

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,  
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS POR REDUCCIÓN DE  
CONTRAPRESIÓN MEDIANTE EL *SISTEMA BOOSTER SIMPLE Y DUAL* PARA  
INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO EN EL LOTE Z-2B COSTA AFUERA DEL  
NOR OESTE PERUANO”**

**TESIS**

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

**PRESENTADO POR : MIGUEL EDUARDO QUISPE SANTOS**

**PROMOCIÓN 2007-I**

**LIMA 2009**

## CONTENIDO

	Página
<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>2</b>
1.1 Antecedentes	
1.2 Objetivos	
1.3 Justificación	
<b>2. DESCRIPCIÓN DE LOS ASPECTOS A TOMAR EN CONSIDERACIÓN PARA LA SELECCIÓN DE LA PLATAFORMA.....</b>	<b>6</b>
2.1 Ubicación	
2.2 Distribución del campo por plataformas	
2.3 Balance de gas	
2.4 Selección de la plataforma	
2.4.1 Plataforma "LO16"	
2.4.2 Historial de Producción	
2.4.2.1 Performance de la producción de crudo	
2.4.2.2 Performance de la producción de gas	
2.4.2.3 Performance de la producción de agua	
2.5 Estimación de la producción de gas de forros	
2.5.1 Primera metodología de estimación de gas de forros	
2.5.2 Segunda metodología de estimación de gas de forros	
2.5.3 Resultados de las pruebas de estimación de gas de forros	

<b>3. CARACTERÍSTICAS Y ANÁLISIS DEL “INFLOW” (AFLUENCIA DEL CAUDAL DE FLUJO).....</b>	<b>31</b>
3.1 Registro de presión de fondo	
3.1.1 Registro de presión al pozo “CC-17A” (área “Lobitos” costa afuera)	
3.1.1.1 Completación del pozo	
3.1.1.2 Trayectoria del pozo	
3.1.1.3 Mapa estructural del pozo	
3.1.1.3 Desarrollo de la prueba de presión del pozo	
3.2 Generación de curvas “IPR”	
3.2.1 Construcción del “IPR” del pozo “CC-17A” (área “Lobitos” costa afuera)	
3.2.2 Estimación del Índice de Productividad	
3.2.3 Efectos de la contrapresión en el “IPR”	
<b>4. COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA BOMBEO NEUMÁTICO FRENTE A LA PARADA DE LOS COMPRESORES.....</b>	<b>58</b>
4.1 Efecto de la contrapresión por parada de compresores	
4.2 Estimación de la pérdida de producción por parada de compresores	
4.3 Pronostico de declinación	
4.3.1 Declinación exponencial	
4.3.2 Declinación Hiperbólica	
<b>5. ESTIMACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD POR INCREMENTO DE CONTRAPRESIÓN.....</b>	<b>64</b>
5.1 Estimación del índice de productividad por plataforma	
5.1.1 Estimación del “IP” para la plataforma “LO16” – (área “Lobitos” costa afuera)	
5.2 Estimación del índice de productividad por pozo	
5.2.1 “Sistema Booster Simple”	

5.2.2	“Sistema Booster Dual”	
5.3	Eficiencia del incremento de nivel de fluido	
5.3.1	Eficiencia del incremento de nivel de fluido para una instalación por bombeo neumático con un “Sistema Booster Simple”	
5.3.2	Eficiencia del incremento de nivel de fluido para una instalación por bombeo neumático con un “Sistema Booster Dual”	
6.	<b>ESTIMACIÓN DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS POR REDUCCIÓN DE CONTRAPRESIÓN.....</b>	<b>79</b>
6.1	Estimación del incremento de la producción d gas	
6.1.1	Efecto del incremento de la contrapresión en la producción de gas	
6.1.2	Efecto del la reducción de la contrapresión en la producción de gas	
6.2	Estimación del incremento de la producción de crudo	
6.2.1	Oportunidades de incremento de la producción de crudo en función del valor de la contrapresión reducida	
6.2.2	Diversificación del incremento de producción de crudo por tipo de instalación	
7.	<b>EVALUACIÓN ECONÓMICA.....</b>	<b>92</b>
7.1	Estimación de la producción futura	
7.2	Resultado del análisis económico	
8.	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>96</b>
9.	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>98</b>
10.	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>100</b>
10.1	Bibliografía	
10.2	Anexos	

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo no hubiera sido posible sin el apoyo de las siguientes personas que en todo momento me mostraron su apoyo desinteresado, por tal motivo me gustaría tener a bien agradecer al Ingeniero Alberto Erazo Verano asesor de este trabajo que en todo momento me brindo su apoyo, al Ingeniero Jaques Millette ,gerente de la compañía *PETROTECH PERUANA S.A*, quien me dio la oportunidad de laborar , recibir un entrenamiento adecuado como Ingeniero de Petróleo y la confianza para realizar este estudio en el área de Ingeniería de producción, a Luis Yáñez y a José Romero Ingenieros del área de Ingeniería de producción de la compañía en mención, quienes me instruyeron y apoyaron durante mi permanencia en dicha compañía. También me gustaría hacer un agradecimiento especial a los ingenieros Juan Carlos Muños (PTP), Fermín Paredes (PTP), Alberto Agurto PTP), José Chuyes (PTP), Oscar León (PTP), Ericsson Gaspar Uchuypoma (PTP), Jorge Campos (PTP), Jorge Mogollón (PTP) , Arnulfo Rodríguez, (PTP) , Ricardo Chiroque (PTP), Luís Gutiérrez Rivasplata (Waterford), Gabriel Álvarez Rivera (Schlumberger), Juan Burgos (Baker Hughes), Fernando Changanqui (Talisman Energy), Hugo Blanco Peñaranda (BPZ Energy), y a Mario Alcaide (BPZ Energy), quienes me apoyaron de manera directa o indirecta a seguir avanzando con este trabajo.

## CAPÍTULO 1

### INTRODUCCIÓN

Cuando nos encontramos en la etapa inicial de producción de un pozo cuya condición de presión de fondo y producción de crudo son lo suficientemente grandes, como para obviar una presión de cabeza (contrapresión) por encima de los 100 psi, la pérdida de producción por el efecto de contrapresión no es muy notoria. Sin embargo para pozos localizados dentro de campos marginales como es la condición en la cual se encuentran los pozos dentro del área de "Lobitos", una contrapresión promedio de 18 a 24 psi afectará de manera significativa la producción de los pozos.

Por otro lado la condición de presión de cabeza de los pozos se hace necesaria debido a parámetros operativos de producción como por ejemplo, la presión de succión de los compresores, presión del separador, presión disponible para desplazar el crudo hacia otras plataformas y/o tanques de almacenamiento, ya sean estos localizados en las mismas plataformas o en tierra, etc., no obstante es posible utilizar un dispositivo o sistema ("*Sistema Booster Simple y Dual*") , que permita reducir la presión en la cabeza de los pozos y que al mismo tiempo posibilite llevar esta presión reducida hasta el valor de la presión de diseño - presión de succión – presión operativa del compresor.

Bajo el mismo principio de reducción de contrapresión, también es posible reducir la presión en el separador y de este modo reducir la contrapresión para ambos tipos de instalación, tanto para pozos asistidos por el sistema por bombeo neumático con instalación "Convencional" así como para pozos con instalación "BLT" e incrementar la

producción de los mismos al aliviar la restricción de presión que estos poseen en cabeza.

La estimación del incremento de producción de crudo fue realizada para la plataforma LO16, la cual fue seleccionada entre todas las plataformas del área de "Lobitos", obteniéndose un incremento de producción de 64 barriles por día para el Sistema Booster Dual, con un resultado de evaluación económica favorable.

### **1.1. Antecedentes**

La condición actual de producción del área de "Lobitos" la cual se encuentra dentro del Lote Z- 2B es de 1620 BPPD, 383 BAPD y 12568 MPCEPD. Por otro lado la situación con respecto a la contrapresión en la cabeza de los pozos es crítica ya que esta alcanza un valor promedio de 18 psi.

Tomando en cuenta que el mecanismo de impulsión del reservorio es por gas en solución se tiene una declinación promedia del 7% anual la cual puede ser visualizada en el historial de curvas de producción.

Debido a que las plataformas se encuentran interconectadas por medio de un complejo sistema de circuitos de líneas de gas de alta presión, gas de baja presión y de crudo dentro de la zona, cualquier acontecimiento (problema) que suceda en una plataforma se ve reflejado en todo el sistema manifestándose en paradas de compresores, cuyo efecto se traduce en un aumento de presión en la cabeza de los pozos (contrapresión) por encima del valor promedio y esto trae como consecuencia pérdida de producción.

## **1.2. Objetivos**

El propósito principal de este trabajo está centrado en incrementar la producción de crudo mediante una reducción de la contrapresión, la cual estará basada en el estudio y análisis de los factores que intervienen en el sistema y en razón de esto desarrollar un nuevo sistema que ayude a mejorar la condición operativa de los pozos asistidos por el método de bombeo neumático intermitente, para ambos tipos de instalación (“BLT” y “Convencional”).

Podemos mencionar los siguientes objetivos:

- Desarrollar un sistema de producción de crudo por bombeo neumático más eficiente.
- Incrementar la producción de crudo.
- Aliviar la contrapresión en la cabeza de los pozos.
- Generar un desplazamiento a través de la curva “*IPR*” (hacia la derecha).
- Reducir la presión fluyente de los pozos intervenidos.

## **1.2. Justificación**

Debido a que nos encontramos dentro de un reservorio, el cual se encuentra gobernado por un mecanismo de impulsión por gas en solución, es que se genera una declinación natural que hace que la producción disminuya relativamente rápido con el tiempo.

Por otro lado analizando las curvas “*IPR*” de los pozos podemos apreciar que nos encontramos en un punto por encima del cual no podremos pasar a menos que



reduzcamos la contrapresión, cuya naturaleza es propia del sistema (presión de cabeza de los pozos). Debido a esta situación se deben realizar trabajos que ayuden a generar una mejora en la condición actual de producción de los pozos (sistema de producción por bombeo neumático) y de esta manera poder incrementar su producción.

Entonces en un contexto en el cual la producción declina inevitablemente y el sistema se encuentra afectado por un factor, el cual no puede ser eliminado debido a requerimientos de operación, debemos encontrar y tener como objetivo como Ingenieros Petroleros:

*“Buscar la manera más eficiente y efectiva de producir petróleo”.*

Tomando en cuenta naturalmente los aspectos económicos, los cuales son inherentes a cualquier inversión en relación a un proyecto petrolero.

## CAPÍTULO 2

### DESCRIPCIÓN DE LOS ASPECTOS A TOMAR EN CONSIDERACIÓN PARA LA SELECCIÓN DE LAS PLATAFORMAS A INTERVENIR

Esta descripción tiene como objetivo dar a conocer las consideraciones y aspectos que se tomaron en cuenta para la selección de la plataforma la cual debía cumplir con todos los requerimientos tanto de producción como técnico-operativos, los cuales fueron utilizados para realizar el proyecto piloto en el área de “Lobitos” (plataforma “LO16”).

Por otro lado el análisis de estos requerimientos vislumbra un mejor panorama, el cual dará a conocer las posibles siguientes plataformas candidatas a ser intervenidas para la reducción del efecto de la contrapresión.

#### 2.1. Ubicación

El lugar donde se desarrollara el proyecto se encuentra en el área de “Lobitos” costa afuera, localizada en la ciudad de Talara y que a su vez pertenece al departamento de Piura.

El lote al cual pertenece la zona en estudio es el “Lote Z-2B”, el cual se encuentra ubicado en el zócalo continental.

El área de “Lobitos” tiene distribuidas dentro de su ámbito 21 plataformas marinas y 192 pozos, de los cuales el 28% tienen instalación “Convencional” y el 72 %

instalación “BLT”. Estas plataformas se encuentran distribuidas por zonas, dependiendo de la profundidad a la cual se encuentren con respecto al relieve marino. Según la profundidad estas zonas se catalogan como aguas superficiales, aguas profundas y aguas profundas. El círculo de color rojo indica donde se encuentra la ciudad de Talara (ver *figura 2.1.a*) en el mapa de relieve de la zona norte de nuestro país.

El elipse de color rojo resalta la zona donde se encuentran las plataformas en la zona costa afuera de “Lobitos” visualizada en una escala más amplia (ver *figura 2.1.b*). Esta es la tercera área más productiva del “Lote Z-2B”, después de “Peña Negra” y “San Pedro”.

En la siguiente imagen (*figura 2.1.c, ver la sección de anexos*) se llegan a visualizar tres plataformas resaltadas por los círculos de color rojo, esta distribución da clara cuenta de que existen plataformas más cercanas a la costa y otras más alejadas por lo que el recorrido de control de producción también se divide por zonas.

## **2.2 Distribución del campo por plataformas**

Para tener un mejor panorama del área donde se desarrolla el proyecto y un buen entendimiento de la respectiva distribución de la ubicación de las plataformas a intervenir se muestran el siguiente cuadro y gráfico (*cuadro 2.2 y gráfico 2.2, ver sección de anexos*).

El cuadro de distribución del campo por plataformas (*cuadro 2.2, ver sección de anexos*) muestra la cantidad total de pozos operativos así como la distribución de las plataformas por tipo de instalación. En resumen se cuenta con 21 plataformas marinas, 192 pozos de los cuales 139 tienen instalación “BLT” y 53 instalación

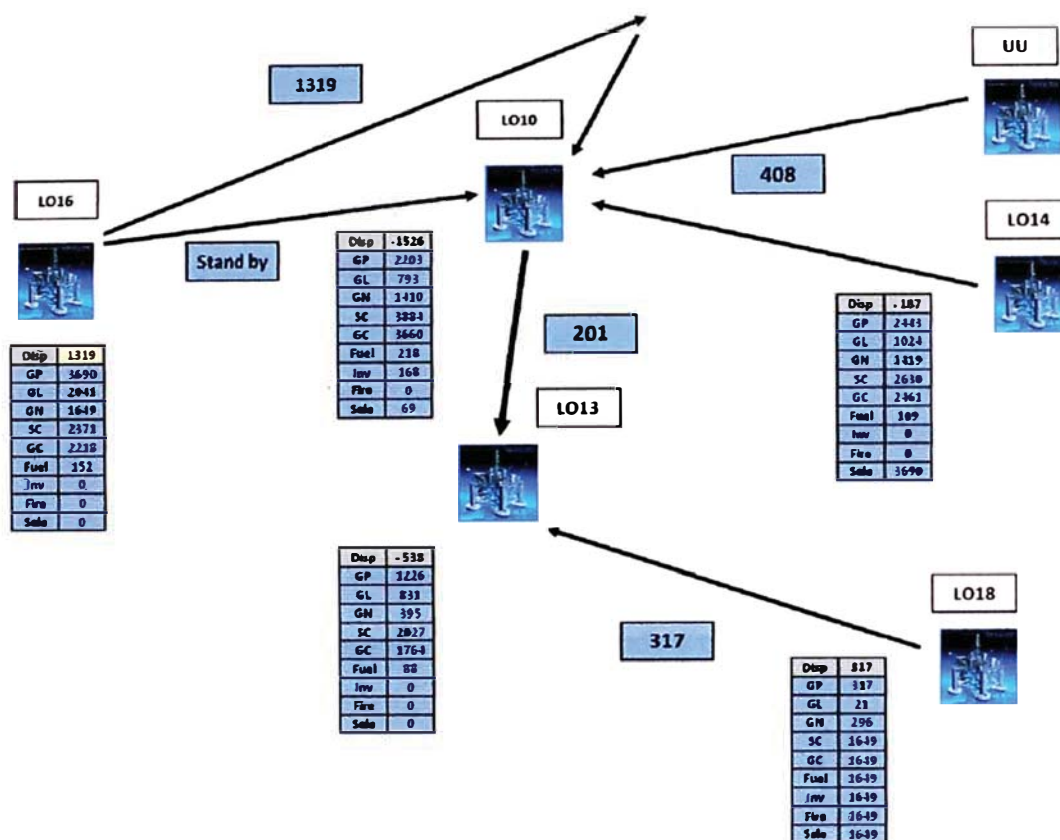
“Convencional”, mientras que el porcentaje de pozos por tipo de instalación en el área de “Lobitos” es de 72 % y 28 % respectivamente (*gráfico 2.2, ver la sección de anexos*).

### **3.3 Balance de gas**

El desarrollo del balance de gas es de suma importancia, debido a la necesidad de definición que se tiene con respecto a la estimación de gas disponible en cada plataforma (especialmente de las que serán intervenidas).

Por otro lado este análisis nos brinda un esquema general del circuito de líneas de gas de baja presión, gas de alta presión y líneas de crudo así como también la dirección de flujo de estas, a su vez teniendo ya definido el diagrama de flujo de las líneas también se obtiene información acerca de las plataformas con exceso y deficiencia de gas lo cual nos llevara más adelante a discernir cuando se haga la selección de la plataforma a intervenir, tal como se muestra en al gráfico presentado a continuación (*gráfico 2.3*).

Las flechas indican la dirección del flujo del gas. En base al balance de gas que se realizo para cada plataforma, se indican las cantidades, tomando en cuenta el gas producido (*GP*), el gas empleado en bombeo neumático (*GL*), el gas neto (*GM*), el gas en la succión del compresor (*SC*), el gas comprimido o de descarga (*GC*), el gas usado como combustible (*Fuel*), el gas condensado (*Inv.*), el gas venteado (*Fire*) y el gas para ventas (*Sales*), lo cual se muestra en las tablas coloreadas, los nombres de las plataformas están enmarcados con fondo blanco.



**Gráfico 2.3 – Balance de gas del área de Lobitos**

Todos estos tipos de consideraciones que se tomaron con respecto al gas tienen como objetivo hallar la cantidad de gas disponible en cada plataforma ya que teniendo este valor numérico se podrá saber qué plataformas tienen deficiencia o exceso de gas, entonces las plataformas que posean una cantidad de gas positiva serán aquellas con exceso de gas y aquellas plataformas que posean una cantidad de gas negativa serán aquellas con deficiencia de gas.

Sabiendo que plataformas son deficientes de gas disponible sabremos cuales son las plataformas que reciben gas de otras y sabiendo cuales son aquellas que tienen exceso de gas disponible sabremos cuales son las que envían gas hacia otras plataforma, de esta manera podremos saber la dirección de los flujos de gas.

AREA LOBITOS - COSTA AFUERA		
Plataforma	Gas disponible (MPCEPD)	Estado
LO10	-1526	Deficiencia de gas
LO13	-538	Deficiencia de gas
LO14	-187	Deficiencia de gas
LO16	1319	Exeso de gas
LO18	317	Exeso de gas
UU	408	Exeso de gas

**Cuadro 2.3 – Resultado del balance de gas**

El cuadro superior (*cuadro 2.3*) muestra un resumen del balance de gas dentro de la zona de mayor interés debido al potencial de crudo y otros factores que se detallaran en capítulos posteriores.

Como vemos claramente en cuadro precedente, la plataforma “LO16” es la que posee la mayor cantidad de gas disponible, de este modo esta plataforma sería capaz de abastecer de gas al elevador de presión (“Booster”) ya que este debe tener un suministro constante en la succión.

Las plataformas “LO10”, “LO13” y “LO14” tienen deficiencia de gas por lo que tendrán que recibir gas de otras plataformas, sin embargo cabe resaltar que este análisis debe ser hecho bajo la consideración de que ningún compresor de alguna plataforma se encuentra detenido (ya sea por problemas mecánicos o por mantenimiento), ya que de no ser así la dirección de flujo de gas ya no solo dependería de los volúmenes de gas disponibles de las plataformas sino también del nivel de contrapresión existente generado por alguna parada de compresor.

Una parada de compresor llega a incrementar la contrapresión a un valor por encima del doble de su valor normal estándar, por lo que en este caso este valor sería crítico si se quisiera saber la dirección de los flujos.

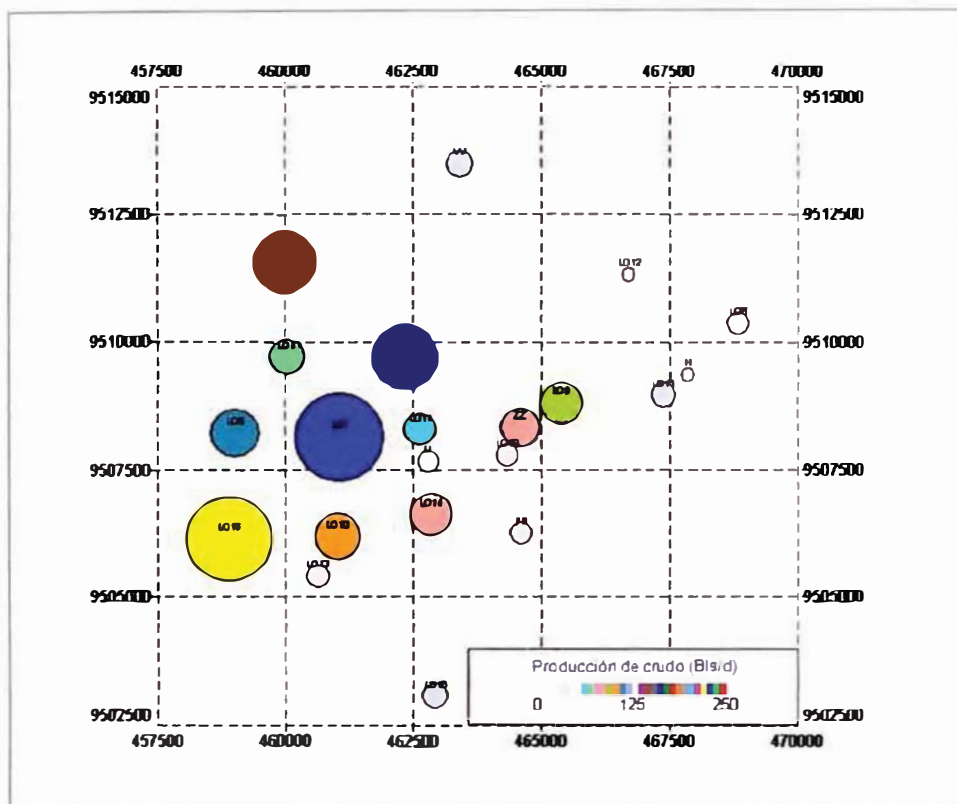
## **2.4 Selección de la plataforma**

Para la selección de la plataforma con las mejores condiciones para desarrollar el proyecto piloto sobre el cual se realizarán los cálculos y las estimaciones necesarias se tomaron los siguientes aspectos:

- Balance gas (deficiencia o exceso de gas disponible).
- Producción de petróleo.
- Producción de gas.
- Producción de agua.
- Espaciamiento adecuado en la plataforma.

Después de haber realizado el balance de gas se procedió a seleccionar la plataforma empleando para ello los gráficos de burbuja y cuadrículas realizados con ayuda del programa "OFM 2005", que se muestran a continuación.

En los gráficos precedentes (*gráfico 2.4.a, gráfico 2.4.b, gráfico 2.4.c*) se observan tendencias que bosquejan un mapa para cada una de las variables de producción tomadas en consideración para la selección, se puede notar que las plataformas de mayor potencial de crudo son las que se encuentran en la zona sur-oeste en aguas profundas las cuales son las plataformas "LO16", "L06", "LO7", "CC" y "LO10", por otro lado las plataformas con mayor producción de gas son las plataformas "LO10", "LO14", "LO16" y "ZZ".

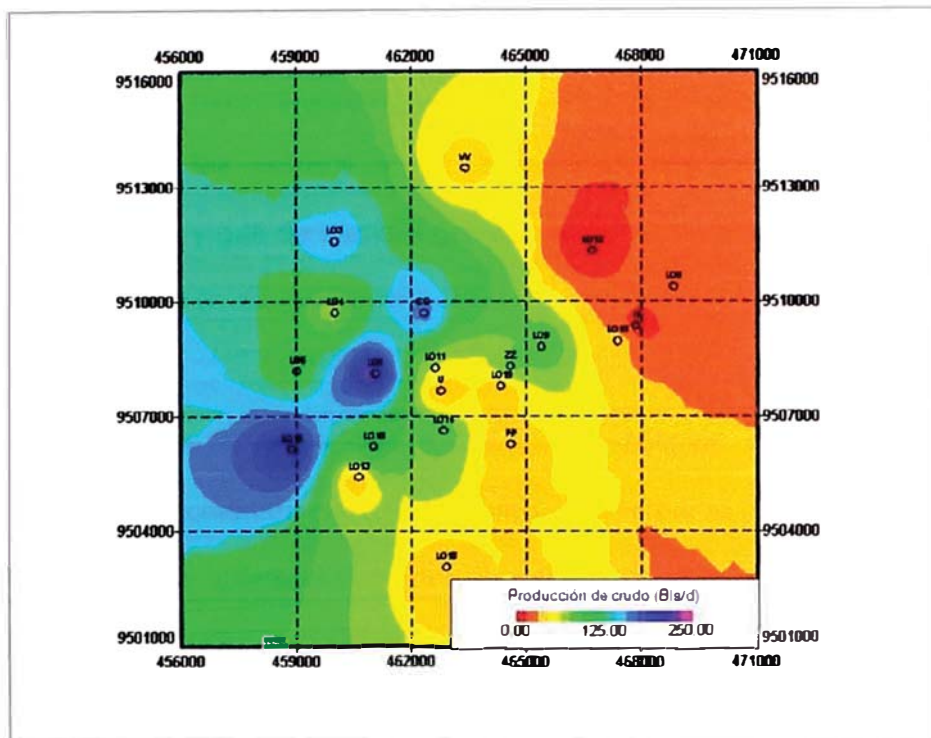


**Gráfico 2.4.a – Mapa de burbujas de producción de crudo.**

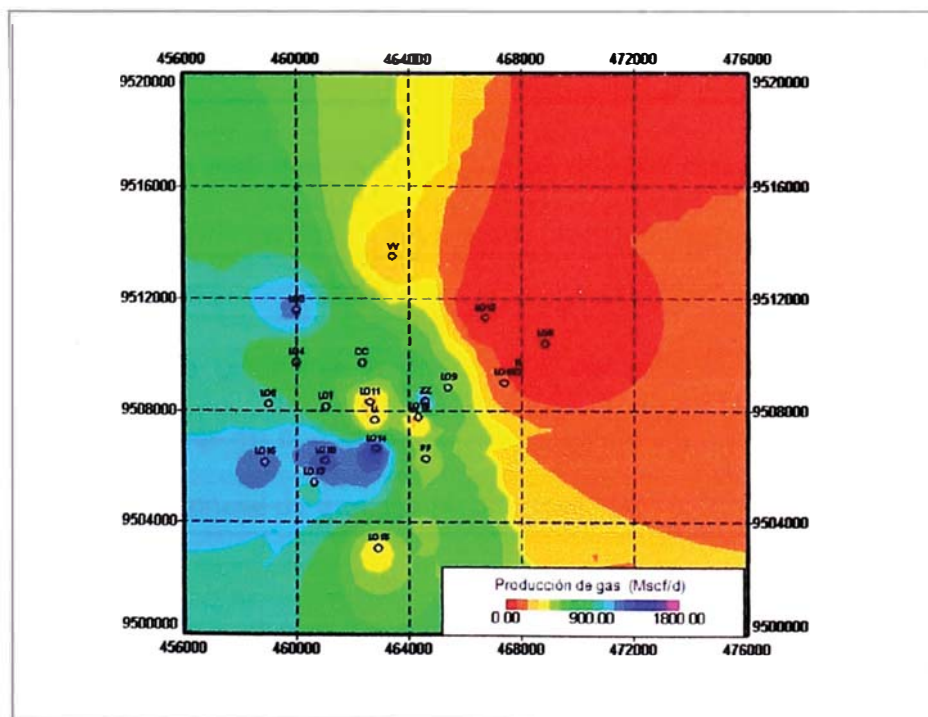
Estos gráficos de burbujas y grillados con ayuda del “Software” de Schlumberger “OFM 2005”, son de mucha ayuda, ya que nos permite tener una visualización más rápida y esquemática de las plataformas con su posición según de la coordenada en la cual este ubicada.

Mientras que el mapa de burbujas nos brinda de manera esquemática valores numéricos, el mapa de grillado nos brinda un mapa de tendencias, mostrándonos así las zonas de mayor y menor concentración de producción.





**Gráfico 2.4.b – Mapa de grillado de producción de crudo**



**Gráfico 2.4.c – Mapa de grillado de producción de gas.**

Teniendo ya conocimiento de la zona y específicamente de las plataformas con mayor potencial (según los requerimientos) con respecto a la producción de crudo y gas se procedió a realizar los *gráficos 2.4.d, 2.4.e, 2.4.f, 2.4.g* los cuales muestran la producción de crudo y gas de manera grafica mediante un esquema de barras (*ver la sección de anexos*).

El gráfico de barras de color verde *2.4.d, (ver sección de anexos)* muestra la distribución de producción de crudo total como complemento del mapa de burbujas en donde es notoria la diferencia en los caudales de producción de fluido de las plataformas *“LO16”, “LO7” y “CC”*.

El gráfico de barras de color rojo *2.4.e, (ver sección de anexos)*, muestra la distribución en porcentaje de la producción de crudo por tipo de instalación, a su vez debemos tomar en cuenta el hecho de que si bien una plataforma posee buen potencial de crudo no necesariamente puede ser beneficioso para nuestro objetivo puesto que también debemos tomar en consideración el aporte de crudo por tipo de instalación ya que de esto dependerá el tipo de sistema que se instalara para reducir la contrapresión.

El gráfico inferior de color rojo (*gráfico 2.4.f, ver sección de anexos*) muestra la producción total de gas en el área de *“Lobitos”* por plataforma, dando como resultado cuatro con mayor potencial de gas, las plataformas *“LO16”, “LO14”, “LO10” y “ZZ”*.

El contar con esta información ya sea por medio del mapa de burbujas o el gráfico de barras acerca del gas producido es fundamental porque desde este aspecto es de donde se parte para la estimación de la dimensión de los equipos que se tendrán que

instalar y también porque este aspecto ayudara a realizar la elección de la plataforma para el proyecto piloto y por ende las pruebas a realizarse.

El gráfico 2.4.g, (*ver sección de anexos*) es crítico al momento de estimar la cantidad de gas (especialmente al momento de hacer la medición de gas de forros), para estimar el tamaño del “Booster”, para elegir la plataforma para realizar las pruebas y más aun para elegir el tipo de sistema de reducción de contrapresión a instalarse.

Por otro lado para la selección de las plataformas otro factor importante es la producción de agua así como el porcentaje de corte de agua. Tomaremos en consideración el corte de agua debido a que a mayor corte de agua, mayor será la producción que se tendrá que incrementar para recuperar más crudo, lo cual reduciría la eficiencia y efectividad del proyecto.

Con la ayuda del gráfico de burbujas (*gráfico 2.4.h*), se pudo identificar con facilidad que las plataformas que poseen mayor producción de agua son las plataformas “LO7”, “LO6”, y “LO3”. Así también de manera esquemática mediante un gráfico de barras se puede visualizar con claridad la tendencia del potencial de agua de las plataformas (*ver gráfico 2.4.i, ver sección de anexos*), las cuales fueron resaltadas por el mapa de burbujas.

La producción de agua de la plataforma “LO7” es notable en comparación con el resto de plataformas, así como su corte de agua ilustrado en el gráfico de barras (*gráfico 2.4.i*).

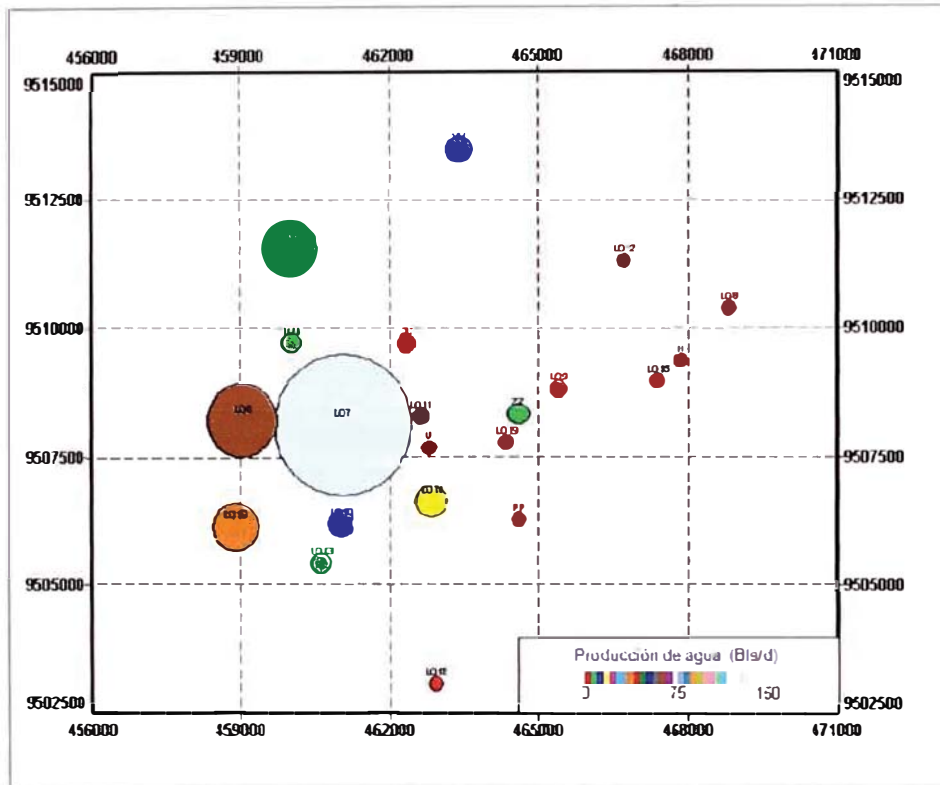


Gráfico 2.4.h – Mapa de burbujas de producción de agua.

