

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

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



**“REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS EN
EL NOROESTE PERUANO”**

**TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO**

ELABORADO POR:

JUAN CARLOS HUARINGA SOTELO

PROMOCION 2008-1

LIMA – PERU

2011

SUMARIO

Para este proyecto, grupos multidisciplinarios (petrofísicos, ingenieros de Perforación, Producción y Yacimiento), se involucraron en la recolección de varios tipos de información a través de la vida del yacimiento.

La mayoría de la información, excepto la de producción e inyección, se recolectó durante la etapa de delineación y desarrollo de los campos.

Para realizar un programa efectivo de recolección y análisis de información, era necesario realizar una planificación del trabajo, mediante la participación del equipo de trabajo, es decir todos los entes involucrados en cualquier etapa de toma de data estuvieron al tanto de la planificación.

Por un lado la toma de información deberá ser justificada y jerarquizada para evitar costos innecesarios, por otra parte se deberá aprovechar al máximo la información recolectada mediante un exhaustivo análisis de la misma, de manera tal que se defina el beneficio directo de la toma de información.

Cierto tipo de información, como la toma de núcleos, propiedades iniciales de los fluidos, contactos de los fluidos, presión inicial del yacimiento, solamente pueden ser obtenidos en la etapa inicial de desarrollo.

Actualmente la toma de muestras de núcleos sirven de ayuda si se toma núcleos en pozos interubicados.

Las propiedades de los fluidos del yacimiento podrán ser validados mediante la ecuación de estado y por correlaciones empíricas.

Si se tiene la información histórica de producción y presión, se puede utilizar ecuaciones de balance de materiales y volumétrica para determinar la cantidad de petróleo original insitu.

Lo ideal es tener información de los análisis de laboratorio de las propiedades de la roca, tales como, relación agua-petróleo y gas-petróleo, permeabilidad relativa y propiedades de los fluidos.

Finalmente se aplicara la estrategia para rejuvenecer los campos del Noreste Peruano.

“REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS EN EL NOROESTE PERUANO”

1. INTRODUCCION

- 1.1 Antecedentes del Proyecto
- 1.2 Justificación
- 1.3 Objetivos del Proyecto
- 1.4 Metodología del Proyecto
- 1.5 Hipòtesis

2. ETAPAS EN LA VIDA ÚTIL DE UN YACIMIENTO.

3. CONCEPTOS Y DEFINICIONES.

- 3.1 Reservas de Hidrocarburos.
- 3.2. Factores de Recuperación.
- 3.3. Reservas Remanentes.
- 3.4 Relación Producción Reservas.
- 3.5. Niveles de Energía y Mecanismo de Producción.
- 3.6 Presión de Abandono.
- 3.7. Petróleo Movable.
- 3.8. Índice de Oportunidades.
- 3.9. Extensión de Reservorios.

4. SIGNIFICANCIA DE LA HETEROGENEIDAD

- 4.1 Ambiente de Depositación y Factores de Recobro.
 - 4.2.1. Propiedades Petrofísicas.
- 4.2. Propiedades de Rocas y Fluidos.
 - 4.2.2. Propiedades de los Fluidos.
 - 4.2.3. Caracterización del Sistema Roca Fluido.
- 4.3 Heterogeneidades y Compartimientos.
- 4.4. Saturación y Distribución Actual de Fluidos.
- 4.5. Revisión de Niveles de Presión del Yacimiento.
 - Comportamiento de Presiones.

- 4.6. Efecto del Espaciamiento de Pozos en la Recuperación.
- 4.7. Identificación de Áreas o Arenas No Drenadas.
- 4.8. Análisis de declinación.
- 4.9 Adquisición de Datos.

5.- INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO Y MEJORAMIENTO DEL RESERVORIO.

- 5.1. Trabajos de Rehabilitación
 - 5.1.1 Análisis de Riesgo en Rehabilitación de Pozos.
 - 5.1.2 Flujograma: Presentación de Pozos Candidatos
 - 5.1.3 Causas.
 - 5.1.4 Factores Considerados (Diagnostico del equipo de producción)
 - 5.1.5 Tipos Completación de Pozos:
 - 5.1.6 Reacondicionamiento, Estimulaciones, Reparaciones y, Actividades.
 - 5.1.7 Preparación de los Pozos para Entrada de la Broca
 - 5.1.8 Rehabilitación Sin Taladro
 - 5.1.9 Opciones para extender la vida fluyente de los pozos.
- 5.2. Estrategia para la Perforación de Pozos Nuevos.
- 5.3. Evaluación de Índices de Productividad.
- 5.4. Pozos Horizontales y de Arquitectura Compleja.
- 5.5. Control de Producción de Agua/Gas.
- 5.6. Control de Producción de Arena.
- 5.7. Mejoras de Proyectos de Recuperación Secundaria.

6.- EVALUACIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

- 6.1. Optimización del Uso de las Facilidades de Producción.
- 6.2. Identificación de Cuellos de Botellas.

7.- ESTUDIOS INTEGRADOS DEL YACIMIENTO

- 7.1 Cadena del Valor del Activo.
- 7.2. Fases del Estudio Integrado.

- 7.3. Modelo del Negocio.
- 7.4. Análisis de Riesgo.
- 7.5. Factores Económicos/Entorno.

8.- CASOS DE ESTUDIOS

- 8.1 Análisis del potencial por Recuperación Secundaria de la Formación Echinocyamus, Lote x, Talara, Perú.
- 8.2 Descripción de la Metodología
- 8.3 Estratigrafía y Marco Geológico
- 8.4 Estudios Petrofísicos
- 8.5 Selección de Zonas de Proyecto
- 8.6 Evaluación de Reservas

9.- CONCLUSIONES

10.- BIBLIOGRAFIA

CAPÍTULO I: INTRODUCCION

1.1 Antecedentes del Proyecto

El esfuerzo por encontrar nuevos Campos Productores de Hidrocarburos es muchas veces mayor que el de aumentar la recuperación en campos de la explotación.

Los volúmenes que podrían extraerse de campos de avanzado estado de explotación sobrepasan en muchos casos las expectativas de Reservas en campos por descubrir.

El riesgo inherente a la definición de escenarios y aplicación de estrategias para Rejuvenecer un Campo es menor que el asociado a la perforación de prospectos exploratorios.

La disponibilidad de abundante data y factibilidad de adquirir nuevos datos a bajo costo, permiten disminuir el riesgo en la implantación de una estrategia de Rejuvenecimiento.

El uso adecuado de los datos existentes de los pozos, permitirán establecer nuevas fronteras para la explotación eficiente de estos campos.

1.2 Justificación

Los proyectos de Rejuvenecimiento de Campos consistirán en el análisis sistemático, interpretación de datos, estudios de la Petrofísica mediante el uso de pruebas provenientes del pozo, correlaciones de los núcleos, que permitirán definir cualitativa y cuantitativamente las propiedades petrofísicas de las rocas del reservorios e identificar los distintos tipos de rocas presentes en el yacimiento; así como la cuantificación de las reservas.

Se aplicaran técnicas de ingeniería de yacimientos, así como la inyección de trazadores de diversos tipos se puede monitorear y controlar el comportamiento del yacimiento y obtener mejores referencias para conocer el verdadero potencial de producción.

Utilización de herramientas tecnológicas de ingeniería y recursos humanos altamente especializados, orientados a extender la vida útil del activo reduciendo la declinación, aumentado su producción, optimizando sus costos

de producción y preservando las instalaciones para la implantación futura de otras estrategias de explotación, cuando se evalúa la factibilidad de nuevos descubrimientos en áreas vecinas.

La existencia de infraestructura permitirá reducir los costos de los nuevos desarrollos.

1.3 Objetivos del Proyecto

Este Proyecto tiene como objetivo mostrar metodologías que a través del análisis de los Yacimientos (análisis petrofísicos, PVT y geología de campo), la revisión de las condiciones de los pozos y de las instalaciones de superficie, nos permitan identificar oportunidades para mejorar el desempeño del activo de una manera integral.

Se analizarán las distintas etapas que conforman la vida de un Campo o Yacimiento.

Se presentarán definiciones y conceptos claves en el Rejuvenecimiento de Campos, posteriormente se discutirán la importancia de la heterogeneidad en la Caracterización de Yacimientos y su impacto sobre futuras estrategias, como mejorar el comportamiento de los pozos y de las facilidades de producción.

Finalmente se analiza la importancia de los Estudios Integrados de Yacimientos en el Rejuvenecimiento de Campos y se presentan casos de estudio.

1.4 Metodología del Proyecto

Recopilar información de los yacimientos (propiedades petrofísicas de los núcleos y análisis de los fluidos PVT en superficie) para la reevaluación de los reservas remanentes.

Finalmente, empleando la geoestadística, la informática y los procesamientos de datos será posible arribar a una descripción y caracterización de yacimientos mejorada y más exacta que represente una verdadera optimización de la estrategia de Rejuvenecimiento.

1.5 Hipótesis

Desarrollar una nueva metodología para incrementar el potencial calculado por recuperación secundaria mediante la simulación numérica de alta resolución vertical respetando la configuración estructural de las zonas a inyectar en la formación Echinocyamus del Noreste del Perú.

CAPÍTULO 2: ETAPAS EN LA VIDA ÚTIL DE UN YACIMIENTO

La vida del yacimiento comienza con la exploración que permite el descubrimiento de hidrocarburos, el cual sigue con la delineación, desarrollo del campo, los mecanismos de producción primaria, secundaria y terciaria hasta el abandono. Ver figura 1.1.



Figura 1.1. Ciclo de vida del Yacimiento.

CAPÍTULO 3. CONCEPTOS Y DEFINICIONES

3.1 Reservas de Hidrocarburos.

En la industria petrolera las reservas de hidrocarburos son:

- El activo esencial de la empresa.
- El inventario básico del negocio.

En la industria petrolera, las posibilidades de hallazgos, descubrimientos ciertos y la continuidad de la producción comercial tiene un nombre: Reservas de Hidrocarburos.

En su sentido más general, son los volúmenes de hidrocarburos recuperables de las acumulaciones, descubiertas o no, que se encuentran, o se espera en un área determinada.

Sin embargo, la práctica y la experiencia aconsejan que las reservas sean clasificadas de acuerdo al grado de certeza de los datos que avalan su existencia o posibilidades. La realidad de distintos volúmenes de hidrocarburos acumulados o probablemente acumulados en un área, esta sujeta a diversos grados de incertidumbre.

$$\begin{array}{c}
 \boxed{\text{Reservas}} = \frac{\boxed{\text{Hidrocarburo recuperable}}}{\boxed{\text{Producción acumulada}}} \\
 \\
 \boxed{\text{Hidrocarburo recuperable}} = \boxed{\text{Hidrocarburo en sitio}} \times \boxed{\text{Eficiencia de Recuperación}}
 \end{array}$$

Las condiciones en las cuales se encuentran las acumulaciones de hidrocarburos y el tamaño de las mismas, presenta implicaciones económicas muy precisas. Por tanto, es necesaria una clasificación de las reservas de hidrocarburos en función de su grado de certidumbre y atractivo económico.

Desde el punto de vista de ingeniería las reservas de hidrocarburos (N_p ; G_p) son las fracciones recuperables de los volúmenes de hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo (POES; GOES).

Existe una clasificación universalmente aceptada. No obstante, todas las clasificaciones propuestas coinciden en que, con más o menos detalles.

Las reservas se clasifican fundamentalmente como:

- Probadas
- Probables
- Posibles
- Recursos contingentes

Reservas Probadas.

Las reservas que han sido cuantificadas por medio de pozos, equipos y métodos técnicos específicos que garantizan su existencia.

Son los volúmenes de hidrocarburos recuperables en cualquier tiempo, con razonable certeza de los yacimientos conocidos de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponibles y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes.

Clasificación de las Reservas Probadas.

- Yacimientos con producción comercial.
- Yacimientos con pruebas de producción exitosas.
- Áreas delimitadas estructural, estratigráficamente y/o por contactos de fluidos
- Áreas adyacentes a las ya perforadas, cuando exista razonable certeza de producción comercial.
- Volúmenes producibles de pozos con núcleos y/o perfiles que indican que pertenecen a yacimientos análogos que producen del mismo horizonte.
- Volúmenes adicionales de yacimientos con proyectos comerciales de recuperación secundaria.
- Volúmenes adicionales de yacimientos con estudios y/o proyectos pilotos exitosos o repuesta favorable a proyectos experimentales si el proyecto se implantara en el mediano plazo de la empresa.

Reservas Probables.

Las reservas que no han sido certificadas por medio de pruebas de producción, pero que por encontrarse dentro de los límites geológicos conocidos de un yacimiento, son susceptibles de ser probadas perforando pozos adicionales y haciendo pruebas de producción.

Son los volúmenes de hidrocarburos recuperables estimados asociados a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería indica desde el punto de vista de su recuperación un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas, bajo condiciones operacionales prevalecientes.

Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

Clasificación de Reservas Probables.

a) Primarias

- Volúmenes de prospectos atravesados por pozos con registros, sin pruebas de producción, donde los registros indican probabilidad de existencia.
- Volúmenes que podrían recuperarse más allá del área probada donde no se ha determinado contacto agua petróleo o gas petróleo.
- Volúmenes de áreas adyacentes a yacimientos conocidos separados por una falla sellante.
- Volúmenes adicionales por reinterpretación de parámetros, comportamiento, patrón desarrollado, mejoramiento tecnológico Secundarias.

Reservas Posibles.

Aquellas de posible existencia, pero que por falta de información fehaciente, no pueden garantizarse con exactitud.

Son los volúmenes estimados de hidrocarburos recuperables de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería indica, con un grado menor de certeza al de las reservas probables, que podrían ser recuperadas bajo condiciones operacionales existentes. Estas reservas podrían ser recuperadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probables.

Clasificación de Reservas Posibles.

a) Primarias

- Volúmenes que no pueden ser producidos por condiciones económicas en el momento de la estimación.
- Volúmenes que podrían existir con perfiles de pozos, núcleos y que presentan alto grado de incertidumbre.
- Volúmenes que podrían existir en áreas donde podría encontrarse una estructura mayor con base en el informe geofísico y geológico.
- Volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados.
- Volúmenes adicionales a las reservas probadas por reinterpretación de parámetros, comportamiento, cambios de patrón de desarrollado y mejoramiento tecnológico.

b) Secundarias

- Volúmenes adicionales asociados a yacimientos cuyas características indican posibilidad de éxito al ser sometidos a recuperaciones secundaria

Reservas por Descubrir

Aquellas cantidades estimadas, no asociadas a acumulaciones conocidas, cuya existencia se presume en base a información de geología de superficie. Se clasifican en hipotéticas y especulativas, teniendo las primeras más certidumbre que las segundas.

A continuación se hace esquemáticamente el método a seguir para llegar a la clasificación de las reservas.

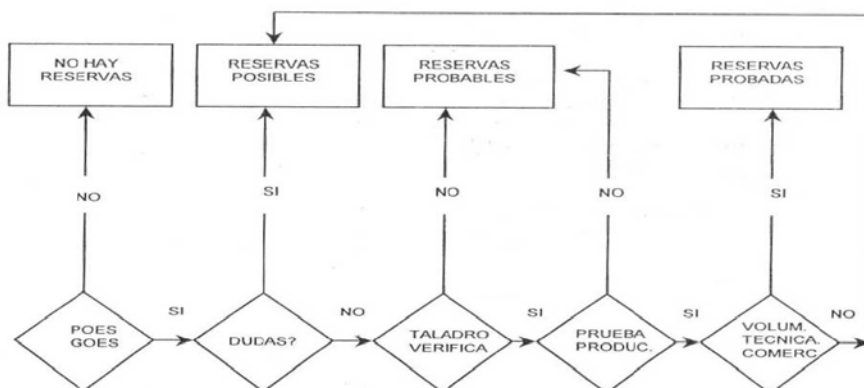


Figura 2.1. Método para la clasificación de las reservas.

3.2. Factores de Recuperación.

El factor de Recuperación representa la fracción de hidrocarburos que puede recuperarse del total de hidrocarburos en sitio (POES).

$$\text{FACTOR DE RECUPERACIÓN (FR)} = \text{PETRÓLEO RECUPERABLE (NP)} / \text{POES}$$

Calcular el Factor de recuperación de un Yacimiento es una de las tareas del equipo encargado de Revitalizar un Campo. Pueden distinguirse dos tipos de factor de recuperación:

- Uno es gobernado por razones económicas que podrán a su vez estar asociadas a condiciones de regulaciones ambientales y ecológicas.
- El otro tipo se refiere a la factibilidad técnica de recuperar volúmenes de hidrocarburos del yacimiento y depende básicamente de elementos físicos del sistema roca –fluidos.

Los Factores de Recuperación pueden clasificarse en dos categorías principales:

- Recuperación Primaria
- Recuperación Adicional o Mejorada.

La Recuperación Primaria esta representada por el volumen de hidrocarburos que puede extraerse utilizando la energía natural del yacimiento o de un acuífero conectado a este.

Mientras que la Recuperación Adicional se logra agregando energía al yacimiento mediante la inyección de fluidos. Uno de los Procesos mas utilizados de Recuperación Adicional es al inyección de agua.

3.3. Reservas Remanentes.

Las reservas remanentes están constituidas por el volumen de hidrocarburos existentes en un yacimiento que se estima serán recuperadas en un periodo de tiempo dado bajo condiciones operacionales y económicas favorables.

Las reservas remanentes pueden clasificarse en reservas desarrolladas que es el volumen que será extraído utilizando los pozos e instalaciones existentes.

Para producir este volumen de reservas se requieren trabajos de mantenimiento ordinario en los pozos (limpieza, estimulaciones, mejoras en sistemas de levantamiento artificial) y reservas no desarrolladas que corresponden al volumen de reservas que serán extraídas dentro de un periodo

de tiempo siempre y cuando se realice cambios mayores en la estrategia de explotación, tales como:

- Perforación de Pozos nuevos
- Cambio en esquema de drenajes
- Producción conjunta de yacimientos
- Trabajos de reactivación de Pozos

Cuando se evalúa la factibilidad de rejuvenecer un campo / yacimiento. Debe realizarse una certificación de las reservas remanentes. Existen varios métodos para identificar / validar las reservas tales como:

- Curvas de Declinación
- Cálculo de Índice de Empuje
- Balance de Materiales
- Simulación Numérica

3.4 Relación Producción Reservas.

La Relación Producción Reservas (RPR) permite establecer la eficiencia de la recuperación de hidrocarburos de un yacimiento en función del tiempo.

Las estrategias de explotación se planifican para ser desarrolladas dentro de un periodo de tiempo determinado, este periodo puede ir de 10 a 20 Años. La RPR permite establecer los volúmenes a extraer en función de las Reservas Remanentes anualmente o durante cada Día de producción.

La RPR puede expresarse como:

$$\mathbf{RPR = Q_0 \times 365/RR}$$

Donde:

Q₀ = Tasa de Producción de Petróleo (Bpd)

RR = Reservas Remanentes (MMBls)

Cuando la Producción de las Reservas Remanentes se planifica en un escenario de 10 Años la RPR será igual a 10.0 %; si este escenario es de 15 Años se utilizara una RPR de 7.0 % y así sucesivamente.

Este Indicador es particularmente útil para la Identificación de Oportunidades de Rejuvenecimiento. Cuando un Yacimiento o Campo muestra desviaciones en la RPR planificada debe evaluarse el impacto si se decide modificar esta relación.

En la Figura 2.2 se muestra un caso que ilustra la aplicación de este concepto. Supongamos un Yacimiento con unas reservas remanentes de 60.0 MMBls de Petróleo y con una producción de 6.0 MBPD, bajo esa condición, el yacimiento

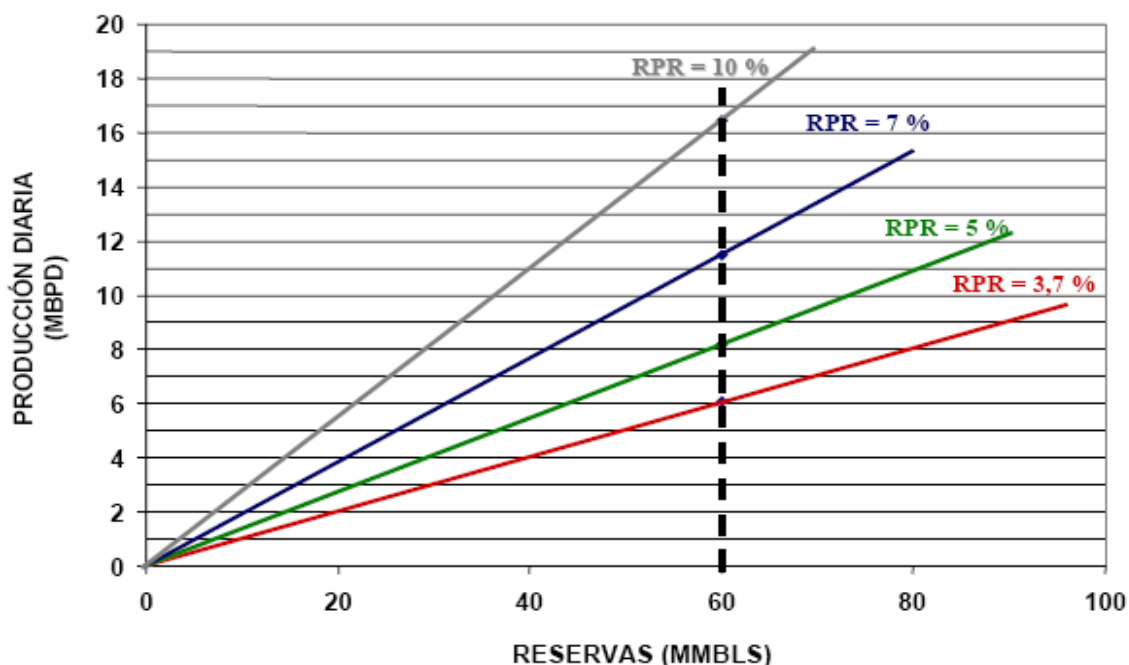


Figura 2.2. Relación Producción - Reserva

esta siendo explotado a una RPR de 3.7 %. Si aumentamos la RPR a 5.0 % la producción del yacimiento sería de 8.2 MBPD. En el caso de Producirlo a una RPR del 7.0 % se alcanzaría una producción de 11.3 MBPD.

La RPR permite identificar oportunidades de incremento de producción. Estas oportunidades deben evaluarse en detalle a fin de establecer cual será la estrategia a seguir. La estrategia puede incluir una o varias de las siguientes actividades: Mejora de Pozos existentes, Mejoras en las Facilidades de Producción o Perforación de Pozos Nuevos.

3.5. Niveles de Energía y Mecanismo de Producción.

El proceso mediante el cual los fluidos del yacimiento son movidos a través del medio poroso hacia el pozo se denomina mecanismos de producción o recobro.

El empuje del petróleo hacia los pozos se efectúa por la presión natural que tiene el yacimiento. En la práctica se ha constatado que este empuje se puede derivar de la presencia de un casquete de gas libre que yace encima del petróleo; de un volumen de gas disuelto en el petróleo; de un volumen de agua dinámica subyacente o de empuje por gravedad.

Generalmente, se da el caso de que uno de estos mecanismos es preponderante en empujar el petróleo hacia los pozos y la posible presencia de otro podría actuar en forma conjunta.

Es muy importante detectar lo más anticipadamente posible el mecanismo natural de empuje o expulsión del petróleo. Esta temprana apreciación servirá para obtener el mayor provecho del futuro comportamiento del mecanismo en el yacimiento y de cada pozo en particular; también ayudará para estudiar futuras aplicaciones de extracción secundaria por inyección de gas o de agua, o gas/agua u otros elementos. Para detectar el mecanismo de producción prevaleciente, se acude al procesamiento e interpretación de una extensa serie de información obtenida durante la perforación de los pozos e información recabada durante el comienzo y toda la etapa de producción primaria. Cuando falta alguna información complementaria, ésta se puede suplir utilizando correlaciones de error y tanteo, pruebas simuladas de laboratorio, estadísticas regionales y el recurso de la experiencia práctica y profesional de quienes adquieren, procesan e interpretan la información.

Existen cinco tipos principales de mecanismos de empuje:

- Expansión de fluidos y/o roca
- Gas en solución
- Casquete de gas
- Intrusión de agua
- Drenaje Gravitacional

A) Expansión de Fluidos y/o Roca

- Ocurre como tal cuando existe una sola fase.
- Es el resultado combinado de la expansión de la roca y de los fluidos.

- En muchos casos es el responsable del empuje hidráulico por la expansión del agua del acuífero.
- En el caso de yacimientos de gas o de condensado el recobro es alto por la compresibilidad elevada del gas.
- En el caso de yacimientos de petróleo el recobro es bajo debido a la baja compresibilidad del crudo.

La presión inicial del reservorio está sobre o igual a la presión del punto de burbuja. Si asumimos que la presión inicial está sobre la presión del punto de burbuja, entonces la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Durante este periodo, todo el gas en el reservorio permanece en solución. Este proceso es a menudo definido como Empuje por Expansión de Fluidos.

B) Empuje por Gas en Solución

El gas está disuelto en el petróleo y proporciona parte de la energía que requiere la producción.

El empuje por gas en solución es a veces llamado empuje por gas interno, empuje por gas disuelto, empuje por depletación, empuje volumétrico o empuje por expansión de fluidos. Éste es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los reservorios de petróleo del mundo.

Una vez que la presión ha declinado hasta la presión del punto de burbuja, la producción adicional causará que esta decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente evolución del gas libre en el reservorio después que la saturación de gas excede la saturación crítica, este se hace móvil.

A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña, sobre la base de esto el gas libre fluirá en el reservorio y permitirá que se incremente la (RGP).

El mecanismo principal se debe al empuje del gas y a la expansión del petróleo. El efecto de la expansión del agua y de la roca es pequeño si se compara a la energía de un gas libre altamente expansible.

Proceso en detalle del mecanismo de empuje por gas en solución :

- La energía que mueve al petróleo proviene de la liberación y expansión del gas.
- Inicialmente el petróleo y su gas en solución existen en una sola fase.
- A medida que la extracción continua y la presión declina en la vecindad del pozo, se forma el gradiente de: Presión, saturación, permeabilidad de petróleo y gas, viscosidad, densidad.
- A medida que la presión declina:
 - o El gas disuelto adicional se libera.
 - o Decrece la saturación de petróleo.
 - o Se incrementa la saturación de gas.
- A medida que la saturación de gas se incrementa:
 - o Una porción de gas comienza a fluir (saturación crítica o de equilibrio de gas).
 - o Decrece la productividad del petróleo.
 - o RGP se incrementa

La figura 2.3, muestra una representación del empuje por gas en solución.

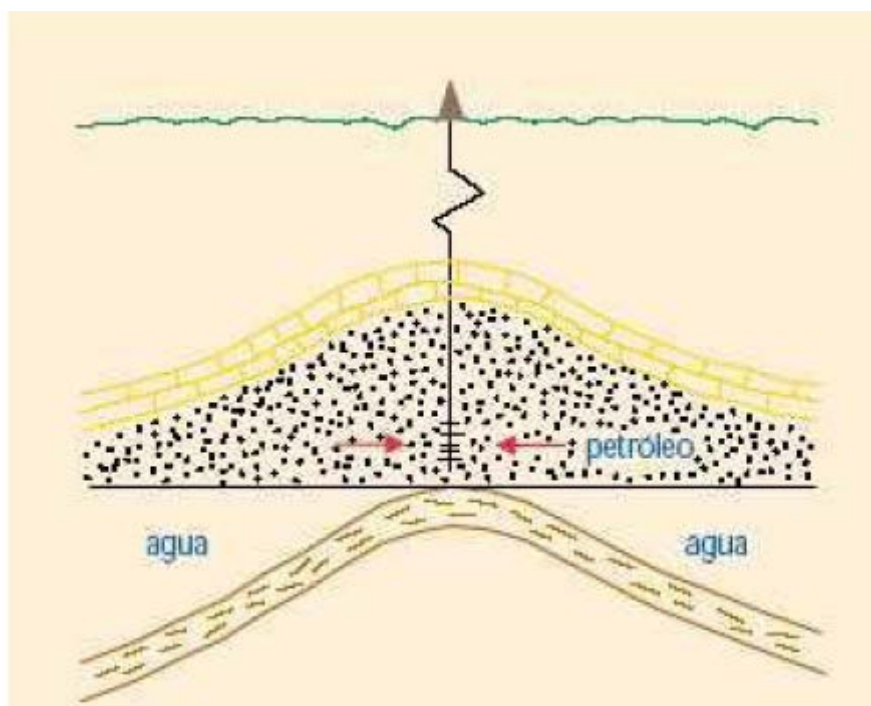


Figura 2.3. Empuje por gas en solución.

C) Empuje por Capa de gas

Resulta de la reducción de la presión debida a la producción de fluidos.

Para ser efectiva se necesita una capa original de gas formada por segregación gravitacional.

La producción no controlada de gas reduce su efectividad.

Para este tipo de reservorios se considera que la presión inicial del reservorio es exactamente igual a la presión del punto de burbuja. Esto ocurre debido a que en el transcurso del tiempo geológico, debe existir el equilibrio entre el petróleo y el gas. Con la capa de gas, el petróleo esta manteniendo la máxima cantidad de gas en solución.

A medida que la presión del yacimiento se reduce (por efecto de la producción), la capa de gas se expande causando un desplazamiento inmisible del petróleo.

La expansión de la capa de gas esta limitada por el nivel deseado de la presión del yacimiento y por la producción de gas después que los conos de gas llegan a los pozos productores.

Los yacimientos con capa de gas muy grande no se consideran buenos candidatos para la inyección de agua, en su lugar se utiliza la inyección de gas para mantener la presión dentro de la capa.

Cuando existe agua en el fondo, se puede aplicar un programa combinado de inyección de agua y gas, pero se deben tomar precauciones, ya que existe el riesgo de que el petróleo sea desplazado hacia la región de la capa de gas y quede atrapado.

Las características del yacimiento que originan que la expansión de una capa de gas recupere mas petróleo son:

- Baja viscosidad del petróleo.
- Alta gravedad API del petróleo.
- Alta permeabilidad de la formación.
- Alto relieve estructural.
- Gran diferencia de densidad entre el petróleo y el gas.

La figura 2.4, muestra una representación del empuje por capa de gas.

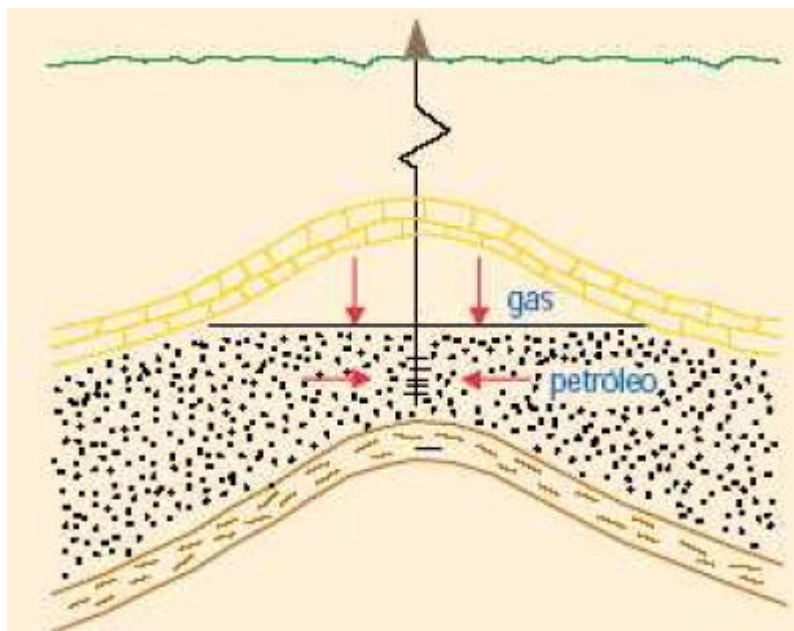


Figura 2.4. Empuje por capa de gas.

D) Empuje Gravitacional

En un yacimiento de empuje por segregación, el gas migra hacia la parte mas alta de la estructura o al tope de la formación a medida que se produce petróleo, mientras que el petróleo se mueve hacia abajo debido a la permeabilidad vertical. Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del yacimiento.

A pesar de que algunos de estos yacimientos no tienen una capa de gas inicial, la recuperación será mayor si esta existe.

Un mecanismo similar denominado drenaje gravitacional ocurre si el yacimiento tiene un gran buzamiento. En este caso el petróleo se mueve hacia abajo y el gas hacia arriba, pero el flujo es paralelo al ángulo de buzamiento, en vez de ser perpendicular a este. En la mayoría de los casos el drenaje gravitacional y empuje por segregación se consideran como el mismo mecanismo.

Las características de producción que indican la ocurrencia de un drenaje gravitacional o segregación son las siguientes:

- Variaciones del RGP con la estructura.
- Aparente mejora del comportamiento de la permeabilidad relativas gas/petróleo.
- Aparente tendencia al mantenimiento de presión.

Capa de gas secundaria.

Es el efecto de la segregación gravitacional en yacimientos horizontales.

En estos yacimientos cuando se inyecta y se produce por todo el espesor de la formación, el efecto negativo de la segregación gravitacional sobre la eficiencia de barrido vertical es mayor en la inyección de gas que en la del agua, además, si son de gran espesor, (> 100 pies), se puede formar una capa secundaria de gas que es muy eficiente en el desplazamiento del petróleo. Generalmente para que ocurra una segregación del gas se requiere que el yacimiento tenga una permeabilidad vertical mayor de 200 md.

La figura 2.5, muestra una representación del empuje por segregación gravitacional.



Figura 2.5. Empuje por segregación gravitacional.

E) Empuje Hidráulico

Cantidad de agua que entra a un yacimiento de petróleo o gas, provenientes de las formaciones adyacentes saturadas de agua (Acuíferos), como consecuencia de la disminución de presión en el C.A.P o C.G.P, debido a la producción de fluidos del yacimiento. Ver figura 2.6.

Características generales:

- Existe conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada de agua. (Puede estar por debajo del todo el yacimiento o ser parte de él).
- El agua en un acuífero está comprimida, pero a medida que la presión del yacimiento disminuye, se expande y crea invasión natural.
- La energía del yacimiento aumenta por la compresibilidad de la roca en el acuífero.
- La geología del yacimiento, la heterogeneidad y la posición estructural son variables importantes que afectan la eficiencia del recobro.
- La extensión del acuífero y su capacidad energética no se conoce hasta que se tiene datos de la producción primaria.
- Si el acuífero no puede suministrar suficiente energía para alcanzar las tasas deseadas de extracción de los fluidos, manteniendo la presión del yacimiento, se puede implementar un programa de inyección.

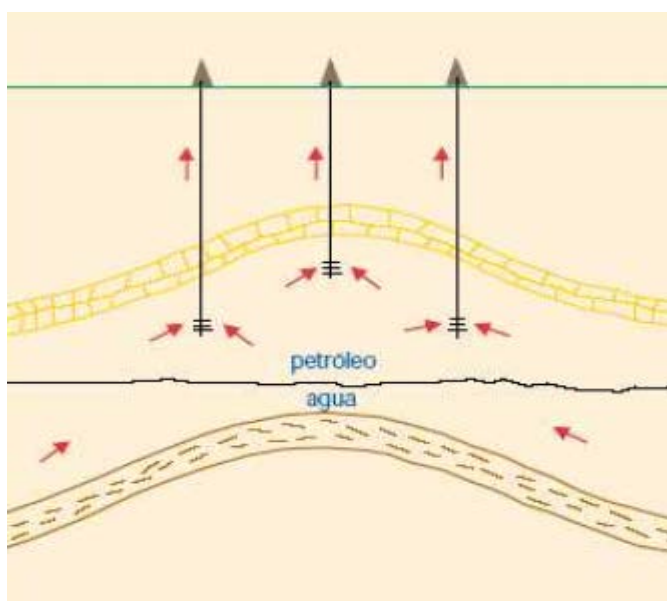


Figura 2.6. Empuje hidráulico.

En este tipo de reservorios no existe capa de gas, por lo tanto la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo.

De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando Intrusión o Influjo lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmisible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

La Intrusión ocurre debido a:

- Apreciable expansión del agua del acuífero. A medida que se reduce la presión, el agua se expande y reemplaza parcialmente los fluidos extraídos del reservorio.
- El acuífero es parte de un sistema artesiano. El agua que rodea al reservorio de petróleo esta en contacto con agua proveniente de la superficie.

Tipos de empujes.

Dependiendo de la forma como ingresa el agua al reservorio de petróleo, los reservorios por empuje de agua se denominan:

- Reservorios por empuje de fondo

En la cual la formación es usualmente de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua puede moverse verticalmente. En este tipo de reservorios la conificación puede convertirse en un gran problema. Ver figura 2.7.

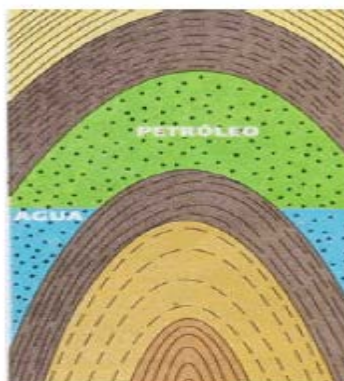


Figura 2.7. Empuje hidráulico de fondo.

- Reservorios por empuje lateral

En la cual el agua se mueve hacia el reservorio desde los lados, ver figura 2.8.

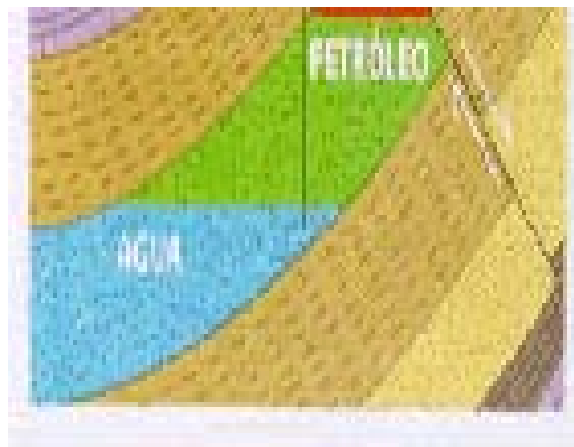


Figura 2.8. Empuje hidráulico lateral.

