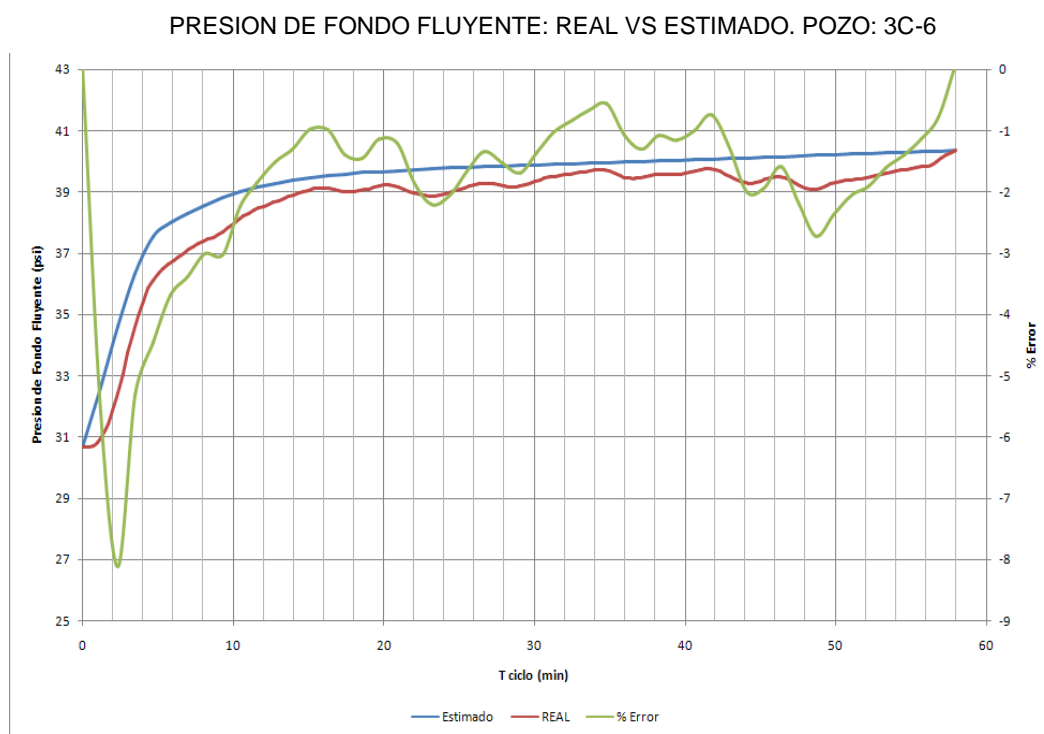


Gráfico 6.5-2, Fuente: Elaboración Propia

En caso no se tenga ningún dato de presión se sigue el procedimiento mostrado a continuación:

- 1- Recolectar todos los datos de superficie: Producción diaria, volumen de *Gas Lift*, tiempo de ciclo y profundidad de la válvula operativa.

**Asumimos para este ejemplo un pozo con instalación BLT:**

BPD (barriles por día)	20
Ciclo (minutos)	20
Tiempo de Inyección (minutos)	2
Volumen de <i>Gas Lift</i> (mpcd)	50
Presión en cabeza (lpca)	25
Profundidad de válvula operativa (pies)	2500
Capacidad de tubería (bls/pie)	0.004
Gradiente de Líquido (lpca/pie)	0.35
Gradiente de Gas (lpca/pie)	0.002

Nota: El valor de la gradiente del crudo se puede obtener por prueba de laboratorio o referencia de gradiente de pozos cercanos. Para el crudo de Litoral Costa afuera 0.33 – 0.35 lpca/pie es una buena aproximación.

La gradiente del gas se puede obtener de curvas. Para Litoral Costa afuera una buena aproximación es 0.001 – 0.003 lpca/pie

Existe una aproximación línea entre el tiempo de desfogue y la profundidad del pozo.

TIEMPO DE DESFOGUE VS PROFUNDIDAD. CAMPO: LITORAL COSTA AFUERA

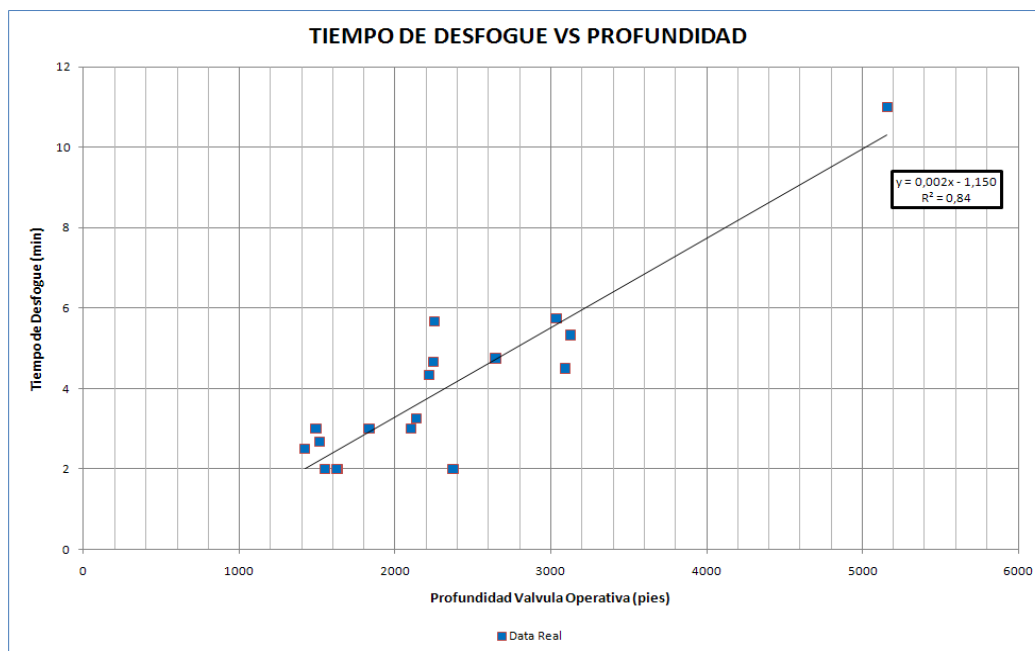


Gráfico 6.5-3, Fuente: Elaboración Propia

Si se desea como forma práctica se puede considerar los siguientes rangos:

- 1500 – 2100 pies, 3 minutos de desfogue
- 2100 – 3100 pies, 5 minutos de desfogue
- Promedio general 4 minutos

2- Con los datos de recopilados, usamos la profundidad de la válvula operativa, el consumo de *Gas Lift* y el ciclo y entramos a las graficas de eficiencia. Recordar que esa eficiencia es solo un estimado, se puede trabajar con el promedio de ambas curvas o una eficiencia menor. Ya depende del evaluador. Si no se usa las curvas se puede usar las ecuaciones

De la gráfica de eficiencia en función al GLC/1000' vs Gas Lift diario para la profundidad de 2500' y ciclo variable

EFICIENCIA RESPECTO AL GLC/1000' vs. GL DIARIO (PROFUNDIDAD = 2500', CICLO VARIABLE)

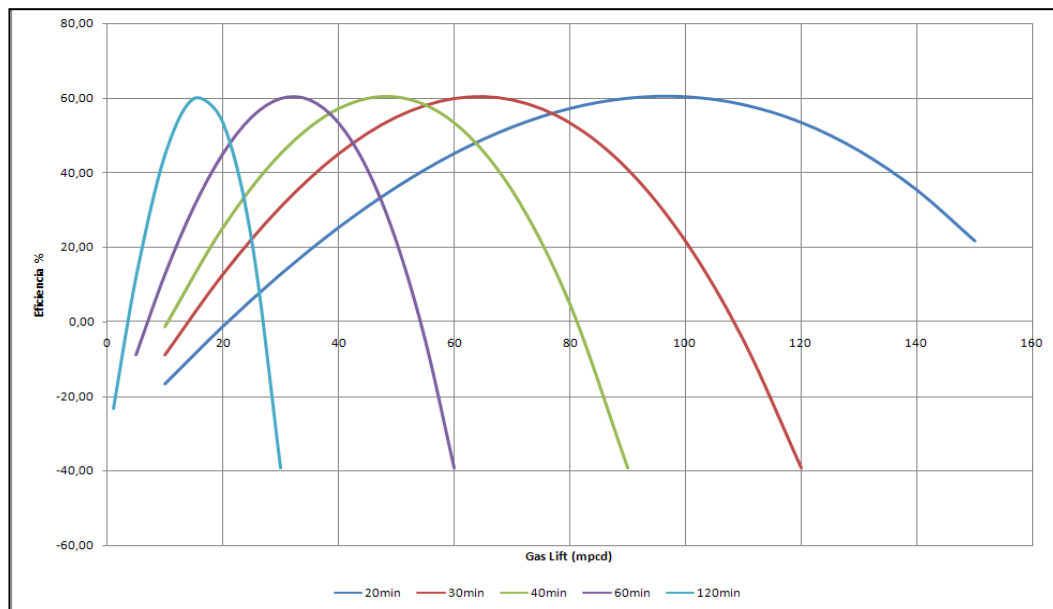


Gráfico 6.5-3, Fuente: Elaboración Propia

Ingresa con el volumen de *Gas Lift* por día e intercepta la curva de color correspondiente al tiempo de ciclo y se obtiene la eficiencia (es solo referencial puede ser menor). En este caso es 36%

Luego utilizamos la gráfica de eficiencia en función de la relación de presión máxima de inyección y presión fluyente máxima.

Para poder usar la grafica de eficiencia en función de la presión primero se debe calcular la relación de presiones debemos hacer los siguientes cálculos:

a- Calculo del *Gas Lift* por ciclo

$$50 / \left( \frac{1440}{20} \right) = 0.694 \text{ mpc/ciclo}$$

- b- Utilizamos la gráfica 6.4.2-1, donde obtenemos el valor de **Pfi/(Pfi-Pfmx)/GLC igual a 2.51.** (no se ha aplicado corrección)
- c. Luego utilizamos la gráfica 6.4.2-7, donde se obtiene la eficiencia en función de las presiones de fondo. **Es igual a 49%**
- d. De ambos resultados se puede considerar lo como máxima eficiencia el menor valor obtenido, de acuerdo al objetivo del análisis que es determinar la eficiencia máxima, pero de acuerdo a los resultados de campo el promedio de ambos valores puede ser una buena aproximación. Por lo tanto las posibles eficiencias serían  $(36 + 49)/2 = 42.5\%$ , 36% o algún valor menor a 36%
- 3- Asumiendo como eficiencia 42.5%. obtenemos la presión fluyente máxima:

$$\begin{aligned} Vol Fondo (bls/ciclo) &= \frac{\frac{BPD}{1440}}{\left(\frac{Ciclo}{Ciclo}\right)} = \frac{20}{1440/20} \\ &= 0.65 \frac{bls}{ciclo} fondo \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{fmx} &= \frac{Vol Fondo}{Capacidad Tuberia} \times Gradiente Petroleo = \frac{0.65}{0.004} \times 0.35 \\ &= 54 \text{ lpca} \end{aligned}$$

- 4- Utilizando la gráfica 6.4.2-5, obtenemos la presión fluyente mínima igual a  $0.896 \times 54 - 6.441 = 42 \text{ lpca}$

- 5- Calculo del tiempo de desfogue:

$$T_{desf} = 0.002 * 2500 - 1.150 = 3.85 \text{ min, equivale a 3 min 51 seg}$$

- 6- El tiempo de llenado es  $20 \text{ min} - 2 \text{ min} - 3.85 \text{ min} = 14.15 \text{ min}$ , equivale a 14 min 9 seg.