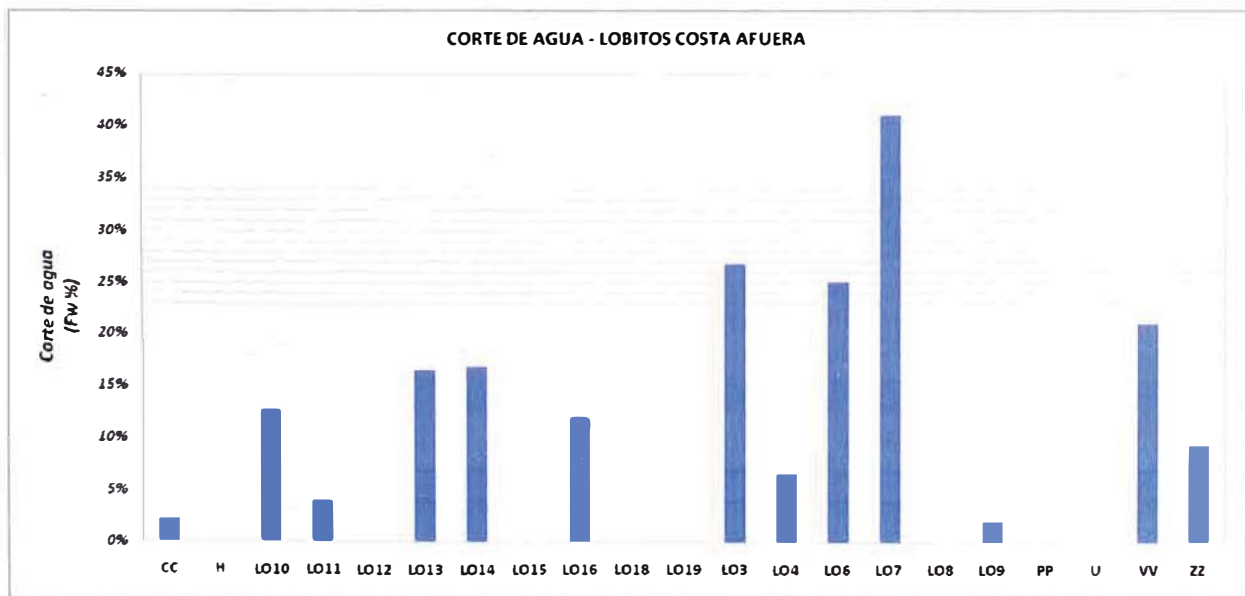


Gráfico 2.4.j – Esquema de barras del corte de agua

El otro gráfico de barras de color celeste muestra cualitativamente el valor del corte de agua por plataforma (*gráfico 2.4.j*), por medio del cual podremos notar que al superponerlo con el gráfico de producción total de agua que no necesariamente seguirán la misma tendencia para cada plataforma específica.

El *cuadro 2.4*, muestra cuantitativamente el corte de agua por plataforma, el cual podemos compararlo con el de producción total y nos podemos dar cuenta que la tendencia es la misma para algunas y diferentes para otras tal como mostraron de manera cualitativa los gráficos de barras, como en el caso de las plataformas “VV” y “LO10”.

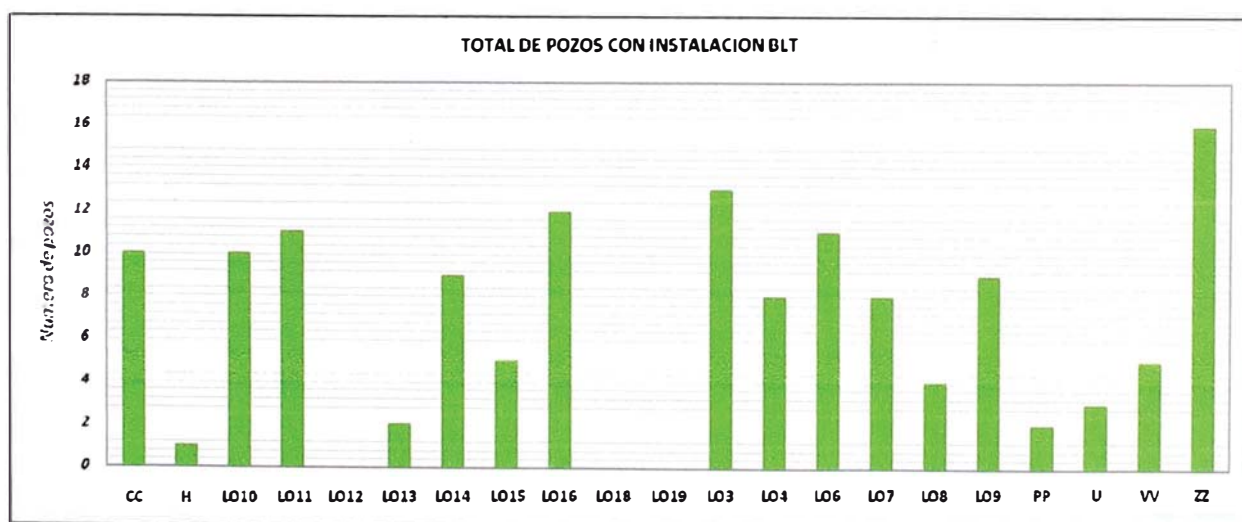
<b>DISTRIBUCION DE CORTE AGUA POR PLATAFORMA</b>			
<b>Plataforma</b>	<b>Crudo</b>	<b>Agua</b>	<b>Corte</b>
<b>Nombre</b>	<b>Bls/d</b>	<b>Bls/d</b>	<b>%</b>
CC	172	4	0,02
H	5	0	0,00
LO10	102	15	0,13
LO11	71	3	0,04
LO12	4	0	0,00
LO13	35	7	0,17
LO14	98	20	0,17
LO15	34	0	0,00
LO16	231	32	0,12
LO18	34	0	0,00
LO19	32	0	0,00
LO3	145	53	0,27
LO4	56	4	0,07
LO6	175	59	0,25
LO7	236	165	0,41
LO8	31	0	0,00
LO9	94	2	0,02
PP	30	0	0,00
U	31	0	0,00
VV	45	12	0,21
ZZ	86	9	0,09

**Cuadro 2.4 – Distribución del corte de agua por plataforma.**

Después de haber analizado cada uno de los tres factores referentes a la producción (crudo, gas, agua) por plataforma, se concluyó que la plataforma “LO16” posee gran potencial de crudo, gas y un bajo corte de agua, este último factor descartó a las plataformas “LO6” y “LO7” como posibles plataformas mejores candidatas.

También es importante resaltar el hecho de que si bien una plataforma posee gran potencial de gas, esto no necesariamente significa que este gas producido pueda servir para los propósitos del proyecto, ya que otro factor importante además del potencial de producción, es el tipo de instalación, puesto que este factor define la cantidad de gas efectiva que será utilizada a favor del proyecto.

Entonces en síntesis ya que el “Booster” (Elevador de presión) solo se alimentará del gas de los forros en primera instancia, (para el caso de un “Sistema Booster Simple”) solo nos interesa el gas producido por los pozos cuya instalación sea del tipo “BLT”.



**Gráfico 2.4.k – Total de pozos con instalación “BLT”.**

El gráfico precedente (*gráfico 2.4.k*) muestra la cantidad de pozos con instalación “BLT” por plataforma. Por lo tanto debido a que esta plataforma cuenta con buen potencial de crudo, buen potencial de gas, baja producción de agua, bajo corte de agua y finalmente con gran cantidad de pozos con instalación “BLT” (para reducir la contrapresión de los forros), es que se selecciono esta plataforma para realizar el proyecto piloto.

#### **2.4.1 Plataforma “LO16”**

Después de realizar el análisis estadístico de los parámetros de producción de la distribución de los pozos por tipo de instalación, la plataforma “LO16” fue seleccionada. El *cuadro 2.4.1*, muestra el resumen de la producción de la plataforma, no obstante debemos analizar también la evolución de la producción.

CARACTERISTICAS DE PRODUCCION - PLATAFORMA LO16			
Fuido	Produccion BLT	Produccion Conv.	Produccion Total
Crudo (Bbl/d)	113	118	231
Agua (Bbl/d)	20	12	32
Gas (Mscf/d)	979	547	1526

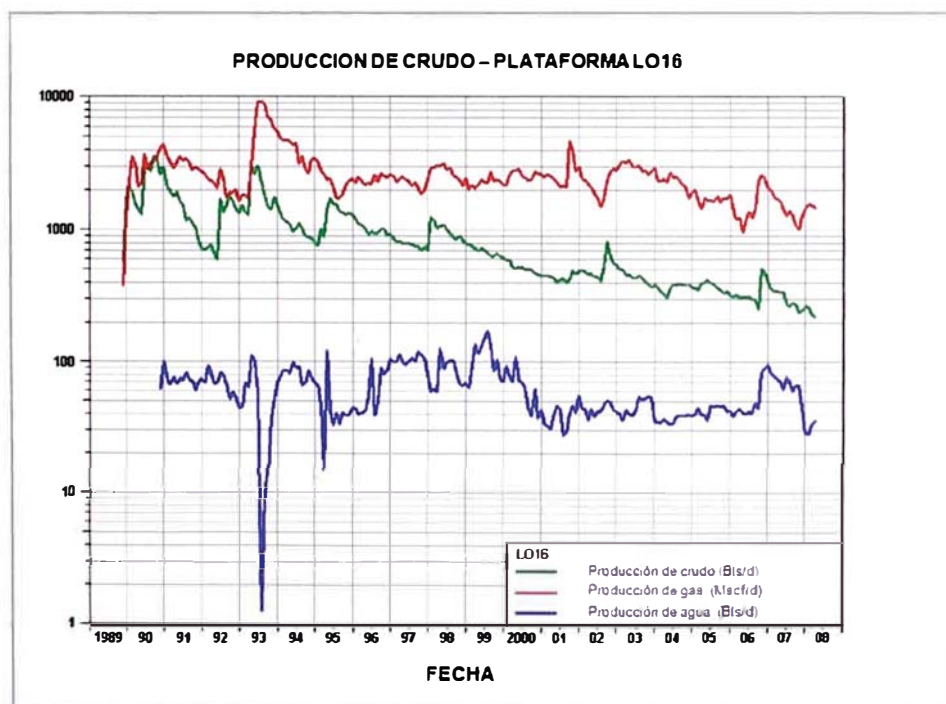
***Cuadro 2.4.1 – Producción de crudo, agua y gas de la plataforma “LO16”.***

#### **2.4.2 Historial de producción**

Sabemos que en este tipo de reservorios, la principal fuente de energía disponible es la que se obtiene de la liberación del gas en solución y su consecuente expansión conforme la presión del reservorio va disminuyendo.

La presión del reservorio disminuye continua y rápidamente debido al hecho de no haber una restauración de masa dentro del reservorio, en otras palabras se extrae fluido pero este no se reemplaza nuevamente por lo que se genera un vacío que a su vez se traduce en disminución de presión (*figura 2.4.2.a*).

Este hecho se puede ver en la realidad en el gráfico de producción hecho con ayuda del software “OFM 2005” (*gráfico 2.4.2.a*), el cual muestra el comportamiento de la producción de gas, crudo, y agua desde el año 1989 hasta el 2008 en escala “*semi-logarítmica*”.



**Gráfico 2.4.2.a – Curva de producción en “OFM 2005” (1989 – 2008).**

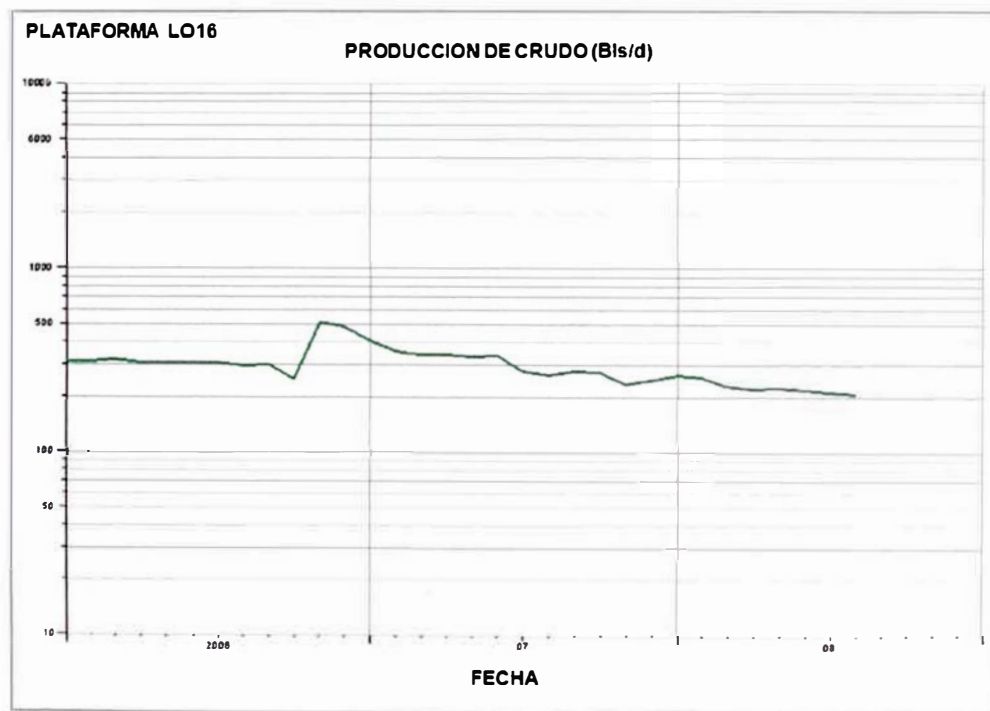
#### **2.4.2.1 Performance de la producción de crudo**

La producción de crudo del campo “Lobitos” tiene una tendencia de declinación marcada y en el caso de la plataforma de la plataforma “LO16” esta sigue la misma



tendencia así como muestra el gráfico de producción en “OFM” desde el año 2006 hasta el 2008 (*gráfico 2.4.2.1.b*).

Solo en estos 3 años declinó alrededor de 180 barriles, sin tomar en cuenta los trabajos de estimulación (*workover*) y servicio de pozos que se realizan en los pozos regularmente.

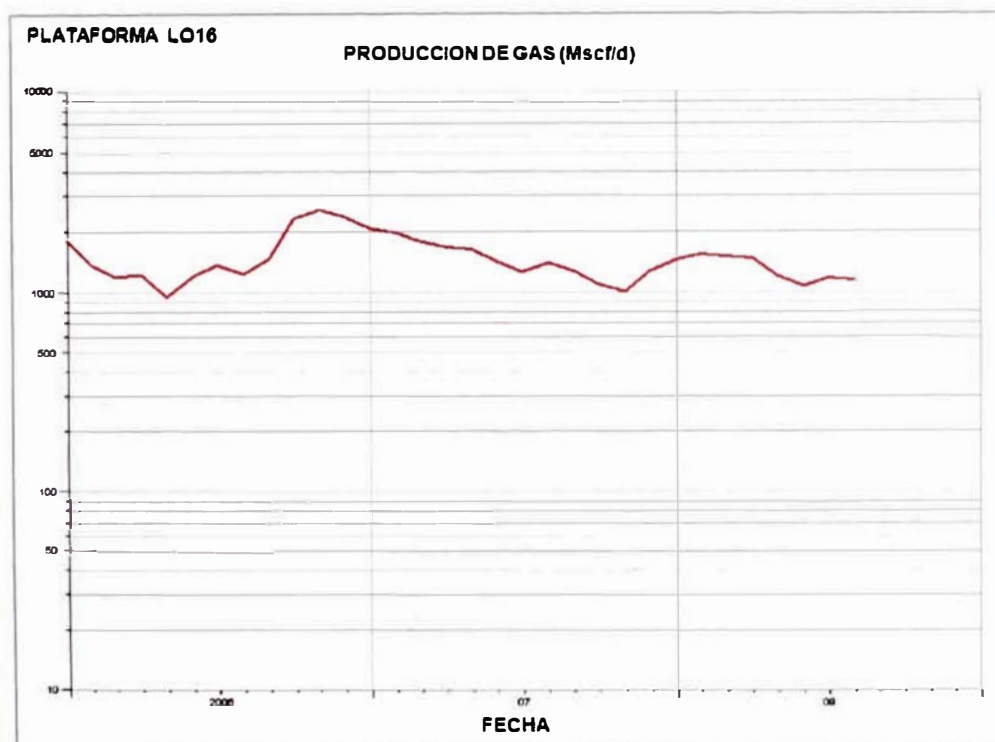


**Gráfico 2.4.2.1.a – Producción de crudo – Plataforma “LO16”**

Esta tendencia de declinación es entonces un fenómeno que no se puede evitar a menos que reemplacemos el fluido producido (*figura 2.4.2.1.a, ver sección de anexos*), es por esta razón que en este tipo de mecanismo de impulsión un sistema de levantamiento artificial será requerido con relativa prontitud con el pasar del tiempo.

### 2.4.2.2 Performance de la producción de gas

Con respecto a la producción de gas es un hecho que esta no declinara de manera similar al petróleo, sin embargo si tendera también a declinar, mientras que el GOR si se incrementara en función del tiempo y muy por el contrario la razón de solubilidad



**Gráfico 2.4.2.2.a – Producción de gas – Plataforma “LO16”**

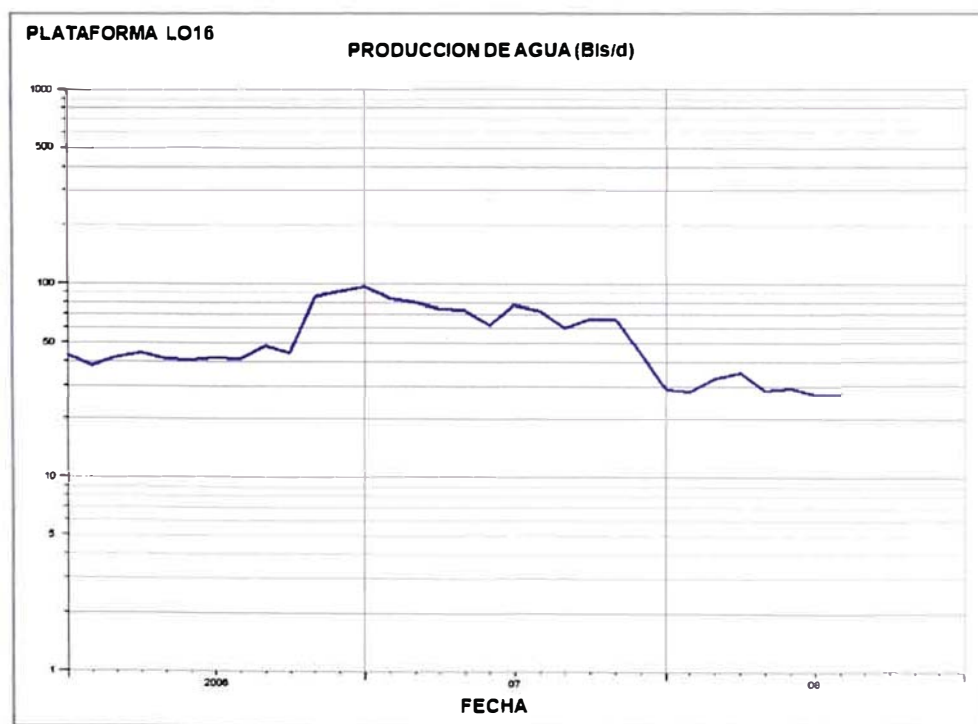
del gas en el crudo se verá notablemente disminuida tal y como muestra el gráfico (ver figura 2.4.2.2.a, ver sección de anexos), cabe acotar que esto ocurrirá en el momento en el cual nos encontremos con una presión de reservorio por debajo del punto de burbuja, la cual es la situación en la cual nos encontramos.

Según el gráfico (gráfico 2.4.2.2.a) hasta podríamos decir que casi la producción de gas se ha mantenido en estos últimos tres años, con una ligera tendencia a declinar.

Por otro lado un efecto que genera este efecto de depletación es el incremento de la viscosidad debido a que el gas se va liberando del crudo gradualmente a medida que el reservorio se va depletando.

### 2.4.2.3 Performance de la producción de agua

Si es que no se tiene ningún mecanismo de impulsión que permita la conservación de la presión del reservorio como la presencia de un influjo de agua (*figura 2.4.2.3.a, ver sección de anexos*), entonces se producirá poca o nada de agua con el petróleo como es en nuestro caso, y esta tendencia será durante el tiempo de vida de producción del pozo.



**Gráfico 2.4.2.3.a – Producción de agua – Plataforma “LO16”**

Como vemos en el gráfico superior, la producción de agua es pequeña (*gráfico 2.4.2.3.a*) en comparación a la producción total de la plataforma y esta tendencia se

refleja también en el gráfico de historial de producción (*gráfico 2.4.2.a*) , el cual muestra poca producción de agua durante todo el tiempo de su vida de producción. Sin embargo un factor que debemos tomar en consideración para realizar cualquier cálculo es el valor del corte de agua, ya que este según el gráfico del historial de producción tiene una tendencia a incrementar.

## **2.5 Estimación de la producción de gas de forros**

En el cálculo de la medición de gas de forros queda en entretener que esta es la base para realizar los cálculos posteriores ya que de esto dependerá el tamaño del “Booster” y del equipo a ser instalado.

Antes de realizar la medición de gas de los forros se realizaron pruebas de conformidad de los equipos, para que la prueba resultara exitosa y representativa. Solo se le harían pruebas a los pozos con instalación “BLT” por tener los forros aislados de la tubería de inyección.

Se realizaron las siguientes pruebas y verificaciones:

- Se hicieron pruebas de instalación para descartar posibles fugas o un estado deteriorado de las válvulas y mandriles.
- Se verificó el buen estado del distribuidor de gas de inyección y de producción (debido a un posible pase entre válvulas o fugas).
- Se verificó el buen estado de los medidores placa-orificio para obtener una medición de caudal de gas de los pozos más representativo.

El efecto de la presión es importante al momento de la medición de gas ya que dependiendo de la intensidad de contrapresión que este tenga para fluir es que se verá incrementado o disminuido el caudal de este. Por lo tanto será crítico la manera de cómo se mida el gas de los forros por dos razones: por un lado el mero hecho de la confiabilidad y representatividad de los resultados de la prueba y el hecho de evitar generar una pérdida de producción debido al tiempo por el que permanecerá cerrado el pozo en prueba y el efecto que este podría causar sobre los demás pozos que no están puestos en prueba pero que sin embargo podrían ser afectados por estar dentro del mismo sistema de gas de alta de la plataforma.

Los datos de esta prueba serán de gran ayuda con respecto a la estimación del potencial gas de los forros de cada pozo, puesto que de esto también dependerá si el gas producido de estos será suficiente para abastecer al *"Booster"*.

Las pruebas de medición de gas fueron realizadas bajo la condición de operación estándar de la plataforma (contrapresión, presión del sistema, presión de succión y salida del compresor estándar). En relación a lo mencionado anteriormente es que se realizaron dos métodos distintos para la estimación del gas de forros uno en el que la producción del pozo puesto en prueba se ve afectado por el cierre del pozo y otro en el que no se afecta la producción de este.

A continuación veremos los beneficios y los problemas que se generaron al usar cada uno de estos y por otro lado el desarrollo detallado de los métodos utilizados.

### **2.5.1 Primera metodología de estimación de gas de forros**

Esta prueba se realizó aislando la producción de gas de los forros y la producción de gas de los tubos (aporte de gas del pozo y bombeo neumático). El procedimiento fue el siguiente:

- Se corto la inyección de gas y se cerró la válvula maestra.
- Se abrió la válvula lateral para que el pozo produzca gas de los forros.
- Se registro la producción de gas en el separador de prueba y se colocó un registrador (plato-orificio) de salida gas (a la salida del separador).
- Se colocó un registrador de presión en los forros (para visualizar el comportamiento de la presión estática durante el desarrollo de la prueba).

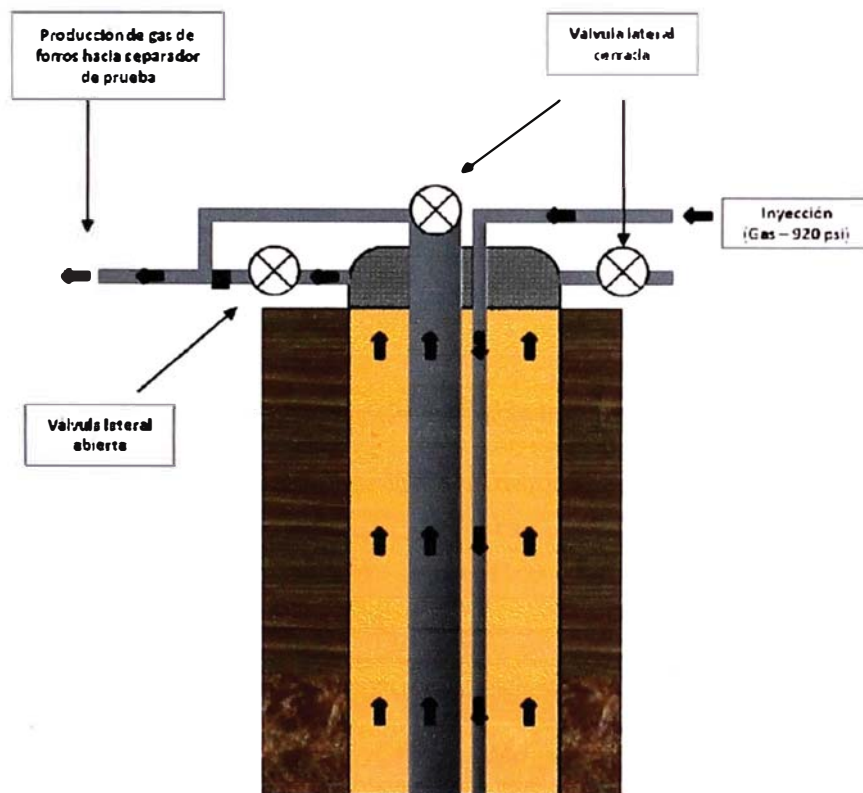
Este método utilizado tiene como principal problema el interrumpir la producción durante el tiempo de prueba, debido a que se cierra la válvula maestra cortándose de este modo la producción de tubos tanto de gas como la crudo lográndose así el aislamiento entre la producción de tubos y la de forros.

Por otro lado debemos tener en cuenta que al cerrar la tubería de producción se genera acumulación de presión lo podría afectar a la producción del pozo posteriormente.

La producción de gas de forros se dirige al separador de prueba aislándose así de la producción de crudo y gas de inyección, sin embargo el hecho de cortar la producción limita la prueba ya que está técnicamente podría generar problemas si se prolonga por mucho tiempo debido a que las presión de formación de la mayoría de pozos son muy

bajas y si la presión acumulada llega a sobrepasar tal presión esta ingresaría a la formación.

El esquema del método (*gráfico 2.5.1*) indica que la dirección de los flujos de gas ya descritos y la respectiva apertura o cierre de válvula que se hicieron para realizar la prueba.



**Gráfico 2.5.1 – Diagrama de flujo del primer método.**

### **2.5.2 Segunda metodología de estimación de gas de forros**

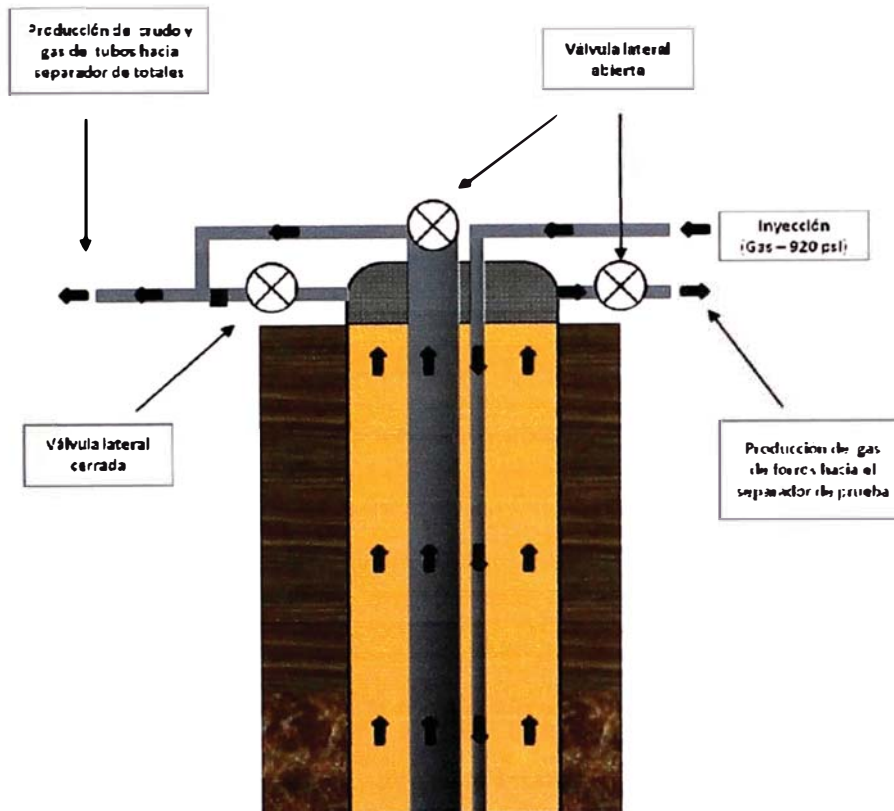
Este segundo método consiste también en aislar la producción de gas de los forros y la de los tubos, pero a diferencia del primer método en este método la producción no es interferida, continuándose de esta manera con las inyecciones de manera normal. La particularidad de este método es que utiliza una manguera que va conectada directamente a los forros por medio de la válvula lateral y que a su vez se encuentra comunicada directamente al separador de prueba mediante el distribuidor de producción (distribuidor de producción).

La producción de los tubos es conducida al distribuidor de producción y luego al separador de totales aislándose así la producción de los forros y la de los tubos sin necesidad de interrumpir la producción normal del pozo.

El esquema de este método (*gráfico 2.5.2*) muestra la dirección de flujo de gas en las líneas de producción e inyección así como la correspondiente apertura y cierre de válvula.

Haciendo una evaluación de los dos métodos utilizados, el segundo es el que brinda mayores ventajas por lo que se decidió utilizar este método para la estimación de gas, realizándose una prueba diaria en condiciones estándar de los parámetros de producción de la plataforma para evitar errores de cálculo que conlleven a sobre o sub estimaciones de gas de forros.





**Gráfico 2.5.2 – Diagrama de flujo del segundo método.**

### **2.5.3 Resultados de las pruebas de estimación de gas de forros**

Cuando se realizó el primer método, el cual tenía como principio cortar la inyección se produjo algunos resultados absurdos ya que el gas de forros no puede ser mayor al gas promedio producido total.

Otro inconveniente fue el hecho de que solo se podía realizar la prueba durante 4 horas continuas luego de lo cual se extrapolaba la producción a 24 horas con el objetivo de no perder producción de crudo durante el tiempo de duración de la prueba.

Los resultados del primer método muestran (*cuadro 2.5.3.a, ver sección de anexos*) los resultados de la medición de gas para tres pozos, cuyos resultados fueron absurdos como ya se explico.

El segundo método fue el más representativo ya que además de obtenerse datos coherentes las pruebas tuvieron una duración de 24 horas continuas, puesto que la producción no se veía afectada en ningún momento, solo hubo un problema con la manguera durante los días 17 y 18 de febrero por lo que la prueba del pozo "LO16-9" tuvo que repetirse.

Los resultados de la prueba del segundo método son mostrados en la parte superior (*cuadro 2.5.3.b, ver sección de anexos*). Tomando en cuenta la coherencia y representatividad de la prueba debido a su mayor tiempo de prueba es que se tomaron estos resultados para la realización del proyecto.

### CAPÍTULO 3

#### CARACTERÍSTICAS Y ANÁLISIS DE LA AFLUENCIA ("AFLUENCIA DEL CAUDAL")

En el estudio de este componente se hace imprescindible el uso de dispositivos que ayuden a obtener la información de presión del fondo del pozo con el objetivo de comprender lo que sucede en condiciones de reservorio (tanto en condiciones estáticas como en dinámicas en el fondo del pozo).

Para poder cuantificar el comportamiento de las presiones tanto en condiciones fluyentes así como estáticas se utilizaron herramientas de registro de presión continua denominadas "*memory gauges*". Con esta herramienta se puede obtener presiones tanto en condición estática como en condición fluyente o dinámica. Mediante la prueba de gradiente estática es posible estimar una presión aproximada del reservorio mediante una extrapolación con lo cual es posible construir las curvas "*IPR*" de cada pozo intervenido.

Por otro lado una vez obtenida la curva de acumulación de presión registrada por los "*memory gauges*", el siguiente paso es hallar los parámetros que intervienen en la construcción de una curva "*IPR*" tales como el caudal de producción ( $Q_I$ ) (crudo más agua), presión fluyente ( $P_{wf}$ ) y la presión del reservorio ( $P_R$ ). No obstante para la estimación de los parámetros ya anteriormente mencionados es necesario realizar un análisis con respecto a la interpretación de la prueba de presión y al comportamiento del sistema durante la prueba debido a que la presión del fondo del pozo registrada

por los “*memory gauges*” no solo está compuesta por la presión estática del reservorio sino también por otros factores los cuales los veremos a continuación.

### **3.1 Registro de presión de fondo**

En relación a este tipo de pruebas orientadas específicamente a pozos asistidos por un sistema de levantamiento artificial por bombeo neumático, “*Kermit Brown*” investigó y realizó distintas pruebas para entender el comportamiento de este sistema durante el tiempo de inyección y llenado lo cual implica que el pozo se encuentra produciendo durante la prueba de presión (condiciones dinámicas).

El *cuadro 3.1* (ver sección de anexos), muestra las características de diseño del sistema neumático y la *figura 3.1* (ver sección de anexos) muestra las características de diseño del sistema de bombeo neumático del pozo, al cual se le realizó la prueba de presión de fondo. Para este trabajo se colocaron “*memory gauges*” en 7 puntos diferentes de la sarta de producción los cuales registraron las presiones en la tubería de producción durante todo el tiempo de inyección y llenado del pozo.

Por otro lado en el gráfico también se puede observar el comportamiento de las presiones registradas por los “*memory gauges*” en cada punto de la tubería durante el periodo de producción (tiempo de inyección), cada curva llega a un punto máximo y luego se estabiliza hasta llegar a la presión de cabeza. Esto sucede cuando el gas de inyección se ha disipado y por tanto la presión en la tubería de producción se reduce.

El único “*memory gauge*” que registra presión de fluido es el que se encuentra a una profundidad de 5936 ft. A diferencia de las otras curvas de presión esta no se estabiliza hasta llegar a la presión de cabeza, en razón del incremento de presión

debido al aporte de fluido de la formación en el fondo del pozo (durante el tiempo de acumulación).

La restauración de presión que vemos registrada en la curva a la profundidad de 5936 *ft* establecerá cual será la columna de fluido en la tubería de producción para el siguiente ciclo y también nos brindará una idea de la eficiencia del sistema de levantamiento artificial mediante la comparación de las presiones registradas antes y después del ciclo de inyección.

Sin embargo este incremento de presión no solamente dependerá del aporte de la formación sino también de otros factores.

Analizando la curva de restauración de presión durante el tiempo de recuperación del pozo se nota claramente que esta consta de tres factores:

- Resbalamiento
- Alimentación (*"Feeding"*)
- Contrapresión

Otro factor que también se debe considerar es el efecto de la gradiente de presión del peso gas ya que esta también aporta un porcentaje de la presión total de la curva de presión registrada por el *"memory gauge"*

### **3.1.1 Registro de presión al pozo "CC-17A" – área "Lobitos" costa afuera**

Como hemos visto anteriormente, el entendimiento y la cuantificación de la afluencia del caudal (*"inflow"*) del pozo es fundamental en el desarrollo del diseño de una instalación bombeo neumático, no obstante este análisis posee aun mayor implicancia

cuando se va a realizar un trabajo de optimización ya que dependerá de un buen trabajo de análisis y de la representatividad y relevancia de la data que se obtenga producto de las pruebas realizadas.

En aras de conseguir la información necesaria que nos ayude a encontrar oportunidades de mejora y teniendo en cuenta la necesidad de llevar a cabo las pruebas se procedió a realizar la selección de los pozos con el objetivo de establecer su potencial de producción y analizar la afluencia del caudal “inflow” de los mismos con el propósito de conseguir la información necesaria que nos ayude a encontrar oportunidades de mejora.

