

# **Universidad Nacional de Ingeniería**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



## **“ Estudio Técnico Económico para Optimizar el Método de Producción de Petróleo por Levantamiento con Gas en el Zócalo Continental Peruano ”**

### **TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO DE PETROLEO**

**JOSE ADOLFO ZAMALLOA VILCHEZ**

**PROMOCION : 1977 - I**

**LIMA • PERU • 1985**

ESTUDIO TECNICO ECONOMICO PARA OPTIMIZAR EL METODO DE PRODUCCION DE  
PETROLEO POR LEVANTAMIENTO CON GAS EN EL ZOCALO CONTINENTAL PERUANO.

AUTOR : BACHILLER JOSE ADOLFO ZAMALLOA VILCHEZ

GRADO A OPTAR : INGENIERO DE PETROLEO.

FACULTAD : PETROLEO, UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA.

LUGAR Y FECHA : LIMA - PERU, ENERO 1985

ESTUDIO TECNICO ECONOMICO PARA OPTIMIZAR EL METODO DE PRODUCCION DE  
PETROLEO POR LEVANTAMIENTO CON GAS EN EL ZOCALO CONTINENTAL PERUANO

CAPITULO I	INTRODUCCION.	8
CAPITULO II	CONSIDERACIONES DESCRIPTIVAS IMPORTANTES.	10
	1. De los Reservorios.	
	2. De los Pozos.	
	3. De las Instalaciones Pozo Abajo.	
CAPITULO III	SELECCION DEL METODO DE PRODUCCION MAS ADECUADO.	18
	4. Orientación Básica.	
	5. Criterios de Selección.	
	6. Análisis Comparativo de la Aplicación de los Posibles Métodos.	
	7. Conclusiones.	
CAPITULO IV	OPTIMIZACION DEL METODO DE LEVANTAMIENTO CON GAS.	28
	8. Aspectos que determinan la Eficiencia de un Sistema de Producción por Levantamiento con Gas.	
	9. Problemas Actualmente Existentes y Necesidades de Resolverlos para optimizar el método.	
	10. Solución a los Problemas de Menor Impacto.	

CAPITULO V	ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO PARA SOLUCIONAR LOS PROBLEMAS DE MAYOR IMPACTO.	38
	11. Ineficiente Utilización del Gas Producido de Reservorios Sensibles a la Contrapresión en la Cabeza de los Pozos.	
	12. Limitaciones Severas para Producir Eficientemente por Medio del Levantamiento con Gas Pozos de Más de 5000 pies con Extensos Intervalos Baleados.	
CAPITULO VI	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES.	63

GUIA DE UBICACION DE GRAFICOS Y ANEXOS

		Pag.
GRAFICO	1 Características Físico Mecánicas de los Pozos de Desarrollo del Zócalo.	77
GRAFICO	2 Instalación Convencional	78
GRAFICO	3 Instalación Convencional con Cámara y Tubo Sumergido.	78
GRAFICO	4 Instalación Concéntrica con Cámara de Flujo <u>Tu</u> <u>bular</u> .	78
GRAFICO	5 Instalación Concéntrica con Cámara de Flujo A- nular.	78
GRAFICO	6 Instalación Paralela 2 3/8 pulg. - 1 1/4 pulg. sin válvulas.	79
GRAFICO	7 Instalación Paralela 2 3/8 pulg. - 1 1/4 pulg. con Cavidad Hidráulica.	79
GRAFICO	8 Instalación BLT.	80
GRAFICO	9 Instalación BLT con Empaque Especial para Ais- lamiento de Zonas no Deseadas.	81
GRAFICO	10 Instalación Especial para Aislamiento de Zonas no Deseadas y Profundizando el Punto de Levan- tamiento.	81
GRAFICO	11 Esquema de un Pozo "Cámara" de Almacenamiento de Gas de Alta Presión en Circuitos de Gas Lift.	82
GRAFICO	12 Coeficientes de Fricción $f$	83
GRAFICO	13 Esquema que Muestra la Disposición y Funciona- miento de un Equipo de Transferencia de Acei- te tipo Disparador Volumiter, Operado Neumáti- camente.	84
GRAFICO	14 Esquema de Controlador de Inyección de Gas <u>Mo</u> <u>dificado</u> para Inyección Selectiva Sólo a los	

	Pag.
Pozos de Mayor Producción Cuando el Sistema de Alta se afecte.	85
GRAFICO 15 Variación de la Producción de Petróleo ante Cambios en la Presión de Trabajo del Separador, Plataforma 3C, Litoral Mar.	86
GRAFICO 16 Esquema del Arreglo en Superficie para Instalación de Compresores de Baja Capacidad en Plataforma 3B.	87
GRAFICO 17 Caída de Presión por Fricción-Vs-Caudal de Gas en Tubería de 1 1/4 pulg., 2.33 lb/pie, 1.38 pulg. D.I. Rango de Presión de Operación 300-400 PSI.	88
GRAFICO 18 Caída de Presión por Fricción-Vs-Caudal de Gas en Tubería de 1 1/4 pulg., 2.33 lb/pie, 1.38 pulg. D.I. Rango de Presión de Operación 650-700 PSI.	89
GRAFICO 19 Caída de Presión por Fricción-Vs-Caudal de Gas en Tubería de 1 1/4 pulg., 2.33 lb/pie, 1.38 pulg. D.I. Rango de Presión de Operación 700-800 PSI.	90
GRAFICO 20 Caída de Presión por Fricción-Vs-Caudal de Gas en Tubería de 1 1/4 pulg., 2.33 lb/pie, 1.38 pulg. D.I. Rango de Presión de Operación 800-900 PSI.	91
GRAFICO 21 Resultados de Pruebas de Laboratorio que muestran la Relación entre la Profundidad de Levantamiento, Presión de Inyección, Presión en la Tubería y las Pérdidas por Resbalamiento en el Levantamiento con Gas. Tomados de la Revista World Oil Nov 82.	92
GRAFICO 22 Estado Mecánico de Pozo R-5. Análisis de Instalación BLT.	93
GRAFICO 23 Estado Mecánico de Pozo R-7. Análisis de Instalación BLT.	93

	Pag.	
GRAFICO 24	Diseño BLT Modificado.	94
GRAFICO 25	Caída de Presión por Fricción-Vs-Caudal de Gas en Espacio Anular 5 1/2 pulg - 2 7/8 pulg., 2 pulg. Diámetro Rango de Presión de Operación 700-800 PSI.	95
GRAFICO 26	Especificaciones del Empaque Dual a Usarse en la Instalación BLT Modificada.	96
GRAFICO 27	Disposición del Sistema de Producción al Momento de Necesitarse Métodos de Levantamiento Artificial.	97
GRAFICO 28	Equipo y Facilidades Requeridos Para Implementar el Método de Levantamiento Hidráulico.	98
GRAFICO 29	Equipo y Facilidades Requeridos Para Implementar el Método de Levantamiento por Gas.	99
ANEXO 1	Análisis de Costos para Implementar Métodos de Levantamiento Artificial en un Campo de 5 Plataformas Costa Afuera.	68
ANEXO 2	Artículo Extraído de la Revisión World Oil Noviembre 82 en el que se muestran resultados de Pruebas Sobre Levantamiento con Gas hechos en Pozos Experimentales.	71
ANEXO 3	Ejemplo de Cálculo de las Caídas de Presión por Fricción en Tuberas Cuando Fluye Gas de Alta Presión. Caso del Espacio Anular 5 1/2 pulg. - 2 7/8 pulg Referido al Gráfico 25.	75
BIBLIOGRAFIA .		100

# *CAPITULO I*

## *INTRODUCCION*

*En el desarrollo de campos petroleros costa afuera se requieren de estrategias que satisfagan los requerimientos técnico económicos de tales operaciones y que al mismo tiempo se adapten a las complicaciones intrínsecas de logística, mantenimiento, control y acomodamiento en las plataformas. Desde el punto de vista de la*

Ingeniería de Producción, esta estrategia tendrá que estar enfocada a la maximización de la producción del petróleo y a la optimización del uso del gas dentro de criterios racionales de producción, mediante la concepción, ejecución y aplicación de procedimientos que sean compatibles con las circunstancias especiales que implica la actividad en el mar y que permitan un funcionamiento armonioso de cada uno de los componentes del sistema de producción.

El objetivo de este trabajo es exponer los criterios en que se basa la estrategia de explotación de hidrocarburos en el Zócalo Continental Peruano, definir los aspectos que determinan la eficiencia del Método de Producción de Petróleo por Levantamiento con gas, identificar sus limitaciones actuales y proponer y justificar técnica y económicamente alternativas de solución a: 1) Los problemas de utilización del gas producido de reservorios sensibles a la contrapresión en la cabeza de los pozos y 2) Las limitaciones en producir por medio del levantamiento con gas en pozos de más de 5000 pies de profundidad con extensos intervalos baleados.

El aporte principal que esta Tesis quiere brindar es que las soluciones a los 2 problemas mencionados puedan aplicarse a cualquier campo petrolero ya sea en mar o en tierra.

Finalmente debo agradecer a todos mis maestros y condiscípulos de la Facultad de Petróleo de la UNI y de la Compañía Belco Lima-Negritos sin cuya colaboración y consejos no hubiese sido posible culminar este trabajo.

## ***CAPITULO II***

### ***CONSIDERACIONES DESCRIPTIVAS IMPORTANTES***

#### **1. DE LOS RESERVORIOS**

*Existen 8 reservorios con características litológicas petrofísicas diferentes (Ver Tabla 1) pero que tienen en común el mecanismo de producción de petróleo que es por empuje interno de gas (gas en solución), con las siguientes propiedades o características*

CARACTERISTICAS LITOLOGICAS - PETROFISICAS DE LOS RESERVORIOS DEL ZOCALO

Reservorio	Descripción
Paríñas Superficial	Es objetivo primario en la zona de Litoral Sur. Es una arena suelta de granos finos a gruesos sub angulares, hialinos, bien seleccionados. Es una formación superficial, de buenas permeabilidades (115 md) y porosidades hasta de 18 por ciento.
Terebrátula Superficial	Es objetivo primario en la zona de Litoral Sur. Es una arena blanca, hialina, sub angular compuesta por granos de cuarzo grueso, poco conglomerado. Es una formación que presenta intercalaciones gredosas lo que la hace sensitiva al agua.
Paríñas Intermedio	Es objetivo primario en la zona de Lobitos. Es una arenisca de grano grueso, fino fría, angular, calcáreo y limpio. Muy buena selección de granos. Bastante similar en la que se refiere a permeabilidades y porosidades.
Terebrátula Intermedio	Objetivo secundario en la zona de Lobitos. Descripción similar a la de la zona de Litoral.
Río Bravo	Es objetivo primario en la zona de Lobitos. Arenisca blanquísima compuesta mayormente de granos de cuarzo de forma subangulares, calcáreas en la parte superior media. Porosidad regular Esta formación puede ser clasificada como semidura. Presenta permeabilidad bajas del orden de 0.15 md y porosidades máximas de 10-12 por ciento.
Cabo Blanco	Es objetivo secundario en la zona de P.Negra al Norte. Es una arena blanca, hialina, subangular, de buena selección de sus granos, cien por ciento cuarzo. Presenta muy buenas porosidades y permeabilidades a tal punto que no necesita ser fracturado para que produzcan.
Peña Negra	Es objetivo secundario en la zona de P.Negra. Es una alternancia de areniscos y gredas. Presenta permeabilidades y porosidades medios. Necesita de fracturamiento para producir comercialmente.
Mogollon	Es objetivo primario en la zona de P.Negra. Se compone de arenisca y arena de grano fino, medio y grueso, subangular. Ligeramente friable, firme, calcáreo. Es una formación de muy baja permeabilidad. En algunos casos, su litología consiste de matrices conglomeradas y naturalmente fracturadas, su porosidad promedio es de 12 por ciento y en permeabilidad del orden de 0.08 md.

cas:

- Se encuentran por debajo del punto de burbuja (saturados).
- Como la fase de petróleo se contrae debido a la liberación de gas en solución, la producción se debe a la expansión de la fa se gaseosa.
- Aún en saturaciones de gas bajas, la movilidad del gas Kg/ug es alta y la del petróleo Ko/uo baja, obteniéndose GOR altos y re cuperaciones de petróleo primarias del orden del 10 al 15 por ciento.
- La presión del reservorio cae a medida que la producción avanza y las viscosidades y factores volumétricos del petróleo y del gas cambian continuamente.
- Son de un volumen constante o sea que no hay cambio en el tamaño inicial del reservorio.
- Existe un flujo de dos fases o sea que el gas saliendo de la solución fluye junto con el petróleo.
- El gas sale de la solución pero no se mueve hacia arriba para formar una capa de gas, o sea que las burbujas de gas formadas en la fase de petróleo se mantienen en ésta, resultando en flujo simultáneo de ambos.
- La producción es resultado de la expansión volumétrica del gas en solución y de la expansión volumétrica del petróleo.