7- De la formula de relación de presión:

$$\frac{\Delta P}{\Delta P_{max}} = \frac{P - P_{min}}{P_{max} - P_{min}} = \frac{P - 42}{54 - 42} = (P - 42)/12$$

Se obtendrá un valor de P para cada valor del tiempo de llenado de acuerdo a la gráfica 6.5-1

8- Para graficar la curva, asumimos el incremento de tiempo de llenado en cada 30 segundos (donde 60 seg. = 1), luego lo pasamos a centesimales (donde 60 min = 1). Calculamos la presión adimensional estimada de la curva de acuerdo a las ecuaciones que caracterizan cada rango de tiempo y finalmente esas presiones las igualamos a la relación de presiones obtenidas en el paso anterior. Se obtiene la siguiente tabla:

TABLA No 6.5: ESTIMACIÓN DE LA PRESION DE FONDO FLUYENTE

T llenado (min)	T llenado (decimal)	Presión Adimensional	Presión Estimada
0	0.000	-0.001	41.99
1	0.017	0.167	44.00
2	0.033	0.339	46.07
3	0.050	0.501	48.01
3.5	0.058	0.572	48.87
4	0.067	0.635	49.62
4.5	0.075	0.687	50.24
5	0.083	0.726	50.71
5.5	0.092	0.750	51.00
6	0.100	0.757	51.08
6.5	0.108	0.771	51.25
7	0.117	0.784	51.41
7.5	0.125	0.797	51.56
8	0.133	0.808	51.70
8.5	0.142	0.819	51.83
9	0.150	0.829	51.95
9.5	0.158	0.839	52.06
10	0.167	0.847	52.17
10.5	0.175	0.856	52.27
11	0.183	0.863	52.36

11.5	0.192	0.870	52.44
12	0.200	0.877	52.52
12.5	0.208	0.883	52.59
13	0.217	0.888	52.66
13.5	0.225	0.893	52.72
14	0.233	0.898	52.77
14.15	0.236	0.899	52.79

Fuente: *Elaboración Propia*

Se grafica la Presión versus tiempo de llenado

PRESION ESTIMADA VS TIEMPO DE LLENADO (PARA EL EJEMPLO)

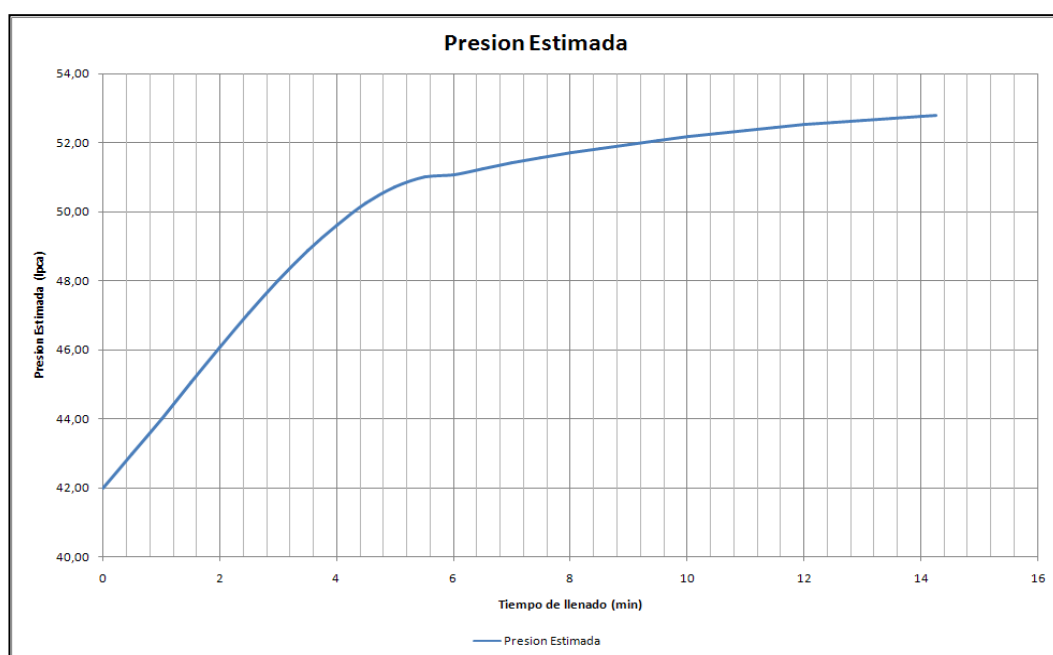


Gráfico 6.5-4, Fuente: *Elaboración Propia*

- 9- Si se desea incluir el tiempo de inyección y desfogue en el grafico, de Pfi/Pfmx vs GLC se puede obtener el valor de Pfi ya que el valor de Pfmx ahora es conocido. La declinación desde el Pfi hasta el Pfmn se puede considerar lineal, de igual forma desde el Pfmx hasta el Pfi. De la gráfica 6.4.2-1, despejando Pfi/Pfmx respecto al gas lift por ciclo (GLC), obtenemos  $Pfi/Pfmx = 2.35$  y  $Pfmx = 54$ , por lo tanto  $Pfi = 54 \times 2.35 = 127 \text{ lpca}$

Finalmente graficamos el tiempo de ciclo total



## COMPORTAMIENTO ESTIMADO DE LA PRESIÓN FLUYENTE EN EL TIEMPO

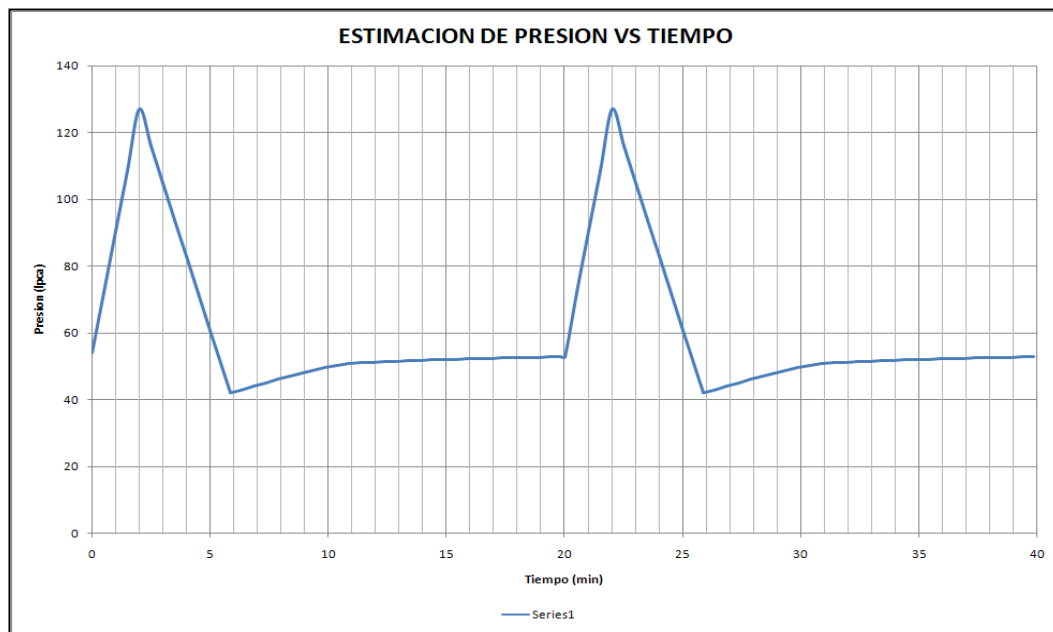


Gráfico 6.5-5, Fuente: Elaboración Propia

Como se puede observar se obtuvo la grafica que representa el comportamiento de la presión de fondo. En base a este resultado se puede optimizar o tener una referencia el cual puede ser comparado con otros pozos cercanos o de comportamiento similar.

## CAPITULO 7:

### RESULTADOS DE OPTIMIZACIÓN – LITORAL COSTA AFUERA

#### 7.1 RESULTADOS DE OPTIMIZACION DE CICLO CON MÉTODO IPR VOGEL

A continuación se mostrarán las graficas de optimización de ciclo y comparadas contra los datos real obtenidos. Como se mostró en el Capítulo 4 se va a asumir una eficiencia máxima de 60%

TABLA 7.1: RESUMEN DE RESULTADOS DE OPTIMIZACIÓN

Pozo	Antes de Optimizar				Después de Optimizar				Comentarios
	BPD	Ciclo	BPD Estimada	Ciclo	BPD	Diferencia	error	Exactitud	
LT1-2	12	30'	13	40'	12	1	7.7	92.3	
LT1-1	8	60'	9	30'	8	1	11.1	88.9	
LT6-2	24	20'	23	30'	28	5	21.7	78.3	Eficiencia máxima mayor al 60%
LT6-4	11	20'	13	30'	12	1	7.7	92.3	
LT11-8	10	20'	10	15'	10	0	0.0	100.0	
LT6-1	13	60'	18	30'	17	1	5.6	94.4	
LT3-5	15	30'	16	20'	15	1	6.3	93.8	
3B-9	31	20'	31	30'	28	3	9.7	90.3	
<b>Promedio</b>						<b>1.6</b>	<b>8.7</b>	<b>91.3</b>	