El pozo “CC-17A” fue seleccionado para realizar la prueba de gradiente de presión (estática) y registro de presión durante el tiempo de inyección y llenado, tomando en cuenta los siguientes aspectos tales como:

- Completación del pozo.
- Trayectoria y ángulo de inclinación.
- Ubicación en el mapa estructural.

Todos estos aspectos de selección que fueron tomados en consideración serán detallados para poder entender el proceso y el desarrollo de la prueba del pozo.

### **3.1.1.1 Completación del pozo “CC-17A”**

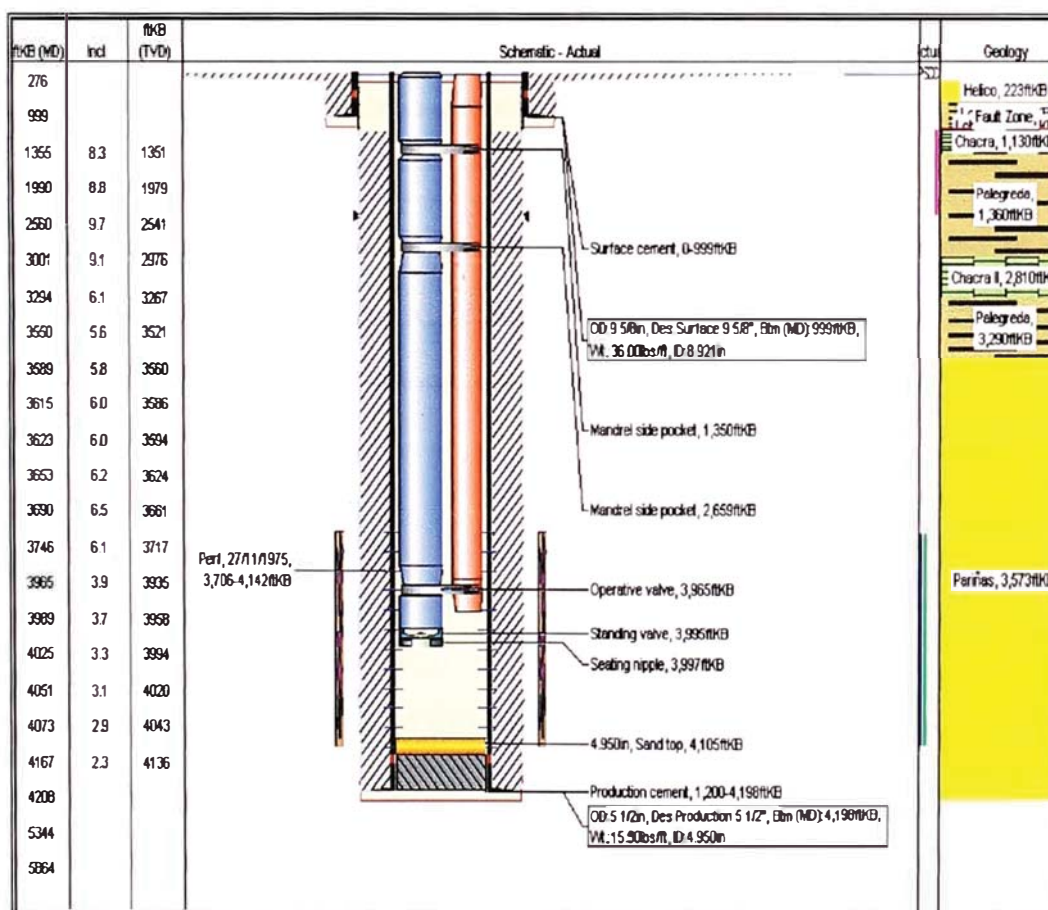
<b>CARACTERISTICAS DE LA INSTALACION</b>		
<b>Formacion</b>	Parinas	
<b>Valvula BK1</b>	3965	ft
<b>Valvula de retencion</b>	3965	ft

***Cuadro 3.1.1.1 – Datos de instalación de bombeo neumático.***

El pozo seleccionado para realizar la prueba, el cual se encuentra ubicado dentro del área de “Lobitos” en aguas pandas, fue el pozo “CC-17A”. Este pozo tiene una instalación “BLT” con las siguientes características (cuadro 3.1.1.1, ver sección de anexos).

La instalación de este pozo fue probada para descartar cualquier problema de fuga que pudiera existir en la tubería de producción e inyección así como también en el mandril.

La figura 3.1.1.1 muestra la completación del pozo “CC-17A”.



**Figura 3.1.1.1 – Completación del pozo “CC-17A”**

### **3.1.1.2 Trayectoria del pozo “CC-17A”**

Como podemos apreciar en el esquema, la trayectoria del pozo seleccionado es prácticamente vertical (*en promedio 1°/1000ft*), lo cual facilitó el trabajo de armado de equipo de cable “*slick line*” para realizar la prueba ya que por lo general los cabezales de los pozos son inclinados debido a que antiguamente no existía la tecnología actual con respecto a la perforación direccional implicaba que los pozos fueran perforados dirigidos desde la superficie tratando de que el pozo siga la misma tendencia.

La gran mayoría de pozos que se perforaron en el área poseen un ángulo de inclinación que oscila entre 30 y 50 grados en promedio (*figura 3.1.1.2 ver sección de anexos*) y por tanto, no se podría considerar este factor un filtro de selección de pozos para realizar alguna prueba o trabajo a realizar bajo ninguna circunstancia.

Obviamente en una plataforma de desarrollo solo existe un pozo vertical el cual generalmente es el primer pozo, exploratorio o confirmatorio en algunos casos, los demás son dirigidos y su trayectoria es similar al que se muestra en el gráfico precedente.

### **3.1.1.3 Mapa Estructural**

La selección de este pozo (“CC-17A”) también fue debido a encontrarse en una ubicación estratégica dentro del bloque según el mapa estructural (*figura 3.1.1.3.a y figura 3.1.1.3.a ver sección de anexos*), casi en la parte central. De este modo los datos de presión obtenidos se podrían extrapolar a los pozos circundantes productores de la misma formación.



### 3.1.1.4 Desarrollo de la prueba de presión

Para el desarrollo de esta prueba se definió colocar el registrador continuo de presión (“memory gauge”) a 10 ft por encima de la válvula de retención (“Standing valve”), la cual se encontraba a 3995 ft, la válvula operativa, tipo “Bk1” se encontraba a 3965 ft lo cual significa que el registrador de presión se encontrara a 20 ft por debajo del punto de levantamiento (3985 ft). Una vez instalado el registrador continuo de presión a la profundidad establecida se procedió a realizar la prueba.

Se realizó la prueba en condiciones dinámicas por un periodo de una hora y media, tiempo en el cual se efectuó el registro de presión del comportamiento de la presión de fondo del pozo, el cual continuó produciendo de manera normal, pudiéndose de esta manera registrar el comportamiento del pozo en condiciones dinámicas.

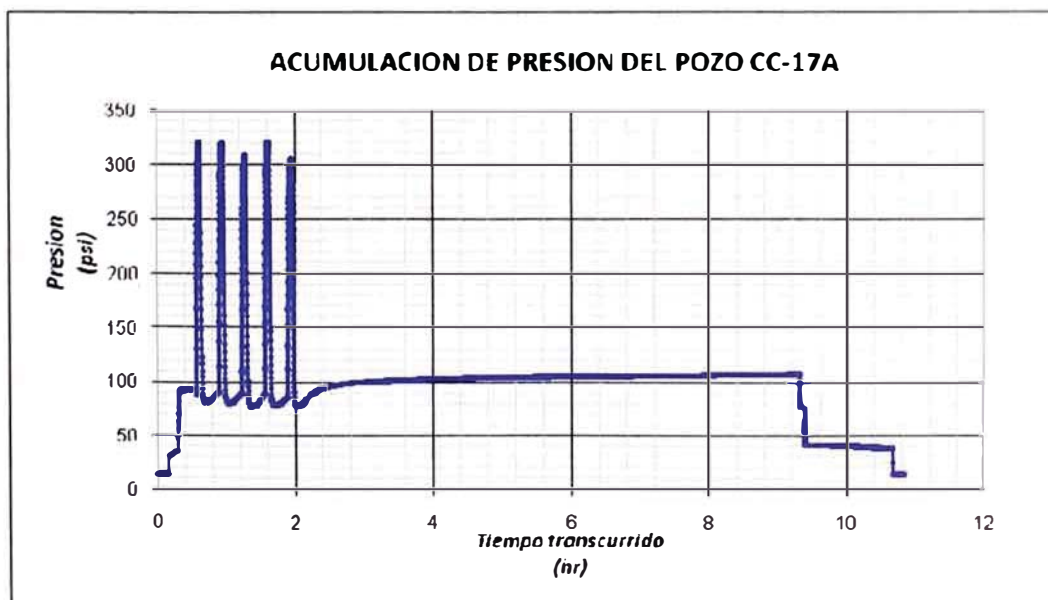
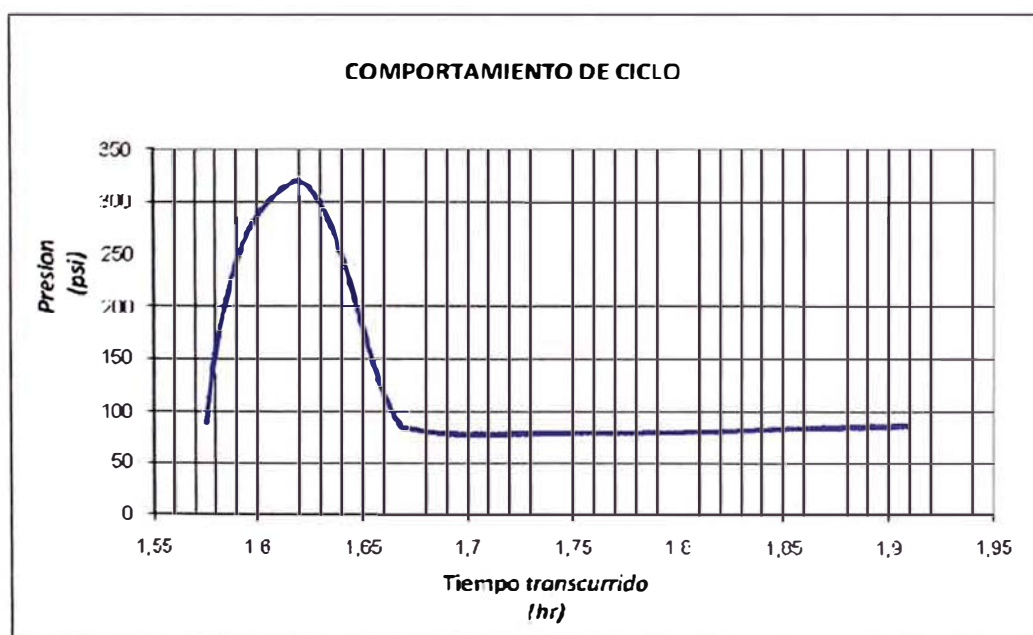


Gráfico 3.1.1.4.a – Prueba de presión de fondo.

Como se puede apreciar (*gráfico 3.1.1.4.a*) se registraron las presiones máximas y mínimas de los ciclos de inyección durante el periodo de la prueba fluyente.

Para un mejor análisis de estas presiones registradas fue necesario escoger un periodo de inyección, para lo cual se eligió el de mayor estabilización. El gráfico *3.1.1.4.b* muestra el comportamiento de presión de un ciclo de inyección en condiciones dinámicas por lo que podemos ver el inicio de la inyección, su punto máximo de inyección y su consecuente restauración de presión debido a los tres factores ya antes mencionados que son principalmente la alimentación (llenado), el resbalamiento y la contrapresión que es prácticamente constante durante todo el tiempo del ciclo, salvo durante el tiempo de inyección.

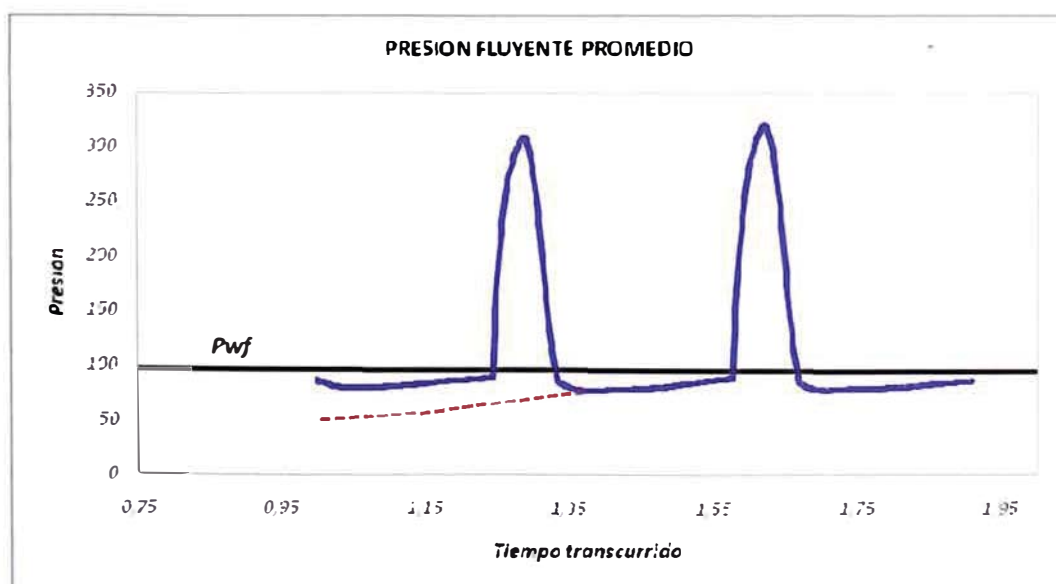


**Gráfico 3.1.1.4.b – Comportamiento de ciclo de inyección.**

Durante el periodo de inyección, la válvula de retención se cierra, debido a la presión generada en la tubería de producción ( $2 \frac{3}{8}$ " ) por lo que el ingreso de crudo al tubería de producción es restringido hasta que la presión de fondo sea mayor que la presión

en el tubería de producción, la cual es generada por la acumulación de gas de inyección dentro de esta. Sin embargo aun después de cerrarse la válvula de retención la formación continua aportando fluidos y es por eso que decimos que la presión fluyente es el punto más bajo, en referencia a un promedio ya que la restauración de presión se lleva a cabo a pesar de que la válvula de retención se encuentre cerrada. No obstante este aporte de presión no es registrado durante el tiempo en el cual la válvula de retención se encuentra cerrada debido a que el registrador de presión “*memory gauge*” se localiza por encima de la válvula de retención.

Ahora si seleccionamos solo la sección del gráfico de la prueba, donde solo se lleva a cabo la restauración de presión registrada por el “*memory gauge*” (gráfico 3.1.1.4.c) o sea a partir de la cual, la presión comienza a incrementarse, observamos dos tendencias debido a la tasa de resbalamiento (“*fallback*”) durante el ciclo, una recta de color roja y otra de color azul.



**Gráfico 3.1.1.4.e – Estimación de la presión fluyente.**

Si seleccionamos la parte fluyente de la prueba de presión (*gráfico 3.1.1.4.d, ver sección de anexos*) podemos darnos cuenta del ciclo que este tiene, el cual es de 20 min. dividido en 18 min de reposo y 2 min. de inyección.

La estimación de la presión fluyente para un sistema de levantamiento artificial es diferente a la estimación para un pozo fluyente. En el caso de un sistema por bombeo neumático tenemos que estimar una presión promedio.

La línea roja punteada muestra como la presión de afluencia viene incluso desde antes que el memory registre tal presión como se explico anteriormente (*gráfico 3.1.1.4.e*), por lo que se define como presión promedio fluyente, debido a que esta es variable en un sistema bombeo neumático intermitente, al punto más bajo del registro de presión como muestra la línea negra, esta presión fluyente estimada se usara para la construcción de la curva “*IPR*” de los pozos.

### **3.2 Generación de la curvas “IPR”**

Los cálculos necesarios para calcular un “*IPR*” para un flujo bifásico han sido tediosos, sin embargo las aproximaciones de “*Weller*” para un reservorio gobernado por un mecanismo por gas en solución fueron programadas para computadoras de alta tecnología y capacidad.

La solución involucra algunas asunciones tales como:

- Un reservorio circular y completamente limitado y con un pozo ubicado en la parte central.

- La porosidad media es uniforme e isotrópica con una constante saturación de agua en todos los puntos.
- La compresibilidad del agua puede ser despreciada.
- Los efectos de gravedad pueden ser despreciados.
- La composición y el equilibrio son constantes para el crudo y el gas.
- Existe la misma presión para ambas fases.

Por otro lado “*Vogel*” basado en estas asunciones propuso un método para calcular el “*IPR*” para reservorios con mecanismo de gas en solución que es el que tomaremos en consideración.

### **3.2.1 Construcción “IPR” del pozo “CC-17A” – área “Lobitos” Costa afuera**

*Vogel*, quien se baso en los resultados de un trabajo en el cual él había usado un modelo de reservorio matemático para calcular el “*IPR*” para pozos de petróleo para reservorios saturados. La aplicabilidad de este estudio que él hizo fue solo para reservorios saturados con mecanismo de impulsión por gas en solución lo que conlleva a utilizar este método para nuestro propósito, puesto que el mecanismo de impulsión que se tiene en el norte del Perú es el de gas en solución.

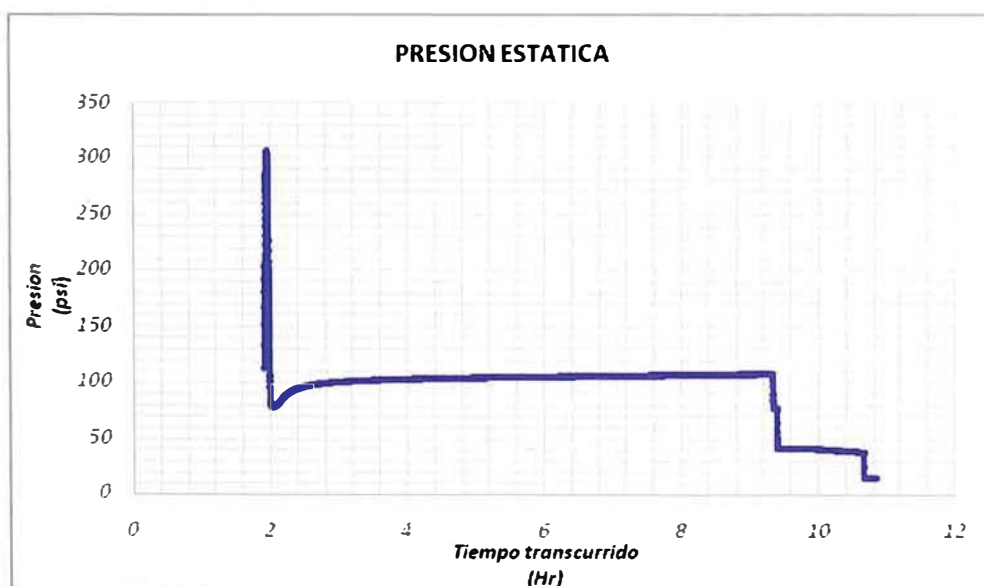
El método de “*Vogel*” (*figura 3.2.1.a y 3.2.1.b ver sección de anexos*), fue desarrollado usando el modelo de reservorio de “*Weller*” mencionado anteriormente el cual se aplica para la generación de curvas “*IPR*’s” para un rango variado de condiciones.

Después de realizar el análisis del comportamiento de presión de este pozo se procedió a efectuar los cálculos de los factores que intervienen en el cálculo de su curva “*IPR*”. En base a las curvas generadas por los registros de presión se hicieron

los cálculos y asunciones necesarias con el propósito de hallar el potencial del pozo dentro del contexto en el cual el pozo se encontraba produciendo.

Los factores que intervienen en el cálculo del "IPR" fueron hallados utilizando el gráfico de registro de presión y datos de producción promedio recopilados de los reportes diarios y mensuales de producción (mediante el programa "OFM 2005" para obtener tanto datos esporádicos y estáticos).

Para poder estimar la presión del reservorio, el valor de la presión estática tuvo que ser extrapolada. Esta presión extrapolada fue al mismo tiempo correlacionada con algunos datos de presión de pozos circundantes correspondientes al mismo bloque y pertenecientes a la misma formación. En este caso la formación seleccionada para realizar la prueba fue "Pariñas" ya que es en esta zona donde se encuentra el punto de levantamiento.

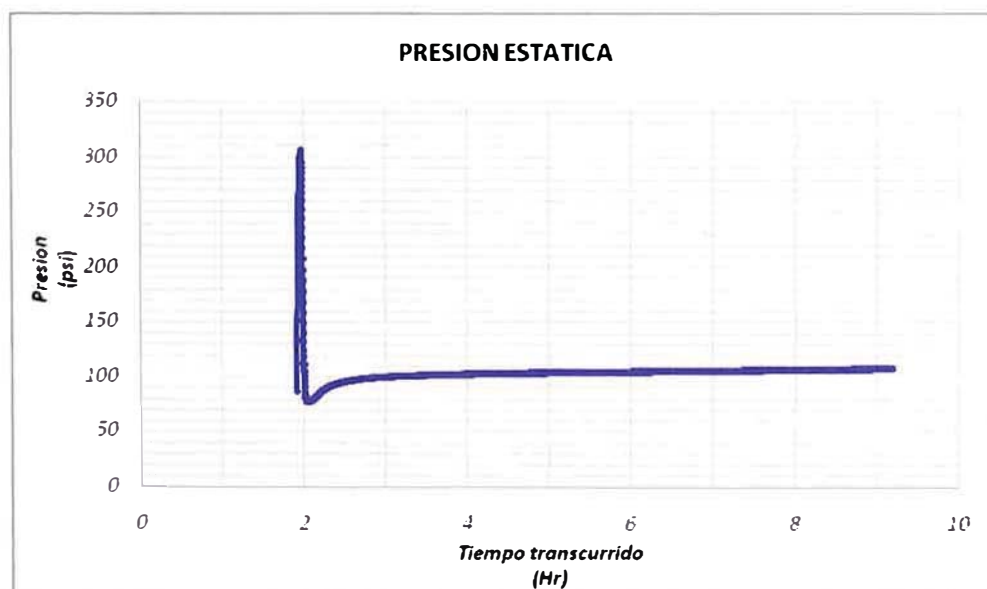


**Gráfico 3.2.1.a**

El *gráfico 3.2.1.a* muestra la prueba estática completa hasta el momento en el cual el “*memory gauge*” llega a superficie, generalmente en la última parte de la prueba se hacen paradas durante la subida de la herramienta con el objetivo de obtener la gradiente del gas, sin embargo la gradiente del gas en términos generales es prácticamente despreciable (*entre 0.001 y 0.002 psi/1000ft*).

El *gráfico 3.2.1.b* muestra la prueba de presión estática para una escala en la cual solo se registra el tiempo de restauración de presión.

Una vez ubicada la zona de restauración de presión se procedió a extrapolar dicha curva estabilizada según la gradiente de incremento de presión que esta tenía. Se considero prudente un tiempo de 6 días adicionales que equivale a 72 horas, después de terminar la prueba para estimar una presión estática lo más representativa y razonable posible.



**Gráfico 3.2.1.b**

El resultado de la extrapolación a 72 horas adicionales fue una presión estática de 175 psi (*gráfico 3.2.1.c ver sección de anexos*). Cabe resaltar que probablemente no se ha llegado a los límites del reservorio ya que en una prueba de restauración de presión (*build up - figura 3.2.1.c ver sección de anexos*) por el método de “Homer” se realiza después de una prueba extendida de producción para una presión fluyente estabilizada. Sin embargo para nuestro caso el tiempo de restauración fue de 7 horas. Por tal motivo la presión estática producto de la extrapolación solo será considerada referencial para estimar el comportamiento de producción mediante el “IPR”.

La presión estática estimada mediante la extrapolación fue machada con registros de presión de pozos vecinos para corroborar la relevancia del dato obtenido como se menciono anteriormente.

Por otro lado habiéndose ya se descrito la metodología y el análisis que se realizo para estimar la presión fluyente para un pozo asistido por un sistema de levantamiento artificial por bombeo neumático intermitente, la presión fluyente promedio resulto ser 78 psi para un caudal de fluido de 21 *Bls/d*. Aplicando la formula de presiones y caudales adimensionales de “Vogel” mostrado en la parte inferior se obtuvo un caudal máximo de 28 *Bls/d*, esto significa que nos encontramos al 75% del máximo potencial de producción como muestra el punto rojo del “IPR”.

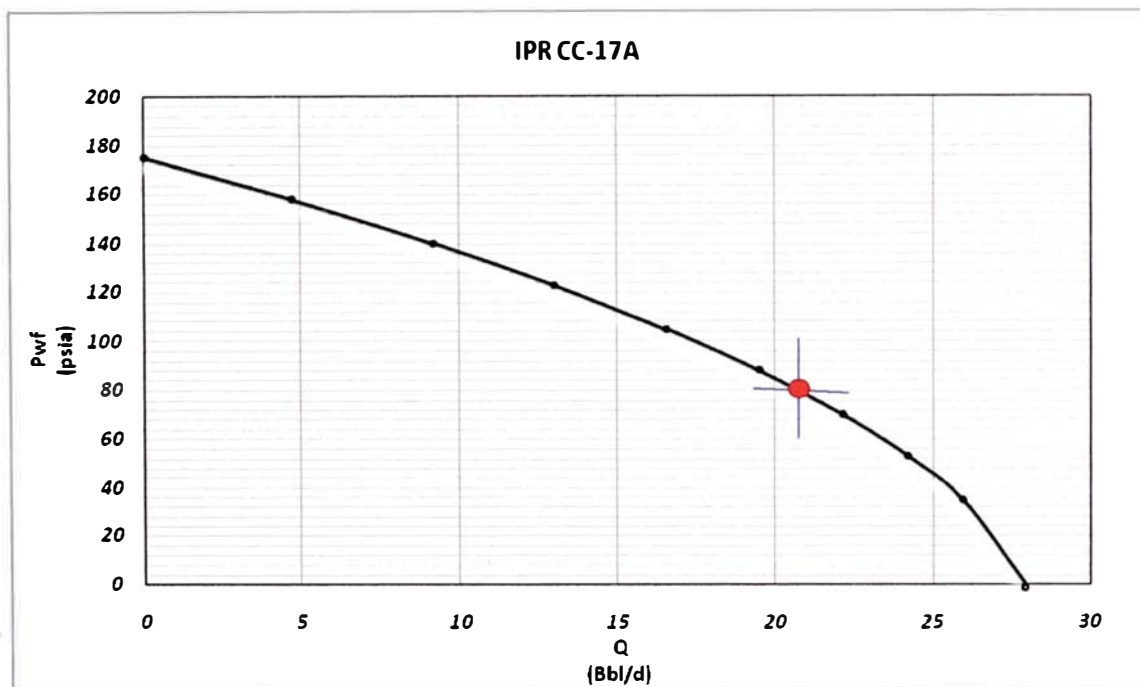
Para graficar el “IPR” utilizaremos la ecuación de “Vogel”.

$$\frac{Q_l}{Q_{l(max)}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \dots (3.2.1.1)$$



En donde:

- : Caudal líquido crudo más agua (Bls/d).
- : Caudal máximo líquido crudo más agua (Bls/d).
- : Presión fluyente de fondo (psi).
- : Presión estática del reservorio (psi).



**Gráfico 3.2.1.e – IPR del pozo "CC-17A".**

Q	Pwf
0	175
5	158
9	140
13	123
17	105
19	88
22	70
24	53
26	35
28	0

**Cuadro 3.2.1.a – Data de producción.**

Q =	21	psi
Pwf =	78	psi
Pr =	175	psi
Qmax =	28	psi

**Cuadro 3.2.1.b – Resultados de la ecuación de Vogel.**

El gráfico 3.2.1.e, muestra la construcción del “IPR” para el pozo “CC-17A” y los cuadros (cuadro 3.2.1.a y cuadro 3.2.1.b) muestran la data resultante y requerida de la tabulación.

Sabemos teóricamente según la acotación de “Vogel” que en la mayoría de aplicaciones de este método el error de la tasa de afluencia de fluido predicho es menor al 10% pero tiende a incrementarse al final de la etapa de depletación hasta un 20 %. Esto quiere decir en otras palabras que en realidad nunca es posible llegar a la máxima tasa de producción pero si aproximarse hasta un valor cercano al 90 % de la tasa máxima y esto debido a los errores de cálculo que podrían generarse a las asunciones tomadas en consideración.

### **3.2.2 Estimación del índice de productividad**

Con respecto al cálculo del índice de productividad de los pozos, es considerado que la afluencia del caudal dentro de los pozos es directamente proporcional al diferencial de presión que existe entre el reservorio y la cara de la arena para presiones de reservorio que se encuentran por encima de la presión de burbuja. De este modo podemos decir que la variación de la producción se encuentra relacionada directamente a la caída de presión en la cara de arena (presión fluyente).

Para un sistema de flujo radial para fluidos incompresibles la ecuación final de “Darcy” integrada resulta ser la siguiente expresión para cualquier condición inicial y final.

$$\frac{Q_o}{2\pi h} \int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{r} = \frac{0.001127k}{\mu_o \beta_o} \int_{p_1}^{p_2} dp \quad \dots (3.2.1.2)$$

En donde:

- $Q_o$  : Caudal de producción de crudo (*Bls/d*).
- $r$  : Radio de posición en el reservorio (*ft*).
- $h$  : Espesor del reservorio (*ft*).
- $\mu_o$  : Viscosidad de crudo (*cp*).
- $\beta_o$  : Factor de formación de crudo (*STB/Bl*).
- $k$  : Permeabilidad (*md*).
- $p$  : Presión (*psi*).

Por otro lado se tiene la ecuación de la difusividad, la cual toma como condiciones la ecuación de la continuidad, la ecuación de transporte basada en la ecuación de "Darcy" y la ecuación de la compresibilidad la cual es una ecuación de estado. Para la resolución de esta ecuación se necesita tener dos condiciones de límite como son el hecho de que la formación produce a una tasa constante y que no hay flujo fuera de los límites así como que el reservorio se comporta como si tuviese un tamaño infinito.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{n} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \dots (3.2.1.3)$$

La ecuación mostrada en la parte superior es conocida como la ecuación de la difusividad, la cual ya hemos descrito. Esta ecuación describe la presión en función del tiempo y la posición dentro del reservorio, para ello "Matthews y Russell" (1967), propusieron la siguiente solución a la ecuación de la difusividad para un reservorio de tamaño infinito:

$$p(r, t) = p_i + \left( \frac{70.6 Q_o \mu_o \beta_o}{kh} \right) E_i \left( \frac{-948 \phi \mu c_t r^2}{kt} \right) \quad \dots (3.2.1.4)$$

En esta ecuación de doble variable la función matemática  $E_i$  es llamada la función exponencial y es definida por:

$$E_i(-x) = - \int_x^{\infty} \frac{e^{-u} du}{u} = \left[ \ln x - \frac{x}{1!} + \frac{x^2}{2(2!)} - \frac{x^3}{3(3!)} + \dots \right] \quad \dots (3.2.1.5)$$

Cuando el valor del parámetro  $x < 0.01$  la expresión (3.2.1.4) se reduce a la siguiente expresión:

$$p(r, t) = p_i + \left( \frac{162.6 Q_o \mu_o \beta_o}{kh} \right) \left[ \log \left( \frac{kt}{\phi \mu c_t r^2} \right) - 3.23 \right] \quad \dots (3.2.1.6)$$

En la mayoría de los casos lo que a nosotros los ingenieros nos interesa conocer es la presión fluyente en el fondo del pozo, entonces en la cercanía de la pared del pozo el radio para una determinada posición es igual al radio del pozo para lo cual la expresión (3.2.1.6) quedaría así:

$$p_{wf} = p_i + \left( \frac{162.6 Q_o \mu_o \beta_o}{kh} \right) \left[ \log \left( \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \quad \dots (3.2.1.7)$$

En donde:

- $p_{wf}$  : Presión fluyente de fondo ( *psi* ).
- $p_i$  : Presión inicial del reservorio ( *psi* ).
- $k$  : Permeabilidad ( *md* ).
- $h$  : Espesor de la arena ( *ft* ).
- $Q_o$  : Caudal de producción de crudo ( *Bls/d* ).
- $\mu_o$  : Viscosidad ( *cp* ).
- $\beta_o$  : Factor de formación ( *STB/Bl* ).

- $t$  : Tiempo (Horas).
- $\emptyset$  : Porosidad (%).
- : Compresibilidad total ( $psi^{-1}$ ).
- : Radio del pozo (ft).

Teniendo la posición fija en la cercanía del pozo solo quedaría el valor variable del tiempo, el cual sería el único factor que afectaría el valor de la presión fluyente ya que los otros parámetros son constantes.

Sin embargo la expresión (3.2.1.7) podría ser ordenada de la siguiente manera:

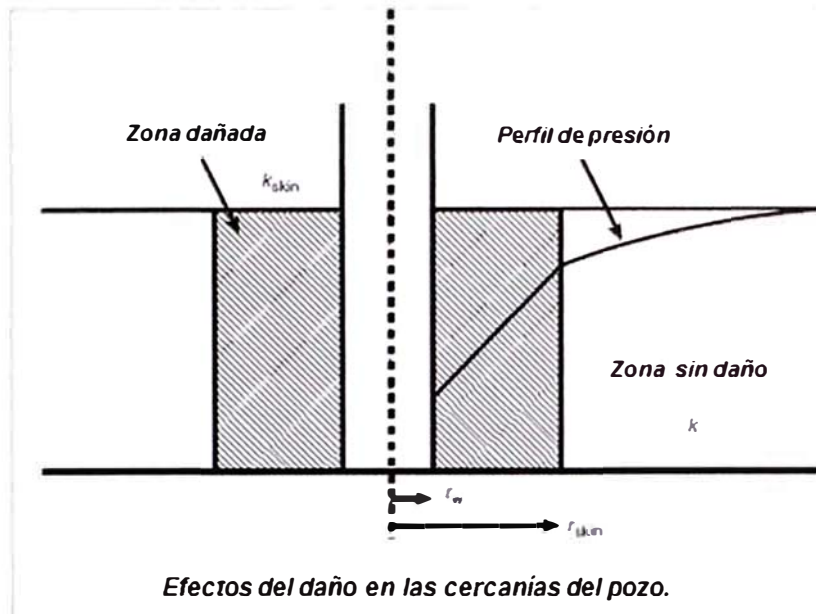
$$p_{wf} = p_i + \left( \frac{162.6Q_o\mu_o\beta_o}{kh} \right) \left[ \log(t) + \log\left( \frac{k}{\emptyset\mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \dots (3.2.1.8)$$

Simplificando esta última ecuación llegamos a la siguiente ecuación la cual mostrara la relación directa que existe entre el tiempo y la presión fluyente.

$$p_{wf} = a + m \cdot \log(t) \dots (3.2.1.9)$$

En resumen, la relación entre la variación de presión y el caudal de producción está dada por la siguiente expresión para un flujo radial según "Darcy".

$$J = \frac{q_o}{(P_s - P_{wf})} = \frac{0.00708k_o h}{\mu_o\beta_o \left[ \ln\left( \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} \dots (3.2.1.10)$$

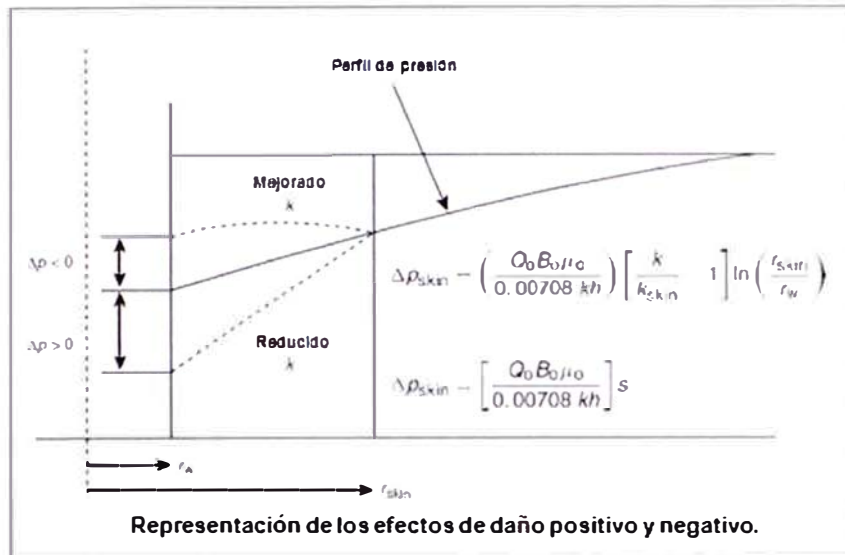


**Figura 3.2.2.a – Efectos del daño en la cara de la arena.**

Como vemos otro factor que afecta el índice de productividad es el factor “skin” o daño el cual es mostrado en el gráfico donde se puede apreciar la caída de presión (figura 3.2.1.a y 3.2.2.b).

