

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**"MANTENIMIENTO DE PRESION POR INYECCION DE  
GAS EN RESERVORIOS CON PERMEABILIDADES  
MAYORES DE 10 md. EN EL NOROESTE DEL PERU"**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO DE PETROLEO**

**MANUEL JESUS SOTO REYES  
Promoción: 95- 0**

**LIMA - PERU - 1998**

## INDICE

### **MANTENIMIENTO DE PRESIÓN POR INYECCION DE GAS EN RESERVORIOS CON PERMEABILIDADES MAYORES DE 10 md. EN EL NOROESTE DEL PERÚ**

- 1. SUMARIO**
- 2. INTRODUCCIÓN**
  - 2.1 Antecedentes**
  - 2.2 Objeto del Estudio**
- 3. FUNDAMENTO TEORICO**
  - 3.1 Desplazamiento Inmiscible Gas – Petróleo**
    - 3.1.1 Método Buckley – Leverett**
    - 3.1.2 Modelo de Dietz**
  - 3.2 Eficiencia de Barrido**
    - 3.2.1 Eficiencia de Barrido Horizontal**
    - 3.2.2 Eficiencia de Barrido Vertical**
    - 3.2.3 Relación de Movilidad**
- 4. EVALUACION GEOLOGICA**
  - 4.1 Ubicación del Area**
  - 4.2 Estratigrafía**
  - 4.3 Litología**
  - 4.4 Parámetros de Reservoirio**
    - 4.4.1 Porosidad**
    - 4.4.2 Permeabilidad**
  - 4.5 Distribución de Fluidos**
  - 4.6 Contactos**
  - 4.7 Distribución Areal**
  - 4.8 Paleontología**
  - 4.9 Geología Estructural**
- 5. RECUPERACION PRIMARIA**
  - 5.1 Importancia**
  - 5.2 Mecanismos de Impulsión**
    - 5.2.1 Empuje de gas en Solución**

- 5.2.2 Empuje por cresta de Gas
      - 5.2.3 Empuje Hidráulico
      - 5.2.4 Drenaje Gravitacional
    - 5.3 Potencial Petrolífero Secundario
  - 6. MANTENIMIENTO DE PRESION POR INYECCION DE GAS
    - 6.1 Importancia
    - 6.2 Criterios Básicos para la Inyección de Gas
      - 6.2.1 Recuperación Primaria
      - 6.2.2 Mecanismo de Impulsión
      - 6.2.3 Fallamiento y Buzamiento
      - 6.2.4 Porosidad
      - 6.2.5 Permeabilidad
      - 6.2.6 Viscosidad
      - 6.2.7 Relación Arena Neta – Arena Total
      - 6.2.8 Efecto de Saturación
    - 6.3 Planificación y Diseño de un Proyecto de Mantenimiento de Presión
      - 6.3.1 Diseño de Planta de Compresores
      - 6.3.2 Pruebas de Presión
      - 6.3.3 Soluciones para Pozos Inyectores de Gas
      - 6.3.4 Eficiencia de la Inyección de Gas
  - 7. EVALUACION ECONOMICA
    - 7.1 Criterios de Rentabilidad
    - 7.2 Factibilidad Técnica Económica
  - 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
  - 9. BIBLIOGRAFIA
    - Gráficos y Tablas
    - Anexos

## **1. SUMARIO**

La cuenca Talara ha sido explotada por más de 100 años habiendo acumulado alrededor de 1300 MM Bls petróleo. El lote X ubicado en esta cuenca, ha producido alrededor de 230 MM Bls de petróleo proveniente de 16 yacimientos, contando hasta 10 formaciones productivas en cada uno.

Los yacimientos del NorOeste peruano en su mayoría, no se han explotado eficientemente, debido a la complejidad geológica de los reservorios.

Existe una cantidad considerable de Hidrocarburos que puede ser explotada con la ejecución de trabajos de reactivación, acidificación y fundamentalmente de **Mantenimiento de Presión y Recuperación mejorada**

La mayoría de los reservorios superficiales han sido producidos con presiones fluyentes, lo cual ha ocasionado algún tipo de daño en ellos así como la depletación temprana y descontrolada de los reservorios.

El presente tema describe las condiciones geológicas y de reservorio, que se presentan en los reservorios del NorOeste del Perú y que generan las condiciones, para la aplicación eficiente del mantenimiento de presión.

La inyección de gas es un proceso mediante el cual el gas inyectado va a ocupar el volumen que originalmente ocupaba el petróleo, forzando a través de los pozos productores.

Los patrones de inyección son variados y responden a las variadas condiciones de reservorio. Aún cuando la inyección de gas nos ofrece menos recuperación final del petróleo insitu, en comparación a otros métodos alternos de recuperación mejorada puede tener suficientes ventajas económicas.

Es indudable que la recuperación de petróleo secundario depende de la eficiencia con la que fue llevada a cabo la depletación primaria, es decir, una eficiente recuperación primaria habrá de tomarse en cuenta como un indicio desfavorable para operaciones de recuperación secundaria.

El proceso de inyección de gas es sensible al rate de inyección, si el gas es inyectado a un rate bajo y en las partes altas de una estructura con suficiente buzamiento, con un desplazamiento poco a poco del petróleo; se lograría un porcentaje mayor de recuperación de petróleo.

El desplazamiento de petróleo mediante el empuje de gas en solución tiene recuperaciones bajas, ya que el gas que está en solución, al fluir arrastra algo de petróleo hacia los pozos productores y el petróleo remanente detrás se encoge y aumenta su viscosidad.

El encogimiento del petróleo producido, como consecuencia de la caída de presión ocasiona un veloz aumento de la saturación de gas y provoca la facilidad con la cual el gas fluye a través de la arena.

## **2. INTRODUCCION**

La recuperación final de reservorios de petróleo, puede ser a menudo incrementada aumentando y/o manteniendo la energía natural del reservorio, ésta se logra fundamentalmente por uno o ambos de los siguientes factores:

- Disminuyendo el agotamiento del impulso por medio del mantenimiento de la presión del reservorio en una cantidad máxima posible.
- Reemplazando las fuerzas naturales de desplazamiento con unas más eficientes, como por ejemplo; el empuje de una capa de gas con un empuje artificial de agua

Las acciones para mantener la presión del reservorio podrían ser divididos dentro de las categorías siguientes:

- Inyección de gas.
- Inyección de Agua
- Inyección de fluidos Miscibles.
- Combinación de los fluidos anteriores.

La instalación para ayudar al mantenimiento de presión del reservorio siempre requiere de costosas sumas de dinero y aunque la recuperación adicional de petróleo sea casi segura, esta es de mayor prioridad con respecto al costo de las instalaciones y operaciones para ayudar a mantener la presión del reservorio.

Desafortunadamente, los reservorios de petróleo son naturalmente heterogéneos y presentan algunas veces variaciones amplias de permeabilidad dentro de un reservorio particular. De este modo varios contienen una cantidad de capas de permeabilidad variada en comunicación con la capa superior e inferior a ella respectivamente.

Puesto que cada una de esas capas pueden comportarse mas o menos como unidad independiente, el uso de una permeabilidad relativa “promedia” será siempre engañoso para una descripción correcta de la performance del reservorio.

Esto es cierto en los inicios de la vida de un programa de mantenimiento de presión, donde los fluidos inyectados podrán ser desplazados totalmente a través de zonas totalmente permeables resultando una irrupción prematura de los fluidos inyectados en un pozo aun en producción.

De cualquier modo, los valores estimados técnicamente pueden aún ser conservados, si se toman las precauciones adecuadas, igualmente los resultados pronosticados pueden dar información correcta de la producción, relacionado a la última recuperación y el comportamiento neto del reservorio.

Muchos reservorios de petróleo encontrados actualmente, contienen una sola capa de permeabilidad uniforme. La mayor parte de estos reservorios tendrá una amplia variación en las permeabilidades tanto lateral como vertical; sin embargo la variación de las permeabilidades en la dirección son moderadamente uniformes.

No es común encontrar en un reservorio zonas altamente permeables, los cuales puedan estar en un mapa dentro de una misma posición estructural relativa a través del reservorio. Ello puede ser probado de una manera simple; el avance de los fluidos en una capa es proporcional a la permeabilidad de la capa.

El gas es extensamente usado en las mayorías de las operaciones para mantenimiento de presión, por las consideraciones siguientes:

- El gas está disponible inmediatamente en muchas áreas, ya sea de un reservorio en producción o de otros lugares de procedencia.
- Puesto que el gas es un fluido inerte que no reacciona con las rocas del reservorio ello puede ser inyectado dentro del reservorio sin la mas mínima molestia.
- El gas puede ser tomado para mantener el mercado de gas producido en un futuro y el gas que puede ser devuelto al reservorio donde será no solo para almacenarlo para futuro uso, sino para desplazar algo de petróleo del reservorio.

- Condiciones de operación pueden forzar a la reinyección del gas como una medida de conservación.

La determinación de los requerimientos de gas para operaciones de mantenimiento de presión es una principal consideración económica en su totalidad para un proyecto de inyección de gas.



### 3. FUNDAMENTO TEORICO

#### 3.1 DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE GAS - PETROLEO

El objeto del presente estudio, es el de presentar un consolidado de puntos visuales para la evaluación de los proyectos de inyección bajo condiciones dinámicas.

Teóricamente para la evaluación de proyectos de inyección de fluidos presentamos dos modelos; el de Buckley-Leverett y el modelo de Dietz.