Fuente: Elaboración Propia

POZO LT1-2: GRAFICA DE OPTIMIZACIÓN DE CICLO

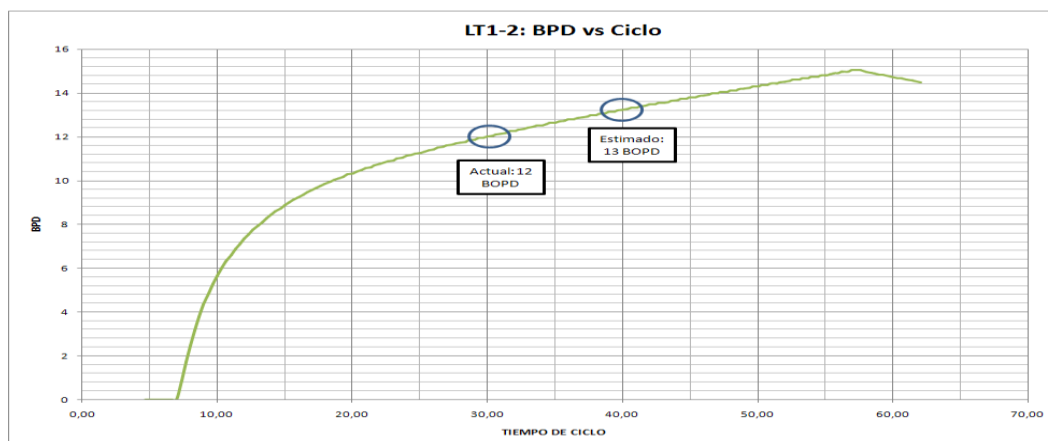


Grafico 7.1-1, Fuente: Elaboración Propia

POZO LT6-2: GRAFICA DE OPTIMIZACIÓN DE CICLO

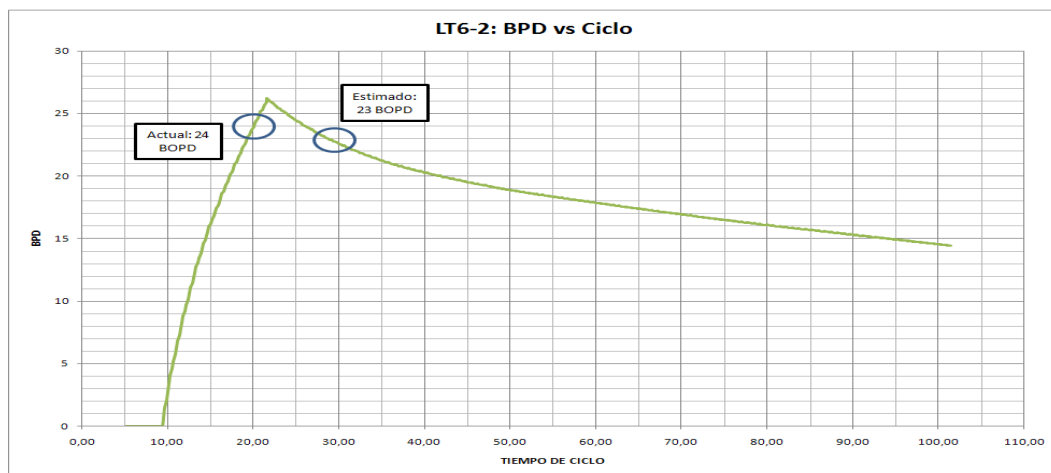


Grafico 7.1-2, Fuente: Elaboración Propia

POZO LT6-2: GRAFICA DE OPTIMIZACIÓN DE CICLO

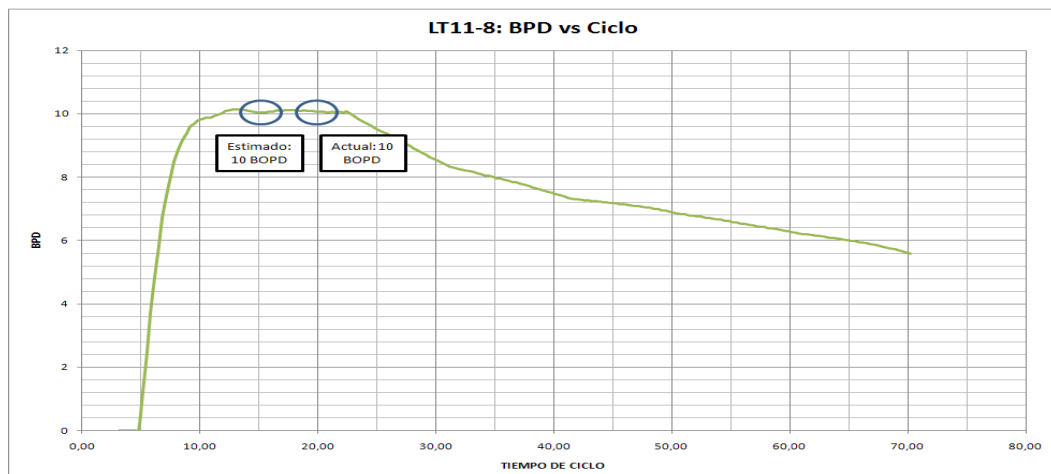


Grafico 7.1-3, Fuente: Elaboración Propia

## 7.2- RESULTADOS DE OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS OPERACIONALES

Tabla de pozos evaluados con cambio de volumen de *Gas Lift*. Es importante recordar que optimizar un pozo *Gas Lift* no significa aumentar la producción o reducir el gas, sino, producir lo más que se puede con el menor consumo de gas posible para el volumen de producción obtenida.

TABLA 7.2: RESULTADO DE OPTIMIZACIÓN DEL VOLUMEN DE GAS LIFT

Condición Real					
Pozo	Ciclo (min)	BPD	Volumen Gas Lift (mpcd)	Eficiencia Estimada Promedio	Vol. Fondo/Ciclo (bls)
LT11-8	20	8	27	30.39%	0.1111
4D-U5	20	24	50	42.47%	0.3333
LT6-14	60	4	20	44.46%	0.1667
LT2-3	15	6	35	26.34%	0.0625

Condición Estimada					
Pozo	Ciclo (min)	BPD	Volumen Gas Lift (mpcd)	Eficiencia Estimada Promedio	Vol. Fondo/Ciclo (bls)
LT11-8	20	12	53	50.67%	0.1667
4D-U5	20	28	70	58.81%	0.3889
LT6-14	60	6	35	64.83%	0.2500
LT2-3	15	9	50	40.20%	0.0938

Después de Optimización			
Pozo	BPD	Vol. Fondo/Ciclo (bls)	Error
LT11-8	12	0.1667	0%
4D-U5	28	0.3889	0%
LT6-14	6	0.2500	0%
LT2-3	9	0.0938	0%

Fuente: Elaboración Propia

El error igual 0% no se debe descartar que habrán situaciones en que si exista diferencia entre lo estimado y lo real después de una optimización pero siempre se esperará el aumento de eficiencia.

**Graficas combinadas de eficiencia máxima respecto a la presión y al Gas Lift en función del volumen de Gas Lift por día**

POZO LT2-3: GRAFICO PARA OPTIMIZACIÓN DE GAS LIFT DIARIO

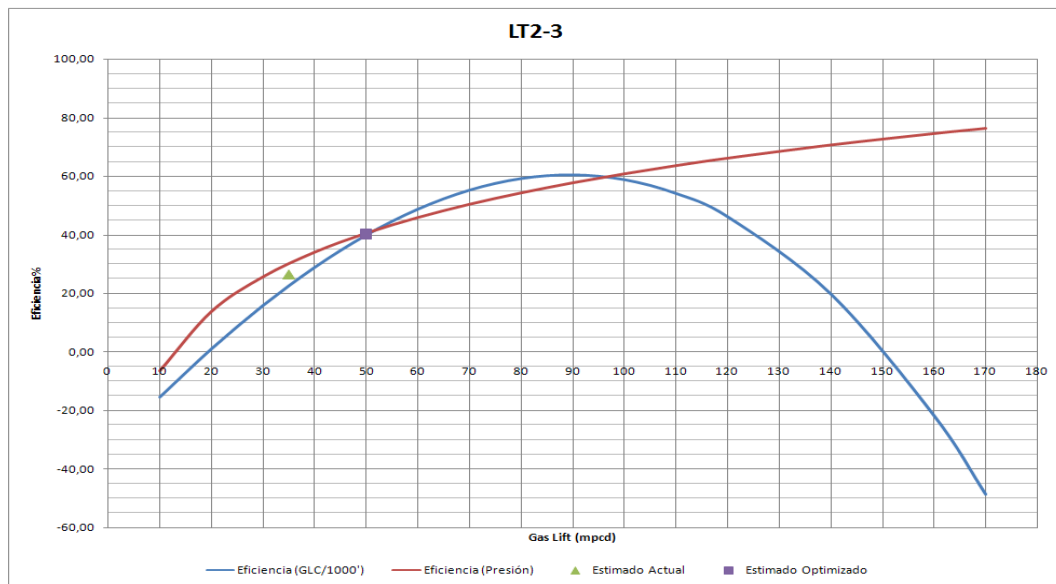


Grafico 7.2-1, Fuente: Elaboración propia

POZO LT1-1: GRAFICO PARA OPTIMIZACIÓN DE GAS LIFT DIARIO

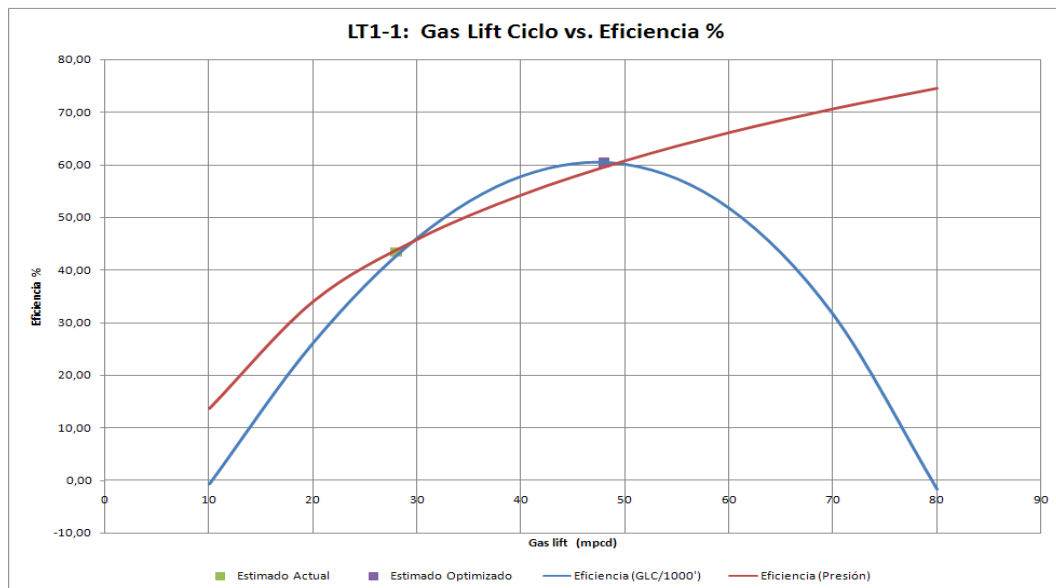


Grafico 7.2-1, Fuente: Elaboración propia

### 7.3- ESTIMACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE FONDO VS. TIEMPO.

La gráfica mostrada es el promedio de las distintas curvas obtenidas en la evaluación de las presiones de fondo. Se considera como el tiempo máximo 60 minutos o 1 en centesimal.