Factores de recuperación.

El factor de recuperación de petróleo está influenciado por el mecanismo de empuje. La figura 2.9, muestra el factor de recobro para los diferentes mecanismos.

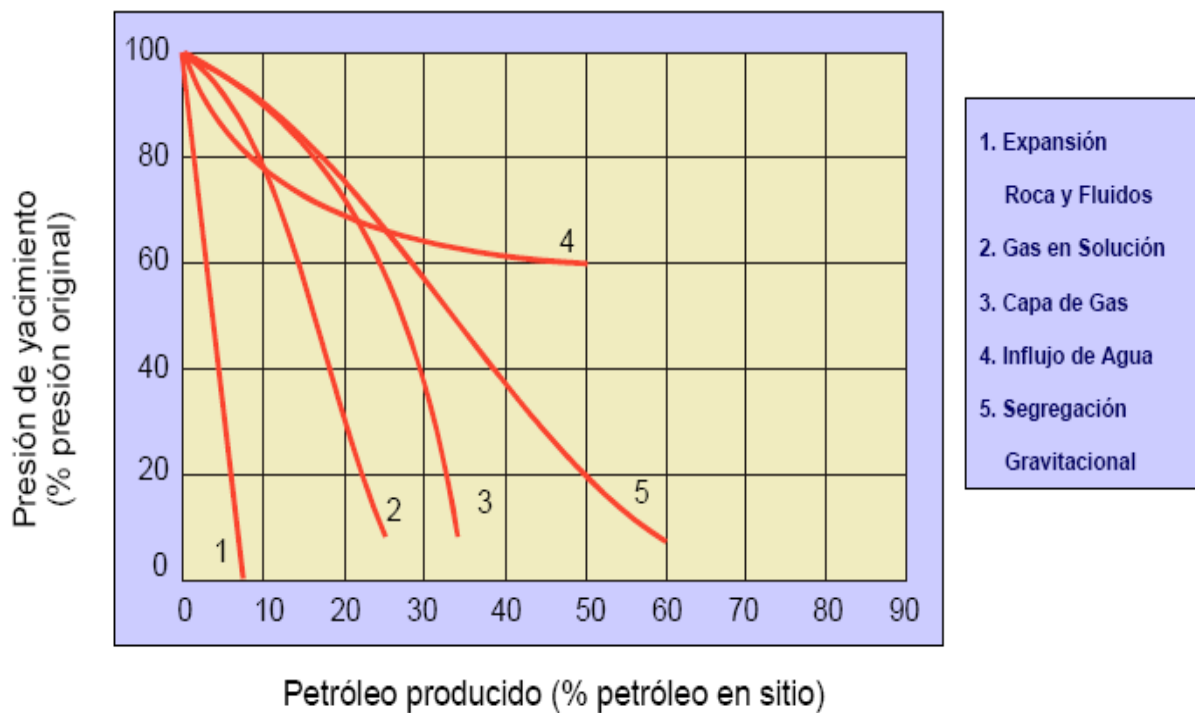


Figura 2.9. Mecanismos de empuje.

3.6 Presión de Abandono.

Casi todos los Yacimientos experimentan disminución de la Presión en la medida en que los fluidos almacenados son extraídos. Únicamente aquellos Yacimientos con Empuje Hidráulico Activo muestran poca o nula disminución de la presión.

La declinación de la presión de los Yacimientos hace que los pozos requieran algún tipo de levantamiento artificial cuando la energía es insuficiente para mantener producción por flujo natural.

Los métodos de levantamiento artificial comúnmente utilizados abarcan desde el Bombeo Mecánico, Bombeo Hidráulico, Levantamiento artificial por Gas e Instalación de Bombas Electro sumergibles.

Los fluidos del yacimiento entran al pozo a través de las perforaciones, directamente de la cara de la arena (en completaciones a hueco abierto) o a través de liners ranurados o de rejillas utilizadas para el control de arena. Los fluidos viajan hasta la superficie por un complejo sistema que conforma el aparejo de completación (Liners, Rejillas, Tuberías de producción, niples, válvulas del cabezal del pozo, y reductores de flujo o choke), luego debe continuar su viaje desde el cabezal del pozo hasta el separador de producción a través de la tubería de producción superficial.

Los elementos que encuentra el fluido a medida que se mueve desde el fondo del pozo hasta el separador originan pérdidas de presión que afectaran su curva de levantamiento vertical y la producción de los fluidos.

El comportamiento de afluencia (IPR) de un pozo puede ser modificado mejorando las condiciones del wellbore mediante estimulaciones, fracturamientos o manteniendo la presión del yacimiento. Si adicionalmente mejoramos las condiciones de levantamiento vertical tendremos una excelente oportunidad de incremento de la producción. Ver figura 2.10.

3.7. Petróleo Movable.

El volumen de Petróleo movable en un yacimiento puede expresarse como:

$$\text{Volumen de Petróleo Movable} = V_r * \varphi (1 - S_{wc} - S_{or})$$

Donde:

V_r : Esta representado por el Volumen de roca (Bls)

φ : Porosidad (%)

S_{wc} : Saturación Agua Connata (%)

S_{or} : Saturación de Petróleo Residual (%)

Este volumen de Petróleo no es extraído en su totalidad debido a la presencia de fuerzas viscosas y capilares que reducen la eficiencia del desplazamiento. Las fuerzas viscosas y capilares, son controladas por las diferencias en la viscosidad de los fluidos existentes en el yacimiento y por las permeabilidades absolutas y relativas de estas.

Los yacimientos pueden tener altas o bajas permeabilidades verticales, así como altas o bajas conectividades horizontales controladas por fallas, barreras de permeabilidad o discontinuidades de los cuerpos de arenas que limitan el desplazamiento de los hidrocarburos, originando distribuciones de presión y de saturaciones de fluidos no uniformes y dejando altos volúmenes de Petróleo movable no drenado.

La identificación de los volúmenes de petróleo no drenado representan excelentes oportunidades en proyectos de rejuvenecimientos de campos.

Los problemas de conificación o de adedamiento (Fingering), en yacimientos con empujes hidráulicos activo o sometidos a inyección de agua, dejan altos volúmenes de petróleo movable no drenado.

Fuera de los puntos de drenaje, la columna de petróleo puede ser suficientemente grande para ser producida con pozos horizontales (en algunos casos sidetrack de pozos existentes).

En el caso de yacimientos constituidos por arenas discontinuas o conformados por muchos compartimientos debido a la existencia de fallas, existen altos volúmenes de reservas no drenadas, en estos casos la perforación de pozos interespaciados (infill) o de pozos multilaterales pueden ser una buena estrategia para drenar el petróleo existente.

Otra oportunidad de nuevos volúmenes de petróleo movable no drenado es el petróleo ubicado en regiones de ático de los yacimientos. La perforación de pozos horizontales en la región del ático ha mostrado ser eficiente para drenar este tipo de petróleo movable no recuperado.

3.8. Índice de Oportunidades.

El índice de oportunidades permite realizar una jerarquización de los yacimientos y seleccionar los casos con mejores oportunidades de rejuvenecimiento.

El índice de oportunidades considera:

- El volumen de reservas remanentes y factibilidad de aumentarlas
- La relación producción reservas
- El nivel de energía existente en el yacimiento y su relación a la presión inicial.
- El grado de dificultad en la explotación del yacimiento o campo.
- El conocimiento del personal responsable del activo

Cuando se evalúa campos con múltiples yacimientos, este índice permite jerarquizarlos.

El Índice de Oportunidad puede expresarse según la ecuación:

$$\mathbf{IO = RE \times CA \times TE \times EXP \times ENV}$$

En la tabla siguiente se explican cada uno de estos términos.

INDICE OPORTUNIDADES

		Indice
Reservas (RE) RE=RAxPAxE	Reservas Adicionales (RA) Producción Adicional (PA) Nivel Energía (E)	$\frac{[Poes \times Fro - R.Rem]}{Poes \times Fro}$ $(0.07 / 365) [R_{REM} - P_{ACT} \times 365 + RA]$ $P_{ACT} + (0.07 / 365) [R_{REM} - P_{ACT} \times 365 + RA]$ $[Pa / Pi]$
Calidad Crudo (CA)	Liviano Mediano Pesado / X- Pesado	1.0 0.8 0.5
Tecnología Requerida (TE)	Compleja Med. Compleja Sencilla	0.5 0.8 1.0
Conocimiento (Experiencia)	Alto Medio Bajo	1.0 0.8 0.5
Entorno (Env)	Complejo Med.Complejo Sencillo	0.5 0.8 1.0

3.9. Extensión de Reservorios.

Los campos o yacimientos de hidrocarburos son productos de procesos de sedimentación y de movimientos tectónicos, lo que trae como consecuencia que las acumulaciones no sea completamente homogéneas y al contrario, presentan variaciones de sus propiedades: espesores, porosidad, saturación de fluidos, tipos de fluidos, permeabilidad, extensión areal, discontinuidades verticales.

La variaciones de las propiedades originan que los yacimientos estén conformados por áreas o regiones con buenas características y otras con pobres condiciones que limitan o dificultan el almacenamiento de hidrocarburos y en caso de estar presente dificultan su explotación.

Existen varios métodos para determinar el volumen de hidrocarburos en sitio:

- Uno de los más utilizados es el balance de materiales, estos métodos sin embargo utilizan como datos los valores generados en los pozos perforados, su comportamiento de producción y en el mejor de los casos se utiliza información sísmica para establecer la distribución espacial de los cuerpos.
- La conectividad entre los cuerpos de arena, constituidas a su vez por distintas facies sedimentarias que modifican la permeabilidad, es el factor clave que regula el volumen almacenado y la recuperación.

Un sistema con pobre conectividad conformado por canales individuales, posiblemente requerirá muchos pozos para drenarlos impactando la economía del proyecto.

La identificación de barreras de flujo (Barreras de permeabilidad, discontinuidad cuerpos de arenas, fallas) es fundamental cuando se analiza la verdadera extensión de los yacimientos.

4. SIGNIFICANCIA DE LA HETEROGENEIDAD

4.1 Ambiente de Depositación y Factores de Recobro.

“El Presente es la clave del Pasado”. El contenido de esta frase nos lleva directamente a establecer que el estudio y comprensión de los procesos geológicos actuales, constituyen la base para definir e identificar los diferentes tipos de ambientes sedimentarios, por lo cual investigando su forma de ocurrencia, se puede inferir lo sucedido en el pasado.

Los procesos de sedimentación presentan siempre una fuerte influencia geográfica, por lo que existen unas zonas de la superficie terrestre, con unas características físicas, químicas y biológicas determinadas, en las que se acumulan importantes cantidades de sedimentos.

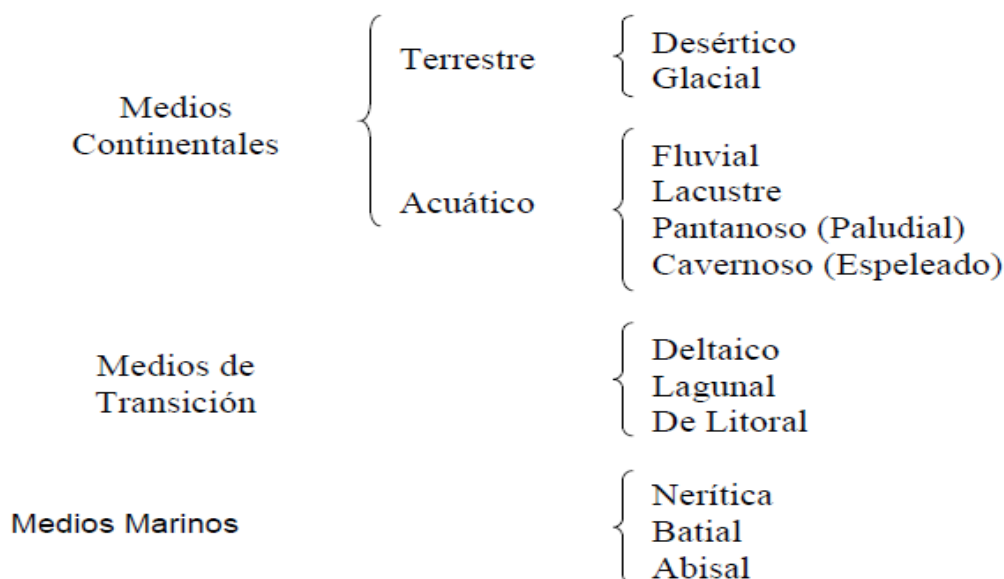
Estas zonas son los medios o ambientes sedimentarios y sus características influyen sobre las propiedades de los sedimentos depositados, o facies sedimentarias, que se relacionan con el ambiente o medio sedimentario en forma de un sistema proceso-respuesta.

Los elementos de mayor importancia que definen los medios sedimentarios son la geometría, el ambiente, la energía y características biológicas.

La geometría define y limita las dimensiones del medio sedimentario; el ambiente incluye las características materiales y sus condiciones físicas y químicas; la energía engloba desde los factores hidrodinámicos hasta otros externos como la actividad tectónica, la influencia de la sedimentación, etc.; las características biológicas están formada por el conjunto de organismos que viven en el medio y sus relaciones con éste y entre sí.

Con estas características del medio se corresponden las características de las facies sedimentarias, o depósitos originados, entre las que destacan la litología, la geometría, las estructuras sedimentarias, la red de paleocorriente y los fósiles.

Los medios sedimentarios, por su fuerte influencia geográfica, se clasifican en continentales, de transición y marinos.



De los ambientes sedimentarios se tratan principalmente de los ambientes fluvio-deltaicos ya que en los mismos se encuentra el mayor porcentaje de yacimientos petrolíferos que le son de interés a los geocientíficos e ingenieros de petróleo en la industria petrolera.

En lo que respecta al ambiente marino, se forman depósitos sedimentarios que pueden servir como rocas almacenadoras y/o generadoras de hidrocarburos.

También se tratarán los ambientes y aspectos relevantes asociados a las rocas carbonáticas especialmente lo referente a diagénesis.

Cada ambiente en particular posee diferentes tipos de facies cuya identificación es de gran ayuda para los estudios geológicos de yacimientos y para la predicción de su futuro comportamiento como productor de petróleo, tal como lo muestra la figura 3.1, en la que podemos observar una relación entre el tipo de ambiente sedimentario, mecanismo de producción y factor de recobro.

Como se puede observar en la figura las facies sedimentarias que en general ofrecen un mayor factor de recobro primario de las reservas son los Deltas apoyados por un acuífero como mecanismo de producción, en contraposición al Talud que ofrece el menor valor de recobro primario.

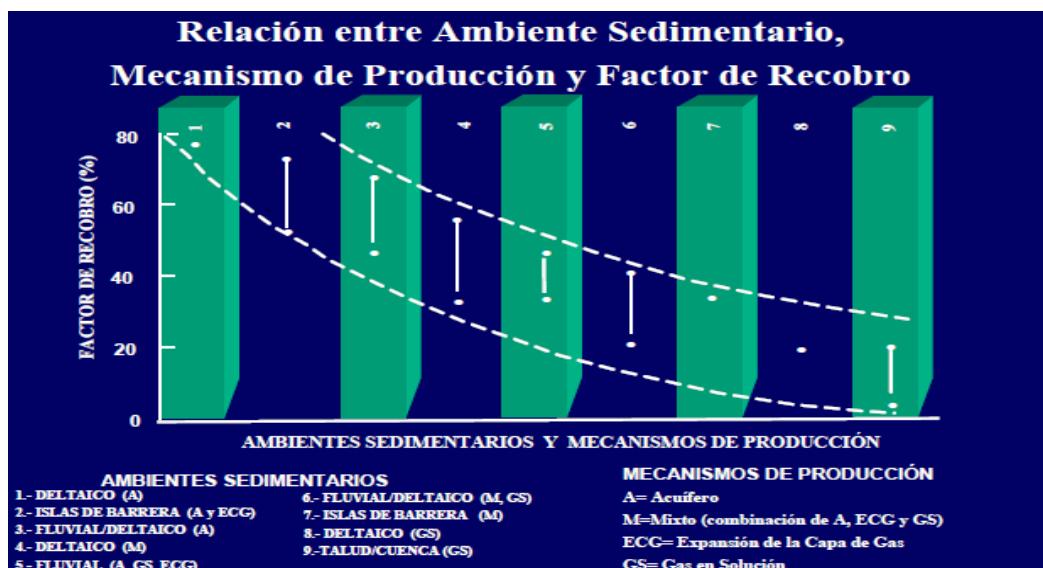


Figura 3.1. Relación Ambiente Sedimentario y Factor de Recobro.

4.2. PROPIEDADES DE ROCAS Y FLUIDOS.

4.2.1. Propiedades petrofísicas.

La Petrofísica es la especialidad que caracteriza las propiedades físicas de las rocas mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de muestras de roca y sus fluidos y propiedades e historias de producción.

El flujograma característico de una evaluación petrofísica incluye, pozo a pozo:

- Recopilación de información.
- Análisis de data de núcleos.
- Validación de data de perfiles.
- Edición: pega de curvas / ajuste por profundidad.
- Correcciones ambientales.
- Normalización (si es necesario).
- Selección de parámetros (x-plots, histogramas). Rsh, GRar, GRsh, NPHIsh, RHOBsh
- Calculo de porosidad total.
- Evaluación SW, VSH, litología.
- Identificación de lignitos.

- Corrección por lignitos.

Las principales propiedades petrofísicas son:

A) Porosidad (\emptyset).

Porosidad es el volumen de poros por unidad de volumen de formación; es decir, la fracción del volumen de una muestra que está ocupada por poros o vacíos. El símbolo para la porosidad es \emptyset . Una sustancia densa y uniforme, semejante a un pedazo de vidrio, tiene porosidad cero; una esponja, tiene una muy alta porosidad.

La Porosidad de formaciones de superficie pueden ser muy variadas. Carbonatos densos (calizas y dolomitas) y evaporitas (sal, anhidrita, yeso, etc.) pueden mostrar prácticamente porosidades cero; pozos con arenas consolidadas pueden tener porosidades del 10 al 25 %; arenas no consolidadas pueden tener 25 % o más.

Arcillas o Lutitas pueden contener por encima del 40% de porosidad llena de agua, pero los poros individuales son usualmente tan pequeños que la roca es impermeable al flujo de fluidos.

La Porosidad se clasifica de acuerdo a la colocación física del material que rodea los poros y a la distribución y forma de los poros. En una arena limpia, la roca matriz está formada por granos de arena individuales, mas o menos en forma esférica, empacados juntos de la misma forma en que los poros están entre los granos. Ver figura 3.2.

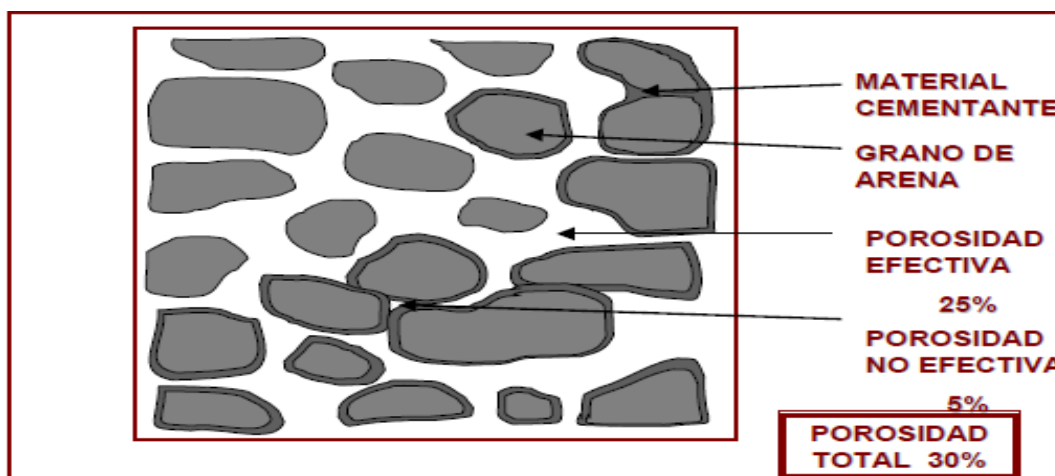


Figura 3.2. Porosidad.

La porosidad puede ser calculada por medio de:

Perfiles Sónico: es un dispositivo acústico, capaz de registrar la propagación de ondas del sonido en el pozo.

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Perfiles Densidad: se basa en el cálculo de la densidad en el pozo a través de la herramienta.

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Porosidad efectiva

$$\phi_e = \phi_{log} - (\phi_{sh} * V_{sh})$$

Donde:

ϕ_e : Porosidad efectiva en %

ϕ_{log} : Porosidad del perfil de densidad (%)

ϕ_{sh} : Porosidad de la Lutita (%)

V_{sh} : Volumen de arcilla (%)

La figura 3.3, muestra la correlación ϕ_e vs. V_{sh} de la formación.

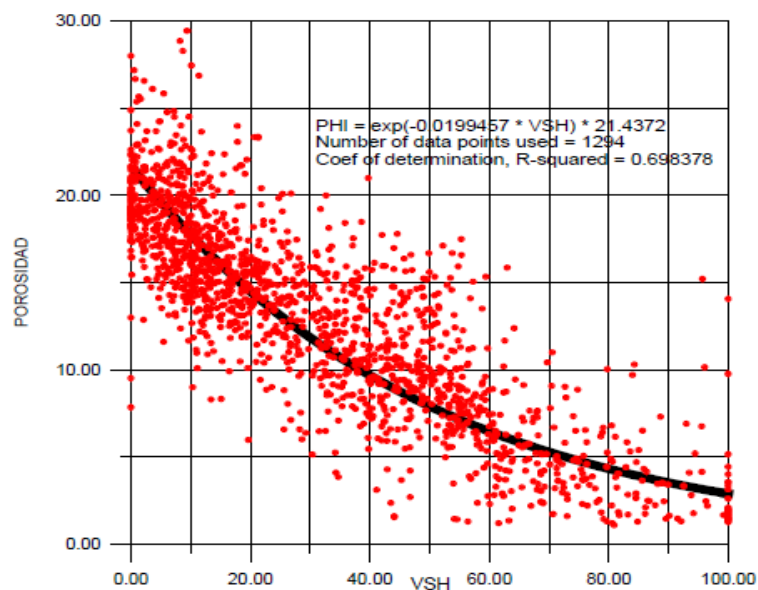


Figura 3.3. Correlación ϕ_e Vs. V_{sh} de la formación.

B) Permeabilidad (k).

La Permeabilidad es una medida de la facilidad con la cual los fluidos pueden fluir a través de la formación. Para una muestra de roca dada y para cualquier fluido homogéneo, la permeabilidad será una constante con tal y los fluidos no tengan contacto con la misma roca.

La unidad de Permeabilidad es el Darcy, la cual es muy grande, tanto que la parte de mil es generalmente utilizada: el milidarcy (md). El símbolo para la Permeabilidad es k.

Una roca, para ser permeable, debe tener algunos poros interconectados, capilares o fracturas. De aquí que exista una relación aproximada entre la Porosidad y la Permeabilidad. Las Permeabilidades más grandes, en general, corresponden a grandes Porosidades, pero esto está lejos de ser una regla absoluta. Ver figura 3.4.

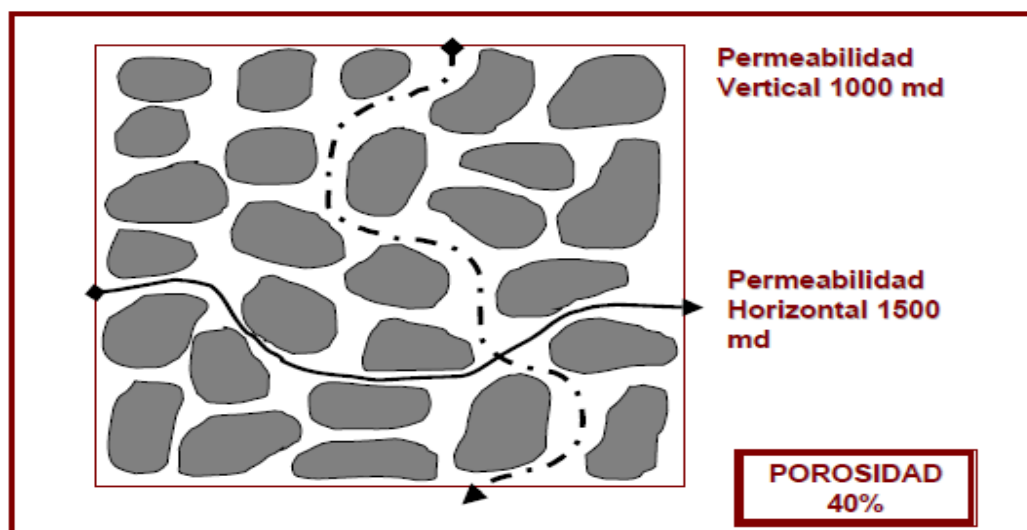


Figura 3.4. Permeabilidad

La permeabilidad puede clasificarse en:

Absoluta: medio poroso que está completamente saturado (100%) con el fluido que se mueve a través de los canales porosos.

Efectiva: facilidad con que una roca permite el flujo de un fluido, en presencia de otros u otros fluidos.

$$K_{efec} < K_{abs}$$

Relativa: cociente entre la permeabilidad efectiva a un fluido y la permeabilidad absoluta.

Las Arcillas y algunas arenas tienen altas porosidades, pero los granos son más pequeños que el camino disponible para el movimiento del fluido, ya que es bastante restringido y tortuoso; así que, sus permeabilidades pueden ser muy bajas.

Otras formaciones, tales como calizas, pueden estar compuestas de una roca densa partida, por un poco de fisuras pequeñas o fracturas de gran proporción.

La Porosidad de cada una de las formaciones puede ser baja, pero la permeabilidad de una fractura puede ser enorme. Por lo tanto, las calizas fracturadas pueden tener baja porosidad pero una permeabilidad extremadamente alta.

C) SATURACIÓN DE AGUA (S_w).

La Saturación de una formación es la fracción del volumen de poros ocupados por el fluido considerado. La Saturación de Agua, es entonces, la fracción (o porcentaje) del volumen de poros que contiene agua de la formación. Pero si nada más existe agua en los poros, una formación tiene una Saturación de Agua del 100 %.

El símbolo para la Saturación es S; varios subíndices son utilizados para denotar saturación de un fluido en particular (S_w para Saturación de Agua, S_o para Saturación de Petróleo, S_h para Saturación de hidrocarburos, etc.). La Saturación de Petróleo, o Gas es la fracción del volumen de poros que contiene petróleo o gas. Los poros deben estar saturados con algún líquido. Así, la sumatoria de todas las saturaciones en una roca de formación dada debe ser un total del 100 %.

D) ARCILLOSIDAD (V_{sh}).

Arcillosidad: cálculo de cantidad de arcilla presente en el espacio poroso. La figura 3.5, muestra las correlaciones utilizadas para el cálculo de la Arcillosidad.

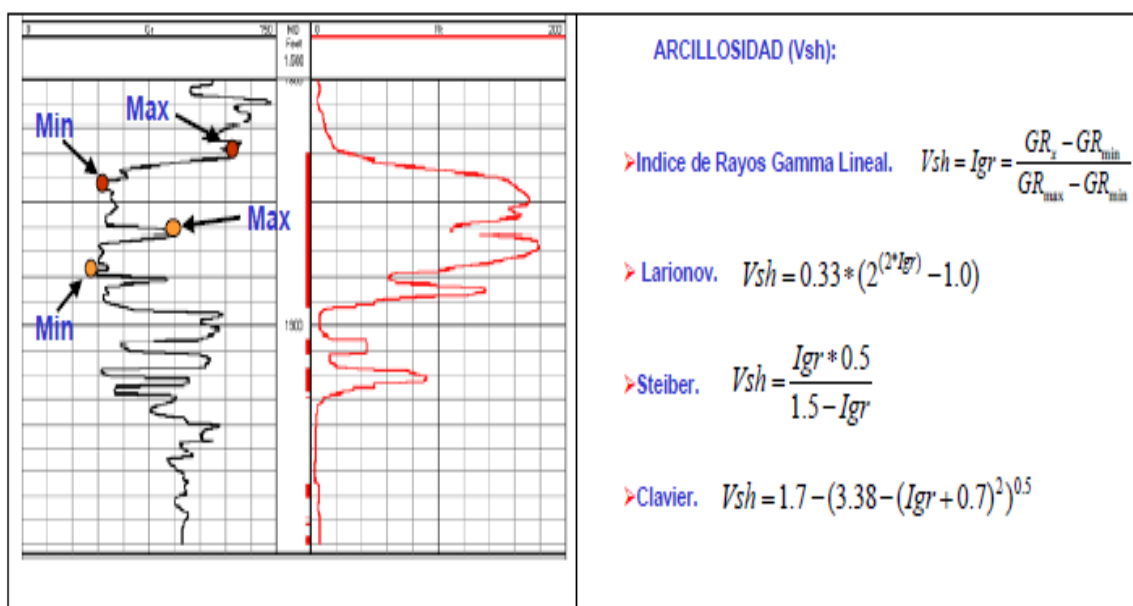


Figura 3.5. Cálculo de Arcillosidad.

4.2.2. Propiedades de los Fluidos.

El conocimiento de las propiedades de los fluidos es esencial para determinar la descripción de los yacimientos.

La principal importancia de la caracterización de los fluidos del yacimiento es la determinación de las fases de los fluidos contenidos en el mismo, que son:

- Fase gaseosa.
- Fase Líquida y gaseosa.
- Fase líquida saturada con gas.
- Fase líquida conteniendo un poco o nada de gas.

Las propiedades que son de interés en este análisis son :

- La compresibilidad.
- La viscosidad.
- El factor volumétrico.
- Punto de burbuja.
- Punto de rocío.

Los parámetros básicos de presión, volumen y temperatura (PVT) son los que gobiernan en gran parte el comportamiento de producción de un yacimiento.

El análisis PVT es el conjunto de pruebas que se realizan en el laboratorio a fin de determinar las propiedades y su variación con presión de los fluidos de un yacimiento petrolífero.

Se realizan Pruebas de laboratorio de los fluidos de un yacimiento petrolífero, para determinar propiedades y su variación con presión.

La muestra debe ser representativa del fluido original en el yacimiento.

Debe simular el proceso de liberación gas - petróleo desde el yacimiento hasta los separadores.

Ocurren dos tipos de liberación:

- Diferencial.
- Instantánea

Liberación diferencial

Es aquella en la cual la composición total del sistema (gas mas líquido) varia durante el agotamiento de presión. En este caso el gas liberado durante la reducción de presión es removido parcial o totalmente del contacto con el petróleo. Ver figura 3.6.

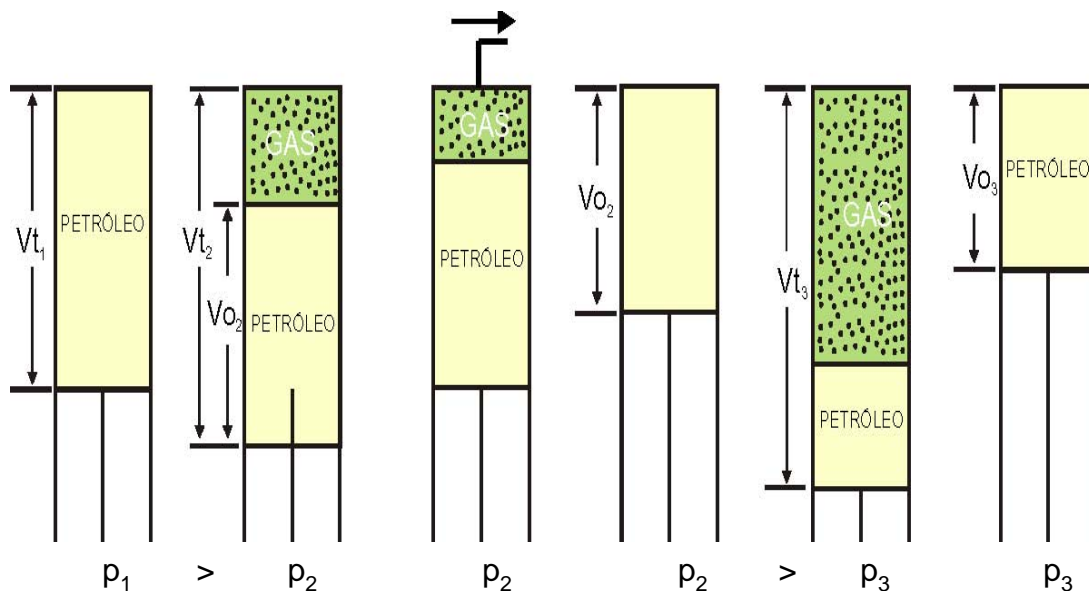


Figura 3.6. Proceso de liberación diferencial.

La figura 3.7, muestra la variación Presión-Volumen durante el proceso de liberación diferencial.

Variación Presión-Volumen durante la liberación diferencial

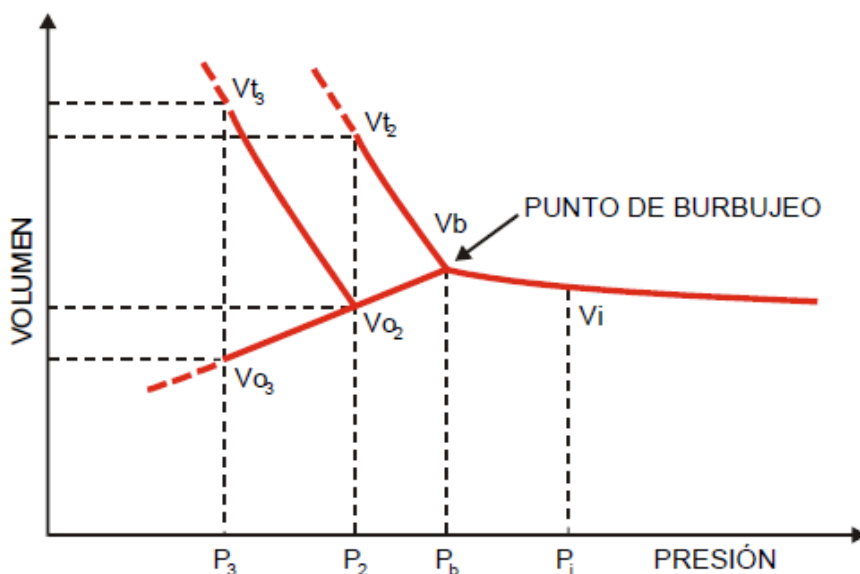


Figura 3.7. Variación presión – volumen durante la liberación diferencial.

Liberación instantánea

Es cuando el gas permanece en contacto con el líquido lo que significa que la composición total del sistema permanece constante durante el agotamiento de presión. El proceso de liberación instantánea se muestra en la figura 3.8.

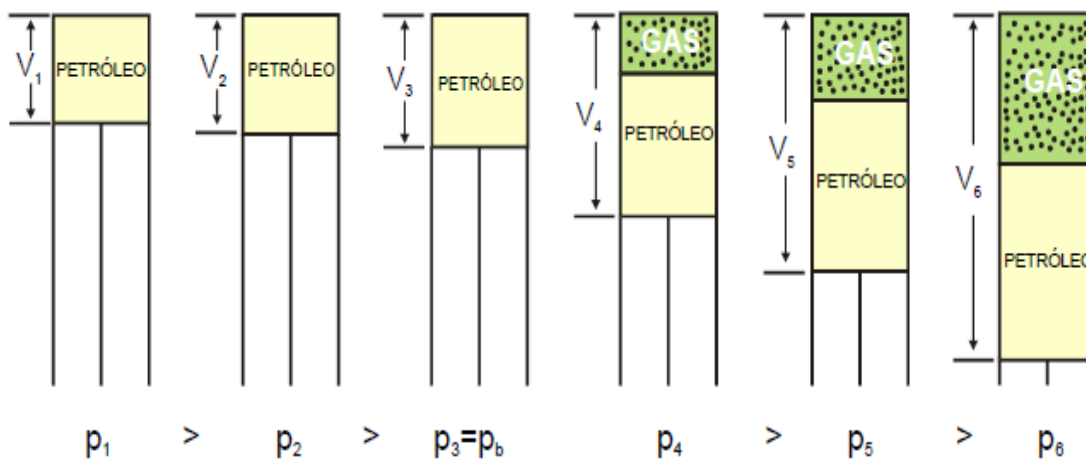


Figura 3.8. Proceso de liberación instantánea.

La figura 3.9, muestra la variación Presión - Volumen durante el proceso de liberación instantánea.

Variación Presión-Volumen durante la liberación instantánea

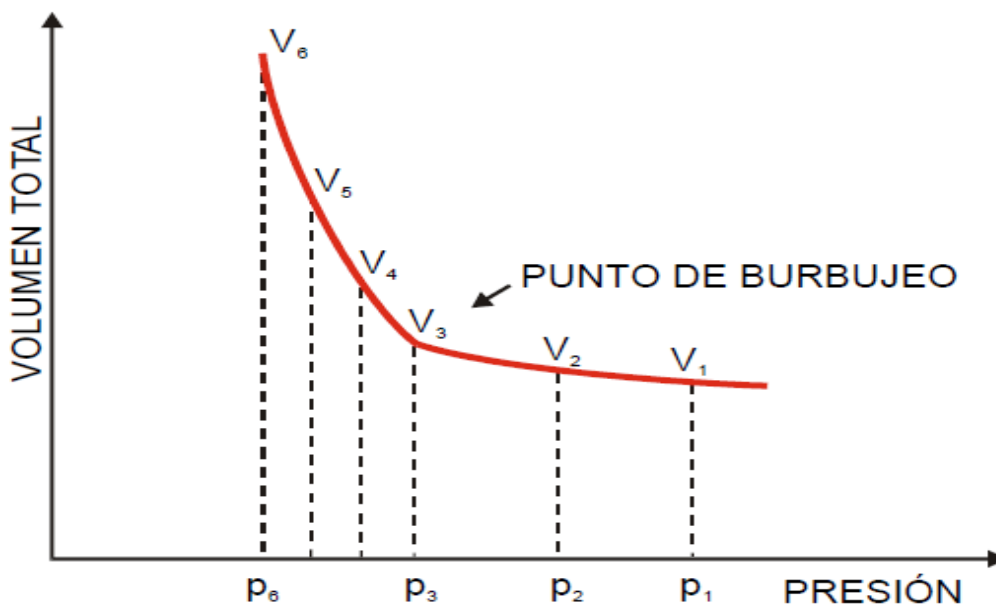


Figura 3.9. Proceso de liberación instantánea.