##### 3.1.1 MODELO DE BUCKLEY - LEVERETT

La teoría de Buckley-Leverett es esencialmente una representación unidimensional de los flujos simultáneos y paralelos de los fluidos desplazantes y desplazados sin introducir el concepto de interfase de fluidos. Su extensión al espacio multidimensional es tratable numéricamente, la derivación del método para el problema de desplazamiento gas-petróleo tal como se aplica para el agua-petróleo (Cap. 9, N°5, pag. 59 - 60) basada en las ecuaciones siguientes:

$$\text{Continuidad} : \quad \frac{\partial(f_g u_t)}{\partial x} = -\frac{\phi \partial S_g}{\partial t} \quad (1)$$

$$\text{Darcy}_{(\text{Petróleo})} : \quad u_o = -\lambda_o \left( \frac{\partial p_o}{\partial x} - \rho_o g \text{Sen } \alpha \right) \quad (2)$$

$$\text{Darcy}_{(\text{Gas})} : \quad u_g = -\lambda_g \left( \frac{\partial p_g}{\partial x} - \rho_g g \text{Sen } \alpha \right) \quad (3)$$

$$\text{Capilar} : \quad P_c = P_g - P_o \quad (4)$$

$$\text{Saturación} \quad : \quad S_o + S_g + S_w = 1 \quad (5)$$

$$f_g = \frac{u_g}{u_t} \quad (6)$$

$$u_t = u_o = u_g = \text{Constante} \quad (7)$$

Combinando las ecuaciones del (2) hasta el (7), resultará en una relación para el mejor conocimiento del flujo fraccional:

$$f_g = \frac{1 + \frac{\lambda_o A}{q} \left( \left| \frac{\partial P_o}{\partial S_g} \cdot \frac{\partial S_g}{\partial x} \right| - \Delta \rho_{o-g} g \text{Sen } \alpha \right)}{1 + \frac{\lambda_o}{\lambda_g}} \quad (8)$$

Donde  $u$  viene hacer la velocidad de inyección, que ha sido reemplazado por la tasa de volumen de inyección por unidad de área en el punto dado ( $q/A$ ). El ángulo de formación del buzamiento " $\alpha$ " es positivo para una inyección en la parte alta de la estructura orientada hacia arriba (ver fig. 4) y el valor absoluto en el término de la presión capilar enfatiza el hecho de que las fuerzas capilares siempre incrementan el flujo fraccional sin importar la dirección de flujo de la fase desplazante.

Note también que la presión capilar ( $P_c$ ) está definida sólo como la diferencia de presión entre fases en algún punto sin hacer referencia a las fuerzas de tensión interfacial. De hecho, el término ( $P_c$ ) incluye efectos de otra manera referida a la capilaridad.

Desde que  $u_t$  es constante, si nosotros dejamos de lado la presión capilar (tal como ocurriría si la roca reservorio fuera igualmente mojable por petróleo o gas), luego el flujo fraccional de gas deberá ser solo una función de la saturación de

gas, esto es  $f_g = \phi(S_g)$ . Luego la ecuación N°1 de continuidad puede ser escrita como:

$$\frac{q}{\phi A} \cdot \frac{\partial f_g}{\partial S_g} \cdot \frac{\partial S_g}{\partial x} + \frac{\partial S_g}{\partial t} = 0 \quad (9)$$

Esta es una ecuación parcial hiperbólica de primer orden, en una dimensión solucionable por el método de las características. La derivada total de la saturación con respecto al tiempo está dada por:

$$\frac{\partial S_g}{\partial t} = \frac{\partial S_g}{\partial x} \cdot \frac{\partial x}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \quad (10)$$

La cual comparada con la ecuación N°9, produce el siguiente par de ecuaciones diferenciales ordinarias:

$$\frac{\partial x}{\partial t} = \frac{q}{\phi A} \cdot \frac{\partial f_g}{\partial S_g} \quad (11)$$

$$\frac{\partial S_g}{\partial t} = 0 \quad (12)$$

La ecuación N°12 representa la característica lineal junto con la ecuación N°11 pueden ser resueltas. Así el lado izquierdo de la ecuación N°11 de otra manera conocida como la fórmula de avance frontal, denota el rate de recorrido de una superficie plana a una saturación dada  $S_g$ ,  $(\delta f_g / \delta S_g)$  luego referida al punto donde la saturación es  $S_g$ . Mientras que en todo punto cilíndrico la tasa de viaje no es  $(\partial x / \partial t)$ , sino  $(\partial r^2 / \partial t)$ , es decir la tasa de incremento de volumen detrás de la superficie de saturación es constante. De cualquier saturación de gas dada ( $S_g$ ), el termino  $\delta f_g / \delta S_g$  se refiere entonces al punto en que la saturación es  $S_g$ .

El modelo está ahora formulado completamente y solo requiere de una solución de las ecuaciones N°8 y 11, sin embargo desde las relaciones analíticas entre las permeabilidades relativas a las saturaciones de fluido no están generalmente disponibles, el problema es gráficamente mejor solucionado.

Ahora ocurre que la curva de flujo fraccional del gas versus Saturación del gas “ $f_g$  vs.  $S_g$ ”, algunas veces toma la forma de una “S” (La curva frontal se aproxima a la curva logística matemática para en ciclo simple de crecimiento empíricamente representado por:  $y = a_0 / [1 + \exp(-a_1(x - x_0))]$ ); donde  $a_0$ ,  $a_1$  son constantes que deben determinarse y  $x_0$  es un valor referencial) cuando la presión capilar es ignorada (fig. 5a), de modo que la distribución de saturación (fig. 5b) es también de forma “S” o multivaluada. Esta forma de Buckley y Leverett en la asunción de que la gradiente saturación puede a lo más hacer infinito, es decir no puede reversarse a sí misma.

Así en la base de la conservación de materiales, ellos trazan la línea vertical (bc) (Fig. 5b) de modo que las áreas sombreadas deberían ser iguales. La distribución de saturación a un tiempo dado está observada por la curva (abcd). El punto donde la saturación cambia abruptamente es llamado frente, delante del cual la distribución de saturación es aún la original.

Desde que la ecuación N°1 representa la forma fundamental de conservación de los problemas que involucra ondas de choque, esta ha sido sugerida de modo que este frente de saturación bien definido está en la línea con la solución al choque de la ecuación N°11. La condición de choque aparentemente proviene de ignorar las fuerzas de disipación tales como: la capilaridad

Ahora cuando la distribución de saturación inicial es tal que la saturación del gas está sobre o debajo de su valor crítico, Welge ideó un método simple para la determinación de la saturación en frente. Por balance de materiales, el volumen acumulado de gas o invadido,  $Q = \int q dx$  debe ser equivalente al volumen poral detrás del frente al momento del cambio en la  $S_g$  esto es:

$$Q = \phi A \Delta x (\bar{S}_g - S_{g^*}) \quad (13)$$

Donde  $\bar{S}_g$  es la saturación promedio del gas detrás del frente sustituyendo en la ecuación N°11 resulta:

$$\frac{\partial f_g}{\partial S_g} = \frac{1}{\bar{S}_g - S_{g^*}} \quad (14)$$

De la geometría,  $\bar{S}_g$  está dada por la intersección de la tangente desde la saturación inicial del gas " $S_{g^*}$ " en la línea  $f_g = 1$  (Fig. 5). La saturación promedio ( $\bar{S}_g$ ) detrás de alguna saturación  $S_g$  más alta que  $S_{g^*}$  ( esto es detrás del frente) es:

$$\bar{S}_g = \frac{1}{x} \int_0^x S_g \partial x = \frac{1}{x} \left( S_{g^*} x + \int_{1-S_{g^*}-S_{g^*}}^S x \partial S_g \right) \quad (15)$$

sustituyendo [  $Q \delta f_g / \phi A \delta S_g$  ] por X en la integral y cambiando los límites de integración dados:

$$\bar{S}_g = S_g + \frac{1-f_g}{\frac{\partial f_g}{\partial S_g}} \quad ; \quad S_g > S_{g^*} \quad (16)$$

De la geometría, ( $S_g$ ) está dado por la intersección en la línea ( $f_g = 1$ ) de la tangente a  $f_g$  a  $S_g$  . Este es el método de tangente de Welge. Este puede ser agrupado de manera que la ecuación N°16 es también válida para flujo radial, si ( $S_g$ ) es el promedio volumétrico.

Si la saturación inicial de gas es más grande que el valor crítico, este puede ser mostrado por conservación de balance de materiales (Anexo 1) de modo que la tangente de Welge debería aún ser trazada desde la condición inicial ( $S_{g_i}$  ,  $f_{g_i}$ ) en

orden para obtener la saturación al frente  $S_{gf}$ . Sin embargo desde que los valores de  $f_g$  que han sido ploteadas son incorrectas y no son conocidas en el rango frontal por que no se tiene conocimiento de las fuerzas capilares, esto ha conducido a sugerir que la tangente debería ser trazada desde el origen.

Como aún no ha habido evidencia experimental de alguna conjetura aunque los estudios numéricos por Gottfried para desplazamiento agua-petróleo permiten observar y verificar la forma inicial de condición teórica.

Desde el punto de vista intuitivo sin embargo, cuanto más alta es la saturación inicial de gas en el reservorio, menor es la oportunidad de formar un frente de desplazamiento. La técnica de tangente utilizando condiciones iniciales parece que confirma aún más este factor y al mismo tiempo establece la saturación al punto de inflexión en la curva de flujo fraccional, como el valor mínimo de la fase de desplazamiento al cual un frente debería formarse.

En la práctica sin embargo, la curva de flujo fraccional usualmente tiene un gradiente alto por la razón de viscosidad muy desfavorable en operaciones de inyección de gas y la saturación del gas al frente puede variar muy insignificadamente por ambos métodos.

Alguna información de ingeniería interesante está también disponible de la teoría Buckley-Leverett, vamos a integrar la ecuación N°11 del frente de avance sobre la longitud entera "L" del reservorio, nosotros luego tomaremos:

$$\int_0^L dx = \frac{\int q dt}{\phi A} \cdot \frac{\partial f_g}{\partial S_g} \quad (17)$$

$$Q_i = \frac{\int_0^t q dt}{\phi AL} = \frac{\partial f_g}{\partial S_g} \quad S_g \geq S_{gf} \quad (18)$$

Así el volumen poral acumulado de la inyección de gas ( $Q_i$ ) requerido para alcanzar una saturación particular de gas ( $S_g \gg S_{gf}$ ) al pozo de producción está

determinado por haber tomado simplemente el recíproco de la pendiente de la curva de flujo fraccional a la saturación  $S_g$ , correspondiente a la saturación en el pozo.