CURVA GENERAL DE PRESIÓN VS TIEMPO ADIMENCIONAL.CAMPO:  
LITORAL COSTA AFUERA

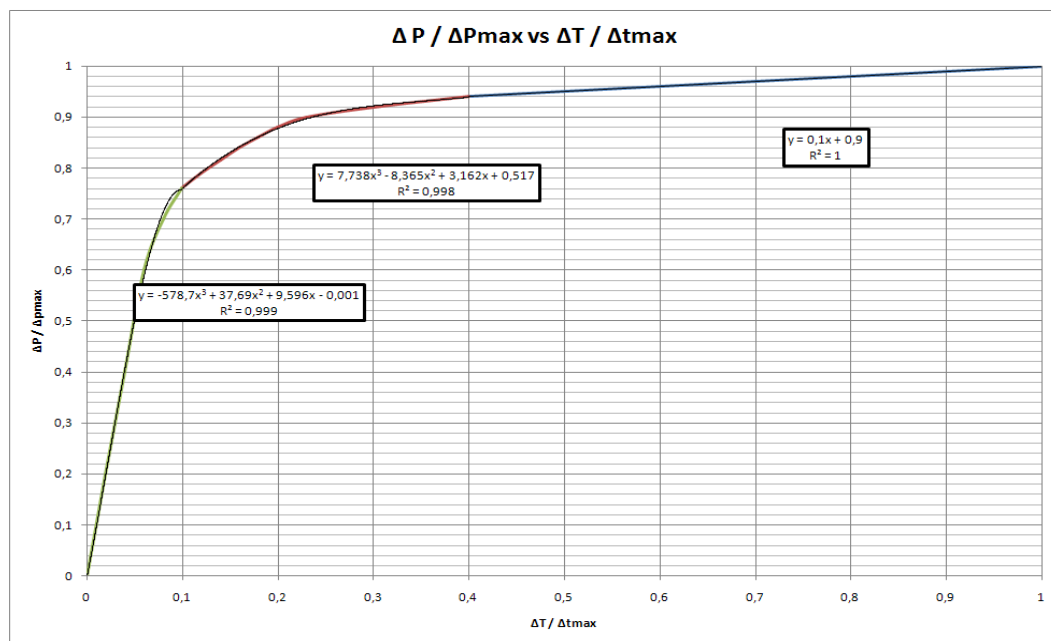


Grafico 7.3-1, Fuente: Elaboración propia

A continuación se mostrará la comparación entre las presiones reales de fondo y las estimadas con su respectivo porcentaje de error para verificar la calidad de aproximación de las curvas.

$$Error \% = \frac{P Real (t) - P estimado}{P Real (t)} \times 100$$

POZO 3B-3 PRESIÓN FLUYENTE REAL VS ESTIMADO

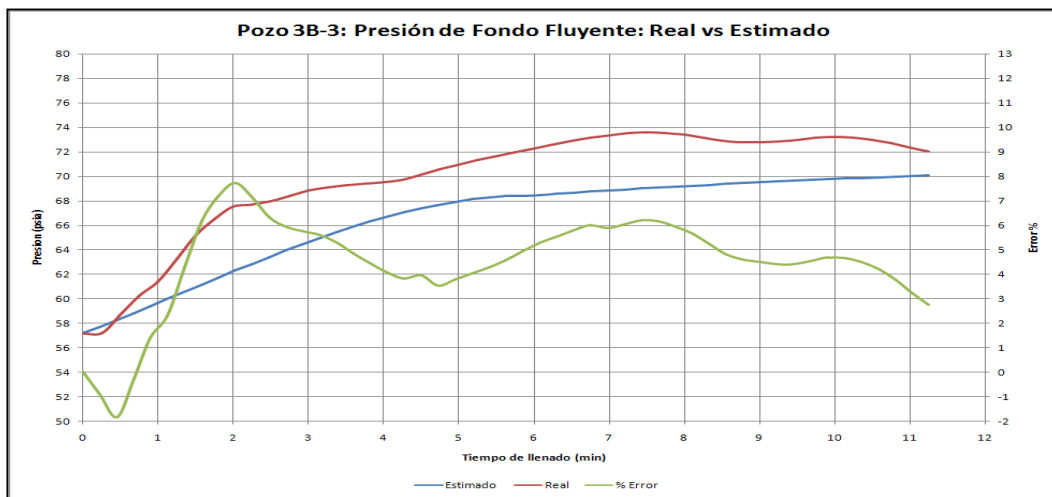


Grafico 7.3-2, Fuente: Elaboración propia

POZO LT1-2 PRESIÓN FLUYENTE REAL VS ESTIMADO

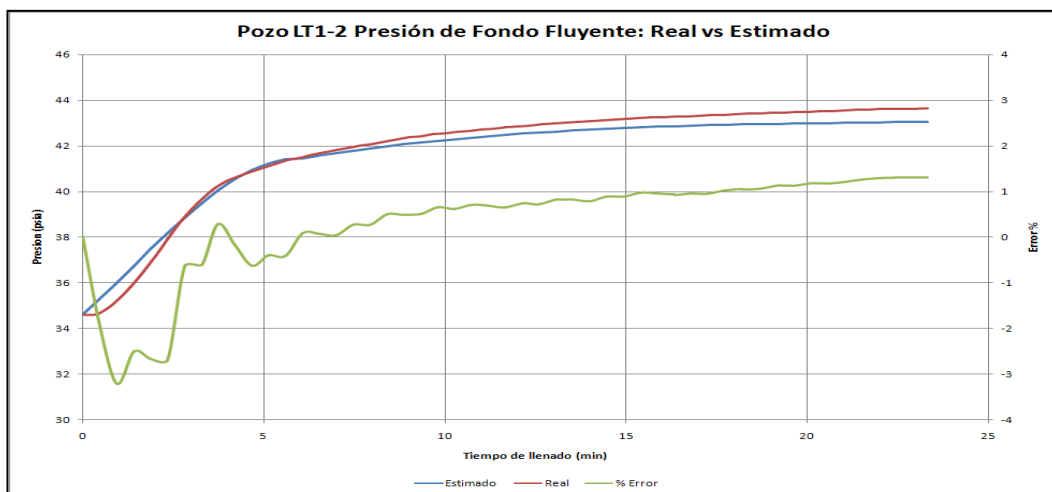


Grafico 7.3-3, Fuente: Elaboración propia

POZO 3C-6 PRESIÓN FLUYENTE REAL VS ESTIMADO

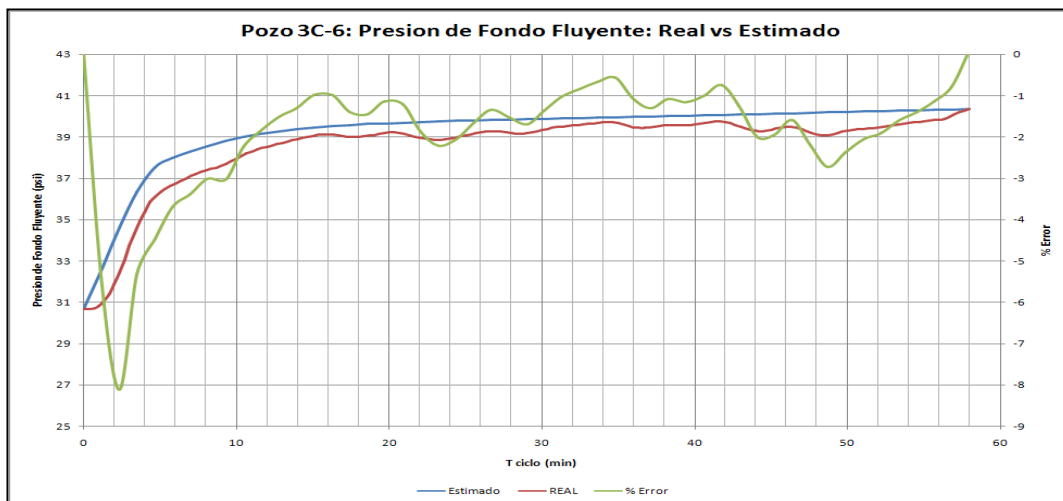


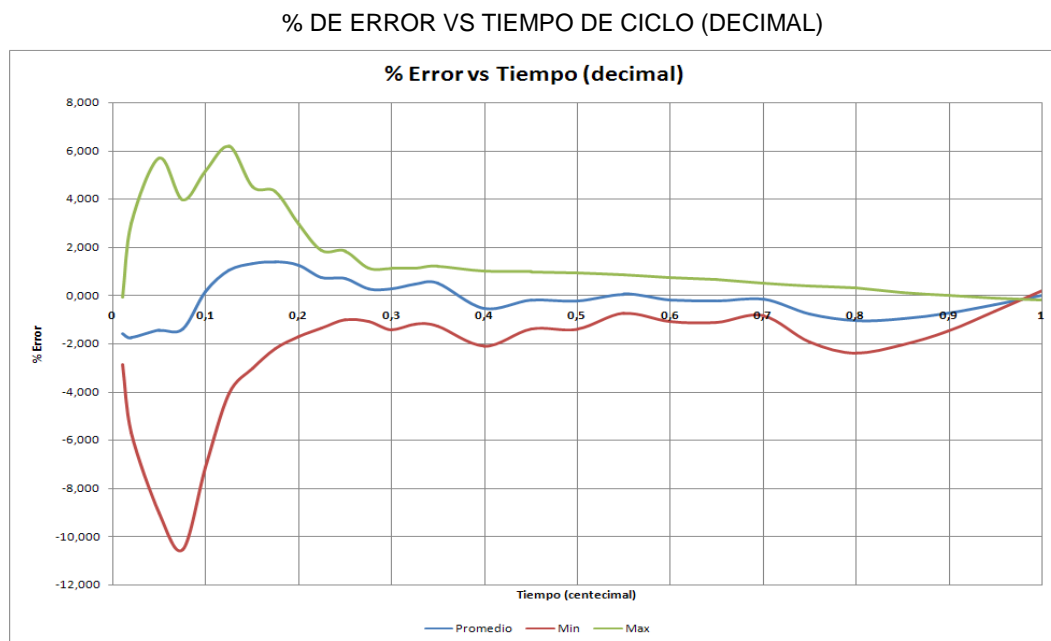
Grafico 7.3-4, Fuente: Elaboración propia