El efecto del daño es alterar la distribución de presión en las cercanías del pozo. En el caso de un pozo dañado la zona de daño causa una adicional pérdida de presión en la formación, lo opuesto sucede en un pozo sin daño al cual se le ha hecho un trabajo de estimulación.

- Primer caso:  $\Delta P_s > 0$  , lo cual indica una caída de presión adicional debido al daño en la cara de la arena.
- Segundo caso:  $\Delta P_s < 0$  , lo cual indica menos caída de presión debido al mejoramiento en la cara de la arena.
- Tercer caso:  $\Delta P_s = 0$  , lo cual indica que ningún cambio en la condición de la cara de la arena ocurre.



**Figura 3.2.2.b – diferencial de presión en la cara de la arena.**

El valor del daño indica el efecto que este causa en el comportamiento del perfil de presión, un valor positivo significará el daño en la cara de la arena y un valor negativo un efecto de mejoramiento de las condiciones de la cara de la arena. Para el cálculo del índice de productividad se debe utilizar en general la tasa bruta la cual toma en cuenta la producción de agua.

Una vez entendida, la procedencia de los datos obtenidos como son el  $P_s$ ,  $P_{wf}$ , y el caudal líquido  $Q_l$  de la prueba, procederemos a calcular el índice de productividad usando la fórmula siguiente:

$$J = \frac{Q_l}{P_s - P_{wf}} \dots (3.2.1.11)$$

En donde:

- $J$  : Índice de productividad (Bls/d/psi).
- $Q_l$  : Caudal de producción de crudo (Bls/d).
- $P_s$  : Presión estática (psi).
- $P_{wf}$  : Presión fluyente de fondo (psi).

$$J = \frac{21}{175 - 78} = 0,216 \frac{\text{Bbl}}{\text{psi}}$$

A continuación se muestra la escala típica de valores de índice de productividad.

- Baja productividad:  $J < 0,5$
- Productividad media:  $0,5 < J < 1,0$
- Alta productividad:  $1,0 < J < 2,0$
- Excelente productividad:  $2,0 < J$

Según esta clasificación de rangos de niveles de índice de productividad el valor del índice de productividad del poco "CC-17A" corresponde a la categoría de bajo índice de productividad.

### **3.2.3 Efectos de la contrapresión en el "IPR"**

Teóricamente según el gráfico de la curva "IPR" si nos movemos a través de ella hacia la derecha podremos incrementar el caudal líquido. El "IPR" es la relación que existe entre el caudal líquido total y la presión fluyente para una determinada presión del reservorio, en este sentido el único factor que sería posible variar sería la presión fluyente la cual está compuesta de la columna de líquido que se obtiene por ciclo, la columna de gas (gradiente en peso) y la presión de cabeza (contrapresión) para un determinado tiempo:

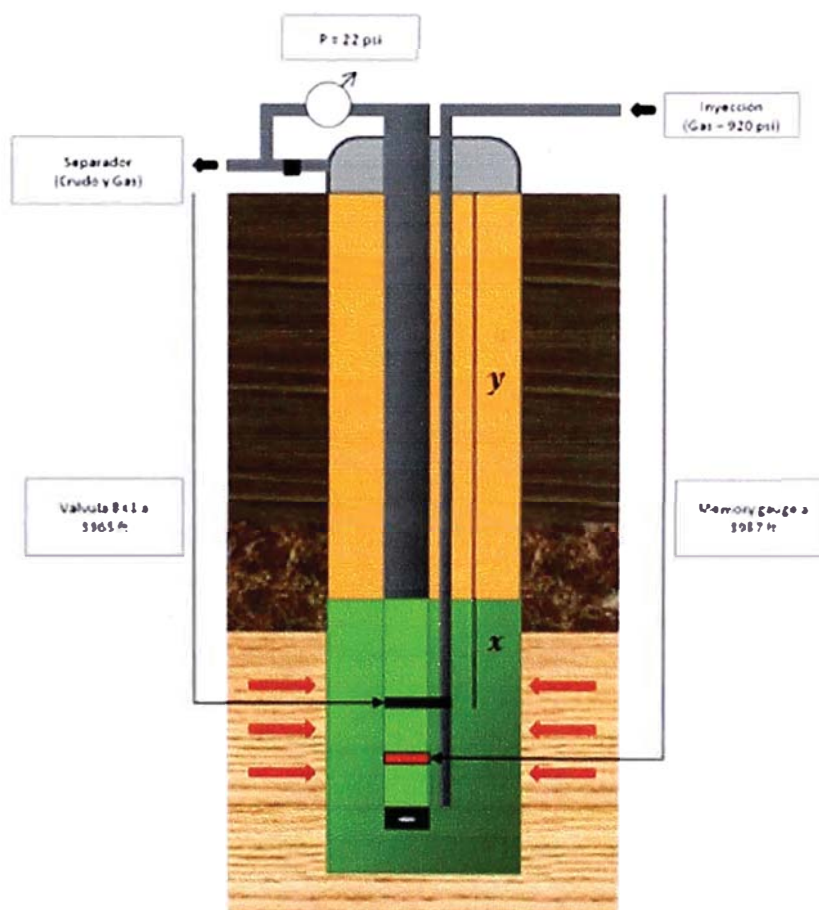
$$P_{wf} = P_h (\text{columna de fluido}) + P_{gas} (\text{columna de gas}) + P_{cabeza} \dots (3.2.3.1)$$

Los pozos ya se encuentran optimizados por lo que la columna de fluido que se tiene es prácticamente la máxima a la cual debería acumularse para obtener la mayor producción crudo por día, por lo que este factor se mantendría constante, lo mismo



sucede con el valor que genera el peso de la columna de gas ya que la profundidad también se mantendría constante y debido a que la gradiente de presión del gas es casi despreciable.

En la *figura 3.2.3.a* mostrada  $x$  es la altura de nivel de fluido,  $y$  es altura de la columna de gas y la barra horizontal de color rojo es el “*memory gauge*”. El único factor que puede ser manejado es la presión de la cabeza del pozo la cual genera una restricción para la recuperación de fluido durante el tiempo de llenado.



**Figura 3.2.3.a – Composición de la presión fluyente.**

$$P_{BK1} = P_{memory} - \nabla_{crudo}(h_{memory} - h_{BK1}) \quad \dots (3.2.3.2)$$

$$P_{BK1} = 86 \text{ psi} - \left(0,35 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}\right)(3987 \text{ ft} - 3965 \text{ ft})$$

$$P_{BK1} = 78 \text{ psi}$$

Las gradientes de crudo y gas fueron obtenidas de los datos de la prueba de presión, la gradiente de crudo (línea verde) y de gas (línea roja) se diferencian notablemente como muestra el gráfico 3.2.3.a.

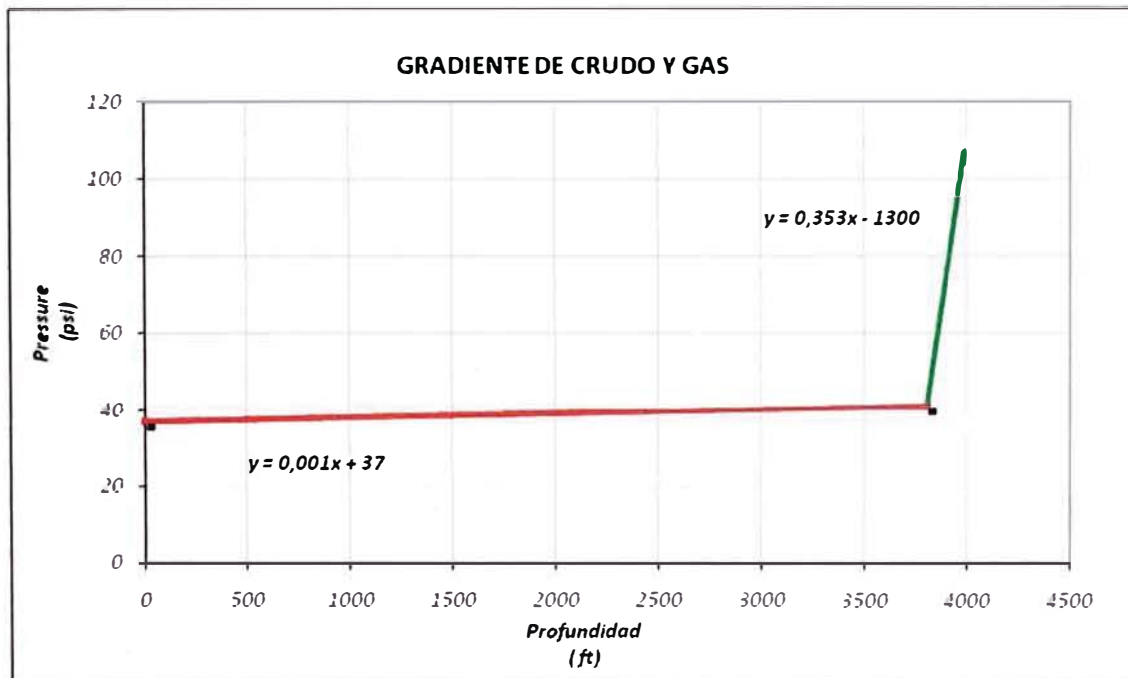


Gráfico 3.2.3.a

Luego tenemos que la presión fluyente también se puede obtener por la siguiente relación:

$$P_{BK1} = y\nabla_{gas} + x\nabla_{crudo} + \text{Contrapresion} + P_{atm} \quad \dots (3.2.3.3)$$

$$P_{BK1} = y \left(0,0011 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}\right) + x \left(0,35 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}\right) + 22,5 + 14,7 \text{ psi}$$

$$P_{BK1} = y \left( 0.0011 \frac{psi}{ft} \right) + x \left( 0.35 \frac{psi}{ft} \right) + 37,2 \text{ psi}$$

$$78 = y \left( 0.0011 \frac{psi}{ft} \right) + x \left( 0.35 \frac{psi}{ft} \right) + 37,2 \text{ psi}$$

$$0.0011y + 0.35x + 37,2 = 40.8 \dots (3.2.3.4)$$

Por otro lado tenemos la ecuación de la suma de las distancias  $x$  y  $y$

$$x + y = 3965 \text{ ft} \dots (3.2.3.5)$$

Entonces de la ecuación (3.3.14) y (3.3.15) tenemos:

$$x = 104 \text{ ft}$$

$$y = 3861 \text{ ft}$$

De esta manera se calculo los valores del aporte del gas y crudo en presión para la estimación de la presión fluyente el cual arroja como resultado final para este pozo en particular la siguiente expresión, la cual tiene como objetivo final la cuantificación de la presión fluyente.

Reemplazando en la ecuación (3.3.13) tenemos:

$$P_{BK1} = (3861 \text{ ft}) \left( 0.0011 \frac{psi}{ft} \right) + (104 \text{ ft}) \left( 0.35 \frac{psi}{ft} \right) + \text{Contrapresion} + 14,7 \text{ psi}$$

$$P_{BK1} = 55,34 \text{ psi} + \text{Contrapresion} \dots (3.2.3.6)$$

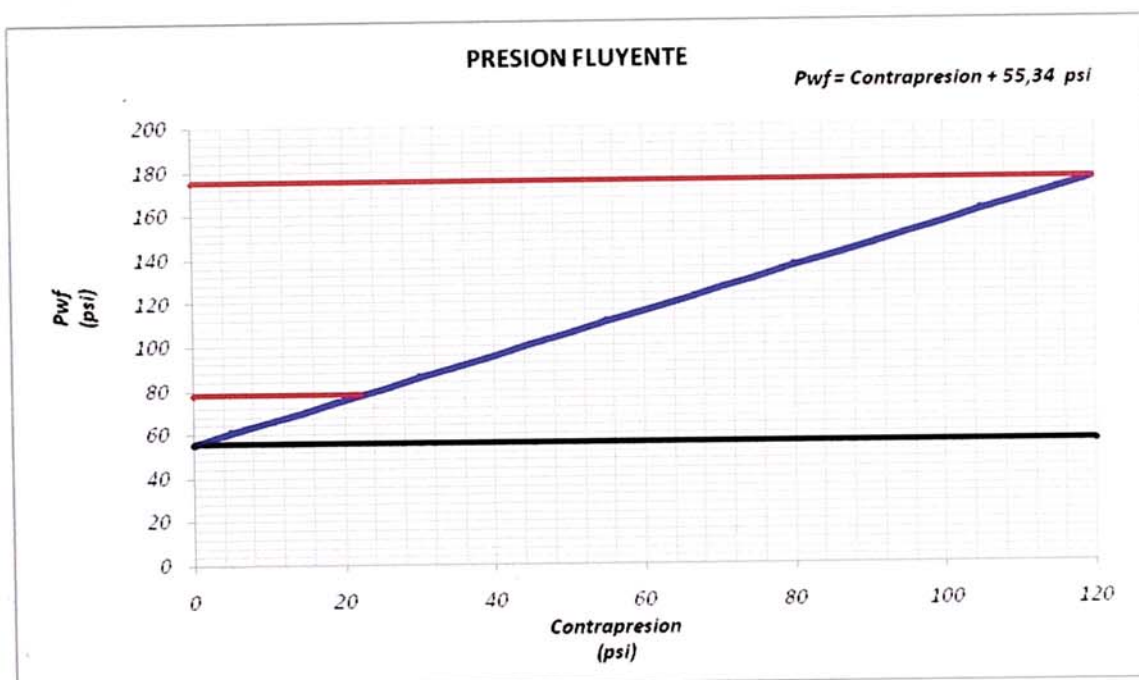
Para este caso si usamos como nodo del análisis justo a la profundidad de la válvula operativa "BK1" entonces:

$$P_{BK1} = P_{wf} \dots (3.2.3.7)$$

Por lo cual la expresión (3.3.16) quedaría de la siguiente manera:

$$P_{wf} = 55,34 \text{ psi} + \text{Contrapresion} \dots (3.2.3.8)$$

Si graficamos esta última ecuación, la cual es de la forma  $P_{wf} = \text{Contrapresión} + 55,34 \text{ psi}$ , tendremos la función lineal tal como muestra el *gráfico 3.2.3.b.*, en donde la línea superior de color rojo representa la presión estática extrapolada anteriormente y las líneas roja inferior y negra representan la contrapresión actual y la mínima presión hasta la cual se podría llegar a reducir la contrapresión respectivamente.

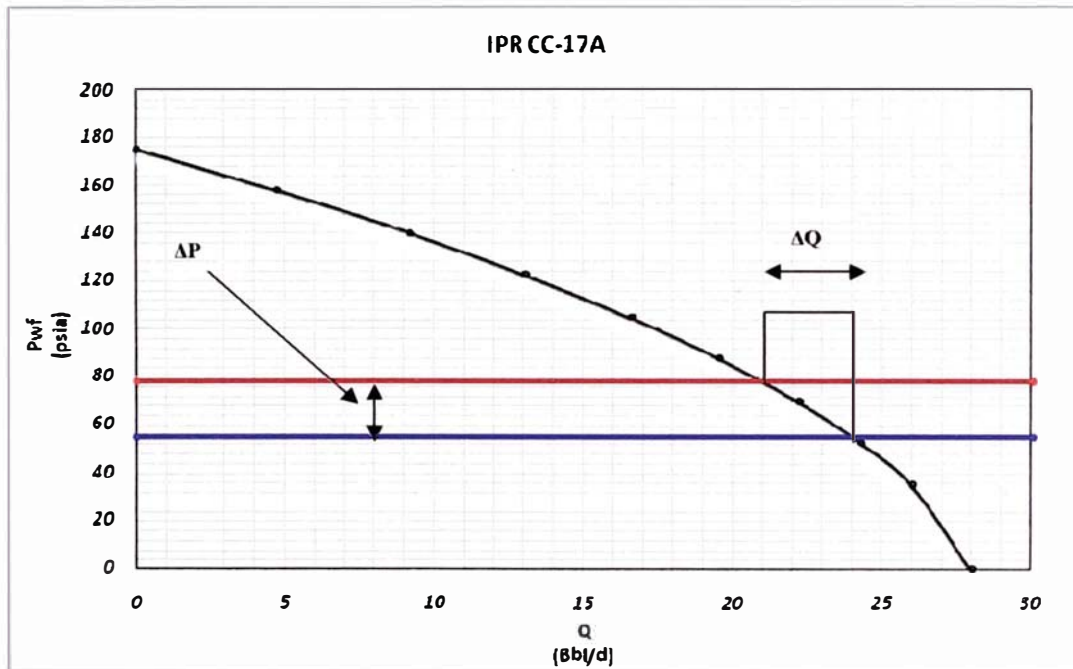


**Gráfico 3.2.3.b – Análisis de la contrapresión.**

En el gráfico inferior *gráfico 3.2.3.c* (ver sección de anexos) se muestra la zona entre la contrapresión actual y la mínima contrapresión hasta la cual podríamos llegar a reducir de manera ampliada.

La zona en la cual se debe trabajar es en la zona roja resaltada en el gráfico. Cuanto más nos movamos hacia la derecha del gráfico más beneficios de reducción de contrapresión se tendrá como se muestra en el *gráfico 3.2.1.h*. Además si queremos obtener un diferencial de caudal adicional tendremos que generar un diferencial de

presión a favor de la reducción de la contrapresión como muestra la línea azul, por tal motivo es necesario reducir esta restricción ya que es la única manera de reducir la presión fluyente y así conseguir este propósito.



**Gráfico 3.2.3.d – Reducción de la presión fluyente.**

## CAPÍTULO 4

### COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA BOMBEO NEUMÁTICO FRENTE A LAS PARADAS DE LOS COMPRESORES

El sistema de bombeo neumático asistido en el área de “Lobitos” es un complicado circuito de mallas el cual tiene como principales objetivos el transporte de los hidrocarburos producidos y la eficiente distribución del gas de inyección (bombeo neumático) así como el gas producido (gas para ventas). De este modo lo que suceda en una plataforma como por ejemplo, la parada de un compresor afectara no solo a ella misma sino también a las otras circundantes dentro del circuito.

El problema de contrapresión es un factor que afecta notablemente la producción de crudo de los pozos que producen asistidos por el sistema bombeo neumático, lo cual se ve claramente reflejado en los reportes de paradas de compresores sean estos parados por reparación y/o mantenimiento o en el peor de los casos por fallas mecánicas del compresor.

A continuación veremos los efectos generados debido a la parada de un compresor y la oportunidad que a su vez esto genera para el análisis e interpretación de la data generada por este evento.

#### **4.1 Efecto de la contrapresión por parada de compresores**

La contrapresión es una presión adicional a la presión estándar del sistema, esta presión se genera mayormente por la parada de un compresor ya que este deja de comprimir el gas proveniente de los separadores (bombeo neumático + gas

producido), lo cual genera una acumulación de gas fuera de lo normal, generando así un incremento en la presión del sistema, la cual tiene un valor mayor a los 18 psi, el cual es la presión en cabeza de los pozos en promedio (estándar) en todo el campo de "Lobitos".

Este incremento de presión al aumentar la presión en la cabeza de los pozos crea una restricción que actúa en todo momento tanto en el periodo de acumulación (generación de la columna de fluido) así como en el preciso momento que estos se encuentran produciendo.

Con ayuda de registradores podemos observar también claramente la disminución de gas producido representado por una disminución de la presión diferencial y un aumento de la presión fluyente. Entonces desde el momento en que el compresor deja de funcionar se genera una pérdida de producción progresiva que es registrado en el reporte de producción.

Por otro lado, la parada de un compresor implica enviar gas de alta presión (bombeo neumático) de una plataforma a otra lo cual significaría también una deficiencia de este si es que el consumo de gas de inyección de la plataforma es alto y aunándose a ello el sistema sería más ineficiente si es que existiese un cruce de inyección de gas (desincronización) entre dos pozos o más.

#### **4.2 Estimación de la pérdida de producción por parada de compresores**

La principal consecuencia de la parada de un compresor es la pérdida de producción la cual se va incrementando gradualmente a medida que pasa el tiempo desde el momento en que este deja de funcionar. Entonces es posible realizar un gráfico del

comportamiento de la producción con respecto a la contrapresión el cual nos bosquejaría un panorama más claro de esta anomalía de producción.

En abril del 2008, el compresor de la plataforma "LO6" fue parado debido a un programa de trabajos (*workovers*) que se realizaría en dicha plataforma, este evento dio una gran oportunidad de analizar con detalle el comportamiento de la producción.

Como se puede observar en el *gráfico 4.2 (ver sección de anexos)*, la producción de crudo disminuye cuando la presión en el sistema comienza a aumentar, este efecto se ve reflejado tanto en el reporte de producción de 12 como en el de 24 horas.

Utilizando la información de producción y la contrapresión generada por la parada del compresor se podría pronosticar cuál sería la pérdida de producción para las siguientes horas luego de haber puesto en funcionamiento al compresor.

Un aspecto a tomar en consideración, el cual es de suma importancia destacar es que el efecto de contrapresión tendrá diferente intensidad en cada plataforma la cual dependerá del potencial de los pozos y de la magnitud que la contrapresión pueda alcanzar en cada una de ellas. Básicamente la magnitud que pueda alcanzar este efecto dependerá del índice de productividad (*IP*) de los pozos como se explico en el *capítulo III*, el cual deberá ser estimado a fin de obtener un valor aproximado de incremento de producción aceptable para los fines de la cuantificación del efecto de la contrapresión del sistema.



### 4.3 Pronostico de declinación

El análisis de la declinación de la producción es un método tradicional para identificar los problemas de producción de un pozo. Sin embargo este análisis utiliza modelos de declinación que a decir verdad poseen poca justificación fundamental, estos modelos incluyen los siguientes:

- Declinación Exponencial.
- Declinación Harmónica.
- Declinación Hiperbólica.

Estos tres tipos de declinación están relacionados mediante la siguiente ecuación de declinación.

$$\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -nq^d \dots (4.3)$$

En donde  $n$  y  $d$  son constantes empíricas para ser determinadas basadas en data de producción. Debido al tipo de declinación que describen las curvas de producción de la mayoría de pozos del área de pozos de "Lobitos" y por su practicidad es que se analizara la obtención de cada una de las relaciones que conlleven a obtener la expresión matemática de una declinación hiperbólica, la cual representara la declinación de la producción en promedio a través del tiempo.

#### 4.3.1 Declinación Exponencial

Analizando la ecuación general de la cual se derivan los tres tipos de declinación anteriormente mencionados podemos discernir que si el valor de  $d$  en la ecuación general es cero entonces dicha ecuación se convertirá en:

$$\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -n \dots (4.3.1.1)$$

Si integramos la ecuación (4.3.1.1) en función del tiempo obtendremos la siguiente expresión:

$$\int_{q_i}^q \frac{dq}{q} = -n \int_0^t dt \dots (4.3.1.2)$$

Entonces reemplazando y ordenando la expresión (4.3.1.2) tenemos que para una declinación exponencial el índice de declinación o el razón de declinación instantánea esta expresada por la siguiente expresión:

$$n = \frac{\ln(q_i/q)}{t} \dots (4.3.1.3)$$

En donde  $n$  en la expresión superior (4.3.1.3) muestra la declinación natural promedio de un determinado reservorio. Si despejamos esta ecuación en función del caudal tendremos la siguiente expresión:

$$q = q_i e^{-nt} \dots (4.3.1.4)$$

Según esta expresión (4.3.1.4) podremos estimar el caudal futuro en función del tiempo y de esta manera la producción.

La *figura 4.3.1* (ver sección de anexos) muestra la curva generada por una típica declinación exponencial la cual graficada en una escala "semi-log" bosqueja una línea recta cuya pendiente es precisamente es el valor de  $n$ , de cuyo valor dependerá la velocidad de declinación de la producción.

### 4.3.2 Declinación Hiperbólica

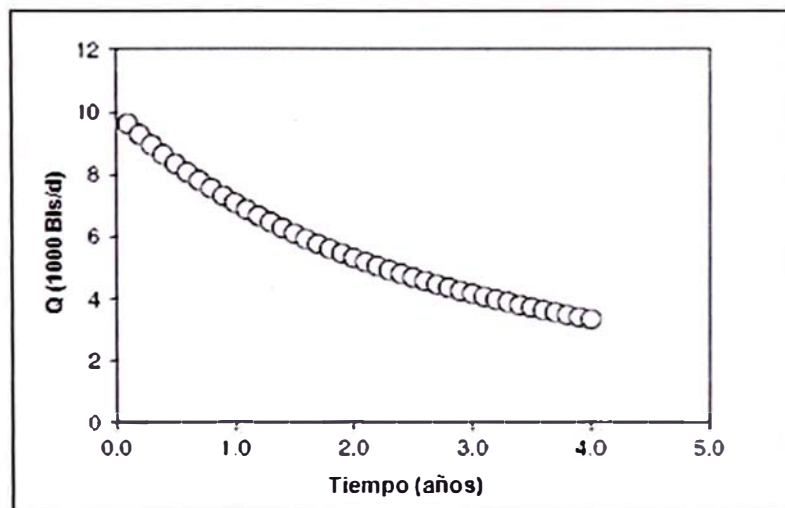
De la ecuación (4.3), la cual es la ecuación general, arreglando e integrado, se derivan las siguientes expresiones cuando  $0 < d > 1$

$$\int_{q_0}^q \frac{dq}{q^{1+d}} = - \int_0^t b dt \quad \dots (4.3.2.1)$$

$$q = \frac{q_0}{(1 + dbt)^{1/d}} \quad \dots (4.3.2.2)$$

$$q = \frac{q_0}{\left(1 + \frac{b}{a}t\right)^a} \quad \dots (4.3.2.3)$$

Donde  $a = 1/d$  mientras que  $a$  y  $b$  son constantes empíricas halladas del ajuste de la data de producción.



**Figura 4.3.1 – Declinación Hiperbólica.**

Este tipo de declinación será utilizado, debido a que es el que mejor se acomoda al comportamiento de producción de los reservorios de mecanismo por gas en solución.

## CAPÍTULO 5

### ESTIMACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD POR INCREMENTO DE CONTRAPRESIÓN DEBIDO A LA PARADA DEL COMPRESOR

Como vimos en capítulos anteriores el incremento de presión cuando se acontece la parada de un compresor genera una gran oportunidad con respecto a la estimación de la pérdida de producción, la cual se origina cuando se incrementa la contrapresión en la cabeza de los pozos. Esta circunstancia permite estimar cuantitativamente el valor del índice de productividad el cual nos podrá dar una idea de la sensibilidad o la capacidad de respuesta que tendrá cada pozo y la plataforma en general con respecto a un determinada reducción de contrapresión que se generará al instalar el *“Sistema Booster Simple o Dual”*.

#### **5.1 Estimación del índice de productividad por plataforma**

Cuando un compresor deja de operar ya sea por falla mecánica o por mantenimiento, la presión en la cabeza de los pozos se ve incrementada, por tal motivo la producción de estos disminuye directamente con en el tiempo por tal razón cuanto mayor tiempo el compresor se encuentre detenido, la pérdida de producción será mayor.

Por otro lado si analizamos de modo general a la plataforma total con respecto a su producción podemos darnos cuenta que podríamos estimar cual sería el índice de productividad para la plataforma total ya que tendríamos la información necesaria para hacerlo tal como son la producción media estándar (mensual – fiscalizada) – ver *cuadro 5.1* en la sección de anexos - la contrapresión en la plataforma, la cual se

registra tanto en los archivos de presión de medición de gas producido como en el separador de totales y la pérdida de producción generada debido a este efecto.

Otro dato importante a resaltar es el tiempo durante el cual el compresor estuvo parado, este dato es de suma importancia ya que de no tenerlo con exactitud se podrían obtener valores exagerados o muy conservadores que afectarían los cálculos.

### **5.1.1 Estimación del “IP” para la plataforma LO16 – área “Lobitos” costa afuera**

A medida que el valor de la contrapresión se va incrementando con el tiempo, la producción disminuye y este valor se va haciendo más severo generándose así una relación inversa como explicamos anteriormente.

Para poder apreciar mejor esta relación que existe entre contrapresión y producción de fluidos se realizó el análisis del efecto que se produjo en dos diferentes fechas para dos distintas paradas de compresor de la plataforma “LO16”, las cuales se produjeron por fallas mecánicas y propias del sistema bombeo neumático interconectado.

Ambos gráficos (*gráfico 5.1.a y gráfico 5.1.b, ver sección de anexos*), muestran el comportamiento de la producción con relación a la contrapresión, los picos o los puntos mínimos de producción que son apreciados en los gráficos son debido al incremento de presión en la cabeza de los pozos.

Para cada evento de parada de compresor se registró la contrapresión y el respectivo efecto que esta trajo consigo tal como muestran los *cuadros 5.1.b y 5.1.c (ver sección de anexos)*, de esta manera se pudo estimar el índice de productividad para la plataforma “LO16” para cada una de las fechas, el cual varía con la intensidad de la

contrapresión generada y a su vez esta varía proporcionalmente con el tiempo durante el cual el compresor se encuentra sin funcionar.

## **5.2 Estimación del índice de productividad por pozo**

El índice de productividad es un factor que indica cuál es la sensibilidad o la variación de caudal de producción de fluido para un  $\Delta P$  determinado, sin embargo si bien es cierto que la estimación del potencial de la plataforma nos da una idea de la respuesta que esta tendría frente a una disminución de contrapresión, no podríamos generalizar una respuesta similar para todos los pozos ya que cada uno de ellos tendrá una diferente respuesta debido a que cada uno de ellos posee un diferente valor de índice de productividad, el cual dependerá de los parámetros de reservorios y de producción que estos tengan.

Para la estimación del índice de productividad de los pozos de manera individual, se aprovecho la oportunidad de la parada de compresor, cuyo índice de productividad se distribuyo tomando en cuenta el porcentaje de producción de cada pozo con respecto a la producción total de la plataforma (*cuadro 5.1.d*). Esta estimación tiene como objetivo hacer una distribución del índice de productividad en relación al potencial de producción de cada pozo, ya que el índice de productividad promedio de la plataforma total se dividirá con respecto a la producción. Obviamente cada pozo tendrá una respuesta diferente frente a un diferencial de presión ejercido en la cara de la arena, sin embargo ya que nos encontramos en la parte final de la curva "IPR" como es el caso de la mayoría de los pozos, la variación en el índice de productividad se comporta de manera casi lineal con el diferencial de presión en la cara de la arena.

IP POR POZO - PLATAFORMA LO16 LOBITOS FUERA DE COSTA					
Pozo	Produccion	% de Produccion	IP	BLT	Convencional
LO16-10	6	2,60%	0,08	1	
LO16-11	4	1,73%	0,06	1	
LO16-12	5	2,16%	0,07	1	
LO16-13	17	7,36%	0,23	1	
LO16-14	37	16,02%	0,51		1
LO16-16	30	12,99%	0,41	1	
LO16-17	8	3,46%	0,11	1	
LO16-18	7	3,03%	0,10	1	
LO16-19	7	3,03%	0,10	1	
LO16-20	6	2,60%	0,08	1	
LO16-21	0	0,00%	0,00		1
LO16-22	0	0,00%	0,00	1	
LO16-23	31	13,42%	0,43		1
LO16-24	15	6,49%	0,21		1
LO16-26	20	8,66%	0,28		1
LO16-7	17	7,36%	0,23	1	
LO16-8	15	6,49%	0,21		1
LO16-9	6	2,60%	0,08	1	

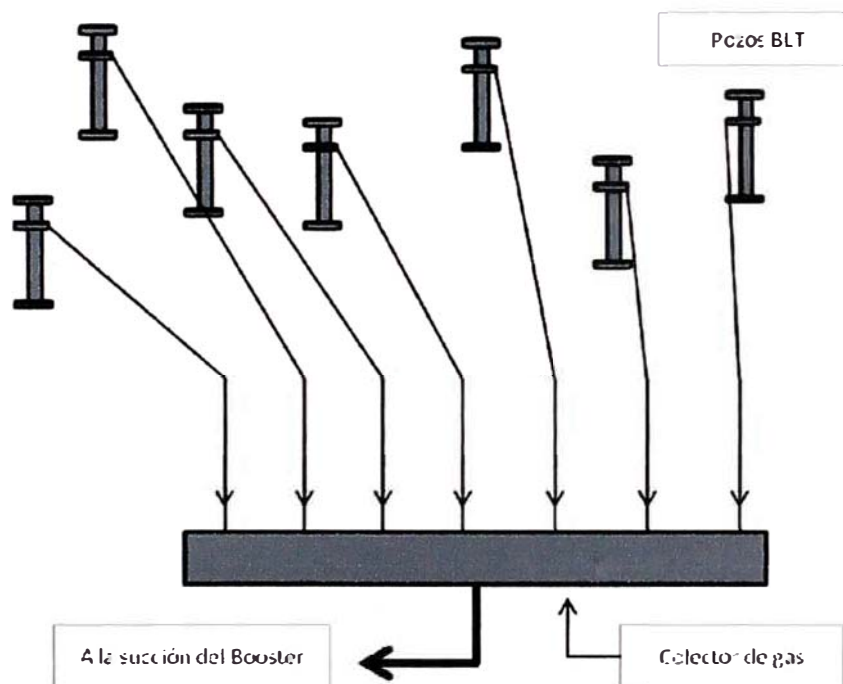
**Cuadro 5.1.d – Índice de productividad por pozo.**

Por otro lado debemos tomar en cuenta que esta estimación, es general, la cual tiene como objetivo hacer una distribución de la ganancia de producción que se tendrá al instalar el “*Sistema Booster Simple o Dual*”, por tipo de instalación o para un conjunto de pozos particularmente seleccionados.