Liberación de gas en el yacimiento.

- Depende de la saturación de gas libre S_g en la zona de petróleo.
- $S_g \geq S_{gc}$; $K_g = 0$. El gas no se mueve.
 - Liberación TIPO INSTANTANEA
 - Ocurre al comienzo de la vida productiva o si hay acuífero muy activo
- $S_g > S_{gc}$; $K_g > 0$ el gas libre se mueve.
- Fase gaseosa se mueve hacia el pozo a tasa de flujo mayor que la líquida.
- Composición total del sistema cambia en un volumen de control dado.
- Liberación Tipo diferencial.
 - Ocurre cuando la presión del yacimiento cae por debajo del P_b

$$RGP > R_s$$

La liberación de gas en el yacimiento se considera intermedia entre diferencial e instantánea aunque se acerca más a diferencial, debido a la elevada caída de presión en la cercanía a los pozos.

Liberación de gas en superficie

- Gas y líquido se mantienen en contacto en:
 - Tuberías de Producción.

- Líneas de Flujo.
- Separadores.
- No hay cambio de la composición total del sistema.
- Hay agitación permanente.
- Hay equilibrio entre las fases.
- Liberación TIPO INSTANTANEA.
- Si hay varios separadores, se acerca a DIFERENCIAL.

Propiedades en la Caracterización de los Fluidos.

a) Relación Gas – Petróleo en Solución, R_s

Solubilidad del Gas Natural en el crudo.

Pies cúbicos normales de gas (ft³n) en un barril normal de crudo (stb).

$$R_s = \frac{\text{Volumen de Gas en Solución @ p y T.}}{1 \text{ Barril de Petróleo @ } 14,7 \text{ lpc y } 60^\circ\text{F}}$$

b) Factor Volumetrico del Petroleo, B_o

Volumen de barriles (a p y T de yacimiento) ocupado por un barril normal (a 14,7lpc y 60°) de petróleo más el gas en solución.

$$B_o = \frac{\text{Barriles de crudo saturado con gas @ p y T.}}{1 \text{ barril de crudo @ } 14,7 \text{ lpc y } 60^\circ\text{F}} \quad \frac{\text{bly}}{\text{stb}}$$

Tiene en cuenta el efecto de la presión, temperatura y gas en solución sobre el volumen del crudo.

Generalmente $B_o > 1$

Puede ser < 1 en crudos con muy poco gas en solución a altas presiones y temperaturas moderadas.

c) Factor Volumetrico del Gas, B_g

Relaciona el volumen del gas en el yacimiento (a p y T) al volumen de la misma masa de gas en superficie a 14,7 lpc y 60° F.

Es un factor adimensional.

Se expresa en bly/ft³n ó ft³y/ft³n.

Toma valores muy pequeños por expansibilidad del gas.

$$B_g = \frac{14,7 Z_g T}{520 p} = 0,02829 \frac{Z_g T}{p} \quad \frac{\text{bly}}{\text{ft}^3\text{n}}$$

d) Factor Volumetrico Total o Bifasico, Bt

$$B_t = \frac{\text{Vol de crudo saturado} + \text{Vol de Gas libre @ } p \text{ y } T.}{\text{Vol de crudo @ } 14,7 \text{ lpc} \text{ y } 60^\circ \text{ F}} \quad \frac{\text{bly}}{\text{stb}}$$

Donde:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g$$

$$B_o \Rightarrow \text{bly} / \text{stb}$$

$$B_g \Rightarrow \text{bly}/\text{ft}^3\text{n}$$

$$R_{si} - R_s \Rightarrow \text{ft}^3\text{n} / \text{stb}$$

Crudos Subsaturados

$$p > p_b, \quad R_{si} = R_s \quad \text{y} \quad B_t = B_o$$

Crudos saturados

$$p < p_b, \quad R_{si} > R_s$$

$$p \Rightarrow B_o \quad \text{y} \quad (R_{si} - R_s) \quad \text{y} \quad B_g \Rightarrow B_t$$

e) Viscosidad del Petroleo, μ_o

Crudo Subsaturado:

Si la presión disminuye la μ_o disminuye por expansión.

Crudo Saturado:

Si la presión disminuye la μ_o aumenta por reducción del gas es solución

En un yacimiento agotado, el crudo tiene una viscosidad mayor que la que tenía el crudo original.

Compresibilidad del Petroleo, C_o

Compresibilidad de una substancia es el cambio unitario de volumen con presión a temperatura constante.

$$C_o = - \frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial P} \right)_T$$

Donde:

Co = Compresibilidad del petróleo, psi⁻¹

Vo = Volumen.

p = Presión

Consistencia de los Resultados de un PVT de Laboratorio

- Antes de usar un PVT se deben corroborar los siguientes aspectos:
- Temperatura de la prueba.
- Condiciones de recombinación.
- P y T de recombinación en el laboratorio iguales a las del separador.
- P y T del separador al tomar muestras de gas, iguales a las de la toma de la muestra de líquido.
- Prueba de densidad.
- Prueba de linealidad de la función Y.
- Prueba de balance de materiales.
- Prueba de la desigualdad:

- **Prueba de Densidad.**

Densidad del petróleo saturado con gas a pb de la prueba de liberación diferencial debe ser igual a la densidad calculada a partir de las pruebas de separadores.

$\rho_{bof} = (\text{Masa de petróleo de tanque} + \text{Masa de gas del separador} + \text{Masa de gas del tanque}) / \text{Unidad de volumen de petróleo a Pb y T.}$

Si hay diferencia entre estos valores de densidad, no debe ser superior a 5% para validez.

- **Prueba de linealidad de la función Y.**

Gráfico de Y vs p debe dar una línea recta si el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio fueron hechas con precisión.

- **Prueba de balance de materiales.**

Verificar si la R_s experimental de la prueba de liberación diferencial es igual a la R_s calculada por balance de materiales.

Para ello se requiere de:

- Gravedad API del crudo.
- Relación gas - petróleo en solución a diferentes presiones.
- Factor volumétrico del petróleo a diferentes presiones.
- Gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación.
- **Resultados de la prueba PVT deben corresponder con el comportamiento de producción de yacimiento.**

Pruebas de Producción	Análisis PVT
<ul style="list-style-type: none"> • RGP estable. • Declinación rápida de presión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Yacimientos Subsaturados $p_b < p_y$
<ul style="list-style-type: none"> • Incremento rápido de RGP. • Poca declinación de presión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Yacimientos saturados $p_b = p_y$

4.2.3. Caracterización del Sistema Roca Fluido.

Presión Capilar

La presión capilar, es la diferencia de presión entre dos fluidos inmiscibles a través de la interface que se forma entre ellos, cuando se ponen en contacto en un medio poroso.

$$P_c = P_{FNM} - P_{FM}$$

Donde:

P_c = Presión capilar, lpc.

P_{FNM} = Presión fase no mojante, psi.

P_{FM} = Presión fase mojante, psi.

Es una función dependiente de saturación que permite calcular:

- Saturación de agua sobre el nivel de agua libre.

- Tamaño de la garganta de poros y distribución.
- Permeabilidad relativa en ausencia de datos medidos.

Los valores de presión obtenidos deben convertirse a las condiciones de los fluidos del yacimiento, antes de calcular la altura sobre el nivel de agua libre.

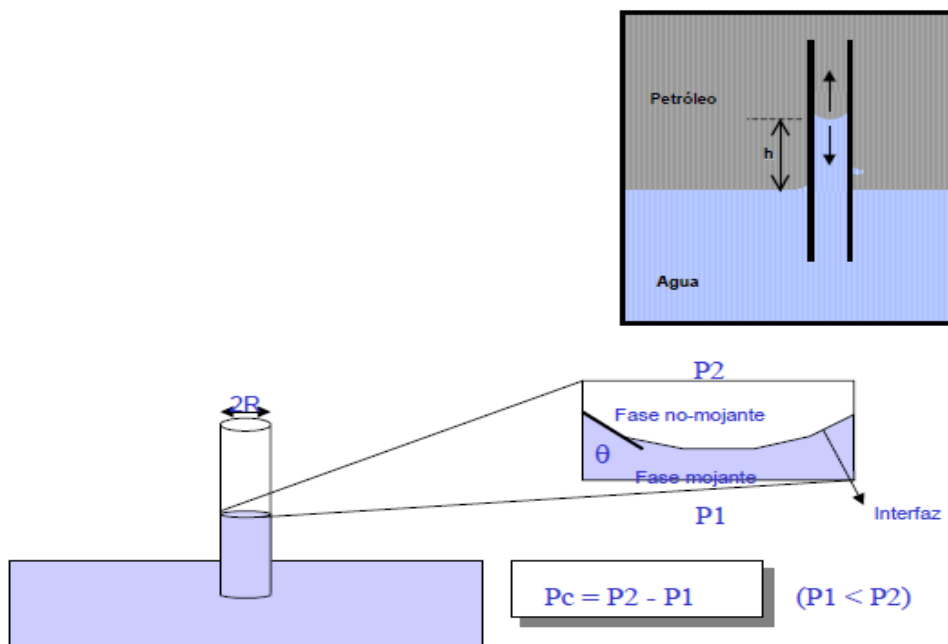


Figura 3.10. Presión capilar.

- Las fuerzas capilares se manifiestan a través de un diferencial de presión en la interfaz entre la fase mojanete/ no-mojante llamado presión capilar (P_c)
- Por convención P_2 es la presión de la fase más densa, no necesariamente mojanete, por lo que P_c puede ser negativa. Ver figura 3.10.

Considerando el medio poroso como empaque de tubos capilares:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r}$$

Donde:

σ = tensión interfacial, dinas / cm.

P_c = presión capilar, dinas / cm².

θ = ángulo de contacto.

r = radio promedio de los poros.

Presión Capilar – Efecto del Tamaño y Distribución de los Poros

- P_c es inversamente proporcional al tamaño de los poros.
- Si todos los poros fuesen del mismo tamaño, P_c vs. S_w daría una recta horizontal.
- A medida que disminuye el tamaño de los poros, la permeabilidad disminuye. La permeabilidad disminuye y la presión capilar aumenta.

Distribución Inicial de S_w

Debido a la presencia de las fuerzas capilares en el medio poroso, pueden existir zonas de transición agua - petróleo y petróleo - gas en yacimientos con acuíferos y / o capas de gas.

Es importante conocer la distribución inicial de saturaciones de fluidos en la zona de petróleo. Es una de las más importantes aplicaciones de la presión capilar.

Suponiendo:

- Un yacimiento de petróleo con un acuífero de fondo.
- Las columnas de agua y petróleo son continuas y en contacto a través del yacimiento.
- Los fluidos están en equilibrio estático.

La distribución de fluidos con profundidad en un yacimiento se muestra en la figura 3.11.

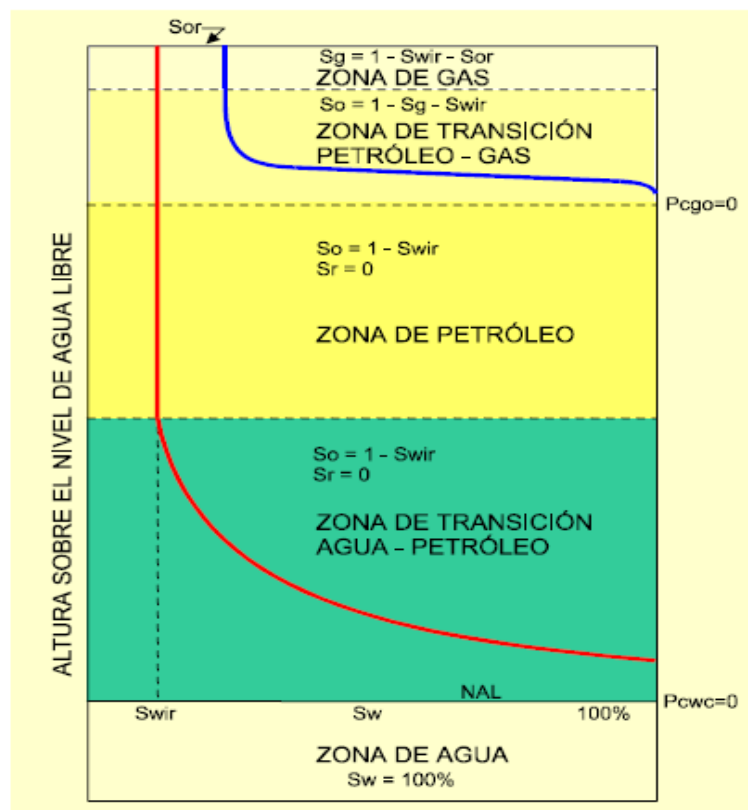


Figura 3.11. Distribución de fluidos con profundidad en un yacimiento.

Permeabilidad

Medida de la facilidad con que una roca permite el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados.

- **Absoluta:** medio poroso que está completamente saturado (100%) con el fluido que se mueve a través de los canales porosos.
- **Efectiva:** facilidad con que una roca permite el flujo de un fluido, en presencia de otros u otros fluidos.

$$K_{efec} < K_{abs}.$$

- **Relativa:** cociente entre la permeabilidad efectiva a un fluido y una permeabilidad base.

Las figuras 3.12 y 3.13, muestran las curvas típicas de K_r Gas-Petróleo

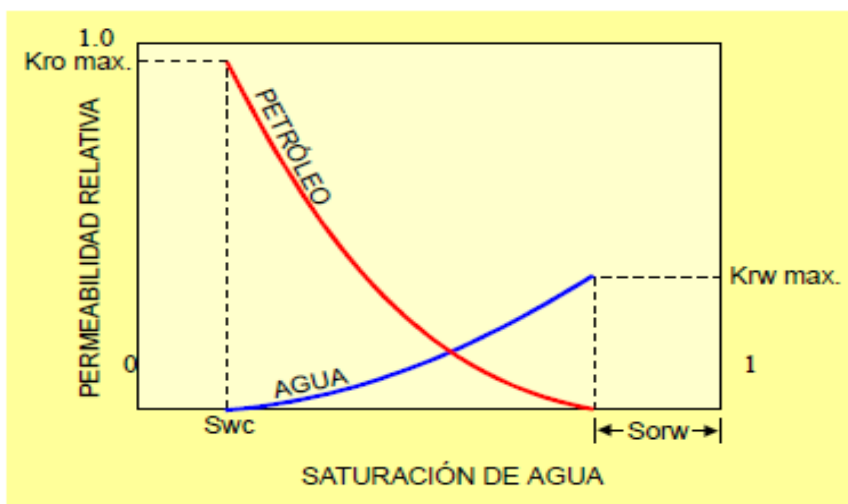


Figura 3.12. Permeabilidad relativa Agua – petróleo

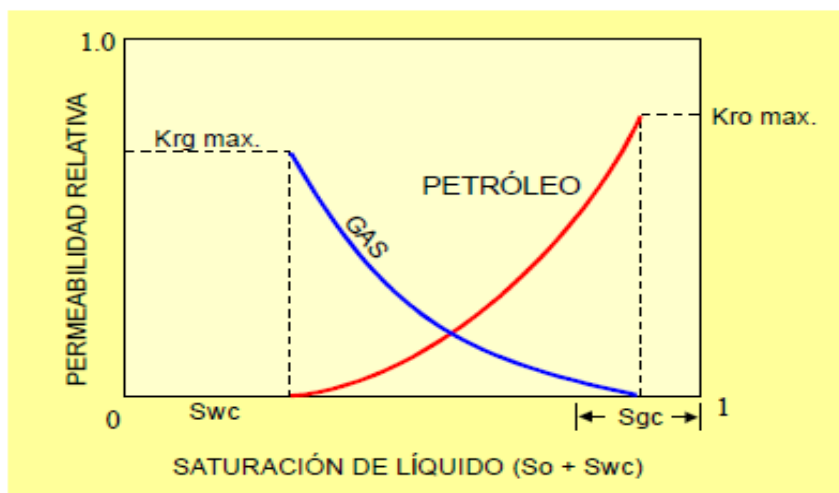


Figura 3.13. Permeabilidad relativa Gas - Petróleo

4.3 Heterogeneidades y Compartimientos.

Los Hidrocarburos se encuentran almacenados en Rocas que son el producto de procesos de sedimentación. Los sedimentos son transportados y cuando la rata de transporte cambia ocurren procesos de Sedimentación o de Erosión.

El transporte de los sedimentos es un fenómeno periódico; sin embargo, cuando la secuencia depositada es preservada, la depositación de los sedimentos prevalecerá en el tiempo.

Las Rocas poseen propiedades que son conocidas como propiedades petrofísicas. A escala poral, las propiedades petrofísicas estarán controladas por la textura (tamaño del grano y escogencia o uniformidad).

La textura es controlada por muchos parámetros primarios: fuente de sedimentos, características, energía de depositación, clima y rata de cambio. Las propiedades petrofísicas son modificadas por fenómenos de compactación y diagénesis.

Los cambios que sufren las rocas durante y después de su depositación origina cambios en la distribución espacial de sus propiedades petrofísicas, a medida que estas variaciones son mas pronunciadas tendremos rocas con mayor heterogeneidad.

Cuantificar el grado de heterogeneidad de un yacimiento es de gran importancia para planificar su explotación. La heterogeneidad afecta el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento. Una de las propiedades petrofísicas comúnmente utilizada para medir la heterogeneidad es la permeabilidad de la roca.

En la permeabilidad se conjugan varias propiedades (porosidad, espesor, saturaciones) Para evaluar el impacto de la heterogeneidad en un esquema de explotación dado se modelan distintas representaciones del yacimiento utilizando técnicas Geoestadísticas

Si consideramos que la heterogeneidad es la medida de la variabilidad de todas aquellas propiedades o cambios en las condiciones que afectan el movimiento o desplazamiento de los fluidos, podemos inferir que estará controlada por aspectos de tipo sedimentario y por elementos estructurales (fallas).

La existencia de una o de ambas condiciones originara yacimientos conformados por varios compartimientos (estructurales o estratigráficos).

La caracterización detallada del yacimiento integrando sus características físicas y el comportamiento de producción y de presiones de los pozos perforados permitirá identificar la existencia de esos compartimientos e incorporar zonas o regiones con altos volúmenes de hidrocarburos que no esta siendo explotado.

4.4. Saturación y Distribución Actual de Fluidos.

La distribución de los fluidos con el tiempo puede determinarse por medio de:

- Registros de Pozos.
- Sísmica.
- Comportamiento de Producción.
- Uso de Trazadores.

Trazadores.

Los Trazadores son sustancias presentes naturalmente en el yacimiento o inyectadas al mismo, cuya producción puede ser medida en los pozos productores con el objeto de ayudar a caracterizar el yacimiento.

Tipos de trazadores:

- Fluido a trazar:
- Agua
- Gas

Naturaleza del trazador:

- Natural
- Radioactivo
- Químico

Tipos de prueba

- Entre pozos
- Pozo simple

El uso de trazadores permite:

- Medir la comunicación lateral entre pozos y vertical entre arenas.
- Heterogeneidades (barreras al flujo de fluidos, estratificación de permeabilidades, fracturas).
- Promedio de saturaciones de crudo entre pozos.
- Saturaciones de fluido en las vecindades del pozo.
- Eficiencias de barrido.
- Direcciones preferenciales de movimiento de fluidos.
- Cotejo histórico (en modelaje de yacimientos).

Etapas para implementar una prueba de trazadores:

- Diseño de la prueba:
 - Estudiar factibilidad de realizar la prueba.
 - Integración de la información del campo.
 - Selección de los pozos donde se inyectará el trazador.
 - Selección del trazador a ser usado: pruebas de laboratorio.
 - Determinación de la cantidad de trazador a ser empleado.
- Inyección
- Monitoreo
 - Establecimiento del protocolo de muestreo.
 - Toma de muestras.
 - Análisis de laboratorio/campo.
- Interpretación de los resultados

4.5. Revisión de Niveles de Presión del Yacimiento.

Comportamiento de Presiones.

El objeto de las pruebas de presiones es determinar los cambios del nivel de energía del yacimiento y para evaluar las condiciones de la formación en la vecindad del pozo.

Se utilizan para estimar las propiedades de la formación como:

- La permeabilidad efectiva.
- Efecto de daño.
- Presión en el área de drenaje.
- Presión inicial del yacimiento.
- Comunicación entre pozos.

Tipos de pruebas

- Buildup.
- Drawdown.
- Multitasas.
- Interferencia múltiple de pozos
- Drill stem test.

Buildup:

Es la prueba de presión más utilizada. El pozo esta produciendo por largo tiempo a caudal constante, luego es cerrado. La presión del pozo es registrada antes de cerrarlo y luego se registra con respecto al tiempo. Figura 3.14.

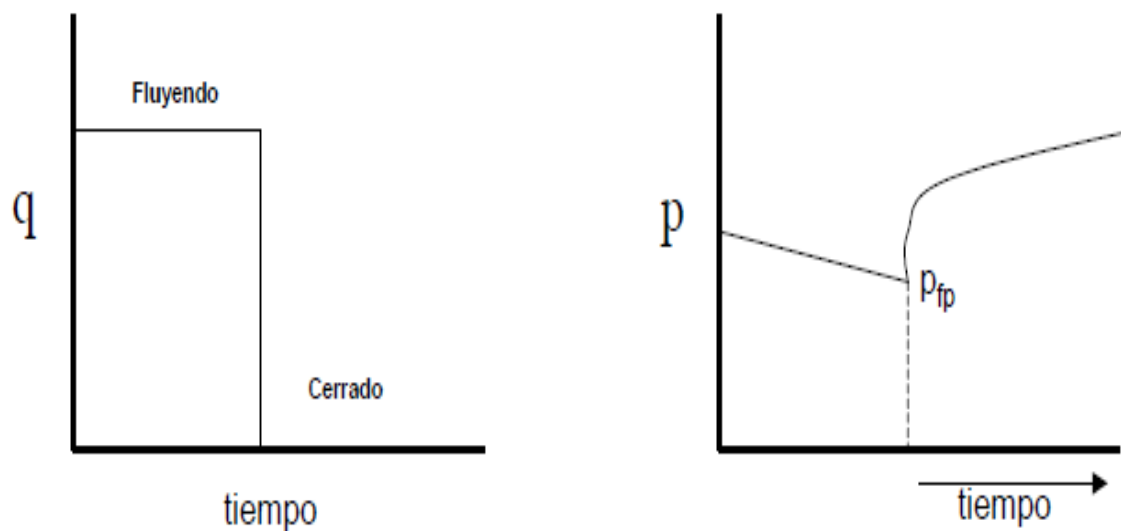


Figura 3.14. Prueba de Buildup.

Método de Horner:

Presión en el fondo del pozo:

$$p_{fp} = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$$

Graficando P_{fp} con respecto a $\log [(t_p + \Delta t) / \Delta t]$ origina una línea recta.

Ver figura 3.15.

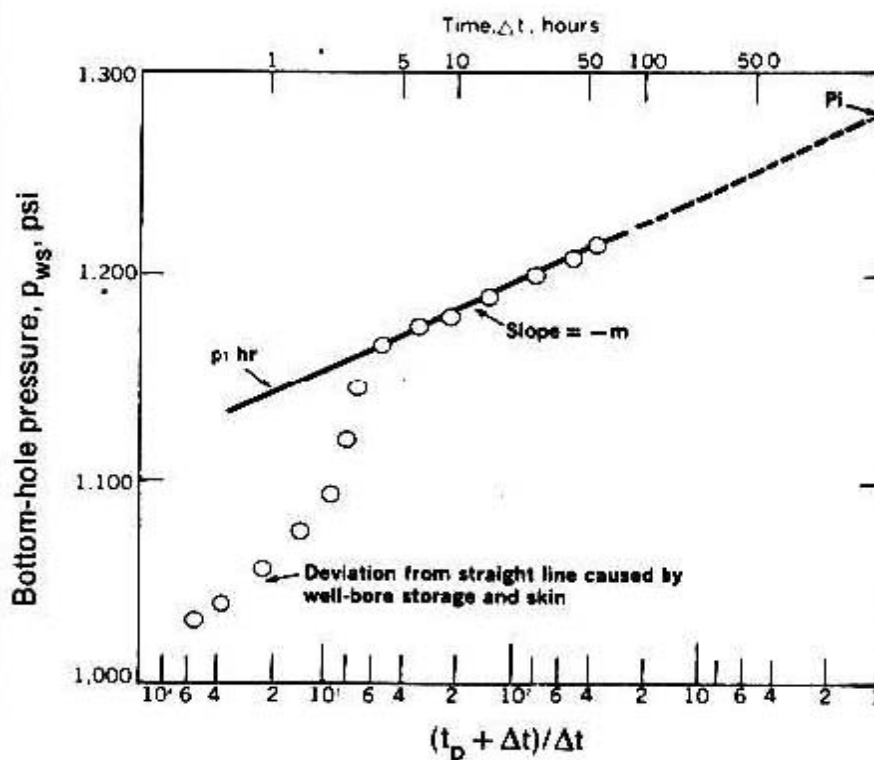


Figura 3.15. Presión de fondo fluyente.

En este gráfico se extrapola la línea al infinito y se determina la presión inicial del yacimiento.

Prueba Drawdown

Esta prueba tiene dos ventajas sobre las pruebas de presión Buildup, las cuales son:

- La producción de hidrocarburos continua durante el periodo de la prueba.
- Permite calcular la comunicación del pozo con el yacimiento y los límites que el yacimiento posee, además de calcular la permeabilidad y el daño a la formación.

Prueba Multitasa

- Este tipo de prueba puede ser aplicado a diferentes regímenes de flujo en el pozo.
- Esta prueba se realiza sin cerrar el pozo, lo que minimiza los efectos de almacenamiento en el fondo del pozo y las fases de la segregación.

Drill Steam Test

El principal propósito de esta prueba es obtener una muestra del fluido del yacimiento y estimar la presión estática del fondo del pozo.

Esta prueba permite estimar la permeabilidad, el daño a la formación o estimulación y la productividad del pozo

4.6 Adquisición de Datos.

Durante la vida del yacimiento, desde la exploración hasta el abandono, se colecta una gran cantidad de información. Un programa eficiente de gerencia del dato consiste en la adquisición, análisis, validación, almacenamiento y recuperación de la información, juega un rol importante en la gerencia del yacimiento. Este programa requiere planificación, justificación, priorización y programación.

Tipos de Información

El tipo de información recolectada antes y después de la producción se muestra en la figura 3.19.

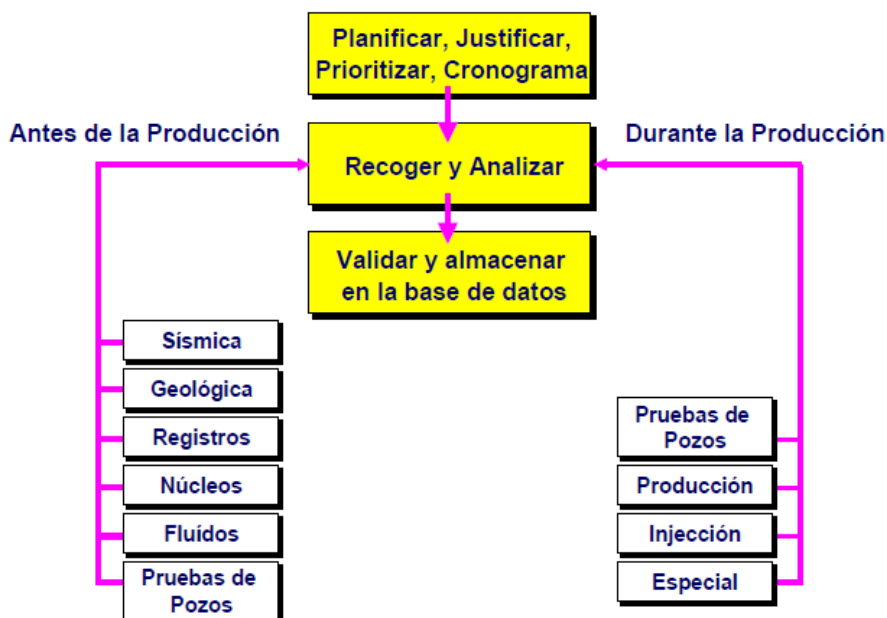


Figura 3.19. Análisis y adquisición de datos.

En la tabla.1 se muestra una lista de la información clasificada según la especialidad, el tipo de data tomada, el tiempo de adquisición y el personal responsable de la adquisición y análisis de la información.

Esto significa que un equipo multidisciplinario de profesionales debe trabajar de manera integrada para desarrollar e implementar de manera eficiente un programa de gerencia de la información.

Tabla N° 1 Datos del Yacimiento

Clasificación	Datos	Etapa de Adquisición	Responsable
Sísmica	<i>Estructura</i> <i>Estratigrafía</i> <i>Fallas</i> <i>Espesor de lechos</i> <i>Fluidos</i> <i>Heterogeneidad</i>	<i>Exploración</i>	<i>Sismólogos</i> <i>Geofísicos</i>
Geológica	<i>Ambientes sedimentarios.</i> <i>Diagénesis</i> <i>Litología</i> <i>Estructuras</i> <i>Fallas</i> <i>Fracturas</i>	<i>Exploración</i> <i>Descubrimiento</i> <i>y Desarrollo</i>	<i>Exploración</i> <i>Geólogos de</i> <i>Desarrollo</i>

<p>Registros</p>	<p><i>Profundidad</i></p> <p><i>Litología</i></p> <p><i>Espesor</i></p> <p><i>Porosidad</i></p> <p><i>Saturación de Fluidos</i></p> <p><i>Contactos:</i></p> <p><i>Gas/oil</i></p> <p><i>Agua/oil</i></p> <p><i>Agua/Gas</i></p> <p><i>Correlaciones entre pozos</i></p>	<p><i>Perforación</i></p>	<p><i>Geólogos</i></p> <p><i>Petrofísicos</i></p> <p><i>Ingenieros</i></p>
<p>Toma de Núcleos</p>		<p><i>Perforación</i></p>	<p><i>Geólogos</i></p> <p><i>Ingenieros de Perforación</i></p> <p><i>Ingenieros de yacimientos</i></p> <p><i>Analistas de laboratorio</i></p>
<p>Basicas</p>	<p><i>Profundidad</i></p> <p><i>Litología</i></p> <p><i>Espesor</i></p> <p><i>Porosidad</i></p> <p><i>Permeabilidad</i></p> <p><i>Saturacion</i></p> <p><i>Residual de Fluidos</i></p>		

Especiales	<i>Permeabilidad relativa</i> <i>Presion Capilar</i> <i>Compresibilidad de poro</i> <i>Tamaño de grano</i> <i>Distribución de tamaño poral</i>		
Fluidos	<i>Factor volumétrico</i> <i>Compresibilidad</i> <i>Viscosidad</i> <i>Solubilidad del gas</i> <i>Composición química</i> <i>Comportamiento de fase</i> <i>Gravedad especifica</i>	<i>Descubrimiento</i> <i>Delineación</i> <i>Desarrollo y producción</i>	<i>Ingeniero de Yacimiento</i> <i>Analista de laboratorio</i>
Prueba de Pozos	<i>Presión de Yacimiento</i> <i>Permeabilidad efectiva</i> <i>Espesor</i> <i>Estratificación</i> <i>Continuidad del</i>	<i>Descubrimiento</i> <i>Delineación</i> <i>Desarrollo e inyección</i>	<i>Ingenieros de Producción</i> <i>Ingenieros de yacimientos</i>

	<i>yacimiento</i> <i>Presencia de fracturas</i> <i>ó fallas</i>		
<i>Producción & Inyección</i>	<i>Tasa de producción de petróleo, agua y gas.</i> <i>Producción acumulada Tasa de Inyección de agua y gas</i> <i>Inyección acumulada.</i> <i>Perfiles de inyección y producción.</i>	<i>Producción e Inyección</i>	<i>Ingenieros de Producción</i> <i>Ingenieros de yacimientos</i>

Adquisición y Análisis de la información

Grupos multidisciplinarios (Geofísicos, Geólogos, Petrofísicos, Ingenieros de Perforación, Producción y Yacimiento) se involucran en la recolección de varios tipos de información a través de la vida del yacimiento (ver tabla 1).

La mayoría de la información, excepto la de producción e inyección, se recolecta durante la etapa de delineación y desarrollo de los campos.

Para realizar un programa efectivo de recolección y análisis de la información, es necesario realizar una planificación del trabajo, mediante la participación del equipo de trabajo en su totalidad, es decir todos los entes involucrados en cualquier etapa de toma de data deben estar al tanto de la planificación.

Por un lado la toma de información debe ser justificada y jerarquizada para evitar costos innecesarios, por otra parte se debe aprovechar al máximo la información recolectada mediante un exhaustivo análisis de la misma, de manera tal que se defina el beneficio directo de la toma de información.

Dandona, señala que cierto tipo de información, como la derivada de la toma de núcleos, propiedades iniciales de los fluidos, contactos de los fluidos, presión inicial del yacimiento, solamente pueden ser obtenidos en la etapa inicial de desarrollo.

Análisis de núcleo, registros y muestras de fluidos originales del yacimiento deben hacerse en la etapa apropiada usando los procedimientos apropiados para el análisis.

Normalmente se toman registros en todos los pozos, sin embargo se debe seleccionar un número de pozos para tomar núcleo con la finalidad de validar la data. La presión inicial de fondo es una variable que debe ser medida, preferiblemente en todos los pozos; y periódicamente en pozos claves seleccionados.

De acuerdo a *Woods y Aviv*, los pozos clave representan 25% del total de los pozos. Ellos también afirman que es recomendable medir la presión del yacimiento al menos dos veces al año para calibrar los modelos del yacimiento. Existen metodologías definidas para especificar el tipo de información y la cantidad de ella que se va a estudiar, además del procedimiento y la frecuencia de recolección.

En la tabla 2 se muestra la metodología sugerida por Raza.

Tabla 2. Diagrama de Flujo de Eficiencia



Validación de la Información

La información del campo esta sujeta a muchos errores (de toma muestras, sistemáticos, aleatorios). Por lo tanto, la recolección de data necesita ser cuidadosamente revisada y chequeada con exactitud.

Con la finalidad de asegurar la validación, los núcleos y análisis de registros deben ser correlacionados de manera de identificar las diferentes facies geológicas. Las propiedades de los fluidos del yacimiento pueden ser validados mediante la ecuación de estado y por correlaciones empíricas. La validez de los mapas geológicos se puede establecer usando el conocimiento de los ambientes sedimentarios.

La presencia de fallas y discontinuidades de unidades de flujo como evidencia en un estudio geológico pueden investigarse y validarse mediante pruebas de interferencia y pruebas de pulso y trazadores.

El comportamiento del yacimiento se debe monitorear exhaustivamente con la información de inyección y producción incluyendo la presión del yacimiento.

Si se tiene la información histórica de producción y presión, se puede utilizar ecuaciones de balance de materiales y volumetría para determinar la cantidad de petróleo original en sitio.

En caso de que la información de propiedades de la roca tales como, relación agua - petróleo y gas - petróleo permeabilidades relativas y propiedades de los fluidos tales como PVT, no se encuentre disponible, se pueden utilizar correlaciones empíricas para generar esta data.

La base de datos necesita ser actualizada constantemente.

La data almacenada puede ser usada para llevar a cabo manejos integrales de yacimientos incluyendo monitoreo y evaluación del desempeño del reservorio.

El almacenamiento y la recuperación de la información durante el ciclo de vida del yacimiento representa uno de los mayores retos de la industria petrolera debido a la falta de comunicación natural, la incompatibilidad de algunos software y el manejo de información de las diferentes disciplinas.

5.- INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DEL CAMPO Y MEJORAMIENTO DEL RESERVORIO

5.1. Trabajos de Rehabilitación

Definición.

Se entiende por reacondicionamiento, a todos los trabajos efectuados en un pozo que involucran actividades en la zona productora después de su completación original.

Importancia.

Factor fundamental en la producción de crudo aportada por las diferentes actividades que generan el potencial de una corporación.

5.1.1 Análisis de Riesgo en Rehabilitación de Pozos.

La figura 4.1 muestra los factores determinantes a considerar para el análisis del riesgo en las operaciones de rehabilitación de pozos.



Figura 4.1. Consideraciones para la Rehabilitación

5.1.2 Causas.

- Agotamiento natural de los yacimientos
- Inadecuada selección de los pozos
- Fallas en el diagnóstico y asignación del potencial esperado

5.1.3 Factores Considerados (Diagnóstico del equipo de producción)

- Condición mecánica.
- Historia de producción.
- Potencial.
- Pozos vecinos.
- Datos geológicos y registros.
- Producción de arena. Altos cortes de agua y/o gas

5.1.4 Reacondicionamiento, Estimulaciones, Reparaciones y , Actividades.

Reacondicionamiento Permanente.

- Apertura arenas adicionales
- Recompletación
- Aislamiento de intervalos

Reacondicionamiento Temporal.

- Apertura / cierre de arenas (mangas, tapones, etc.)

Estimulaciones.

Mencionaremos a tres estimulaciones:

- Acidificación
- Fracturamiento
- Lavado de perforaciones

Reparaciones.

- Empaque con grava
- Limpiezas
- Eliminación de comunicación

Reparaciones de Pozos.

Son trabajos efectuados a los pozos, con el propósito de reemplazar o instalar herramientas de subsuelo para aumentar la eficiencia del método de producción y/o disminuir la producción de arena asociada al crudo.

Actividades.

En la figura 4.9 se menciona las actividades a realizar.