Por el mismo motivo, el rate de producción gas-petróleo cuando el volumen poral “Qi” de gas ha sido inyectado, es fácilmente mostrado como:

$$R = \frac{f_g \beta_o}{(1 - f_g) \beta_g} + R_s \quad (19)$$

Si, de otra manera, el gas viene disuelto o viene fuera de la solución, debido a la falta de equilibrio con el gas inyectado, la ecuación N°18 puede ser corregida por el gas disuelto. Vamos a incrementar  $\Delta R_s$ , la cantidad de gas disuelto (negativo si es liberado), luego la cantidad Qi a condiciones de reservorio inyectada para el rompimiento es:

$$\bar{S}_g - S_{gs} + (1 - \bar{S}_g - S_{wt}) \frac{\Delta R_s \beta_g}{\beta_o} = \left( \frac{\partial f_g}{\partial S_g} \right)^{-1} \quad (20)$$

donde el termino del lado derecho corresponde a la tangente de  $(S_g)$  en la línea de  $f_g=1$ , la  $(S_g)$  es obtenida por prueba y error tal que ambos lados de la ecuación son satisfechas, usando el ploteo  $f_g$  vs.  $S_g$ .

Finalmente, es importante recalcar que la teoría de desplazamiento Buckley-Leverett asume la no transferencia de masa por la interfase y que las variaciones de presión no son grandes sobre la mayor parte de volúmenes del sistema.

Esto debería también ser señalado por que la razón de viscosidad desfavorable envuelta en el desplazamiento gas-petróleo, la parte superior de la curva de flujo fraccional se rompe claramente indicando que no habrá mucha recuperación de

crudo después del rompimiento del frente. Más aún, las razones gas-petróleo pueden ser gobernados más por el perfil de permeabilidad y la eficiencia de barrido areal que por la distribución de saturación definida.

En este caso, la teoría de Buckley-Leverett debería ser utilizada solo para determinar la recuperación al rompimiento del frente. Después de todo, los cálculos después del frente de rompimiento son sobre todo teóricos, particularmente en la invasión con gas.

### 3.1.2 MODELO DE DIETZ

En contraste con la teoría de Buckley-Leverett, el modelo de DIETZ, es la representación bidimensional del movimiento de la interfase de fluido donde el gas inyectado invade el reservorio de petróleo como una lengua sobre-corriendo el petróleo. Más aún, el petróleo y el gas son asumidos como fluidos separadamente, el crudo debajo del contacto gas-petróleo (Fig. 6).

Ambas teorías hacen la asunción de que una interfase nítida divide el gas-petróleo. Mientras esta asunción posterior es satisfactoria en el modelo de Buckley-Leverett para arenas delgadas en espesor donde las fuerzas de capilaridad tienden a amortiguar la formación de digitación, esto podría parecer una limitación de la validez de la teoría de Dietz para arenas gruesas.

No obstante Outman ha mostrado que la teoría de Dietz es igualmente válida para digitación en arenas delgadas. Con las asunciones anteriores mencionadas, el desarrollo de los modelos de cruce potencial de la interfase se muestran en la (Fig. 6a).

La ley de Darcy en forma potencial conjuntamente con el eje X, (Cap. 9, N°5, pag 75) es:



$$u_o = \rho_o \lambda_o \frac{\delta \Phi_o}{\delta x} \quad (21)$$

donde el potencial de un elemento de fluido está definido por:

$$\Phi = \frac{\delta p}{\rho} + gz \quad (22)$$

“Z” viene siendo ascendentemente positivo. Desde que los fluidos son considerados incompresibles, la ecuación (22) puede ser integrada para dar como resultado:

$$\Phi = \frac{p}{\rho} + gz \quad (23)$$

Donde:  $\Phi$  es constante

Sí nosotros adicionalmente asumimos que la interfase es relativamente muy grande el (particular) espesor de la formación, semejante a  $\Phi_b \approx \Phi_c$ , luego la diferencia de potencial conjuntamente con la interfase entre ambas fases de petróleo y gas está dado (Cap. 9, N°5, pag. 76 - 77) por:

$$p_{oa} - p_{ob} + \rho_o g \delta z = \left( \frac{u_o}{\lambda_o} \right)_{a-c} \delta x \quad (24)$$

y

$$p_{ga} - p_{gb} + \rho_g g \delta z = \left( \frac{u}{\lambda_g} \right)_{a-c} \delta x \quad (25)$$

Si en la interfase de presión capilar es constante, la ecuación (24) se convierte en:

$$p_{ga} - p_{gb} + \rho_o g \delta z = \frac{u_o}{\lambda_g} \delta x \quad (26)$$

Sustituyendo la ecuación (26) de la ecuación (25), resulta:

$$g \Delta \rho_{o-g} \delta z = \left( \frac{u_o}{\lambda_o} - \frac{u_g}{\lambda_g} \right) \delta x \quad (27)$$

De la geometría de la figura (6a):

$$\frac{\delta z}{\delta x} = \frac{\text{Sen } \beta}{\text{Cos}(\alpha - \beta)} \quad (28)$$

Por lo tanto, la ecuación (27), puede ser escrita como:

$$\frac{\text{Sen } \beta}{\text{Cos}(\alpha - \beta)} = \frac{\left( \frac{u_o}{\lambda_o} - \frac{u_g}{\lambda_g} \right)}{g \Delta \rho_{o-g}} \quad (29)$$

Si la interfase es estable,  $U_o = U_g = U$  constante a lo largo de las líneas aerodinámicas las cuales son paralelas a la formación y la ecuación (29) reducida a:

$$\frac{\text{Sen } \beta}{\text{Cos}(\alpha - \beta)} = \frac{u \left( \frac{1}{\lambda_o} - \frac{1}{\lambda_g} \right)}{g \Delta \rho_{o-g}} \quad (30)$$

Las cuales pueden ser resueltas explícitamente por la inclinación de la interfase.

$$\text{tang } \beta = \frac{u \left( \frac{1}{\lambda_o} - \frac{1}{\lambda_g} \right) \text{Cos } \alpha}{g \Delta \rho_{o-g} \left( \frac{1}{\lambda_o} - \frac{1}{\lambda_g} \right) \text{Sen } \alpha} \quad (31)$$

Para formaciones con bajo o poco buzamiento, la ecuación N°31 se simplifica a:

$$Tang = \frac{u \left( \frac{1}{\lambda_o} - \frac{1}{\lambda_g} \right)}{g \Delta \rho_{o-g}} \quad (32)$$

Note que si la interfase no es estabilizada, la ecuación N°29 se aplicaría. Para flujo lineal uniforme separado, la ecuación de Darcy puede ser escrita como:

$$u_o = -\rho_o \lambda_o (1-Y) \frac{\delta \Phi_o}{\delta x} \quad (33)$$

y

$$u_g = -\rho_g \lambda_g Y \frac{\delta \Phi_g}{\delta x} \quad (34)$$

donde (1-Y) es el área transversal normalizada (fraccional) de flujo de petróleo y "Y" la fracción expuesta al flujo de gas como se muestra en la (Fig. 6b) , con estas modificaciones en la ecuación N°29 es fácilmente reformada como sigue:

$$f_g = \frac{1 - \frac{\lambda_o A (1-Y)}{q} g \Delta \rho_{o-g} \frac{\text{Sen} \beta}{\text{Cos}(\alpha - \beta)}}{1 + \frac{\lambda_o (1-Y)}{\lambda_g Y}} \quad (35)$$

Notamos que cuando la interfase es paralela a la formación inclinada ( $\alpha = \beta$ ), la ecuación N°35 se reduce a la ecuación N°21, equivalente a Buckley-Leverett. En otras palabras, esto es válido en formaciones delgadas.

Así mismo también, las permeabilidades en la ecuación N°35 está basada en distribuciones de fluido donde la formula de Buckley-Leverett está referida a una saturación dada. Donde el avance frontal de Buckley-Leverett en la ecuación N°31, puede también ser usada en conjunción con la ecuación N°35 si las saturaciones de Buckley-Leverett son definido como:

$$S_g = Y(1 - S_n - S_{or}) \quad (36)$$

y

$$S_o = (1 - Y)(1 - S_w) + YS_{or} \quad (37)$$

Finalmente podemos decir que, el modelo de Dietz el cual postula que no hay flujo de petróleo detrás del frente debería ser una buena aproximación para el desplazamiento del gas.

## 3.2 EFICIENCIA DE BARRIDO

Se puede definir la eficiencia de barrido como la razón de volumen barrido a cualquier tiempo al volumen total sometido a invasión. En capas de espesor constante puede expresarse en base superficial en vez de base volumétrica.

Generalmente la eficiencia de barrido se define con referencia a una capa o yacimiento de permeabilidad uniforme.

Las eficiencias de barrido son estudiadas por métodos matemáticos y con modelos. Los análisis matemáticos están limitados a estudios donde los límites del yacimiento son regulares, por otra parte los modelos pueden incluir variaciones en algunas o todas estas variables, es decir, límites irregulares de los yacimientos y espesor variable de la formación.

### 3.2.1 EFICIENCIA DE BARRIDO HORIZONTAL

La eficiencia de barrido horizontal o areal, puede ser definido como fracción del área total del reservorio que es invadida por la inyección de fluido por avance desde la inyección para la producción de los pozos.

El barrido relativo del área cuando el primer fluido de desplazamiento alcanza los pozos en producción está referido a la eficiencia de barrido en cuanto a su ruptura y que después de la aparición de la fase de desplazamiento, se muestra como el rompimiento posterior de la eficiencia de desplazamiento.

Este valor será evidente en el rango de cero a la unidad, siendo mayor luego del rompimiento del frente que al momento del rompimiento del mismo. El concepto de rompimiento de la eficiencia de barrido constituye principalmente un criterio económico desde que este refleja la priorización de la recuperación de petróleo a partir del manejo en superficie del fluido de desplazamiento.

En los proyectos de inyección de Gas, sin embargo, la producción de altos volúmenes de gas inyectado no involucra problemas de costos operacionales como en el caso de la inyección de agua.

Las operaciones de inyección de Gas difieren en otro procedimiento de aquellas de inyección de agua en que aquellos son generalmente desarrollados sin considerar un buen modelo regularmente y con mucha mayor producción que en los pozos de inyección.

Esto en parte, es debido al hecho que las operaciones son conducidas mayormente con el propósito de mantenimiento de presión, que como un proceso de recuperación secundaria.

#### **Modelos Para La Eficiencia de Barrido.-**

Existen diferentes modelos disponibles para la determinación de la eficiencia de barrido, dentro de los más importantes tenemos el Analítico, Numérico y Experimental.

**Analítico.-** Las técnicas analíticas son de menor utilización para los diferentes modelos irregulares de pozos, por lo que no se considera en el presente análisis.

**Numérico.-** Obviamente son los más flexibles desde que pueden ser autosuficientes, de tal modo que requieren el uso de una computadora o pueden ser usados en combinación con los resultados experimentales.