### 5.2.1 “Sistema Booster Simple”

En un sistema “*Sistema Booster Simple*”, la reducción de contrapresión solo beneficiara a los pozos con instalación por bombeo neumático “*BLT*”, ya que el “*Booster*” solo se alimentara del gas producido de los forros de los pozos, por lo que la reducción de contrapresión será notoria en los forros de dicho tipo de instalación.

El gas producido de los forros de los pozos "BLT" se dirigirá a un colector (figura 5.2.1.a), el cual recopilara la producción de gas de los pozos. El elevador de presión (*Booster*) se alimentara del gas recopilado en el colector, en donde la presión se homogenizara y estabilizara hasta llegar a la presión de succión del "*Booster*".



**Figura 5.2.1.a – Colector de gas.**

El gas recopilado se dirigirá primeramente al secador de gas (*scrubber*), ya que el gas que se produce es húmedo. Luego de que el gas es secado, este se dirige a la succión del "*Booster*" pasando previamente por el secador del gas de este. El "*Booster*" eleva la presión del gas hasta la presión de succión de diseño del compresor recíprocante. El gas nuevamente es secado antes de ingresar a la succión del compresor y es aquí, en donde el gas será nuevamente comprimido para generar gas de alta presión (920 psi) para asistir a los pozos de levantamiento por gas. La descripción del proceso se puede ver claramente en la figura 5.2.1.b.



El “Booster” en términos generales tiene como principal función, elevar la presión desde la cabeza de los pozos, hasta la presión de succión del compresor, la cual bordea los 22 psi.

El “Booster” a diferencia del compresor no tiene como principal dificultad la de manejar altos valores de compresión sino mas bien el de manejar grandes volúmenes de gas.

Los factores que deben tomarse en cuenta en este sentido son, temperatura, presión y volumen. En el caso del compresor el problema fundamental es la temperatura ya que al tener que elevar al gas hasta altas presiones, la temperatura se eleva de manera drástica por lo que se recurre a elevar la presión por etapas lo cual minimiza este incremento. Sin embargo en el caso del “Booster” no sucede este problema ya que no se comprime el gas hasta altas presiones por tanto solo se necesitaría de una etapa para llevar la presión de un rango de 0 a 2 psi hasta la presión de succión del compresor (20-25 psi).

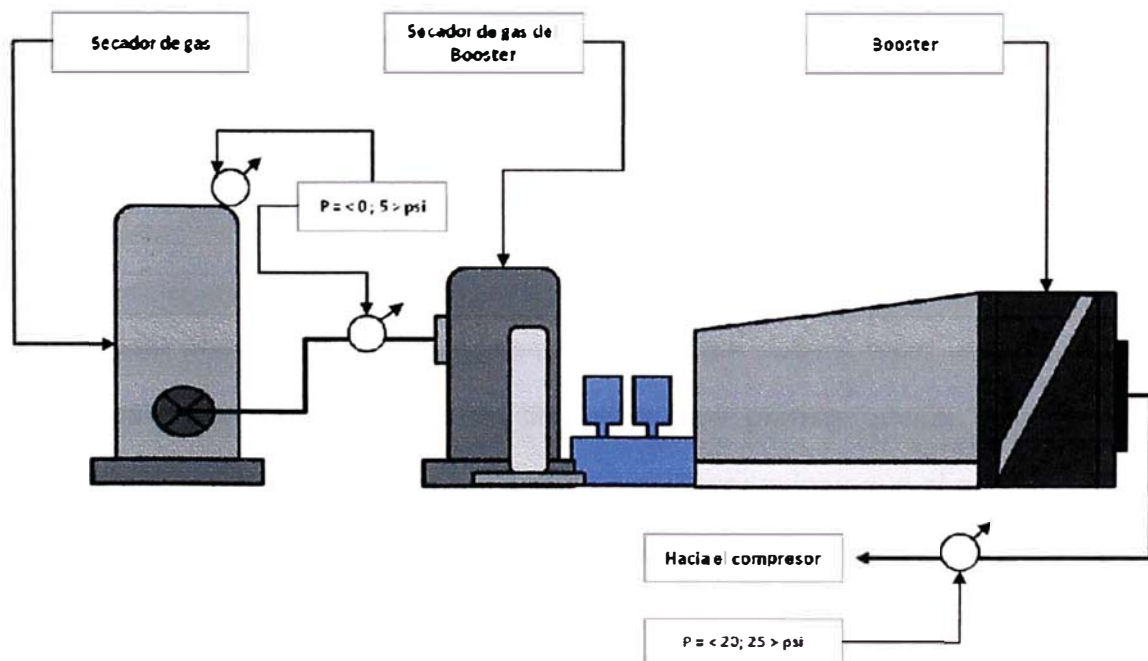


Figura 5.2.1.b

Las causas de las paradas de los compresores son debido a baja succión, alta succión, baja descarga y alta descarga, lo cual indica que si uno de los parámetros de diseño se sale fuera del rango de operación, desencadenará un efecto negativo en el funcionamiento del compresor. Esto mismo aplica para el “Booster”, por tal motivo se realizó la medición de gas de forros puesto que si hubiera deficiencia de gas el “Booster” tendería a detener su funcionamiento.

Por otro lado es importante revisar el panel de control para el registro de la presión, temperatura y revoluciones del motor así como las cartas de registro del performance del “Booster” como son la succión y la descarga del gas con las cuales se puede analizar si el “Booster” está funcionando correctamente.

### **5.2.2 “Sistema Booster Dual”**

En una instalación de un “Sistema Booster Dual”, la reducción de contrapresión no solo beneficia a los pozos con instalación por bombeo neumático “BLT”, sino también a los pozos asistidos por bombeo neumático con instalación “Convencional” ya que la succión del “Booster” en este caso está directamente conectada al separador, así como a los forros y la tubería de producción de los pozos con instalación “BLT” por medio del separador (ya que estos descargarán también hacia el separador). Sin embargo para poder lograr este propósito el separador deberá tener un sistema, el cual deberá contar a su vez con un dispositivo que permita que el “Booster” se encuentre conectado todo el tiempo a los pozos y al separador y que al mismo tiempo permita que este pueda ser descargado cuando el nivel de fluido llegue a su valor regulado para ser descargado (*figura 5.2.2.a, ver sección de anexos*).

La línea del gas neto (bombeo neumático + producido) de producción deberá estar todo el tiempo conectada a la succión del “Booster”, No obstante si este efecto sucediera durante todo el tiempo, no se generaría la suficiente acumulación de presión para el desplazamiento del crudo, debido a que la succión generada por el “Booster” no permitiría que se cuente con una presión necesaria para poder desplazar el crudo producido. Si no se lograra acumular presión, el crudo se acumulará en el separador sin poder ser desplazado a los tanques de almacenamiento, para su posterior traslado a tierra con ayuda del “volumeter”.

Entonces en medida de ello se tiene un sistema el cual permite mantener la presión del separador en el rango de funcionamiento de la presión de succión del “Booster” y que al mismo tiempo permite generar una acumulación de presión para poder desplazar el crudo cuando el nivel de fluido llegue a su valor regulado, ya establecido.

La *figura 5.2.2.b* (ver sección de anexos), muestra el sistema el cual consta de una bolla y un regulador de presión el cual inmediatamente cortara la comunicación entre la línea del gas neto de producción y la línea de la succión del “Booster” cuando el nivel de fluido llegue a la bolla.

En el momento en que el nivel de fluido en el separador llega a la bolla la línea de gas entre el regulador de presión y la válvula de presión se corta generando así que la válvula de presión se cierre, cortándose así de esta manera la comunicación entre la línea de producción del gas neto - “Booster”.

El *figura 5.2.2.c*, muestra el esquema del manejo del gas de forros, el cual viene proveniente de los pozos “BLT” que luego se dirige directamente hacia el colector y de este hacia el “Booster” elevándose la presión hasta la presión de diseño de la succión del compresor.

A diferencia del compresor como se menciono anteriormente el “Booster” no maneja altas presiones ya que es diseñado solo para hacer la función de una interface o sea la de un levantador de presión, el cual ayudará a mantener la presión de succión del compresor dentro de su rango de operación.

Por otro lado el “Booster” maneja altos volúmenes de gas, mas no altas presiones por lo cual este no tendrá problemas con la temperatura, como si la tiene el compresor, sin embargo debido a que este maneja altos volúmenes requerirá de un gran tamaño el cual es prácticamente del tamaño del compresor mismo ,diferenciándose únicamente por el numero de etapas. Sin embargo el tamaño del “Booster” está íntimamente relacionado con la cantidad de caudal de gas que se tenga pensado manejar.

El gas que sale de la descarga del “Booster” es enviado hacia el compresor pasando primeramente por el secador de gas o “scrubber” en donde se recogen los líquidos del gas húmedo además del filtro de flujo tal como muestra la *figura 5.2.2.d (ver sección de anexos)*. Después de salir del compresor se tiene una presión promedio de 920 psi de descarga la cual se utilizara como gas de alta presión para el sistema por bombeo neumático.

### **5.3 Eficiencia del incremento de nivel de fluido**

Cuando generamos un  $\Delta P$ , producto de la reducción de la contrapresión para disminuir el efecto de la restricción en la cabeza de los pozos logramos un incremento en la columna de fluido. Dicho incremento generara a su vez un aumento en la producción por cada ciclo de inyección lo que se traducirá en una sustancial ganancia de producción al día.

El incremento en la columna de fluido o nivel de fluido dependerá básicamente del *IP* del pozo, ya que:

$$IP = \frac{Q_i}{\Delta P}$$

Entonces el nivel de fluido se incrementara en función del nivel de sensibilidad de la formación del pozo a los cambios de presión en cabeza que se puedan generar, sin embargo se tienen dos diferentes tipos de instalaciones por bombeo neumático:

- Instalaciones “*BLT*”
- Instalaciones “*Convencional*”

Para cada uno de estos tipos de instalaciones, se tendrá presente que la respuesta del pozo frente al “*Sistema Booster Simple o Dual*” será distinta, dependiendo del tipo sistema que se instale.

### **5.3.1 Eficiencia del incremento de nivel de fluido para una instalación por bombeo neumático con un “Sistema Booster Simple”**

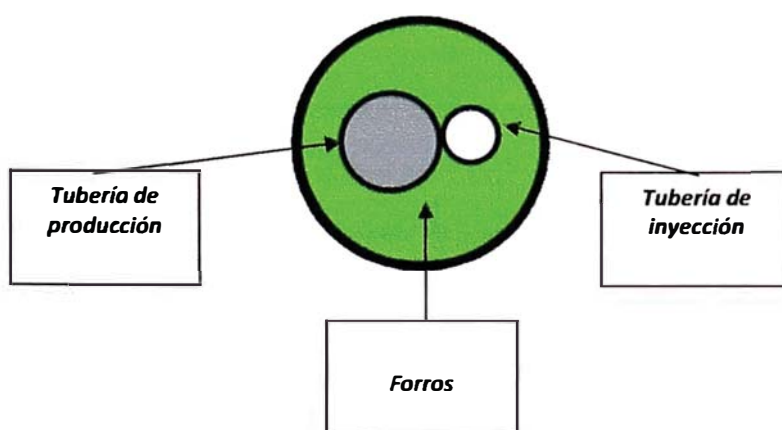
Como explicamos anteriormente en un sistema levantador de presión simple el “*Booster*” solo estará conectado a los forros más no a la tubería de producción por lo que tendremos un desbalance de presiones, lo cual generara a su vez un desbalance de nivel de fluido.

Debido a que el “*Booster*” se encuentra directamente conectado a los forros de la instalación, el nivel de fluido en los forros, vale decir el espacio entre los forros y la tubería tanto de producción así como en la de inyección, tal como muestra el esquema (*figura 5.3.1.a*) se incrementará más en los forros que en la tubería de producción ya

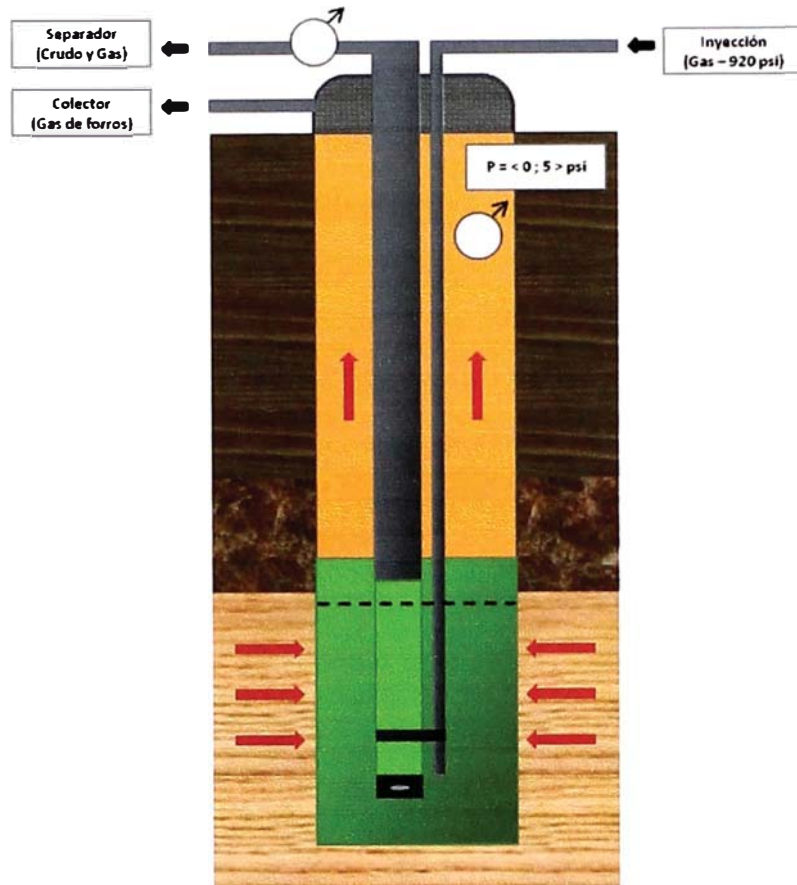
que es en este lugar donde se generará la mayor reducción de contrapresión como muestra el gráfico (figura 5.3.1.b).

En este tipo de sistema tendríamos en la tubería de producción una presión en el rango de 20 a 22 psi y en los forros una presión en el rango de 0 a 5 psi, el cual se encontrará directamente conectado a la succión del “Booster”, para luego alimentar al compresor principal de la plataforma con una presión de descarga en el rango de la presión de diseño de operación de este (20-25 psi).

Por otro lado debido a que el “Booster” se alimenta del gas producido del pozo, se generara que también menos gas se acumule en el separador cuando el pozo produzca, aliviándose en cierta medida el tope de la columna de fluido. Esta explicación física concuerda perfectamente con el análisis del gráfico que se muestra (figura 5.3.1.b). La eficiencia de este sistema dependerá básicamente de una correcta estimación del gas de forros, el cual será la fuente de alimentación del “Booster” y de una buena respuesta del pozo con respecto a la sensibilidad que esta tenga en la cara de la arena.



**Figura 5.3.1.a –Esquema de forros para una instalación de bombeo neumático.**



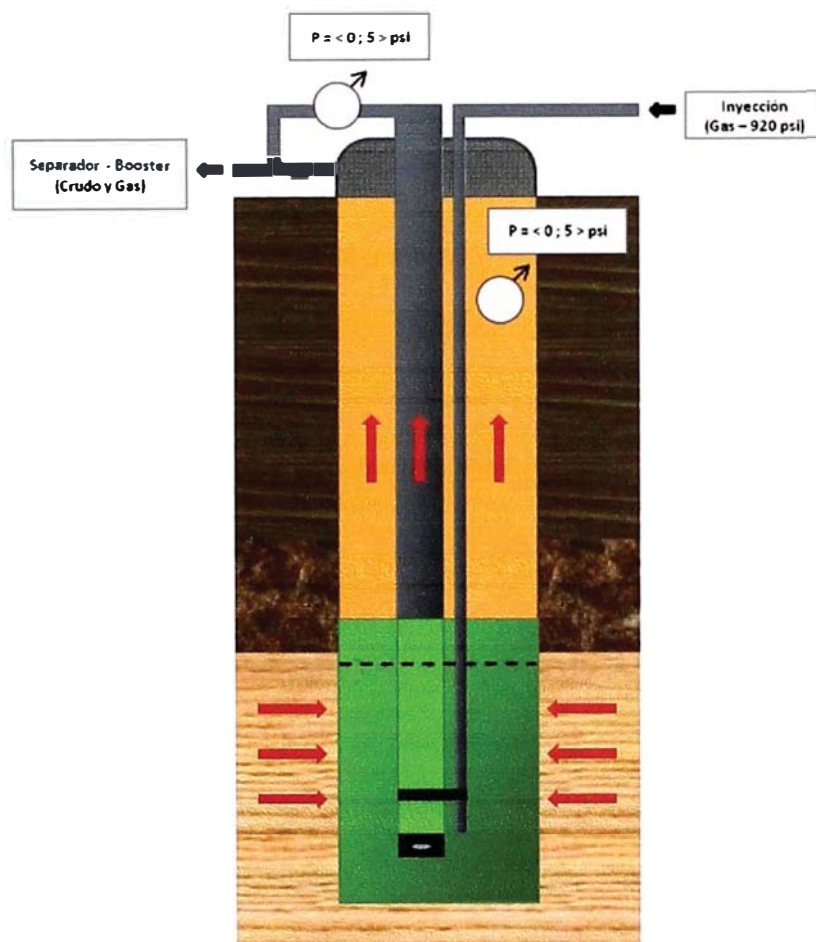
**Figura 5.3.1.b – Instalación “BLT”**

En todo caso la producción en este tipo de sistema se verá incrementada de manera innegable ya que el nivel de fluido se verá incrementado de alguna u otra manera debido a la disminución de la restricción de presión que se genera en la tubería de producción, por lo que cualitativamente hablando este sistema será medianamente eficiente.

### **5.3.2 Eficiencia del incremento de nivel de fluido para una instalación por bombeo neumático con un “Sistema Booster Dual”**

Analizando este sistema podemos darnos cuenta que a diferencia del “Sistema Booster Simple”, la línea de succión del “Booster” está conectada esta vez tanto a los forros de la instalación así como a la tubería de producción por medio del separador,

para el caso de una instalación asistida por bombeo neumático “BLT”, por lo tanto el incremento de nivel de fluido será muy notorio y en este caso no habrá ningún desbalance de presiones como en el caso del sistema “Booster” simple y la eficiencia de incremento de nivel de fluido será mayor que en el sistema “Booster” simple.



**Figura 5.3.2.a – “Sistema Booster Dual (Instalación “BLT”).**

Como muestra el esquema (figura 5.3.2.a) tanto la presión de los forros y la de la tubería de producción se encontrara en el rango de 0 a 5 psi por lo que tendríamos una sustancial ganancia de crudo por ciclo pero como ya mencionamos anteriormente, esta ganancia dependerá también en gran medida del índice de productividad de cada pozo lo cual significa la sensibilidad que cada pozo tendrá frente a un cambio de presión en la cara de la arena.

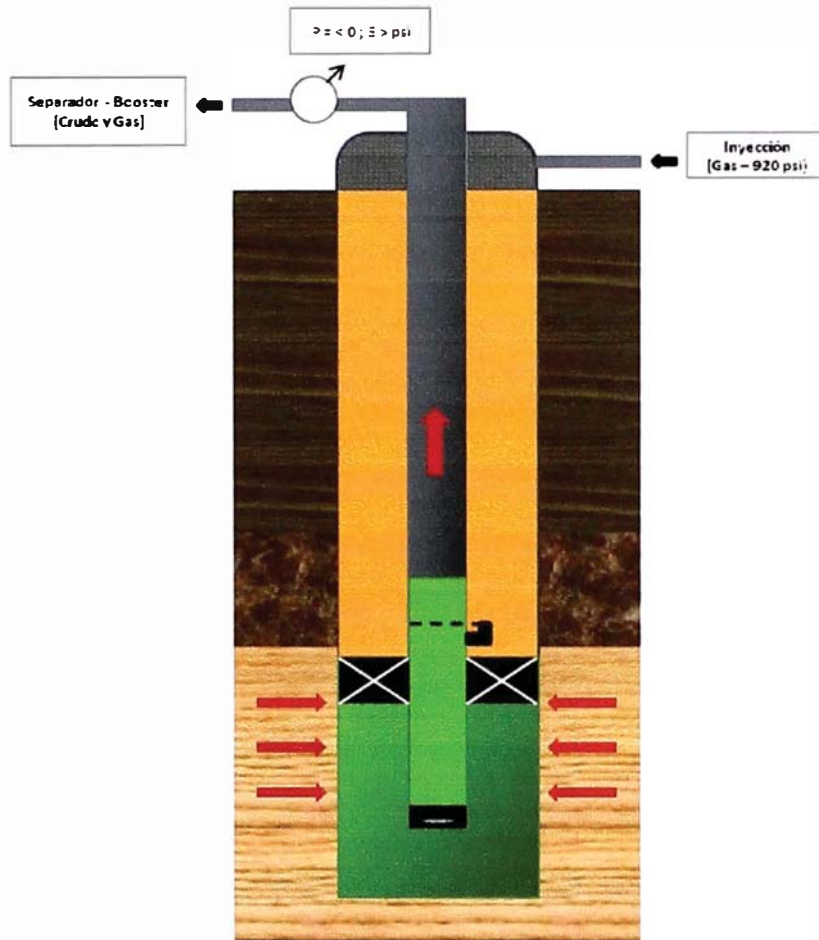


En el caso de una instalación "Convencional" el efecto será distinto ya que en este tipo de instalaciones el gas de inyección se introduce por los forros y se produce por la tubería de producción, pero la capacidad de la tubería de producción de una instalación "Convencional" ( $2 \frac{7}{8}$  ") es mayor que en la de una instalación "BLT", la cual es de  $2 \frac{3}{8}$  " por lo que es en este tipo de instalaciones en donde se produce más por cada inyección dependiendo del nivel de fluido que se haya alcanzado durante su etapa de acumulación.

La línea de succión del "Booster" estará conectada al separador por lo cual estará de manera indirecta conectada con la línea de producción de los pozos con instalación "Convencional" (*figura 5.3.2.a*), entonces mientras la presión del separador sea baja también la restricción en cabeza que tengan este tipo de instalaciones asistidos por este tipo de sistema también lo será.

En síntesis este tipo de sistema tiene una eficiencia de incremento de nivel de fluido más alta que el sistema simple ya que maneja el gas proveniente de la tubería de producción así como de los forros. Sin embargo debido a esto, los requerimientos del "Booster" también serán más exigentes en especial con respecto al manejo de volumen.

Debido al mayor requerimiento de manejo de gas, el tamaño del "Booster" para un sistema dual será mayor que para un sistema simple, en todo caso en este caso entrarían a tallar las estimaciones de ganancia de crudo y las respectivas evaluaciones económicas para optar y decidir qué sistema instalar, por otro lado otro factor que influye notablemente es la facilidad de producción que se tenga en la plataforma seleccionada así como el suficiente abastecimiento de gas para el "Booster".



**Figura 5.3.2.b – “Sistema Booster Dual” (Instalación Convencional)**

## CAPÍTULO 6

### ESTIMACIÓN DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS POR REDUCCIÓN DE CONTRAPRESIÓN

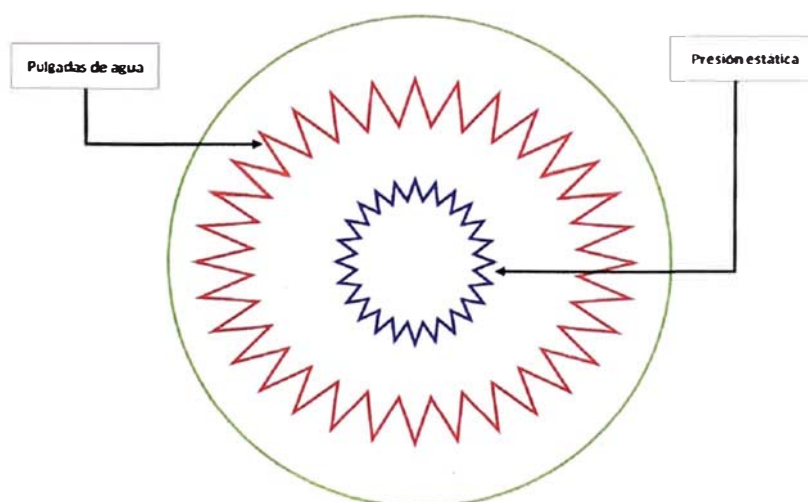
Tanto el crudo como el gas poseen propiedades distintas, mientras que el crudo entra en la categoría de los fluidos ligeramente compresibles, el gas es catalogado como un fluido compresible (*Advanced Reservoir Engineering - Well Testing Analysis Cap.1*), por lo que en este caso será más complicado su estimación. Factores como la compresibilidad, la temperatura y la presión juegan un papel muy importante al momento de calcular el caudal de flujo.

La medición de esta clase de fluidos de producción en condiciones normales, la cual se realiza rutinariamente, se lleva a cabo tomando en cuenta ciertos procedimientos los cuales han sido desarrollados en base a la experiencia adquirida durante el proceso de producción. Sin embargo el hecho de alterar la condición de los factores de producción generará que se tome en cuenta el efecto que estos puedan causar en la producción de los pozos. Una clara muestra de ello es el incremento de la contrapresión, la cual es registrada rápidamente en el manómetro del separador cuyo efecto causa una restricción en la cabeza de los pozos, la cual impide que los pozos produzcan de manera libre. Cuando ocurre este problema el efecto queda registrado de manera visible en los registradores de presión de superficie (Records), específicamente en la presión diferencial y estática las cuales son factores que se toman en cuenta cuando se realiza el cálculo del caudal de gas, es por ello que este fenómeno y el comportamiento de los factores de medición serán tratados de manera más detallada en este capítulo.

Por otro lado la estimación de ganancia de crudo y gas desarrollada en este capítulo es uno de los aspectos más importantes de este trabajo ya que los cálculos económicos estarán basados básicamente en estos resultados, por ello para el desarrollo de esta estimación se tomaron como datos reales los parámetros de producción de pozos pertenecientes a la plataforma "LO16", la cual fue seleccionada debido a razones ya antes mencionadas. Los resultados de incremento de producción de esta plataforma se obtuvieron en base a la extrapolación inversa de la curva obtenida al graficar el acontecimiento de la parada del compresor de dicha plataforma, cabe resaltar que para esta prueba se estuvo presente durante todo el proceso de obtención de datos.

### **6.1 Estimación del incremento de producción de gas**

Para la estimación del incremento de la producción de gas se deben tomar en consideración las propiedades físicas de los gases, debido a que la estimación de este tipo de fluido es complicada y si es que se tomaran valores errados tanto de presión o temperatura es muy posible tener sobre estimaciones o sub estimaciones que conlleven a generar errores de cálculo.



**Figura 6.1 – Esquema de medición de flujo de gas.**

En la *figura 6.1* se muestra el esquema del registrador de flujo de gas, el cual consta de dos factores una presión estática la cual esta medida en unidades psi y una presión diferencial medida en pulgadas de agua. El rango de la presión diferencial dependerá del tamaño de la placa orificio que se utilice.

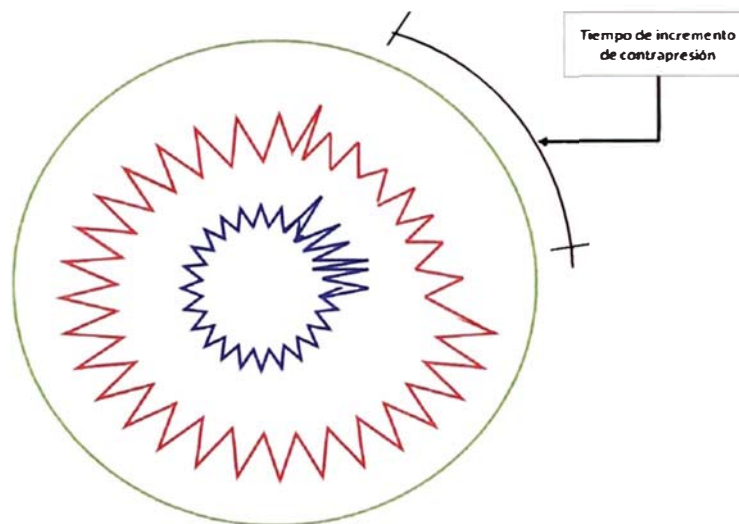
El flujo de gas pasa a través de la placa orificio generándose una presión diferencial (línea de color rojo) debido a la forma física del plato la cual es registrada en el record de presión, mientras que la presión estática está representada por la presión del separador la cual es registrada del mismo modo en el record de presión (línea de color azul).

Toda la producción de la plataforma es enviada al separador de totales y la producción total de gas es medida por medio del registrador de producción de gas total, no obstante dependiendo de la necesidad que se tenga ,se colocara un registrador de entrada y salida (producción) de gas para realizar la contabilización rutinaria de control de producción de gas y/o pruebas especiales tales como las desarrolladas para este trabajo.

### **6.1.1 Efecto del incremento de la contrapresión en la producción de gas**

Por otro lado el área donde nos encontramos es un circuito de líneas submarinas las cuales se encuentran interconectadas como se explico anteriormente, por ende al igual que la producción de crudo, la producción de gas también es afectada por los acontecimientos que ocurran dentro del sistema de gas por eso es que en particular se analiza en este caso también el efecto que genera las paradas de compresores. Entonces como ya se explico el efecto de la parada de un compresor es la generación de una sobrepresión o restricción en la cabeza de los pozos, por tal motivo tal

restricción obstaculiza la producción normal de gas, la cual es reducida comparada con su valor promedio estándar en este caso cabe resaltar que a diferencia del crudo el gas es más sensible a cambios de presión debido a ser un fluido mucho más compresible que el petróleo.



**Figura 6.1.1.a – Esquema de flujo de gas con contrapresión.**

El gráfico superior (*figura 6.1.1.a*), muestra el comportamiento típico de las presiones tanto estática como diferencial ante una parada de compresores. En este caso la presión estática se ve incrementada producto de la contrapresión y la presión diferencial se ve disminuida debido a la restricción del flujo lo cual hace que la velocidad del flujo disminuya generándose de este modo una menor presión diferencial, sin embargo para este tipo de cálculos de caudal de flujo es sumamente importante tener en cuenta el tiempo del efecto de la parada compresor. En este sentido es importante registrar las presiones máximas y mínimas alcanzadas durante la anomalía para poder obtener cálculos estimados más confiables.

En realidad no existen gases ideales o perfectos; sin embargo, muchos gases cerca de la temperatura y presión atmosféricas se aproximan a las condiciones ideales. El

gas ideal puede definirse como el gas cuyo volumen se reduce a la mitad al duplicarse la presión y cuya presión se dobla si se duplica la temperatura manteniendo el volumen constante. Esto solo es parte de los enunciados de las leyes de *Boyle* y *Charles Mariotte*.

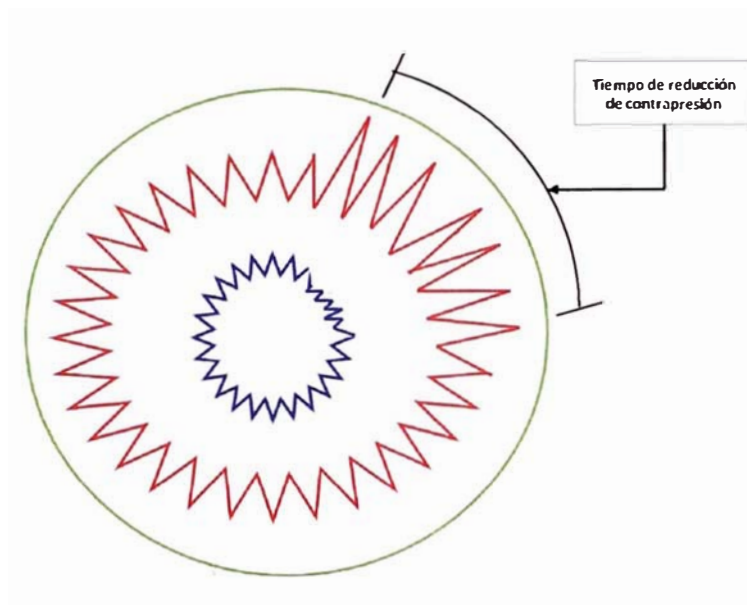
En muchos casos, para los hidrocarburos en estado gaseoso, se ha observado que si el volumen del gas se comprime a la mitad, la presión resulta ser menor del doble de la presión inicial; es decir, el gas real es más compresible que el gas ideal.

Debido a que el volumen de un gas se reduce a menos de su mitad, si se duplica la presión, se dice que el gas es supercompresible. Al valor numérico que representa una medida de la desviación del comportamiento ideal del gas se denomina factor de supercompresibilidad, o más frecuentemente factor de compresibilidad. También se le conoce como factor de desviación del gas y se denota por la letra *Z*, éste valor adimensional generalmente varía entre 0,7 y 1,2. El valor de 1 representa el comportamiento ideal. Matemáticamente, *Z* es obtenido mediante complejas correlaciones empíricas, que arrojan resultados con suficiente exactitud. Entre las correlaciones más usadas se destaca la de *Standing*. La correlación de *Standing* es una modificación al método de *Beggs y Brill*.

La *Figura 6.1.1.b* muestra el comportamiento de un gas real (*ver sección de anexos*), el cual tendrá un determinado comportamiento para cada condición de presión y temperatura pseudocríticas, por tal motivo si no se considerase el factor de compresibilidad en los cálculos se podrían cometer errores.

### 6.1.2 Efecto de la reducción de contrapresión en la producción de gas

El factor de la compresibilidad jugará un papel importante con respecto a la respuesta que pueda tener la producción de gas frente a un cambio de presión, entonces analizando la *figura 6.1.2.a*, podemos observar que si se reduce la contrapresión la presión diferencial se incrementa generándose así un flujo de de mayor caudal.



**Figura 6.1.2.a – Medición de flujo con reducción de contrapresión**

La estimación de gas que se realizó producto de la parada de compresor que se se que se llevo a cabo en la plataforma "LO16" arrojó un incremento de 40 %, si llegamos a reducir la presión de cabeza a un valor de 20 psi, lo cual significaría reducir la contrapresión a 0 psi.

Para esta estimación se contó con los registros de presión que se tomaron durante la prueba, la cual fue alrededor de 8 horas, tiempo durante cual se calculó el flujo de gas promedio y se extrapolo a 24 horas.