## 2. DE LOS POZOS

- En términos generales se pueden definir 3 tipos de pozos:

Superficiales : A menos de 4000 pies b.n.m.; se caracterizan por tener permeabilidades y porosidades altas con bajas gradientes de formación que tienen que ser fracturadas para eliminarse el daño formacional causado durante la perforación o completación.

Intermedios A profundidades mayores de 4000 pies hasta 6000 pies b.n.m. Relacionando directamente es

tas profundidades con la compactación natural, es que se tienen permeabilidades y porosidades de magnitudes intermedias necesitando de fracturamiento hidráulico para obtenerse producciones comerciales.

### Profundos

A profundidades mayores de 6000 pies b.n.m. hasta 8500 pies. Se caracterizan por tener permeabilidades de medias a bajas (en razón de la mayor compactación litostática) que tienen que ser fracturados para crear una zona de alta conductividad tanto cerca como lejos del pozo y permitir su producción comercial.

- Todos son en su mayoría dirigidos con ángulos de desviación que varían desde 20° hasta 60°. No existen problemas mayores durante la perforación, excepto algunos casos de pérdida de circulación y/o pegamientos por presión diferencial sobre todo en pozos superficiales en razón de sus bajas presiones de formación, las cuales varían en valores tan bajos como 0.15 hasta 0.36 lb/pulg<sup>2</sup>/pie. Los pozos intermedios y profundos presentan gradientes de formación originales hasta de 0.5 lb/pulg<sup>2</sup>/pie.
- A excepción de los Superficiales del Área Litoral casi todos los otros tipos de pozos tienen más de un objetivo comercial.
- Generalmente al momento de la completación sólo se balea y fractura el objetivo primario de la perforación dejándose los otros para futuras recompletaciones.
- Los intervalos baleados varían gradualmente desde 500 pies hasta 2000 pies o 3000 pies debido a que las formaciones productivas no se presentan como cuerpos continuos y homogéneos sino como cuerpos aislados y separados por intercalaciones gredosas lo que hace por ejemplo que en la formación Rio Bravo con una potencia de 3000 pies del tope a la base, sólo tengamos 600 pies de arenas netas productivas. Otra razón es que como todos los pozos son dirigidos, el ángulo de desviación hace exponer mayor longitud de formación al perforarse el pozo.

- La mayoría de pozos tienen problemas de formación de parafina desde superficie hasta 2000 pies verticales.

En el Gráfico 1 se pueden observar las características físico-mecánicas de los pozos en lo que se refiere a su programa de perforación, completación, baleo, etc.

### 3. DE LAS INSTALACIONES POZO ABAJO

#### A. Instalación Convencional

Esta instalación se baja en pozos nuevos con buena presión de fondo. Consiste en tubería con válvulas y empaque sentado encima del intervalo baleado, ver Gráfico 2, y en la que se combina el llenado rápido de la tubería debido a la buena productividad con el efecto de levantamiento con gas a superficie, obteniéndose buenas eficiencias.

Sin embargo, conforme los pozos se depletan, las presiones fluyentes se hacen tan bajas que los fluidos líquidos no ascienden suficientemente hasta por encima de la válvula operativa, volviéndose esta instalación obviamente inadecuada.

#### B. Instalaciones Concéntricas

La solución para producir pozos depletados en los que la instalación convencional era inadecuada, fue, lógicamente, bajar el punto de levantamiento lo más profundo posible. Esto se consiguió utilizando instalaciones concéntricas tipo "Macarroni" con cámara, convencionales con cámara y tubo sumergido, concéntricas con cámara y mandriles de derivación tipo "Snorkel". (Ver Gráficos 3, 4, 5) en las que se combinaron dos situaciones favorables para producir pozos depletados:

- Mejoramiento del "llenado" de las tuberías de producción al bajarse el punto de levantamiento hasta el fondo de las perforaciones (mejor "Draw-Down").
- El concepto de la cámara de acumulación, con el que se lograba que mayor volumen líquido se acumulara en una tubería de

mayor capacidad optimizándose el "Drawn Down" al disminuirse la presión hidrostática contra la formación productiva entre ciclo y ciclo.

### C. Instalaciones Paralelas

Sin embargo, conforme se iba desarrollando el campo, se encontraban pozos que presentaban diferentes características como formación de parafina en la parte superior de las tuberías de producción o la presencia de 2 ó hasta 3 zonas productoras que significaban intervalos baleados desde 1500 a 3000 pies de extensión. Estas características de los pozos trajeron consigo las siguientes limitaciones al utilizar las instalaciones concéntricas o de cámara:

- Era imposible bajar herramientas de corte de parafina experimentándose mermas de la producción y haciéndose necesario mover unidades de servicio de pozos para sacar y limpiar tubería.
- Se desvirtuaba el principio de "Cámara" y/o se dificultaba el levantamiento en reducidos conductos anulares de gran longitud debido al extenso intervalo de perforaciones.
- Se dificultaba la toma de registros de presión de fondo representativos pues no se podía bajar ningún tipo de registradores en pozos con tubería concéntrica o colgadores interiores.
- No se podía aplicar ningún tipo de instalación para aislar o producir separadamente intervalos de diferentes características especialmente en pozos involucrados en proyectos de inyección de agua o de gas los cuales ya se estaban ejecutando.
- Bajas eficiencias de levantamiento resultando en producciones por debajo del potencial de los pozos y/o excesivos consumos de gas.

Fue entonces que se empezaron a utilizar las instalaciones paralelas, (referirse al Gráfico 6) una combinación de tubería de 1 1/4 pulgadas de inyección y de tubería de 2 3/8 pulgadas

de producción pero que se bajaba sin válvula ya que no se contaba con mandriles adecuados para unir las dos referidas tuberías. Esta instalación si bien es cierto que superaba las limitaciones expuestas anteriormente, no permitía un control adecuado de la inyección de gas tanto para arrancar los pozos como para producirlos eficientemente pues no se usaban válvulas sino orificios pequeños de inyección. Se implementó también una combinación de tubería paralela conectadas en el fondo con una cavidad de las usadas en el levantamiento hidráulico (Gráfico 7), pero con las mismas limitaciones expuestas antes).

Poco tiempo después sin embargo, se diseñaron unos mandriles especiales que permitían una comunicación entre las tuberías de  $2 \frac{3}{8}$  pulgadas y  $1 \frac{1}{4}$  pulgadas a travez de válvulas convencionales obteniéndose así la instalación paralela BLT (Gráfico 8) (nombre suu generis en Belco Negritos) que se bajaba como instalación definitiva en todos los pozos depletados, semi-depletados, con extensos intervalos perforados, pudiendo cortarse parafina y tomarse todo tipo de registros de presión sin ningún problema. De igual forma, por el hecho de ser una instalación abierta (sin empaque) la contrapresión sobre la cara de la formación podía minimizarse, optimizándose el influjo

(draw-down) y por consiguiente la producción de los ya numerosos pozos depletados pero con buenos índices de productividad

#### D. Instalaciones Especiales

Para resolver problemas especiales, tales como aislamiento de intervalos productores de agua o gas no deseados, inyección y producción en zonas diferentes, etc. se utilizan básicamente las instalaciones antes mencionadas con algunas innovaciones como empaques hidráulicos, retainers, etc. La limitación principal para bajar instalaciones especiales es el reducido diámetro del revestimiento de producción que en todos los casos es de  $5 \frac{1}{2}$  pulgadas. Referirse a los Gráficos 9-10.

#### E. Compendio

Después de todo lo expuesto en lo referente a la evolución de las instalaciones que se fueron adecuando para resolver los problemas que se presentaban conforme se iban perforando más pozos, parecería que la instalación BLT es la que definitivamente cumple todos los requisitos para ser la óptima, ya que exhibe las siguientes características de diseño:

- Permite bajar herramientas de corte de parafina a través de la tubería de producción de 2 3/8 pulgadas.
- Permite tomar registros de presión de fondo representativos.
- Permite hacer tratamientos químicos especiales en cualquier momento ya sea por tubos o por forros.
- Permite bajar el punto de levantamiento hasta el fondo mismo del intervalo productor, sea cual fuese su extensión.

Sin embargo, estas instalaciones BLT presentan limitaciones se veras al utilizarse en cierto tipo de pozos como veremos en el punto 12 del capítulo V.

## ***CAPITULO III***

### ***SELECCION DEL METODO DE PRODUCCION MAS ADECUADO***

*Aquí expondremos y analizaremos los factores y exigencias que hay que cumplir para desarrollar un campo costa afuera dentro de criterios racionales y objetivos para obtener los mejores resultados técnico-económicos.*

#### 4. ORIENTACION BASICA

Los métodos de levantamiento artificial para ser aplicados después que cesa la vida surgente de los pozos, actualmente desarrollados en la industria son:

- Levantamiento con varillas, o bombeo mecánico.
- Levantamiento hidráulico.
- Levantamiento eléctrico.
- Levantamiento con gas.
- Levantamiento con gas y pistón viajero.
- Otros tipos de levantamiento.

Son bastante conocidos los conceptos y descripciones del funcionamiento y equipo involucrados en cada uno de estos métodos de producción, los cuáles están muy bien expuestos por diferentes autores. Con fines de agilizar nuestra exposición, trataremos con mayor detalle el asunto de cómo seleccionar el método de producción más adecuado.

#### 5. CRITERIOS DE SELECCION

Basado en la experiencia de campo y el criterio analítico, el autor ha identificado y definido siete aspectos en los cuáles se en marcan los criterios que sirven para seleccionar el método de producción en el mar:

- Tipo de mecanismo de producción del reservorio.
- Características físico-mecánicas de los pozos.
- Facilidades que ofrezca el método para aprovechar al máximo los hidrocarburos producidos.
- Adecuación del método a las limitaciones de espacio en las plataformas y simplificación de los componentes básicos.
- Costos de instalación inicial del equipo de producción.
- Adaptabilidad del método al desarrollo y crecimiento del campo (aumento del número de plataformas, interconexión, transferencias de gas, de petróleo).

- *Compatibilidad del método con proyectos de Ingeniería de Reservorios tales como operaciones de reciclado o mantenimiento de presión con la finalidad de aumentar la recuperación de reservas.*

*Todos estos siete criterios servirán para ir exponiendo las ventajas y desventajas de aplicar cualquiera de los métodos de producción existente en la industria y que conducirá a la decisión final para las condiciones de operación en el mar.*

#### 6. ANALISIS COMPARATIVO DE LA APLICACION DE CADA UNO DE LOS METODOS ACTUALMENTE EXISTENTES.

*Descartaremos de inmediato el bombeo mecánico con varillas pues desde el punto de vista práctico las características de este método no se adecúan ni a las limitaciones de espacio en las plataformas ni a las considerables ángulos de desviación que presentan todos los pozos direccionales perforados desde plataformas, que ocasiona el desgaste excesivo de varillas. De igual forma, el levantamiento eléctrico no es una alternativa aparente, pues este método requiere de volúmenes altos de producción de líquidos y de medianos a bajos volúmenes de gas en forros de producción de 7 pulgadas de diámetro como mínimo, lo cuál definitivamente no es el*

*caso en el Zócalo.*

*Limitaremos pues nuestra discusión a los 2 sistemas restantes relacionándolos con los criterios mencionados en el punto 5.*

##### A. Basados en el Tipo de Mecanismo de Producción del Reservorio.

*Los fluidos producidos en el Zócalo son mayormente gas y petróleo guardando sus tasas de producción una relación inversa conforme avanza el estado de depletación del reservorio obteniéndose razones gas petróleo de producción cada vez más altas tanto por el aumento del gas como por la disminución del petróleo. En general, al momento de necesitarse métodos artificiales de producción el potencial de un pozo es en promedio 150 BPD el cual va declinando con el tiempo hasta estabilizarse entre el rango de 60 a 20 BPD. Respecto a la producción de gas en ese*

mismo lapso de la vida productiva varía entre 150 a 400 MPCD.