**Experimental.-** Es el método más popular cuyos autores son Higgins y Leighton y modificado por Le Blanc y Caudle. Sumándose a esto los avances en computación que calcula la inyectividad del pozo como una función del tiempo el cual es importante para el diseño de equipos. El método sin embargo, es válido para sistemas con inyección en interfaces

estables de fluido residente; es decir, la relación de movilidad no puede ser mayor a la unidad.

La **m**ixtura de métodos numéricos y experimentales son los utilizados en el presente estudio. Por lo que, la distribución del potencial de las líneas de flujo del sistema del reservorio es obtenida **experimentalmente** mediante el (ploteo del campo, etc.) y el avance de una partícula es calculado a lo largo de diferentes líneas de flujo.

Matemáticamente, el tiempo requerido para que una partícula de fluido se mueva hacia alguna posición a lo largo de la línea potencial "S" (Cap. 9, N°5, pag. 80) será:

$$t = \int_0^S \frac{\partial s}{u_s} = \frac{\phi \mu}{K} \int_0^S \frac{\partial s}{|\partial p / \partial s|} \quad (38)$$

La ecuación (38) es integrada gráficamente desde el ploteo de  $(\partial s / \partial p)$  versus "S" a lo largo de la longitud completa del reservorio más rápido de la línea de flujo. El área así obtenida es proporcional al tiempo requerido para romper el frente de inyección del fluido inyectado.

Otro método muy conocido de incremento de la eficiencia de barrido involucra inyección de gas intermitente. Dicha técnica está basada en el principio general que la depletación más rápida del gas contenido y presurizado en las zonas de alta permeabilidad durante una inyección, retardará la inducción del flujo cruzado dentro de estas desde estratos más compactos.

La eficiencia de barrido es notoriamente baja en reservorios con petróleo viscoso debido al desplazamiento del fluido, gas o agua, que tienden a la digitación.

Teóricamente, la digitación desarrollada por el gas, sirve como canales para la inyección de agua cuando la inyección de los pozos son alternados. El rol del gas inyectado es simplemente la creación de la saturación de gas en el reservorio lo cual aparentemente favorece la impulsión por agua.

### 3.2.2 Eficiencia de Barrido Vertical

El tercer factor a ser considerado en las operaciones de inyección de fluido, en el presente estudio es la llamada eficiencia de desplazamiento.

Esta es una medida del avance del perfil de fluido de inyección, originado por la presencia de discontinuidades en las propiedades de roca y fluido, a través de la formación.

A través de los años, diferentes métodos para el computo de este factor de eficiencia han sido desarrollados. Schoepel ofrece una excelente revisión cronológica de la evaluación de estos métodos.

El modelo básico del reservorio consiste en un sistema análogo a un pastel estratificado y lineal, dispuesto en orden descendente de permeabilidad absoluta. El mecanismo de desplazamiento del fluido puede estar o ser el de Buckley-Leverett o uno de flujo separado, con petróleo adelante y gas detrás del frente. Si un modelo no-lineal es deseado la técnica de Le Blanc-Caudle (sección 3.2.1) puede ser usada en cada capa.

Aunque el método fue originalmente desarrollado utilizando datos de desplazamiento agua-petróleo, la corrección resultante puede ser interpretada para cálculos de desplazamiento gas-petróleo.

Todos los modelos tipo capa de pastel utilizados en la determinación de la eficiencia de desplazamiento vertical están basadas en la asunción de que no hay flujo cruzado entre las capas adyacentes.



**Ambas aproximaciones: la Estocástica y la Determinística han sido utilizadas para estudiar los efectos del flujo cruzado en la eficiencia de desplazamiento.**

**El problema es complejo ya que el flujo cruzado es afectado por dos factores: Capilaridad diferencial y gradiente de viscosidad dentro del sistema, los cuales a su turno son afectados por la distribución de saturación de los fluidos.**

**Parece también que, para razones de movilidad desfavorables como ocurre en mecanismos de empuje por gas, el flujo cruzado promueve inestabilidad en el frente de avance de tal modo que va reduciendo la eficiencia de recuperación.**

### **3.2.3 Relación de Movilidad**

**La importancia que tiene la relación de movilidad en la determinación del desplazamiento y eficiencia de barrido areal y vertical, de los proyectos de inyección de fluidos se muestran a continuación.**

**Se define la razón de movilidad “ $\lambda$ ” como la razón de movilidad de la fase de desplazamiento  $\lambda_g = K_g / \mu_g$ , a la fase desplazada  $\lambda_o = K_o / \mu_o$ , haciendo aquí referencia específica al problema del modelo de inyección de gas.**

**Nosotros notamos que la definición anterior de razón de movilidad relativa involucra 4 parámetros ó el producto de dos razones: permeabilidad relativa y viscosidad relativa.**

**La razón de viscosidad ( $\mu_o / \mu_g$ ), es una función de la presión a la cual el proyecto de inyección está siendo conducido y es esencialmente constante. El valor de esta relación en proyectos típicos de inyección de gas es grande, normalmente mayor de 100.**

**La razón de permeabilidad relativa, está aquí definida como una constante, siendo medida a la saturación de las fases correspondientes en cada razón de flujo separadamente. Es decir nosotros tenemos:**

$$K_g(S_{gr})/K_o(S_g)$$

Nosotros podemos suponer que una definición adecuada de razón de permeabilidad relativa, para algún proceso de desplazamiento inmisible de fluido, debería incluir la distribución de saturación de la fase de desplazamiento detrás del frente de fluido inyectado. Una distribución tal es claramente evidente para el modelo de Buckley-Leverett.

Considerando un proceso de flujo en un medio poroso unidimensional son flujo paralelo simultáneo de fluidos incompresibles e inmiscibles. La continuidad de la ecuación 11- sección 3,1, puede ser escrita como:

$$\int_0^x A(x) dx = \frac{\int_0^t q dt}{\phi} \cdot \frac{\partial f_g}{\partial S_g} \quad (39)$$

$$\varphi(S_g) = \frac{Q(t)}{\phi} \cdot \frac{\partial f_g}{\partial S_g} \quad (40)$$

Donde:  $Q(t) = \int_0^t q dt$ ; es el volumen acumulado de gas inyectado.

Desde que:

$$\varphi(S_g) = \int_0^x A(x) dx \quad (41)$$

es una función monótona que va incrementándose en "X", luego para un volumen dado de Q(t):

$$X = X(S_g) \quad (42)$$

Así, diferenciando la ecuación (40) respecto de "X" resulta:

$$A(x) = \frac{Q(t) \partial^2 f_g}{\phi \partial S_g^2} \cdot \frac{\partial S_g}{\partial x} \quad (43)$$

Para determinar la movilidad efectiva de la fase de desplazamiento, considerar la forma de la ecuación de Darcy la cual describe la velocidad total de flujo volumétrico.

$$q(t) = \frac{\lambda_g A(x)}{f_g} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \quad (44)$$

La ecuación (44) integrada es:

$$\Delta p = \frac{q(t) \mu_g}{K} \cdot \int_0^x \frac{f_g \partial x}{K_{rg} A(x)} \quad (45)$$

Si nosotros asumimos una saturación completamente uniforme detrás del frente, nosotros podemos representar la ecuación (45) como sigue:

$$\Delta p = \frac{q(t) \mu_g \bar{f}_g}{K_g} \cdot \int_0^x \frac{\partial x}{A(x)} \quad (46)$$

Así, la movilidad efectiva detrás del frente de desplazamiento está dada por:

$$\lambda_g = \frac{\bar{K}_g}{\mu_g \bar{f}_g} = \frac{\int_0^x \partial x}{\mu_g \int_0^x \frac{f_g \partial x}{K_g A(x)}} \quad (47)$$

Delante del frente de desplazamiento, la saturación ( $S_{gi}$ ) y el flujo fraccional ( $f_{gi}$ ) de la fase de desplazamiento son uniformes. Consecuentemente:

$$\lambda_o = \frac{K_o(S_g)}{\mu_o(1 - f_g)} \quad (48)$$

Luego la relación de movilidad efectiva, ( $\lambda = \lambda_g / \lambda_o$ ), puede ser obtenida de la razón de la ecuación (47) y (48).

Así:

$$\lambda = \frac{\mu_o(1-f_g)}{\mu_g K_o(S_g)} \cdot \frac{\int_{s_i}^{s_i'} \frac{f_g''}{A^2(S_g)} \partial S_g}{\int_{s_i}^{s_i'} \frac{f_g f_g''}{K_g A^2(S_g)} \partial S_g} \quad (49)$$

donde el doble apóstrofe significa la segunda derivada con respecto a la saturación.

Para procesos de imbibición (Water Drive), parte de los resultados fueron mostrados en las figuras (7) y (8) para sistemas, lineales [ $A(x) = \text{Constante}$ ] y radiales [ $A(x) = a + b(x)$ ], antes y después del rompimiento del frente de avance. Otros sistemas geométricos caen entre estos dos límites y pueden siempre ser construidos en términos de estas dos geometrías básicas.

Estos resultados muestran claramente, por un lado, el efecto de geometrías definidas en relación de movilidad. También aún para razones de viscosidad muy adversas (alrededor de 100) como son los mecanismos de gas, nosotros observamos que la razón de movilidad va alcanzando valores menores que 7.

Después del rompimiento del frente, sin embargo, la razón de movilidad incrementa apreciablemente como se observa en la (fig. 8).

Esto es inmediatamente aparente ya que el método de saturación promedio sobrestima ligeramente la razón efectiva de movilidad por razones de viscosidad usualmente hallados en impulsión por Gas.

La diferencia ocurre debido a la alta razón de viscosidad que se tiene en un alto gradiente de saturación detrás del frente de desplazamiento y el uso de la saturación promedio, lo cual implica un gradiente, sin llegar a representar una aproximación adecuada.

#### 4. EVALUACION GEOLOGICA

La provincia petrolífera del norte del Perú es una larga y angosta cuenca sedimentaria, cuyo borde Sur lo constituye el río Chira, al borde Norte se prolonga a las costas del Golfo de Guayaquil, el flanco Este está en las estribaciones de los Amotapes Y el Oeste se extiende hacia el Zócalo Continental. Las formaciones productivas son Cretácicas y Terciarias, las que yacen sobre rocas metamorfoseadas del Paleozoico y subyacen bajo delgadas capa de lutitas, arenas y coquinas del Pleistoceno. Las rocas Cretácicas y Terciarias, en su mayoría son exclusivamente clásticas y la producción de los diversos campos de la cuenca proviene principalmente de las capas del Eoceno (Figura 2).