TABLA 7.2: ESTIMACIÓN DE % DE ERROR EN LA ESTIMACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE

T Centesimal	LT11-8	LT6-4	LT6-2	3C-6	LT3-5	LT1-2	LT1-1	3B-3	Promedio	Min	Max
0.01	-1.996	-1.286	-1.225	-2.881	-2.026	-2.316	-0.087	-0.779	-1.574	-2.881	-0.087
0.02	-2.120	-2.840	0.718	-5.686	-4.073	-2.811	-0.157	2.975	-1.749	-5.686	2.975
0.05	2.439	-4.257	0.560	-6.485	-9.028	-0.632	0.129	5.704	-1.446	-9.028	5.704
0.075	2.921	-3.030	-0.452	-4.560	-10.542	-0.466	1.137	3.953	-1.380	-10.542	3.953
0.1	3.576	1.157	1.190	-3.640	-7.147	0.011	1.022	5.167	0.167	-7.147	5.167
0.125	2.538	2.954	2.035	-3.216	-4.056	0.291	1.488	6.187	1.028	-4.056	6.187
0.15	2.777	2.789	2.045	-3.029	-0.621	0.485	1.619	4.502	1.321	-3.029	4.502
0.175	2.491	2.236	1.922	-2.215	0.093	0.660	1.529	4.309	1.378	-2.215	4.309
0.2	1.878	2.061	1.999	-1.726	0.790	0.716	1.385	2.929	1.254	-1.726	2.929
0.225	1.851			-1.374	1.220	0.814	1.248		0.752	-1.374	1.851
0.25	1.840			-1.006	0.659	0.899	1.157		0.710	-1.006	1.840
0.275				-1.081	0.111	0.938	1.127		0.274	-1.081	1.127
0.3				-1.424	0.399	1.037	1.118		0.282	-1.424	1.118
0.325				-1.199	0.804	1.127	1.095		0.457	-1.199	1.127
0.35				-1.280	1.003	1.204	1.107		0.509	-1.280	1.204
0.4				-2.103			0.993		-0.555	-2.103	0.993
0.45				-1.390			0.979		-0.206	-1.390	0.979
0.5				-1.404			0.910		-0.247	-1.404	0.910
0.55				-0.754			0.845		0.046	-0.754	0.845
0.6				-1.094			0.737		-0.179	-1.094	0.737
0.65				-1.133			0.640		-0.247	-1.133	0.640
0.7				-0.847			0.499		-0.174	-0.847	0.499
0.75				-1.951			0.403		-0.774	-1.951	0.403
0.8				-2.403			0.295		-1.054	-2.403	0.295
0.85				-2.059			0.109		-0.975	-2.059	0.109
0.9				-1.484			0.000		-0.742	-1.484	0.000
0.95				-0.655			-0.106		-0.381	-0.655	-0.106
1									-0.019	0.174	-0.212

Fuente; Elaboración Propia





Grafica 7.3.4, Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar el error promedio es cerca al cero por ciento por lo que las curvas estimadas son una buena aproximación a la real.

## CAPITULO 8

### EVALUACIÓN ECONÓMICA

#### 8.1- GANANCIA EN OPTIMIZACIÓN CON MÉTODOS CONVENCIONALES

Los métodos convencionales para optimización de pozos *Gas Lift* intermitente, requieren pruebas de presión de fondo, si se desea optimizar el tiempo del ciclo, prueba y error si se desea optimizar el volumen de *Gas Lift*, decidir cambiar la calibración de la presión de la válvula operativa, calcular la eficiencia en caso se sospeche que el pozo no está produciendo adecuadamente o determinar el comportamiento de la inyección para definir si existe un efecto considerable de contrapresión, baja presión de inyección o tiempo de desfogue excesivamente largo.

Las pruebas de presión deben ser realizadas cada vez que se observe una variación de producción instantáneamente, una declinación anormal o verificar si después de la completación o un servicio, el pozo ha iniciado su producción con la mejor eficiencia posible y saber si he “descargado” el fluido de trabajo.

Las pruebas de presión como seguimiento del campo genera gastos innecesarios ya que se realizan en pozos los cuales no necesitan ningún tipo de optimización y el trabajo de monitoreo no genera valor agregado.

Considerando que el campo Litoral Costa Afuera tiene 80 pozos productores y se monitorea la presión fluyente por lo menos una vez al año. De acuerdo al presupuesto para la toma de presiones de fondo, se pueden tomar cuatro pozos por mes. De acuerdo a estas consideraciones se hace la siguiente evaluación económica

Optimización del campo utilizando pruebas de presión de fondo.

Numero de Pozos Totales	80 pozos
Costo de Prueba de Presión	890 \$
Numero de Pozos para Optimizar	25.0 %
Incremento de Producción Por Optimización	2 bls/pozo
Numero de pozos evaluados por mes	4 pozos
tiempo de duración del incremento	3 meses
Costo del Petróleo	85 \$

TABLA 8.1: INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POR POZOS EVALUADOS USANDO BHP

Mes	# Pozos Evaluados	# de Pozos con Incremento de Producción	BPD												Total BPD	
			2													
1	4	1	2													2
2	8	2	2	2												4
3	12	3	2	2	2											6
4	16	3		2	2	2										6
5	20	3			2	2	2									6
6	24	3				2	2	2								6
7	28	3					2	2	2							6
8	32	3						2	2	2						6
9	36	3							2	2	2					6
10	40	3								2	2	2				6
11	44	3									2	2	2			6
12	48	3										2	2	2		6

Fuente: Elaboración Propia

Tiempo de Evaluación	4 días
Numero de pruebas	2 pruebas
Diferida por día	2 bls

Asumiendo que el primer intento falla y el segundo resulta

TABLA 8.2: PRODUCCIÓN DIFERIDA POR OPTIMIZACIÓN POR PRUEBA Y ERROR

Mes	# Pozos Evaluados	# de Pozos Optimizados	BPD Diferido	Barriles Total	Pérdida Económica
1	4	1	8	32	2720
2	8	1	8	32	2720
3	12	1	8	32	2720
4	16	1	8	32	2720
5	20	1	8	32	2720
6	24	1	8	32	2720
7	28	1	8	32	2720
8	32	1	8	32	2720

9	36	1	8	32	2720
10	40	1	8	32	2720
11	44	1	8	32	2720
12	48	1	8	32	2720

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 8.3: BALANCE ECONÓMICO POR TOMA DE PRESION DE FONDO Y OPTIMIZACIÓN POR PRUEBA Y ERROR

Mes	# Pozos Evaluados	# de Pozos Opti.	Incremento Mensual BPD	Petróleo Diferido BPD	Incremento - Diferida	Ingreso Mensual \$	Costo Prueba de Presión \$	Ingreso Neto \$	Ingreso Acumulado
1	4	1	62	32	30	2550	3560	-1010	-1010
2	8	2	112	32	80	6800	3560	3240	2230
3	12	3	186	32	154	13090	3560	9530	11760
4	16	3	180	32	148	12580	3560	9020	20780
5	20	3	186	32	154	13090	3560	9530	30310
6	24	3	180	32	148	12580	3560	9020	39330
7	28	3	186	32	154	13090	3560	9530	48860
8	32	3	186	32	154	13090	3560	9530	58390
9	36	3	180	32	148	12580	3560	9020	67410
10	40	3	186	32	154	13090	3560	9530	76940
11	44	3	180	32	148	12580	3560	9020	85960
12	48	3	186	32	154	13090	3560	9530	95490

Fuente: Elaboración Propia

## 8.2- GANANCIA EN OPTIMIZACIÓN CON MÉTODO IPR

La optimización del campo aplicando el método IPR elimina el la prueba y error por lo que ya no se obtiene producción diferida. Esto genera mayor ganancia en la optimización del campo

TABLA 8.4: BALANCE ECONÓMICO POR TOMA DE PRESION DE FONDO Y OPTIMIZACIÓN POR MÉTODO IPR

Mes	# Pozos Evaluados	# de Pozos Prod incr	Incremento Mensual	Petróleo Diferido	Incremento - Diferida	Ingreso Mensual	Costo BHP	Ingreso Neto \$	Ingreso Acumulado \$
1	4	1	62	0	62	5270	3560	1710	1710
2	8	2	112	0	112	9520	3560	5960	7670
3	12	3	186	0	186	15810	3560	12250	19920
4	16	3	180	0	180	15300	3560	11740	31660
5	20	3	186	0	186	15810	3560	12250	43910
6	24	3	180	0	180	15300	3560	11740	55650
7	28	3	186	0	186	15810	3560	12250	67900

8	32	3	186	0	186	15810	3560	12250	80150
9	36	3	180	0	180	15300	3560	11740	91890
10	40	3	186	0	186	15810	3560	12250	104140
11	44	3	180	0	180	15300	3560	11740	115880
12	48	3	186	0	186	15810	3560	12250	128130

Fuente: Elaboración Propia

### 8.3- GANANCIA EN OPTIMIZACIÓN DE PARAMETROS OPERACIONALES

En este caso no hay costo de prueba de presión de fondo ni producción diferida ya que esta optimización está basada en la relación que existe entre el volumen de gas inyectado y la eficiencia para distintos ciclos de gas y profundidades de punto de inyección.

Asumiendo el mismo incremento que en los casos anteriores. Se optimizar un pozo por mes (puede ser mas).

Numero de pozos optimizados por parámetros de producción	1 pozo
Incremento de Producción Por Optimización	2 bls/pozo
tiempo de duración del incremento	3 meses
Costo del Petróleo	85 \$

TABLA 8.5: BALANCE ECONÓMICO POR TOMA DE PRESION DE FONDO Y OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS OPERACIONALES

Mes	# Pozos Evaluados	# de Pozos Incr.	Incremento Mensual	Petróleo Diferido	Incremento - Diferida	Ingreso Mensual	Costo BHP	Ingreso Neto \$	Ingreso Acumulado \$
1	1	1	62	0	62	5270	0	5270	5270
2	1	1	112	0	112	9520	0	9520	14790
3	1	1	186	0	186	15810	0	15810	30600
4	1	1	180	0	180	15300	0	15300	45900
5	1	1	186	0	186	15810	0	15810	61710
6	1	1	180	0	180	15300	0	15300	77010
7	1	1	186	0	186	15810	0	15810	92820
8	1	1	186	0	186	15810	0	15810	108630
9	1	1	180	0	180	15300	0	15300	123930
10	1	1	186	0	186	15810	0	15810	139740
11	1	1	180	0	180	15300	0	15300	155040
12	1	1	186	0	186	15810	0	15810	170850

Fuente: Elaboración Propia

Comparación del ingreso neto entre los diferentes métodos

La grafica que se muestra a continuación está hecha en base consideraciones y resultados mostrados anteriormente.

TABLA 8.6: INGRESO NETO ACUMULADO POR DIFERENTES TIPO DE OPTIMIZACIÓN

Mes	Método de Optimización	
	BHP + Prueba y Error	BHP + Método IPR + Parámetros de Opr.
	\$ Acumulado	\$ Acumulado
1	-1010	6980
2	2230	22460
3	11760	50520
4	20780	77560
5	30310	105620
6	39330	132660
7	48860	160720
8	58390	188780
9	67410	215820
10	76940	243880
11	85960	270920
12	95490	298980

% De incremento respecto al método de Prueba y Error	
BHP + Prueba y Error	BHP + Método IPR + Parametros de Opr.
100%	313%

Fuente: Elaboración Propia.