#### Levantamiento Hidráulico :

Este sistema podría ser aplicado al comienzo de la vida artificial de los pozos en que las tasas de producción de petróleo y de gas son aparentes como para permitir la operatividad con eficiencias volumétricas aceptables (orden del 70%). Sin embargo conforme avanza el estado de depletación las tasas de producción de petróleo disminuyen y las de gas aumentan trayendo consigo condiciones negativas para la operación de las bombas hidráulicas, como son poca sumergencia, demasiado gas producido, desgaste excesivo, etc. lo cual se traduce en costos operacionales altos para reparar o cambiar bombas, paralización de la producción, incremento en stock de repuestos y en general baja eficiencia en el sistema.

Es válido mencionar sin embargo que en casos de respuesta efectiva a proyectos de Recuperación Secundaria (especialmente inyección de agua), este método es una buena alternativa pues los volúmenes líquidos aumentarían con reducciones paulatinas del gas producido, volviéndose aparente el Bombeo Hidráulico por lo dicho líneas arriba. En estos casos si el método inicial de producción es cualquier otro diferente, entonces es necesario un cuidadoso análisis económico para justificar el reemplazo basados en la producción adicional que se ganaría con el cambio.

#### Levantamiento con Gas :

Este método ofrece una gran versatilidad para aplicarse en pozos que produzcan desde 5 hasta 400 BFPD sea cual fuese la cantidad de gas producido con sólo adaptar un tipo de instalación a las características mecánicas del pozo, además, teniendo en cuenta que el mecanismo de empuje por gas en solución implica una reducción drástica en la producción de petróleo con un aumento del gas disponible conforme se desarrolla el campo, el levantamiento con gas es sin duda la alternativa natural en la explotación de este tipo de reservorios, ya que siempre será

posible comprimir el gas y usarlo con este fin y en otros compatibles.

B. Basados en las Características Físico mecánicas de los Pozos.

Para los efectos de este análisis, según la experiencia y el criterio, sustentaremos que las características físico-mecánicas más importantes en pozos de petróleo son:

- Profundidad.
- Longitud del intervalo productor.
- Dimensiones de los forros de producción.
- Historia de presión (cualitativa o cuantitativa).
- Problemas de producción como H<sub>2</sub>S, parafina, carbonatos, etc.

Levantamiento Hidráulico :

Este método sí puede aplicarse en los pozos del Zócalo, sin embargo, dados los volúmenes de producción (sobre todo de gas) y las dimensiones de los forros, tendría que aplicarse un solo tipo de instalación (bomba libre en los tubos con los forros a biertos al campo) con lo que se perdería versatilidad para manejar tasas de producción en rangos amplios o para resolver problemas específicos de pozos problemas. El problema de la parafina se tendría que atacar sólo con métodos químicos a tra vez de la tubería de inyección del aceite motriz.

Levantamiento con Gas :

Este método puede ser aplicado en forma amplia y versátil en cualquiera de los pozos del Zócalo no importa cuál sea su rango de producción, profundidad, longitud de intervalo baleado, etc. ya que siempre podremos seleccionar la instalación más adecuada para cualquier tipo o clase de pozo. El problema de la parafina podría atacarse con métodos mecánicos de corte o químicos, ya sea a través de las tuberías de inyección o producción.

C. Basados en la Facilidad que Ofrece el Método para Aprovechar al Máximo los Hidrocarburos Producidos :

Nos referiremos en este punto al aprovechamiento del gas producido que en la actualidad es una fuente de ingresos tan atractiva, como el mismo petróleo ya que puede ser vendido o reinyectado a la formación. En ambos casos el beneficio económico es seguro ya sea en forma inmediata (ventas) o en forma mediata (inyección para incrementar la recuperación de reservas primarias mediante proyectos de mantenimiento de presión), pero implica tener sistemas de recolección, compresión y distribución.

#### *Levantamiento Hidráulico :*

El gas producido asociado al petróleo después de ser medido en los separadores tendría que ser transferido hasta los puntos de utilización para su venta o su inyección ya sea en el mar o en tierra a través de líneas submarinas, lo que implicaría tener que instalar compresores y todo el equipo auxiliar necesario.

Todo este equipo instalado ocasiona costos adicionales para su mantenimiento, control y normal operación los cuales sumados a los ya existentes para el sistema de producción en sí convertirla a éste en ineficiente y antieconómico.

#### Levantamiento con Gas :

En este sistema, el gas producido luego de ser medido en los separadores es transferido a los centros de compresión e inyectado a los pozos para efectivizar el levantamiento. Esto implica el aprovechamiento efectivo de un cierto volumen de gas que se comprime -se inyecta- se comprime y así sucesivamente. En principio, sólo es necesario una capacidad de compresión tal que pueda captarse todo el gas neto adicional producido para venderlo o inyectarlo a la formación evitando el venteo o desperdicio. Este sistema da lugar a un circuito interconectado en el cual tienen que instalarse más compresores y líneas de transferencia conforme se desarrolla el campo.

Desde el punto de vista de recolección del gas de baja, las

presiones de trabajo de los separadores deben aumentarse hasta niveles que permitan enviar el gas y el petróleo a los centros de compresión o bombeo lo cual es función de las distancias, caudales, diámetro de líneas, y otros factores que determinan las caídas de presión por fricción.

D. Basados en la Adecuación del Método a las Limitaciones de Espacio en Plataformas.

Levantamiento Hidráulico :

Si es posible instalar equipo y facilidades con este fin; el único problema sin embargo es que cada plataforma tendría que tener un arreglo exclusivo e independiente de las otras, lo cual dificulta el control y el mantenimiento. En caso de querer implementar un sistema centralizado, los equipos de superficie tendrían que satisfacer las necesidades de presión y volumen de fluido motriz considerando el requerimiento de los pozos más caballaje adicional para transferirlo entre plataformas.

Levantamiento con Gas :

Se adecúa a las limitaciones de espacio en las plataformas. Los componentes básicos como son el compresor completo, los tratadores de gas, medidores, etc. pueden ser instaladas ya sea en el 2do o 3er nivel, en la estructura original o en extensiones de la misma. A diferencia de los otros 2 métodos antes mencionados, en una sola plataforma se pueden instalar hasta 2 o 3 compresores y operar un circuito de hasta 6 - 8 plataformas (40-70 pozos) con sólo interconectarlas con líneas de baja y alta presión.

E. Basados en la Adaptabilidad del Método al Desarrollo y Crecimiento del Campo.

Levantamiento Hidráulico :

El implementar este método significa instalar el equipo de su-

perficie adecuado en cada una de las plataformas lo que resultaría en dificultades de control y de mantenimiento que se traduce en costos excesivos de operación por tener que coordinarse la operación diaria de supervisión y control humanos basados en plataformas individuales.

#### Levantamiento con Gas :

Con este sistema se puede planificar y ejecutar el desarrollo de un campo a largo plazo con sólo instalar compresores suficientemente capaces para manipular el gas a producirse y transferirlos a otras plataformas por medio de líneas submarinas. El desarrollo de un campo con este sistema requiere de revisiones y análisis cuidadosos de los programas de desarrollo y de la preparación consecuente de pronósticos de producción para anticipar los volúmenes de gas y petróleo a producirse en el futuro con lo cual se justifica y presupuesta la adquisición e instalación de nuevos compresores, y otros equipos complementarios.

#### F. Basados en la Inversión Inicial para Instalar el Equipo de Producción.

En este punto compararemos el costo total del equipo de producción que se necesitaría para desarrollar un conjunto de 5 plataformas considerando un arreglo integral para cada sistema d

producción que cumpla con los objetivos de maximizar la producción de petróleo y optimizar la utilización del gas producido (Ver Anexo 1)

- Levantamiento Hidráulico \$ 4630 miles de dólares
- Levantamiento con Gas \$ 2999 miles de dólares

#### G. Basados en la Facilidad que ofrezca el Sistema para la Ejecución de Proyectos de Ingeniería de Reservorios (Referirse al Anexo 1)

##### Levantamiento Hidráulico :

El equipo de producción y las otras facilidades que se requie-

ren en este sistema no se complementan en nada con los necesarios para ejecutar proyectos de inyección de agua o de gas.

#### Levantamiento con Gas :

El mismo equipo de superficie (compresores) y las mismas líneas submarinas de recolección o inyección usadas en la operación de producción pueden ser usados para empezar en cualquier momento proyectos de inyección de gas (siempre que los requerimientos de presión y volumen se encuentren dentro del rango de operación). Por otro lado, los equipos de tratamiento del agua para inyección necesitan para su operación de fuentes constantes de gas comprimido el cuál puede ser captado del sistema de gas de alta lo que convierte al método de levantamiento con gas afín y adaptable a cualquiera de estos tipos de proyectos.

## 7. CONCLUSIONES

- A. El método de levantamiento con gas puede ser aplicado en pozos con bajos, medianos o altos potenciales de producción de líquido y gas con sólo modificar el tipo de instalación de subsuelo, lo cuál siempre es posible con una utilización adecuada de los tubulares y equipos disponibles en la industria, obteniéndose una gran versatilidad de diseños.
- B. Los métodos de levantamiento hidráulico y eléctrico son eficientes sólo cuando los potenciales de producción de líquidos son altos y los de gas bajos. Este no es precisamente el caso en el Zócalo. Además, en virtud de la relativamente más compleja operación de las bombas, los tipos de instalaciones de subsuelo serán únicos o muy pocos, perdiéndose versatilidad en los diseños.
- C. Con los métodos existentes y aplicables como son el levantamiento hidráulico, y con gas, siempre se podrá aprovechar al máximo el gas producido, sin embargo en el levantamiento con gas, tan sólo instalando el equipo básico de producción se puede vender o inyectar el gas producido casi de inmediato. Para el caso del levantamiento hidráulico aparte de los equi-

pos básicos de producción se tienen que instalar compresores, lo cual hace que los costos de instalación iniciales sean más elevados.

- D. Sólo el método de levantamiento con gas en un campo costa afuera permite la instalación de los componentes básicos en plataformas centrales y la automatización en otras con tan sólo interconectarlas con líneas submarinas. Con esto se optimizan los procedimientos de logística, mantenimiento, control, etc., tan importantes en estos campos.
- E. Para los rangos de producción de medianos a bajos que se observan al momento de necesitarse métodos de levantamiento artificial en el Zócalo los menores costos de instalación inicial corresponden al levantamiento con gas.
- F. El levantamiento hidráulico es recomendable para producir plataformas remotas o con volúmenes líquidos grandes como es el caso de pozos respondiendo a la inyección de agua.
- G. Por todo lo anterior, el método de levantamiento con gas, es el método de producción más adecuado para campos en desarrollo pleno en el Zócalo.

## ***CAPITULO IV***

### ***OPTIMIZACION DEL METODO DE LEVANTAMIENTO CON GAS***

*Nos referiremos en este punto a todos los aspectos dentro de los cuáles se enmarca la operatividad de un sistema de producción por levantamiento con gas, y que en su conjunto definen la eficiencia total del sistema y que tienen que ser periódicamente analizados y evaluados para mantener continuidad y asegurarnos de que to-*

*dos los recursos disponibles están siendo bien aprovechados.*

*El proceso de optimización nunca termina; siempre hay nuevos problemas y nuevas soluciones. Es pues tarea del Ingeniero de Producción estar en constante búsqueda y aplicación de métodos, procedimientos, mecanismos, etc. que aumenten la eficiencia del sistema de producción lo cual se traducirá en incrementos o mantenimiento de la producción, aprovechamiento racional del gas producido, eficiente uso de los recursos humanos y de equipos, brindando condiciones seguras de trabajo, todo esto al menor costo posible.*

#### **8. ASPECTOS QUE DETERMINAN LA EFICIENCIA DE UN SISTEMA DE PRODUCCION POR LEVANTAMIENTO CON GAS EN EL MAR.**

- 1. Operatividad de los compresores y de los sistemas de succión y compresión.*
- 2. Funcionamiento de equipo e instalaciones complementarias.*
- 3. Funcionamiento de la instalación pozo abajo.*
- 4. Automatización.*

#### **9. PROBLEMAS ACTUALMENTE EXISTENTES Y NECESIDAD DE RESOLVERLOS PARA OPTIMIZAR EL METODO.**

*En este punto plantearemos los problemas que actualmente se presentan y los enmarcaremos dentro de los aspectos mencionados en el punto 8 anterior:*

##### **A. Operatividad de los Compresores y de los Sistemas de Succión y Compresión.**

- Problema 1 Hay depresiones grandes en los circuitos de gas de alta debido a que en algunos momentos un gran número de pozos toman gas al mismo tiempo.*
- Problema 2 Bajas eficiencias de compresores por baja succión en áreas en que las formaciones productivas son sensitivas a las contrapresiones en la cabe-*

za de los pozos, afectándose la producción si se incrementa la presión del sistema de recolección para mejorar la succión. Esto origina una deficiencia en el aprovechamiento del gas producido, el cuál no puede ser captado ni comprimido sino venteado a la atmósfera.