Esta cuenca en su parte Sur, debajo de la latitud de Punta Bravo, llamada también cuenca Talara, dentro de la que se encuentran todos los campos actualmente activos en el Noroeste del Perú, consiste en un grosor total estimado de  $\pm 7,000'$  de capas del Cretácico y de  $\pm 28,000'$  de rocas clásticas del Paleoceno – Eoceno. Las capas del Pleistoceno (Tablazo) son alrededor de 250' de espesor. Sin embargo debido al complejo fallamiento y al número de discordancias existentes, en la secuencia estratigráfica de los pozos se lo encuentra en reducida proporción de esta sección completa (figura 3).

El yacimiento "Y<sub>1</sub>", se encuentra ubicado al NorEste de la ciudad de Talara este reservorio geológicamente está del lado SurEste del levantamiento de Jabonillal, sobre un pilar tectónico joven intensamente fallado.

El área fue fallado en el tiempo de Pre-Talara y erosionado diferencialmente después de haber recibido secciones de espesores pertinentes al grupo Talara y sedimentos discordantes sobre la formación remanente Paríñas Inferior.

Dentro de los bloques fallados, los estratos están buzando con ángulos que van de 5 a 45 Grado y en cada uno de los reservorios existen un lado levantado y otro hundido, estas fallas actúan mayormente como sellos permitiendo la acumulación

de hidrocarburos. La principal arena de producción es la formación **PARIÑAS INFERIOR**.

#### 4.1 Ubicación del Area

Región Grau - Departamento de Piura - Provincia de Talara a 15 Km. Al NorEste de la ciudad de Talara; entrándose a los yacimientos Y<sub>1</sub>, Y<sub>2</sub>, Y<sub>3</sub>, Y<sub>4</sub> pertenecientes a la Brea y Pariñas, ocupa una extensión de 10 millas cuadradas.

El área de estudio se localiza al NorOeste del yacimiento Y<sub>1</sub> entre las fallas “Cuesta sur” al Norte, “Falla 6893” al Este, “Falla 3621” al Sur y al Oeste el Lote VI; es de forma geométrica y paralelepípeda de 340 acres aproximadamente.

#### 4.2 Estratigrafía

La característica más relevante de las formaciones productivas de la costa Noroeste del Perú es su irregularidad. Al parecer los sedimentos fueron depositados en la cuenca con muy poca clasificación, debido a su rápida deposición en un zócalo continental estrecho al pie de los Andes.

Las arenas productivas varían en tamaño de grano de muy fino a rodados y los poros de las arenas mas gruesas y gravas conglomeráticas están mayormente rellenos con arenas finas, arenas muy finas y arcillas. Este relleno de los poros más grandes ha originado bajas porosidades y permeabilidades. Los cambios en el tamaño de los granos varía rápidamente, tanto en sentido vertical como horizontal de los planos de deposición, fenómeno que se agudiza hacia las áreas de El Alto y Los Organos. Hay también, súbitos cambios apreciables en el espesor y la extensión de los desarrollos de arena productiva, originados no solamente

por las condiciones en la deposición, sino también por fallas de “resbalamiento”.

Se hará una pequeña descripción de las formaciones presentes en este yacimiento, en base a la información de los pozos perforados, para lo cual nos ha sido de mucha importancia los registros paleontológicos y eléctricos.

Las capas más antiguas encontradas en nuestra área de estudio fueron las formaciones salinas - palegreña, la secuencia estratigráfica del área de la Brea y Paríñas está constituida por unidades litológicas con edades que varían desde el paleozoico hasta el cuaternario.

El yacimiento Y<sub>1</sub> geológicamente está del lado SurEste del levantamiento de Jabonillal sobre el pilar tectónico joven intensamente fallado, separado por el Sur por una alta locación antigua y por el Norte separado por una larga falla o series de fallas las cuales buzcan hacia el Norte.

Este yacimiento produce de las arenas de la formación PARIÑAS INFERIOR, la cual se encuentra a una profundidad promedio de 2300 pies bajo del nivel del mar, el área fue fallada en el tiempo de Pre-Talara y erosionada diferencialmente después de haber recibido acciones de espesores pertenecientes al grupo talara y sedimentos discordantes sobre la formación remanente Paríñas Inferior.

#### 4.3 Litología

Las areniscas de la formación son de color gris claro, de grano fino, medio y ocasionalmente grueso, sub-angular y sub-redondeado. Algunas areniscas de grano muy fino, tienen cemento calcáreo, además de las características litológicas de la formación paríñas se puede identificar cuando se toma registros eléctricos.

De acuerdo a la evaluación de los registros eléctricos tomados de los pozos estas arenas varían ligeramente en espesor en todo el área y separadas unas de otras por capas de lutitas que varían de 5 a 20 pies de espesor.

La formación PARIÑAS INFERIOR constituye la principal arena productora de hidrocarburos correspondiente a la edad del Eoceno inferior, con un espesor de 430 pies aproximadamente y dividida en cuatro horizontes.

#### Horizonte A.

Arenisca gris clara a blanca, grano fino con inclusiones de granos gruesas, duros y calcáreas, presenta pirita diseminada, restos vegetales, microfósiles, microgasterópodos y micromoluscos; con estratificación cruzada con ángulos de 22°, en núcleos presenta fluorescencia y fuerte olor a petróleo.

Se encuentra presente en todo el bloque, corresponde a secuencias alternadas de areniscas y lutitas de 5 a 10 pies de grosor, grano decreciente y continuas a través de casi todo el área.

Referente a la curva de potencial espontáneo, presenta deflexiones de 12 milivoltios en la base, aumentando a 22 en la parte central y decayendo a 7 milivoltios hacia el tope: lo cual nos indica una buena permeabilidad aparente en las zonas centrales y bajas.

#### Horizonte B.

Arenisca gris clara, de grano medio en parte de grano fino ocasionalmente, grada o grano grueso, dura y calcárea hacia la parte



central del área, friable y escasa calcita hacia el SurEste, se tiene restos de vegetales, fragmentos de conchas y microgasterópodos, estratificación cruzada con ángulo de 19°, presenta cuarzo lechoso a semilechoso bien seleccionado.

Se tiene buena a muy buena fluorescencia y fuerte olor a petróleo, este horizonte se caracteriza por presentar poca matriz arcillosa, lutitas grises firmas, micromicáceas, laminares y en capas, se presentan estructuras sedimentarias tipo flaser y masiva; se encuentra en todo el bloque, corresponde a secuencias alternadas de areniscas y lutitas de 5 a 18 pies de grosor continuas a través de casi todo el bloque.

Presenta flexiones de 12 milivoltios en la base, aumentando a 21 milivoltios en la parte central e incrementándose en el tope de 27 milivoltios; lo cual nos indica una buena permeabilidad aparente en estas zonas.

### Horizonte C.

Arenisca gris verdosa, clara, de granulometría que va de conglomerádica a limolítica, dura y calcárea, restos de plantas, estratificación cruzada con ángulos de 20°, grano sub-redondeado a sub-angular con matriz arcillosa y porosidad aparente de regular a buena, presenta buena fluorescencia en las secuencias inferiores y fuerte olor a petróleo.

Este horizonte se caracteriza por tener alto porcentaje de matriz arcillosa presenta lentes discontinuos y delgados de lutitas con buzamiento de 26° a 30°, estructuras sedimentarias masivas.

Se encuentra presente en todo el bloque, secuencia alternada de areniscas y lutitas de 20 y 25 pies de grosor, con discontinuidades producto de la erosión pre-talara y los cambios de grosor de los estratos.

Presenta deflexiones en la base de 12 milivoltios, disminuyendo en la parte central a 6 milivoltios y en el tope a 2 milivoltios; lo cual nos indica una baja permeabilidad en estas zonas.

#### Horizonte D.

Está constituido con areniscas de gris verdoso, de grano fino a medio moderadamente friables a duras, algo calcáreas, regular selección, grano sub-granuloso, con matriz arcillosa o intercaladas con capas de lutitas grises.

En el área se encuentra presente en forma discontinua y está ausente por efecto de la discordancia erosional pre-talara y por el fallamiento normal, constituye el horizonte de menor calidad como roca reservorio.

#### 4.4 Parámetros del Reservorio.

Como reservorio la formación Paríñas Inferior, es de buena calidad, lo confirma los registros eléctricos y la historia de producción tomados en los pozos.

##### 4.4.1. Porosidad

La calidad de una roca de acumular y producir fluidos está dado por sus grados de porosidad y permeabilidad, los espacios vacíos de la roca reservorio son los espacios intergranulares que existe entre las partículas sedimentarias.

Procesos posteriores a la sedimentación, tales como cementación, recristalización, solución, fracturamiento, etc., pueden modificar

sustancialmente la proporción y distribución del espacio vacío. En el área de estudio las porosidades varían desde 4,3% a 17%, en las diferentes capas de la formación Pariñas Inferior.

#### 4.4.2 Permeabilidad

La permeabilidad ha sido definida como una propiedad solo de la roca reservorio, pero no es necesariamente idéntica en todas las muestras u orientaciones, ya que la de mayor interés en cores es la permeabilidad horizontal; mientras que la permeabilidad vertical al plano de formación es muy importante en los fenómenos gravitacionales como segregación de gas e inyección de gas. Se ha podido determinar en nuestra área de estudio permeabilidades que van de 10 a 36 md.

La información disponible nos permite la especificación de cualquier limitación en el rango de la porosidad y la permeabilidad necesaria para la impulsión por el gas inyectado, será evidente que aquellos reservorios que tienen una baja porosidad promedio podrían no ser atractivos a tomarse en cuenta, por su menor capacidad de contener petróleo y que la menor permeabilidad promedio no será deseable ya que ello podría requerir altas presiones de inyección y cercanos al espaciamiento del pozo.

#### 4.5 Distribución de Fluidos.

Debido a las buenas características de la roca reservorio, podremos decir que la distribución de fluidos en el área no es complicada, por el poco espesor y el alto ángulo de buzamiento que va (de 18° a 25° hacia el SurOeste).