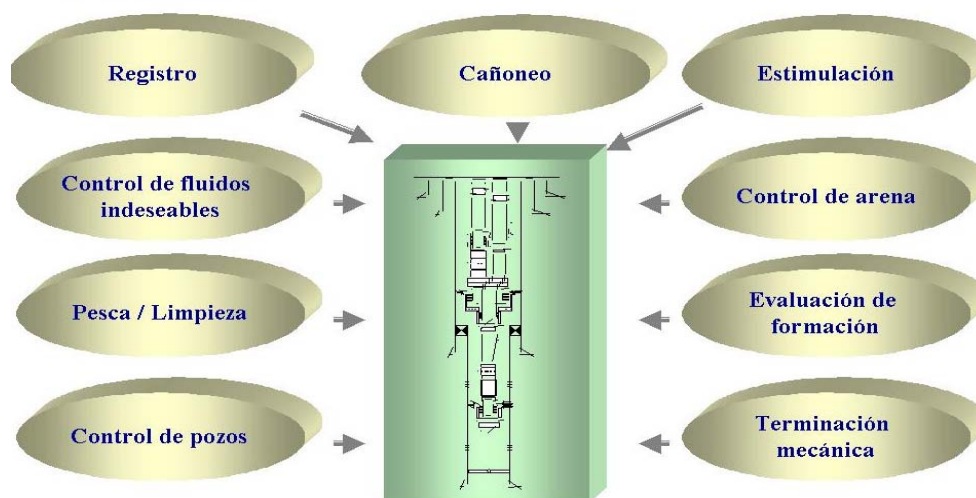


Figura 4.9. Actividades de Reparación

5.1.5 Preparación de los Pozos para Entrada de la Broca

En la figura 4.10 se sigue los pasos para la reparaciones mayores.

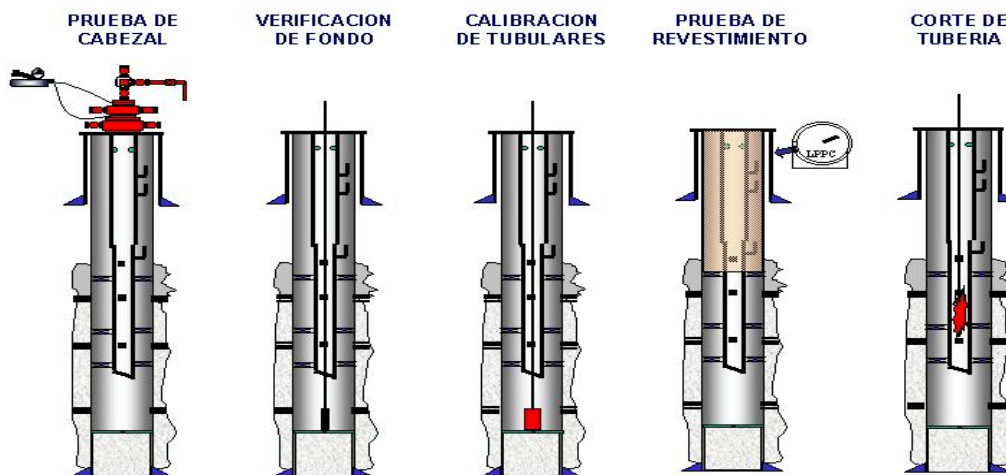


Figura 4.10

5.1.6 Rehabilitación Sin Taladro

- Optimización de fluidos para limpieza
- Diseño de ensamblaje de fondo
- Clasificación de equipos y unidades de tubería continua

- Técnica de cemento contaminado

En la figura 4.11 es la unidad hidráulica en rehabilitación de pozos.



Figura 4.11.

5.1.7 Opciones para extender la vida fluyente de los pozos.

A medida que el pozo produce hay decaimiento de la presión. En el transcurso de la vida productiva del pozo, o del yacimiento en general, se llega a un límite económico de productividad que plantea ciertas alternativas.

Anticipadamente a la declinación antieconómica de la presión se puede intentar restaurarla y mantenerla por inyección de gas y/o agua al yacimiento, con fines de prolongar su vida productiva y aumentar el porcentaje de extracción de petróleo del yacimiento económicamente, o abandonar pozos o abandonar el yacimiento en su totalidad.

Un análisis de la ecuación de flujo radial puede permitirnos identificar opciones para extender la vida fluyente de los pozos. La figura 4.12, muestra un resumen de las opciones para modificar cada uno de los factores que intervienen en la producción

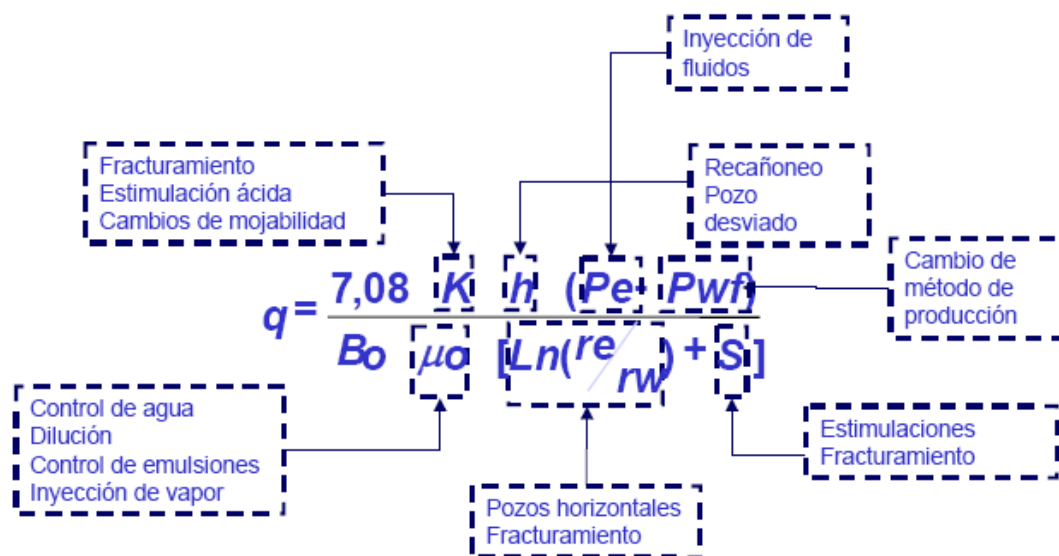


Figura 4.12 Análisis de la Ecuación de Flujo Radial

A continuación se muestran opciones de mejoramiento y solución para diversas causas de disminución de productividad.

Baja Permeabilidad (K)

Diagnostico	Mecanismo	Tratamiento
<ul style="list-style-type: none"> -Análisis de Pruebas de Pozos (build-up). -Análisis convencionales de núcleos. -Correlaciones Núcleos / Perfil. -Correlaciones empíricas(Timur, Purcell, Swanson, Thomeer, etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> -Geología del yacimiento. -Daño de formación. 	<ul style="list-style-type: none"> -Fracturamiento hidráulico: -Corto -Mediano -Largo -Fracturamiento Acido. -Frack Pack.

Alta Viscosidad (U)

Daignostico	Mecanismo	Tratamiento
<ul style="list-style-type: none"> -Crudos viscosos. -Gravedad API menor a 19 (crudos pesados y extrapesados). -Pozos completados en formaciones someras no consolidadas (Mioceno). 	<ul style="list-style-type: none"> -Características propias del crudo. -Formaciones de emulsiones. 	<ul style="list-style-type: none"> -Disminución de la viscosidad con: -Inyección alternada de vapor. -Inyeccion de vapor asistida por gravedad (SAGD). -Inyección de vapor con solvente asistida por gravedad (VEPEX).

Pseudo-Daño

Daignostico	Mecanismo	Tratamiento
<ul style="list-style-type: none"> -Alto valores del factor de daño ($S > 10$) de las pruebas de pozos. -Analisis nodal. -Simulación numérica de yacimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> -Bajo aporte de fluidos al pozo por disminución del área de flujo (flujo turbulento) 	<ul style="list-style-type: none"> -Cañoneo y recañoneo. -Profundizar el pozo en el caso de penetración parcial.

Migración y Taponamiento por Arena

Daignostico	Mecanismo	Tratamiento
<p>-Abrasión severa en los equipos de subsuelo y superficie (Niples, Mangas, Botellas, Reductores, Líneas de Flujo y Separadores).</p> <p>-Muestras tomadas con guaya durante verificaciones de fondo.</p> <p>-Taponamiento de intervalos cañoneados y/o del reductor.</p> <p>-Caracterización de tamaño de grano mediante análisis de núcleos.</p> <p>-Pozos completados en Formaciones Someras no consolidadas (Mioceno).</p>	<p>-Desprendimiento por carencia total o parcial del material cementante.</p> <p>-Desprendimiento por fuerzas hidrodinámicas (Altas viscosidades del crudo y altas velocidades de arrastre).</p>	<p>-Control de la tasa de producción (Tasa optima).</p> <p>-Empaque con grava a Hueco Abierto (OHGP).</p> <p>-Empaque con grava a Hueco Entubado.</p> <p>-Uso en general de Rejillas Ranuradas.</p>

Migración y Taponamiento por Finos.

Daignóstico	Mecanismo	Tratamiento
<p>-Muestras localizadas en el pozo (Fondo del hoyo, Niples, Mangas, botellas) y en los equipos de superficie (Reductores, Separadores).</p> <p>-Alto porcentaje de sedimentos en las muestras de los pozos.</p> <p>-Pozos completados en el Eoceno.</p> <p>-Formaciones con tamaño promedio de grano entre 2 y 40</p>	<p>-Desprendimiento por incompatibilidad entre los fluidos invasores (Perforación, cementación, Completación, RARC e Inyección entre otros) y las arcillas migrables de la formación (Caolinita e Illita).</p> <p>-Desprendimiento por fuerzas hidrodinámicas.</p> <p>-Transporte a través del medio poroso,</p>	<p>-Control de la tasa de producción (Tasa optima).</p> <p>-Estabilizadores para arcillas o finos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tratamientos cáusticos (Hidróxido de Potasio). - Tratamientos ácidos (HF, mud-acid). - Inhibidores para evitar hinchamiento de la Esmectita (Polimeros). - Otros Aditivos (Inhibidores de corrosión,

micrones. -Caracterización de arcillas mediante análisis de núcleos, muestras de canal y registros GR espectral.	taponando el cuello de los poros. -Hinchamiento de las arcillas (Montmorillonita) por reacción con los fluidos invasores.	Estabilizadores de hierro)
---	--	----------------------------

Precipitados Inorgánicos.

Daignóstico	Mecanismo	Tratamiento
<p>-Muestras localizadas en el pozo (Fondo del hoyo, Niples, Mangas, botellas).</p> <p>-Precipitación de escamas en los equipos de superficie.</p> <p>-Taponamiento del reductor.</p> <p>-Taponamiento de intervalos cañoneados.</p> <p>-Análisis físico - químico del agua de formación (Índice de Stiff).</p>	<p>- Natural: Salida del gas en solución por efecto de la caída de presión, que al contacto con el agua y el CO₂ reacciona produciendo la precipitación de Carbonato de Calcio (CaCO₃).</p> <p>- Inducido: Incompatibilidad entre los fluidos utilizados durante las actividades de Perforación, cementación, Completación, RARC e Inyección (agua, vapor) y los fluidos de la formación.</p> <p>- Taponamiento por precipitación de agentes incrustantes:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Carbonato y Sulfato de calcio. - Sulfato de bario. - Carbonato y Sulfuro de hierro. - Oxido férrico. - Sulfato de Estroncio. 	<p>-Acido Clorhídrico (Carbonatos/Areniscas).</p> <p>-Acido Fluorhídrico (Areniscas).</p> <p>-Mud - Acid (Areniscas).</p> <p>-Acido Acético.</p> <p>-Acido Fórmico (Altas Temperaturas).</p> <p>-Acido Fórmico-Clorhídrico (Altas Temperaturas).</p> <p>-Acido Sulfámico y Cloroacético (Bajas Temperaturas).</p> <p>-Acidos Alcohólicos (Yacimientos de Gas).</p>

Precipitados Orgánicos

Daignóstico	Mecanismo	Tratamiento
<p>-Muestras localizadas en el pozo (Fondo del hoyo, Niples, Mangas, Botellas).</p> <p>-Obstrucción en la línea de flujo y/o en el pozo.</p> <p>-Muestras tomadas con guaya durante verificaciones de fondo.</p> <p>-Aumentos anormales en la Relación Gas –Oil (RGP)</p> <p>-Análisis físico - químico del Hidrocarburo</p>	<p>-Natural:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Composición del crudo. - Caídas de T^o en el yacimiento y/o pozo (Precipitación de Parafinas) - Caídas de Presión en el yacimiento y/o pozo (Precipitación de Asfaltenos). <p>-Inducido:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tratamientos inadecuados por el uso de fluidos incompatibles con los fluidos de formación (ocasionan cambios en el PH y en la tensión interfacial). 	<p>-Indispensable pruebas de compatibilidad con el fluido de formación.</p> <p>-Asfaltenos: solventes aromáticos (Xileno)</p> <p>-Parafinas: solventes parafínicos (Tolueno); agua caliente con aditivos químicos como detergentes de parafina, dispersantes o inhibidores.</p>

Bloqueo por Emulsiones

Daignóstico	Mecanismo	Tratamiento
<p>-Inestabilidad en el corte de-agua y sedimentos (alto).</p> <p>-Disminución e inestabilidad en los valores de gravedad API.</p> <p>-Análisis de Laboratorio de las muestras de crudo</p> <p>-Frecuente en pozos perforados con lodos de emulsión inversa.</p>	<p>-Aumento de la tensión interfacial como consecuencia del uso de surfactantes en los fluidos utilizados durante las actividades de Perforación, Cementación, Completación, RARC e Inyección.</p> <p>-Dispersión del agua en petróleo o del petróleo en agua por agitación durante las operaciones de producción.</p> <p>-Características propias del crudo.</p>	<p>-Uso de desemulsificantes.</p> <p>-Uso de agentes antiespumantes como sales de Aluminio de ácidos grasos o alcoholes grasos (evitando espumas estables por acción del gas de formación).</p> <p>-Uso de solventes mutuos.</p>

Bloqueo por Agua.

Daignóstico	Mecanismo	Tratamiento
-Incremento repentino del corte de agua. -Ausencia total de producción.	-Reducción en la permeabilidad efectiva al petróleo, por el incremento de la saturación de agua en el medio poroso en las cercanías del pozo.	-Uso de surfactantes. -Uso de ácidos alcohólicos (Pozos de Gas). -Dejar a producción el pozo, hasta que el agua sea producida.

Inversión de la Mojabilidad

Daignóstico	Mecanismo	Tratamiento
-Pozos con alto corte de agua. -Frecuente en pozos perforados con lodos de emulsión inversa	-Reducción de la permeabilidad efectiva al petróleo por cambio de la humectabilidad de la formación.	-Uso de geles. -Agentes Surfactantes.

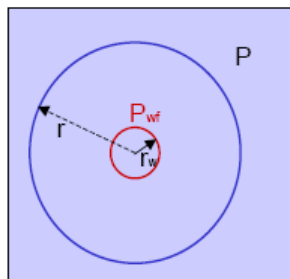
5.2. Evaluación de Índices de Productividad.

A) Comportamiento de afluencia.

- **Ecuación de flujo radial**

Si un pozo esta produciendo líquidos a razón de q bl/día extrayéndolo de un yacimiento horizontal y homogéneo, de un espesor productivo neto de h pies y de una extensión infinita.

Si las condiciones de flujo no cambian con el tiempo y suponiendo que el líquido producido tiene una compresibilidad constante y baja, considerando el radio del pozo r_w pies y la presión en la cara de la arena sea p_{wf} (bl/pulg²) Si el fluido tiene una viscosidad μ cp, la presión p en la formación a una distancia igual al radio r pies. B_o factor volumétrico. K md. Se tiene: Figura 4.21.



$$p = p_{wf} + \frac{qBo\mu}{0.007082kh} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right)$$

Figura 4.21. Representación y ecuación de flujo radial.

Esta ecuación es irreal para valores grandes de r , ya que implica que p aumenta en gran medida cuando se incrementa r , en tanto que en la práctica, p tiende a p_s , la presión estática del yacimiento. Ver figura 4.22.

Si r_e es el valor r , que hace que el lado derecho de la ecuación sea igual a p_s entonces la ecuación da una aproximación razonablemente buena de la distribución de presión real para valores de r menores a r_e .

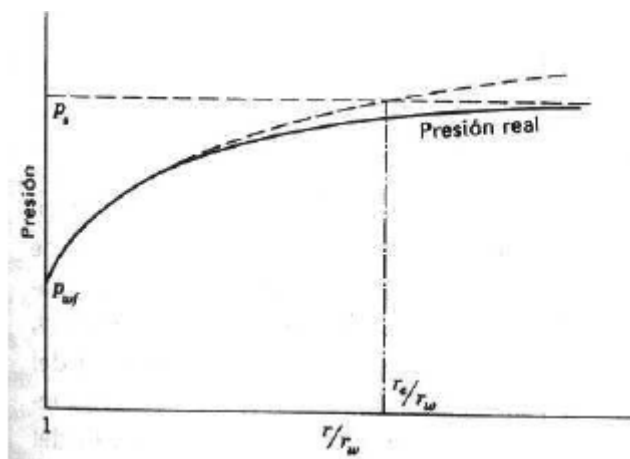


Figura 4.22. Distribución de la presión en la formación.

El modelo puede hacerse más real si se supone que el pozo se localiza en el centro de un yacimiento de forma circular y limitado de radio r_e sin que flujo alguno tenga lugar a través del límite externo.

Al considerar un régimen pseudopermanente, en el cual la presión tiende a declinar en la misma proporción a través de todo el yacimiento independiente de la posición y el tiempo, la ecuación anterior se transforma:

$$p_e = p_{wf} + \frac{qBo\mu}{0.007082kh} \ln\left(\frac{r}{r_w} - 1/2\right)$$

Si la presión media en el área de drenaje, p , se usara en lugar de p_e , la ecuación se modifica de la siguiente forma:

- **Indice de productividad y el IPR**

La presión de producción p_{wf} en el fondo del pozo se conoce como BHP fluyendo, la diferencia entre ésta y la presión estática del pozo p_s es el abatimiento de presión.

$$\text{Abatimiento} = p_s - p_{wf}$$

La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión se denomina Índice de productividad (J).

Si la producción es q en bl/día y el abatimiento está expresado en lb/pulg² el IP se define:

$$J = \frac{q}{p_s - p_{wf}} \quad \frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pulg}^2}$$

El IP específico, designado J_s es el número total de barriles de líquido, a condiciones de almacenamiento, producidos por día por cada lb/pulg² de abatimiento y por cada pie de espesor de la formación productora.

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(p_s - p_{wf})} \quad \frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pulg}^2 \text{ pie}}$$

Si consideramos el flujo radial de un líquido homogéneo de poca compresibilidad que está contenido en un yacimiento horizontal y uniforme, se tiene:

$$J = \frac{q}{(p_s - p_{wf})} = \frac{0.007082kh}{Bo\mu \ln(re/rw)} \quad J_s = \frac{J}{h} = \frac{0.007082k}{Bo\mu \ln(re/rw)}$$

Si el valor de IP del pozo se considera constante, independientemente de la producción actual del pozo (Figura 4.23):

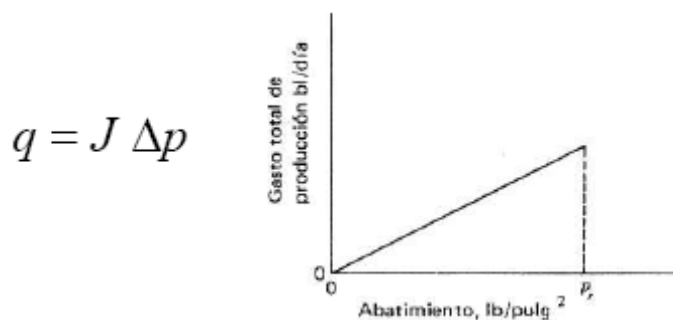


Figura 4.23. Gasto de producción contra abatimiento.

Esta ecuación también puede escribirse así:

$$P_{wf} = P_s - \frac{q}{J}$$

En un momento particular de la vida del yacimiento, p_s tiene un valor específico, por lo que J es constante, al graficar p_{wf} contra q se obtiene una línea recta. Ver figura 4.24.

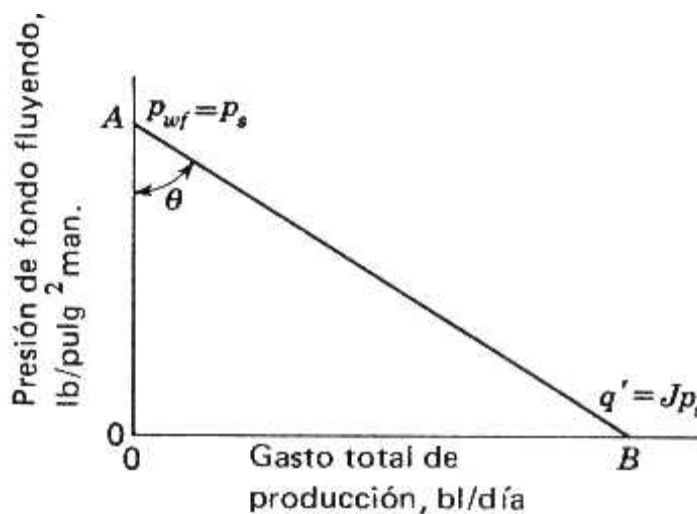


Figura 4.24. Representación gráfica del IP.

El valor de q en el punto B, es decir, Jp_s , se llama potencial del pozo (q'). Es el gasto máximo a la cual la formación puede entregar líquido hacia el pozo, lo que se representa cuando la BHP fluyendo es cero.

Inicialmente se supuso que el IP era independiente de la producción lo que originó que las posibilidades de producción de la formación se definiera como una línea recta. Casi siempre se puede esperar que la línea se curva. La

dirección de la curvatura es tal que el valor de J decrece al incrementarse los valores de Δp , o de q . Ver figura 25.

Gilbert introdujo el termino relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR) para definir la curva de BHP fluyendo Vs. Producción total.

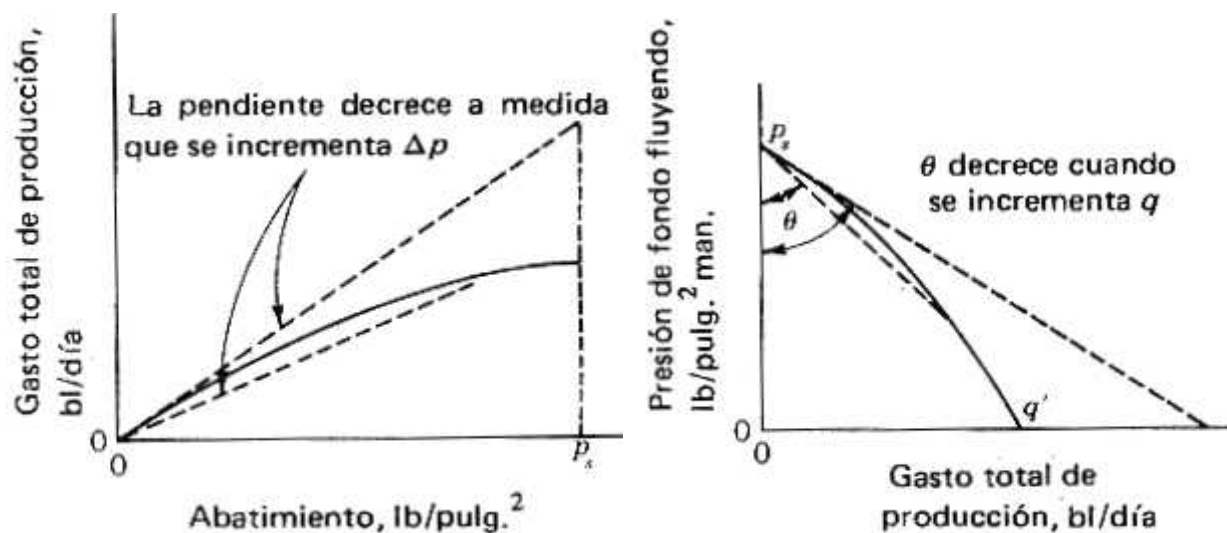
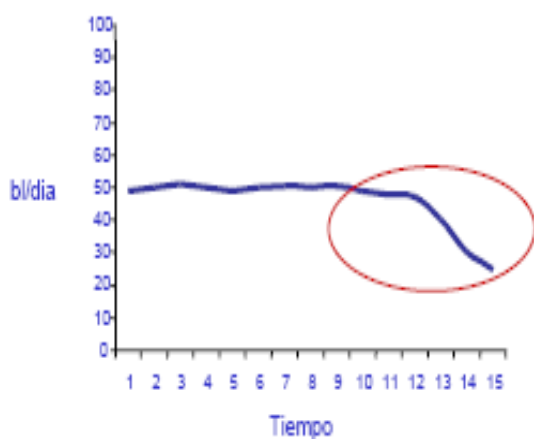


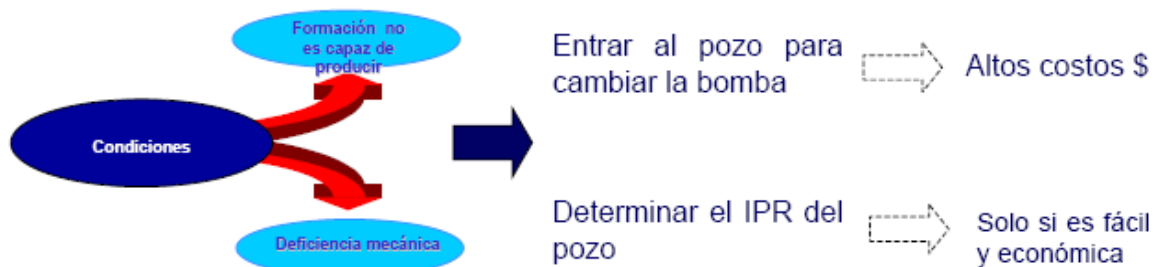
Figura 4.25. Relación del comportamiento del flujo de entrada.

Para ilustrar la importancia del conocimiento del IPR de un pozo se analizará el siguiente ejemplo:

Producción permitida 50 bl/día:



- Durante los primeros años produjo sin dificultad 50 bl/día con una bomba.
- Recientemente la producción es menor.



El primer paso a seguir es determinar el IPR del pozo.

Si el IPR es igual al de la figura 4.26, ningún cambio en la bomba daría la producción de 50 bl/día, hay que conformarse con una producción por debajo de la permitida.

Estudiar la factibilidad de realizar un trabajo de estimulación en el pozo.

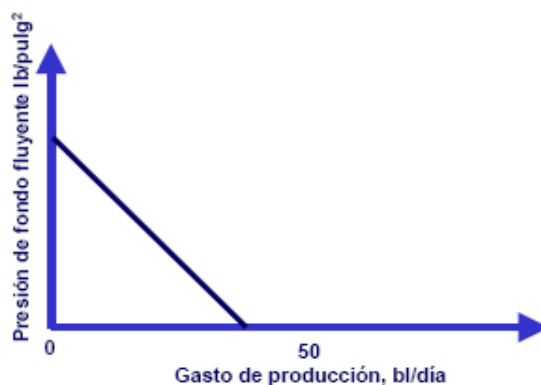


Figura 4.26. IPR, formación incapaz de producir cantidad deseada.

Si, por otra parte, el IPR es como se ilustra en la figura 4.27, existe cierta seguridad de que una intervención en el pozo para un cambio de bomba o una reparación mecánica del equipo del pozo hará que la producción alcance la permitida.

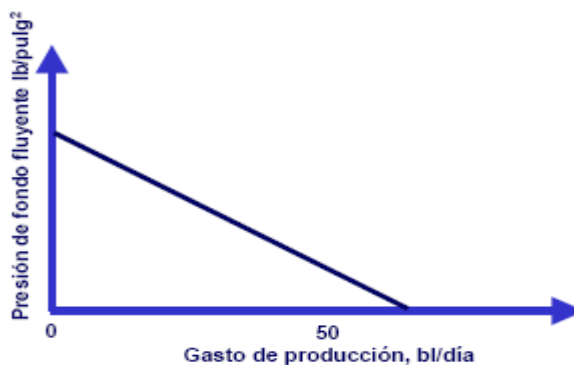


Figura 4.27. IPR, formación capaz de producir cantidad deseada.

- **Predicción del comportamiento de afluencia**

Existen dos interrogante por definir en la predicción del IPR:

- El primero es la forma de la curva de presión contra gasto, es decir, una etapa particular de la extracción.
- El segundo es la manera en que el IPR decrece a medida que continúa la producción.

Hay tres métodos de predicción del IPR:

- Método de Vogel.
- Método Log – Log.
- Método de Fetkovich.

Método de Vogel

Vogel desarrolló una ecuación empírica para definir la forma del IPR de un pozo productor en un yacimiento con empuje por gas disuelto en el cual la presión media del yacimiento es menor a la presión de burbujeo.

$$\frac{q}{q'} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{\bar{p}} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right)^2$$

Si el IPR fuera una línea recta medida a la producción máxima q' , en la ecuación de **J**, tomando la definición de q' , se demuestra que:

$$\frac{q}{q'} = 1 - \frac{P_{wf}}{\bar{p}}$$

Por lo tanto, la diferencia entre el valor de q derivado y el de la ecuación de línea recta de q es

$$q' \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{\bar{p}} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 - 1 + \frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right] = 0.8 q' \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right) \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right)$$

Que nunca es negativo. La diferencia es cero en los extremos definidos por:

$$P_{wf} = 0 \quad \text{y} \quad P_{wf} = \bar{p},$$

y es positiva para todos los valores intermedios de P_{wf} , alcanzando un valor máximo cuando: $P_{wf} = \bar{p}/2$,

La ecuación de Vogel define realmente un IPR de la forma mostrada en la figura 4.28.

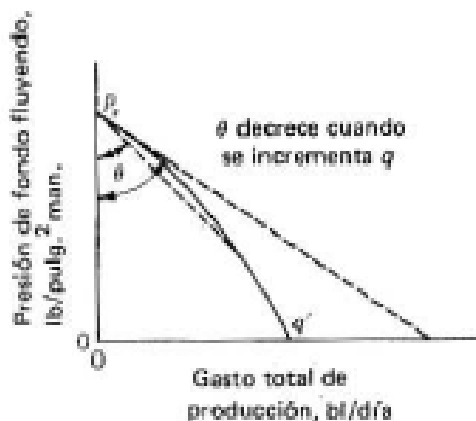


Figura 4.28. Forma del IPR según la ecuación de Vogel.

En un análisis, Standing reescribió la ecuación de Vogel como:

$$\frac{q}{q'} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{p}}\right) \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{\bar{p}}\right)$$

De la cual se obtiene, despreciando cualquier diferencia entre $-p$ y ps ,

$$J = \frac{q'}{\bar{p}} \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{\bar{p}}\right)$$

Sea J^* el valor inicial de J , es decir el valor de IP para abatimientos bajos (figura 4.29). Al tender p_{wf} al valor de p tenemos:

$$J^* = \frac{1.8q'}{\bar{p}}$$

$$J^* = \frac{1.8J}{1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{\bar{p}}}$$

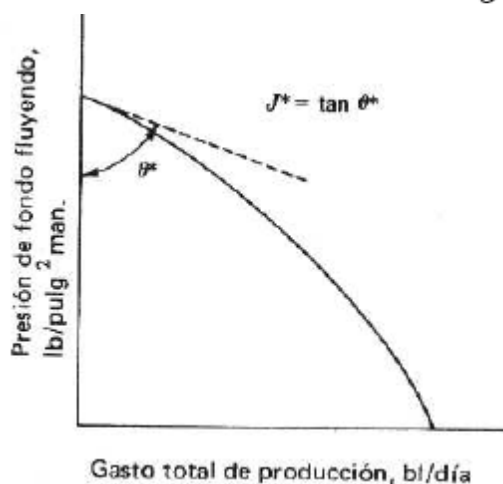


Figura 4.29. Gasto de producción.

Considerando flujo radial, propiedades medidas a la presión media del yacimiento es:

$$J^* = \frac{0.007082koh}{Bo\mu_o[\ln(re/rw) - 3/4]}$$

Un valor futuro de J^* (J_f^*) se puede calcular a partir de un valor presente de J^* (J_p^*):

$$J_f^* = J_p^* \left[\frac{kro}{Bo\mu_o} \right]_f / \left[\frac{ko}{Bo\mu_o} \right]_p$$

Finalmente la curva de IPR futuro es

$$q_o = \frac{J_f^* \bar{p}_f}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{\bar{p}_f} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}_f} \right)^2 \right]$$

Método Log - Log

Un segundo método para definir la forma del IPR es:

$$q = J (\Delta p)^n$$

Las curvas típicas para esta ecuación en una gráfica $p - q$, se pueden observar en la figura 4.31.

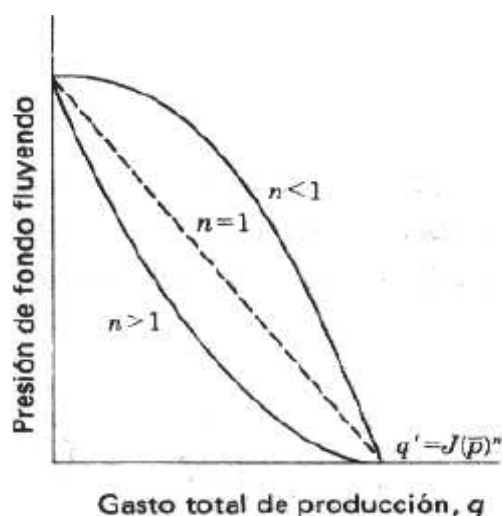


Figura 4.31. Curvas típicas de gastos contra presión.

Es necesario correlacionar J y n por medio de datos de campo, para los pozos de un yacimiento particular. Se puede establecer una malla en una gráfica log-log de q contra Δp , donde los diferentes valores de n dan las pendientes de las líneas, mientras que los de J son los valores de las q correspondientes a una $\Delta p = 1$.

Cada vez que se mide un gasto y el abatimiento de un pozo fluyente, el resultado se gráfica en la malla (punto A).

Este punto define la línea de IPR para el pozo en ese tiempo (mostrado por una línea discontinua).

Se selecciona algún abatimiento como referencia conveniente, quizás 100 lb/pulg² y se gráfica la producción q_{100} que corresponderá a ese abatimiento (punto B) en las figuras 4.32 y 4.33. Para cada pozo se hace una gráfica como esta.

Para obtener el IPR futuro del pozo, se pueden extrapolar lo mejor posible los puntos de la figura 12 y estimar así la producción a un abatimiento de referencia en un tiempo futuro requerido (o al acumulativo del pozo).

Grafíquese este valor en la malla (punto C en la figura 4.32) y trácese la línea por C que ajuste la malla. Esta línea define J y n ; y por lo tanto, el IPR del pozo en un tiempo futuro que se desea.

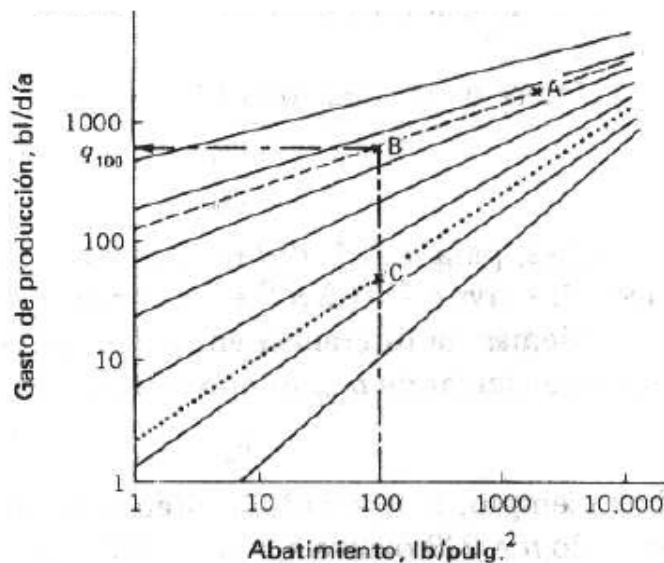


Figura 4.32. Gasto de producción contra una malla de abatimiento.

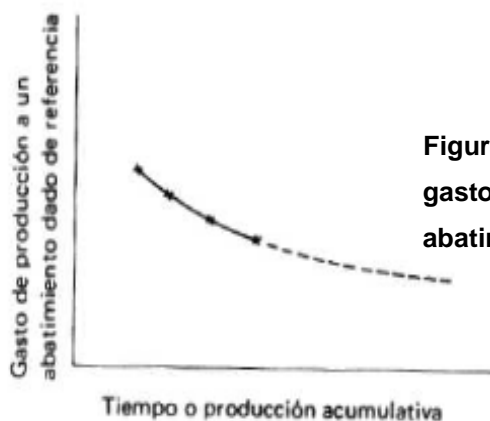


Figura 4.33. Extraplación usando gasto de producción con un abatimiento de referencia.

Método de Fetkovich

Fetkovich desarrolló un método que combina la aproximación de Vogel y las consideración log-log. Ver figura 4.33.

El método tiene como base la ecuación de Evinger y Muskat para un flujo bifásico, con un único pozo de radio **rw** que está drenando un yacimiento horizontal y homogéneo de radio **re**.

$$q_o = \frac{0.007082kh}{[\ln(re/rw)]} \int_{P_{wf}}^{P_e} f(p) dp$$

El caso mas simple con dos fases es el de la presión constante **pe** en la frontera externa, con **pe** menor que la presión del punto de burbujeo. Bajo esta circunstancias $f(q)$ toma el valor $k_{ro}/\mu_o B_o$, donde k_{ro} es la permeabilidad relativa al petróleo bajo las condiciones de saturación en la formación que corresponden a la presión **p**.

Si se considera la presión inicial p_i aproximada a p_e , entonces puede escribirse:

$$q_o = J'_{oi} (p_i^2 - P_{wf}^2) \quad J'_{oi} = \frac{0.007082kh}{[\ln(re/rw)]} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \left(\frac{1}{2p_i} \right)$$

El próximo punto es modificar esta ecuación para tomar en cuenta el hecho de que, **pe** no es constante, sino que decrece a medida que la producción acumulativa aumenta.

La consideración hecha es que J'_{oi} decrecerá en proporción a la reducción de la presión media del yacimiento. Entonces.

$$q_o = J'_{oi} \frac{P_s}{P_i} (p_i^2 - P_{wf}^2)$$

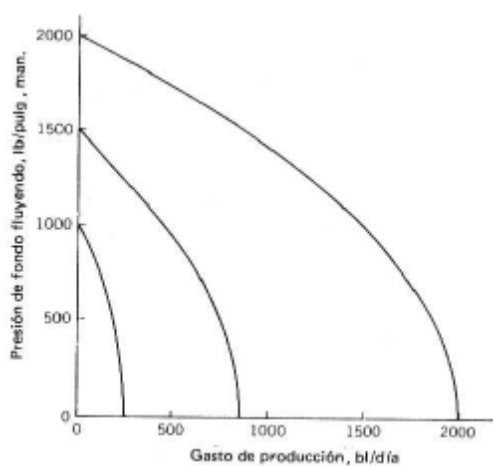


Figura 4.33. Curva del IPR futuro, obtenido con el método de Fetkovich.