#### B. Funcionamiento de Equipos e Instalaciones Complementarios.

Problema 3 : Excesivas contrapresiones en los separadores de las plataformas satélites ya que la presión de trabajo de los separadores tienen que incrementarse lo suficiente como para transferir el crudo hasta las plataformas principales para su posterior bombeo a tierra. Esto afecta la producción especialmente en formaciones sensibles a estas altas presiones.

#### C. Funcionamiento de la Instalación Pozo Abajo.

Problema 4 : Limitación de la instalación BLT para producir eficientemente pozos de más de 5000 pies. Necesidad de una instalación definitiva eficiente.

#### D. Automatización

Problema 5 : No existe actualmente forma de inyectar selectivamente gas sólo a los mejores pozos en momentos en que por alguna razón la presión del circuito de alta disminuye.

A continuación procederemos a proponer soluciones a todos estos problemas. Con este fin, basados en la envergadura e impacto en el sistema en general, los hemos agrupado dentro de dos categorías:

Categoría 1 Problemas cuyas soluciones impliquen sólo mejoramiento de los procedimientos actuales y/o adquisición e implementación de equipos, instrumentos, técnicas etc. que no demanden inversiones grandes.

Como consecuencia, su planteamiento no implicará análisis económicos sino más bien una explicación adecuada de su implementación. Nos referiremos directamente a los problemas 1, 3 y 5.

*Categoría 2* Problemas cuya existencia crea gran impacto adverso al normal funcionamiento del sistema en general y cuyas soluciones implican cambios drásticos en los procedimientos actualmente existentes e inversiones considerables en adquisición y/o implementación de equipos, herramientas, métodos nuevos etc. Aquí sí serán necesarias justificaciones económicas sólidas. Nos referiremos a los problemas 2 y 4.

En esta Tesis se plantea que la aplicación progresiva o simultánea de todas estas recomendaciones dará lugar a la optimización del método de producción por levantamiento con gas para las condiciones de operación actualmente existentes en el Zócalo Continental Peruano.

## 10. SOLUCION A LOS PROBLEMAS DE MENOR IMPACTO EN EL SISTEMA

*Problema 1* : Aún en condiciones normales de operación de compresores hay depresiones grandes en los circuitos de gas de alta debido a que en algunos momentos un gran número de pozos toman gas al mismo tiempo.

### A. Discusión

La naturaleza intermitente de la inyección del gas de levantamiento y la interconexión de los circuitos hace que ocurran problemas de interferencias en la inyección de más de 2 pozos cada 5 minutos durante por lo menos 2 minutos. Resulta difícil si no imposible sincronizar los períodos de inyección de gas, resultando en que los pozos reciben insuficiente gas con las consiguientes pérdidas de producción.

## B. Solución

Para un sistema de compresión volumétricamente definido con un gran número de pozos tomando gas al mismo tiempo se recomienda la implementación de pozos cámaras en que se acumule constantemente todo exceso de gas de alta y que sirvan como pulmones en los casos mencionados. Normalmente, estos pozos cámara se obtienen tan sólo adecuando pozos abandonados, aislando y automatizando la entrada y salida del gas acumulado y conectándolos directamente al múltiple de inyección. De igual forma, conforme se avanza en el desarrollo del campo, son necesarios cálculos y análisis para usar líneas de transferencia de gas de alta de mayor diámetro para aumentar la capacidad de almacenamiento de flujo en la línea de inyección, de igual forma ayudar a reducir el efecto de "desinflado" del sistema de alta en el caso de interferencias de inyección. En el Gráfico 11 se ha esquematizado un arreglo típico recomendado para implementar y poner en uso un pozo cámara.

**Problema 3** Limitaciones en la productividad de las plataformas satélites en las que a falta de bombas se tiene que transferir el crudo a los tanques de recolección en otras plataformas distantes sólo utilizando la presión de trabajo de los separadores, lo que crea excesiva contrapresiones en la cabeza de los pozos, y por consiguiente bajas en su producción.

## A. Discusión

La mayoría de plataformas en producción no cuentan con personal permanente; Esto motiva que el petróleo producido no pueda almacenarse ni bombearse instalando tanques o bombas de transferencia en cada una de ellas. Lo que en la práctica se hace es calcular la mínima presión necesaria para que la transferencia la hagan los propios separadores en forma automática venciendo las restricciones creadas por la fricción hasta la plataforma central más cercana a través de la respectiva lí-

nea submarina.

El problema se vuelve crítico cuando esta presión necesaria es tan alta que la productividad de los pozos es seriamente afectada por excesivas contrapresiones en la cabeza.

B. Análisis de Caso Real, Transferencia del Aceite de la Plataforma "A" Hasta la "B".

- Línea 6 5/8 pulg. D.E., DI = 6.375 pulg. = 16.1925 cm.
- Distancia 6500 pies = 21325 mts.
- Caudal en Unidades de campo, Q = 600 BPD.
- Gravedad API del petróleo 38° API.
- Gravedad específica, Ge = 0.83481
- Viscosidad absoluta del petróleo  $\mu = 0.0103 \frac{\text{Kg}\cdot\text{sg}}{\text{m}^2}$
- Peso específico del petróleo  $\rho = 8348.1 \text{ Kg/m}^3$
- Viscosidad cinemática del petróleo  $\nu = 2.39 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{sg}$ .
- Aceleración de la gravedad  $g = 9.8 \text{ m/sg}^2$

C. Cálculo de la Caída de Presión por fricción en la Línea Submarina de Plataforma "A" hasta la "B".

- El desplazamiento del petróleo de "A" hacia "B" se efectivamente realmente cada 60 minutos durante 5 minutos (dada por el tiempo que tardan los fluidos de los pozos en alcanzar el nivel de descarga crítico en el separador), por lo tanto, el caudal instantáneo a usarse en el cálculo analítico, será:

$$Q_i = \frac{600}{120} \frac{\text{bbl}}{\text{min}} \times \frac{42}{\text{bbl}} \frac{\text{gal}}{\text{bbl}} \times 3.8 \frac{\text{lt}}{\text{gal}} \times \frac{1 \text{ min}}{60 \text{ seg}} \times \frac{1 \text{ m}^3}{1000 \text{ lt}} = 13.3 \times 10^{-3} \frac{\text{m}^3}{\text{seg}}$$

- La velocidad promedio viene dada por:

$$V_p = \frac{Q_i}{A} = \frac{13.3 \times 10^{-3}}{\pi (0.161925)^2} = 0.6458 \frac{\text{m}}{\text{seg}}$$

4

- El número de Reynolds viene dado por :

$$Re = \frac{V_p \times DI \times \rho}{u \times g} = \frac{0.6458 \times 0.161925 \times 8348.1}{0.0103 \times 9.8} = 8648$$

Lo que indica que el flujo es turbulento, teniendo que aplicarse factores tales como la viscosidad cinemática para determinar el coeficiente de fricción, que dependerá además de las características de la tubería.

- En este caso, la caída de presión viene dada por:

$$\Delta p = f \frac{L}{DI} \frac{V_p^2}{2g}$$

- El valor de la rugosidad relativa ( $\epsilon/DI$ ) que servirá para calcular el factor de fricción  $f$  vienen dados en tablas y Gráficos apropiados. En nuestro caso, para el acero comercial,  $\frac{\epsilon}{DI} = \frac{0.006}{16.1925} = 0.00037$

- El cálculo del Número de Reynolds nos da :

$$Re = \frac{V_p \times DI}{\nu} = \frac{0.6458 \times 0.161925}{2.39 \times 10^{-6}} = 4.37 \times 10^4$$

- Del Gráfico 12 para  $\frac{\epsilon}{DI} = 0.00037$  y  $Re = 4.37 \times 10^4$  obtenemos

$$\text{el factor de fricción } f = 0.0225$$

- Por lo tanto,

$$\Delta P = 0.0225 \times \frac{21325}{0.161925} \times \frac{[0.6458]^2 \text{ mt}}{2 \times 9.8}, \Delta P = 63 \text{ mt.}$$

- Convirtiendo esta pérdida de carga a unidades de campo (presión), obtenemos.

Caída de presión :

$$63 \text{ mt} \times \frac{1 \text{ pie}}{0.3048 \text{ mt}} \times 0.83481 \times 0.44 \frac{\text{lb/pulg}^2}{\text{pie}} = 76 \text{ lb/pulg}^2$$

- Este valor es aún muy conservador si se considera la sinuosidad de la línea en el fondo del mar, presencia de agua libre o emulsionada, diferencia de cotas entre plataformas, etc.

#### D. Conclusión del Análisis del Caso Real

La presión mínima a la que se debe hacer trabajar el separador de la plataforma "A" para transferir el petróleo producido al tanque de la plataforma "B" para su posterior transferencia a tierra, deberá ser de 80 lb/pulg<sup>2</sup> como mínimo. Este valor, definitivamente es demasiado alto y se convierte en prohibitivo en zonas en que la productividad es sensible a las contra-presiones.

#### E. Solución

Para resolver este problema se recomienda el uso de unos dispositivos que transfieren automáticamente el petróleo y que son accionados neumáticamente como respuesta a la acción de una boya que actúa sobre un diafragma el cual hace que un gas de alta presión "empuje" el líquido acumulado a una presión suficiente como para vencer las pérdidas por fricción sin exponer la productividad de los pozos pues estos disparadores o "volumeters" son colocados a la descarga de los separadores. En el Gráfico 13 puede observarse uno de estos dispositivos tal y como se le instala actualmente.

Problema 5      Actualmente cuando la presión del circuito de gas de alta disminuye anormalmente por cualquier circunstancia no hay forma de interrumpir el gas a los pozos de menor producción y continuar suministrando gas sólo a los mejores pozos para minimizar las pérdidas hasta que se solucione el problema y la presión se restablezca.

#### A. Discusión

Por tratarse en general de circuitos interconectados, los problemas de baja presión de inyección por paradas de compresores,

fugas y otros problemas similares afectan severamente la producción de todos los pozos del sistema. De igual forma los controladores de inyección hacen que la entrada del gas a los pozos sea indiscriminada, sea cual fuere la presión del sistema y/o cualquiera sea el potencial productivo del pozo. Esto hace que por ejemplo si la presión normal del sistema disminuye por cualquier razón de 900 lb/pulg<sup>2</sup> a 650 lb/pulg<sup>2</sup> todos los pozos ya sea que produzcan 20 BPD o 200 BPD continúan tomando gas lo que trae consigo pérdidas considerables de producción total.

## B. Solución

Visto lo anterior se plantea lo siguiente:

Implementar el uso de controladores de inyección que sean sensibles a los cambios anormales de presión del circuito de modo que continúen inyectando gas sólo a los mejores pozos interrumpiéndoseles a los de menor potencial para reducir al mínimo las pérdidas de producción al utilizar selectivamente el gas del sistema afectado hasta que las condiciones normales se restablezcan. Se incluye un diseño en el que se modifican los controladores convencionales para acondicionarlos con este fin (Ver Gráfico 14). Esta recomendación es de particular importancia cuando se presentan condiciones adversas que dificultan la solución del problema causante del cambio de presión como son: falta de repuestos de inmediato, problemas de transporte, logísticas, lluvias, mal tiempo, huelgas y otros similares.

## *CAPITULO V*

### *ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO PARA SOLUCIONAR LOS PROBLEMAS DE MAYOR IMPACTO*

*Procederemos a continuación a presentar un completo análisis de los problemas 2 y 4 mencionados en el punto IV-9, comprendidos en la Categoría 2 por su mayor envergadura e impacto sobre el sistema en general.*

11. Problema 2 : INEFICIENTE UTILIZACION DEL GAS PRODUCIDO EN EL AREA DE LITORAL 3-4 EN EL QUE SE TIENEN RESERVORIOS SENSIBLES A LA CONTRAPRESION EJERCIDA EN LA CABEZA DE LOS POZOS.