#### 4.6 Contactos.

En algunos reservorios se han detectado contactos de petróleo-agua, no obstante esta situación, los acuíferos detectados no han mostrado en ningún momento alguna contribución en el mantenimiento de la producción, motivo por el cual se les puede clasificar como acuíferos inactivos. Una dificultad particular en la evaluación de contactos agua-petróleo es en lo que respecta la presencia de arcillas. La arcillosidad, se manifiesta en pequeños poros y alta presión capilar que da como resultado una saturación de agua alta.

El contacto inferior de la formación Paríñas con la formación Palegreda, es normal y tradicional, mientras que el contacto superior está dado por la Formación Chacra.

#### 4.7 Distribución Areal.

En el área de estudio, en la formación Paríñas inferior, no se encuentra ningún afloramiento, afirmándose que toda la formación se encuentra en el subsuelo y a la vez cubierta de sedimentos.

#### 4.8 Paleontología.

En las areniscas de la formación Paríñas Inferior, no se han podido reconocer muchas especies de microfauna, algunas de ellas son los moluscos, conchas, así mismo se encontraron restos de plantas y árboles.

#### 4.9 Geología Estructural.

Durante los primeros tiempos del Terciario, el levantamiento de los Andes que bordean la cuenca Talara probablemente inició el colapso

tensional del área. Sin embargo, es en las postrimerías del Terciario, cuando se produce el principal y amplio levantamiento de los Andes, lo que determina el desarrollo de innumerables fallas normales, que es la característica dominante de las estructuras del subsuelo. Como resultado, los amplios plegamientos inicialmente presentes fueron borrados casi completamente, originándose un complejo mosaico de bloques, los que al desarrollarse a lo largo de una serie de grandes y complejos levantamientos, muchos de los cuales siguen tendencia de los antiguos plegamientos, constituyen los más importantes reservorios de petróleo.

Dos tipos de fallas, de origen y naturaleza diferente, dominan la estructura del área: las fallas de resbalamiento y las fallas normales.

Las fallas de resbalamiento se habrían originado por violentos hundimientos de las formaciones a lo largo de amplios planos de menor resistencia que ha originado que las formaciones resbalen a lo largo de pequeños ángulos de buzamiento hacia el Océano Pacífico, de modo que las formaciones más antiguas se han sobrescurtido sobre las formaciones más jóvenes por lo que la misma formación puede repetirse mas de una vez en el mismo pozo. Estas fallas de resbalamiento, aparentemente tuvieron lugar antes de que el ciclo de deposición se completara y antes de que hubiera mucha consolidación y endurecimiento de los sedimentos. El efecto de estas fallas ha sido el añadir un factor más a las irregularidades deposicionales.

Probablemente los resbalamientos antecedieron a las fallas normales y han sido cortadas por éstas del mismo modo que lo han sido los planos de sedimentación.

Las fallas normales se presentan –aparentemente - en dos sistemas principales: uno, aproximadamente paralelo a la línea de costa, y el otro, más o menos perpendicular a ésta.

En general la geología de los yacimientos petrolíferos del área se caracterizan por la existencia de gran número de fallas que dan lugar a la formación de numerosos bloques donde se ubican a los diferentes reservorios.

Los fallamientos de los campos NorOeste del Perú son normales, lo que originan bloques.

## 5. RECUPERACION PRIMARIA

### 5.1 Importancia -

Cuando se perfora en reservorios de petróleo y/o gas se produce por lo general petróleo, gas y frecuentemente agua. Por consiguiente la presión del reservorio se reduce permitiendo que el petróleo y el gas se expanden y llenen el espacio vacío debajo por fluidos removidos.

En muchos reservorios la acumulación de petróleo ha sido controlada por la lenticularidad de roca productiva, es decir son depósitos llamados **trampas estratigráficas** típicos de los campos del NorOeste, es por ello que su producción se ha efectuado por impulsión de gas disuelto.

Se debe tener en cuenta que la mayoría de los reservorios muchas veces han sido explotados sin dar la debida importancia a la conservación de la energía desaprovechándose en grandes cantidades el gas en solución.

Sin embargo estos reservorios , con dichas características ofrecen mejores posibilidades para la aplicación de Inyección de Gas debido al alto porcentaje de petróleo residual que queda en el reservorio.

### 5.2 Mecanismos de Impulsión

#### 5.2.1 Empuje por Gas en Solución

Es evidente que al inicio de la explotación de un reservorio el principal mecanismo de producción es el de empuje por Gas en Solución, como el gas se encuentra disuelto en el petróleo en todo el reservorio y a la vez proporciona en parte, la energía que requiere la producción.

Al fluir arrastra algo de petróleo hacia los pozos productores, el petróleo remanente detrás se encoge y aumenta su viscosidad, el encogimiento del petróleo junto al volumen del reservorio vacío cuando es producido algo de petróleo, ocasiona un veloz aumento de la saturación del gas.

El gas que se libera da como resultado una disminución de la presión, por tanto cuando la saturación de gas se hace alta para dar una gran movilidad al gas, la relación gas-petróleo aumenta rápidamente y la declinación de presión es mayor.

Como la recuperación de petróleo es frecuentemente baja cuando actúa solo este mecanismo a menos que las fracturas de gravedad permitan que el gas liberado migre hacia la parte alta de la estructura para formar una capa de gas secundaria o se sume a una capa de gas primaria.

Entre las características principales de este mecanismo podemos tener, Declinación rápida y continua de la presión, al comienzo el GOR es bajo y luego aumenta hasta un valor máximo para finalmente decaer, muy pronto requiere levantamiento artificial, poca recuperación de agua o ninguna y una recuperación esperada entre el 5 al 30%.

### 5.2.2 Empuje por Cresta de Gas

Es probable que la eficiencia desarrollada por este mecanismo, en reservorios de petróleo, sea más alta que las desarrolladas por Gas en Solución, debido a que el petróleo estuvo completamente saturado de gas bajo condiciones de presión y temperatura.



Mucho tiene que ver el tamaño de la Cresta de Gas, en comparación con el tamaño del reservorio para un eficiente mantenimiento de presión. Así mismo la producción excesiva de gas de la capa podría dar una declinación rápida de la presión y en casos extremos la producción indiscriminada de gas puede resultar desfavorable para la recuperación de petróleo.

Entre las características de este mecanismo tenemos: Lenta y continua disminución de la presión del reservorio, la producción de agua es insignificante, el GOR aumenta en forma continua cuando los pozos están ubicados en la parte alta de la estructura y la recuperación está entre 20 y 40% del petróleo insitu.

### 5.2.3 Empuje Hidráulico

La fuente principal para la producción de petróleo por este mecanismo, es el avance de agua que proviene de un acuífero colindante y que nos da un gran mantenimiento de presión por ende alta recuperación.

La presión original del reservorio está generalmente muy cerca de la presión hidrostática correspondiente a la profundidad del reservorio, pero si la presión del reservorio cae por debajo del punto de burbuja, el GOR aumentará ligeramente y ha medida que la presión se nivela el GOR disminuye.

Entre la características de éste mecanismo tenemos que; se mantiene alta la presión, permanece constante al GOR, la producción de agua es muy temprana y se incrementa, la recuperación oscila entre 35 y 75%.

#### 5.2.4 Drenaje Gravitacional

La segregación gravitacional es la tendencia que tiene el petróleo, el gas y el agua de distribuirse, en el reservorio nuevamente por efecto de sus densidades, luego de haber producido el reservorio.

### 5.3 Potencial Petrolífero Secundario.-

En los campos del NorOeste existen reservorios que han contribuido con producción primaria y actualmente se encuentran depletados, algunos de estos reservorios continúan registrando producciones bajas debido al drenaje ocasionado por la fuerza gravitacional de los fluidos.

El porcentaje de recuperación primaria es muy variable en los reservorios del NorOeste, debido a la variación de los factores propios de los yacimientos es decir permeabilidad, porosidad y saturación de los fluidos y a la metodología empleada en la explotación del petróleo. Estos factores han permitido dejar petróleo remanente cuya explotación se planea efectuar mediante la inyección de gas al reservorio.

Los proyectos de Recuperación Secundaria, no se limitarán exclusivamente a las formaciones Someras Verdún y Pariñas, nuestras proyecciones para el futuro es efectuar estas operaciones en formaciones profundas y complejas en su aspecto geológico como es las formaciones de Mogollón y Salina.

El potencial petrolífero Secundario existente a esta fecha que disponen los 35 reservorios de la Brea y Pariñas (Tab. 5-6), totaliza alrededor de 200 MM bls, quedando más reservorios por estudiar.

Aún cuando no debe haber diferencias significativas en la exactitud para estimar el petróleo producido por la inyección, en comparación con la

**determinación del petróleo primario, si ambas están basadas en sólidos fundamentos tecnológicos, en ciertos casos la determinación de las reservas Secundarias están sujetas a mayor inexactitud, debido a que siempre existe la incertidumbre del comportamiento o reacción del reservorio a la inyección.**

## 6. **MANTENIMIENTO DE PRESION POR INYECCION DE GAS**

### 6.1 **Importancia**

La recuperación secundaria se lleva a cabo en reservorios de petróleo cuyas presiones han sido ampliamente depletadas y en las cuales las operaciones primarias de producción han terminado o están cerca de terminarse.

Todo yacimiento de petróleo explotado con la ayuda expulsiva de la energía lateral que posee, produce solamente una pequeña parte del aceite contenido inicialmente, después de haber alcanzado el punto económico más bajo de la producción por el método de recuperación primaria, una parte del horizonte productivo correspondiente a la vecindad inmediata de los pozos se encontrará completamente drenada.

Sin embargo en zonas alejadas, la roca permanecerá altamente saturada de petróleo, debido a la disminución del drenaje natural y al aumento de resistencia que ofrecen los espacios porosos diminutos al paso de los fluidos.

En recuperación secundaria, desde que no es motivo restaurar la presión, la recuperación de petróleo es casi exclusiva o función de la eficiencia de desplazamiento del fluido inyectado, la mayoría de las operaciones de recuperación secundaria que han tenido mucho éxito han sido realizadas en reservorios someros, por la sencilla razón que la mayoría de los yacimientos desarrollados en los primeros años no eran tan profundos mayores de cinco mil pies.

Antes de elegir el método a emplearse en la recuperación secundaria se hace necesario un estudio completo de las condiciones especiales que pudieran influir en los resultados que se espera obtener.