Predicción del IPR:

Para concluir esta sección relativa a la forma del IPR y al problema de cómo podría declinar a medida que declina la presión de la formación, es necesario acotar que la predicción en esta área sigue siendo un arte incierto.

Puede ser que un método sencillo no sea menos confiable que los procedimientos más complejos. Por otra parte, un método sencillo no proporciona la posibilidad de refinamiento lógico y los métodos más sofisticados son importantes para el desarrollo futuro de predicciones más sensibles y de gran exactitud.

Una vez que se conoce el IPR actual, uno de los métodos más sencillos, pero que no es muy sofisticado y se puede utilizar, es mover progresivamente la curva actual a la izquierda. Eliminando la parte de la curva aplicable a presiones que exceden la presión media futura del yacimiento. Ver figura 4.34.

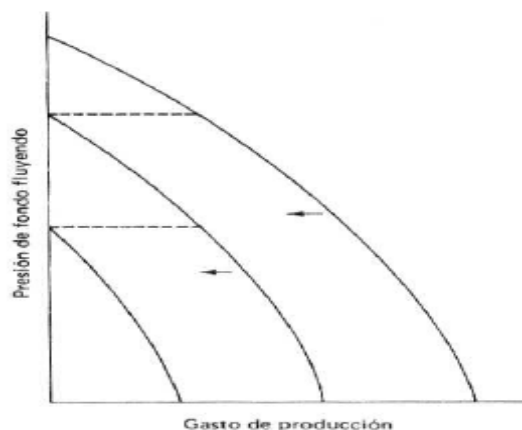


Figura 4.34. Curvas del IPR futuro obtenidas al trasladar la curva actual a la izquierda.

5.3. Control de Producción de Agua/Gas.

El control de la producción de agua o de gas constituye un reto para los ingenieros responsables del manejo de un campo. Para reducir su producción, se utilizan diversas técnicas, la aplicación de estas técnicas dependerá del

impacto que sufre el yacimiento, las instalaciones o los costos de producción originan el agua o gas producida. La clave para encontrar una solución satisfactoria al problema consiste en definir su origen y evaluar el impacto que sufre la producción de petróleo origina la situación.

Con el aumento del precio del gas natural y la necesidad de producir energía utilizando fuentes más limpias, la producción de gas ha dejado de ser un problema.

Solo en aquellos casos en los que el manejo de gas amerita grandes inversiones o cuando una alta producción de gas compromete reservas de petróleo y destruye valor en el activo, la producción de gas debe ser controlada.

La producción de agua, por otra parte, constituye un problema en casi todos los casos debido al impacto que origina en el yacimiento, en la productividad de los pozos y en los costos para poder disponer de la misma.

El agua producida se puede considerar beneficiosa o perjudicial. El agua beneficiosa barre un volumen de petróleo y arrastra con ella una cantidad sustancial de crudo. El volumen que podría manejarse esta determinado por el costo de su eliminación o disposición.

El agua perjudicial por otra parte inhibe la producción de petróleo. El origen del agua perjudicial puede estar asociado a condiciones del yacimiento o en las cercanías del pozo (wellbore).

Algunas de estas condiciones están representadas por:

- Conificaciones.
- Adedamiento.
- Irrupción de capas con mayor permeabilidad.
- Fracturas naturales
- Adherencias deficientes del cemento.
- Cavernas formadas por producción de arena, roturas del revestidos.
- Falla de tapones.

La implantación de una estrategia para control de agua debe considerara:

- Precio actual y esperado del petróleo
- Costo relativo del manejo de agua

- Costo de eliminación
- Desembolso requerido para reacondicionar los pozos
- Efecto de la producción de agua en la recuperación final de petróleo
- Efecto en las facilidades de producción (corrosión, emulsiones)

La solución del problema de producción de agua se logra mediante el diagnóstico de la situación, este diagnóstico debe definir claramente el origen del problema que puede ser por la naturaleza del yacimiento o de tipo mecánico. Una vez diagnosticado el problema se recomendará la solución o tratamiento que aplique.

Para corregir problemas de conificación se debe revisar la tasa de producción (tasa crítica), mientras que para resolver problemas de adedamiento (fingering) se requerirá cambios en el esquema de drenaje.

Los problemas de tipo mecánico pueden resolverse con cementaciones, reparaciones al revestidor, uso de geles sellantes, etc.

Objetivos del Proyecto de Conformance

Conformance es el proceso de aplicar tecnologías propias a un pozo ó yacimiento para reducir ó controlar la producción no deseada de agua mejorando la eficiencia de recobro de hidrocarburos y aumentando el valor creado. Figura 4.39.

- Evaluar en el yacimiento en estudio cada uno de los pozos candidatos
- Proveer soluciones
- Disminuir la producción de agua
- Mejorar la rentabilidad del área

Relación a largo plazo en un marco RIESGO-BENEFICIO



4.39. Proceso de Conformance

Problemática de La Producción de Agua

La producción de agua no deseada cuesta Millones de \$ por día.

Estos costos incluyen los gastos de:

- Levantamiento, tratamiento químico, disposición o re-inyección del agua.
- Consumo Eléctrico
- Costo de capital de las facilidades de superficie.
- Tratamiento del agua para evitar escamas, corrosión y bacterias.
- Esfuerzo para asegurar que se cumplan las regulaciones ambientales.

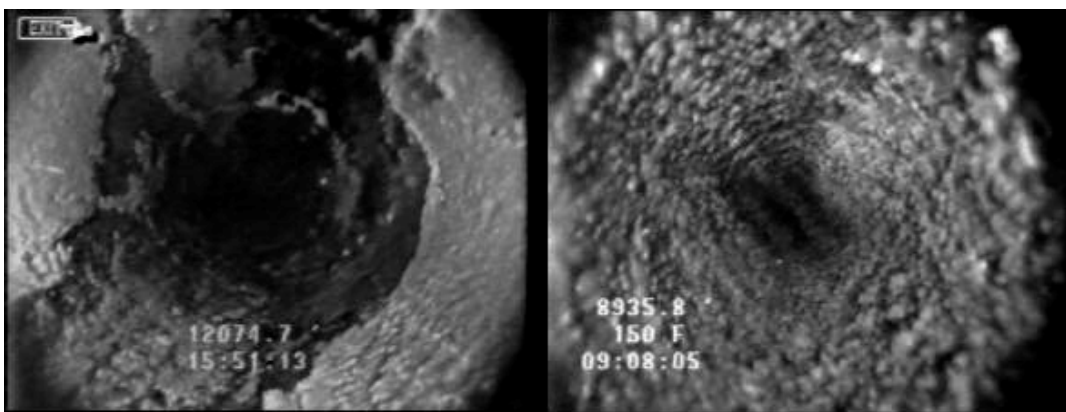


Figura 4.40. Producción de Agua

Diagnostico e Identificación del Problema

Problemas cerca del pozo:

- Filtración en tubulares
- Canales detrás del revestidor
- Rotura de barreras
- Completación en/cerca de zona de agua ó gas

Problemas relacionados al yacimiento:

- Conificación y cresta
- Canalización a través de canales de alta k
- Digitación
- Fractura fuera de zona

5.4. Control de Producción de Arena.

La producción de arena es uno de los problemas más antiguos de los campos Petroleros. Se hace referencia a ella en diversas publicaciones sobre pozos Productores de petróleo y gas desde la década de los 60.

El objetivo fundamental que se desea con la utilización de cualquier técnica de Control de arena de formación, es tener un dominio sobre el movimiento de la misma hacia la superficie: La selección de un método o criterio inadecuado de Control de arena puede causar problemas que van desde erosión y dificultades de manejo de los sólidos en superficie, hasta disminución de la productividad del pozo.

Este movimiento de partículas de arena de formación a superficie puede ser causado por elevadas tasas de producción, técnicas inadecuadas de control de arena o parámetros y procedimientos operacionales capaces de crear condiciones inestables en la matriz de la formación.

Por otro lado, la experiencia nos indica que:

- Al incrementarse el volumen de arena producido, se hace más difícil controlar el flujo adicional de arena en superficie.
- El incremento de la producción por encima de la tasa de flujo crítica (por unidad de área abierta a producción), conducirá a movimiento de arena.
- Los métodos de control de arena empleados al inicio de la completación del pozo, han demostrado ser mucho más eficaces que las medidas correctivas para evitar el movimiento de los granos.
- Es común una disminución en la tasa de producción, si se ha hecho un control de arena correctivo en el pozo.

El diseño del mecanismo de control de arena a ser utilizado en un pozo reviste de una gran importancia para el mantenimiento y vida productiva del mismo. Para una adecuada selección del método de control de arena a utilizar en un pozo es necesario evaluar los diseños existentes en el campo y los costos asociados al mismo, de esta forma se podrá elegir la completación adecuada, al menor costo posible.

Técnicas de control de arena de formación.

Existen muchas técnicas para controlar la producción de arena en pozos, las cuales van desde simples cambios en las prácticas de operación y producción de los pozos, hasta costosos equipos de completación; todos ellos con el propósito de controlar el movimiento de partículas de la formación hacia la boca del pozo.

El método de control seleccionado depende de las condiciones específicas del sitio, las prácticas operativas y factores económicos.

Algunas de las técnicas existentes para el control de arena son:

- Modificación de las tasas o velocidad de producción
- Prácticas selectivas de completación.
- Consolidación plástica.
- Rejillas o "liner" ranurados sin empaque con grava.
- Rejillas o "liner" ranurados con empaque con grava.
- Rejillas preempacadas.
- Empaque con grava con recubrimiento de resina.
- Consolidación de arena "in situ".
- FracPack.

A continuación se especifican las características, ventajas y desventajas de algunos de los métodos de control de arena mencionadas anteriormente.

Modificación de las tasas o velocidad de producción.

La modificación de la velocidad o tasas de producción representa un medio pasivo de control de arena de la formación, se fundamenta en una reducción de la velocidad en el área cercana a la boca del pozo (en la cara de la arena) mediante la restricción de las tasas de producción, disminuyendo la caída de presión en la cara de la formación. Este método de control de arena permite el uso de técnicas de completación sencillas con la desventaja de limitar los volúmenes de producción, ya que se produce a tasas inferiores a las tasas críticas de arrastre o de inestabilidad de la matriz de los granos de la formación, por otra parte, las propiedades de la roca cambiarán a lo largo de la vida del pozo y esto puede inducir producción de arena incluso a velocidades o tasas de producción restringidas.

Prácticas selectivas de completación.

Las prácticas selectivas de completación representan otro medio pasivo de control de arena de la formación, basado en la integridad o resistencia de la formación. En arenas de mayor resistencia a la compresión es posible obtener un mayor diferencial de presión que normalmente permitirá tasas y velocidades de producción más elevadas sin que comience la producción de arena. Sin embargo, este método puede limitar la cantidad de zona que puede ser perforadas, limitando la producción total del pozo.

Rejillas y "Liner" Ranurado sin empaque con grava.

Los "liner" ranurados o rejillas sin empaques con grava, constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales dependiendo lógicamente del grado de consolidación de la arena a producir. Los "liner" y rejillas actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea en su superficie de los mismos.

Los "liner" ranurados y las rejillas previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado calibre creando un filtro que permite la producción de petróleo del pozo.

Existen varios criterios para diseñar las aberturas del "liner" ranurado, estas en algunos casos, se dimensionan de tal manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil cincuenta de la arena (D50), en otros casos, se diseñan para que su tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena (D10).

Estos criterios de dimensionamiento se derivan de varios estudios, en los cuales se determinó que un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo. Evidentemente, la formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de formación que trate de penetrar el "liner" o rejilla al mismo tiempo.

Una de las limitaciones más rápidamente identificadas con la rejilla sola o "liner" ranurado como una técnica de control de arena, es la corrosión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo. Por otra parte si los puentes que se han formado no son estables, pueden romperse cuando se cambien las tasas de producción o en los arranques y cierres del pozo. Como consecuencia de la ruptura de los puentes formados, es posible que la arena de la formación se reorganice, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción de la rejilla o "liner". Por lo que cuando se utilice esta técnica para controlar arena de formación, el diámetro del "liner" o rejilla debe ser lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización que pueda ocurrir.

Para que un "liner" ranurado o rejilla sean eficaces, generalmente se recomienda su utilización en formaciones de permeabilidad relativamente elevada, que contengan poca o ninguna arcilla, es decir, arenas relativamente limpias y cuyos granos de arena sean grandes y estén bien distribuidos, con poca dispersión entre tamaños de granos, es decir, con un coeficiente de uniformidad de la arena bajo, menor a tres. Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en el "liner" o en la rejilla podrían obstruirse y si el rango de tamaño de las partículas de arena es amplio, es posible que el "liner" ranurado o la rejilla se obstruyan con granos de arena durante la formación del puente en el mismo.

Los pozos de agua pueden usualmente describirse como poco profundos, con arenas limpias y teniendo tamaños de granos grandes. Las formaciones son típicamente uniformes o homogéneas. Esto hace que un pozo de agua típico sea un buen candidato para usar rejillas o "liner" como técnica de control de arena, en que el puenteo casi ocurrirá sobre las ranuras. Esto permitirá estabilizar la producción libre de arena una vez que la formación ha colapsado alrededor de la rejilla o "liner" y los puentes estables se han formado.

Por otro lado los pozos de gas y crudos son normalmente más profundos que los pozos de agua, con arenas algunas veces bastante sucias y con tamaños de granos pequeños. Las formaciones son típicamente no-uniformes, con una gran dispersión entre los granos pequeños y los granos gruesos. Esto no permitirá un apropiado puenteo de la arena de la formación sobre la rejilla o

"liner". En la mayoría de los casos algún puenteo ocurrirá pero con una reducción de la producción debido a la invasión de las partículas más pequeñas en las aberturas de las rejillas de alambre enrollado. Esto en efecto limita el uso de rejilla sola o "liner" como una técnica para controlar la arena de la formación en pozos de gas y crudo.

La experiencia sugiere que en las completaciones con rejillas solas en hoyo abierto, la formación rara vez colapsa totalmente sobre la rejilla, dejando así un anular abierto para transportar material taponante a la superficie de la rejilla.

La productividad inicial de las completaciones con rejillas solas es generalmente buena, pero la declinación de producción subsecuente es típica. Muchas fallas de pozos se han registrado como consecuencia del taponamiento de las rejillas y la declinación de la producción.

La selección entre "liner" ranurado y rejilla se basa fundamentalmente en factores económicos. El "liner" ranurado es menos costoso, pero presenta limitaciones de espesor mínimo práctico de ranura y presentan menos área de flujo disponible. Por su parte, las rejillas pueden tener aberturas mucho más pequeñas y un área de flujo mayor, pero resultan ser más costosas.

Rejillas Preempacadas.

Las rejillas preempacadas son una modificación de las rejillas convencionales, convertidas básicamente en un filtro de dos-etapas con las envolturas externas e internas de la rejilla que entrapan el medio filtrante. El medio filtrante (típicamente grava) no deja pasar los granos de la formación más pequeños mientras que la envoltura exterior de la rejilla filtra los granos de la formación más grandes.

Por su naturaleza, la grava recubierta de resina y consolidada constituye un filtro sumamente eficiente para detener la producción de arena de la formación, pero, desafortunadamente también tiende a obstruirse.

Las pautas a seguir para utilizar rejillas preempacadas son prácticamente las mismas que rigen el empleo de liner ranurados o rejillas solas, formaciones altamente permeables de granos de arena grandes y bien distribuidos, con poco o ningún contenido de arcillas u otros finos.

Debe considerarse la aplicabilidad de las rejillas preempacadas en pozos de radio corto, en los cuales, la grava recubierta de resina y consolidada podría agrietarse mientras se empuja a través de los grandes ángulos de inclinación del pozo. Este agrietamiento podría afectar la capacidad de filtración de arena que posee la rejilla, lo cual resulta particularmente cierto en el caso de la rejilla preempacada simple, donde el agrietamiento de la grava recubierta de resina y consolidada puede hacer que la grava se salga de la camisa perforada, exponiendo directamente la rejilla interior a la producción de arena de formación. El tiempo que debe transcurrir para que las rejillas preempacadas se taponen depende de la distribución del tamaño de las partículas, de la concentración y de la tasa de producción del material de formación.

"Liner" o Rejillas con Empaques con Grava.

Los empaques de gravas constituyen el método de control de arena frecuentemente usado en pozos verticales o desviados en arena poco no consolidadas, son filtros de fondo que previenen la producción no deseada de arena de formación. Consisten en la colocación de grava cuidadosamente seleccionada, que actúa como filtro entre arena de formación y el "liner" o rejilla, es decir, la arena de formación se mantiene en su sitio gracias a la acción de una arena de empaque debidamente dimensionada, la cual será sostenida por una rejilla o "liner".

La productividad del pozo está íntimamente relacionada con la selección de la grava de empaque a utilizar, ya que una inadecuada selección del tamaño de grava a utilizar puede permitir que la arena de formación y la grava se mezclen, creando un área de baja permeabilidad que disminuye la productividad del pozo.

El tamaño de la grava debe ser seleccionado de tal forma que la arena de formación se puentee con muy poco o ningún movimiento de la arena dentro del empaque de grava, lo más recomendado es usar tamaños de grava menores de acuerdo a la experiencia obtenida.

La grava del empaque colocada en las perforaciones y en el anular de la liner revestidor filtra la arena de la formación mientras que la rejilla o "liner" filtra la arena del empaque con grava. Una variedad de técnicas son usadas para

colocar la rejilla y el "liner" frente a las perforaciones y controlar la colocación de la grava.

La escogencia de la técnica más adecuada dependerá de las características particulares del pozo tales como profundidad, espesor del intervalo, presión de la formación, etc.

La pérdida de fluido durante el empaque con grava es un problema serio, sobre todo en las zonas de alta permeabilidad. Esta pérdida de fluido puede producir una variedad de mecanismos de daño tales como, problemas de escama por la interacción del agua de la formación con los fluidos perdidos durante la fase de completación, daño debido a la pérdida de fluidos altamente viscosos (residuo), daño debido a la incapacidad de completar con fluidos limpios libres de partículas sólidas como carbonato del calcio o sal usados como aditivos para controlar pérdidas de fluidos, bombeados antes del empaque con grava, que pueden crear problemas de taponamiento del medio poroso por sólidos. Esto también crea otros problemas durante la realización del trabajo de empaque, como por ejemplo, un puenteo de la grava y falsa indicación del fin de la operación.

El empaque con grava es históricamente el tipo más exitoso de control de arena por una variedad de condiciones, permite el acceso al OD sin restricciones, por lo que hay menos pérdidas de presión, sin embargo, tiene la desventaja de que requiere una inversión sustancial para el taladro, fluido de completación, el equipo de fondo de pozo, equipo de superficie y bombeo, y materiales, la pérdida de fluidos durante la completación podría causar daño a la formación, se puede producir erosión / corrosión de la rejilla o "liner" debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta y dificultad de colocar fluidos de estimulación a través del intervalo empacado con grava Si el empaque con grava se utiliza en hoyo abierto, es necesario perforar por debajo de la zapata, repasar la sección del hoyo abierto y entonces colocar una rejilla o "liner" a lo largo del intervalo del hoyo abierto, para posteriormente circular la grava al anular entre la rejilla o "liner" y el hoyo abierto, de tal forma que la rejilla o "liner" funciona como dispositivo de retención de la grava y el empaque con grava como filtro de la arena de la formación.

El empaque con grava en hoyos abiertos permite menos restricciones debido a la falta de túneles de perforación, con reservorios levemente mayores que pueden dar grandes cantidades de producción con un "drawdown" muy pequeño según la Ley de Darcy, por ser el espacio anular grande la colocación de la grava es más fácil, presenta una excelente longevidad y no existen gastos asociados con tubería de revestimiento o cañoneo.

Entre las desventajas del empaque con grava en hoyos abiertos tenemos que en zonas con grandes cantidades de arcilla y finos, los grandes volúmenes de fluido que contactan el reservorio durante la perforación y completación pueden causar daño, por otra parte, la estabilidad del hoyo normalmente es un problema, es difícil aislar fácilmente la producción de fluidos no deseables como agua y/o gas, las rejillas o "liner" pueden ser difíciles de remover para futuras re-completaciones y la habilidad para controlar la colocación de tratamientos de estimulación es difícil.

Para pozos horizontales, la colocación de empaques con grava constituye la opción óptima para completar en zonas no consolidadas. El empaque con grava en pozos horizontales es una técnica más complicada y sofisticada que los empaques en pozos verticales y desviados, ya que es necesario utilizar tecnologías para colocar, exitosamente, grava a lo largo de un intervalo de miles de pies.

Empaques con grava con recubrimiento de resina.

La grava recubierta de resina, no es más que una arena de empaque con grava de alta permeabilidad, la cual está recubierta por una capa delgada de resina. Esta puede ser descrita como una técnica de filtrado mecánico en una sola etapa.

Según especificación API, la arena cubierta de resina se bombea dentro de las perforaciones y seguidamente se llena la tubería de revestimiento. La temperatura de fondo de pozo, un catalizador o la inyección de vapor hace que la resina se endurezca y forme un empaque consolidado. Después que se endurece y ha ganado resistencia a la compresión, la arena consolidada del empaque con grava colocada en la tubería de revestimiento puede ser extraída dejando las perforaciones llenas con la arena consolidada de alta

permeabilidad. Los tapones de grava consolidada que queda en las perforaciones actúan como un filtro permeable que proporciona un medio para controlar la arena de la formación durante la producción o inyección.

El uso de grava con recubrimiento de resina puede ser una operación compleja.

Lo más importante para que un trabajo sea exitoso es que las perforaciones estén completamente llenas de grava recubierta de resina, y la grava debe endurecerse.

El llenar por completo las perforaciones se hace más complejo a medida que aumenta la longitud de la zona y la desviación. También hay que considerar que el endurecimiento de la grava con recubrimiento de resina depende de que exista suficiente resistencia a la compresión. Este factor a su vez depende de la temperatura y del tiempo. Para alcanzar altas resistencias a la compresión se requieren temperaturas mayores que 300°F durante varias horas.

Los sistemas comunes incluyen; sistemas pre-curados como "AcPack" de Apogeo- Borden y "SuperSand" de Santrol Products; sistemas no-curados, están disponibles por varias compañías de servicio.

Los estudios han mostrado que la grava con recubrimiento de resina puede lograr resistencias a la compresión muy altas y permanecer altamente permeable aun después de un flujo de 30 millones de volúmenes porosos.

El procedimiento de trabajo es simple permitiendo tiempos cortos de operación y bajo costo, no requiere recuperar el equipo de fondo, es decir, no hay pescado para futuros trabajos de re-entrada o reparación, no es sensible a las restricciones de diámetro interno, se ejecuta fácilmente bajo presión y no deja equipos en la boca del pozo adyacente a las perforaciones al final del procedimiento lo que minimiza problemas durante los trabajos de rehabilitación. El rango de temperatura va desde 70 hasta 500 °F.

Los sistemas de grava recubierta con resina, requieren cubrir todos los puntos de producción de arena para tener éxito, no es compatible con tratamientos de estimulación con ácido fluorhídrico (HF), no es compatible con tratamiento de preempaque con ácido. Un tratamiento efectivo necesita que la grava recubierta de resina sea transportada a todos los puntos de producción de

arena. No puede ser utilizado en intervalos largos, En formaciones de permeabilidad variable, debe procurarse colocar la grava resinada en todas las perforaciones para que el tratamiento sea exitoso a largo plazo.

Varios sistemas de grava recubierta de resina están disponibles en la actualidad, aunque alguno de ellos no han sido usados en varios años:

- Hydrocarbon-E (desarrollado por Halliburton)
- Conpac II H (desarrollado por Halliburton)
- Hydrocon (desarrollado por Halliburton)
- Conpac (desarrollado por Halliburton)
- Supersand (desarrollado por Santrol)
- AcPac (desarrollado por ACME)
- Norcote (desarrollado por Colorado Silica/Hepworth Minerals)

Consolidación de Arena In Situ.

El control de arena por consolidación química envuelve el proceso de inyectar químicos a la formación naturalmente desconsolidada para proporcionar cementación de los granos mientras todavía se mantiene suficiente permeabilidad.

De ser exitoso el empleo de esta técnica, el aumento de la resistencia a la compresión de la formación será suficiente para soportar las fuerzas de arrastre mientras se continua produciendo a las tasas deseadas.

Entre los materiales más utilizados en la consolidación están:

- Coque (crudo solidificado).
- Vidrio fundido.
- Revestimiento metálico de hidróxido de aluminio.
- Hidróxido de calcio.
- Tetracloruro de silicato.
- Materiales plásticos.

La consolidación química se usó ampliamente entre finales de los años 50 y mediados de los 70. Luego empezó a perder interés. Dado que la mayoría de los sistemas fueron base aceite, estos comenzaron a ser menos económicos, más difíciles de obtener y sujetos a más restricciones para usarse costafuera.

En la actualidad, el sistema más común es el uso de varios materiales plásticos para aumentar la resistencia de la formación. Los más comunes son Resinas Fenólicas, Resinas Epóxicas y Resinas de Furano.

Cuando se introducen en la formación, las resinas se encuentran en forma líquida y para endurecerlas se requiere un catalizador (interno o externo) o un agente de endurecimiento. Los catalizadores internos se mezclan con la resina en la superficie y necesitan tiempo y/o temperatura para endurecer la resina. En cambio los catalizadores externos se inyectan a la resina después que ésta se encuentra en sitio.

Los catalizadores internos tienen la ventaja de mayor seguridad, debido a que toda la resina va a estar en contacto con el catalizador requerido para que el endurecimiento sea eficiente. Una de sus desventajas es la posibilidad que se produzca un endurecimiento prematuro en la sarta de trabajo. Las cantidades requeridas tanto de resina como de catalizador deben seleccionarse y controlarse según las características del pozo.

Las resinas Epóxicas y Fenólicas pueden ser utilizadas con cualquier catalizador, interno o externo; sin embargo, debido a que el tiempo de endurecimiento de los furanos (de las mezclas Furano/Fenólicas) son muy rápidos, requieren mejor el uso de catalizadores externos.

Existen dos sistemas de consolidación "in situ", estos son:

- Sistemas de Separación de Fases y
- Sistemas de sobredesplazamiento.

Los primeros contienen solo de 15 a 25% de resina activa en una solución que sería inerte. Estos sistemas utilizan un catalizador interno. Para colocar la resina en las perforaciones, es necesario tener un control muy preciso del desplazamiento; el sobredesplazamiento dará como resultado arena no consolidada en el área crítica cercana al pozo.

Estos sistemas podrían resultar ineficientes en formaciones que contengan más de 10% de arcillas. Las arcillas, por tener un área superficial extremadamente grande en comparación con las arenas, atraen más a la resina, y como estos sistemas solo contienen un pequeño porcentaje de resina, podría no haber suficiente resina como para consolidar los granos de arena.

Los sistemas de sobredesplazamiento contienen un alto porcentaje de resina activa, cuando se inyecta por primera vez, los espacios porales se llenan completamente con resina y se requiere un sobredesplazamiento para empujar el exceso de resina fuera del área del pozo con el fin de restablecer la permeabilidad. Después del sobredesplazamiento sólo debe quedar una cantidad residual de resina concentrada en los puntos de contacto de la arena. La mayoría de estos sistemas utilizan un catalizador externo.

Todo sistema de consolidación requiere un buen trabajo de cementación primaria con el objeto de evitar que la resina se filtre por detrás del revestidor. La densidad de las perforaciones debe ser un mínimo de 4 tiros por pie con el fin de reducir el diferencial de presión y mejorar la distribución de la resina. Las zonas lutíticas no deben cañonearse.

Para emplear tratamientos de consolidación es indispensable contar con sistemas limpios, ya que todos los sólidos que se encuentren en el sistema para el momento del tratamiento quedarán adheridos en su lugar.

La primera dificultad cuando utilizan sistemas de resinas es completar e incluso colocar los químicos en la formación. Por eso, la consolidación "in situ" es solo apropiada para longitudes de intervalo menores de 50 pies.

Los intervalos mayores pueden tratarse utilizando empacaduras para aislar y tratar, una por una, secciones más pequeñas de la zona, pero estas operaciones resultan difíciles y consumen mucho tiempo.

Como se indicó anteriormente, la consolidación in situ presenta dificultades en la colocación uniforme de la resina a lo largo de todo el intervalo objetivo, siendo más graves los problemas en intervalos con más de 50 pies de longitud. Los motivos de esto se suelen atribuir a las diferencias en la inyectividad, ocasionadas por una incompleta limpieza de las perforaciones durante los trabajos de cañoneo.

Utilizando una pequeña cantidad de presión en sobrebalance puede producirse suficiente flujo como para introducir la arena de la formación en los túneles de las perforaciones, pero este flujo no es suficiente para limpiar dichos túneles.

Una técnica desarrollada por "Oryx" busca remediar este problema con este método.

El pozo se cañonea y la resina se coloca bajo condiciones altamente sobrebalanceadas. La resina se introduce en la formación a tasas que permitirán su colocación antes de que la formación pueda fallar. Otro beneficio de la colocación rápida de la resina es que esta técnica no parece ser afectada por los contrastes de permeabilidad; esta características permiten una colocación más uniforme a lo largo de un intervalo cañoneado más grande.

La consolidación con resina permite que el pozo quede completamente abierto, factor importante cuando se requieren equipos de completación de fondo que tengan diámetros exteriores grandes. Es apropiada para aplicaciones a través de tubería y puede emplearse en pozos de tubería de revestimiento con diámetro pequeño. Tiene la desventaja que la permeabilidad de una formación siempre disminuye debido a que la resina ocupa una porción del espacio poral original y porque la resina esta oleohumectada.

La cantidad de resina utilizada se basa en la cobertura uniforme de todas las perforaciones. Sin embargo, el taponamiento de las perforaciones o las variaciones de permeabilidad que recibieron exceso de resina pueden taponarse, y en las perforaciones que no reciben resina ocurrirá un pequeño reforzamiento, si acaso ocurre alguno. Estos tratamientos tienden a ser muy costosos.

Frac Pack.

La combinación de las técnicas de fracturamiento y empaque con grava se remonta desde unos años atrás. Nosotros encontramos referencias combinando la técnica de fracturamiento con los equipos de empaque con grava ya en 1971 para estimular el reservorio y controlar la producción de la arena de formación.

El oil-squeeze (SOS) también puede ser vista como un precursor de la tecnología de FracPack.

A mediados de 1980 el uso de "Tip Screen-Out" (TSO) fue publicado. Esta técnica se basa en una corta y amplia fractura para mejorar la conductividad de la fractura esta fue aplicada en formaciones no consolidadas y carbonato blando.

En 1993 la técnica de "Tip Screen Out" combinada con arena resinada es utilizada para estimular y controlar la arena de la formación en la plataforma de Gullfaks en el Mar del Norte.

Combinando las técnicas de fracturamiento (TSO) y los equipos de fondo de pozo de empaque con grava (empacaduras/rejillas) en un esfuerzo para pasar el área dañada alrededor de la boca del pozo y controlar la producción de finos de la formación ha resultado en numerosas historias de éxito. Numerosos reportes que indican aumento del índice de productividad debido al FracPack han sido publicados. Se considera que la tecnología tiene méritos y debería percibirse como uno de los métodos que deben evaluarse cuando determinan el programa de completación para las formaciones de alta permeabilidad con tendencias a arenamiento.

Cuando se diseña un FracPack es necesario conocer los objetivos de su aplicación, ya que esto ayudará a determinar el diseño de la completación.

Entre los objetivos tendríamos:

- Pasar el daño cercano al pozo.
- Reducir la velocidad de flujo en el área de la cara de la formación.
- Minimizar las pérdidas de fluidos de completación de alta densidad, costosos y potencialmente dañinos.
- Crear un perfil de inyección uniforme.
- Reducir el Factor "skin".
- Incrementar el índice de productividad (IP).

Una revisión del pozo y de los datos del reservorio permiten la identificación de los pozos candidatos que podrían beneficiarse con el fracturamiento. Una fractura corta y altamente conductiva es una solución práctica para algunas situaciones tales como pozos donde el daño en la formación es muy profundo, por lo que requeriría excesivos volúmenes de ácidos, en formaciones sensibles a ácido u otros fluidos reactivos y en formaciones donde el tipo de daño es desconocido causando incertidumbre en el diseño del tratamiento matricial, en areniscas pobremente consolidadas, que no responden bien a acidificación y empaque con grava.

Los fluidos de fracturamiento deberían poseer las siguientes características (1) propagar la longitud de la fractura, (2) transportar el propante, (3) maximizar el ancho de la fractura, (4) minimizar el daño en la conductividad de la fractura.

El tamaño y tipo de propante es crítico para el éxito del tratamiento. El propante deben ser bastante grande para contribuir significativamente a la conductividad de la fractura, sobre todo en el área cercana al pozo, mientras todavía controla las partículas de la formación. Además el propante debe ser suficientemente fuerte para resistir los esfuerzos de la formación.

Las arenas resinadas son utilizadas para adicionar resistencia, aumentar la conductividad de la fractura y minimizar el retorno del propante. El efecto de la capa de resina sobre el fluido de fractura entrecruzado tiene que ser tomado en cuenta al diseñar el tratamiento. La capa de resina puede tener un efecto en la viscosidad y la ruptura del fluido de fractura. Por otro lado los fluidos de fractura pueden influenciar la resistencia final en el propante resinado. Esto debe tenerse en cuenta al diseñar el tratamiento.

La lista siguiente representa las condiciones que harían a un pozo adecuado para un tratamiento de Fracpack:

- Roca de reservorio, que falla debido a la alta caída de presión, desarrollada cercana a la boca del pozo.
- Roca del reservorio que falla debido al derrumbamiento del poro.
- Reservorios que tienen una historia de producción de arena.
- Reservorios que están sobrepresurizados resultando la arena pobremente consolidada.
- Formaciones que tienden a tener problemas de conificación de agua.
- Pozos empacados con grava, que han perdido productividad.
- Reservorios pobremente consolidados que exhiben daño a la formación por los fluidos de perforación / completación.

Los siguientes factores afectarán adversamente la selección de un pozo candidato:

- La localización del contacto crudo/agua o gas/crudo debe ser considerado al tratar una zona específica.

- Bajo contraste de esfuerzos de capas confinadas puede resultar en demasiado crecimiento del alto de la fractura.
- El estado mecánico del pozo, si la completación resiste los esfuerzos a los que va a ser sometidos.
- Como con cualquier completación el estado del trabajo de cemento tanto la calidad de la adherencia y TOC debe ser examinada para posible comunicación inter zonas.

5.5. Mejoras de Proyectos de Recuperación Secundaria

El sistema que conforma un proceso de desplazamiento por inyección de fluidos esta conformado por el yacimiento, pozos, facilidades de inyección, tratamiento del agua y condiciones de operación.

Para evaluar el comportamiento de un proceso de recuperación adicional debe analizarse lo siguiente:

- Información del Yacimiento (Roca - Fluido)
- Distribución espacial de los cuerpos de roca que contienen hidrocarburo Recuperable
- Análisis del comportamiento del patrón de inyección
- Selección recolección y evaluación de datos:
 - Producción y presiones
 - Información de las condiciones mecánicas de los pozos y de las Facilidades.

Es imperativo conocer las características de los yacimientos:

- Permeabilidad
- Porosidad
- Espesor
- Variaciones areales y verticales de estas característica
- Monitorear el avance del frente de invasión

La eficiencia de un proceso de inyección es controlada por el grado que el fluido inyectado contacta el fluido existente en el yacimiento. Este aspecto determina la eficiencia del desplazamiento. Los yacimientos con alta variación vertical de las propiedades (multilayer) generalmente exhiben una baja

eficiencia originándose la inundación de algunas capas lo que se traduce en alta producción de agua, mientras que otras capas tienen altas saturaciones de petróleo movable no desplazado.

La eficiencia de este tipo de desplazamiento (irregular) puede ser mejorada implantando programas de monitoreo y control del movimiento de los fluidos (Presiones, distribución de saturaciones) y programas de Water Management a fin de controlar el agua producida.

La mejora de la eficiencia de un proyecto de inyección de agua debe considerar además de un buen conocimiento y descripción del yacimiento, otros aspectos tales como:

- Comportamiento del sistema de inyección (Pozos y Facilidades)
- Costo del barril de agua inyectado o MPCND inyectado para el costo del Gas .
- Comportamiento Histórico de Operación de Equipos de Inyección (Fallas, índice de corrección, calidad de gas inyectado)

La evaluación de proyectos de inyección de fluidos en campos maduros debe realizarse en forma integral, muchos proyectos tienen una baja eficiencia y continúan en operación. De allí que se requiere la participación de equipos multidisciplinarios para aumentar el valor creado.

La evaluación del comportamiento y de la eficiencia de un proceso de inyección de fluidos debe incluir la definición de variables claves de control.

Existen casos en los que la variable clave de control es la presión del yacimiento, como por ejemplo, cuando se esperan problemas de floculación de asfaltenos.

El monitoreo de la presión, de la relación gas petróleo, del corte de agua (fw) y de la distribución vertical de los fluidos debe realizarse estableciendo relaciones entre los pozos inyectoros y los pozos productores.

Realizando el seguimiento del comportamiento por pozo, por arreglo o por sectores o compartiendo. El seguimiento de variables considerando todo el yacimiento no permite visualizar la existencia de ineficiencias en el proceso y

demora la toma de decisiones en la identificación de oportunidades de mejoras en el proceso de desplazamiento.

Procesos de Mejoramiento del Recobro de Hidrocarburos

La secuencia cronológica de producción de un yacimiento se divide en tres etapas:

- La etapa primaria, de producción inicial, resulta del desplazamiento por la energía natural del yacimiento.
- La secundaria, se implementa después de la declinación de la producción de la primaria. Sus procesos tradicionales son: inyección de agua y gas.
- La terciaria abarca una serie de nuevos métodos y técnicas para mejorar el recobro del petróleo.