A. Condiciones Actuales de Operación

En esta área en la que Belco inició sus operaciones costa afuera se conjugan una serie de circunstancias y detalles que originan el problema mencionado. Entre los más resaltantes podemos citar :

- Son reservorios produciendo desde hace más de 20 años en avanzados estados de depletación.
- En algunos de ellos (Pariñas de Plataforma 3B) se tienen pozos respondiendo a la inyección de gas.
- En general se tienen bajísimas presiones de fondo pero muy buenos índices de productividad, por el hecho de presentarse mecanismos comprobados de impulsión por segregación gravitacional.
- La mayoría de pozos producen con instalaciones concéntricas abiertas (sin empaque) Ver Gráficos 4 y 5.
- El gas producido por los forros es venteado a la atmósfera pues cualquier intento de conectarlos al separador o al sistema de succión de los compresores resulta en caídas bruscas de la producción de petróleo, especialmente en las plataformas 3B, 3C, 3J, 4D, 4E- EE. Ver Gráfico 15.
- Lo anterior compromete la ejecución de proyectos de venta o inyección de gas.
- Debido a la sensibilidad de los reservorios, la presión de trabajo de los separadores y por consiguiente la presión del sistema de succión tiene que ser mantenido al mínimo valor afectando las eficiencias mecánica y volumétrica de los compresores.
- El sistema de producción en general se ve afectado por la disyuntiva de ventear gas a cambio de producción de petróleo.

B. Efectos y Consecuencias de Persistir el Problema.

Principalmente se tendrían que continuar venteando el gas producido por los forros de los pozos de las plataformas 3B, 3C, 4D, 3J, LT1 que según promedios oficiales es :

<u>Plataforma</u>	<u>Promedio Gas Venteado (MPCSD)</u>	<u>O r i g e n</u>
3B	350	Gas de los forros.
3C	130	Gas de los forros.
4D	500	Gas de los forros.
3J	250	Gas de los forros.
LT1	400	Exceso del sistema de baja.
T o t a l : 1630		

Esto significa perder oportunidades de vender o inyectar gas con el agravante de que la capacidad de compresión existente no está siendo aprovechada al máximo.

C. Consideraciones Básicas y Objetivos del Análisis.

Hay dos posibilidades de eliminar el venteo de gas de dichas plataformas: a) Cerrar las válvulas de los forros o b) mantener la mínima contrapresión en los forros y recolectar todo este gas instalando compresores de baja presión de succión y baja capacidad. La primera alternativa no es recomendable por el hecho comprobado de que la producción cae bruscamente como resultado de incrementar la contrapresión en los forros, referirse al Gráfico 15 en que se muestra cómo varía la producción total de la plataforma 3C con los cambios de contrapresión.

La segunda alternativa es factible y además abre otra posibilidad interesante como es la de considerar no sólo el gas de los forros sino también el gas producido por los tubos para alimentar a los compresores pequeños, lo que implicaría la reducción de las actuales presiones en los separadores, con lo que se optimizaría la producción del petróleo como la utilización del gas producido. Es bajo esta última consideración que se decidió analizar el problema.

D. Prueba de Campo

Ya con el objetivo claro se realizaron las siguientes pruebas en los pozos representativos 4D-5 y 4D-8 que producían a través de instalaciones concéntricas con los forros abiertos al campo:

- PC1 Mantener la presión de trabajo del separador normal de 20 lcpm y registrar la producción a diferentes contra-presiones en los forros.
- PC2 Mantener los forros abiertos a la atmósfera y registrar la producción a diferentes presiones de trabajo del separador.
- PC3 Conectar los forros al separador y registrar la producción de tubos y forros bajo diferentes presiones de separador

Los resultados son presentados en la Tabla 2.

<b>TABLA - 2</b>									
VARIACION DE LA PRODUCCION DE GAS Y PETROLEO ANTE CAMBIOS DE PRESION EN LA CABEZA									
POZOS 4D5 Y 4D-8									
POZO	PRUEBA DE CAMPO	PRESION EN LOS FORROS	PRESION EN EL SEPARADOR	GAS PRODUCIDO POR LOS FORROS	GAS TOTAL PRODUCIDO POR LOS TUBOS	GAS USADO EN LEVANTAMIENTO	GAS NETO PRODUCIDO POR LOS TUBOS	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO	
		Lb / Pulg <sup>2</sup>	Lb / Pulg <sup>2</sup>	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	BPD	
4D 5	PC 1	0	20	103	271	150	121	24	
		2	20	102	217	162	55	21	
		5	20	90	182	146	36	15	
	PC 2	0	10	144	220	185	35	27	
		0	8	126	237	180	57	30	
		0	5	108	227	179	48	27	
	PC 3	0	2	99	222	173	49	33	
		5	12	-	241	153	88	15	
		5	10	-	269	153	116	15	
	4D 8	PC 1	5	5	-	295	126	169	18
			5	2	102	379	152	227	24
			10	20	351	252	123	129	42
12			20	348	252	123	129	42	
PC 2		0	10	345	258	99	159	48	
		0	8	357	336	102	234	51	
		0	5	360	27	96	174	48	
		0	2	369	258	102	156	54	
PC 3		12	12	330	267	99	168	48	
		10	10	348	261	105	156	54	
		8	8	363	294	96	198	57	
		5	5	363	300	99	201	60	

Puede observarse de la Tabla anterior que reducir la contrapresión en los tubos de producción resulta en cierto incremento en la producción de petróleo. Una pequeña contrapresión en los forros combinada con una reducción en la de los tubos resulta en cierto mejoramiento de la producción original de petróleo, haciendo posible además que tanto el gas de los tubos como de los forros puedan ser captados fácilmente por un compresor. Unas 2 a 5 lb/pulg<sup>2</sup> en el separador permitirá transferir el petróleo al tanque de producción.

Con el objeto de visualizar el comportamiento de las plataformas seleccionadas en forma general, la Prueba de Campo N°3 fué llevada a cabo en los pozos de las plataformas 3B, 3J, 4D, 4E, EE. bajo las siguientes condiciones : a) forros abiertos a la atmósfera y 20 lpc de presión en los tubos y b) tanto forros como tubos a una contrapresión de 2-5 lb/pulg<sup>2</sup>.

Los resultados fueron como se muestra en la Tabla 3.

T A B L A 3  
VARIACION DE LA PRODUCCION DE GAS Y PETROLEO ANTE CAMBIOS DE  
PRESION EN LA CABEZA PLATAFORMAS 3B,3J,4D,4E,EE.

PLATAFORMA SELECCIONADA	TASA DE PRODUCCION CON LOS FORROS ABIERTOS A LA ATMOSFERA Y LOS TUBOS A 20 Lb/pulg <sup>2</sup> EN EL SEPARADOR			TASA DE PRODUCCION CON LOS FORROS Y TUBOS A UNA CONTRAPRESION DE 2-5 Lb/pulg <sup>2</sup> EN EL SEPARADOR		
	GAS TOTAL DE TUBOS	GAS TOTAL DE FORROS	PETROLEO	GAS TOTAL DE TUBOS	GAS TOTAL DE FORROS	PETROLEO
	M MPCD	M MPCD	BPD	M MPCD	M MPCD	BPD
3B	0.900	0.368	460	1.000	0.375	520
3J	0.150	0.261	280	0.250	0.261	250(*)
4D	1.100	0.494	260	1.900	0.600	280
4E	0.300	0.130	90	0.340	0.140	144
EE	0.600	0.150	165	0.800	0.160	210
	3.050	1.403		4.290	1.536	
<b>TOTALES</b>	4.453		1155	5.826		1404

[\*] Problemas en el sistema de gas de levantamiento. No se consideran incrementos.

Puede notarse un incremento notable en las tasas de producción de petróleo y gas neto cuando los forros y tubos fueron conectadas a contrapresión de 2 a 5 lb/pulg<sup>2</sup> (del orden de 250 BPD y 1.4 MMPCD).

#### E. Proposición de Proyecto

Con los resultados alentadores de las pruebas experimentales de campo, se comprobó que sí es factible aprovechar el gas que está siendo venteado en el área y, adicionalmente, algo mucho más trascendente: incrementar la producción de petróleo al disminuir la contrapresión en los separadores.

Contrariamente a lo que se hizo durante las pruebas experimentales, esto es, ventear el gas para obtener reducciones de la contrapresión, este proyecto propone la instalación de compresores de baja succión capaces de captar y comprimir el gas producido tanto de los forros como de los tubos desde 2-5 lb/pulg<sup>2</sup>, hasta la presión promedio del sistema de recolección del gas de baja para ser comprimido por los compresores grandes ya existentes y utilizado como gas de levantamiento, inyección o ventas.

Con un criterio conservador y tratando de no modificar el actual sistema de interconexión entre las plataformas, este proyecto ha considerado en un plan de implementación piloto a las plataformas 3B, 3J, 4D, EE y 4E.

Este plan de implementación básicamente relaciona los volúmenes de gas a producirse con la cantidad y capacidad de los compresores que serían necesarios para captarlo y comprimirlo a condiciones aparentes de presión de succión. En la Tabla 4 se muestra lo mencionado anteriormente y se anotan ciertos detalles específicos para las plataformas y condiciones de operación existentes en el circuito 3B, 3J, 4D y EE.

Es interesante mencionar que siendo este un plan piloto, los beneficios de reducir la contrapresión en los separadores y el incremento consecuente de la presión en el sistema de succión como resultado de la operación de los compresores pequeños a instalarse serán observados sólo en este circuito.

## T A B L A - 4

PLAN PROPUESTO PARA LA INSTALACION DE COMPRESORES DE BAJA SUCCION EN LITORAL 3-4

PLATAF.	VOLUMENES ESPERADOS, GAS A PRODUCIRSE			CANTIDAD Y CAPACIDAD DE COMPRESORES A ADQUIRIRSE	PRESION SUCCION LB/PULG <sup>2</sup>
	POR TUBOS	POR FORROS	TOTAL A COMPRIMIRSE		
	MPCD	MPCD	MPCD		
3 B	1 1 0 0	4 0 0	1 5 0 0	2,1 MMPCD	2
3 J <sup>(1)</sup>	2 0 0	( 2 5 0 )	2 0 0	—	—
4 D <sup>(2)</sup>	( 1 1 0 0 )	6 0 0	6 0 0	1,0.7 MMPCD	2
EE	8 0 0	1 6 0	9 6 0	1, 1 MMPCD	2
4 E	3 4 0	1 4 0	4 8 0	1, 0.7 MMPCD	2

(1) Como en 3J no hay separadores, sólo la producción por tubos seguirá siendo recibida en los separadores de 3B a 2 lb/pulg<sup>2</sup> a través de la única línea 3J-3B. El gas producido por forros en 3J seguirá siendo venteado ya que la única forma de enviarlo (conectándolo a la línea 3J-3B) afectaría la producción pues la contrapresión en esta línea es del orden de 15 lb/pulg<sup>2</sup> para que puedan llegar a 3B el gas-petróleo de los tubos.

(2) Como se observa en la Tabla 3 el gas total que produciría 4D a 2 lb/pulg<sup>2</sup> de contrapresión sería 2.5 MMPCD, volumen que excede a la capacidad volumétrica de todos los compresores ca

atalogados como de baja succión en la industria, por lo tanto, como los tubos son los que realmente originan este exceso, se ha decidido considerar sólo el gas de los forros para alimentar a los compresores pequeños. Los tubos seguirían a 20 lb/pulg<sup>2</sup> conectados al separador. Los estimados en ganancias de producción de petróleo no se afectarán sustancialmente.

Se remarcen en forma especial las siguientes consideraciones:

- La plataforma 3B que recibe en sus separadores el gas y petróleo producidos en 3J, tendrá 2 compresores de baja succión para recibir el gas producido tanto de los tubos como de los forros de 3B y sólo el gas producido por los tubos de 3J. El gas de los forros de 3J seguirá siendo venteado por las razones dadas en el punto (1) antes mencionado.
- Para las plataformas 4E y EE tanto el gas de los tubos como de los forros será producido a 2 lb/pulg<sup>2</sup> y alimentarán a cada uno de los compresores a instalarse en cada una de estas plataformas.
- Los compresores seleccionados son de 2-5 lb/pulg<sup>2</sup> presión de succión y 30 lb/pulg<sup>2</sup> de presión de descarga para inyectar el gas producido dentro del actualmente existente sistema de recolección de gas de baja de Litoral.

A continuación sumaremos las recomendaciones del Proyecto y las ganancias esperadas, referirse a la Tabla 5 Sumario.