## 6.2 Criterios Básicos Para La Inyección de Gas

Los criterios básicos que se deben de tener en cuenta para la ampliación del método de la inyección de gas son: La recuperación primaria, Mecanismos de impulsión, Geología de campo, Geología estructural fallamiento-buzamiento, Características del reservorio, Efecto de viscosidad, Gradiente geotérmica y efecto de la invasión sobre la saturación de petróleo residual.

### 6.2.1 Recuperación Primaria

Se debe de tener en cuenta que la mayoría de los reservorios muchas veces han sido explotados sin darle la debida importancia a la conservación de la energía desaprovechándose en grandes cantidades el gas en solución.

Sin embargo estos reservorios, con dichas características ofrecen mejores posibilidades para la aplicación de la inyección de gas, debido al alto porcentaje de petróleo residual que queda en el reservorio.

Para reservorios que actúan por empuje hidráulico o por una capa de gas, el éxito de una buena recuperación es muy poco debido a la baja saturación de petróleo residual.

### 6.2.2 Mecanismo de Impulsión.

De los diferentes mecanismos explicados en la parte desarrollo (5.2), podemos afirmar categóricamente que el mecanismo que nos favorece es el Gas en Solución.

### 6.2.3 Fallamiento y Buzamiento.

El ángulo de buzamiento constituye un factor importante, en la decisión de posibles proyectos de recuperación de hidrocarburos, pudiendo ser decisivo y determinante para la selección de alguna de las operaciones siguientes.

Para yacimientos con buena segregación y buzamiento mayor de 15 grados es recomendable la inyección de gas, pero cuando el buzamiento de los yacimientos es menor al parámetro mencionado es recomendable el agua.

Cuando existe suficiente buzamiento del reservorio, la permeabilidad adecuada en el reservorio frecuentemente será preferible inyectar gas a las posiciones estructurales más altas de un reservorio.

Tal inyección puede ser en una capa de gas existente o en una capa de gas secundaria, siempre y cuando ha transcurrido suficiente tiempo de producción para que se produzca dicha capa. En este instante ocurre un desplazamiento frontal de el contacto gas petróleo con mediana o buena recuperación del petróleo insitu, dicha técnica tiene la ventaja de una buena cobertura areal siempre que exista suficiente buzamiento para beneficio del drenaje gravitacional.

### 6.2.4 Porosidad

Es necesario contar con cantidades adecuadas de petróleo remanente y uniformidad en la sección productiva con respecto a la porosidad y permeabilidad, como prerequisites para el éxito en la operación de impulsión por gas inyectado.

Será evidente que aquellos reservorios que tienen una baja porosidad promedio, podrían ser atractivos a tomarse en cuenta, por su menor capacidad de mantener petróleo y que la menor permeabilidad promedio podría no ser deseable ya que ello puede requerir altas presiones de inyección y cercanos al espaciamiento del pozo.

Los factores económicos tienen una relación directa en la disponibilidad de los reservorios para la impulsión por gas inyectado, debe entenderse que una arena conteniendo considerable petróleo de una calidad deseable a una profundidad somera podría ser provechosa impulsarlo por gas.

Por lo tanto podemos concluir, que la cantidad de petróleo disponible y la uniformidad de las secciones productivas deben ser las consideraciones principales, si estos dos factores son favorables entonces será posible diseñar un programa en el cual dará como resultado una provechosa recuperación.

En el área de estudio, la porosidad se ha podido determinar de, muestras de núcleos y registros de porosidad, tal como se indica:

CAPA "A"	4.3 - 12.5 %
CAPA "B"	17 %
CAPA "C"	8.0 - 10.0 %

De la experiencias realizadas de inyección de gas, en el NorOeste (Tabla 1) los mejores resultados se han obtenido en formaciones cuyas porosidades han sido mayor de 14%, no es un factor decisivo, pero si importante por que está relacionado con el petróleo insitu para determinar la ejecución de proyectos de inyección de gas.

### 6.2.5 Permeabilidad

Es la propiedad petrofísica más importante a tener en cuenta en los proyectos de recuperación secundaria, la impulsión por gas inyectado se usa por lo general en campos que están desarrollados con una densidad y modelo definido de pozos, de modo tal que ofrezca una elección en el espaciamiento de pozos.

Es posible aumentar la presión de inyección al tamaño requerido, que forzar la cantidad deseada de gas dentro del reservorio, este método está siendo mas económico que el diseñar el espaciamiento del pozo para ajustar la permeabilidad.

No existe ninguna ecuación satisfactoria que exprese la relación de permeabilidad, presión, volumen, tiempo y distancia para una impulsión por gas inyectado, es posible que la experiencia práctica nos sirva para una operación exitosa.

Teóricamente se conoce que para formar una capa de gas se obtiene cuando la relación ( $K_v/K_h$ ) es mayor que 0,1 en el área de estudio para la distribución areal se ha calculado a través de correlaciones de porosidad - SP y de análisis de núcleos; la permeabilidad horizontal promedio por capa para la formación Paríñas Inferior es:

CAPA "A"	< 10 md.
CAPA "B"	15 - 36 md.
CAPA "C"	> 12 md.

De los análisis de núcleos la relación obtenida de permeabilidades es de 0,16 y de las experiencias del NorOeste peruano, mayores



resultados se han obtenido de aquellos reservorios que han tenido permeabilidades medidas en núcleos mayores de 10 md.

#### 6.2.6 Viscosidad

El uso de aire para la impulsión de gas inyectado es menos deseable que el gas natural, puesto que el aire causará corrosión del equipo y tiende a oxidar algunos petróleos crudos causando un aumento en la viscosidad.

Como la impulsión por gas en reservorios depletados es esencialmente un proceso de arrastre en vez de empuje, la viscosidad solamente afectará al volumen de gas que puede ser inyectado dentro de la arena y la economía de la recuperación estará afectada definitivamente por las relaciones gas-petróleo requeridos en la remoción de petróleos de viscosidad variable.

Sabemos que la relación entre la permeabilidad efectiva y la saturación es independiente de la viscosidad, por lo que, si la viscosidad del gas se mantuviese constante y se duplicase la viscosidad del petróleo, entonces el petróleo fluiría a mitad de la velocidad, la relación gas-petróleo se duplicaría y se necesitaría el doble de gas para producir una cantidad determinada de petróleo.

En proyectos de inyección de gas, el factor de viscosidad es menor determinante, que en proyectos de inyección de agua, sin embargo debe de ser baja. En áreas de estudio por tratarse de un petróleo liviano la viscosidad es baja y es muy similar al crudo de los reservorios donde se han realizado los proyectos de inyección de gas en el NorOeste por lo que resulta muy favorable.

### 6.2.7 Relación Arena Neta - Arena Total

La relación que existe entre el valor de la arena petrolífera y la arena total, es un valor que nos permite medir la cantidad del reservorio a someterse al proceso de inyección, mientras esta relación esté más cerca al valor de UNO, se tendrá más probabilidades de obtener un mejor éxito.

Para nuestra área de estudio esta relación es la siguiente:

CAPA "A"	0.375
CAPA "B"	0.461
CAPA "C"	0.333

### 6.2.8 Efecto de Saturación

La presencia de una adecuada cantidad de petróleo insitu al inicio de un proyecto de recuperación secundaria es muy importante, podría decirse que hay ciertas limitaciones en los porcentajes de contenido de petróleo residual por debajo del cual una impulsión por el gas inyectado no sea exitosa, no obstante el hecho que una gran cantidad de petróleo podría permanecer escasamente distribuido en una arena gruesa.

Según las estadísticas, se tiene un número de proyectos por impulsión de gas inyectado que están en reservorios que poseen altas saturaciones residuales y estos parecen ser los de mayor utilidad, sin embargo mucho tiene que ver las consideraciones económicas las cuales varían de un lugar a otro.

En operaciones de inyección de gas, la saturación de gas libre no debe exceder la saturación crítica, debido a que el banco de

petróleo en el frente no será formado y por tanto la producción de petróleo será acompañada por una alta producción de gas.

En el área en estudio a pesar de tener un bajo factor de recuperación alrededor de 15%, podemos obtener saturaciones elevadas de gas contra bajas saturaciones de gas crítica; esta variable es desfavorable para la inyección la cual no permitiría formar un frente de petróleo.

Para superar esta dificultad se plantea inyectar gas únicamente en el tope, formando un colchón de gas permitiendo que el efecto de segregación gravitacional actúe como la mayor fuerza de impulsión.

### **6.3 Planificación y Diseño de un Proyecto de Mantenimiento de Presión**

Una vez seleccionado un yacimiento para la ejecución de un proyecto de mantenimiento de presión, se utiliza una serie de criterios para la preparación y diseño del proyecto. Estos pueden clasificarse en tres categorías:

1. De tipo geológico
2. De Ingeniería de Yacimientos
3. Operacionales

1. De Tipo Geológico.- Consiste en la elaboración y preparación de un modelo geológico - sedimentológico del yacimiento.

En el diseño de proyectos de inyección de fluidos, además de la interpretación estructural – estratigráfica convencional, generalmente requerida para cualquier análisis de comportamiento de un yacimiento de planificación de su desarrollo, es muy importante la preparación de un estudio sedimentológico detallado que permita la identificación de los canales preferenciales de flujo y en consecuencia la selección

del arreglo de inyección. Dentro de la preparación del estudio sedimentológico implica entre otras cosas lo siguiente:

- Identificación de Marcadores y Preparación de Paneles Estratigráficos.
- Correlaciones de propiedades petrolíferas por cuerpo de arena, utilizándose información de registros eléctricos y núcleos.

Definición de los parámetros de mapeo, entre los principales están: porosidad, saturación del petróleo y la permeabilidad.

2. De Ingeniería de Yacimientos.- Basándonos en el modelo geológico sedimentológico, se conduce estudios para predecir el comportamiento futuro del yacimiento, bajo diferentes esquemas de explotación y luego seleccionar el que resulte más conveniente y atractivo.

Estos estudios nos ofrecen respuestas a las interrogantes referente a:

Futuros niveles de producción (Presión y Saturación de fluido)

Recobro final

Requerimientos de Inyección

Esquema Optimo de Inyección.

Por lo general la selección del tipo de estudio convencional o de simulación, se basa en la revisión de los siguientes parámetros.