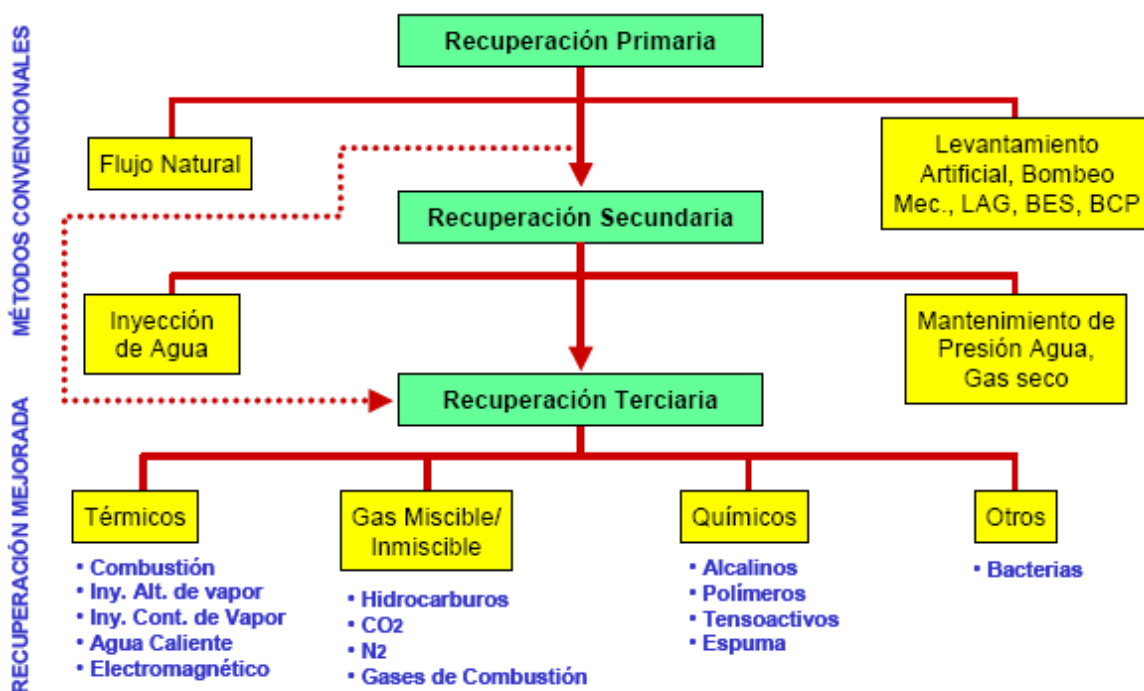


Figura 4.42. Diagrama General del Proceso de Recuperación

• Mecanismos de Desplazamiento entre Fluidos Inmiscibles

El desplazamiento de un fluido por otro fluido es un proceso de flujo no continuo, debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo. Esto causa cambios en la permeabilidades relativas, en las presiones y en las viscosidades de las fases.

El mecanismo de desplazamiento de una inyección de agua en yacimientos homogéneo, se puede presentar en cuatro etapas:

- Condicionales iniciales (antes de la inyección).
- La invasión.
- Llame.
- La ruptura.
- Posterior a la ruptura.

- **Condiciones iniciales antes de la Inyección**

- Se considera un yacimiento homogéneo en el cual los fluidos se mueven horizontalmente.
- Las saturaciones son constantes a través del yacimiento.
- El yacimiento ha sido producido por agotamiento natural en su primera fase de producción.
- La presión del yacimiento será menor que la presión de burbujeo del POES ($P_y < P_b$).
- Presencia de capa de gas, uniforme a través del yacimiento.

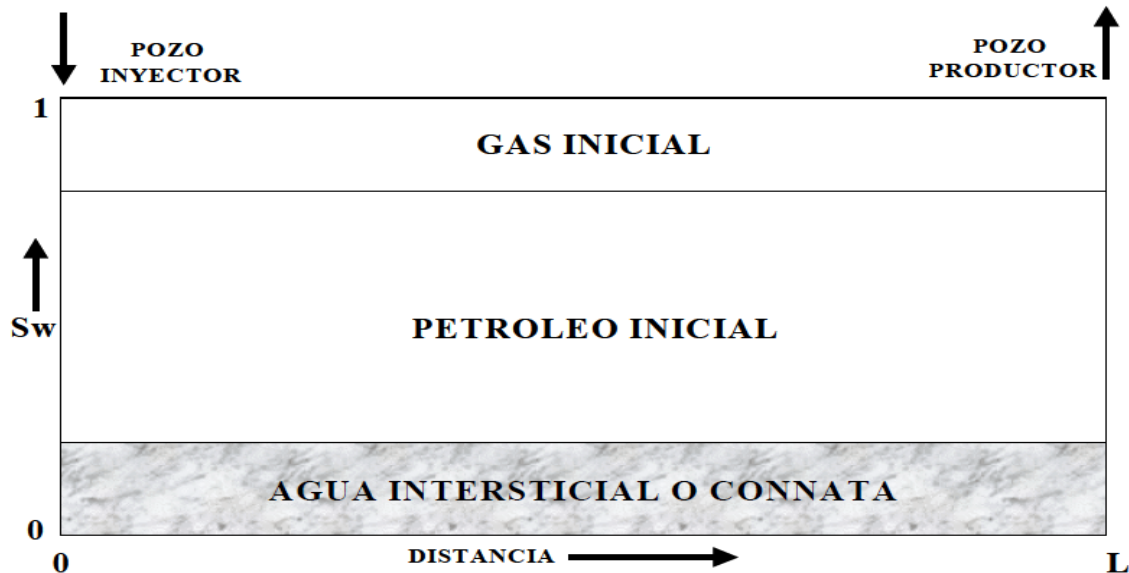


Figura 4.43. Condiciones iniciales antes de la Inyección.

- **La invasión a un determinado Tiempo**

- Aumento de la presión en el yacimiento, la cual es mayor alrededor de los pozos inyectores y declina hacia los pozos productores.

- A medida que la inyección continua parte del petróleo se desplaza para formar un banco de petróleo.
- El banco de petróleo empuja igualmente al gas, aunque bajo ciertas condiciones parte del gas puede ser atrapado por dicho banco, ocupando un espacio que de otra manera contendría petróleo residual.
- Detrás del banco de petróleo se forma el banco de agua, donde únicamente están presentes el agua inyectada y el petróleo residual (mas el posible gas atrapado).

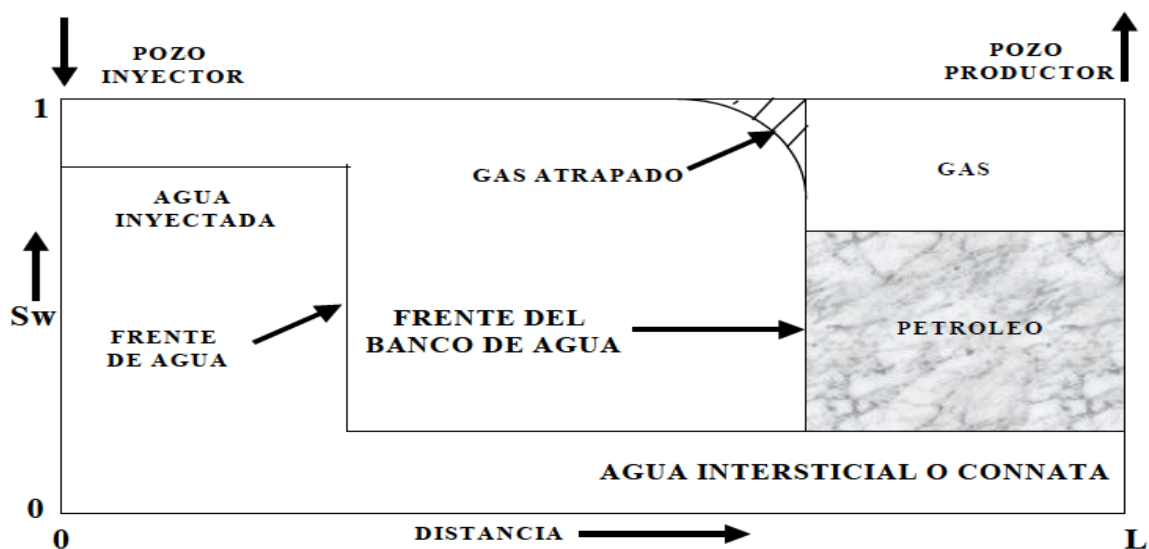


Figura 4.44. Invasión a un Determinado Tiempo

- **Llene**

Se denomina llene a todo el gas, excepto el atrapado, se desplaza de la porción inundada del yacimiento antes de que se produzca el petróleo. Para lograr esto, la acumulación de agua inyectada debe ser igual al volumen del espacio ocupado por el gas móvil en el Yacimiento.

Durante este periodo, parte del gas se disuelve con el petróleo que va contactando, mientras que el remanente fluye hacia los pozos productores.

- **Ruptura del Agua**

Cuando se alcanza el llene, el avance del frente continua, pero la tasa de producción del petróleo aumenta y eventualmente es igual a la tasa de inyección de agua (en términos de volúmenes de yacimiento).

Si la saturación de agua inicial de la formación es menor que la requerida para fluir, la producción del petróleo durante dicha fase estar libre de agua.

El comienzo de una producción significativa de agua es el signo de que se ha producido la ruptura del frente de agua en el pozo.

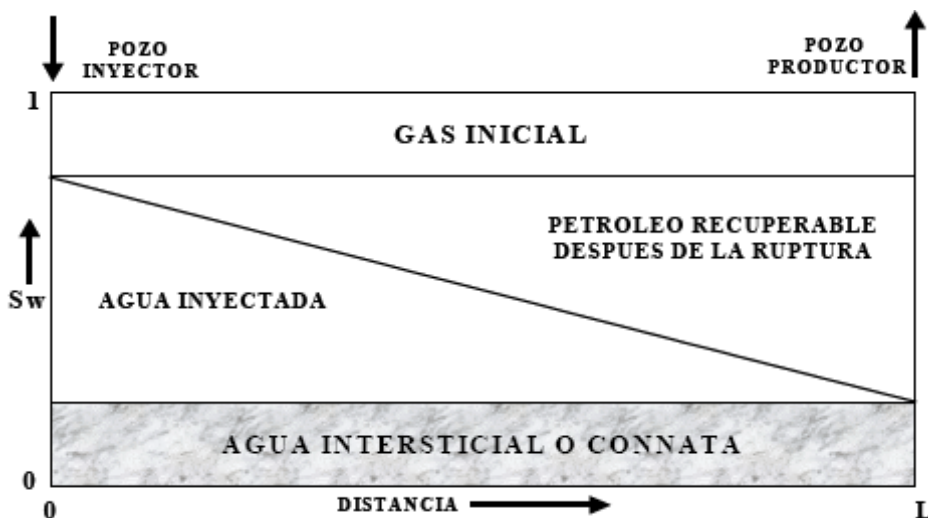


Figura 4.44. Ruptura del Agua

- **Posterior a la Ruptura del Agua**

Durante esta etapa, la producción de agua aumenta expensas de la producción de petróleo. El recobro gradual del petróleo detrás del frente, se obtiene solamente con la circulación de grandes volúmenes de agua.

Durante esta fase final de inyección, el área de barrido aumentara y puede proveer suficiente producción de petróleo para justificar la continuación de la inyección. El proceso finalizara cuando sea antieconómico. La porción inundada del yacimiento contendrá únicamente petróleo residual y agua.

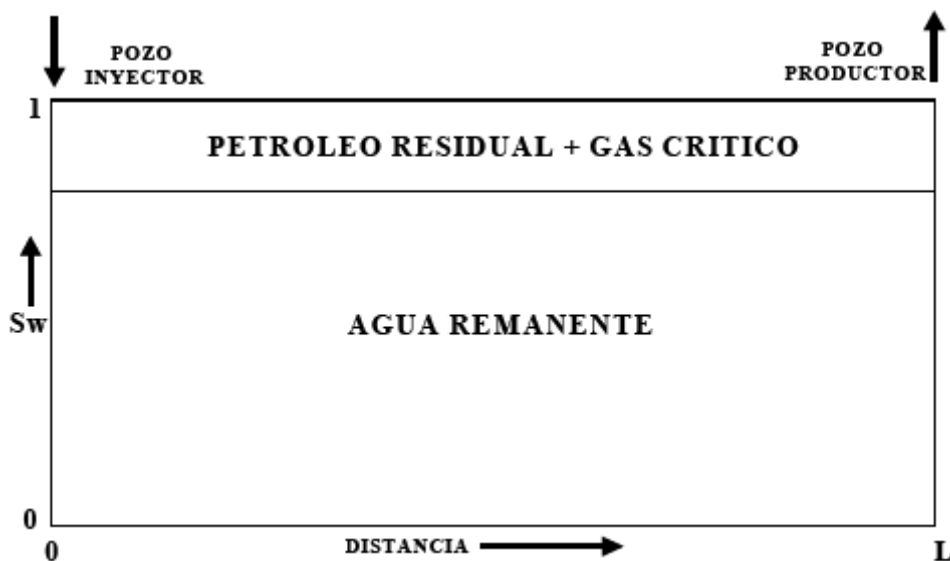


Figura 4.45. Posterior a la Ruptura del Agua

- **Métodos Secundarios**

Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismos de recuperación de petróleo, generalmente se han complementado mediante la inyección de agua y de gas, como procesos secundarios de recobro con el fin de aumentar la energía y, en consecuencia, aumentar el recobro.

La aplicación de otros procesos mejorados de recuperación de petróleo, están limitados por su rentabilidad. Por esta razón, la inyección de agua y de gas continúan siendo los métodos convencionales mas utilizados para obtener un recobro extra de petróleo de los yacimientos.

- **Inyección de Agua**

En la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, ya que mas de la mitad de la producción mundial de petróleo se ha recuperado por este método.

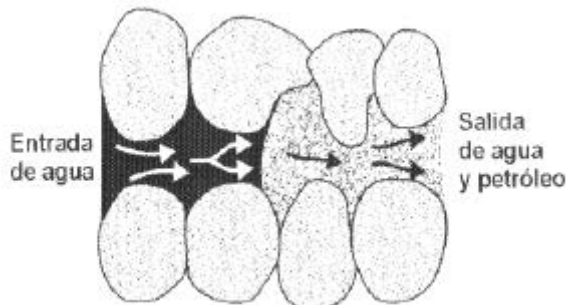


Figura 4.46. Inyección de Agua.

Tipos de Inyección de Agua

Según la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede realizar de dos formas diferentes:

A) Inyección Periférica o Externa

Consiste en inyectar agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua – petróleo.

Características.

Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua.

Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.

Ventajas:

o Requiere pocos pozos.

o Se pueden utilizar pozos productores existentes como inyectoras, por lo que no se requiere de la perforación de pozos adicionales.

o No es indispensable una buena descripción del yacimiento, para iniciar el proceso de invasión con agua por flancos.

o Proporciona un recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua.

Desventajas:

o Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo.

o No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como si es posible hacerlo en la inyección de agua con arreglos.

o En algunos yacimientos, no es capaz de mantener la presión de la parte central del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de los yacimientos.

o Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el yacimiento, tanto el proceso de invasión como el desplazamiento es lento, por lo tanto la recuperación de la inversión es a largo plazo.

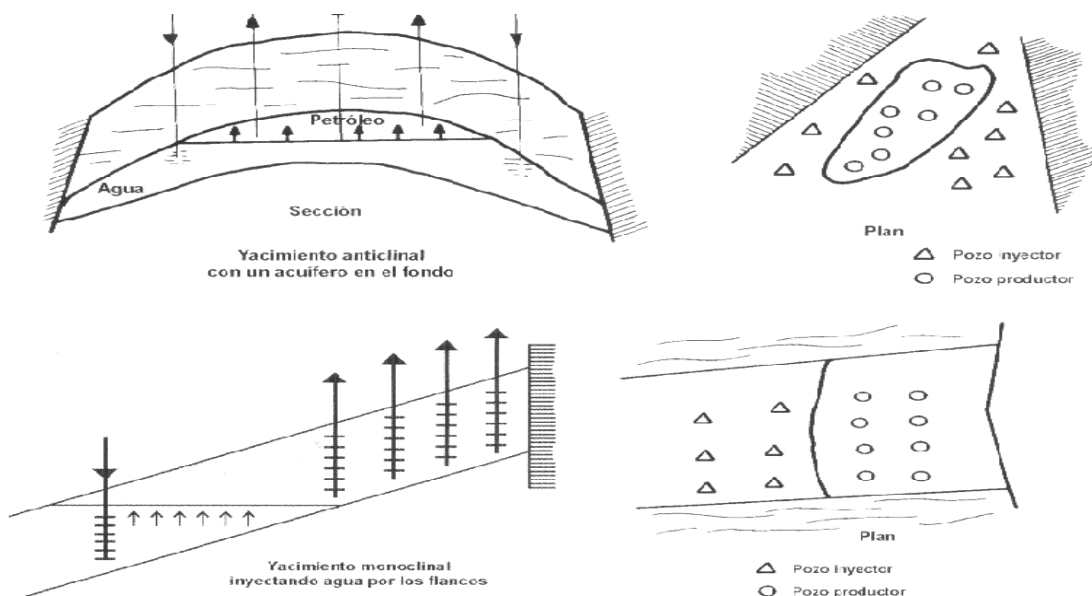


Figura 4.47. Inyección Periférica o Externa.

B) Inyección en Arreglos o Dispersa

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo / gas), del volumen invadido hacia los pozos productores. También se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

Características

La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, permeabilidad (K), porosidad (\emptyset), número y posición de los pozos existentes.

Se emplea, particularmente, en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión areal.

Para obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes, o se perforan pozos inyectoros ínter espaciados.

Ventajas:

- Produce una invasión mas rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los

pozos, debido a que la distancia inyector – productor es pequeña.

- Rápida respuesta del yacimiento.
- Alta eficiencia de barrido.
- Buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo.
- Rápida respuesta de presiones.
- El volumen de la zona de petróleo es grande en un periodo corto.

Desventajas

- En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto numero de pozos inyectores.
- Requiere mejor descripción del yacimiento.
- Exige un mayor seguimiento y control y, por lo tanto, mayor cantidad de recursos humanos. Es mas riesgosa.

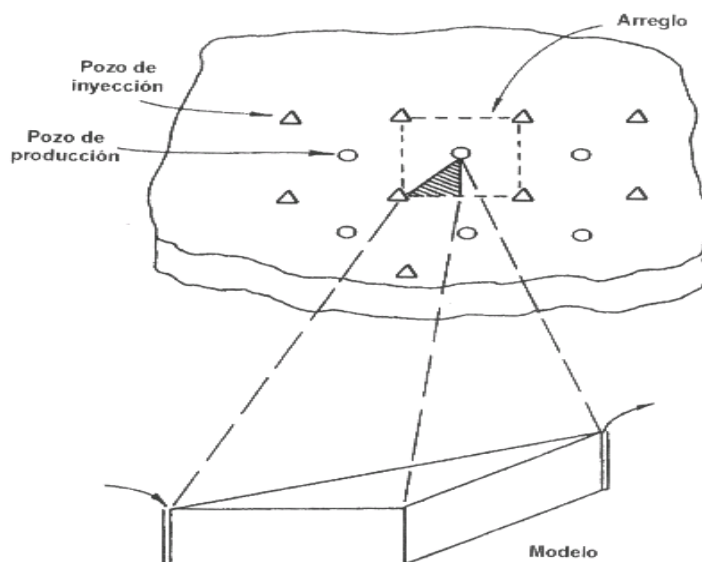


Figura 4.48. Inyección en Arreglos o Dispersa

➤ Inyección con Gas

El solo propósito de mejorar los métodos de producción justifica, en la mayoría de los casos, la inyección de gas; como este es mas liviano que el petróleo, tiende a formar una capa artificial de gas bien definida, aun en formaciones de poco buzamiento.

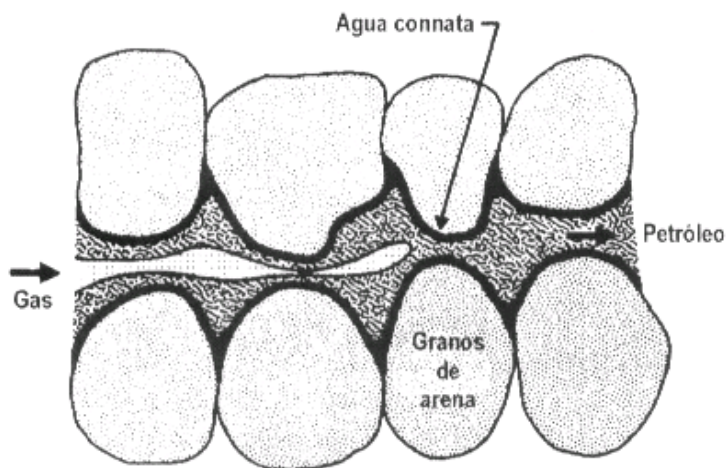


Figura 4.49. Inyección con Gas

- **Métodos de Recuperación Secundaria.**

A) Desplazamientos Miscibles

Este proceso consiste en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el petróleo existente. Como resultado, la tensión interfacial entre los dos se reduce a cero (no existe una interfase), el número capilar se hace infinito y el desplazamiento de petróleo se asegura en un 100% en los poros que son barridos por el agente desplazante, si la razón de movilidad es favorable.

En condiciones ideales, el fluido desplazante y el petróleo se mezclan en una banda estrecha (denominada zona de mezcla o zona de transición) que se expande a medida que se mueve en el medio poroso, y desplaza todo el petróleo que se encuentra delante como un pistón.

o Mecanismos de Desplazamientos Miscibles

A continuación se describen los diferentes procesos de desplazamiento miscibles:

Criterios de Diseño:

Petróleo

Viscosidad < 15 Cp A Condiciones de Yacimiento.

Gravedad > 25° Api

Composición: Alto Porcentaje de Hidrocarburo Intermedios

Especialmente C5-C12.

Yacimiento

Saturación de Petróleo >30%

Profundidad > 2000 Pies.

Permeabilidad > 1 Md (No Es Critica).

Agua

No Es Critica

Litología

No Es Critica

A) Proceso de Tapones Miscibles

Se refiere a la inyección de algún solvente líquido que es miscible después del primer contacto con el petróleo del yacimiento.

Ventajas:

- Todo el petróleo contactado se desplaza.
- Se requieren bajas presiones para alcanzar la miscibilidad.
- El proceso es aplicable a un amplio rango de yacimientos.
- Se puede utilizar como un método secundario o terciario.

Desventajas:

- El proceso registra una eficiencia pobre y es mejor si se aplica en formaciones muy inclinadas.
- El tamaño del tapón es difícil de mantener debido a la dispersión.
- El material del tapón es costoso.

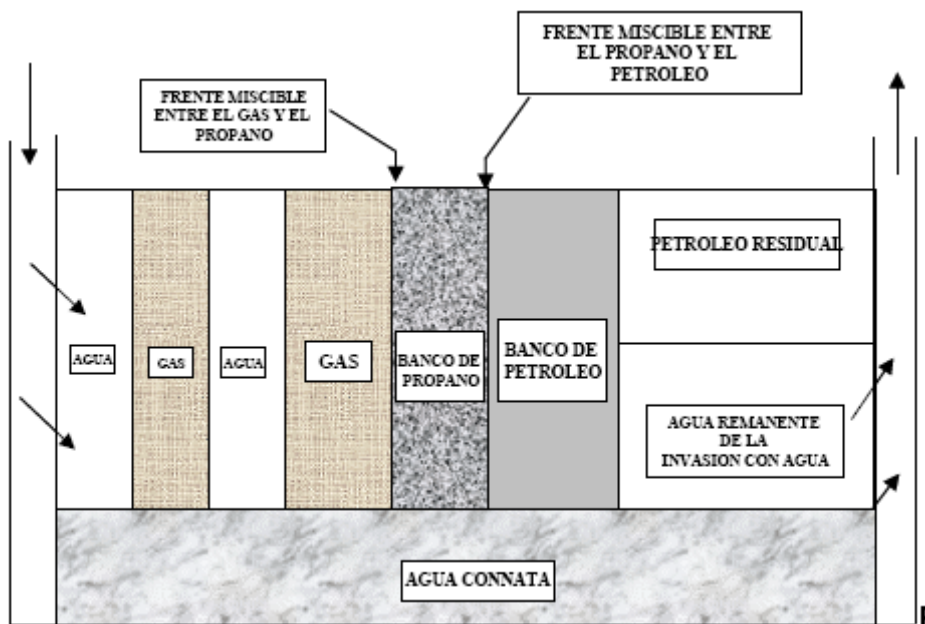


Figura 4.52. Proceso de Tapones Inmiscibles.

B) Procesos con Gas Enriquecido

En este caso se utiliza un tapón de metano enriquecido con etano, propano y butano (10-20% VP), empujado por un gas pobre y agua. Estas fracciones son ampliamente transferidas al petróleo cercano a los puntos de inyección.

A medida que el gas inyectado se mueve en la formación, los componentes enriquecidos son extraídos del gas inyectado y absorbidos por el petróleo.

Ventajas:

- El proceso de gas enriquecido desplaza esencialmente todo el petróleo residual contactado.
- La miscibilidad puede lograrse nuevamente si se pierde en el yacimiento.
- El proceso es más económico que el de tapón de propano.
- El uso de tapones de gran tamaño minimiza los problemas de diseño.

Desventajas:

- Tiene baja eficiencia.
- Si las formaciones son gruesas, ocurre segregación por gravedad.
- El costo del gas es alto.
- La presencia de canalizaciones lleva a la desaparición del tapón.

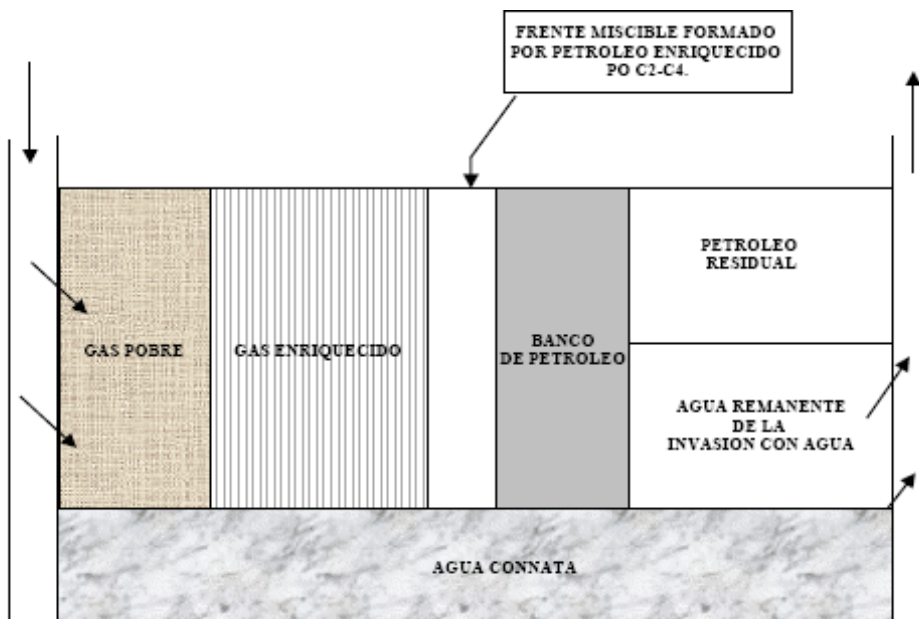


Figura 4.53. Proceso con Gas Enriquecido

C) Procesos con Gas Vaporizante

Es un proceso de múltiples contactos que requiere inyección continua a alta presión de un gas pobre como el metano o el etano y, como en el caso de gas enriquecido, se necesitan múltiples contactos entre el petróleo del yacimiento y el gas inyectado antes de que se forme la zona de miscibilidad.

Ventajas:

- El proceso de gas pobre alcanza una eficiencia de desplazamiento cercana al 100%.
- La miscibilidad puede lograrse aun si se pierde en el yacimiento.
- Es mas económico que le proceso del tapón de propano.
- Sin problemas con el tamaño del tapón debido a que ocurre inyección-continua.
- El gas puede ser reciclado y reinyectado.

Desventajas:

- Requiere alta presiones de inyección.
- Aplicación limitada debido a que el petróleo debe ser rico en fracciones del C₂ al C₆.
- La eficiencia areal y la segregación son pobres.

- El costo del gas es alto y los sustitutos requieren altas presiones de inyección.

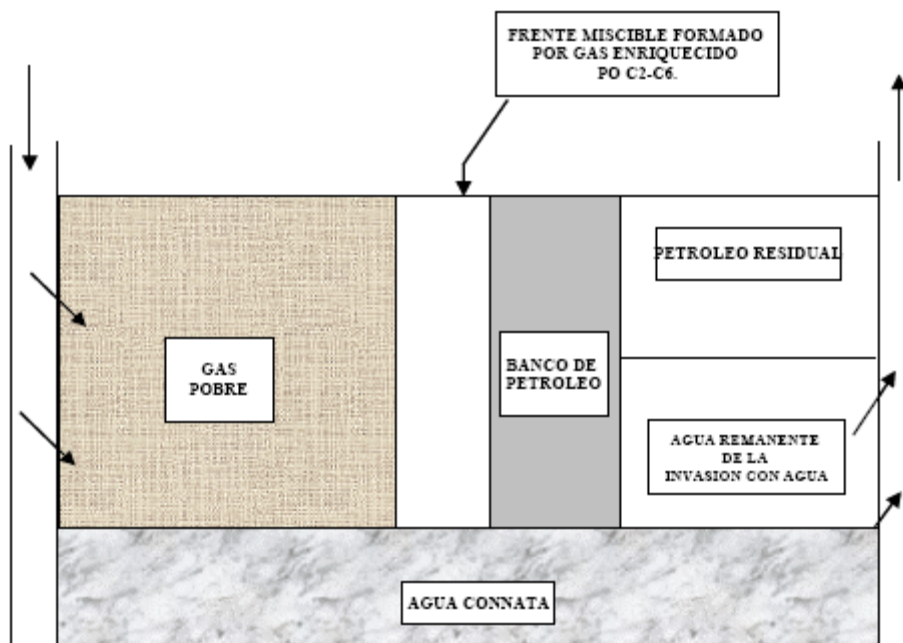


Figura 4.54. Proceso con Gas Vaporizante

D) Inyección Alternada de Agua y Gas (Proceso Wag)

Es una variante de los tapones miscibles. Permite controlar la inestabilidad del frente de desplazamiento y mejorar la eficiencia de barrido vertical al disminuir la razón de movilidad, y por lo tanto, aumentar la eficiencia de barrido volumétrico.

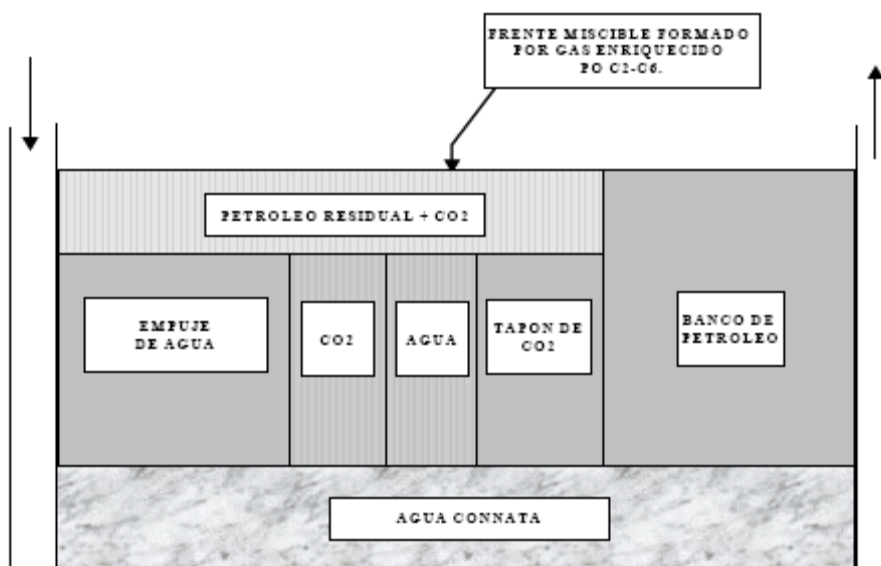


Figura 4.55. Inyección Alternada de Agua y Gas

E) Inyección Usando Solventes

Este método utiliza varios procesos EOR, cuyas principales funciones son la extracción, disolución, vaporización, solubilización, condensación o algunos otros cambios en el comportamiento de fases que involucran el crudo. Estos métodos también tienen otros mecanismos de recobro como la reducción de la viscosidad, el hinchamiento del petróleo y el empuje por gas en solución, pero el mecanismo primario es la extracción.

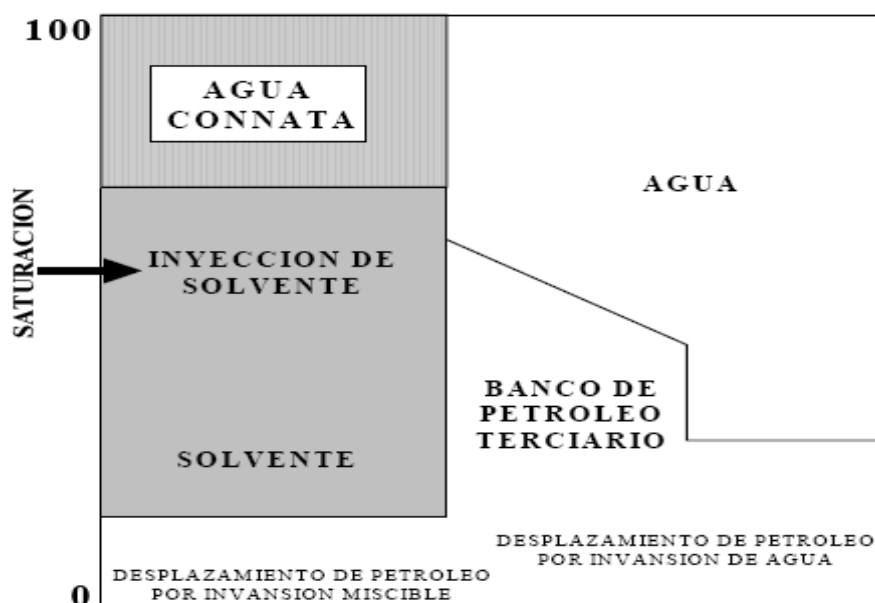


Figura 4.56. Inyección con Solventes

F) Inyección de Alcohol

Este proceso difiere de los desplazamientos miscibles, ya que el petróleo y el agua connata se desplazan si la concentración de alcohol en el tapón es suficientemente alta. Si este cae por debajo de ciertos niveles, se pierde la miscibilidad y el proceso se convertirá en una inyección de agua, cuando se utiliza este como fluido desplazante para empujar el tapón de alcohol. A pesar de su alto costo puede ser aplicado comercialmente.

G) Inyección de Dióxido de Carbono

Es similar al empuje por gas vaporizante, pero en este caso se extraen fracciones desde el etano hasta C30. Como resultado, la invasión con CO₂, se aplica a un yacimiento, a presiones de miscibilidad mucho más bajas que las requeridas en los procesos de gas vaporizantes. Este método se debe usar en

yacimientos con crudos con gravedad API > 25°, lo suficientemente profundos como para estar por encima de la presión mínima de miscibilidad (PMM).

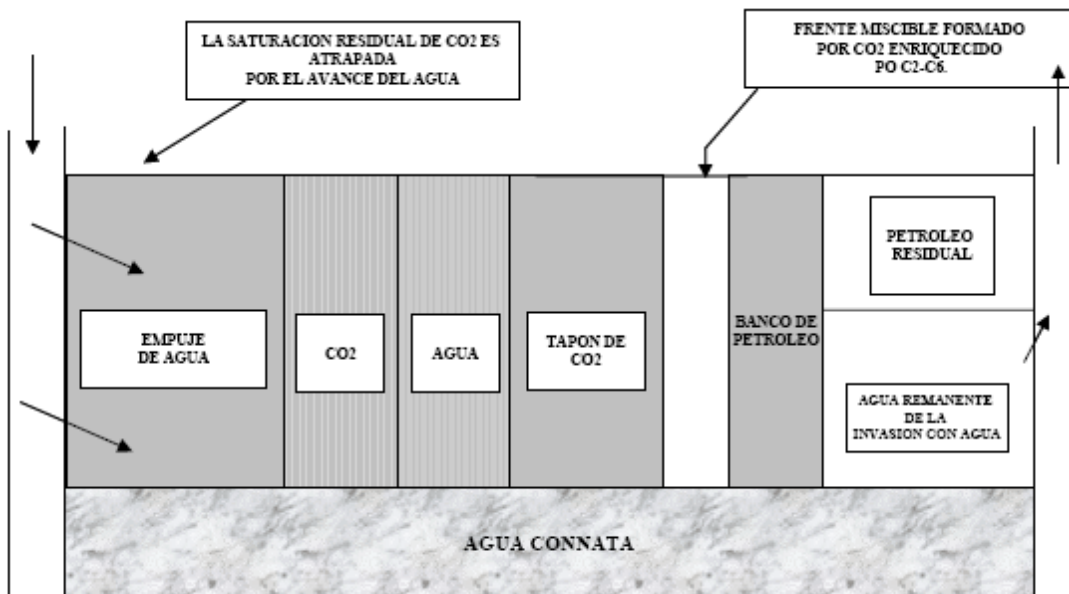


Figura 4.57. Inyección con CO₂

H) Inyección de Nitrógeno.

Este método es viable si el yacimiento cumple con ciertos requisitos:

El crudo del yacimiento:

Debe ser rico en fracciones comprendidas entre el etano y el hexano (C₂- C₆) o hidrocarburos livianos. Se caracterizan por ser crudos con gravedad API > 35°. Así mismo, tiene un factor volumétrico alto o la capacidad de absorber el gas inyectado en condiciones de yacimiento. Igualmente, está saturado de metano (C₁).

El yacimiento:

Debe estar a una profundidad igual (o mayor) a los 5000', a fin de mantener las altas presiones de inyección (>5000 lpc), necesarias para alcanzar la miscibilidad del crudo con el N₂ sin fracturar la formación.