**TABLA 5 SUMARIO**

PLAN PROPUESTO PARA OPTIMIZAR LA UTILIZACION DEL GAS PRODUCIDO EN LITORAL 3-4  
( MAR )

PLATAFORMA	CONTRAPRESION		GAS PRODUCIDO A CAPTARSE		COMPRESORES REQUERIDOS		GANANCIAS ESPERADAS	
	TUBOS	FORROS	TUBOS	FORROS	CANT.	CAPAC.	GAS	PETROLEO
	LB/PULG <sup>2</sup>	LB/PULG <sup>2</sup>	MMPCD	MMPCD	#	MMPCD	MMPCD	BPD
3B	2	2	1.1	0.4	2	1.0 c/u	0.65	70
3J	2	0 *	0.2	-	-	-	-	-
4D	20 **	2	-	0.6	1	0.7	0.6	(10)
4E	2	2	0.34	0.14	1	0.7	-	45
EE	2	2	0.8	0.16	1	0.7	-	45
			2.44	1.3				
<b>TOTALES</b>			3.74		5	9.1	1.25	150
<p>* GAS DE LOS FORROS DE 3J CONTINUARA VENTEANDOSE</p> <p>* DEBIDO AL GRAN VOLUMEN DE GAS PRODUCIDO, LOS TUBOS DE LOS POZOS DE 4D CONTINUARAN PRODUCIENDO AL SEPARADOR A 20 Lb/pulg<sup>2</sup>. SOLO LOS FORROS SERAN PRODUCIDOS A 2 Lb/pulg<sup>2</sup></p>								

#### F. Análisis Económico del Proyecto

Para nuestro caso, una inversión del orden de los 750,000 dólares en la compra e instalación de los 5 compresores de baja capacidad con todos sus equipos conexos, significaría un incremento neto de 150 barriles de petróleo y 1.2 millones de pies cúbicos de gas por día.

El análisis económico es mostrado en la Tabla 6. Se ha asumido una declinación de la producción normal para el área en base a promedios históricos.

#### G. Conclusiones

- La implementación de este proyecto evitará el venteo y desperdicio de 1.2 MMPCD de gas producido por los forros de

los pozos de las plataformas 3B, 4D, 4E y EE en Litoral 3-4 Mar. Así mismo, significará una ganancia inmediata de 150 BOPD.

La inversión total de \$750,000 sería pagado en 1.5 años y la ganancia neta descontada al cabo de 8 años de vida económica sería \$929,000 al 15% de tasa de descuento anual. Ver Tabla 6.

- Dependiendo de los resultados de este Proyecto Piloto con los 5 compresores de baja succión, se podría examinar la posibilidad de reducir la contrapresión en todas las demás plataformas del área e instalar en el futuro otros compresores similares con el objeto de optimizar la producción de petróleo y la utilización del gas.
- Un sistema trabajando a estas condiciones permitiría elevar la presión del sistema de recolección (succión) con la consecuente mejora en el aprovechamiento de toda la capacidad de compresión instalada para fines de gas lift, inyección o ventas.
- Los respectivos diagramas de flujo, los arreglos de superficie recomendados, el equipo de control y las modificaciones necesarias al sistema de producción actualmente existentes son presentados en el Gráfico 16, referido a la plataforma 3B.

## 12. Problema 4 LIMITACIONES SEVERAS PARA PRODUCIR EFICIENTEMENTE POR LEVANTAMIENTO CON GAS POZOS DE MAS DE 5000 PIES CON INTERVALOS EXTENSOS DE BALEO. INEFICIENCIA DE LA INSTALACION BLT.

### A. Introducción

Tal como se mencionó anteriormente, en la actualidad para profundizar al máximo los puntos de levantamiento en pozos con extensos rangos de perforaciones, se utiliza una instalación abierta sin empaquetadura con tuberías paralelas denominada

BLT. A pesar de que esta instalación en general ha demostrado ser eficiente, algunas limitaciones operacionales y de profundidad han resultado en pérdida de eficiencia de levantamiento para cierta categoría de pozos. Este estudio analiza e identifica tales limitaciones y recomienda una versión modificada que permite vencer la mayoría de tales deficiencias.

#### B. Instalación BLT Actual

Favor de referirse al Gráfico 8. Dos tuberías, la de inyección de 1 1/4 pulg. y la de producción de 2 3/8 pulg. conectadas por mandriles especiales en los que van alojadas las válvulas según el espaciamiento diseñado, se bajan en forma paralela (las 2 al mismo tiempo) hasta unos cien o doscientos pies por encima del fondo de las perforaciones. Generalmente no se usan empaques a no ser que se necesiten aislar zonas de gas o de agua, situaciones en las que se bajan empaques hidráulicos especiales que se sientan sólo por presión diferencial ya que no es posible ningún movimiento de rotación en sartas paralelas. La instalación se completa con una brida especial en la cabeza de donde "cuelgan" ambas tuberías (no se usan árboles de navidad).

#### C. Limitaciones de la Instalación BLT Actual.

A pesar de que esta instalación permite bajar los puntos de levantamiento al máximo, permitiendo un mejor efecto de llenado de la tubería (mejor draw-down), algunas limitaciones en la presión de apertura de las válvulas, resistencias de las tuberías, etc. impiden una buena eficiencia del sistema en general. Estas limitaciones son discutidas en las siguientes párrafos.

##### - Inefectividad en la apertura de Válvulas:

El gas de levantamiento fluyendo a través del reducido conducto interior de la tubería de 1 1/4 pulg. exhibe características de gran turbulencia y resulta en una altísima fricción a medida que el gas fluye tubería abajo. Para una pro

fundidad de 5000 pies o más Esta pérdida de presión causada por la fricción es demasiado excesiva para levantar un taco de petróleo a la velocidad adecuada.

Un estudio relacionado al cálculo de estas pérdidas de presión por fricción fue hecho y se plotearon gráficos: Pérdidas de presión por fricción vs-caudal de gas. Ver Gráficos 17, 18, 19 y 20.

Haciendo uso de estos gráficos, analizaremos las pérdidas de presión para las condiciones reales de un pozo y su efecto negativo en la apertura de la válvula operativa.

#### Datos Reales Pozo L01 :

Tasa de Producción diaria.	: q, BPD	200
Relación Gas-Líquido de inyección	: PCS/1000 pies	1000
Rango de presión en superficie.	: Ps, lb/pulg <sup>2</sup>	700/800
Profundidad de válvulas operativa	: Pv, pies	5000
Frecuencia y tiempo de inyección	: Min. x min.	20 x 1.5

#### Cálculos

Gas inyectado total diario	: 200000 PCS
Duración del flujo de gas	: 108 minutos.
Flujo instantáneo de gas	: 30 PCS/seg.
Del Gráfico 19, la pérdida de presión por fricción resulta.	: 110 lb/pulg <sup>2</sup> /1000 pies.
Para 5000' de profundidad medidos	: 550 lb/pulg <sup>2</sup> de pérdida total.

Por lo tanto, la presión disponible para abrir una válvula a 5000 pies de profundidad será solo  $800 - 550 = 250$  lb/pulg<sup>2</sup>. Esta presión es inadecuada para impartir al taco de petróleo una buena velocidad resultando en un alto porcentaje de pérdida por resbalamiento y menores longitudes de líquido levantado por ciclo.

Lo que ocurre en la realidad es que la presión de inyección en la tubería de 1 1/4 pulg se incrementa hasta la presión

del circuito (700 a 800 lb/pulg<sup>2</sup>) en condiciones estáticas o sea antes que la válvula operativa abra, pero apenas ocurre esto, la presión de inyección empieza a declinar con rapidez debido a las pérdidas originadas por la fricción a pesar de que el controlador de inyección en superficie sigue abierto, resultando en una apertura nula o deficiente y/o en un cierre prematuro de dicha válvula operativa con el consiguiente desmedro de la eficiencia de levantamiento.

En el análisis hecho a la performance de dos pozos representativos en los que se conocían los niveles de fluido se comparan las producciones teóricas y reales que confirman las bajas eficiencias de levantamiento reflejadas en altísimas pérdidas por resbalamiento.

#### Obtención de Eficiencias de Levantamiento Comparando Tasas de Producción Reales con Tasas Esperadas Descontando Resbalamientos.

Haremos uso de los resultados de ciertas pruebas de laboratorio que fueron realizados en pozos experimentales y publicados en la revista World Oil de Noviembre 1982. Favor de referirse al Anexo II.

Estas pruebas fueron hechas para analizar los efectos del uso de pistones viajeros para optimizar las tasas de producción en pozos con levantamiento con gas. El Gráfico 21 que es una ampliación del Gráfico 8 del Anexo 2 muestra la inter-relación entre la profundidad de levantamiento (D), la submergencia o nivel dinámico de fluido (S), la presión de inyección a profundidad (Pc) y la presión total en la tubería al momento de abrirse la válvula (Pt). Por ejemplo, asumamos que un pozo de D=10000 pies, tiene un nivel dinámico o submergencia S=2000 pies y que la presión de inyección Pc es 1500 lb/pulg<sup>2</sup> cuando la válvula abre a una presión en la tubería Pt de 1000 lb/pulg<sup>2</sup>. En esta situación, la relación S/D es 0,2 y la relación Pc/Pt es 1.5 entrando al Gráfico 21 con S/D=0,2 y moviéndose verticalmente hasta inter-

sector la curva de  $P_c/P_t=1.5$ , hallaremos el valor resultante de  $N/S$  leyendo horizontalmente a la izquierda, que es 0.245. Como sabemos que  $S=2000$  pies, entonces  $N$  resulta ser 490 pies. Esto significa que sólo 490 pies de columna de líquido (de un total de 2000 pies) es producido en superficie. Los restantes 1510 pies de líquido resbalaron al fondo en el proceso de levantamiento.

A continuación calcularemos las eficiencias de levantamiento para los pozos R-5 y R-7 en donde se conocían los niveles de fluido, haciendo uso de las correlaciones mencionadas expuestas en el Gráfico 21.

Pozo R-5 [Gráfico 22] :

Datos Reales de pruebas de producción

Tasa de producción de superficie	: $q$	= 48 BPD
Volumen de gas de levantamiento	: $G_L$	= 250000PCD
Volumen de gas de formación	: $G_f$	= 130000PCD
Relación gas líquido de inyección	: $R_{GLI}$	= 5208 PC/B
Relación gas líquido de producción	: $R_{GLP}$	= 2875 PC/B
Ciclo y frecuencia de inyección de gas	: Ciclaje=	10 x 1.75 min. x min.

Angulo promedio de desviación  $38^\circ$

Crudo de  $39^\circ$  API, 0.36 lpc/pie gradient estática de fluido.

Cálculos y Análisis :

- Nivel estático de fluido a 2400 pies PM ó 1930 pies PV.
- Punto medio de perforaciones a 5422 pies PM ó 3860 pies PV.
- La presión estática de fondo equivalente a la columna de fluido en el pozo viene dada por  $(3860' - 1930') \times 0.36 = 695$  lb/pulg<sup>2</sup>.
- Haciendo uso de las curvas de gradiente fluyente de Poetman and Carpenter para 200 BPD y 3000 de GOR, obtenemos la presión fluyente de fondo, PFF=410 lb/pulg<sup>2</sup>
- Por lo tanto el nivel de fluido en condiciones dinámicas será  $3860' - (410/0.36) = 2721$  pies PV = 3900 pies PM.
- La profundidad de la válvula operativa es 5096 pies PM ó

3690 pies PV por lo tanto, la sumergencia de la válvula será  $(3690' - 2721) = 1000$  pies PV.

- La presión de apertura de la válvula operativa es 735 lb/pulg<sup>2</sup>.
- La presión de cierre de la válvula operativa en profundidad PC = 709 lb/pulg<sup>2</sup>.
- La presión de los tubos a la profundidad de la válvula operativa Pt, viene dada por la semi-suma de las presiones estáticas y dinámicas = 550 lb/pulg<sup>2</sup>
- Por lo tanto, la relación  $\frac{Pc}{Pt} = \frac{709}{550} = 1.29$
- De igual forma, la relación entre longitud de taco o sumergencia y profundidad es  $r = \frac{1000}{3860} = 0.26$
- Haciendo uso del Gráfico 21 arriba mencionado, para  $\frac{Pc}{Pt} =$

1.30 y  $r = 0.3$ , encontramos que  $\frac{N}{S} = 0.3$  donde

N = columna de petróleo que debería llegar a superficie, por ciclo.

S = columna originalmente acumulada en el fondo, (1000 pies verticales en nuestro caso), por ciclo. (o sumergencia de la válvula).