(BHP = Prueba de presión de fondo)

INGRESO NETO POR OPTIMIZACIÓN DEL CAMPO CON DIFERENTES MÉTODOS

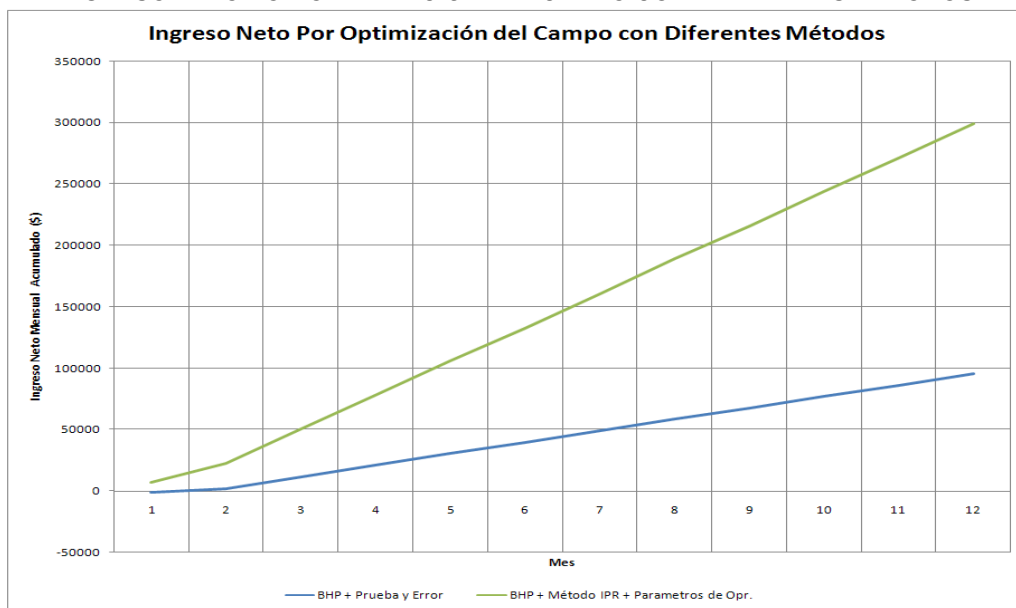


Gráfico 8.3-1, Fuente: Elaboración Propia

## CAPITULO 9:

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 9.1- CONCLUSIONES

1. La aplicación del método de optimización del ciclo usando el modelo de IPR de Vogel ha demostrado una exactitud promedio mayor al 90%, haciéndolo un método confiable bajo las características de los pozos evaluados.
2. Pruebas de presión de fondo cortas que se traduce en menos costos de evaluación, por lo tanto mayor beneficio.
3. Es posible hallar relaciones entre la eficiencia del sistema *Gas Lift* y las distintas variables que lo afectan logrando determinar cuáles son las condiciones necesarias de operación para lograr la mayor productividad de los pozos.
4. Se demuestra que en un campo maduro cuyos pozos y reservorios tienen características similares, el sistema *Gas Lift* logra alcanzar una condición estable el cual permite relacionar el volumen de gas inyectado con la relación de presión máxima de inyección entre la presión máxima fluyente. Esto se debe a que existe casi las mismas condiciones de velocidad de flujo de gas en todos los pozos logrando poder correlacionar los pozos del campo.
5. Las consideraciones empíricas como: mayor presión y volumen de gas se reflejan en una baja eficiencia; y menor presión y volumen de gas también resulta en una baja eficiencia. Esto indica que existe un volumen de gas óptimo para una presión de fondo determinada para lograr la mayor eficiencia de levantamiento.
6. Mediante la relación Eficiencia – Parámetros de Operación se logró estimar el comportamiento de la presión de fondo con error promedio cercano a 0% (promedio 1.75% defecto y 1.38% por exceso). Máximo por defecto 10.5% y por exceso 6.18%.

7. Es posible caracterizar el campo con una curva de presión de fondo general adimensional ( $P/P_{max}$  vs  $T/T_{max}$ ) muy similar al concepto de la curva IPR de Vogel ( $P/P_{max}$  vs  $Q/Q_{max}$ ).
8. Como indica la evaluación económica, al realizar la optimización utilizando el IPR de Vogel, se obtiene un 34% adicional de ganancia ya que necesariamente se debe tomar la presión de fondo para hacer los cálculos. Optimizando los parámetros de operación basado en el estudio realizado se logra un 79% respecto a la optimización solo con métodos convencionales. Al optimizar usando el modelo IPR y los parámetros operaciones se logra un 213% adicional (313% respecto al método convencional), lo que significa que la producción acumulada anual por optimización se triplica.
9. Con toda la información estimada y la exactitud es posible validar la factibilidad económica de un proyecto al poder estimar incrementos de producción y con la ventaja de reducir costos, tiempos de pruebas y producción diferida por evaluaciones recién para determinar si es rentable o no el proyecto propuesto.

## 9.2 RECOMENDACIONES

1. Para la elaboración de la curva IPR es necesario tener la presión de fondo fluyente estabilizada (lo más cercano a lo estable) para poder tener una mejor estimación del caudal máximo.
2. En el análisis visual del comportamiento de las presiones de fondo es importante tener en cuenta el incremento de la presión después del desfogue ya que si el aumento es brusco, puede deberse a que el resbalamiento está ocurriendo al final del tiempo de desfogue y es un porcentaje alto respecto al fluido total.
3. No es recomendable usar el método de IPR Vogel en pozos BLT con alta producción ya que la transferencia de fluido del espacio anular hacia los tubos puede llevar a errores de estimación. Así mismo no se debe utilizar en pozos con fuga en la instalación.



4. Este método está en una etapa inicial ya que sólo aplica a pozos BLT de baja presión. Se debe realizar los análisis necesarios y mejoras para incluir pozos de mayor potencial.
5. Extender el método de Vogel a pozos con *Gas Lift* convencional con distintas presiones de fondo para verificar la aplicabilidad en estos tipos de instalaciones.
6. Realizar estudios posteriores para no trabajar con la eficiencia como relación directa respecto a la presión en el fondo. Se debe incluir el comportamiento de la eficiencia en función del volumen de gas a inyectar por ciclo y consecuentemente la relación presiones máxima de inyección entre la presión máxima fluyente (variable durante la optimización del ciclo).
7. Elaborar un estudio estadístico (probabilidades) con el objetivo de obtener aproximaciones más exactas de la eficiencia bajo distintas condiciones de operación.
8. Afinar con mayor exactitud la curva de presión vs. Tiempo del campo con la finalidad de reducir el porcentaje de error (usar métodos numéricos).
9. Tomar pruebas de fondo esporádicamente para poder mantener actualizado el comportamiento de la curva de presión del campo y las relaciones eficiencia – volumen de *Gas Lift* – presiones de fondo.

**CAPITULO 10:****BIBLIOGRAFÍA**

Brown K. E., (1980). **Tecnología de los Métodos de Levantamiento Artificial**, Volumen 2a, Introducción al Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico: Diseño y Análisis. *Gas Lift*. 1ra Edición. PENNWELL BOOKS. Tulsa, Oklahoma

Departamento de Exploración y Producción del Instituto Americano de Petróleo (API), (1994). **“GAS LIFT” Libro 6 de la Serie de Entrenamiento Vocacional**, 3ra Edición. Reproducido por IHS Energy Group bajo licencia del API

Guo B., Lyons, W., Ghalambor, A. (2007), **ingeniería de Producción de Petróleo – Aproximación Asistida por Computadora**. 1<sup>ra</sup> edición. Gulf Publishing Company, Elsevier Science & Technology Books.

IHS Energy Group (2002), **Manual de Referencia Técnica PERFORM 4.5**.

Instituto Americano de Petróleo (API), (2010). **Prácticas recomendadas para instalaciones de Gas Lift intermitente**, 1ra Edición. Reproducido por IHS Energy Group bajo licencia del API

Magiollo, R. (2004). ESP Oil Engineering Consultants, **Programa de Adiestramiento Gas Lift Básico**, 1ra Edición. International Training Group Technical Assistance Maracaibo - Venezuela

Mukherjee H (1991). **Manual de Performance de Pozo**. 1ra Edición. Schlumberger Dowel. Houston, Texas, Estados Unidos.

Schlumberger (1999). **Diseño y Tecnología de Gas Lift – Versión Estudiantil**, Schlumberger

## CAPITULO 11:

### APENDICE

TABLA 11.1: CÁLCULO DE CICLO ÓPTIMO: MODELO IPR VOGEL

Data de Ingreso				Tiemp (dec)	Presion
Pozo	LT6-2			2.91722	160.876
Fecha	19-may-13			2.945	98.976
Prod. Bls/D =	24			2.97278	61.033
Tiempo de Ciclo (min)	20			3.00056	57.232
Tiempo de Inyeccion (min) =	3.0			3.02833	56.981
Go psi/pie =	0.336			3.05611	61.611
Gg psi/pie =	0.004			3.08389	63.154
Prof BK-1 ft=	2726	MD	1960	3.11167	65.367
Prof Registrador ft =	2740	MD	1965	3.13944	66.633
Presion en cabeza psi =	19.7			3.16722	67.043
Pres fluy max estab psi	85			3.195	67.294
Pers fluy min psi =	55.88			3.22278	67.536
Pres fluy max psia =	67.88			3.25056	67.658
Cap Tuberia bls/ft =	0.00387			3.27833	67.808
Angulo Promedio =	44			3.30611	67.806
Gas Injection total (mscfd) =	88			3.33389	67.736
				3.36167	67.793
				3.38944	68.076
				3.41722	68.198
				3.445	67.992
				3.47278	67.547
				3.50056	67.056
				3.52833	67.36
				3.55611	67.475
				3.58389	67.608
				3.61167	67.88
				3.63944	68.143
				3.66722	68.302
				3.695	67.817
				3.72278	67.888
				3.75056	68.162
				3.77833	68.47
				3.80611	68.63
				3.83389	69.038
				3.86167	69.534
				3.88944	69.755
				3.91722	70.107
				3.945	70.57
				3.97278	70.933
				4.00056	71.037
				4.02833	71.441
				4.05611	72.055
				4.08389	71.944
				4.11167	72.353
				4.13944	72.336
				4.16722	72.531
				4.195	72.704
				4.22278	73.039
				4.25056	73.116
				4.27833	73.403
				4.30611	73.805
				4.33389	74.2
				4.36167	74.51
				4.38944	75.002
				4.41722	75.22
				4.445	75.442
				4.47278	75.415
				4.50056	75.637
				4.52833	76.086
				4.55611	76.433
				4.58389	76.782
				4.61167	77.15
				4.63944	77.318
				4.66722	77.359
				4.695	77.414
				4.72278	77.704
				4.75056	78.004
				4.77833	78.393
				4.80611	78.72
				4.83389	78.51
				4.86167	79.038