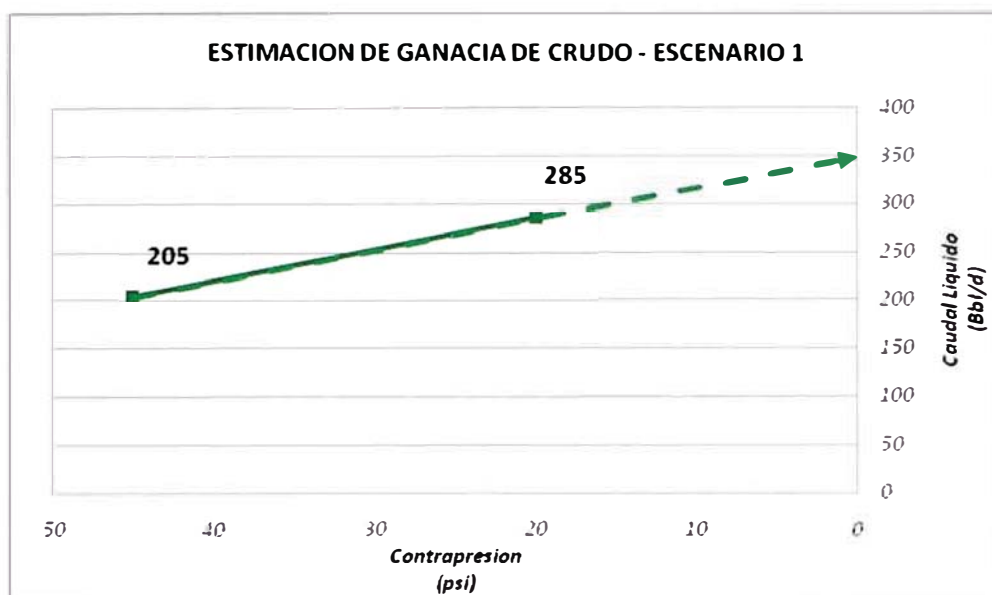
Los resultados muestran que la producción de gas es más sensible a un cambio de presión con respecto a la presión de cabeza, por lo que podríamos aseverar en síntesis que el incremento de producción por reducción de contrapresión no solo concierne al petróleo sino también al gas.

## **6.2 Estimación del incremento de la producción de crudo**

Como vimos en capítulos anteriores el efecto de la contrapresión afecta directamente la producción de crudo ya que restringe el flujo a través de la tubería de producción, por otro lado también vimos como la producción es afectada cuando el valor de la presión de cabeza retorna nuevamente a su valor estándar, lo cual hace que la producción se recupere nuevamente.

Partiendo de este hecho se puede inferir que si se consigue reducir la contrapresión la producción se incrementará. En ese sentido si extrapolamos la curva obtenida de los datos reales de producción durante una parada de compresor de manera inversa, lo cual quiere decir hacer una extrapolación para obtener producciones para presiones de cabeza menores a la presión de cabeza estándar podemos estimar cual sería el incremento de producción de crudo para una condición de parámetros de producción establecida.

El *gráfico 6.2.a*, muestra la estimación de producción de crudo que se obtuvo para el primer caso, el cual establece una producción máxima de 350 b/s/d, si se reduce la compresión totalmente a 0 psi.



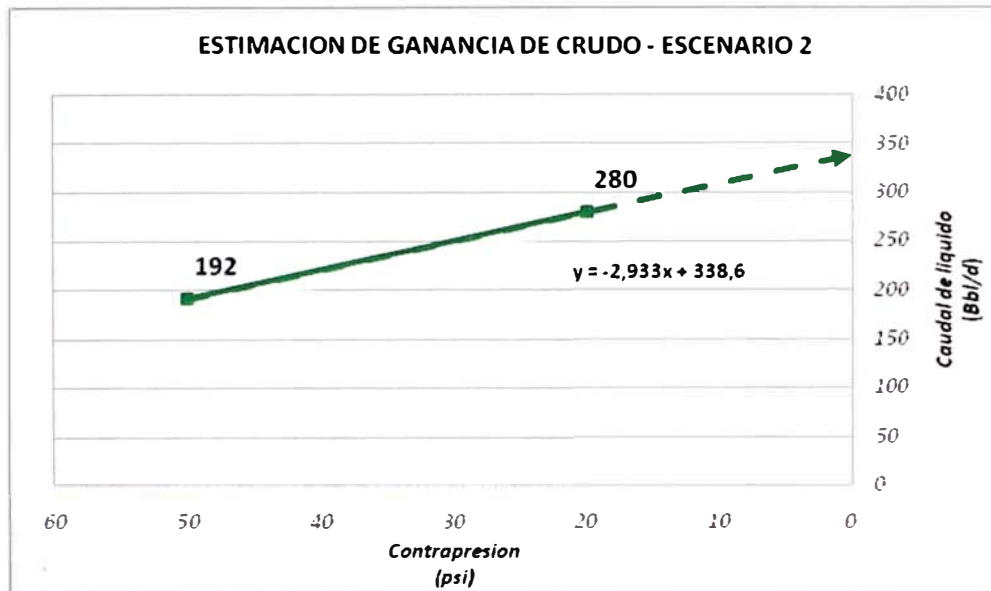
**Gráfico 6.2.a – Estimación de ganancia de crudo (primer evento).**

La recopilación de datos de producción se realizó durante la parada del compresor del mes de enero 2008. Ahora si extrapolamos linealmente el incremento de producción de crudo por reducción de contrapresión obtendremos un índice de productividad de  $3.2 \text{ bl/d/psi}$  promedio. Este índice de productividad se utilizó para la estimación del incremento de producción de crudo de los pozos.

Por otro lado debemos tomar en consideración que el incremento de producción de crudo no seguiría una tendencia lineal durante toda la curva "IPR" sino por el contrario ésta sería variable, sin embargo esta se podría considerar lineal en el tramo final de la curva "IPR" como una manera práctica para la estimación del incremento de producción de crudo.

Estas consideraciones también fueron tomadas en cuenta para la estimación de producción de crudo para un segundo evento de parada de compresor ocurrido en el mes de febrero del 2008 cuya estimación fue de un valor de 339 barriles (*gráfico 6.2.b*) de

crudo por día, y el índice de productividad fue de 3 *Bls/d/psi* con el cual se realizó la estimación para la ganancia de producción de crudo.



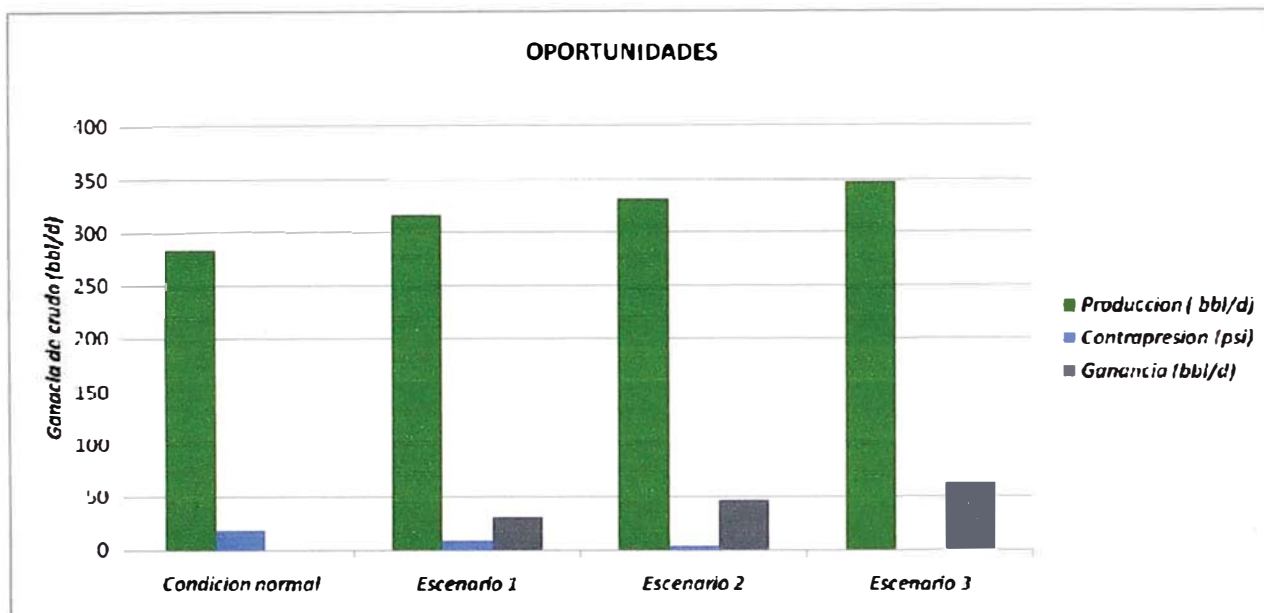
**Gráfico 6.2.b – Estimación de ganancia de crudo (segundo evento)**

### **VI.2.1 Oportunidades de incremento de la producción de crudo en función del valor de la contrapresión reducida**

Una vez obtenida la línea de tendencia se procedió a realizar los cálculos. Para estos cálculos tomamos en consideración los distintos escenarios que podrían suscitarse.

Si bien es cierto que ya ha quedado definido que la reducción de contrapresión generará un incremento de producción de manera contundente e innegable, tenemos que establecer ciertas condiciones de producción para obtener una estimación específica.

En este sentido definiremos específicamente el valor de contrapresión sobre cuyo efecto se realizara la estimación. A continuación se muestra el esquema en un gráfico de barras el cual explicaremos a continuación.



**Gráfico 6.2.1.a – Oportunidades según escenarios.**

En el *Gráfico 6.2.1.a*, se muestran los tres escenarios que serán descritos a continuación.

El primer escenario muestra la posibilidad de reducir la contrapresión hasta un valor promedio de 10 psi mediante la instalación del sistema levantador de presión.

El *Cuadro 6.2.1.a* (ver sección de anexos) muestra la producción total obtenida producto de la instalación de dicho sistema.

El segundo escenario muestra la posibilidad de reducir la contrapresión a un valor promedio de 5 psi el cual nos daría una producción estimada de 48 bbl/d adicionales con respecto a la plataforma total (*cuadro 6.2.1.b*, ver sección de anexos).

El tercer escenario es el caso más optimista con el cual llegaríamos a reducir la contrapresión manométricamente hablando hasta un valor de 0 psi lo cual traería como efecto haber reducido la presión fluyente 20 psi, lo cual conseguiría un incremento de producción estimada de 64 Bbl/d (cuadro 6.2.1.c, ver sección de anexos) en la plataforma total.

El cuadro 6.2.1.d, muestra un resumen de todos los escenarios que se explicaron, los cuales generan un incremento de producción. Este cuadro hace una comparación de cada uno de los escenarios con la condición normal actual en la cual se encuentra produciendo la plataforma.

OPORTUNIDADES				
Item	Condicion normal	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Produccion ( bbl/d)	285	317	333	349
Contrapresion (psi)	20	10	5	0
Ganancia (bbl/d)	0	32	48	64

**Cuadro 6.2.1.d – Ganancia de crudo por escenario.**

### **6.2.2 Diversificación del incremento de producción de crudo por tipo de instalación**

Estas estimaciones desarrolladas tienen como común denominador la estimación global del incremento de producción con respecto a la plataforma total, lo cual técnicamente sería posible.

Por otro lado esta cantidad de incremento de producción tendría que ser dividida por tipo de instalación para poder obtener la ganancia que se lograría si se instalase cualquiera de los dos tipos de instalación de levantamiento de presión propuestos. En razón de esta consideración se trabajó un cuadro el cual muestra el incremento de

producción por tipo de instalación (*cuadro 6.2.2.a*) y que a su vez se baso en la cuantificación del índice de productividad por pozo para lograr la estimación general.

Este gráfico es muestra los escenarios y beneficios para cada tipo de instalación pudiéndose apreciar de manera práctica los beneficios que el sistema generaría.

GANANCIA DE CRUDO (bb/d)				
Item	Condicion normal (Bls/d)	Escenario 1 (Bls/d)	Escenario 2 (Bls/d)	Escenario 3 (Bls/d)
BLT	0	15,65	23,48	31,31
Convencional	0	16,35	24,52	32,69
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>32,00</b>	<b>48,00</b>	<b>64,00</b>

***Cuadro 6.2.2.a – Ganancia de crudo por tipo de instalación.***

El *gráfico 6.2.2.a* (ver sección de anexos), de barras muestra de manera esquemática lo que muestra el *cuadro 6.2.2.a*, el cual muestra lo que se podría ganar y lo que se dejaría de ganar si es que no se instalara algún tipo de sistema que permita reducir la contrapresión.

En todo caso el escenario mas atractivo es el numero 3 en donde reducimos la contrapresión a 0 psi y maximizando la producción lo cual implicaría emplear el “*Sistema Booster Dual*” obtendríamos un aumento de producción en la plataforma de 64 Bls/d.

No obstante debemos tomar en cuenta que si bien es cierto que el incremento de producción de crudo es innegable, debemos someter este incremento de producción a ciertos márgenes de seguridad, debido a factores tales como la eficiencia y/o factores de seguridad que permitan tener una mayor confiabilidad de los resultados. En vista de

este hecho se tomará en consideración también un factor de seguridad el cual nos protegerá especialmente al momento de realizar estimaciones económicas.

Como ya se explico en capitulos anteriores la eficiencia de levantamiento será diferente para cada de tipo de sistema ya sea el dual o el simple.

GANANCIA DE CRUDO (bbl/d)				
Ítem	Condicion normal (Bls/d)	Escenario 1 (Bls/d)	Escenario 2 (Bls/d)	Escenario 3 (Bls/d)
BLT	0	15,65	23,48	31,31
Factor de seguridad	0	12,52	18,78	25,05
Convencional	0	16,35	24,52	32,69
Factor de seguridad	0	14,72	22,07	29,42
Total	0	32,00	48,00	64,00
Factor de seguridad	0	28,80	43,20	57,60

**Cuadro 6.2.2.b – Ganancia de crudo tomando en cuenta el factor de seguridad.**

Si bien es cierto, que la estimación de la eficiencia se hizo de manera cualitativa se necesitara estimar una eficiencia cuantitativa para poder realizar una estimación numérica, por tal motivo se estimo una eficiencia del 80% de recuperación para la instalación de un sistema elevador de presión simple y una eficiencia del 90% para la instalación de un “*Sistema Booster Dual*”, con esta consideración se realizo el gráfico inferior, el cual muestra los incrementos de producción con las consideraciones de los factores de seguridad para cada tipo de sistema.

Los valores mostrados en el *cuadro 6.2.2.b*, son los que finalmente se tomaran para realizar la evaluación económica, la cual estará basada principalmente en el volumen de caudal de producción adicional generado, entonces para hacer este trabajo se canalizara el incremento de producción hacia cada tipo de sistema.

## CAPÍTULO 7

### EVALUACIÓN ECONÓMICA

En cuanto a la evaluación económica que se realizó cabe resaltar que existen varios métodos de estimación y/o proyección económica que se tomo en consideración para el análisis de la viabilidad de la inversión, como son el Valor Actual Neto (VAN), la *TIR* (Tasa Interna de Retorno), el tiempo de recuperación de la inversión (*PAY OUT*).

Por otro lado es necesario tomar en consideración aspectos tales como el porcentaje de declinación, ya que la producción incrementada producto de la instalación de nuestro sistema, no se mantendrá constante a través del tiempo debido a que en una situación en la que un reservorio es sometido a una extracción de fluido y a su vez este no es reemplazado, se genera en este una disminución de su energía, lo cual trae consigo una disminución de su producción (*% de declinación*).

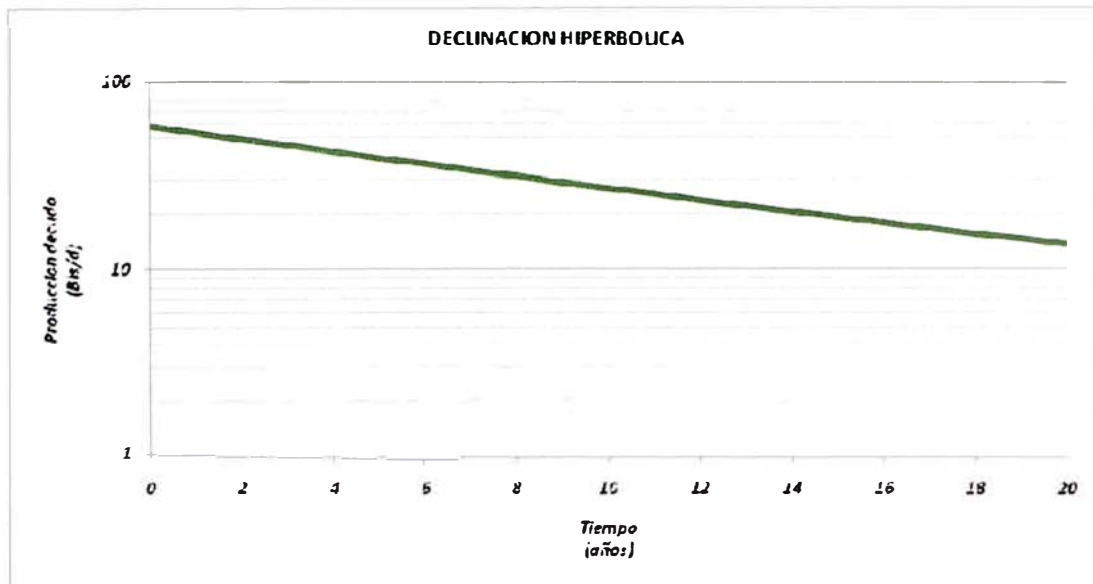
#### **7.1 Estimación de la producción futura**

Para hacer el pronóstico de la producción futura, basados en la historia productiva de los pozos y las características de los reservorios (gas en solución) aplicamos las ecuaciones de una declinación hiperbólica.

Utilizando este tipo de declinación se obtuvo los datos de producción futura considerando solo el incremento de producción generado por el “*Sistema Booster Dual*”.



El gráfico 7.2.1.a, muestra el comportamiento de la producción afectado por un declinación hiperbólica.



**Gráfico 7.2.1.a – Declinación Hiperbólica**

## **7.2 Resultados del análisis económico**

Habiéndose analizado el comportamiento de la producción a continuación se procederá a mencionar los parámetros que tomaremos en consideración para los cálculos a realizar:

<b>Precio del crudo</b>	<b>:</b>	<b>50 \$/Bl</b>
<b>Costo de producción</b>	<b>:</b>	<b>5 \$/Bl</b>
<b>Tasa de descuento</b>	<b>:</b>	<b>15% (anual)</b>
<b>Impuestos</b>	<b>:</b>	<b>30 %</b>
<b>Depreciación</b>	<b>:</b>	<b>5 años</b>
<b>Duración del proyecto</b>	<b>:</b>	<b>20 años</b>

De todos estos factores ya mencionados uno de los factores que tiene más relevancia es el precio del crudo ya que este se encuentra bordeando los 50 \$/BI con proyecciones de subir, sin embargo optamos por tomar el precio actual a la fecha.

Por otro lado ahora debemos ver el aspecto de inversión el cual se compone de los siguientes aspectos:

**Inversion Total : 600.000 \$**

**Inversion tangible : 540.000 \$**

**Inversion intangible : 60.000 \$**

Después de realizar los cálculos tomando los resultados del flujo de caja, se obtuvo el siguiente resultado:

EVALUACION ECONOMICA		
VAN	1.583.652,38	\$
TIR	78,45	%
Tiempo de retorno	1,34	años

**Cuadro 7.2.a – Resultados de la evaluación económica.**

Si graficamos al Valor Actual Acumulado versus el tiempo obtendremos el *gráfico 7.2.a* (*ver la sección de anexos*), en el cual se muestra la intersección del “VAN” acumulado con el eje, el cual indica el valor en años del tiempo de retorno de la inversión.

El *Cuadro 7.2.a* muestra un resultado favorable el cual nos brinda un valor actual neto muy por encima del millón de dólares y una tasa de retomo mucho mayor que la

tasa de descuento. Por otro lado el tiempo de recuperación de la inversión "*PAY OUT*" es de 1,34 años.

En términos generales según la evaluación económica, el proyecto es viable dado el resultado positivo de cada uno de los métodos de evaluación utilizados.

## CAPÍTULO 8

### CONCLUSIONES

Las principales conclusiones que se pueden extraer de este trabajo están basadas en el desarrollo e investigación de este trabajo de las cuales podemos extraer las siguientes:

1. La rápida depletación de los reservorios en mecanismos de impulsión por gas en solución genera que la producción de los campos declinen con relativa rapidez, generándose así la necesidad de implementar sistemas que traten de aliviar este efecto propio de su naturaleza tal como nuestros "*Sistemas Booster Simple y Dual*", los cuales tendrán que ser diseñados según las necesidades y requerimientos de producción que sean necesarios para su instalación.
  
2. El incremento de producción es posible si se logra reducir la restricción en la cabeza de los pozos y esto es factible para ambos tipos de instalación. Por otro lado la única manera de lograr un incremento de caudal con respecto a la afluencia del pozo, es mediante la reducción de la presión fluyente la cual muestra un movimiento hacia la derecha con respecto a la intersección en la curva "*IPR*".
  
3. La instalación de los "*Sistemas Booster Simple y Dual*", generan un incremento de producción debido a la reducción de contrapresión, diferenciándose solamente en las eficiencias de nivel de fluido que estas poseen producto de su naturaleza de operación. En este sentido el nivel de fluido que se genere

dependerá de la intensidad de restricción de presión de cabeza que se tenga, y la respuesta del pozo a una reducción de contrapresión dependerá básicamente de la sensibilidad de esta a un cambio de presión en la cara de la arena, por lo que esta sensibilidad dependerá del índice de productividad del pozo.

4. El sistema de levantamiento por gas o bombeo neumático intermitente es uno de los más complejos métodos de levantamiento artificial, debido a la variedad de factores que lo gobiernan, por tal motivo, si es que no se regulan de manera adecuada todos los parámetros que a este sistema compete, se generará ineficiencia en el sistema. Por tal razón es de suma importancia poder contar con datos representativos y confiables recopilados de las pruebas.
5. Los resultados de la estimación de ganancia de producción de crudo y gas muestran un considerable incremento, tomando en cuenta que nos encontramos en campos depletados dentro de los cuales es difícil conseguir desarrollar algún sistema que permita obtener lo que el "*Sistema Booster Simple y Dual*" pueden realizar y la estimación económica muestra un resultado favorable asegurando así la viabilidad del proyecto.

## CAPÍTULO 9

### RECOMENDACIONES

Las principales recomendaciones de este trabajo son acerca de los resultados que se obtuvieron producto de las pruebas y estimaciones basadas en el sistema operativo del sistema y su performance, tales recomendaciones serán mencionadas a continuación:

1. Aplicar la metodología propuesta en el presente trabajo para optimizar la producción de pozos de campos maduros, donde se exploten reservorios de gas en solución aplicando el método de levantamiento artificial por bombeo neumático.
  
2. En vista que el campo de *“Lobitos”* es un campo maduro y su producción se ve afectada por la naturaleza de su reservorio es indispensable realizar trabajos de optimización que permitan mejorar la condición actual de los pozos, por lo que se recomienda instalar el *“Sistema Simple o Dual”* , en el menor tiempo factible posible.
  
3. Si bien es cierto los cálculos y cuadros estadísticos fueron hechos utilizando el programa *“Excel 2007”* no es demeritorio la utilización de *“softwares”* como el *“OFM 2005”* u otros, ya que estos facilitan el trabajo a disposición de ellos en cuanto a gráficos y filtrado. En este sentido se recomienda utilizar si fuera posible otros *“softwares”* los cuales podrían ayudarnos de manera más

eficiente, con respecto al tiempo empleado en el desarrollo de las diferentes tareas.

4. Con el análisis del índice de productividad pudimos darnos cuenta de lo fundamental que es el contar con este factor, en especial porque podemos ubicar la posición de la producción del pozo a través de la curva "IPR", sin embargo esta curva es posible realizarla de manera aproximada si se cuenta con la data necesaria para poder realizarla es por eso que se recomienda realizar las bajadas de "memory gauges" que sean necesarias para poder establecer una tendencia de presiones de fondo de los pozos que serán intervenidos y de este modo poder generar menores errores de estimación.
  
5. Como vimos durante todo el desarrollo del trabajo, el papel que juegan los datos es de vital importancia especialmente al momento de realizar las estimaciones de incremento de producción de crudo y gas, es por eso que se recomienda hacer una programación de parada de compresores para poder realizar estas pruebas a mayor escala y poder hacer un análisis estadístico más detallado el cual pueda ajustar aun mas los resultados de incremento de producción ya obtenidos.

## CAPÍTULO 10

### REFERENCIAS

#### 10.1 **Bibliografía**

##### 10.1.1 **The Technology of Artificial Lift Methods.**

*(Volume 2a - Introduction of Artificial Lift Systems Beam Pumping: Design and Analysis del Gas Lift)*  
Kermit E. Brown from the University of Tulsa - 1980.

##### 10.1.2 **The Technology of Artificial Lift Methods.**

*(Volumen 4b – Production Optimization of Oil and Gas Wells by Nodal\*System Analysis)*  
Kermit E. Brown from the University of Tulsa - 1984.

##### 10.1.3 **Winkler, H.W. and S.S. Smith. “Camco Gas Lift Manual”**

*World Oil (July, 1960).*

##### 10.1.4 **Vogel, J.V. “Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells”**

*Journal of Petroleum Technology (January 1968),p. 83-93.*

##### 10.1.5 **Mathews, C.S and D.G, Russel “Pressure Build-up and Flow Test in Wells”**

*Monograph Series SPE of AIME, 1967, p. 110.*

##### 10.1.6 **Standing, M.B. “Inflow Performance Relationships for damage Wells Producing by Solution Gas Drive Reservoirs”**

*Journal of Petroleum technology (November, 1970). p. 1399-1400.*



**10.1.7 Pressure transient Testing****John Lee**

*(Peterson Chair and Professor of Petroleum Engineering  
Texas A&M).*

*John B. Rollings (Senior Technical Consultant International Business  
Machines Corp).*

*John P. Spivey (Principal Reservoir Engineer Schlumberger)  
Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers  
Recharldson, Texas 2003.*

**10.1.9 Production Optimization using NODAL Analysis**

*Beggs, OGCI Publications, Tulsa, Oklahoma (1991).*

**10.1.10 Evaluación de proyectos teoría general y su aplicación a la  
Explotación de hidrocarburos**

*Juan A. Rosbaco. – 2da Edición – Buenos Aires: EUDEBA, 1988.*

**10.1.11 “Downhole Pressure and Temperature Survey for Wells on  
Intermittent Gas Lift”**

*Ali Hernandez, SPE, Gonzalo García, María Alejandra Concho, Intevp.  
S.A, Roberto García, Ulbio Navarro, Lagoven S.A.  
SPE 39853.*

**10.1.12 “The Use of a Multiphase Flow Meter to Optimize Gas Lift Well  
Operation”**

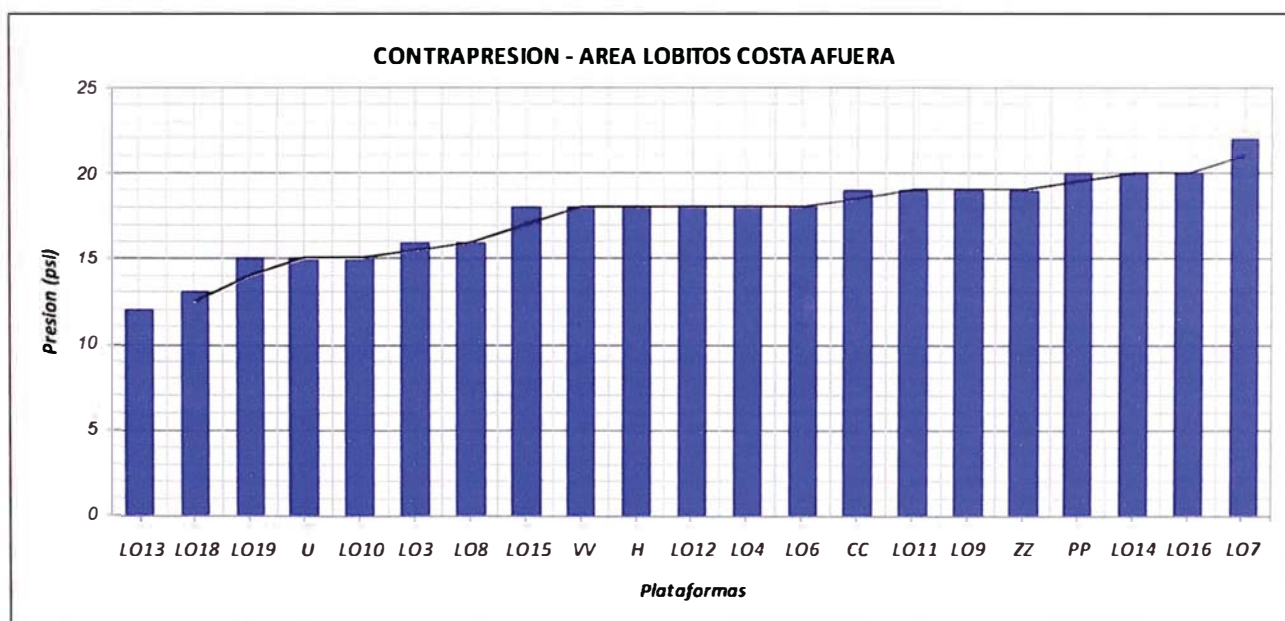
*Dr. Atef A/Allah A/Hady, Production Division Manager, Gulf of Suez.  
Petroleum Co, 1998.*

## 10.2 Anexos

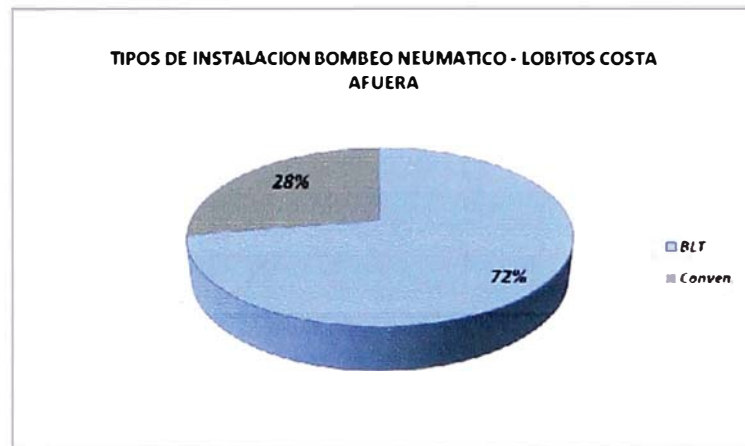
En esta sección de podrán localizar cada uno de los gráficos, cuadros y figuras que fueron mencionadas en la tesis.

### 10.2.1 Gráficos

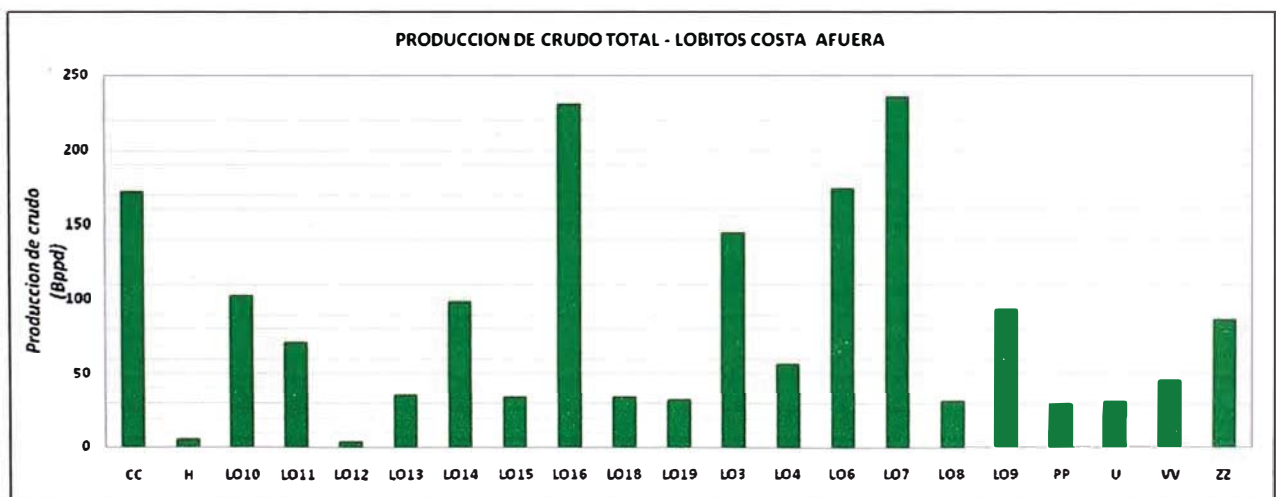
Esta es la sección de los gráficos a los cuales se hizo referencia en cada uno de los capítulos de la tesis.