Extensión y determinación del yacimiento

Espesores de arena Petrolífera

Variaciones laterales y verticales de Permeabilidad y Propiedades de fluidos.

Calidad y cantidad de la información de Presión y Producción.

El uso de un simulador para modelar un yacimiento ofrece respuestas más precisas, en especial en los casos de yacimientos grandes y de gran espesor que representan variaciones significativas de permeabilidad y propiedades de fluidos, Pero al mismo tiempo requiere información más completa y de mejor calidad para producir resultados representativos y justificar así los mayores tiempos.

3. Operacionales.- Para diseñar un proyecto de Recuperación Secundaria, se debe tener en cuenta algunos de los parámetros siguientes más importantes:

Fluido de Inyección, la disponibilidad del fluido de inyección en cantidades que permitan la ejecución apropiada del proyecto.

Implicaciones de Recolección y manejo.

Manejo, Separación y disposición de Volúmenes adicionales de fluido inyectado.

Ante posibles consecuencias que pueden tener la formación de hidratos de gas, se ha considerado (Anexo 3).

### 6.3.1 Diseño de Planta de compresores

La mayoría de proyectos de Inyección en reservorios de empuje de gas en solución previamente establecidos, no requieren las grandes instalaciones a ser utilizadas en grandes proyectos de mantenimiento de presión o en la transmisión de gas a larga distancia por gasoducto.

Sin embargo muchas de las prácticas y economías eficientes de operación las cuales han sido desarrolladas en las plantas más grandes pueden encontrar aplicación directa y provechoso en el diseño de unidades pequeñas para proyectos de recuperación secundaria.

Aunque instalaciones de compresores centrífugas no son conocidos en trabajos de recuperación secundaria, parecería que los compresores centrífugos pueden ser de consideración dado para cualquier instalación el cual es diseñado para operar con grandes volúmenes y a menos de 500 psi. de presión.

### Compresores Recíprocos

Es el tipo de compresor más común, son construidos para todo tipo de presiones y capacidades desde los 1,500 psig hasta los 6,000 psig de descarga en un rango casi ilimitado de capacidades.

El gran número de compresores en la industria de gas, son accionados por un motor a gas, debido al hecho de que este combustible es el más manipulado y el más barato.

La cantidad de gas a ser manipulado en el inicio y durante las operaciones es un factor por el cual se debe recibir considerable atención. El primer problema es una determinación del volumen inicial de inyección requerida para lograr el proyecto en marcha.

Los análisis de core ayudarán en determinar el espacio vacío a ser llenado. Sin embargo, estos no están disponibles, los registros de producción pueden ser usados en conjunto con el volumen de arena para estimar el espacio vacío.

Los volúmenes iniciales en uso común por pozo inyector varía, son tan bajo como 300 pc/d y otros tan altos como 2000 pc/d por pie vertical del horizonte productivo.

Para futuros proyectos de inyección de mayor envergadura, se ha considerado (Anexo 2) con las especificaciones de un compresor recíprocante de gas de 2.5 MMSCFD de capacidad y 2,000 psig de presión de descarga.

### Presiones Requeridas de Inyección

Después que los Volúmenes requeridos han sido estimados, es necesario determinar la presión máxima requerida para inyectar estos volúmenes en el horizonte productivo a fin de diseñar el compresor adecuado y equipo auxiliar.

El régimen de inyección es un importante parámetro económico en el diseño de un proyecto de inyección, ya que afecta directamente al tiempo requerido para obtener la primera respuesta de producción de petróleo recuperado por la inyección de gas, el régimen de inyección inicial será de 350 MSCFD a una presión de que va de 350 a 450 psi.

### 6.3.2 Pruebas de Presión

Pruebas de Pozos individuales pueden proporcionar un estimado de las propiedades promedio en la vecindad de los pozos y del tipo de reservorio (porosidad simple o doble, flujo radial o limitado).

La presión de fondo debe ser medido en los pozos inyectores probables y en otros pozos para determinar la presión, suficiente tiempo de cierre debe ser permitido para obtener presiones máximas de reservorio.

### 6.3.3 Solución para Pozos Inyectores de Gas

Los pozos inyectores de gas pueden ser manejados de la misma manera que los pozos inyectores de agua

- i) Calcular la Pwf de la ley de Darcy o de la apropiada evaluación de contrapresión.

- ii) Determinar el  $\Delta P$  requerido para un rate asumido y adicionarlo a  $P_r$  para encontrar una  $P_{wf}$  que es mayor que  $P_i$ .
- iii) Asumir otros rates y determinar los correspondientes valores de  $P_{wf}$ . Plotear la curva IPR.
- iv) De las apropiadas curvas de inyección de gas o de una adecuada ecuación de inyección de gas, determinar las presiones de descarga del tubing versus Rate.
- v) Plotear ambas curvas sobre la misma figura para obtener la intersección con el rate de inyección.

#### 6.3.4 Eficiencia de la Inyección de Gas

Para medir la eficiencia de la Inyección de Gas, es necesario las pruebas con trazadores que pueden proporcionar información que no se puede obtener con los métodos discutidos anteriormente.

Las pruebas con trazadores son el único método práctico para determinar la eficiencia de barrido Areal – Vertical dentro de un patrón, usando productos químicos como Nitratos, Dicromatos, etc.

Asimismo se ha demostrado también que puede usarse para la determinar la respuesta relativa de las capas y estimar la heterogeneidad vertical efectiva.

Estas pruebas pueden ser de gran importancia cuando se determinan barreras de permeabilidad o la existencia de anisotropía.



## 7. EVALUACION ECONOMICA

### 7.1 Criterios de Rentabilidad

Para evaluar proyectos de Inversiones y clasificarlos de acuerdo a su rentabilidad, se hacen necesarios parámetros de medida o indicadores de rentabilidad en el cual estén considerados la inversión necesaria, los ingresos netos y el tiempo en el cual se materializan.

Los indicadores más utilizados y comunes son el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), la relación Costo - Beneficio y el periodo de Recuperación de la Inversión (Payout).

Es obvio que el beneficio total no siempre es un criterio determinante y suficiente, ya que un retorno de la inversión a cierto tiempo puede ser mas aconsejable que otro criterio en el cual el inversionista tenga que esperar un mayor tiempo.

Por lo tanto en las medidas de rentabilidad, deberán considerarse ambos criterios, en beneficio total y el tiempo en el cual estos son incorporados al inversionista.

### 7.2 Valuación Económica

La evaluación económica se ha realizado a nivel Empresa considerando el incremento de la producción de petróleo por inyección de Gas en la rentabilidad del Proyecto.

#### Parámetros Económicos:

Precio del crudo	:	12.5 US\$/Bbl
Gastos Operativos Variables	:	0.05 US\$/Bbl
Tasa Impositiva	:	30 %
Tasa de Descuento	:	20 %
Costo del Gas	:	1.5 US\$/MPC

### Inversión:

	Costo estimado (MU\$)
Cabezal 9 5/8" x 5 1/2" x 3000 psi.....	10.00
Separador Trifásico de alta.....	5.20
Registrador de flujo de alta.....	3.90
Packer 5 1/2".....	9.80
Costo tendido de líneas.....	8.60
Tubería de pozo inyector 2 7/8" x 2500' .....	9.40
8000' de tubería 2 7/8" N-80	
Condición Segunda.....	11.83
Otros.....	3.80
SUBTOTAL.....	62.53

### Costo de los Servicios:

Para su implementación y ejecución del proyecto tenemos.

- Instalación de líneas de flujo de gas para 6 pozos .... US\$ 2,400
- Servicios de conversión de pozo productor a inyector con instalación de equipo de bombeo mecánico.....US\$ 8,800
- Instalación de gasoductos de 2 7/8" .....US\$ 2,400

### Rentabilidad:

La evaluación económica realizada en el presente estudio nos muestra los resultados siguientes:

Inversión (MU\$)	:	142.64
Iny. De Gas Promedio (MPCD)	:	300.00
Costo de Gas (US#/MPC)	:	1.5
Prod. Adic. de Petróleo (MBIs)	:	202.98
VAN al 20 % (MUS\$)	:	177.63
TIR (%)	:	32.09
Pay Out (años)	:	6.22
Relación B/C	:	2.25

## **8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

- **La Formación Pariñas presenta características estructurales de reservorio y de fluidos favorables para la inyección de gas, limitado por fallas, profundidad moderada y características adecuadas de permeabilidad.**
- **El mecanismo predominante de producción natural a sido el de gas en solución y segregación gravitacional, por lo que la inyección de gas es favorable en la recuperación de petróleo.**
- **El área se presenta fallado debido a la intensa actividad tectónica posterior a la deposición de los sedimentos.**
- **Teniendo en cuenta el alto grado de buzamiento y continuidad de la arena productiva, nos hacen atractivo el método de inyección de gas minimizando el volumen de gas a ser inyectado antes de obtener respuesta.**
- **El bajo factor de recuperación es consecuencia del desarrollo estratificado de las arenas, del tipo de mecanismo de impulsión y de la baja permeabilidad**
- **Es factible implementar un programa con inyección de gas, ello nos permitirá incrementar la recuperación de petróleo en 203 M Bls.**
- **La inyección de Gas será en forma progresiva hasta un volumen promedio ó máximo de 300 MPCD.**

## 9. BIBLIOGRAFIA

1. Donald L. Katz - Robert L. Lee (Natural Gas Engineering Production and Storage)
2. Charles Smith (Mechanics of Secondary oil Recovery)
3. H. C. Slider (Petroleum Reservoir Engineering Methods)
4. Oscar F. Spencer and Richard W. Harding (Secondary Recovery of Oil)
5. Rafael Sandrea - Ralph F. Nielsen (Dynamics of Petroleum Reservoirs Under Gas Injection)
6. INGEPET - 90 (Mejoras en Practicas de Explotación de Petróleo y Gas)
7. Petróleos del Perú (Seminarios de Recuperación Secundaria)
8. Victor Salirrosas Cueva - G. Alvarez - A. Nuñez (Evaluación Preliminar y Planificación de Operaciones Secundarias del NorOeste Peruano)
9. INGEPET - 96 (Mejoras en Practicas de Explotación de Petróleo y Gas)
10. Frank W. Cole (Reservoir Engineer Manual)
11. J. Shehabi - J.P.T. (Preferentially Oil Wet, Low - Dip Reservoir)
12. H. C. Slider (Petroleum Reservoir Engineering Methods)