Data de Salida			
Pres columna Gas (psi)	8		
Pres liq entre vlv opt y Registr (psia)	2		
Altura de slug producido	86		
Vol fluido superficie por ciclo	0.33		
Pres liq sobre vlv opt (psia)	39		
Altura liq sobre vlv opt (pies)	160		
Vol total antes de inyección (bls)	0.619		
Vol fluido @ la pres fluyente min (psia)	0.43		
Fluido remanente despues de iny (bls)	0.29		
Eficiencia de Gas Lift	53.85%		
Resbalamiento %/1000 pies	16.93	%/1000ft	
<b>Sensibilización 1</b>			
Altura max ideal MD (@Pwfmxcyc) pies	192.39	assume Pgc0l = 0	
Altura max ideal VD (@Pwfmxcyc) pies	138.39		
Pgc0l @ Altura max ideal psia	7.29		
Altura max real (@Pwfmxciclo)VD pies	116.71		
Altura max real (@Pwfmxciclo)MD pies	162.24		
Vol total antes de inyección (bls)	0.63		
Eficiencia corregida	53.089%		
Resbalamiento corregido	17.21		
<b>Sensibilización 2</b>			
Pres columna Gas corregida (psi)	7.4		
Pres liq sobre vlv opt corregido	39.12		
Altura liq sobre vlv opt	161.86		
Vol total antes de inyección corr	0.63		
Eficiencia corregida	53.216%		
Resbalamiento corregido	17.16		
<b>Sensibilización 3</b>			
Pres columna Gas corregida (psi)	7.4		
Pres liq sobre vlv opt corregido	39.13		
Altura liq sobre vlv opt	161.88		
Vol total antes de inyección corr	0.63		
Eficiencia corregida	53.208%		
Resbalamiento corregido	17.17		
<b>Sensibilización 4</b>			
Pres columna Gas corregida (psi)	7.4		
Pres liq sobre vlv opt corregido	39.13		
Altura liq sobre vlv opt	161.88		
Vol total antes de inyección corr	0.6265		
Eficiencia corregida	53.208%		
Resbalamiento corregido	17.17		

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 11.2: PROCESAMIENTO DE DATOS DE PRESION DE FONDO

delt T (min)	Pres Prom	0.2*Suma(Pf/Pfmax)	0.8*Suma(Pf^2/Pfmax^2)
0			
0.1668	102.8265		
0.1668	61.1955	0.143989412	0.414659014
0.1668	57.361	0.134967059	0.364322139
0.1662	56.7145	0.133445882	0.35615607
0.1668	61.527	0.144769412	0.419163652
0.1668	63.069	0.148397647	0.440437233
0.1668	65.267	0.153569412	0.471671285
0.1662	66.613	0.156736471	0.491326424
0.1668	67.0255	0.157707059	0.497430328
0.1668	67.283	0.158312941	0.501259747
0.1668	67.533	0.158901176	0.504991678
0.1668	67.6545	0.159187059	0.506810394
0.1662	67.7995	0.159528235	0.508985157
0.1668	67.8225	0.159582353	0.509330547
0.1668	67.742	0.159392941	0.508122194
0.1668	67.779	0.15948	0.508677408
0.1662	68.068	0.16016	0.513024512
0.1668	68.211	0.160496471	0.515182341
0.1668	68.001	0.160002353	0.512015059
0.1668	67.576	0.159002353	0.505634965
0.1668	67.055	0.157776471	0.497868293
0.1662	67.351	0.158472941	0.502273462
0.1668	67.4655	0.158742353	0.503982692
0.1668	67.5925	0.159041176	0.505881916
0.1668	67.8645	0.159681176	0.509961562
0.1662	68.13	0.160305882	0.513959518
0.1668	68.2855	0.160671765	0.516308319
0.1668	67.849	0.159644706	0.509728642
0.1668	67.894	0.159750588	0.510405009
0.1668	68.1445	0.16034	0.514178312
0.1662	68.468	0.161101176	0.519071781
0.1668	68.6155	0.161448235	0.521310654
0.1668	69.017	0.162392941	0.527429347
0.1668	69.508	0.163548235	0.534960505
0.1662	69.734	0.16408	0.538444928
0.1668	70.085	0.164905882	0.543879001
0.1668	70.5415	0.16598	0.550987208
0.1668	70.933	0.166901176	0.557120054
0.1668	71.053	0.167183529	0.55900665
0.1662	71.407	0.168016471	0.564590688
0.1668	72.0305	0.169483529	0.574493335
0.1668	71.923	0.169230588	0.57277984
0.1668	72.3565	0.170250588	0.579705256
0.1662	72.3465	0.170227059	0.579545031
0.1668	72.523	0.170642353	0.582376252
0.1668	72.7015	0.171062353	0.585246572
0.1668	73.024	0.171821176	0.590450334
0.1668	73.106	0.172014118	0.591777133
0.1662	73.3885	0.172678824	0.596359522
0.1668	73.7885	0.17362	0.602878088
0.1668	74.185	0.174552941	0.609374585
0.1668	74.485	0.175258824	0.614313104
0.1662	74.9915	0.176450588	0.622696202
0.1668	75.2095	0.176963529	0.626321815
0.1668	75.4265	0.177474118	0.629941249
0.1668	75.4155	0.177448235	0.629757524
0.1668	75.616	0.17792	0.633110528
0.1662	76.0685	0.178984706	0.640710499
0.1668	76.4175	0.179805882	0.646603107
0.1668	76.7655	0.180624706	0.652505688
0.1668	77.132	0.181487059	0.65875105
0.1662	77.331	0.181955294	0.662154581
0.1668	77.3595	0.182022353	0.662642739
0.1668	77.4125	0.182147059	0.663551021
0.1668	77.704	0.182832941	0.668557688
0.1668	77.987	0.183498824	0.673436365
0.1662	78.378	0.184418824	0.680206049
0.1668	78.7035	0.185184706	0.685867506
0.1668	78.484	0.184668235	0.682047143
0.1668	79.025	0.185941176	0.691482422

Fuente: Elaboración Propia

Tiempo	Pwf	Q BOPM							
		(Con Fact Corr)	Qrsv	Q BOPD	Qcum tot	Eficiencia	Vol prod bls	#Ciclos	BOPD
5.5	77.337	0.007	0.001	1.725	0.002	0.000	0.000	270	0
6	63.789	0.018	0.003	4.421	0.009	0.000	0.000	247	0
8	57.599	0.023	0.004	5.503	0.052	0.000	0.000	184	0
10	57.299	0.023	0.004	5.554	0.446	0.033	0.015	146	2
12	61.969	0.020	0.003	4.749	0.488	0.148	0.072	122	9
14	64.175	0.018	0.003	4.351	0.526	0.253	0.133	104	14
16	66.409	0.016	0.003	3.935	0.560	0.348	0.195	91	18
18	66.966	0.016	0.003	3.825	0.592	0.437	0.259	81	21
20	67.297	0.016	0.003	3.766	0.624	0.524	0.327	73	24
22	67.564	0.015	0.003	3.715	0.655	0.603	0.395	66	26
24	67.742	0.015	0.003	3.681	0.686	0.603	0.414	61	25
26	67.897	0.015	0.003	3.651	0.716	0.603	0.432	56	24
28	67.739	0.015	0.003	3.681	0.747	0.603	0.451	52	23
30	67.812	0.015	0.003	3.667	0.777	0.603	0.469	48	23
32	68.126	0.015	0.003	3.607	0.808	0.603	0.487	45	22
34	68.008	0.015	0.003	3.630	0.838	0.603	0.505	43	21
36	67.748	0.015	0.003	3.680	0.868	0.603	0.524	40	21
38	67.067	0.016	0.003	3.810	0.899	0.603	0.543	38	21
40	67.369	0.016	0.003	3.752	0.931	0.603	0.562	36	20
42	67.489	0.016	0.003	3.729	0.962	0.603	0.580	35	20
44	67.726	0.015	0.003	3.684	0.993	0.603	0.599	33	20
46	68.048	0.015	0.003	3.622	1.023	0.603	0.617	31	19
48	68.256	0.015	0.002	3.582	1.053	0.603	0.636	30	19
50	67.794	0.015	0.003	3.671	1.083	0.603	0.654	29	19
52	67.875	0.015	0.003	3.655	1.114	0.603	0.672	28	19
54	68.331	0.015	0.002	3.567	1.144	0.603	0.690	27	19
56	68.552	0.015	0.002	3.524	1.174	0.603	0.708	26	18
58	68.976	0.014	0.002	3.442	1.203	0.603	0.726	25	18
60	69.555	0.014	0.002	3.329	1.231	0.603	0.743	24	18
62	69.815	0.014	0.002	3.277	1.258	0.603	0.759	23	18
64	70.312	0.013	0.002	3.179	1.285	0.603	0.776	23	17
66	70.855	0.013	0.002	3.071	1.311	0.603	0.791	22	17
68	71.071	0.013	0.002	3.028	1.337	0.603	0.807	21	17
70	71.472	0.012	0.002	2.947	1.362	0.603	0.822	21	17
72	72.094	0.012	0.002	2.834	1.386	0.603	0.836	20	17
74	72.297	0.012	0.002	2.780	1.413	0.603	0.853	19	17
76	72.350	0.012	0.002	2.770	1.432	0.603	0.864	19	16
78	72.497	0.011	0.002	2.740	1.456	0.603	0.878	19	16
80	72.722	0.011	0.002	2.694	1.478	0.603	0.892	18	16
82	73.095	0.011	0.002	2.617	1.500	0.603	0.905	18	16
84	73.217	0.011	0.002	2.592	1.522	0.603	0.918	17	16
86	73.688	0.010	0.002	2.495	1.543	0.603	0.931	17	16
88	74.145	0.010	0.002	2.400	1.564	0.603	0.943	16	15
90	74.540	0.010	0.002	2.318	1.583	0.603	0.955	16	15
92	75.064	0.009	0.002	2.208	1.602	0.603	0.967	16	15
94	75.264	0.009	0.002	2.166	1.620	0.603	0.978	15	15
96	75.443	0.009	0.001	2.129	1.638	0.603	0.988	15	15
98	75.651	0.009	0.001	2.085	1.659	0.603	1.001	15	15
100	76.113	0.008	0.001	1.987	1.673	0.603	1.009	14	15
102	76.525	0.008	0.001	1.899	1.689	0.603	1.019	14	14
104	76.984	0.007	0.001	1.801	1.704	0.603	1.028	14	14
106	77.355	0.007	0.001	1.721	1.719	0.603	1.037	14	14
108	77.356	0.007	0.001	1.720	1.733	0.603	1.046	13	14
110	77.430	0.007	0.001	1.704	1.748	0.603	1.054	13	14
112	77.717	0.007	0.001	1.642	1.761	0.603	1.063	13	14
114	78.148	0.006	0.001	1.549	1.775	0.603	1.071	13	14
116	78.672	0.006	0.001	1.435	1.789	0.603	1.079	12	13
118	78.447	0.006	0.001	1.484	1.799	0.603	1.085	12	13
120	79.049	0.006	0.001	1.352	1.811	0.603	1.093	12	13
122	79.155	0.006	0.001	1.328	1.822	0.603	1.099	12	13
124	79.480	0.005	0.001	1.257	1.835	0.603	1.107	12	13
126	79.786	0.005	0.001	1.189	1.843	0.603	1.112	11	13
128	80.044	0.005	0.001	1.132	1.853	0.603	1.118	11	13
130	80.448	0.004	0.001	1.042	1.862	0.603	1.123	11	12
132	80.978	0.004	0.001	0.923	1.870	0.603	1.128	11	12
134	81.079	0.004	0.001	0.900	1.879	0.603	1.134	11	12
136	81.171	0.004	0.001	0.880	1.885	0.603	1.137	11	12