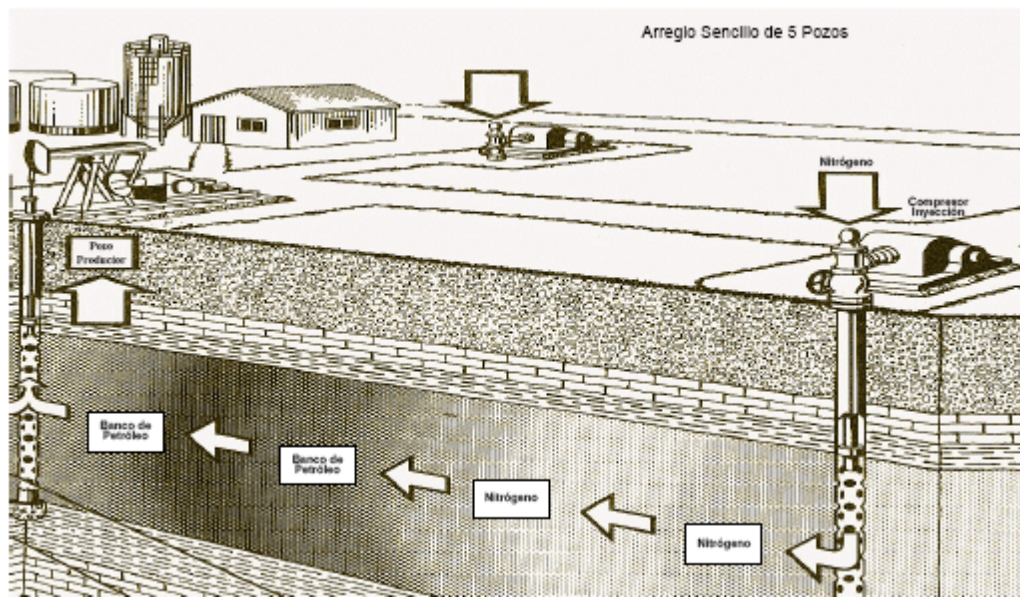


Figura 4.58. Inyección con N₂

I) Métodos de Invasiones Químicas.

➤ Polímeros

Consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímeros de 200 a 1000 ppm, de un alto peso molecular (2 hasta 5 MM), antes de que sea inyectada en el yacimiento. Debido a que dichas soluciones son muy viscosas, esta propiedad hace que se mejore la razón de movilidad agua – petróleo, lo cual da como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento que en la invasión con agua convencional.

Criterios de diseño

Petróleo

Gravedad >25 Api.

Viscosidad < 150 Cp (Preferiblemente <100)

Composición: No Crítica

Yacimiento

Saturación De Petróleo <10% Del V_p Del Petróleo Móvil

Espesor Neto: No Crítica

Profundidad <9000 Pies.

Razón De Movilidad: 2-40.

Permeabilidad > 20 Md.

Factor De Heterogeneidad: 0.5 – 0.85

Temperatura: < 175°F (Algunos Polímeros Son Estables A

Temperaturas Mayores).

Agua

Salinidad Preferiblemente Baja.

Litología

Areniscas Preferiblemente, Pero Pueden Ser Usados En Carbonatos.

Se Deben Evitar Las Calizas Con Alta Porosidad.

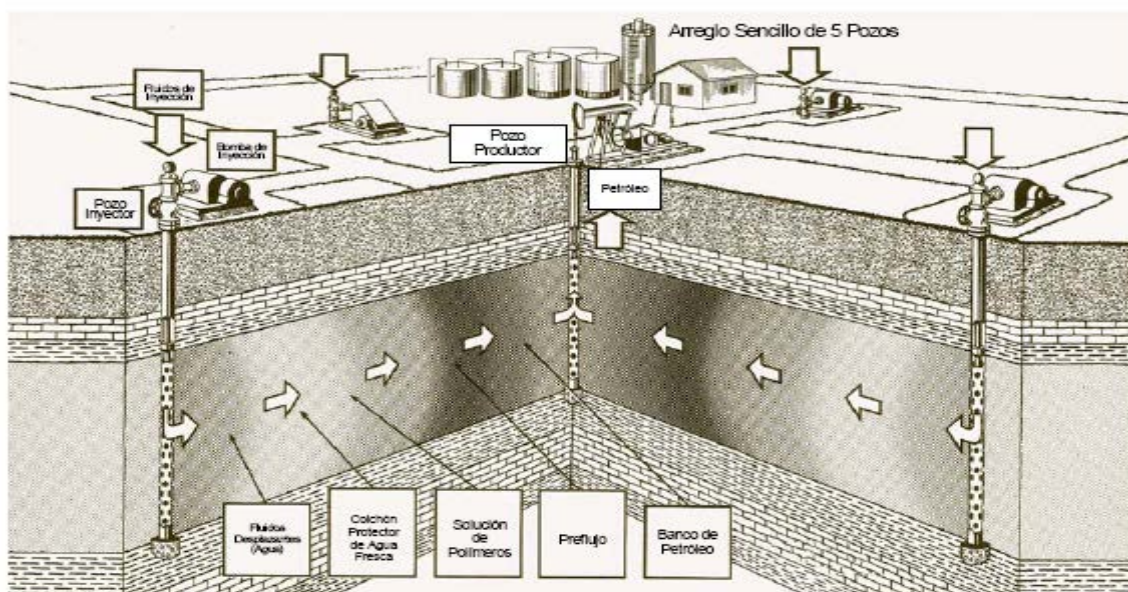


Figura 4.59. Inyección de Polímeros

J) Surfactantes

Son compuestos orgánicos provenientes de petróleo crudo y otros aditivos, que mezclados a bajas concentraciones en agua reducen la tensión interfacial.

El principal objetivo de este proceso es recobrar el petróleo residual, 20 a 40% del volumen poroso (VP), que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua.

Criterios de diseño:

Petróleo

Viscosidad <30 Cp A Condiciones De Yacimiento.

Gravedad > 25° Api

Composición: Livianos Intermedios Son Deseables

Yacimiento

Saturación De Petróleo >30%

Espesor Neto: > 10 Pies.

Profundidad > 8000 Pies.

Permeabilidad > 20 Md.

Temperatura: < 175°F.

Agua

< 5000 ppm de Calcio Y Magnesio (Se requiere Pre-Lavado).

< 100000 ppm de Sólidos Totales Disueltos (Se requiere Pre-Lavado).

Disponibilidad de Agua Suave De Baja Salinidad, para un tapón de Limpieza.

Litología

Solamente Areniscas, Con Bajo Contenido De Arcillas, Sin Yeso ni Anhidrita.

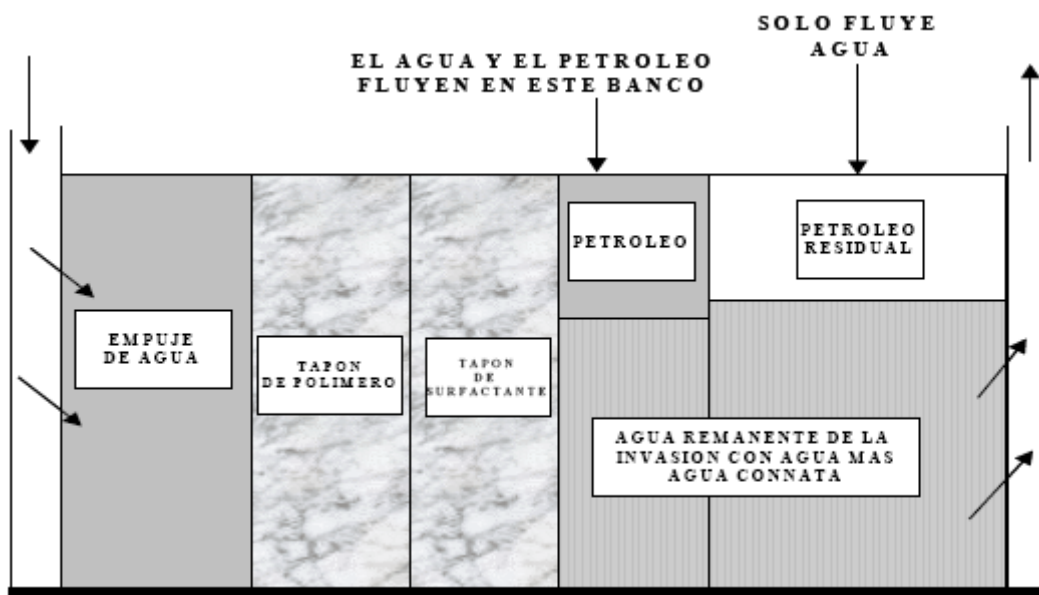


Figura 4.60. Inyección de Surfactantes

K) Alcalinas

Emplea un proceso de emulsificación in situ. Requiere adicionar al agua de inyección ciertas sustancias químicas como hidróxido de sodio, silicato de sodio, soda cáustica o carbonato de sodio, las cuales reaccionan con los ácidos orgánicos que contienen el petróleo. A medida que el agua alcalina y el

petróleo reaccionan, se van produciendo sustancias jabonosas (surfactantes) en la interfase petróleo- agua, permitiendo que el petróleo sea producido por:

- Reducción de la tensión interfacial.
- Cambios de humectabilidad (humectado por petróleo a agua y viceversa)
- Emulsificación y entrapamiento del petróleo.
- Emulsificación y arrastre del petróleo.
- Solubilización de las películas rígidas del petróleo en la interfase petróleo – agua.

Criterios de diseño:

Petróleo

Viscosidad <200 Cp A Condiciones de yacimiento.

Gravedad 13 - 15° Api (Parámetro mas Importante)

Numero Ácido: >0.1 Mg Koh/G de petróleo.

Yacimiento

Debe determinarse la eacción de los químicos alcalinos con los minerales de las rocas.

Saturación de Petróleo: Sor después de La Inyección.

Espesor Neto: No Critico.

Profundidad < 9000 Pies.

Permeabilidad > 20 Md.

Temperatura: < 200°F.

Agua

< 500 ppm de Calcio, Para Concentraciones Cáusticas Bajas.

No Es Critico Para Concentraciones Cáusticas Altas.

Litología

Contenido de Yeso < 0.5% Del Volumen Total.

Consumo Cáustico De Las Arcillas < 15 Meq Naoh/100 G De Roca.

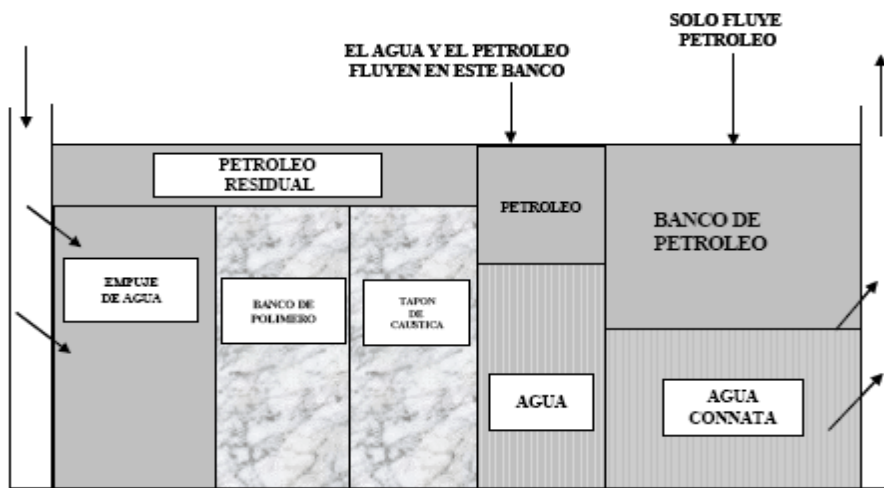


Figura 4.61. Inyección de Alcalinas

L) Micelares

Es un método terciario de recuperación de crudo para petróleos livianos. La técnica consiste en la inyección de un tapón micelar (cerca del 5% del VP), seguido por un volumen de solución de polímero (del orden del 50% del VP), el cual se empuja con agua. La solución micelar utilizada es la clave del proceso y esta formada por agua, hidrocarburo, 10-15% de surfactante, pequeñas cantidades de sal y un alcohol adecuado para controlar la viscosidad y el comportamiento de fase.

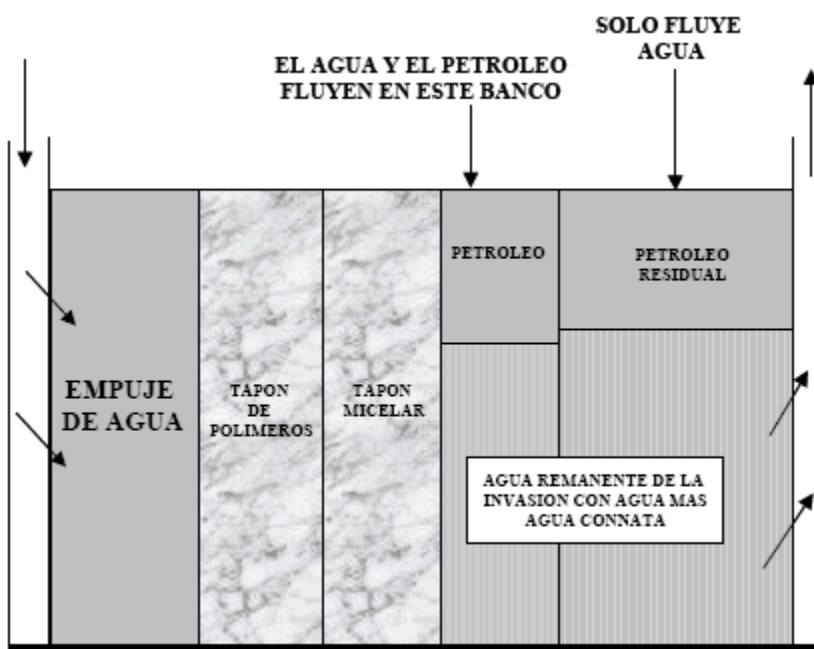


Figura 4.62. Inyección Micelar

M) Espumas

Las espumas son acumulaciones de burbujas de gas separadas unas de otras por películas gruesas de líquidos, con la propiedad de tener una viscosidad mayor que la del gas o líquido que la componen.

Su inyección consiste en inyectar aire, agua y un agente químico que la estabiliza, y se realiza a una razón de movilidad menor que la inyección de gas o líquidos solos.

Su inyección en el medio poroso, crea un gran número de interfases elásticas que ejercen una fuerza tipo pistón sobre el petróleo que es desplazado. El proceso es altamente eficiente ya que las espumas se ubican primero en los poros más grandes, donde tienden a obstruir el flujo. Los poros pequeños son invadidos luego, mientras que las secciones más permeables se van llenando de la espuma y la eficiencia de barrido vertical se mejora.

N) Métodos Térmicos

El objetivo básico de la aplicación de tales métodos es la reducción de la viscosidad del petróleo con la finalidad de mejorar su movilidad, por lo cual son especialmente adecuados para petróleos viscosos (5-15° API), aunque también se usan en petróleos hasta de 45° API.

Otros beneficios obtenidos con los métodos térmicos son la reducción de la saturación de petróleo residual a consecuencia de la expansión térmica, el aumento de la eficiencia areal por efecto de la mejora en la razón de movilidad, destilación con vapor y craqueo térmico.

O) Inyección Continua de Agua

Es un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo se desplaza inmisciblemente, tanto por agua caliente como por agua fría. Durante el proceso, la zona vecina al pozo inyector se va calentando y, a su vez, parte del calor inyectado se pierde hacia las formaciones adyacentes.

El agua caliente inyectada sufre el calor necesario a expensas de su calor sensible y, como consecuencia, su temperatura disminuye; además, como se va alejando del pozo inyector y mezclándose con los fluidos a la

temperatura original del yacimiento, se forma una zona calentada en la cual la temperatura varía desde la temperatura de inyección, en el pozo inyector, hasta la del yacimiento a una cierta distancia del pozo inyector.

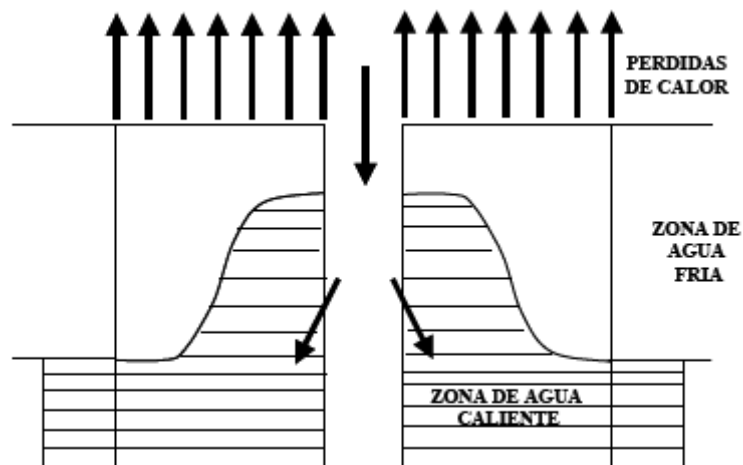


Figura 4.63. Inyección de Agua Continua

P) Inyección Continua de Vapor.

Como la inyección de agua, es un método de empuje en arreglos, con pozos de inyección y producción. En este caso, el comportamiento depende básicamente del tamaño del arreglo, ya que las pérdidas de calor hacia las rocas adyacentes pueden consumir gran proporción del calor inyectado. El vapor se inyecta continuamente en el pozo inyector, lo cual genera en la formación una zona de vapor que avanza a una tasa siempre decreciente.

Criterios de diseño:

Petróleo

Viscosidad 20-1000 cp

Gravedad < 25° Api

Composición: No Crítica

Yacimiento

Saturación De Petróleo > 500 Bbls (Acre-Pie)

Espesor > 20 Pies

Profundidad: 300 - 3300 Pies.

Permeabilidad > 200 Md

Transmisibilidad $K H/M > 100 \text{ Md-Pie/Cp}$

Agua

Las propiedades del agua connata no son críticas.

El Agua del generador de vapor deberá ser relativamente Suave, Ligeramente alcalina, libre de oxígeno, de sólidos, de petróleo, de H₂S y de hierro disuelto.

Litología

Bajo Contenido De Arcillas

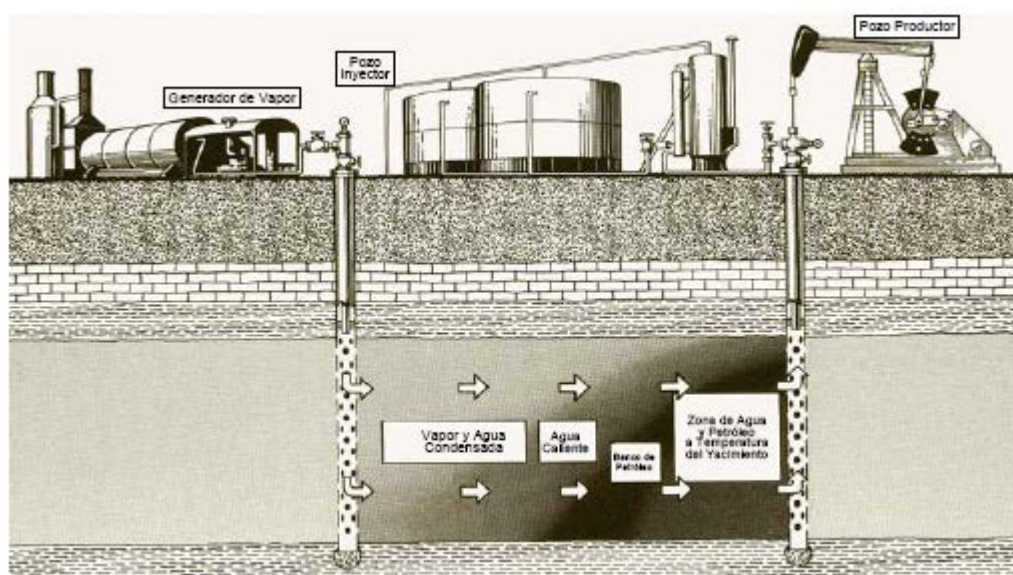


Figura 4.64. Inyección Continua de Vapor

Q) Inyección Alternada de Vapor

Consiste en inyectar, en un determinado pozo, un volumen preestablecido de vapor por un periodo que va de una a tres semanas. Después de la inyección, se cierra el pozo y se deja en remojo por unos días, con el propósito de permitir que el vapor caliente la formación productora y se disperse uniformemente alrededor del pozo. Luego se abre el pozo nuevamente a producción hasta que le proceso sea rentable.

Criterios De Diseño:

Petróleo

Viscosidad 20-1000 Cp

Gravedad < 25° Api

Composición: No Crítica

Yacimiento

Saturación de petróleo > 500 bbls (acre-pie)

Espesor > 20 Pies

Profundidad 300 - 3300 Pies.

Permeabilidad > 200 Md

Transmisibilidad K H/M > 100 Md-Pie/Cp

Agua

Las propiedades del agua connata no son críticas.

El agua del generador de vapor deberá ser relativamente suave, ligeramente alcalina, libre de oxígeno, de sólidos, de petróleo, de h₂s y de hierro disuelto.

Litología

Bajo Contenido De Arcillas

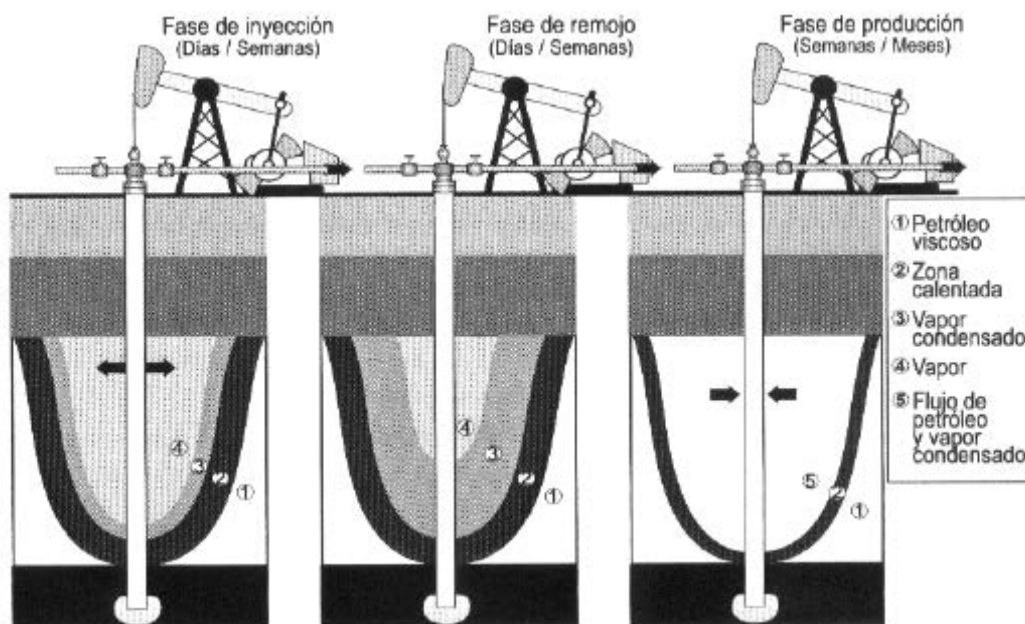


Figura 4.65. Inyección Alternada De Vapor

R) Drenaje por Gravedad Asistido con Vapor (Sagd)

El proceso se basa en la segregación vertical del vapor a través de un par de pozos horizontales, uno inyector y otro productor, los cuales están alineados en la misma dirección y separados generalmente por una distancia de 5 m entre las secciones horizontales de cada pozo.

El objetivo es introducir el vapor continuamente y remover el vapor condensado que se va formando junto con el petróleo que se va calentando.

Durante el proceso se forma una cámara de vapor, dentro del yacimiento, la cual en entrar en contacto con la arena petrolífera fría, se condensa, permitiendo que le petróleo drene por gravedad hasta el pozo productor.

El agua condensada, sirve de medio de transporte al crudo durante la segregación por gravedad.

Criterios de Diseño:

Petróleo

Viscosidad 20000-100000 Cp

Gravedad < 20° Api

Composición: No Crítica

Yacimiento

Saturación de Petróleo > 85%

Espesor > 10 Metros

Profundidad < 1500 Pies.

Permeabilidad > 1 D.

Porosidad > 30 %

Agua

Sin Presencia De Acuíferos.

Litología

Sin presencia de sellos de arcillas/ lutitas.

Bajo contenido de arcillas.

S) Combustión In Situ

Conocido también como combustión con fuego, es un método único debido a que una porción del petróleo en el yacimiento (cerca del 10%) se quema para generar el calor, obteniéndose una alta eficiencia térmica.

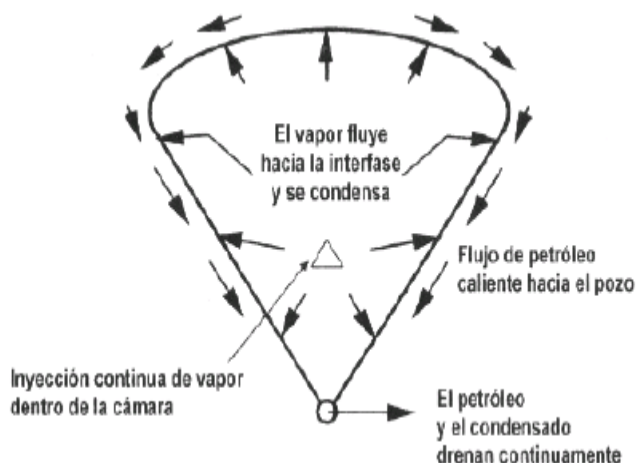


Figura 4.66. Drenaje por Gravedad Asistido con Vapor

El proceso de combustión se inicia generalmente bajando un calentador o quemador, que se coloca en el pozo inyector. Luego se inyecta aire hacia el fondo del pozo y se pone a funcionar el calentador hasta que se logre el encendido. Después que se calientan los alrededores del fondo del pozo, se saca el calentador, pero se continua la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión.

Criterios de Diseño:

Petróleo

Viscosidad: 100 Cp (Rango Normal 100-5000 Cp)

Gravedad < 40° Api

Composición: Componentes Asfálticos

Yacimiento

Transmisibilidad: $K H/M > 20 \text{ Md} - \text{Pie/Cp}$

Saturación de petróleo: > 500 bbls/(acre – pie)

Espesor > 10 Pies

Profundidad > 500 Pies.

Temperatura: > 150°F.

Agua

Agua connata no es critica

Litología : Bajo contenido de arcillas

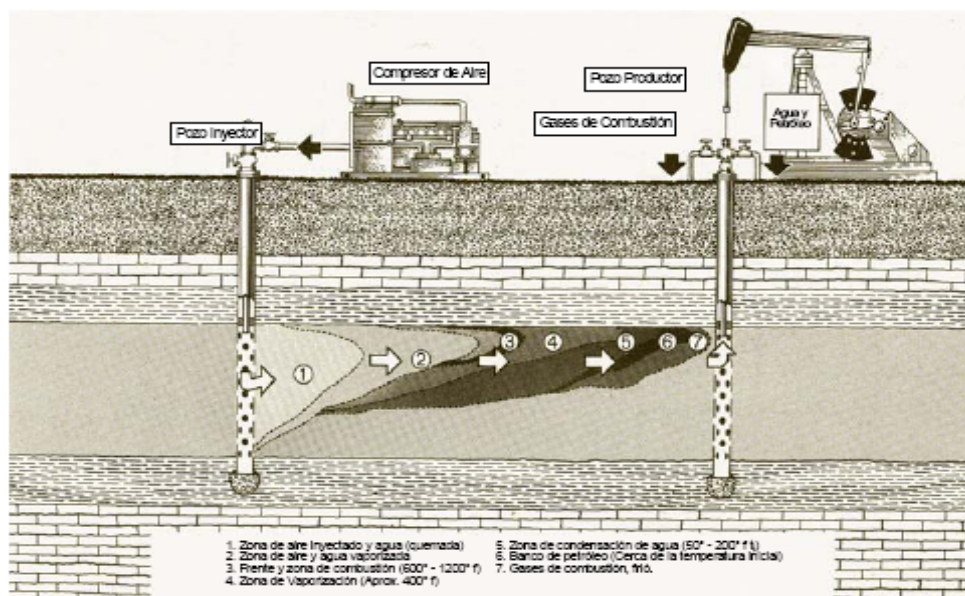


Figura 4.67. Combustión In Situ

6.- EVALUACIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

6.1. Optimización del Uso de las Facilidades de Producción.

Las facilidades de producción constituyen la etapa final del Sistema de producción de hidrocarburos. Sin embargo por ser parte integral del sistema, controlan la producción aguas arriba.

Las Facilidades de Producción están conformadas por todos los equipos que se requieren para transportar los Hidrocarburos desde el cabezal del pozo hasta el tanque de producción (Tuberías horizontales, múltiples de flujo, válvulas separadores, depuradores, líneas de manejo de líquido, líneas de manejo de gas, tanque de almacenamiento, instrumentos de control, sistema de suministro de energía eléctrica, sistema de tratamiento de agua, sistema de bombeo de hidrocarburos) y para lograr una producción eficiente se requiere que las facilidades funcionen adecuadamente.

Cuando se evalúa la factibilidad de rejuvenecimiento de un campo, el análisis debe incluir una revisión detallada de las facilidades de producción que contemple la determinación de las capacidades y eficiencia de los equipos instalados.

El diagnóstico de las condiciones de las instalaciones permitirá delinear planes de acción para adecuarlas, modificarlas o reemplazarlas.

El análisis debe considerar: evaluación del comportamiento histórico de los equipos (eficiencia, número de fallas, tiempo entre fallas) y el impacto de su funcionamiento en el manejo de los volúmenes de hidrocarburos, grado de obsolescencia, condiciones de seguridad para su operación, calidad de vida de los operarios.

Todos los trabajos que se requieran para adecuar las instalaciones a las nuevas condiciones de producción del campo deben incluirse como parte de los costos que la estrategia de rejuvenecimiento encierra.

Uno de los errores que comúnmente se cometen en los proyectos de rejuvenecimiento es la no adecuación de las instalaciones lo que dificulta la materialización de las oportunidades identificadas.

Por esta razón, el personal encargado de las operaciones debe ser parte del equipo multidisciplinario encargado de evaluar la oportunidad de

rejuvenecimiento; ellos poseen conocimientos valiosos y aportan oportunidades que pueden materializarse en etapas tempranas del proyecto.

6.2. Identificación de Cuellos de Botellas.

Los cuellos de botella están representados por todas las restricciones mecánicas o de tipo procedimental que reducen la eficiencia del proceso de producción e impiden materializar el potencial total de producción de hidrocarburos.

Las restricciones de tipo procedimental por lo general están asociadas a cumplimiento de normas de seguridad o regulaciones ambientales.

La pérdida de la eficiencia de un proceso por condiciones mecánicas puede medirse calculando la desviación de su comportamiento real respecto a la condición de diseño.

Así encontramos que las restricciones a nivel de las líneas de producción superficiales se calculan comparando las pérdidas de presión reales con los valores estimados por métodos que evalúan el transporte de fluidos. Similarmente, pueden realizarse cálculos a nivel de los separadores de producción de gas y líquidos, mediciones multifásicas, eficiencia de operación de bombas de transferencia.

La cuantificación del efecto que esas restricciones originan sobre el proceso permitirá justificar su adecuación. La incorporación de nuevas tecnologías en las facilidades de producción tales como válvulas multipuerto.

Medición multifásica, bombeo multifásico, han permitido mejorar la eficiencia del proceso de producción.

7. ESTUDIOS INTEGRADOS DEL YACIMIENTO

7.1 Cadena del Valor del Activo.

El ciclo de Vida de un Activo (Campo, Yacimiento de Hidrocarburos) lo conforman varias etapas o fases; éste se inicia con la fase de Exploración durante la cual se recopilan datos del subsuelo que permitirán una evaluación de la magnitud de la oportunidad.

Los datos recopilados durante la fase exploratoria se integran durante la fase de Framing a objeto de establecer los objetivos/metas del potencial desarrollo. En la etapa de Framing se establecen estrategias preliminares de desarrollo y se define la estrategia de delineación del campo.

La figura 6.1 muestra las distintas fases que constituyen el proceso de desarrollo de un activo, indicándose las actividades y principales productos que se obtienen en cada una de ellas.



Figura 6.1 Proceso de desarrollo de Activos

7.2. Fases del Estudio Integrado.

La caracterización integrada de un yacimiento de hidrocarburo ubicado en el subsuelo, trata de reconstruir la arquitectura del mismo, a partir de información puntual tomada en pozos, información sísmica, datos de producción y programas especializados. Ver figura 6.2.

Es ejecutada con la aplicación de un análisis sistemático, interpretación, interpolación de datos y utilizando herramientas tecnológicas, de Ingeniería, y recursos humanos altamente especializados, todo lo cual depende en alto grado de la calidad y cantidad de los datos disponibles.



Figura 6.2. Caracterización Integrada de Yacimiento como un acto de interpretación.

La caracterización integral de yacimientos petrolíferos es cada vez más usada en las labores de Geología e Ingeniería de yacimientos, y en general en la industria petrolera. Su gran vigencia se debe, en gran parte, debido al alto grado de agotamiento que presentan la mayoría de los yacimientos a nivel mundial, lo cual a su vez incrementan la complejidad y los riesgos, así como las exigencias de los procesos de recuperación mejorada de crudos y cálculos más certeros en las estimaciones de reservas de hidrocarburos presentes en el subsuelo, esto a llevado a que los estudios hayan evolucionado con base a estas necesidades, tal como se muestran en la figura 6.3.

Actualmente con la instrumentación, se ha logrado un mejor control y adquisición de data en tiempo real y con los desarrollos tecnológicos de avanzada se piensa que se llegara a los llamados yacimientos inteligentes o auto – regulados.



Figura 6.3 Evolución de los Estudios de Yacimientos

Dentro del proceso de una caracterización de yacimientos se siguen, en general, las siguientes fases:

Fase I : Factibilidad, objetivos y modelo de datos

Fase II: Caracterización estática

Fase III: Caracterización dinámica

Fase IV: Modelo de Negocio

La Figura 6.4 muestra las fases de un Estudio Integrado de Yacimiento.

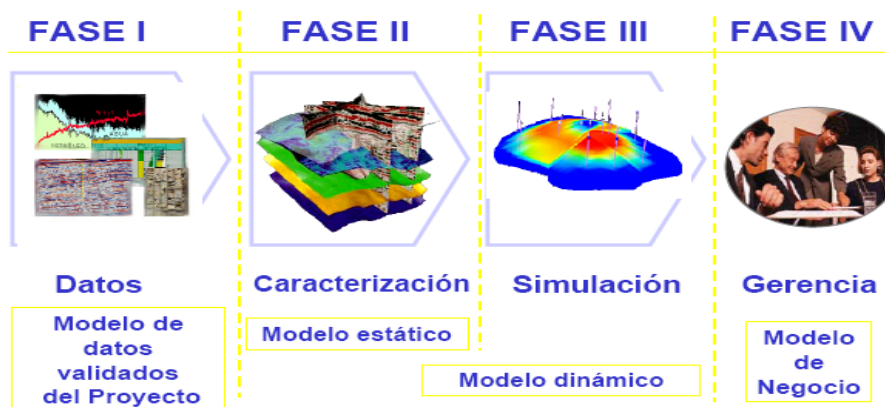


Figura 6.4. Fases de un Estudio Integrado de Yacimiento.

El proceso de caracterización de yacimientos requiere de un esquema de trabajo multidisciplinario y sinérgico, donde las geociencias desempeñan uno de los papeles más importantes, ya que representan el fundamento del modelo estático que es la base primordial de cualquier análisis, estudio o realizaciones.

Dentro del amplio espectro que cubre la ciencia de la Geología se pueden precisar como disciplinas conexas la geofísica, la Sedimentología, la petrofísica, la geología estructural, la geoestadística y la geodinámica con cuyas aplicaciones se pueden precisar las descripciones de los yacimientos en términos de estructura, de facies, textura de la roca, geometría de los cuerpos sedimentarios, tipos de roca, calidad de roca y mapas de subsuelo.

Empleando la interpretación de la sísmica (2D y 3D) se puede obtener una imagen del subsuelo en términos de su estructura y así identificar las trampas y cierres geológicos; también ayuda a definir la estratigrafía y tendencias sedimentarias.

La correlación estratigráfica desde áreas bien conocidas a áreas nuevas permite mediante la aplicación de electrofacies, la rápida ubicación de los pozos petrolíferos y las mejores estimaciones volumétricas.

La sedimentología nos permite ubicar las localizaciones para perforación y rehabilitación de pozos con los mejores espesores de arena petrolífera, también es base fundamental para los diseños de proyectos de recuperación secundaria.

La petrofísica mediante el uso de registros convencionales y especiales, muestras y pruebas provenientes del pozo, correlaciones núcleo – perfil permite definir cualitativa y cuantitativamente las propiedades físicas de las rocas e identificar los distintos tipos de roca presentes en el yacimiento; así como la cualificación de las reservas.

Con los datos obtenidos mediante el uso de las diferentes disciplinas previamente mencionadas, se pueden aplicar técnicas de Ingeniería de Yacimientos como las Pruebas de P.V.T., pulso y producción, así como con la inyección de trazadores de diversos tipos se puede monitorear y controlar el

comportamiento del yacimiento y obtener mejores referencias para conocer el verdadero potencial de producción.

Finalmente, empleando la geoestadística, la informática y el procesamiento de datos es posible arribar a una descripción y caracterización de yacimientos mejorada y más exacta que represente una verdadera optimización durante el proceso de producción.

7.3. Modelo del Negocio.

El aspecto más importante dentro de la Gerencia integrada de los yacimientos lo constituye la Estrategia para recuperar las Reservas de Hidrocarburos.

La Recuperación de estas Reservas puede hacerse por Métodos Primarios, Secundarios o por procesos de Recuperación Mejorada.

Las estrategias de explotación representan el conjunto de políticas que garantizan la máxima creación de valor en la recuperación de las reservas. Están basadas en la caracterización detallada del yacimiento.

Cada Yacimiento responde a políticas de explotación particular e individual.

No existen procedimientos y normas específicas para elaborar un plan de explotación.

La definición de un estrategia de explotación tiene como objetivo delinear políticas de Agotamiento dirigidas a maximizar el Valor de las Reservas, más que maximizar el recobro. Las Estrategias de explotación dependerán de la Etapa en la que se encuentre el Yacimiento dentro de su ciclo de Vida.

En el caso de Yacimientos o Campos recién descubiertos la estrategia estará orientada a definir el mejor esquema para desarrollar el campo (Espaciamiento de Pozos, numero de Pozos, Esquema de recobro Primario y factibilidad de Aplicar métodos de recuperación Secundaria).