**Gráfico 1.1 – Distribución de la contrapresión en el área de “Lobitos” costa Afuera**



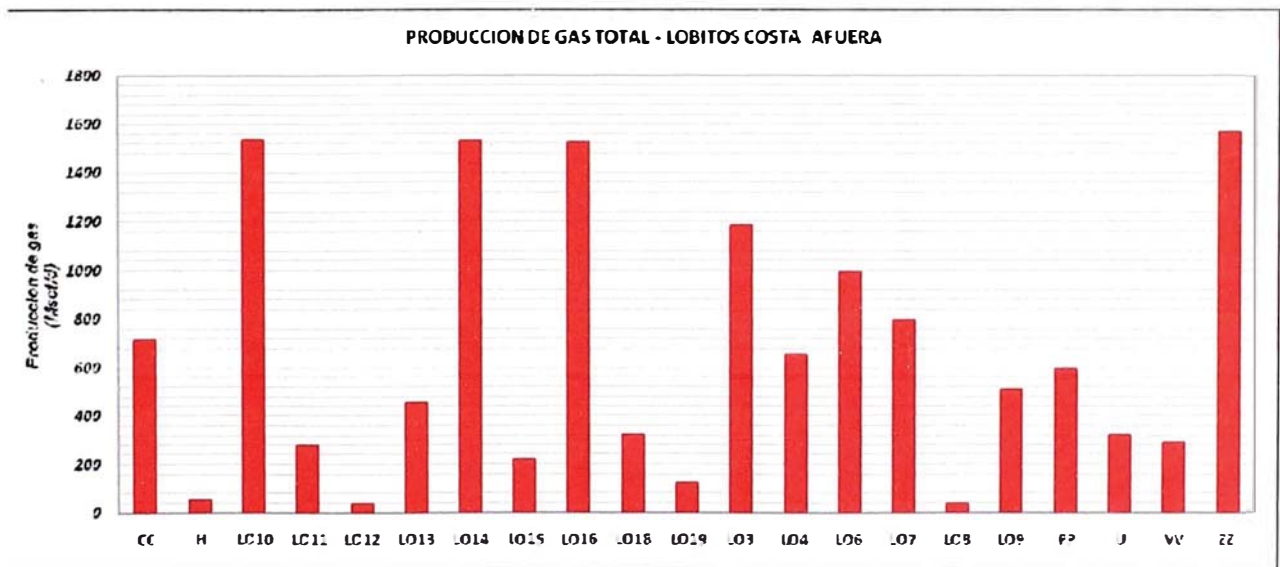
**Gráfico 2.2 – Distribución de los pozos según el tipo de instalación.**



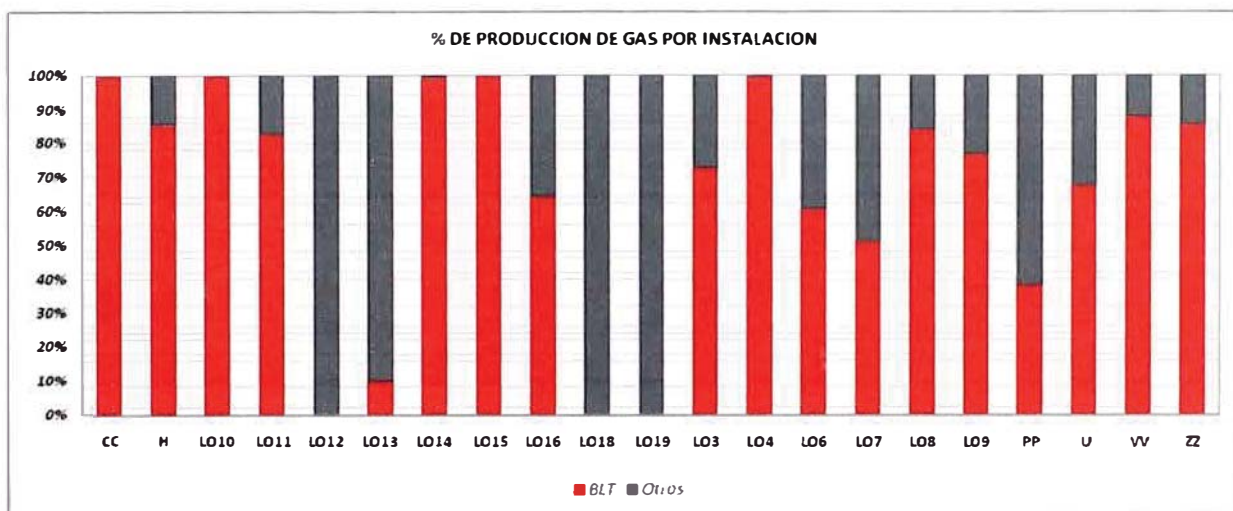
**Gráfico 2.4.d – Esquema de producción de crudo (área “Lobitos costa afuera”).**



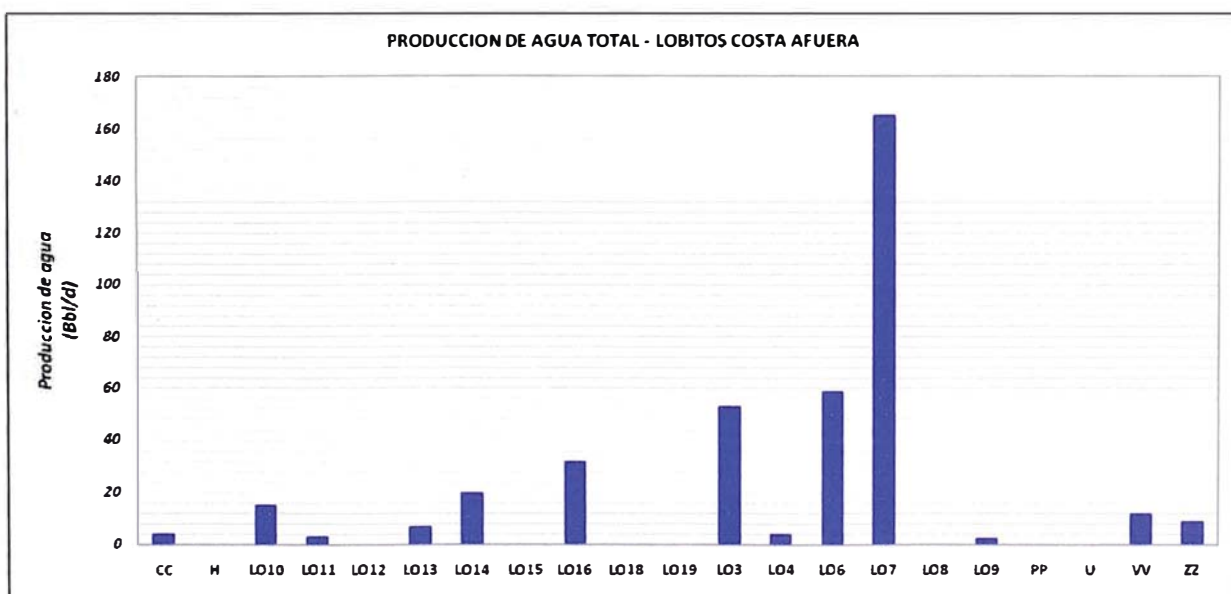
**Gráfico 2.4.e – Distribución producción de crudo por tipo de instalación (área “Lobitos” costa afuera).**



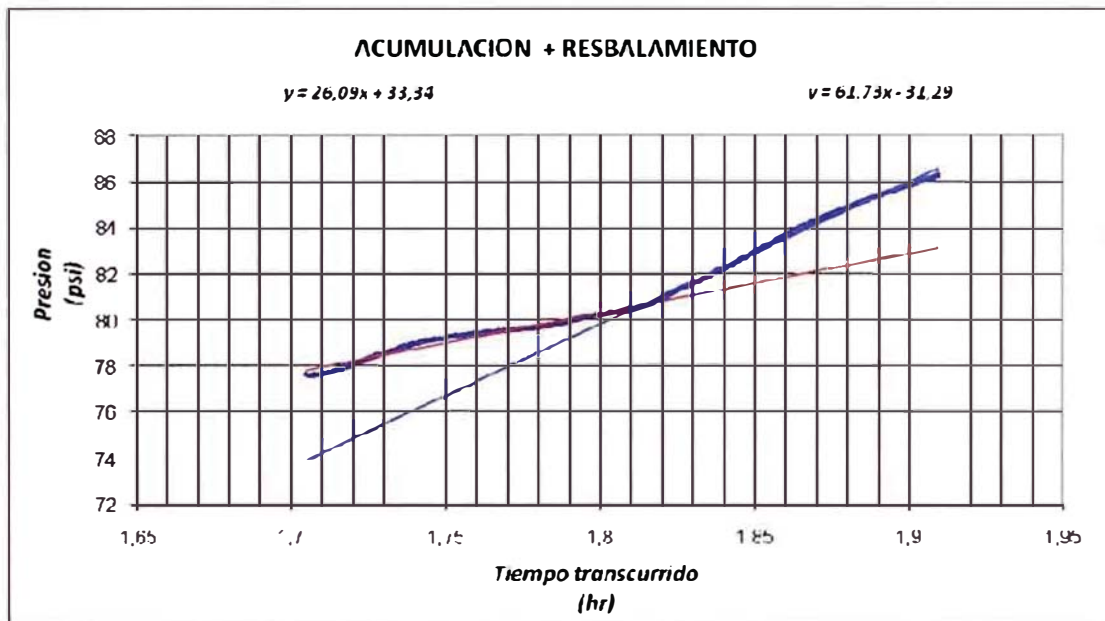
**Gráfico 2.4.f – Esquema de producción de gas (área “Lobitos” costa afuera).**



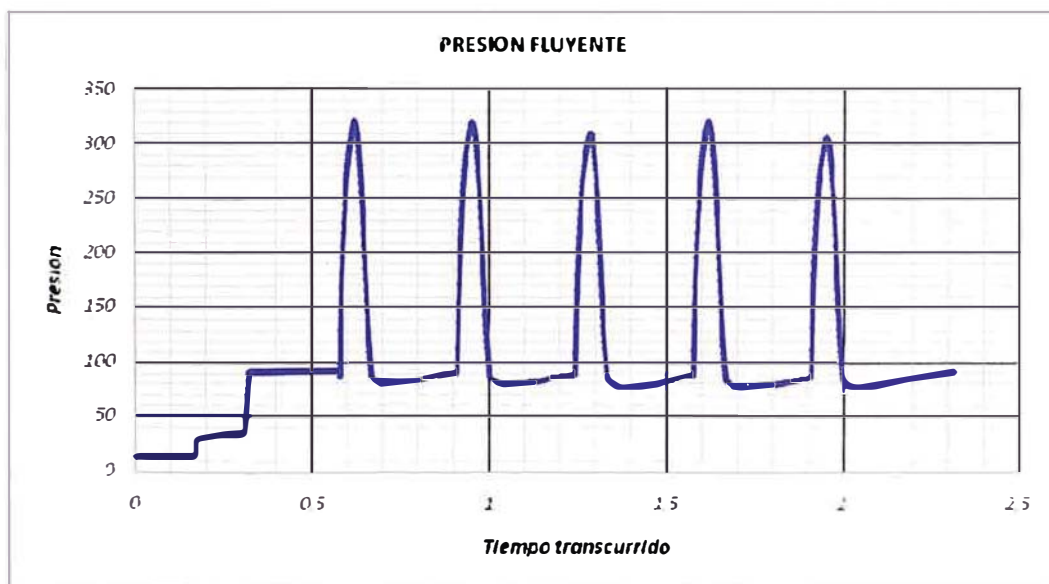
**Gráfico 2.4.g – Distribución de producción de gas por tipo de instalación (área “Lobitos” costa afuera).**



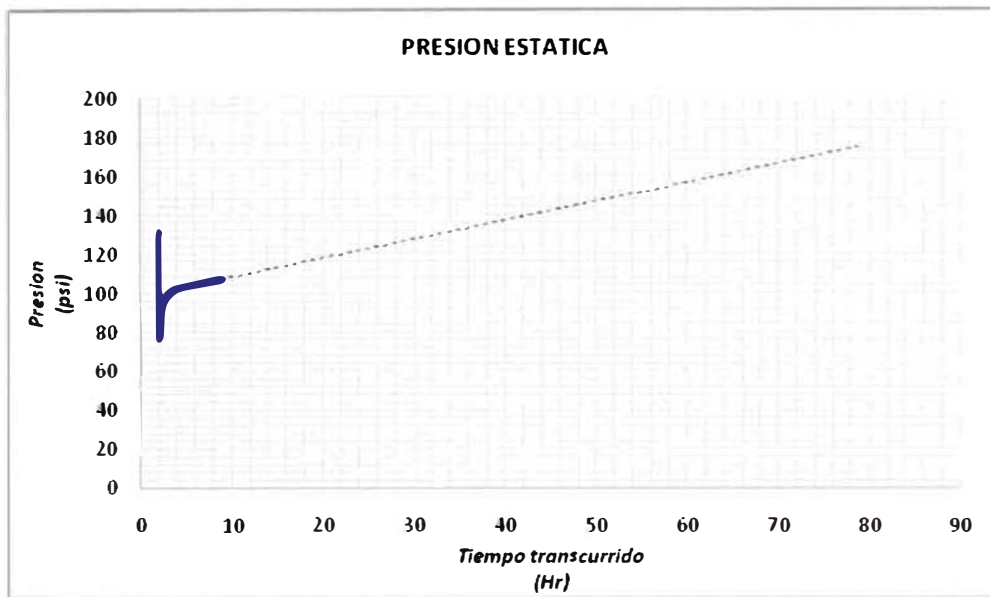
**Gráfico 2.4.i – Esquema de producción de agua (área “Lobitos” costa afuera).**



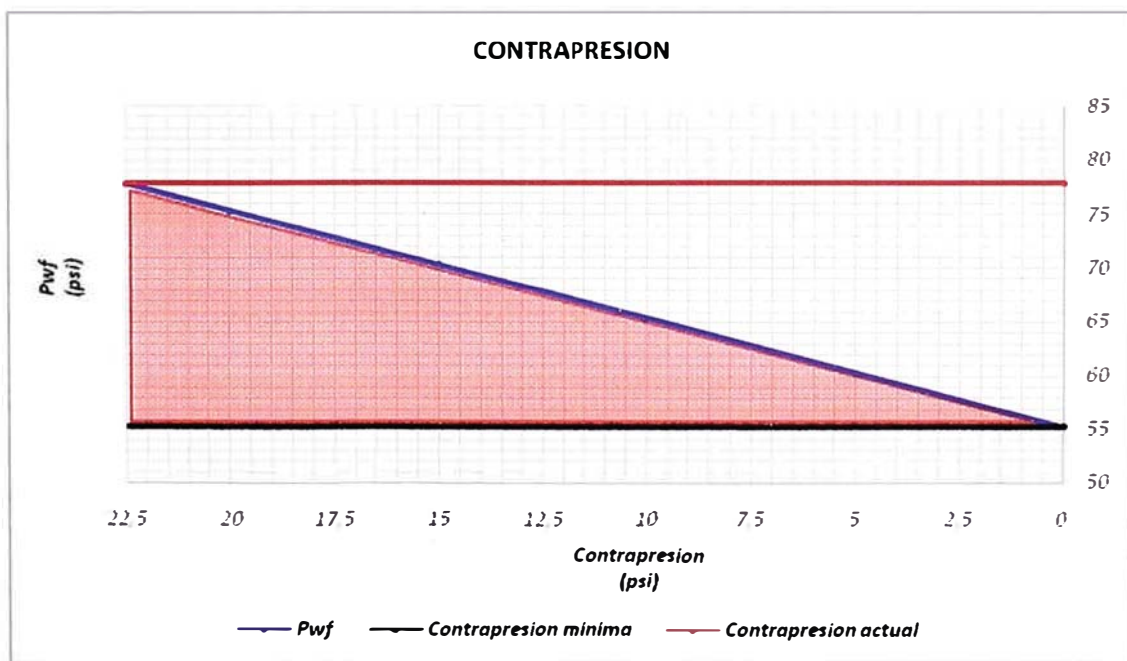
**Gráfico 3.1.1.4.c – Análisis de la curva de restauración de presión de fondo.**



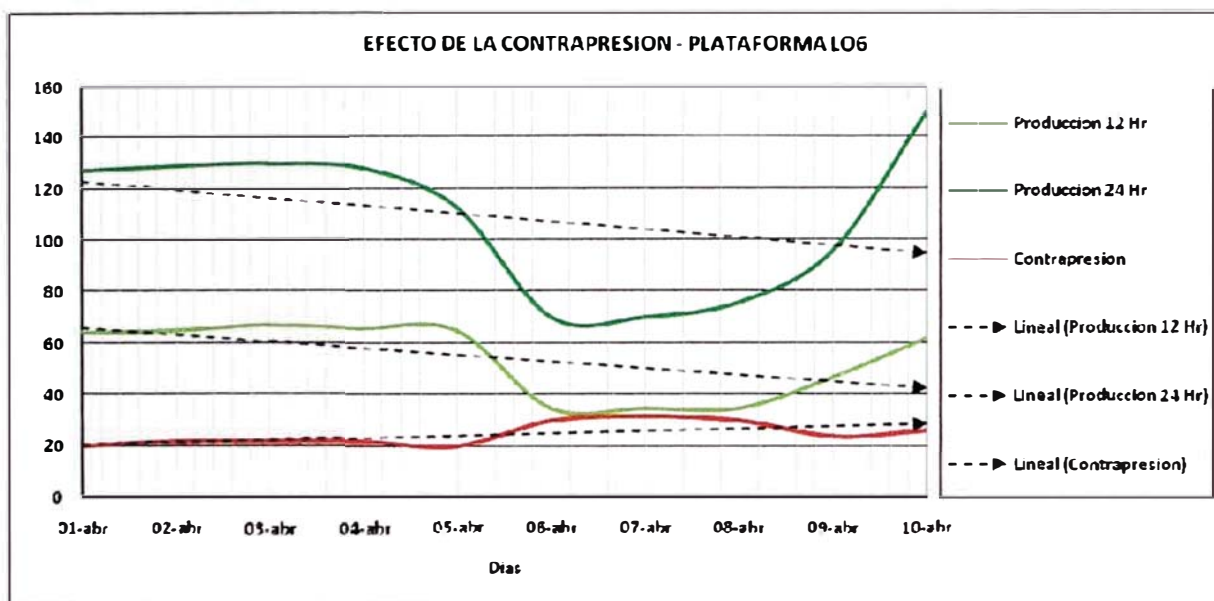
**Gráfico 3.1.1.4.d – Sección fluyente de la prueba de presión de fondo.**



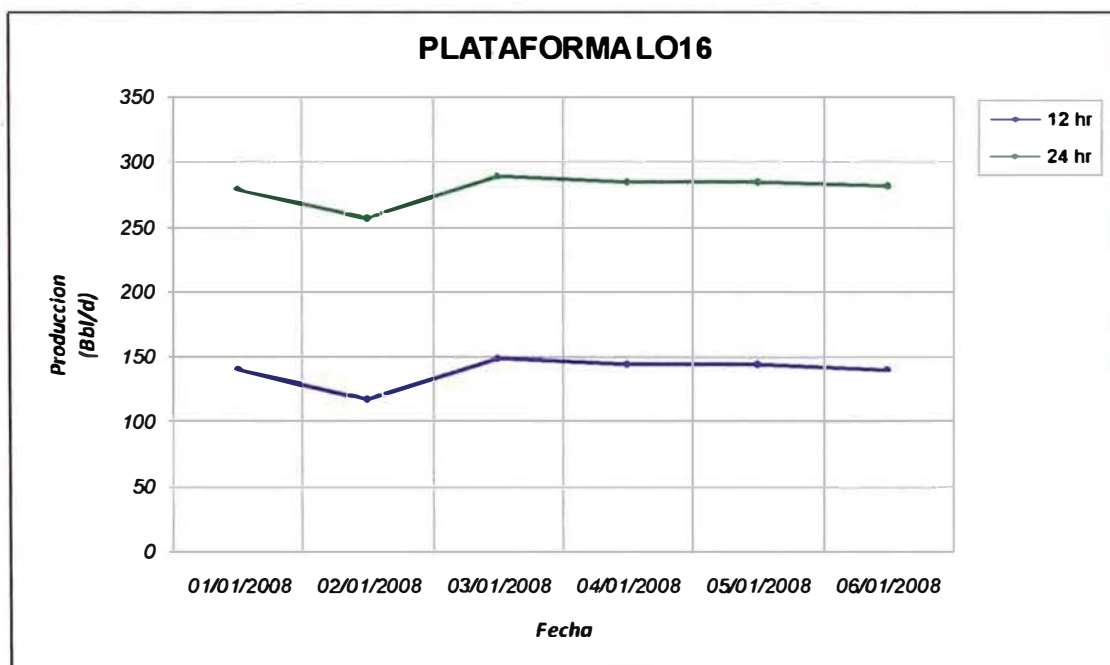
**Gráfico 3.2.1.c – Estimación de la presión estática.**



**Gráfico 3.2.3.c – Contrapresión mínima y actual.**

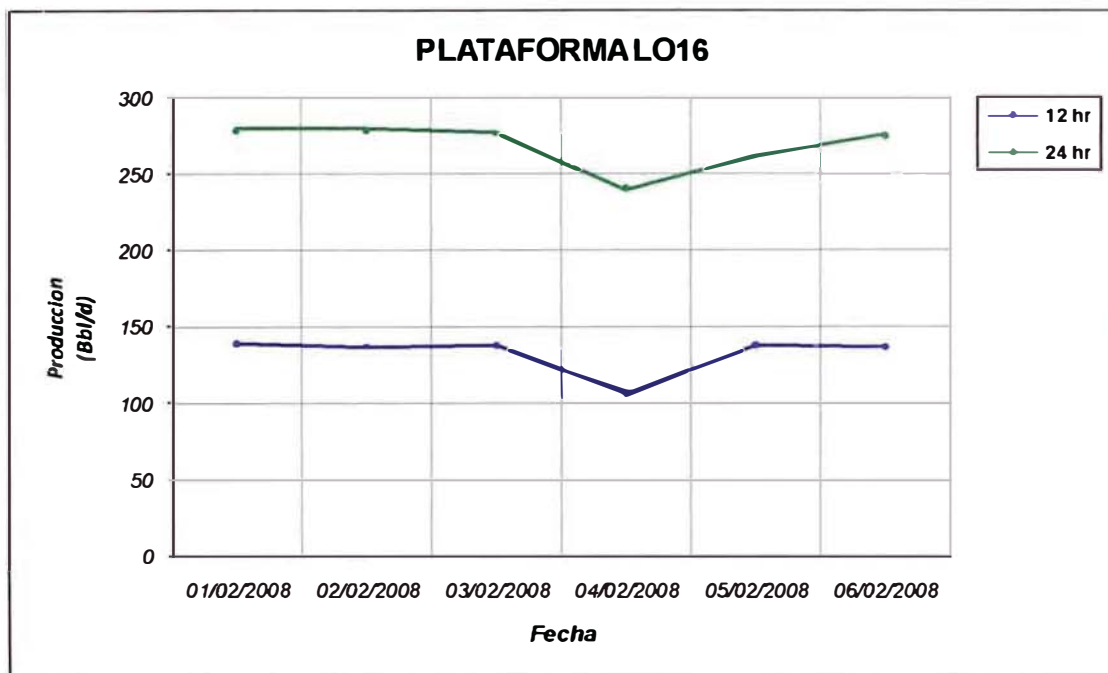


**Gráfico 4.2 – Efecto de la contrapresión en la producción (plataforma “LO16”).**

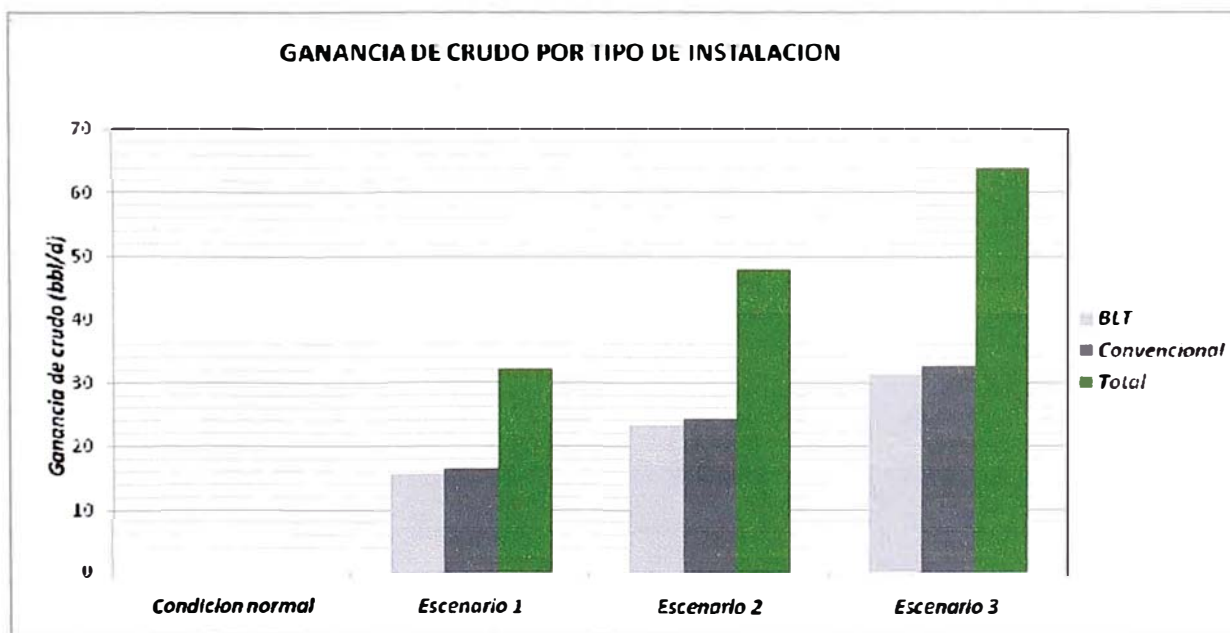


**Gráfico 5.1.a – Primera parada de compresor (enero 2008).**

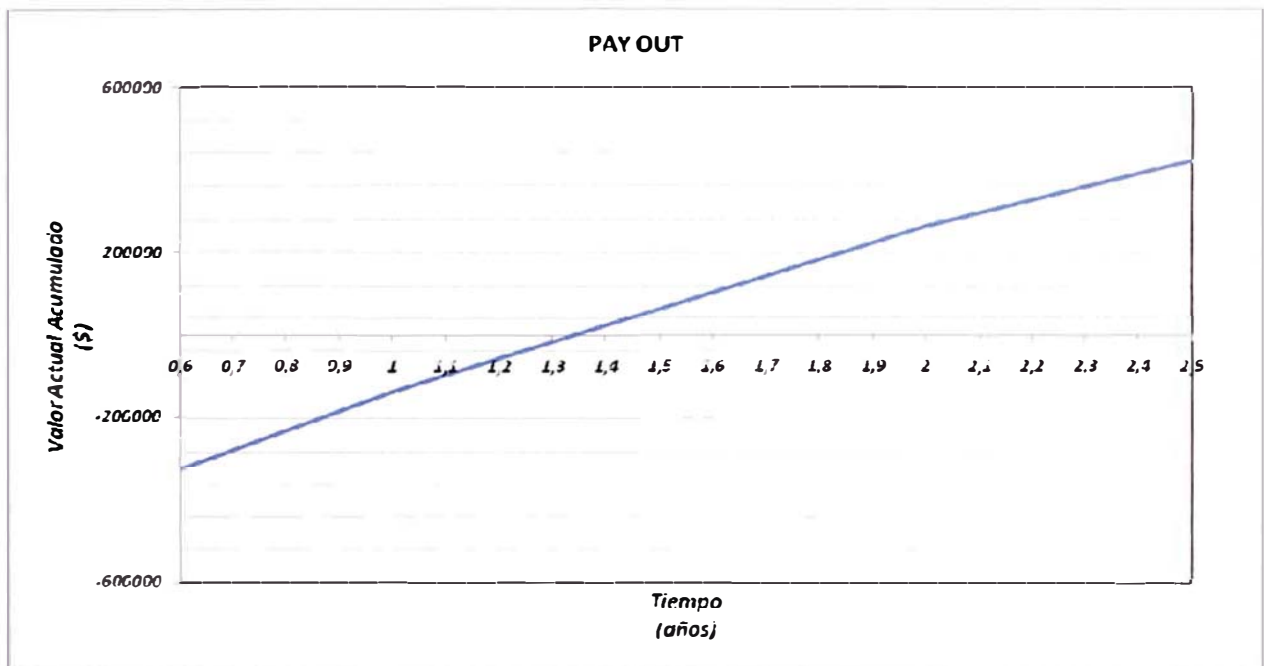




**Gráfico 5.1.b – Segunda parada de compresor (febrero 2008).**



**Gráfico 6.2.2.a – Ganancia de crudo por escenario.**



**Gráfico 7.2.a – Tiempo de recuperación de la inversión.**

### 10.2.2 Cuadros

Esta es la sección de los cuadros, a los cuales se hizo referencia en cada uno de los capítulos de la tesis.

DISTRIBUCION DEL CAMPO POR PLATAFORMAS			
Plataforma	Total de pozos BLT	Total de pozos conv.	Total de pozos
CC	10	0	10
H	1	1	2
LO10	10	0	10
LO11	11	4	15
LO12	0	1	1
LO13	2	3	5
LO14	9	1	10
LO15	5	0	5
LO16	12	6	18
LO18	0	3	3
LO19	0	3	3
LO3	13	2	15
LO4	8	1	9
LO6	11	3	14
LO7	8	7	15
LO8	4	1	5
LO9	9	3	12
PP	2	8	10
UU	3	2	5
VV	5	1	6
ZZ	16	3	19

**Cuadro 2.2 – Distribución del campo por plataformas.**

METODO 1				
Pozo	Día de prueba	Tiempo de Prueba	Gas de forros	Gas producido promedio
		(Horas)	(Mscf/d)	(Mscf/d)
LO16-19	11-feb-08	4	24	12
LO16-12	12-feb-08	4	20	18
LO16-18	13-feb-08	4	50	44

**Cuadro 2.5.3.a – Primera metodología de estimación de gas de forros.**

METODO 2				
Pozo	Día de prueba	Tiempo de Prueba	Gas de forros	Gas producido promedio
		(Horas)	(Mscf/d)	(Mscf/d)
LO16-18	14-feb-08	24	50	12
LO16-12	15-feb-08	24	16	18
LO16-19	16-feb-08	24	33	44
LO16-9	17-feb-08	16	21	49
LO16-9	19-feb-08	24	31	49
LO16-16	20-feb-08	24	101	133
LO16-17	21-feb-08	24	56	116
LO16-20	22-feb-08	24	40	48
LO16-10	23-feb-08	24	40	43
LO16-13	24-feb-08	24	68	94
LO16-7	25-feb-08	24	98	132
LO16-22	26-feb-08	24	189	225
LO16-11	27-feb-08	24	34	70

**Cuadro 2.5.3.b – Segunda metodología de estimación de gas de forros.**

CARACTERÍSTICAS DEL POZO EN PRUEBA		
TROP	550	psig
Pt	65	psig
Tubing	2	in
Diametro del portico	1	in
Punto de levantamiento	5914	ft

**Cuadro 3.1 – Parámetros de diseño del sistema neumático de la prueba**

LO16						
Pozo	Date	Oil	Water	Gas	BLT	Otros
LO16-10	29/02/2008	6	0	39	1	
LO16-11	29/02/2008	4	0	53	1	
LO16-12	29/02/2008	5	0	15	1	
LO16-13	29/02/2008	17	6	108	1	
LO16-14	29/02/2008	37	5	145		1
LO16-16	29/02/2008	30	6	191	1	
LO16-17	29/02/2008	8	1	106	1	
LO16-18	29/02/2008	7	0	29	1	
LO16-19	29/02/2008	7	0	5	1	
LO16-20	29/02/2008	6	0	48	1	
LO16-21	29/02/2008	0	0	42		1
LO16-22	29/02/2008	0	0	245	1	
LO16-23	29/02/2008	31	2	121		1
LO16-24	29/02/2008	15	1	80		1
LO16-26	29/02/2008	20	1	107		1
LO16-7	29/02/2008	17	6	109	1	
LO16-8	29/02/2008	15	3	52		1
LO16-9	29/02/2008	6	1	31	1	

**Cuadro 5.1.a – Producción de crudo, agua y gas de la plataforma “LO16”.**

PARADA DE COMPRESOR		
Date	02/01/2008	
Tiempo	8	hr
Presion del sep.	20	psi
Contrapresion	45	psi
Produccion	145	psi
$\Delta$ Presion	25	psi
J	<b>3,18</b>	bbl/psi

**Cuadro 5.1.b – Estimación del IP (primera parada de compresor).**

PARADA DE COMPRESOR		
Date	04/02/2008	
Tiempo	8.5	hr
Presion del sep.	20	psi
Contrapresion	50	psi
Produccion	138	psi
$\Delta$ Presion	30	psi
J	<b>2,92</b>	bbl/psi

**Cuadro 5.1.c – Estimación del IP (segunda parada de compresor).**

ESCENARIO 1						
Pozo	Produccion	% de Produccion	IP	BLT	Convencional	Ganancia
LO16-10	6	2,60%	0,08	1		0,83
LO16-11	4	1,73%	0,06	1		0,55
LO16-12	5	2,16%	0,07	1		0,69
LO16-13	17	7,36%	0,24	1		2,35
LO16-14	37	16,02%	0,51		1	5,13
LO16-16	30	12,99%	0,42	1		4,16
LO16-17	8	3,46%	0,11	1		1,11
LO16-18	7	3,03%	0,10	1		0,97
LO16-19	7	3,03%	0,10	1		0,97
LO16-20	6	2,60%	0,08	1		0,83
LO16-21	0	0,00%	0,00		1	0,00
LO16-22	0	0,00%	0,00	1		0,00
LO16-23	31	13,42%	0,43		1	4,29
LO16-24	15	6,49%	0,21		1	2,08
LO16-26	20	8,66%	0,28		1	2,77
LO16-7	17	7,36%	0,24	1		2,35
LO16-8	15	6,49%	0,21		1	2,08
LO16-9	6	2,60%	0,08	1		0,83
						<b>32</b>

**Cuadro 6.2.1.a – Estimación de producción de crudo para el primer escenario.**

ESCENARIO 2						
Pozo	Produccion	% de Produccion	IP	BLT	Convencional	Ganancia
LO16-10	6	2,60%	0,08	1		1,25
LO16-11	4	1,73%	0,06	1		0,83
LO16-12	5	2,16%	0,07	1		1,04
LO16-13	17	7,36%	0,24	1		3,53
LO16-14	37	16,02%	0,51		1	7,69
LO16-16	30	12,99%	0,42	1		6,23
LO16-17	8	3,46%	0,11	1		1,66
LO16-18	7	3,03%	0,10	1		1,45
LO16-19	7	3,03%	0,10	1		1,45
LO16-20	6	2,60%	0,08	1		1,25
LO16-21	0	0,00%	0,00		1	0,00
LO16-22	0	0,00%	0,00	1		0,00
LO16-23	31	13,42%	0,43		1	6,44
LO16-24	15	6,49%	0,21		1	3,12
LO16-26	20	8,66%	0,28		1	4,16
LO16-7	17	7,36%	0,24	1		3,53
LO16-8	15	6,49%	0,21		1	3,12
LO16-9	6	2,60%	0,08	1		1,25
						<b>48</b>

**Cuadro 6.2.1.b – Estimación de producción de crudo para el segundo escenario.**

ESCENARIO 3						
Pozo	Produccion	% de Produccion	IP	BLT	Convencional	Ganancia
LO16-10	6	2,60%	0,08	1		1,66
LO16-11	4	1,73%	0,06	1		1,11
LO16-12	5	2,16%	0,07	1		1,39
LO16-13	17	7,36%	0,24	1		4,71
LO16-14	37	16,02%	0,51		1	10,25
LO16-16	30	12,99%	0,42	1		8,31
LO16-17	8	3,46%	0,11	1		2,22
LO16-18	7	3,03%	0,10	1		1,94
LO16-19	7	3,03%	0,10	1		1,94
LO16-20	6	2,60%	0,08	1		1,66
LO16-21	0	0,00%	0,00		1	0,00
LO16-22	0	0,00%	0,00	1		0,00
LO16-23	31	13,42%	0,43		1	8,59
LO16-24	15	6,49%	0,21		1	4,16
LO16-26	20	8,66%	0,28		1	5,54
LO16-7	17	7,36%	0,24	1		4,71
LO16-8	15	6,49%	0,21		1	4,16
LO16-9	6	2,60%	0,08	1		1,66
						<b>64</b>

**Cuadro 6.2.1.c – Estimación de producción de crudo para el tercer escenario.**



### 10.2.3 Figuras

Esta es la sección de las figuras, a las cuales se hizo referencia en cada uno de los capítulos de la tesis.