- Por lo tanto, teóricamente, deberán llegar a superficie, por ciclo, N=300 pies de petróleo que en tubería de 2 3/8" equivalen a 1.2 bbls.
- Como tenemos 120 ciclos por día, resulta que la producción diaria debería ser 144 BPD, sin embargo, el pozo sólo produce 48 BPD.
- Por lo tanto, la eficiencia de levantamiento es sólo  $\frac{48}{144} = 33\%$ .

Pozo R-7 (Gráfico 23) :

Datos reales de pruebas de producción

$$q = 39 \text{ BPD}$$

$$G_L = 151000 \text{ PC/D}$$

$$G_f = 125000 \text{ PC/D}$$

$$RGLI = 3871 \text{ PC/B}$$

$$RGLP = 3205 \text{ Pc/B}$$

$$\text{Ciclaje} = 15 \times 2.75 \text{ min} \times \text{min.}$$

✓ -

Cálculos y Análisis :

- Nivel estático de fluido a 1705 pies PM ó 1550 pies PV.
- Punto medio de perforaciones a 5514 pies PM ó 3950 pies PV.
- Presión estática de fondo equivalente a la columna de fluido en el pozo viene dada por  $(3950-1550) \times 0.36 = 864 \text{ lb/pulg}^2$ .
- Haciendo uso de las curvas de Poetman and Carpenter, para 200 BPD y 3000 GOR, obtenemos que  $PFF = 425 \text{ lb/pulg}^2$ .
- Por lo tanto, el nivel dinámico de fluido será 2770 pies PV ó 3750 pies PM.
- Profundidad de la válvula operativa 5279 pies PM ó 4040 pies PV.
- La submergencia de la válvula será  $S = (4040 \text{ pies} - 2770 \text{ pies}) = 1205 \text{ pies PV}$ .
- La presión de apertura de la válvula operativa es  $650 \text{ lb/pulg}^2$ .
- La presión de cierre de la válvula operativa a profundidad  $P_c = 525 \text{ lb/pulg}^2$ .
- La presión en los tubos a la profundidad de la válvula operativa  $P_t = 450 \text{ lb/pulg}^2$ .
- Por lo tanto  $\frac{P_c}{P_t} = 1.2 \frac{1200}{3950} = 0.3$
- Haciendo uso del Gráfico 21, para  $\frac{P_c}{P_t} = 1.2$  y  $r=0.3$ , encontramos que  $\frac{N}{S} = 0.3$

- Por lo tanto  $N=360$  pies que en tubería de  $2 \frac{3}{8}$  pulg. equivalen a 1.4 barriles por ciclo.
- Como tenemos 80 ciclos por día, la producción diaria debería ser 112 BPD, sin embargo el pozo sólo produce 39 BPD.
- Por lo tanto, la eficiencia de levantamiento es sólo
 
$$\frac{39}{112} = 35\%$$

Con lo que comprobamos el efecto negativo de una apertura deficiente de la válvula operativa.

- Limitaciones de Resistencia a la tensión de las tuberías.

Otro factor importante que entra a tallar en pozos profundos es la limitación a tensionar las tuberías en casos necesarios, especialmente en pozos altamente desviados, ya sea que se usen o no empacaduras, y, en que son necesarias tensiones superiores al peso de la tubería que se desea sacar del pozo.

El siguiente cálculo muestra el escaso margen de flexibilidad y seguridad operacionales de que se dispone cuando las profundidades de los pozos exceden de 5000 pies PM.

- |   |         |             |
|---|---------|-------------|
| Profundidad medida (PM)                               | : 5000  | pies        |
| - Peso de 5000 pies de tubería $2 \frac{3}{8}$ ,      | : 23000 | lbs.        |
| 4.6 lb/pie.   |         |             |
| - Peso de 5000 pulg de tubería $1 \frac{1}{4}$ pulg., | : 11500 | lbs.        |
| 2.3 lb/pie.   |         |             |
| - Peso total de la sarta paralela.                    | : 35000 | lbs.        |
| - Efecto de Boyancia en agua salada a 5000            | : 3600  | lbs.        |
| pies PM. (4000 pies PV)                               |         |             |
| - Peso de la sarta paralela colgando en agua:         | 31400   | lbs.        |
| Resistencia a la tensión en el cople de               | : 49500 | lbs (del    |
| $2 \frac{3}{8}$ pulg.                                 |         | fabricante. |

### Conclusión :

El margen operacional para "jalar" la tubería sin partirla es sólo de 18100 lbs. a 5000 pies.

Esto por lo tanto impone una gran limitación en bajar insta

laciones BLT a más de 5000 pies especialmente si se van a usar empaques de aislamiento en pozos desviados, en los que es necesario aplicar tensión adicional para vencer el arrastre de la tubería contra los forros.

Otras Limitaciones :

En adición a lo anteriormente dicho, los factores que resumizamos a continuación tienen también efecto limitante en el uso de la instalación BLT actual.

- Inadecuado sello contra altas presiones en la brida de superficie.
- No disponibilidad de los equipos preventores adecuados para bajar 2 sartas simultáneas, lo que hace necesario tener el pozo completamente controlado por flujos suficientemente pesados, lo que propicia daños formacionales
- Taponamiento de la tubería de inyección de 1 1/4 pulg. con suciedades provenientes del gas o de la tubería misma.
- Propiciamiento de la formación de hidratos al circular gas de alta presión en conductos pequeños y su posterior expansión.

#### D. Observaciones

De lo expuesto en lo anterior, se concluye que las instalaciones BLT sufren de lo siguiente:

- Inadecuada performance en pozos con profundidades mayores de 5000 pies.
- Escaso margen para tensiones adicionales principalmente cuando se trabajan en pozos desviados con empaques de aislamiento.
- Taponamiento de la línea de inyección de 1 1/4 pulg. con hidratos o suciedad.
- Dificultades para bajarlas con equipos de perforación.
- Necesidad de mover equipos de servicio de pozos casi inmediatamente después que un equipo de perforación sale de

una plataforma para reemplazar las instalaciones convencionales temporales bajadas con el equipo de perforar, debido al factor señalado en el punto anterior. Esto implica costos de operación adicionales en el primer año de vida productiva del pozo.

#### E. Propuesta de una Instalación BLT Modificada.

Con el objeto de superar todas las limitaciones actualmente experimentadas con la instalación BLT, se ha pensado en una modificación de ésta. Referirse al Gráfico 24. La idea básica es bajar un empaque hidráulico dual de 2 7/8 pulg. x 5 1/2 pulg hasta el tope de las perforaciones. Luego, para cubrir toda la extensión de las perforaciones, se utilizaría una sarta dual de 2 3/8 pulg. x 1 1/4 pulg. que colgarían del empaque en la que se acoplarían como en la instalación original los mandriles y las válvulas de inyección. Por su parte, en el espacio anular por encima del empaque también se acoplarían válvulas, en la tubería de 2 7/8 pulg.

A pesar de que el Gráfico 24 "A" presenta el concepto básico, las siguientes modificaciones adicionales podrían ser incorporadas, los cuáles se muestra en el Gráfico 24 "B".

- Sellamiento de la parte superior del conducto de inyección (en la superficie del empaque) de donde cuelga la tubería de 1 1/4 pulg mientras se baja la instalación o no se ponga en funcionamiento la porción BLT.
- Reemplazo de la tubería de inyección rígida de 1 1/4 pulg. por alguna manguera metálica flexible resistente a la alta presión para facilitar las operaciones de bajar y sacar la instalación.
- Modificación de mandriles y válvulas.

#### F. Ventajas del Diseño Modificado Sobre el Actual.

Ventajas Operacionales:

- Uso de tubería de 2 7/8 pulg. en una mayor longitud de la

instalación, lo que se traduce en mayor margen de seguridad para tensiones adicionales y reducción de las pérdidas de presión por fricción pozo abajo.

- Mayor capacidad de almacenamiento de gas de levantamiento en el espacio anular 5 1/2 pulg, 2 7/8 pulg, muy necesario en sistemas interconectados.
- Reducción de movidas de equipos de servicio de pozos ya que esta instalación ofrece la ventaja de poder usar la porción encima del empaque como instalación convencional durante el período inicial de buena producción. Posteriormente, conforme la producción y presión declinen, la porción BLT puede ser abierta tan sólo rompiendo el disco de ruptura a una predeterminada presión en superficie, convirtiendo a toda la instalación en BLT.
- Debido a que el gas de inyección fluiría en una mayor área efectiva en una mayor longitud de la instalación las pérdidas por fricción se reducirán y por lo tanto las limitaciones en la apertura de la válvula operativa en la porción BLT serán sustancialmente menores que las actuales. El Gráfico 25 - muestra la caída de presión por fricción-versus-caudal de gas en el espacio anular 5 1/2 pulg. - 2 7/8 pulg. Comparándolo con las obtenidas en tubería de 1 1/4" pulg, Gráfico 19 vemos que, por ejemplo para 4000 pies de profundidad, las pérdidas en el espacio anular se reducen en un 35 por ciento.

### Ventajas de Costos

Dos son los aspectos en los que esta instalación impactaría en el aspecto económico:

- Reducción en costos de tuberías.
- Reducción en costos de servicio de pozos.

Tomando como ejemplo un pozo de 5000 pies de profundidad con un intervalo de perforaciones de 1500 pies (caso muy común) el costo para cada una de las instalaciones (la actual y la modificada) serían como se señala en la Tabla 7.

T A B L A - 7

Costo de Utilizar la Instalación BLT Actual US \$	Costo de Utilizar Instalación BLT Modificada US \$
- Costo de servicio de pozos inicial para bajar la primera instalación temporal convencional, 2 días de tiempo de equipo de Perforación ..... 16000	- No es necesario bajar ninguna instalación temporal previa a esta BLT definitiva.
- *Segundo servicio para convertir de convencional a BLT 3 días de tiempo de equipo de Servicio de pozos ... 9900	- Costo de equipo para bajarla, 3 días equipo de Perforación ..... 24000
- Costo de tubería 2 3/8 pulg 5000 pies ..... 19000	- Costo de tubería 2 7/8 pulg., 3500 pies ..... 8435
- Costo de tubería 1 1/4 pulg 5000 pies ..... 8150	- Costo de tubería 1 1/4 pulg. 1500 pies ..... 2445
- Costo de mandriles, válvulas ..... 7800	- Costo de tubería 2 3/8 pulg. 1500 pies ..... 5700
	- Costo del empaque dual 4000
	- Costo de mandriles, válvulas ..... 7800
T o t a l e s : <u>60850</u>	<u>48380</u>

\* Nota El costo de la primera instalación convencional no se toma en cuenta para el primer caso pues, como el cambio a BLT se hace dentro del año siguiente, todo el equipo y tubería usado regresa a Stocks en buen estado.

De lo anterior se deduce que se lograría un ahorro de 12000 US \$ cada vez que bajemos una BLT modificada en vez de una BLT actual.

#### G. Criterio de Elección de uno y otro Diseño

De acuerdo a todo lo dicho anteriormente, la aplicación del diseño BLT modificado tienen definitivamente grandes ventajas

sobre el diseño actual en pozos con profundidades mayores de 4000 pies y tasas de producción por encima de los 100 BPD. Sin embargo el nuevo diseño no se adaptaría a ningún requerimiento de aislamiento de algún intervalo no deseado, lo cual sí es conseguido con el diseño actual. Además en pozos con los forros de producción rotos o dañados con ángulos de desviación elevados y que presenten "patas de perro" en su configuración vertical, el actual diseño seguirá siendo el más recomendable.

Sumarizando, los criterios para la utilización de la actual BLT y de la versión modificada, pueden ser categorizados como se muestra en la Tabla 8.

T A B L A - 8

S i t u a c i o n	BLT Actual	BLT Modificada
- Pozos de menos de 3000' de profundidad produciendo <u>me</u> nos de 50 BFD.	✓	-
- Pozos con profundidades <u>en</u> tre 3000 y 4000 pies produciendo entre 50-100 BFD.	✓	-
- Pozos de más de 4000 pies y produciendo más de 100 BFD.	-	✓
- Pozos en los que se <u>requie</u> re aislamiento o que <u>ten</u> gan los forros dañados o elevados ángulos de desviación.	✓	-
- Pozos a ser operados con <u>e</u> quipos de perforación.	-	✓

#### H. Conclusiones

El empaque dual, elemento clave en la versión modificada tiene que reunir ciertas características de resistencia, operati

vidad, etc. y que tiene que ser discutido en detalle con los fabricantes

A las ventajas ya mencionadas habrá que añadir el efecto favorable en la eficiencia del levantamiento, lo que se traducirá en un ahorro del gas de levantamiento, y aprovechamiento de la capacidad de compresión para otros fines como ventas o inyección, sin contar con los incrementos de producción de petróleo derivados.