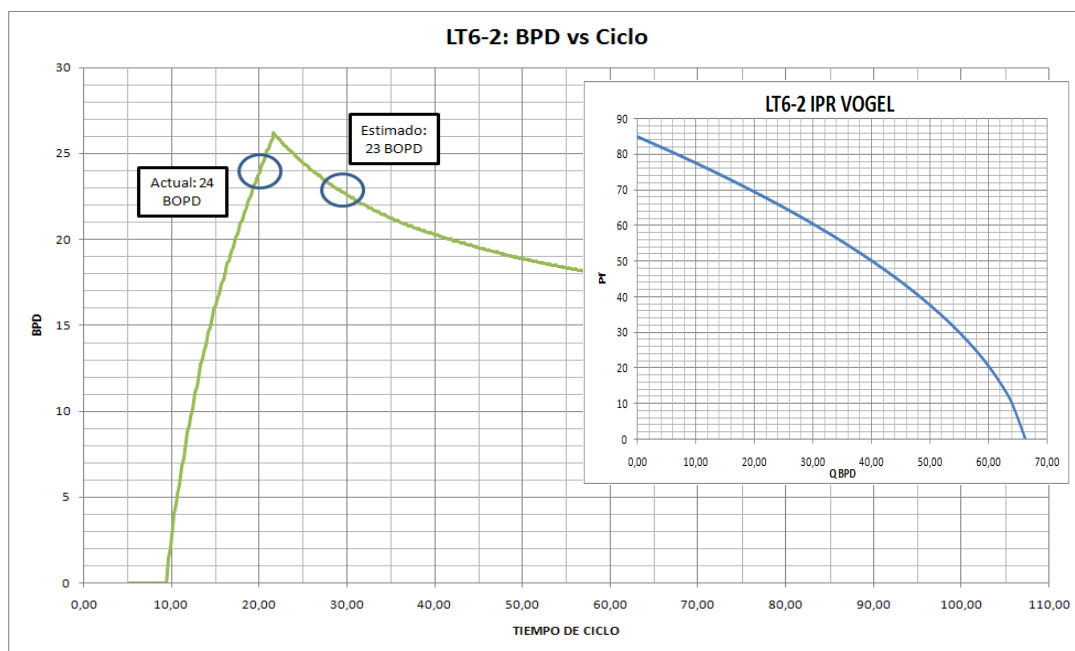
TABLA 11.3: RESULTADO DE PROCESAMIENTO DE DATOS

Delt Tiempo (decimal)	0.1668
0.2*Suma(Pf/Pf max)	22.9736541
0.8*Suma(Pf^2/Pf max^2)	70.6607703
numero de datos	150
q total acum (bls)	0.33
qo max (antes corr) (bls)	0.03545429
<b>Factor de Corrección</b>	<b>1.300</b>
Qo max después corrección (bls)	0.046

Presion	QBPM	QBOPD
0	0.046	66.37
10	0.044	64.07
15	0.043	62.37
20	0.042	60.31
25	0.040	57.87
30	0.038	55.07
35	0.036	51.90
40	0.034	48.37
45	0.031	44.46
50	0.028	40.190
55	0.025	35.551
60	0.021	30.544
65	0.017	25.170
70	0.013	19.429
75	0.009	13.320
80	0.005	6.844
85	0.000	0.000

Fuente: Elaboración Propia

GRAFICO 11-1: GRAFICA DE OPTIMIZACIÓN Y CURVA DE VOGEL



Fuente: Elaboración Propia

TABLA 11.4: DATOS PARA CURVA DE  $\Delta P/\Delta P_{MAX}$  VS  $\Delta T/\Delta T_{MAX}$ 

DeltT/DelTmx	3B-3	3B-9	3C-6	3C-U6	LT11-8	LT11-14	4D-5	LT1-1	Promedio
	DeltP/DeltPmx	DeltP/DeltPmx	DeltP/DeltPmx	DeltP/DeltPmx	DeltP/DeltPmx	DeltP/DeltPmx	DeltP/DeltPmx	DeltP/DeltPmx	DeltP/DeltPmx
0	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.04	0.7299	0.6257	0.5397	0.7014	0.4862	0.3115	0.2402	0.3821	0.5021
0.05	0.7774	0.7118	0.6229	0.7106	0.5929	0.3581	0.2402	0.4860	0.5625
0.06	0.7869	0.7419	0.6609	0.7265	0.6634	0.3892	0.4890	0.6143	0.6340
0.07	0.8015	0.7077	0.7017	0.7471	0.7131	0.4268	0.4890	0.6654	0.6565
0.08	0.8670	0.7247	0.7245	0.7730	0.7611	0.5607	0.4890	0.7347	0.7043
0.09	0.8847	0.6632	0.7608	0.7730	0.7826	0.5655	0.6310	0.7765	0.7296
0.1	0.8652	0.6357	0.8071	0.8025	0.7745	0.5760	0.6310	0.7921	0.7355
0.2	0.9428	0.7963	0.8593	0.9045	0.8267	0.8573	0.7554	0.9377	0.8600
0.3	0.9138	0.7436	0.9472	0.9325	0.8187	0.8118	0.8189	0.9719	0.8698
0.4	0.9772	0.8340	0.9190	0.9442	0.8202	0.8537	0.7792	0.9858	0.8892
0.5	0.9543	0.8900	0.9952	0.9599	0.8450	0.9351	0.8551	0.9936	0.9285
0.6	0.9864	0.8380	0.9377	0.9408	0.7998	0.8665	0.8792	0.9966	0.9056
0.7	0.9652	0.8496	1.0075	0.9585	0.8339	0.8848	0.9114	0.9964	0.9259
0.8	0.9339	0.8869	0.9963	0.9725	0.8697	0.9664	0.9356	0.9951	0.9446
0.9	0.9837	0.8979	1.0225	0.9876	0.8819	0.9117	0.9678	0.9908	0.9555
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 11.5: DATOS PARA CORRELACIÓN EFICIENCIA DE GAS LIFT, PRESIÓN Y VOLUMEN DE GAS

Pozo	Fecha de Prueba	Ciclo	Prof. Vlv Op	Tiempo Desfogue	Barriles por día	Barriles/Ciclo Fondo	Barriles Superficie Ciclo	Gas Lift Total Actual	Gas Lift / Ciclo Actual	GasLift / Ciclo /1000'	Eficiencia Gas Lift	Presion Fluyente Min	Presion Fluyente Max	Presion Fluyente Max. Inj.	Pmaxinj /Pmax	Pf/(Pf-Pfmx)/GL ciclo
3C-6	29-may-12	60	1634	2	5	0.38	0.21	23	0.96	0.59	54.82	30.87	39.91	141	3.53	1.46
3C-U6	21-mar-11	30	1554	2	6	0.49	0.13	34	0.71	0.46	25.51	32.33	45.91	117	2.55	2.32
3B-3	22-mar-12	20	1630	2	16	1.08	0.22	32	0.44	0.27	20.58	46.55	61.25	143.6	2.34	3.92
4E-U9	26-may-11	30	2375	2	7	1.24	0.15	46	0.96	0.40	11.76	88.7	104	198.3	1.91	2.19
3B-9	25-may-12	15	1425	2.5	35	0.65	0.36	60	0.63	0.44	56.09	57.64	71.73	150	2.09	3.07
LT2-5	12-ene-12	30	1519	2.67	4	0.26	0.08	20	0.42	0.27	32.05	41.74	51.09	110.17	2.16	4.48
LT1-1	28-sep-11	60	1836	3	8	0.69	0.33	25	1.04	0.57	48.31	47.14	59.15	158.93	2.69	1.53
4D-5	21-ene-11	20	2105	3	24	0.7	0.33	54	0.75	0.36	47.62	65.82	76.5	149.18	1.95	2.74
LT11-14	20-jul-12	20	1496	3	8	0.3	0.11	35	0.49	0.32	37.04	30.1	44.785	101.681	2.27	3.68
LT6-1	20-may-11	60	2138	3.25	13	0.86	0.54	27	1.13	0.53	62.98	63.16	77.8	184	2.37	1.54
LT1-6	19-dic-11	120	2223	4.33	4	0.56	0.33	15	1.25	0.56	59.52	39.07	46.2	141.87	3.07	1.19
LT3-5	21-oct-11	30	3092	4.5	12	0.42	0.25	60	1.25	0.40	59.52	47.06	56.79	154.21	2.72	1.27
LT1-2	20-abr-11	30	2250	4.67	12	0.68	0.25	42	0.88	0.39	36.76	34.89	46	150	3.26	1.65
LT6-14	12-ene-12	60	2647	4.75	5	0.99	0.21	20	0.83	0.31	21.04	66.6	84.94	183.04	2.15	2.24
LT6-4	25-ago-11	20	3126	5.33	11	0.51	0.15	93	1.29	0.41	29.96	46.29	55.46	190.72	3.44	1.09
LT1-5	16-dic-11	60	2254	5.67	7	0.96	0.29	17	0.71	0.31	30.38	49.76	69.65	160.69	2.31	2.49
LT3-15	21-abr-11	30	3036	5.75	24	1.64	0.50	48	1.00	0.33	30.49	119.88	139.39	223.2	1.60	2.66
LT3-4	21-oct-11	30	5157	11	12	1.15	0.25	70	1.46	0.28	21.74	101.79	124.52	252.09	2.02	1.36

Fuente: Elaboración Propia