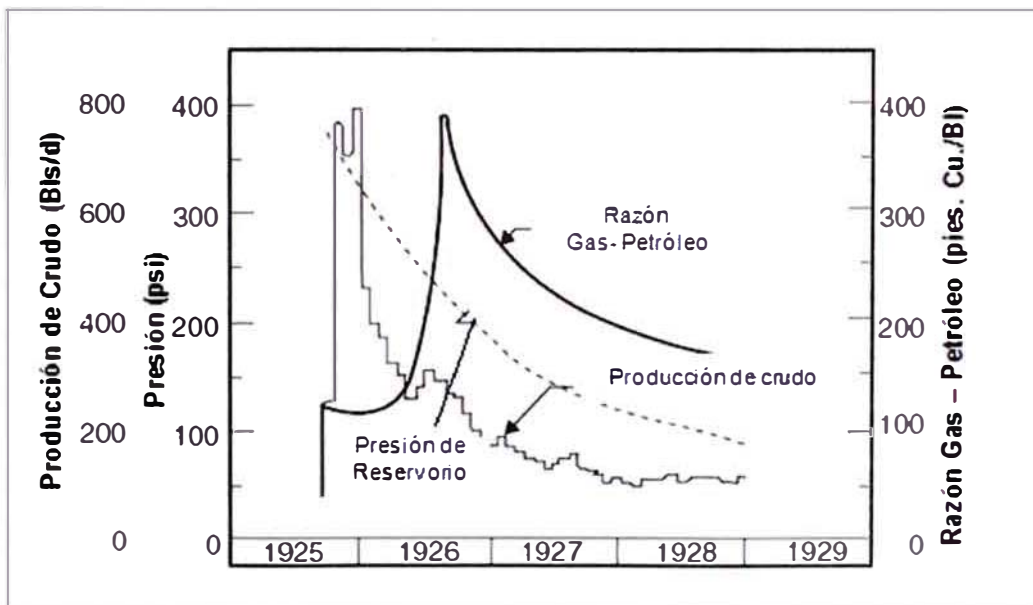
**Figura 2.1.a – Ciudad de Talara (Piura)**



**Figura 2.1.b – “Lobitos” costa afuera.**



**Figura 2.1.c – Plataformas marinas (“Lobitos” costa afuera).**



**Figura 2.4.2.a – Reservorio de mecanismo de impulsión por gas en solución.**

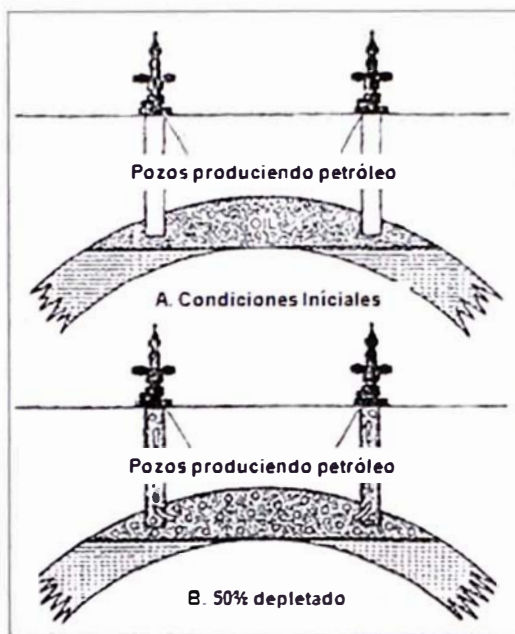


Figura 2.4.2.1.a – Depletación de los reservorios (gas en solución)

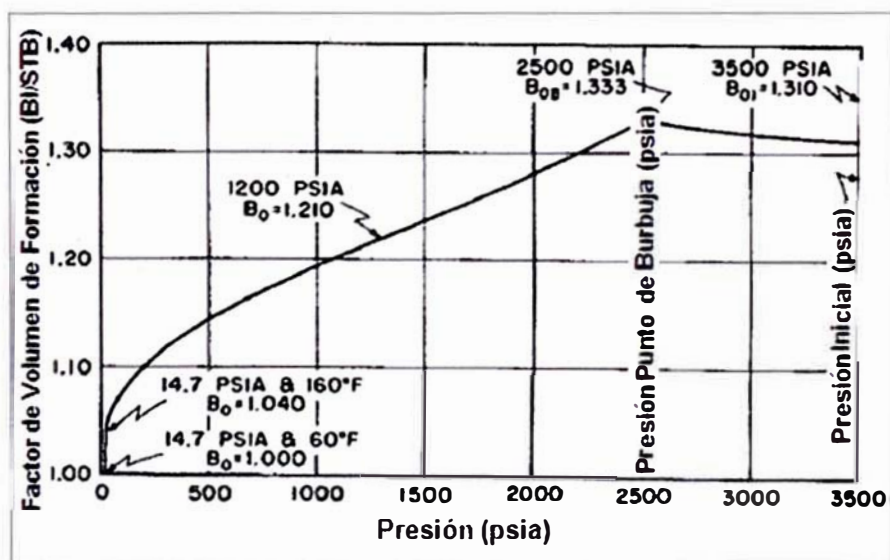
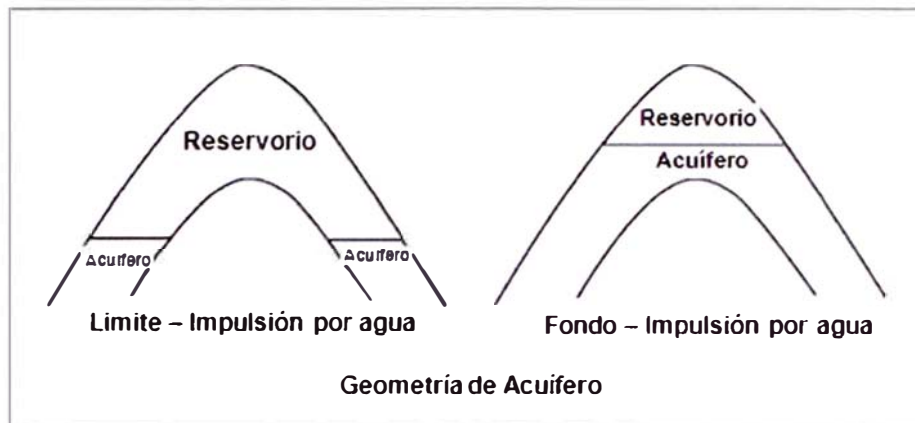
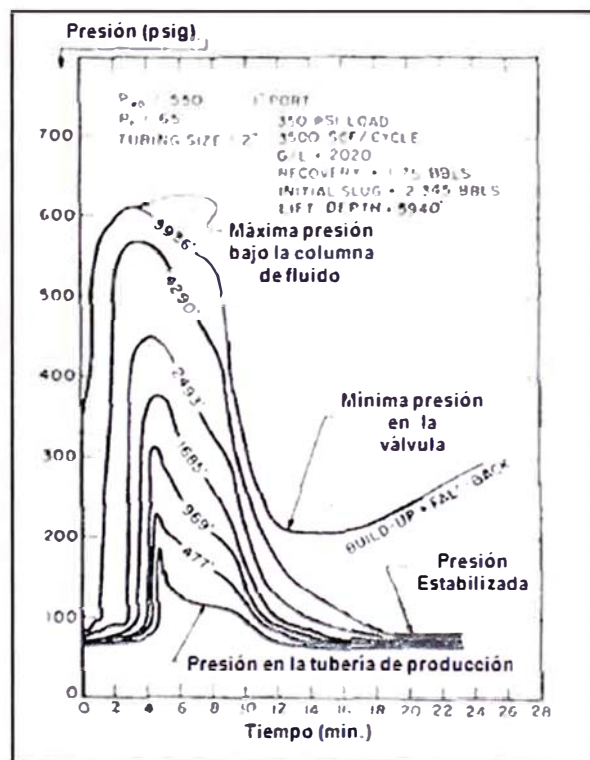


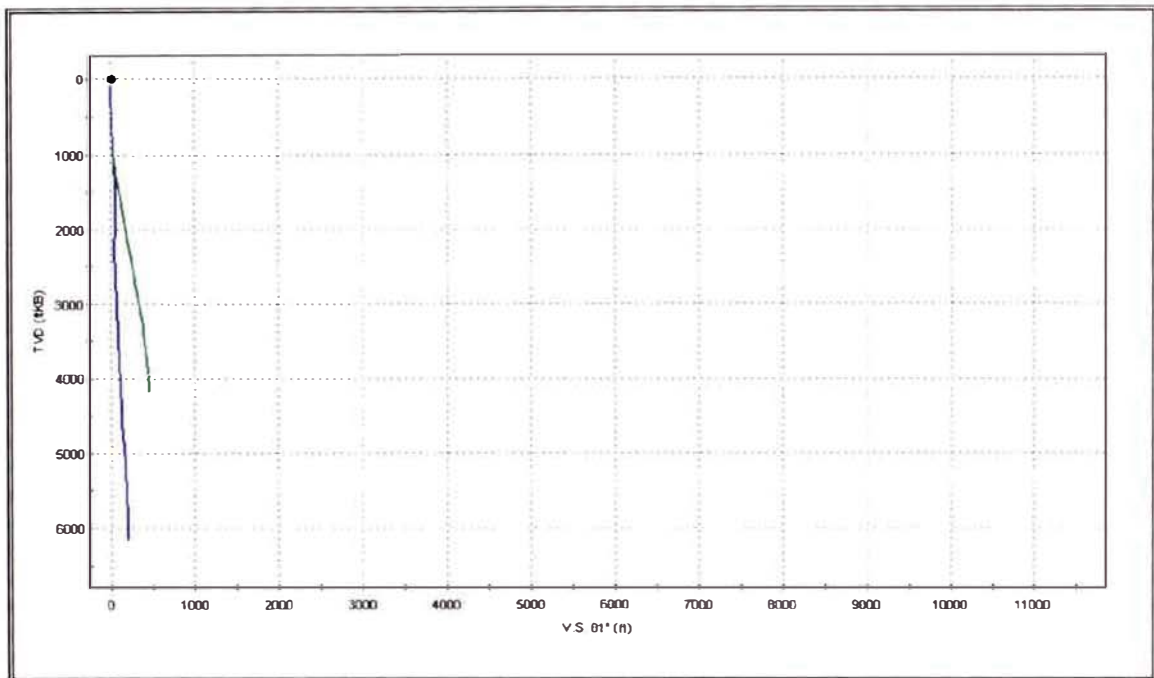
Figura 2.4.2.2.a – Factor de formación volumétrico.



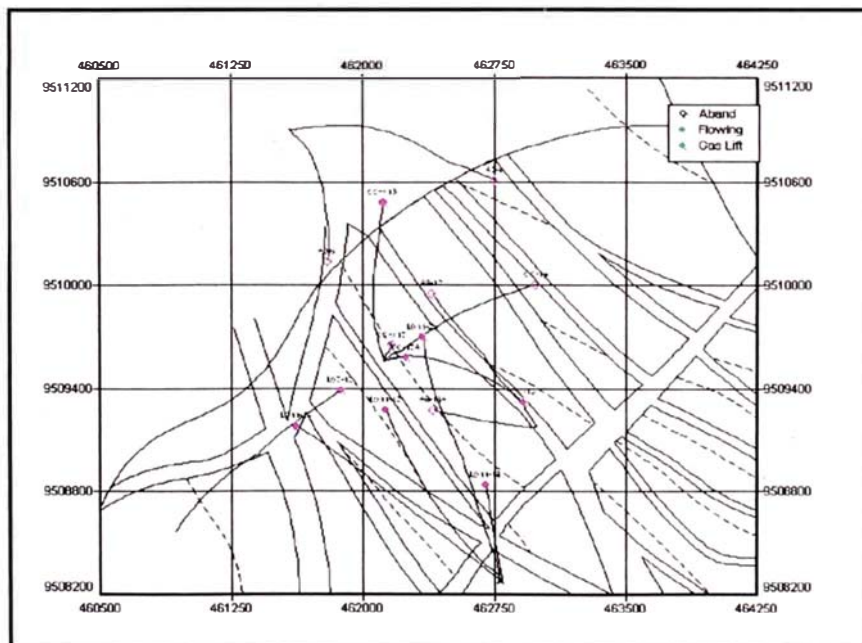
**Figura 2.4.2.3.a – Mecanismo de impulsión por agua.**



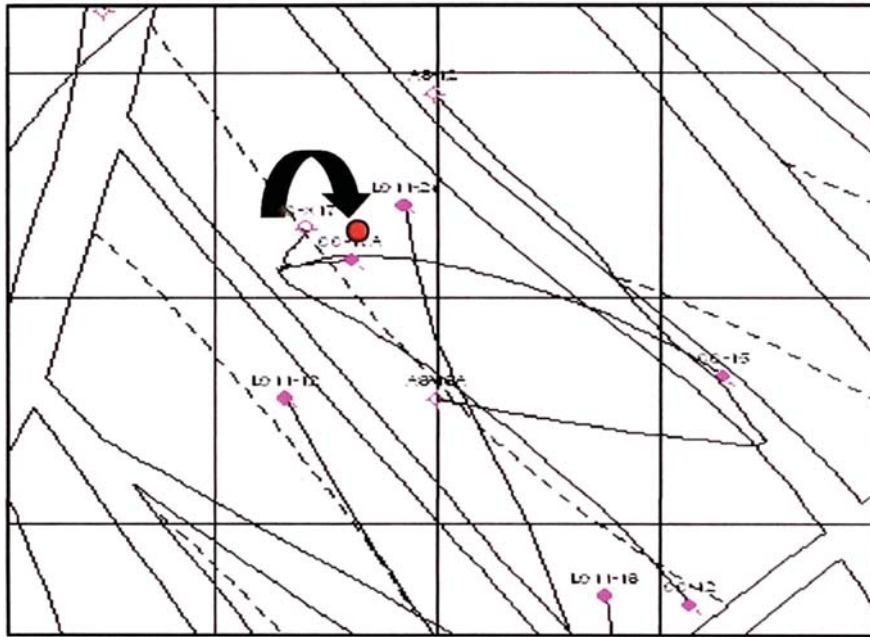
**Figura 3.1 – Prueba de presión de fondo (bombeo neumático intermitente).**



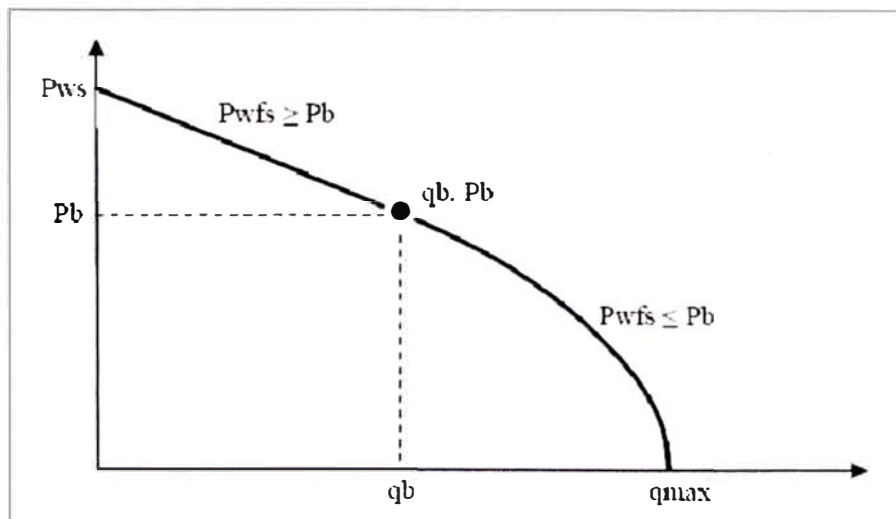
**Figura 3.1.1.2 – Profundidad vs ángulo de desviación del pozo.**



**Figura 3.1.1.3.a – Mapa estructural (plataforma "CC").**



**Figura 3.1.1.3.b – Mapa estructural (pozo “CC-17A”).**



**Figura 3.2.1.a – Curva de Vogel (“IPR”).**

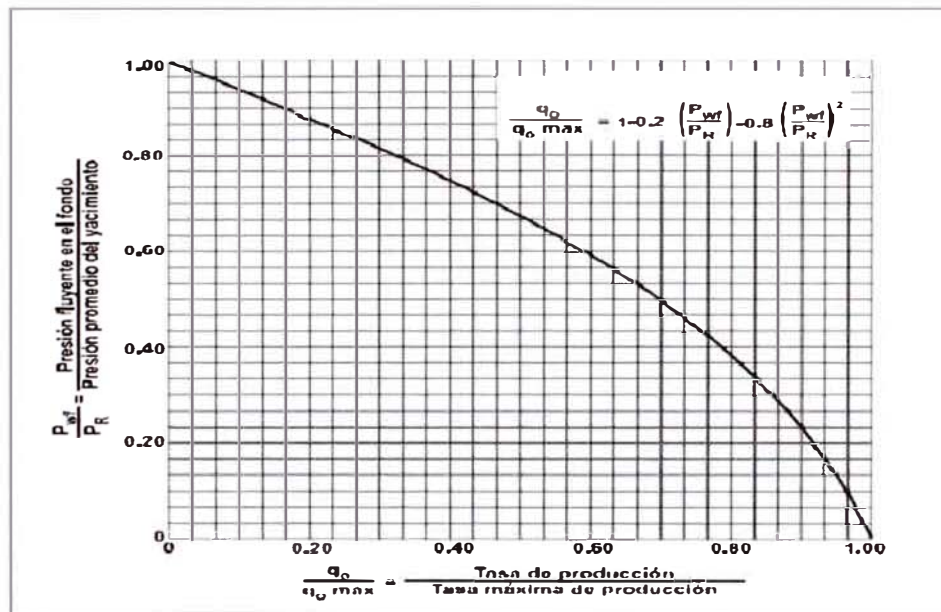


Figura 3.2.1.b – Ecuación de Vogel.

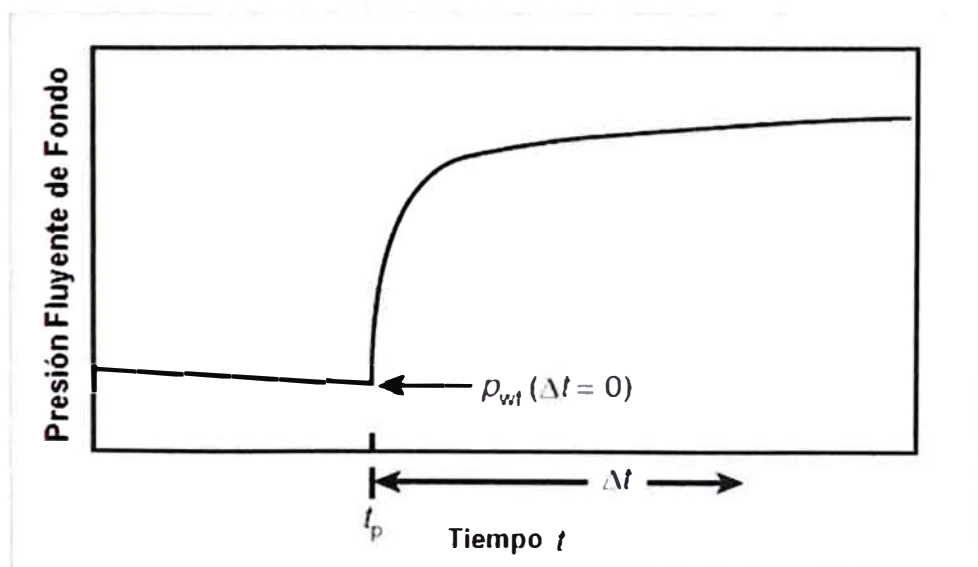
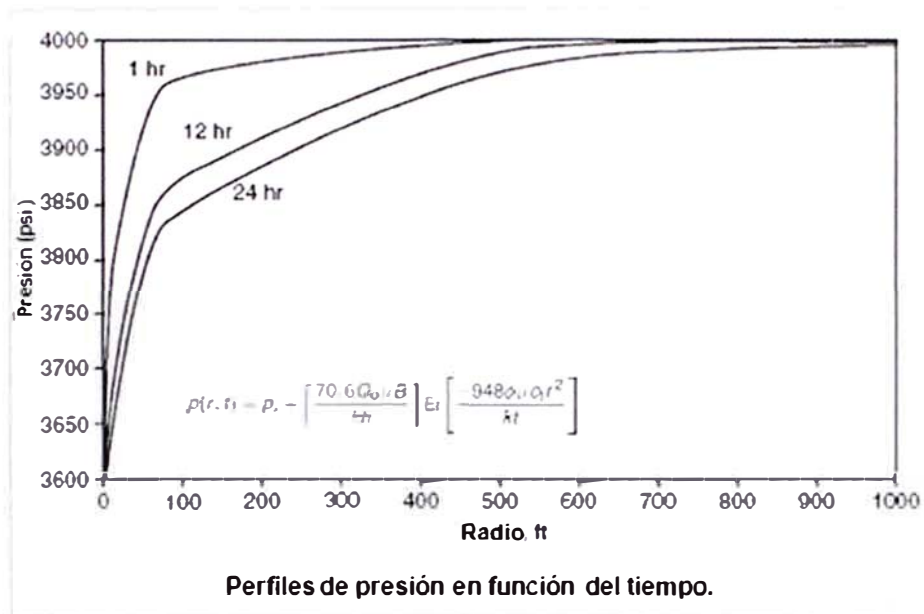
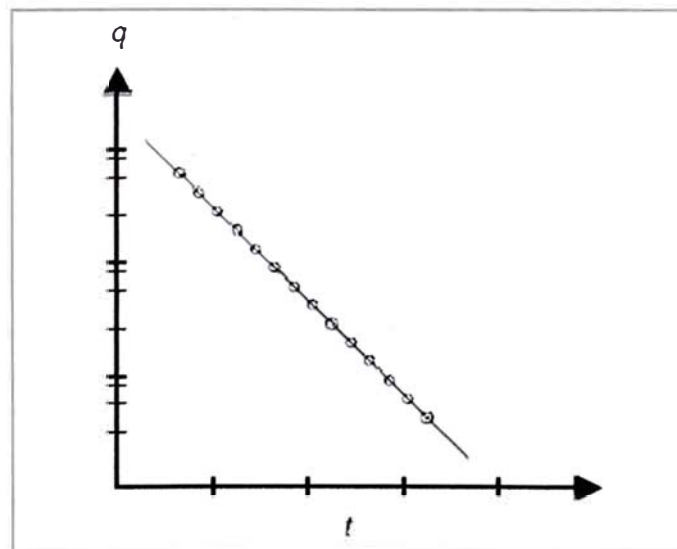


Figura 3.2.1.c – Restauración de presión de fondo

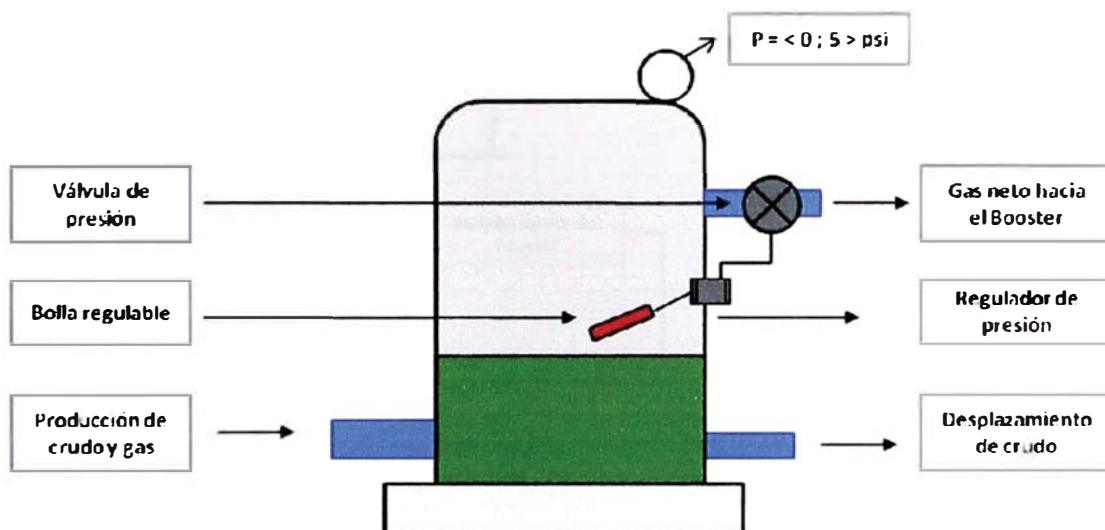


**Figura 3.2.2.b – Perfiles de presión.**

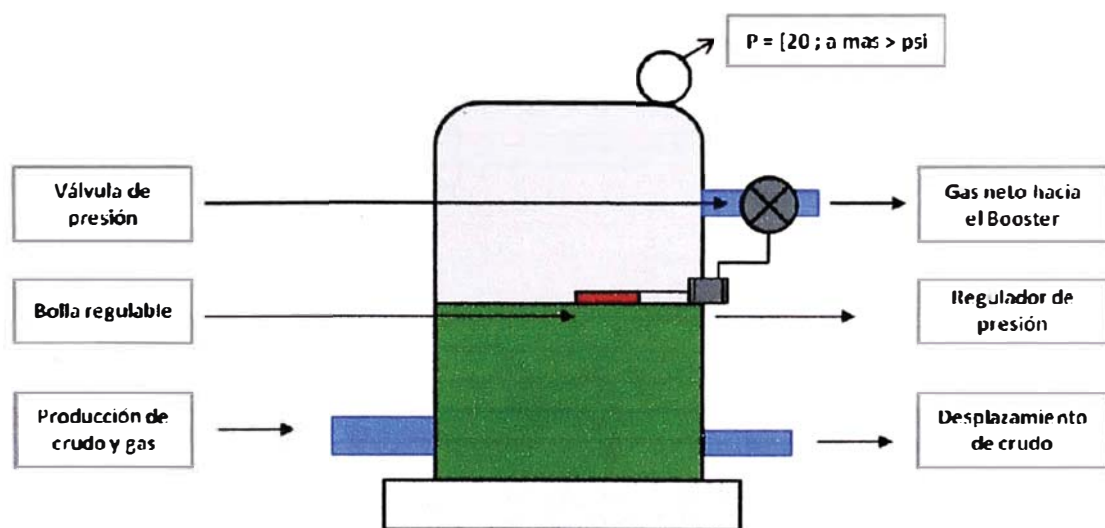


**Figura 4.3.1 – declinación exponencial.**

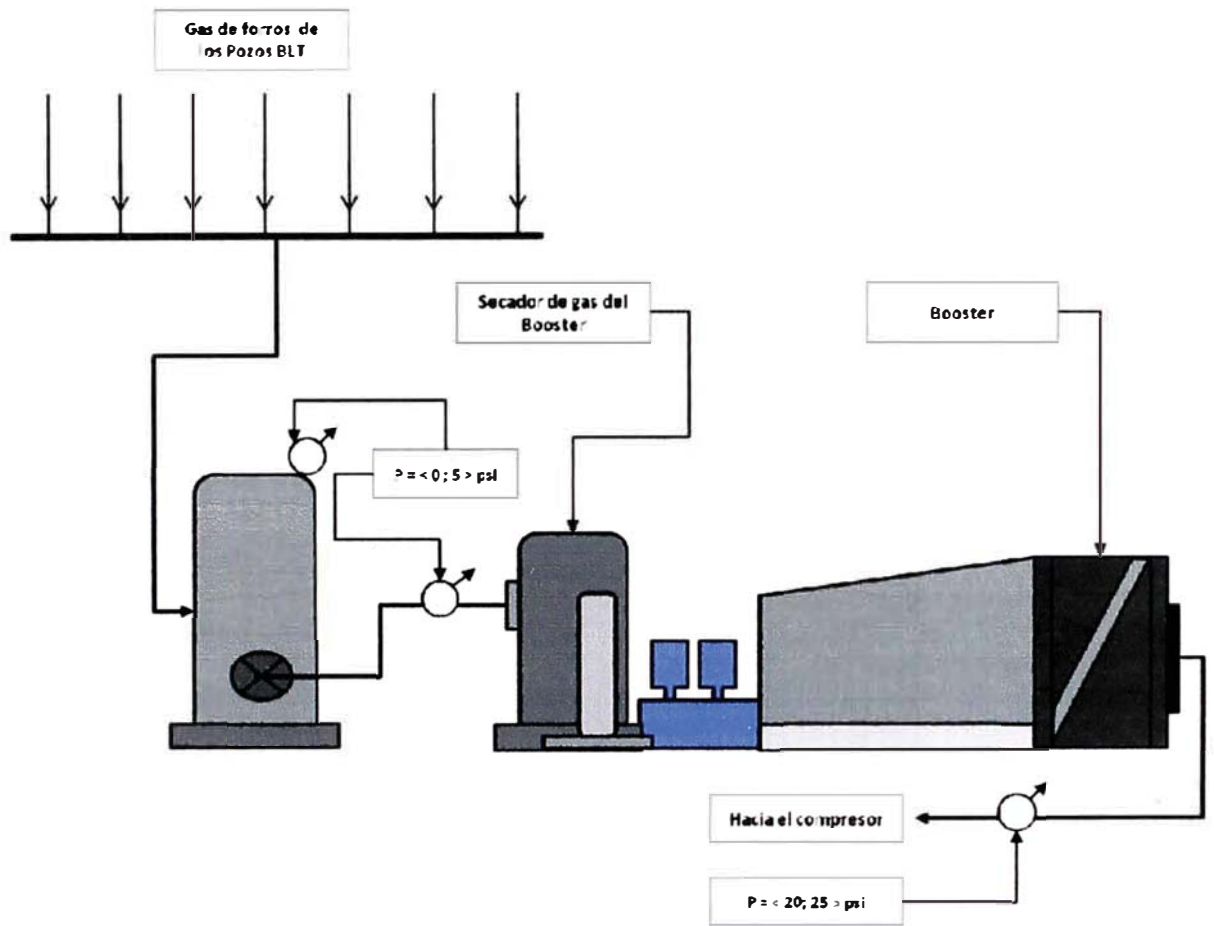




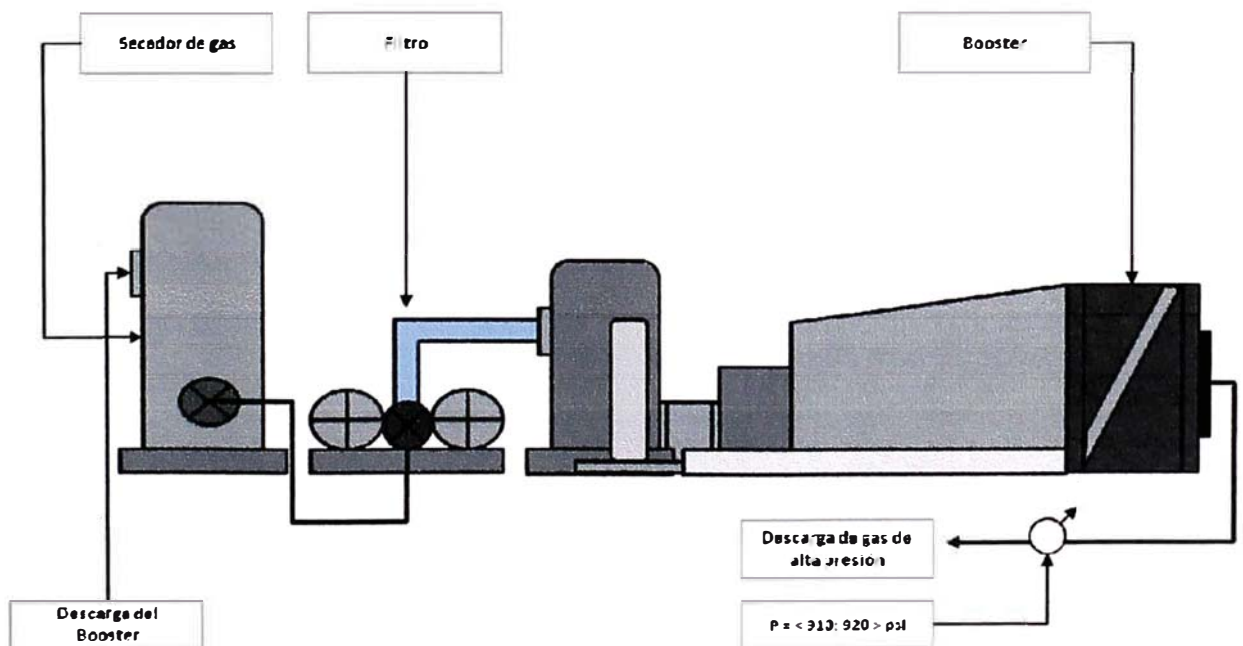
**Figura 5.2.2.a – Mecanismo del separador para el “Sistema Booster Dual”.**



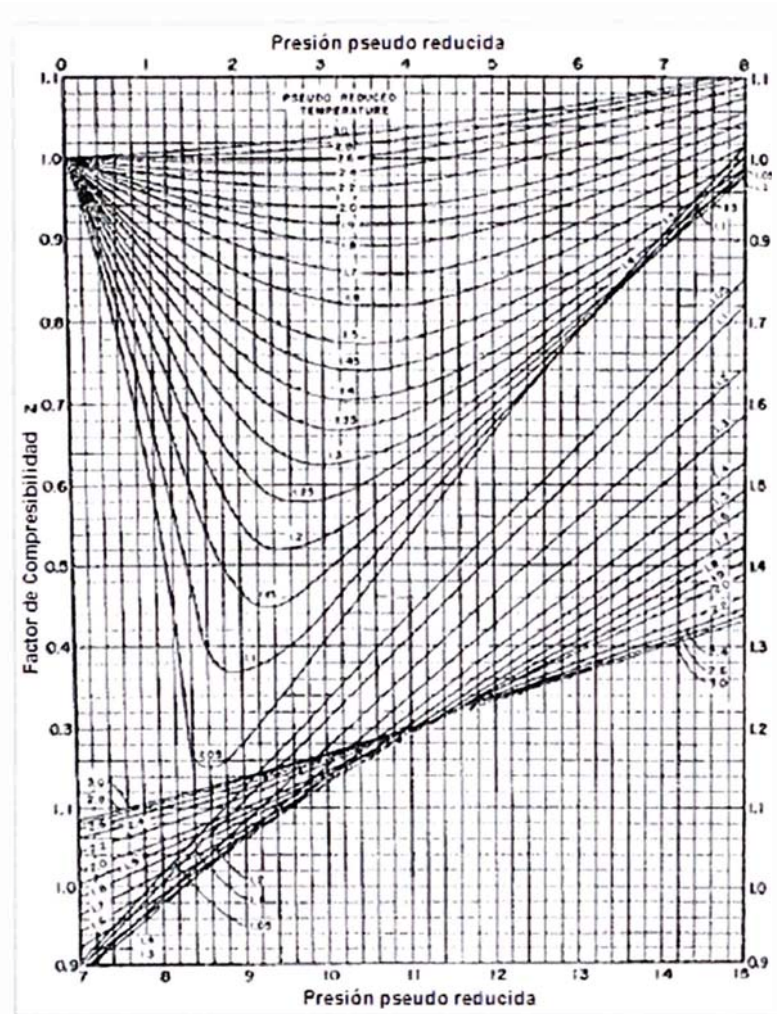
**Figura 5.2.2.b – Mecanismo del separador para el “Sistema Booster Dual”.**



**Figura 5.2.2.c – Sistema gas de forros - colector – “Booster”.**



**Figura 5.2.2.d – Sistema “Booster” – compresor.**



**Figura 6.1.1.b – Correlación de Standing.**