#### G. Implementación de la Recomendación

Habiéndose justificado plenamente la modificación de la instalación BLT convencional, se analizaron todos los requerimientos que debería tener el empaque dual para adaptarlo a las condiciones de los pozos.

El Gráfico 26 muestra en detalle las dimensiones y tipo de los componentes tanto del empaque como de los conectores necesarios. Varias compañías ofertaron y fabricaron prototipos habiéndose seleccionado el que cumplió con las especificaciones dadas en dicho Gráfico.

Desde Julio 84 a la fecha se han bajado estas instalaciones BLT modificados a cuatro pozos, los cuales fueron seleccionados bajo las siguientes consideraciones:

- Se quiso probar la factibilidad de sentar el nuevo empaque desde el punto de vista operacional.
- Profundidades mayores de 4000 pies.
- Producciones estabilizadas menores de 50 BPD.
- Disponibilidad de registros de presiones de fondo recientes.

Los resultados preliminares obtenidos hasta la fecha son muy alentadores, y se sumarizan como sigue:

- Los consumos de gas de levantamiento fueron reducidos en casi un 20% por pozo.
- Las presiones netas para abrir las válvulas operativas en el fondo fueron incrementadas en casi 200 lb/pulg<sup>2</sup> en cada pozo.

- El costo del empaque equivale a 3000 pies de tubería de 1 1/4 pulg. que es en promedio la cantidad de tubería que se ahorra por pozo.
- Las ganancias en producción de petróleo no han sido mayores de 20 BPD por pozo debido principalmente a las pérdidas por resbalamiento al pasar los fluidos a través del empaque a la tubería de 2 7/8 pulg. y a los bajísimos índices de productividad de los pozos (menores de 0.1 BPD/lb/pulg<sup>2</sup>)

Dentro del proceso de implementación, se tiene pensado en futuros pozos usar tubería de 2 3/8 pulg. en vez de 2 7/8 pulg. en la parte superior para eliminar las pérdidas de resbalamiento y obtener mayores ganancias de producción. Así mismo, se está estudiando la posibilidad de utilizar pistones viajeros con este mismo propósito, en pozos con mejores potenciales de producción.

## ***CAPITULO VI***

### ***CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES***

A. Para los rangos de producción de petróleo y gas al momento en que un pozo del Zócalo necesita de métodos artificiales para producirlo, el Levantamiento con Gas es el más adecuado desde el punto de vista técnico-económico. Favor de referirse el punto N°5 del Capítulo III de Esta Tesis. El Bombeo Hidráulico podría ser apli-

cado en locaciones remotas o cuando las tasas de producción de líquidos sean altos y las de gas bajas, como es el caso de pozos con respuesta efectiva a la inyección de agua.

- B. La evolución del método de levantamiento con gas es función directa de la dimensión de la operación de cada campo y es resultado natural de los esfuerzos por optimizar el uso de todos los recursos disponibles, hasta el punto de equilibrio dado por la relación costos de operación-ganancias netas-producción máxima.
- C. Los diseños de las instalaciones de levantamiento con gas tienen que ceñirse a las exigencias dadas por la operación. Objetivos fundamentales son prevenir problemas de "Descarga" del pozo lleno o de interferencias de válvulas, para evitar tener que regresar con los equipos de servicio. Es por esta razón que el uso de válvulas y otros accesorios pozos abajo recuperables con alambre deben ser procedimientos standard en el Zócalo.
- D. La automatización del sistema de producción, especialmente enfocado a mantener la operatividad de los pozos es obligatoria en todo campo costa afuera. Este es un aspecto en el que se debe estar siempre innovando para optimizar el control de las instalaciones de superficie y de subsuelo.
- E. Tanto el levantamiento con gas continuo como el intermitente pueden aplicarse en el Zócalo, pero definitivamente son muy pocos los pozos en que el primer método podría trabajar eficientemente debido a que se requieren tasas de producción mínimas de 400 BFD y razones gas-líquido de producción menores de 500 PCS/BF, situaciones que se dan sólo cuando los pozos se encuentran surgiendo sin tubería. Una vez que los pozos necesitan realmente métodos artificiales, se bajan instalaciones diseñadas para levantamiento intermitente, ya que las tasas de producción de aceite y gas en ese momento y en toda su vida futura primaria así lo exigen y lo exigirán.
- F. Se han identificado cinco aspectos que determinan la eficiencia de un sistema de producción por levantamiento con gas:

- Operatividad de los compresores y de los sistemas de succión y descarga.
- Funcionamiento de la instalación pozo abajo.
- Funcionamiento del equipo e instalaciones complementarias.
- Adaptación del sistema a condiciones adversas o diferentes a los normales.
- Automatización.

Estos cinco aspectos son interdependientes y su mejoramiento cons  
tante conducirá a la optimización total del sistema de producción.

G. Siempre es posible determinar con precisión los volúmenes de gas de levantamiento óptimos partiendo del análisis del comportamiento individual de los pozos y luego proyectarse a todo el sistema. Son necesarios tanteos de pruebas y error para encontrar el ciclo adecuado pero definitivamente tienen que tomarse en cuenta la profundidad de levantamiento, los volúmenes a levantarse y el estado de depletación de los pozos para reajustar los resultados in  
dividuales y usarlos en forma genérica en todo el campo. En la práctica, lo que se necesita realmente para planear el desarrollo son volúmenes totales de gas de levantamiento para un máximo y mí  
nimo fluidos líquidos a producirse.

H. En reservorios sensibles a la contrapresión en la cabeza de los pozos, no se puede elevar la presión del sistema de recolección de gas (presión de separadores) hasta los valores mínimos necesarios requeridos para la succión de los compresores de alta ya que esto afectaría negativamente la producción por excesiva contrapresión. Como consecuencia de esto, los compresores siempre trabajan con presiones de succión mucho menores que la recomendada por su diseño lo que se traduce en bajas eficiencias de compresión, desaprovechamiento de la capacidad de compresión y desmedro de las eficiencias de levantamiento por bajas presiones y volúmenes del gas de levantamiento.

Una recomendación para resolver este problema es instalar compresores de baja capacidad que requieran de presiones de succión bajas (conectadas a los separadores) y que descarguen al sistema de

recolección a una presión que satisfaga los requerimientos de succión de los compresores grandes.

Un estudio de proyecto en el que se aplica el concepto anterior es plenamente justificado en el área de Litoral 3-4, bajo las siguientes consideraciones:

- Se evitará el actual desperdicio de 1.2 MM de pies cúbicos de gas y se incrementaría la producción de petróleo en unos 150 BPD en las plataformas 3B, 4D, 4E, EE.

La inversión total de 750 mil dólares sería pagada en 1.5 años y las ganancias netas descontadas al cabo de 8 años de vida económica del proyecto sería de 928 M dólares al 15 por ciento de tasa de descuento anual.

Otros beneficios indirectos resultantes de la implementación de este proyecto serían :

- Mejoramiento de la eficiencia de levantamiento en todos los pozos del circuito al incrementarse la presión del sistema de levantamiento de 400 a 800 lb/pulg<sup>2</sup>. Esto se traducirá en una ganancia adicional de unos 200 BPD.
- Posibilidad de inyectar o vender cualquier exceso de gas comprimido.
- Posibilidad de reducir la contrapresión e instalar otros compresores similares para optimizar la producción de las otras plataformas del área.

I. Con el propósito de superar todas las limitaciones actualmente existentes en producir pozos de más de 5000 pies con extensos intervalos de perforaciones (2000 pies normalmente) se recomienda utilizar una modificación de la actual instalación BLT que básicamente consiste en bajar con tubería de 2 7/8 pulg. un empaque dual hidráulico especial hasta el tope de las perforaciones. De este punto hacia abajo y colgando del empaque la instalación se completa con una sarta dual paralela 2 3/8 pulg, 1 1/4 pulg. similar a la actualmente usada.

Un estudio en el que se analiza en detalle esta propuesta mues-

tra las siguientes ventajas y beneficios a obtenerse con la nueva instalación:

- Se ahorrarían 12000 dólares cada vez que se use una BLT modificada en vez de una BLT actual, como resultado del menor costo en tuberías y en tiempos de equipo de servicio.
- Eliminación o reducción de problemas de apertura de las válvulas operativas que causan serias deficiencias de levantamiento en las actuales BLT por las excesivas pérdidas de presión por fricción en la tubería de 1 1/4 pulg. de inyección. Se estima que para pozos de 5000 pies de profundidad o más, las eficiencias de levantamiento serán incrementadas hasta en un cincuenta por ciento, al reducirse las pérdidas por fricción hasta en un 35 por ciento.
- Mayores márgenes de confianza para tensionar la tubería al momento de sacar la instalación del pozo.
- Reducción de los riesgos de bajar sartas paralelas con los controles de pozos convencionales que sólo son efectivos para sartas individuales, especialmente con equipos de perforación.

ANALISIS DE COSTOS PARA IMPLEMENTAR METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN CAMPOS COSTA AFUERA

Aquí tomaremos como referencia un conjunto de 5 plataformas en producción, en las cuales todos los pozos están fluyendo por surgencia natural con las características dadas en la Tabla 9.

T A B L A - 9

<u>Platf.</u>	<u>N° de Pozos</u>	<u>Prof. promed</u> <u>pies</u>	<u>Producción Total Promedia por Plat.</u>			<u>RGLP</u> <u>PC/BL</u>
			<u>BPD</u>	<u>BAD</u>	<u>MMPCD</u>	
A	6	5100	480	30	1.28	2500
B	11	6800	715	55	2.46	3200
C	9	4800	900	-	2.80	2000
D	3	5800	360	-	0.65	1800
E	<u>8</u>	3900	<u>320</u>	<u>80</u>	<u>1.44</u>	3600
	37		2775	165	7.63	

Siendo un campo en plena explotación el equipo y los componentes básicos del sistema de producción ya existen y están adecuados sólo para las condiciones de producción por surgencia natural. El crudo es recolectado y transferido a los tanques de fiscalización en tierra previo a su envío a la refinería. El gas es íntegramente venteado a la atmósfera. Referirse al Gráfico 28.

Sin embargo, dadas las fuertes declinaciones en la producción y al hecho de que se ha recibido una solicitud de compra del gas natural, se ha decidido implementar a la brevedad posible algún método de levantamiento artificial con el objeto de maximizar la producción de petróleo y optimizar el aprovechamiento del gas natural mediante la venta del máximo volumen diario.

Bajo estas condiciones, se ha considerado el levantamiento hidráulico y el levantamiento con gas como los posibles métodos de producción artificial que podrían aplicarse. Los Gráficos 27, 28, 29 muestran esquemáticamente el equipo de producción de petróleo y el equipo de recolección, compresión y utilización del gas producido adicionales que

tendrían que ser adquiridos y/o instalados. La Tabla 10 muestra el monto de la inversión total para cada caso.

### *Consideraciones Básicas*

1. La presión de llegada del gas al punto T de recepción en tierra debe ser 400 lb/pulg<sup>2</sup>
2. El crudo debe ser transferido y fiscalizado en el patio de tanques punto T en tierra.
3. Las presiones de trabajo de los separadores deben ser las mínimas posibles.
4. Debe preverse un desarrollo futuro del campo de la misma dimensión que las condiciones presentes al término de los 4 próximos años.

### *Conclusiones*

Haciendo uso de cotizaciones actuales del equipo, necesario en cada caso y aplicando los costos vigentes para la instalación de los mismos, detallados en la Tabla 10, concluimos que los costos de implementar el método de levantamiento con gas son mucho menores que los obtenidos con el levantamiento hidráulico.

B I B L I O G R A F I A

- Gas Lift Theory and Practice* : Kermit E. Brown
- Principles of Oil Well Production* : T. E. Nind
- Handbook of Natural Gas Engineering* : Katz - Kornell
- Petroleum Production Handbook* : Frick
- Mecanica De Los Fluidos & Hidráulica* : Ranald V. Giles
- Gas Technology* : SPE Reprint
- Gas Lift Handbook* : Camco Inc.
- Natural Gas Engineering* : Chi Ikoh
- Temas al Simposio sobre Tecnología Petrolera* : José A. Zamalloa  
Noviembre 1984 - Lima.