En el caso de Yacimientos que han estado bajo explotación por métodos primarios, las estrategias consideraran la Factibilidad de Recuperación Secundaria.

En todos los casos, las estrategias estarán orientadas a lograr maximizar el valor integral del activo considerando aspectos financieros, ambientales y del entorno.

La Evaluación de las Estrategias de explotación envuelven aspectos Técnicos y Económicos y serán más fáciles de definir cuando existe un alto nivel del conocimiento del yacimiento; desdichadamente la mayor cantidad de datos e información por lo general se dispone en las ultimas etapas del ciclo de vida del yacimiento (Final de la etapa de desarrollo, etapa de agotamiento). De allí que la definición de la mejor estrategia de explotación durante etapas tempranas de la vida del yacimiento (delineación, desarrollo) se basara en la evaluación de distintos escenarios utilizando modelos analíticos o de simulación.

Los resultados obtenidos con esto modelos serán utilizados como datos de entrada en Modelos de Evaluación de Riesgo y elementos económicos (VPN,TIR;.)

Opciones de desarrollo.

Durante la definición de la mejor estrategia de explotación de un Campo o Yacimiento se evalúan distintas opciones a objeto de lograr un plan de desarrollo viable tanto en el aspecto técnico como económico.

La evaluación de opciones abarca el estudio de esquemas de recobro primario o secundario así como la definición de la infraestructura requerida, el numero de pozos requeridos y su arquitectura (Verticales, Horizontales, multilaterales, altamente desviados,), esquemas de manejo de fluidos (flujo multifásico), definición de métodos de producción (levantamiento artificial por gas, bombas electrosumergibles, bombeo hidráulico, bombeo mecánico).

La evaluación de opciones de desarrollo permitirán definir:

- Producción de Petróleo, Agua y Gas con bajo grado de incertidumbre.
- Maximizar el factor de recobro.
- Optimar el nivel de inversiones y gastos.
- Cuantificar la incertidumbre de los esquemas de explotación en el futuro.

7.4. Análisis de Riesgo.

Riesgo es la variabilidad del retorno esperado. A mayor variabilidad de los parámetros utilizados para calcular el retorno, mayor es el riesgo.

Riesgo es la probabilidad de pérdida (VPN negativo) en un proyecto. Mayor probabilidad de pérdida mayor es el riesgo.

Sirve para determinar las fortalezas y debilidades del proyecto en relación a cambios de algunos parámetros.

Se estima el VPN del proyecto modificando las variables inciertas (una a la vez).

- a) Precios
- b) Producción
- c) Costos
- d) Inversiones

7.5. Factores Económicos/Entorno.

En la industria petrolera son muchos y muy variados los proyectos que se ejecutan año tras años, y cada uno de ellos requiere de grandes desembolsos de dinero para su ejecución y posterior mantenimiento.

La elaboración del análisis económico depende fundamentalmente de las estimaciones del comportamiento del yacimiento.

Se enfoca desde el punto de vista en donde los yacimientos de hidrocarburos se conocen ciertos datos básicos o donde el estado es exploratorio.

Proceso de toma de decisiones.

La toma de decisiones esta definida por dos procesos:

- Proceso de generación de las posibles opciones de desarrollo existentes.
- Proceso de selección del mejor curso de acción entre la gama de opciones.

La evaluación económica representa una herramienta de ayuda en la toma de decisiones, pues ofrece criterios que permiten jerarquizar las opciones, con el fin ultimo de maximizar el valor presente neto del negocio.

Conceptualización de una opción de desarrollo.

La Conceptualización de una opción de desarrollo consiste en estructurar la información sobre una base objetiva, de forma tal que pueda ser usada para el análisis racional, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

Para la conceptualización de la opción de desarrollo, es necesario considerar:

- Tipo de proyecto: desarrollo, recuperación adicional, interespaciado.
- Se requiere infraestructura nueva o adecuar existente
- Tipo de inversión:
 - Línea recta
 - Unidad de producción
- Que recursos se necesitan para operar y mantener el proyecto

La calidad del dato es un punto de mucha importancia en los análisis de opciones de desarrollo. Identificar de donde provienen los datos utilizados para la evaluación económica, la calidad del dato introduce o mitiga riesgos en las evaluaciones económicas.

La figura 6.5, muestra un flujograma de evaluación de la rentabilidad de proyectos.

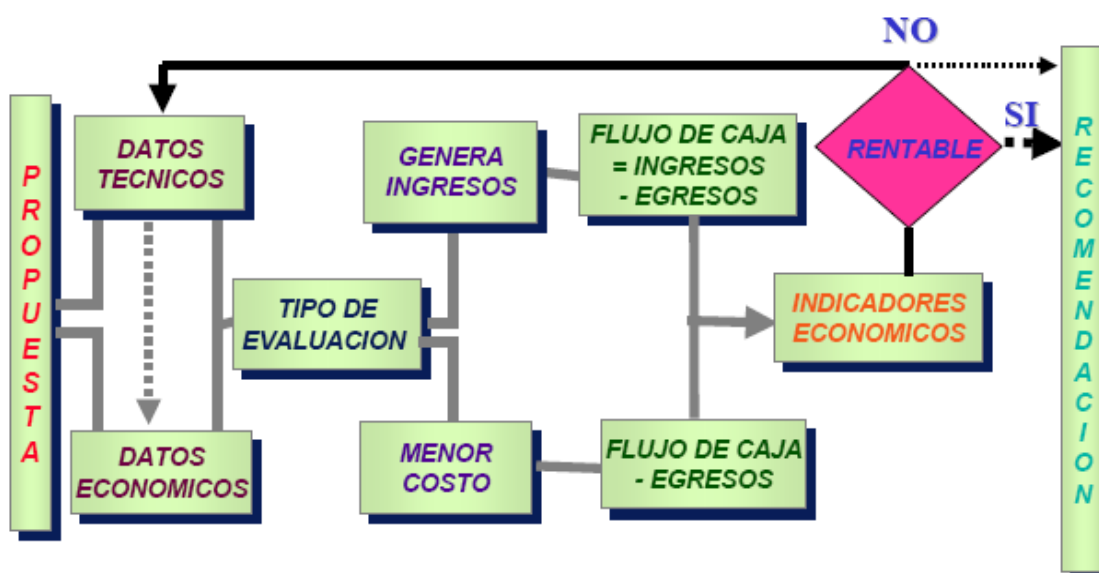


Figura 6.5 Rentabilidad de Proyectos

Datos Técnicos

- Perfil de potencial y producción de crudo, gas y agua.
- Características de los fluidos manejados (API, viscosidad, CO₂, H₂S, sal, etc).
- Requerimientos de inyección (agua, gas, vapor, otros) en el tiempo
- Perfil de pozos perforados (productores e inyectoros), reparaciones
- Tipos de pozos (verticales, horizontales, slimholes)
- Presiones de inyección y separación en el tiempo.
- Requerimientos de levantamiento (por gas, BES, BM, etc) en el tiempo.
- Instalaciones e infraestructura requeridas para poner el crudo producido en el puerto de embarque, en el tiempo.
- Costos de operar y mantener las instalaciones.

Datos Económicos

- Escenarios de precios de crudo y gas.
- Paridad cambiaria.
- Tasa de descuento.

Beneficio - Costo

Es el porcentaje de beneficio mínimo esperado por la inversión a realizar, y representa la medida del valor del dinero en el tiempo.

Factores determinantes:

- Oportunidades de inversión
- Riesgos de la inversión.
- Tipo de inversionista
- Vida del proyecto
- Orígenes de los fondos :
 - Propios
 - Prestamos
- Esquema de depreciación.

La depreciación perdida de valor de un activo por efecto de desgaste por uso. Se considera una deducción a los fines de cálculo del I.S.L.R., y por tanto, no forma parte del flujo de efectivo.

Métodos:

- Línea recta
- Unidad de producción
- Otros

Unidad de producción:

La pérdida de valor de los activos se mide en base a las unidades producidas, sin importar la vida útil real del activo.

Aplicación:

Todas las inversiones comprendidas desde el subsuelo del pozo hasta la brida de entrada al patio de tanques o planta de compresión de gas.

- Tasa de regalía.
- Tasa de impuesto sobre la renta.
Pago al estado por concepto de enriquecimiento obtenido de una actividad económica

Flujo de Caja.

Estado de ingresos y egresos de efectivo que genera la propuesta de desembolsos durante el horizonte económico de la misma.

$$\text{Flujo de Caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

Ingresos: Ventas a exportación y mercado interno.

Egresos:

- Inversiones.

Estas inversiones son: Costo de adquisición, construcción e instalación de propiedades, plantas y equipos nuevos, o que incrementan significativamente la capacidad productiva o la vida útil de dichos activos.

Elementos: Obra física. Equipos y maquinaria. Capital de trabajo.

- Costos de operación y mantenimiento

Labor: sueldos salarios y beneficios.

Materiales: equipos y repuestos menores útiles de oficina, combustibles

y lubricantes.

Servicios industriales: compra y / o suministro de electricidad , agua y vapor.

Servicios contratados: asistencia técnica transporte , alquiler de equipos, herramientas , etc.

Costos fijos:

Aquellos costos asociados a una actividad que permanecen relativamente constantes en un rango de producción, ejemplo:

- Depreciación línea recta.
- Impuestos.
- Mantenimiento.
- Seguros.
- Investigación.
- Derechos de paso.
- Sobrecostos.
- Labor propia.

Costos variables:

Aquellos costos que se modifican con el nivel de producción: Ejemplo:

- Materiales.
- Labor contratada.
- Servicios industriales.
- Taladros de reparación.

Costos unitarios: Son los costos asociados a cada unidad producida.

Costo unitario = $\frac{(\text{costos fijos} + \text{variables})}{\text{producción del periodo}}$

- Impuestos:
 - Regalías
 - I.S.L.R

Tipos de proyecto

Existen varios tipos de proyecto a analizar. Entre ellos:

Generación de ingresos

Ahorrar / reducir costos

Alquiler vs compra

Esfuerzo Propio vs contratado

Reemplazo vs reparación

Indicadores económicos

- Valor presente neto :

Es la sumatoria del valor presente de los flujos de caja del proyecto correspondientes a cada año del horizonte económico.

- Tasa interna de retorno_:

Es la tasa de descuento que iguala el valor presente neto de un proyecto a cero. Es una medida del máximo rendimiento esperado sobre los saldos no recuperados.

- Tiempo de pago_:

Es el tiempo en el cual se logra recuperar la inversión realizada, es decir, aquel tiempo para el cual el flujo de caja acumulado se hace positivo.

- Eficiencia de la inversión_:

Es una medida de la ganancia obtenida por cada \$ invertido. Se define como el cociente entre el VPN del proyecto y el valor presente de las inversiones realizadas.

- Otros indicadores:

- o TIR modificado.
- o Eficiencia de inversión modificada.
- o Tiempo de pago descontado.

La figura 6.6 muestra una representación gráfica de los indicadores económicos.

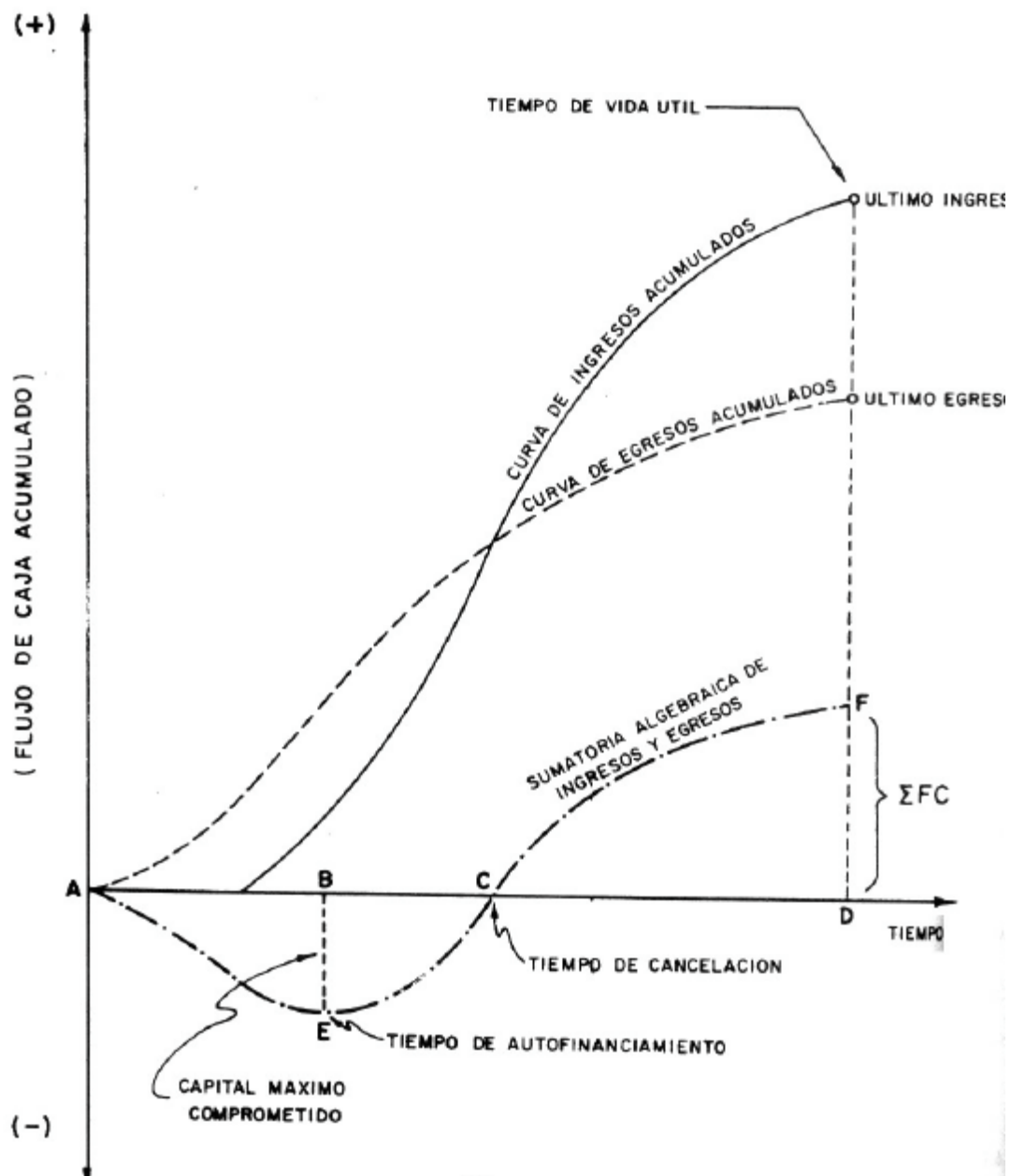


Figura 6.6. Indicadores económicos.

8.- CASOS DE ESTUDIOS

8.1 Análisis del Potencial por Recuperación Secundaria de la Formación Echinocyamus, Lote X, Talara, Perú

El Lote X con más de 90 años de vida productiva cuenta con 4538 pozos perforados y produce de 8 formaciones que presentan multireservorios. Algunas de estas formaciones fueron sometidas a proyectos de recuperación secundaria mediante la inyección de agua, muchos de los cuales fueron discontinuados.

La Formación Echinocyamus es una de ellas, en la cual se ejecutaron proyectos de inyección de agua entre 1980 y 1996. Esta formación, en el lote X presenta grandes espesores de arena que van desde los 200 a 1000 pies de espesor, con porosidades de 8 a 15% y permeabilidades de 0.1 a 100 md.

La heterogeneidad de los reservorios sumada a la complejidad estructural y estratigráfica del Lote X, hizo que los proyectos de inyección en esta formación tuvieran resultados muy diversos.

Se han elaborado estudios de detalle en zonas con historia avanzada de recuperación secundaria para determinar el potencial remanente de petróleo en estos reservorios y la factibilidad de recuperar estas reservas, bajo nuevos esquemas de inyección de agua, en zonas con y sin antecedentes previos de inyección.

Esto hace necesario la integración de estudios de reinterpretación geológica, petrofísica y herramientas avanzadas de ingeniería de reservorios.

El presente caso muestra el estudio integrado seguido por Petrobras para definir el potencial que tiene la Formación Echinocyamus bajo procesos de recuperación secundaria.

Se han determinado 11 zonas dentro del Lote X con potencial para la realización de proyectos de secundaria en esta formación con una reserva asociada de 17.6 MMbbl de petróleo.

El Lote X, ubicado en la Cuenca Talara – Perú (figura 1), cuenta con más de 90 años de producción alcanzando una acumulada actual de 432 MMbbl de petróleo.

Las principales formaciones productivas del yacimiento son Mogollón, Echinocyamus, Ostrea, Lutitas Talara y Verdún (ver columna estratigráfica en la figura 2).

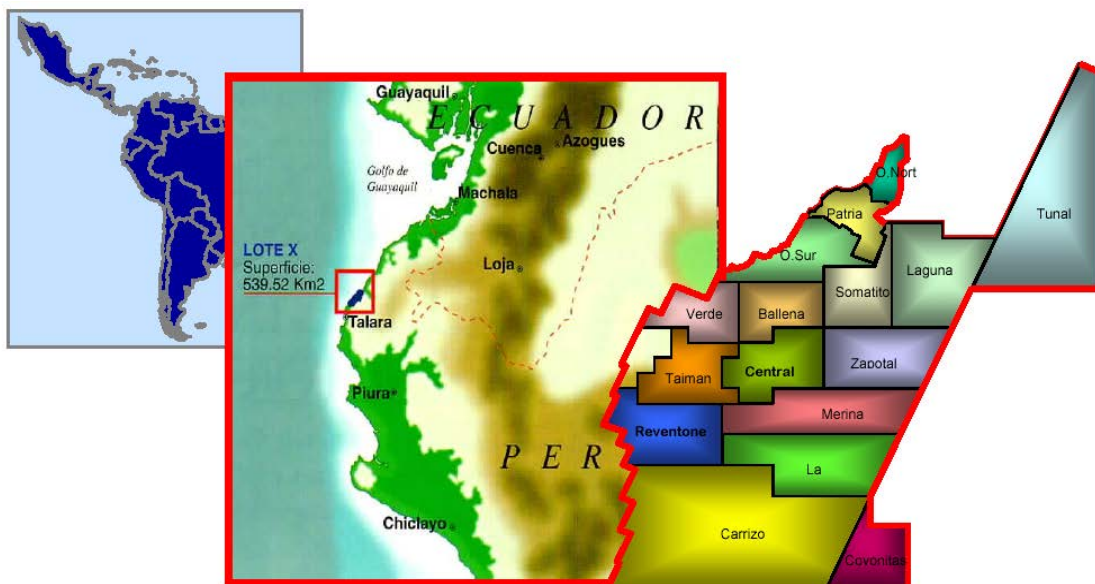


Figura 1- Mapa de ubicación del Lote X con los principales yacimientos.

El Lote ha tenido una extensa producción por el mecanismo de gas disuelto (primaria) desde principios del siglo XX hasta la actualidad.

Desde fines de la década del 70 hasta 1996 la empresa Occidental realizó una importante campaña de perforación infill seguida por la implementación de proyectos de recuperación secundaria dentro de lo que se denominó Lote XI, hoy integrado al Lote X.

Esta experiencia en proyectos de inyección de agua fue vital para la determinación del potencial de recuperación por este mecanismo en los reservorios de la Formación Echinocyamus y Lutitas Talara principalmente.

Los resultados obtenidos son diversos y están relacionados con la complejidad estructural y la heterogeneidad vertical de estos reservorios.

En 1996, cuando comienza a operar el área Perez Companc SA, se discontinúan los proyectos de inyección, destacándose que los mismos ya estaban inyectando volúmenes de agua inferiores a la producción total de fluidos.

En 2001 se inicia un proyecto de inyección de agua en la Formación Verdún en el yacimiento Carrizo. En 2002 se inicia un proyecto de inyección de agua en la Formación Verdun del yacimiento Laguna y se decide reiniciar el proyecto de inyección de agua en el bloque B1 del yacimiento Somatito (Formación Echinocyamus).

El presente caso se enfoca en el potencial de la Formación Echinocyamus para la realización de proyectos de secundaria en el Lote X. Para esto se ha recurrido a la evaluación del comportamiento de los proyectos de Occidental ya discontinuados como así también el comportamiento del reinicio de la inyección en el bloque Somatito B1.

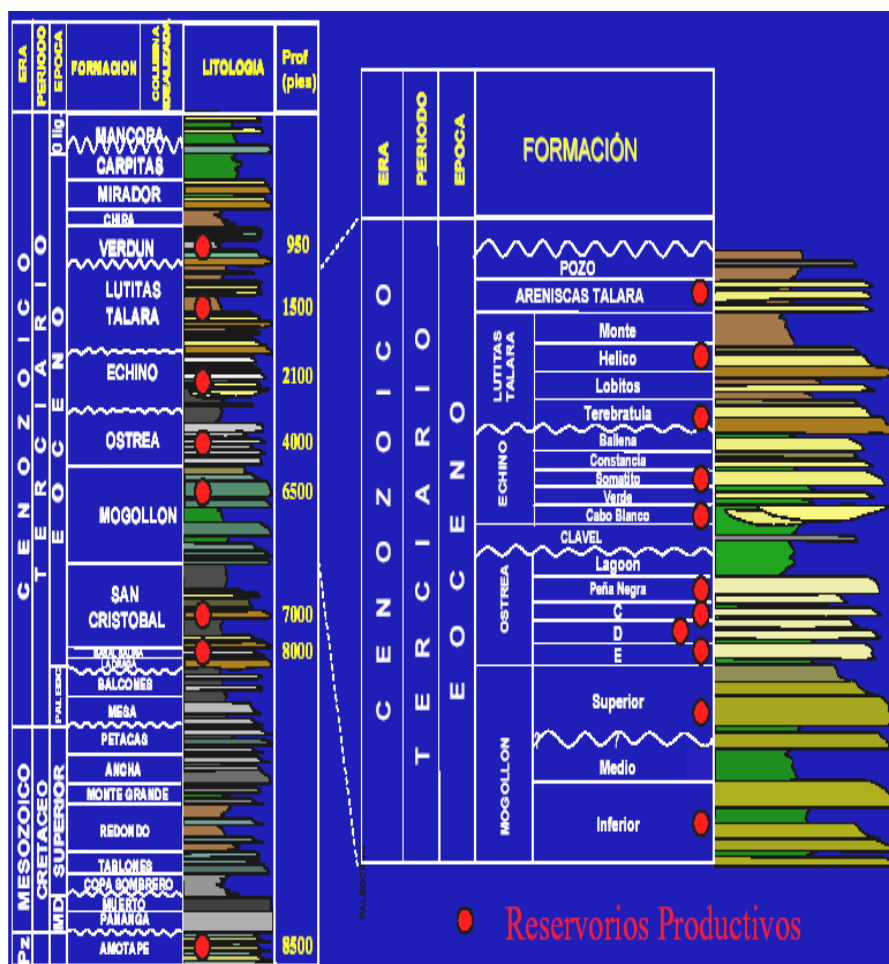


Figura 2 - Columna litoestratigráfica de la Cuenca Talara.

A partir de estos proyectos se pudo obtener curvas características (factor de recuperación versus volúmenes porales inyectados) que indican factores de recuperación incrementales por secundaria con un rango de 4 % a 8%.

En la actualidad se está realizando el modelado 3D y la simulación del Bloque B1 con una discretización vertical equivalente a una celda cada 5 pies que permitirá comprender mejor el mecanismo de drenaje y la importancia de la heterogeneidad vertical y areal en el valor de recuperación final por secundaria.

8.2 Descripción de la Metodología

Para evaluar el potencial de los reservorios de Echinocytamus del Lote X y realizar los proyectos de recuperación secundaria fue preciso determinar los rasgos estructurales- estratigráficos de los bloques considerados.

Posteriormente se realizó una evaluación petrofísica a los efectos de cuantificar los valores de espesor neto, saturación, porosidad y permeabilidad. De esta evaluación se obtuvo por volumetría los valores de POIS (Petróleo Original In Situ) y VP (Volumen Poral).

En los casos que se contó con historia de inyección en la zona de estudio se pudo cuantificar el valor de respuesta obtenido y estimar, por extrapolación del comportamiento de las curvas de producción e inyección, y el factor de recuperación final por secundaria.

Para la extrapolación del comportamiento por secundaria se ha considerado una tendencia lineal de la curva de log RAP versus N_p .

Posteriormente se pudo estimar cuantos volúmenes porales inyectados serán necesarios para alcanzar el valor de límite económico determinado por una relación agua petróleo máxima económica que se ha fijado en un valor de 25. Luego se obtuvieron curvas de FRsec (factor de recuperación por secundaria) versus VPI (volúmenes porales inyectados).

Estas curvas de FRsec vs VPI permitieron estimar los factores de recuperación finales y el pronóstico en zonas donde no se ha inyectado agua teniendo en cuenta para esto la similitud de los reservorios desde el punto de vista de distribución vertical y areal de las propiedades petrofísicas, fluidos y estado de depletación al inicio de la secundaria.

En el presente trabajo se estimaron las reservas asociadas a nuevos proyectos de recuperación secundaria utilizando estas curvas de

comportamiento (FRsec vs VPI) obtenidas en mallas de inyección que han tenido tendencias claras de log RAP vs Np.

Para interpretar estos resultados se evaluó el FRsec obtenido empíricamente por extrapolación como el producto de las eficiencias de desplazamiento (Ed), vertical (Ev) y areal (Ea) tal como serán definidas mas adelante.

Esta metodología presenta incertidumbres asociadas a las variaciones de la Ea y Ev dentro de la extensión del proyecto como así también la estimación de los efectos asociados a la depletación de los reservorios. Estos problemas pueden ser resueltos mediante la construcción de modelos de reservorios tridimensionales de alta resolución vertical que puedan luego durante la simulación numérica representar los efectos determinantes de la recuperación secundaria de los mismos.

Estos modelos permitirán estimar incrementos en el potencial de secundaria actualmente considerado asociados a perforaciones infill y la mejor definición de instalaciones selectivas.

Finalmente se construyó un modelo de simulación numérica de alta resolución vertical para el bloque B1 de Somatito donde se tiene una importante historia de producción para luego extrapolar los valores ajustados a zonas donde se harán los respectivos modelos en las cuales se conoce el marco estructural-estratigráfico y la distribución de propiedades.

8.3 Estratigrafía y Marco Geológico

La alta complejidad estructural que presenta el Lote X está relacionada al tipo de ambiente tectónico de la Cuenca Talara, una cuenca con diferentes y variados procesos y etapas evolutivas.

Con esto, el resultado que se observa hoy es un área intensamente compartimentalizada por fallamientos de diferentes magnitudes e historia genética.

Estas configuraciones de carácter estructural son las que primero definen los bloques prospectivos para hidrocarburos.

Con un mayor detalle se puede observar que los reservorios, específicamente de la Formación Echinocyamus, también presentan complejos arreglos

depositacionales y estratigráficos, fruto de la intrincada relación existente entre los procesos sedimentarios y los diagenéticos.

El resultado final son reservorios con características permo-porosas regulares a pobres, con variada distribución de estas propiedades internamente dentro de los bloques.

Litoestratigráficamente la Formación Echinocymus se ha subdividido en cinco miembros claramente identificables por sus características litológicas y patrones eléctricos (de la base hacia el tope): Cabo Blanco, Verde, Somatito, Constanza y Ballena.

En términos de paleoambiente de depositación, los reservorios de la Formación Echinocymus varían desde su base de depósitos fluvio-deltaicos (Palomino, 1976) a estuarinos con alta influencia de marea en la unidad Cabo Blanco (Daudt *et al.* 2004) hasta depósitos plataformales en las unidades Somatito Inferior y Superior. Litológicamente corresponden a areniscas, lutitas y conglomerados alternados en diferentes proporciones.

El desarrollo de dicha unidad es mayor en los yacimientos Verde, Taiman, Ballena, Central y Órganos Sur, donde alcanza los mayores espesores (hasta 1200 pies, **figura 3**). En dirección hacia el Este, en los yacimientos Somatito, Laguna, Zapotal, Merina y La Tuna, los espesores son menores (100a 600 pies), llegando a ser completamente erosionados en los yacimientos Carrizo y Coyonitas por la discordancia pre-Grupo Talara (tope de Eoceno Inferior).

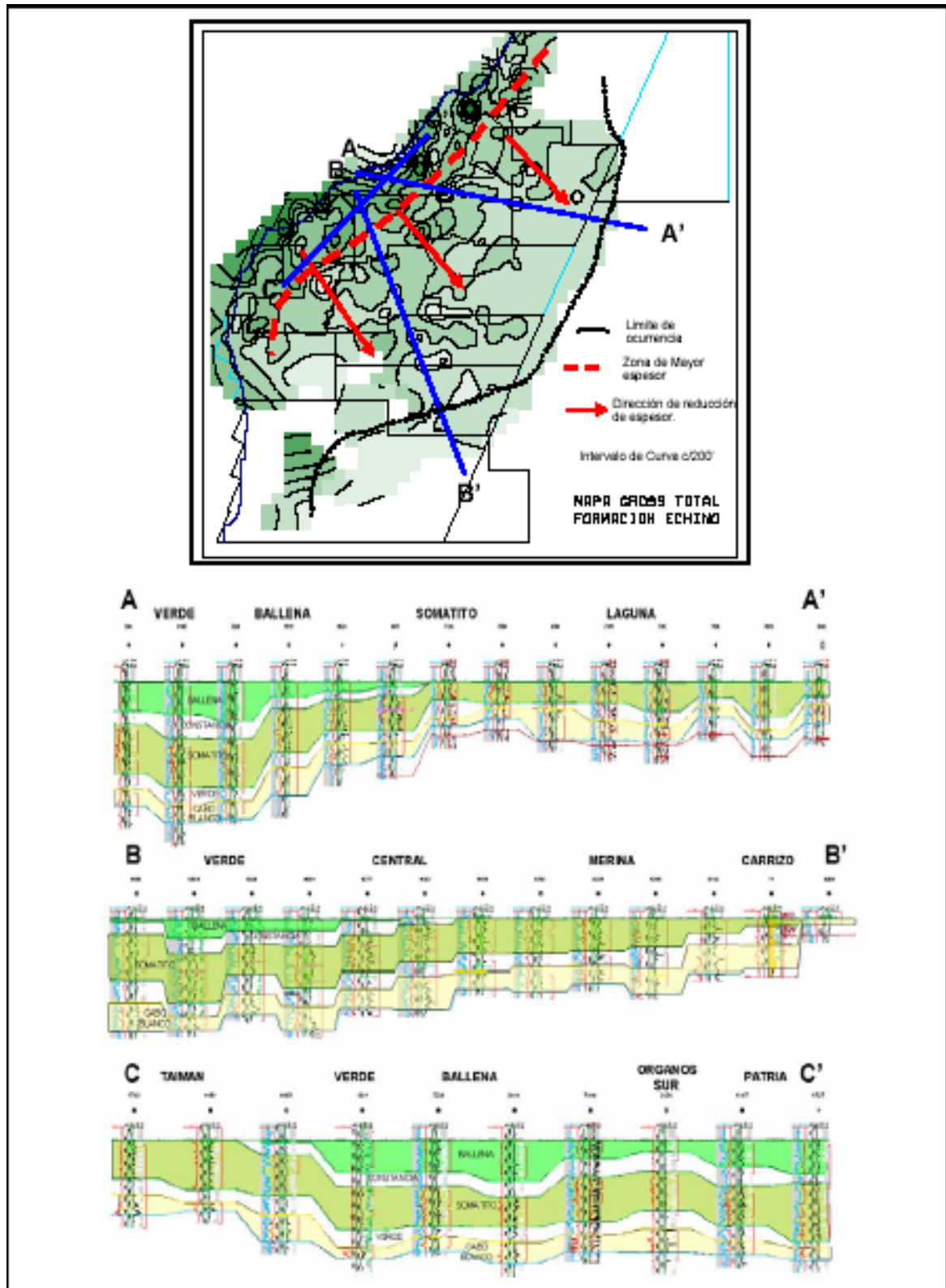


Figura 3 – Mapa Regional de espesores totales de la Formación Echinocyamus mostrando mejor desarrollo en las zonas de la costa y tendencia al adelgazamiento hacia el Este. Se incluyen secciones estratigráficas A-A', B-B' y C-C'. Datum: discordancia pre-Grupo Talara.

8.4 Estudios Petrofísicos

Para describir los estudios petrofísicos que se han realizado para caracterizar los reservorios de la Fm Echino comentaremos, a manera de ejemplo, el trabajo que se ha realizado en el Bloque B1 del yacimiento Somatito.

Este bloque en el cual inyectó Occidental en la década de los 80 y principios de los 90 ha presentado las mejores respuestas a la secundaria en la Fm Echinocyamus. Petrobras Energía ha reiniciado la inyección en este bloque desde el año 2002 (figura 4).

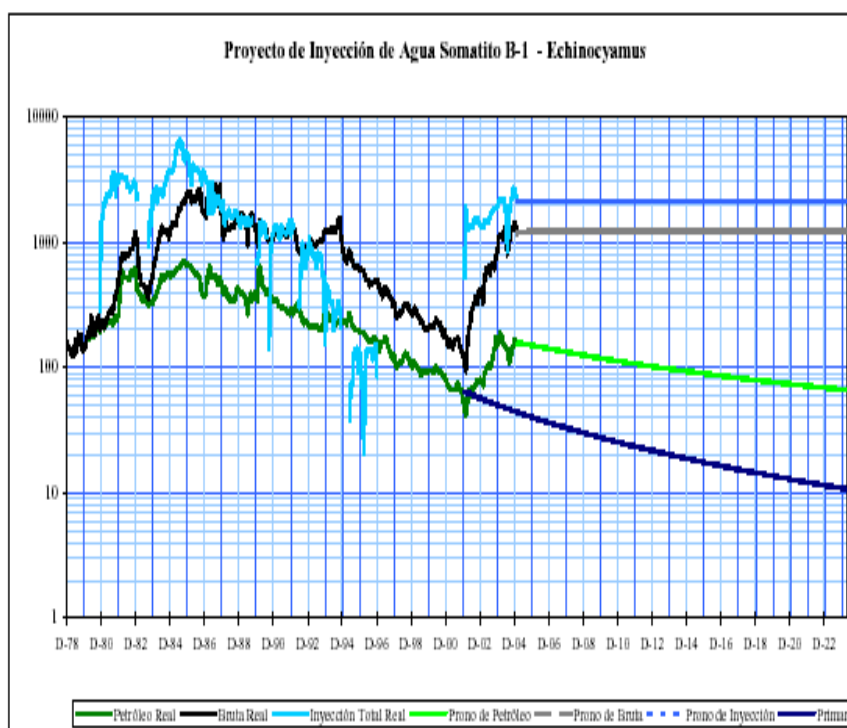


Figura 4 Curva de inyección (celeste-azul), de producción de petróleo (verde) y producción de líquido (negro) del bloque B1 del Yacimiento Somatito. Se observa también la extrapolación de la curva por primaria al momento del reinicio de la inyección. Este proyecto de reinyección de excelente resultado ya ha pagado su inversión inicial.

El área en evaluación del Yacimiento Somatito, Bloque B1, cuenta con 45 pozos, de los cuales 18 tienen perfil de densidad registrado para la Formación Echinocyamus.

Con esta información se realizó la interpretación petrofísica, mientras que en 23 pozos que no contaban con registros de porosidad, se generaron curvas sintéticas de densidad, utilizando el método de regresión, entre las curvas de

RHOB (densidad volumétrica) y SN (normal corta), de los pozos que cuentan con registro de densidad original.

Como la información de registros de densidad disponible en el área de estudio está en el orden de 40% del total, y su distribución es representativa, se asume como válida la interpretación petrofísica que se pueda realizar en el área.

Asimismo, en función de la información disponible, se debe decidir qué método estadístico podría usarse (regresión o interpolación) para la obtención de propiedades petrofísicas en pozos sin información.

La evaluación e interpretación petrofísica del Yacimiento Somatito, Bloque B1, para la Formación Echinocyamus (Miembros Somatito y Cabo Blanco), fue realizada empleando la siguiente metodología:

Trabajo con Información de Coronas:

- Recolección y revisión de información de coronas disponibles en el área de evaluación.
- Análisis de la información de coronas de pozos de los Yacimientos Somatito y Zapotal (EA 1220, EA 9109, EA 9406, EA 9408, EA 9409).
- Puesta en profundidad de las diferentes coronas respecto a los perfiles eléctricos.
- Determinación de los parámetros petrofísicos R_w , a , m , n , \bar{n} matriz.
- Correlación de valores de porosidad de coronas con valores de porosidad obtenidos a partir de la interpretación petrofísica, como control de calidad.
- Correlación de valores de porosidad y permeabilidad de coronas para la obtención de la ley KPHI, para los Miembros Somatito y Cabo Blanco.
- Elaboración de histogramas de permeabilidad y porosidad por miembro, así como la estadística descriptiva de los intervalos analizados.

Evaluación de perfiles:

- Recopilación de información de registros eléctricos convencionales y de densidad, de los pozos del área de estudio, para el cálculo de saturaciones.

- Identificación de pozos con información de perfiles de porosidad, y verificación de la distribución de los mismos en el área a evaluar para decidir las zonas en las cuales se deben generar registros sintéticos de densidad.
- Interpretación de perfiles sobre la base de los parámetros obtenidos en el análisis de coronas.
- Determinación de ecuaciones de regresión a partir de curvas de densidad y de resistividad somera (RHOB vs. SN), para aquellos pozos que no cuentan con información de perfil de densidad original (generación de RHOB sintético para el cálculo de saturaciones).
- Determinación de los delimitadores (cut-off) de arcillosidad, porosidad y saturación de agua, para acotar los intervalos con contenido comercial de hidrocarburos.
- Generación de reportes de parámetros petrofísicos por pozo, para los cálculos de Petróleo Original in Situ (POIS) y para la elaboración de mapas.

Para la estimación del espesor neto con contenido comercial de hidrocarburos, utilizado en el cálculo del petróleo original “in situ” (POIS) se consideraron los siguientes delimitadores (**Tabla 1**):

Delimitadores - Bloque B1	
Parámetro	Cut-off
Φ	$\geq 6\%$
Vcl	$\leq 30\%$
S_w	$\leq 65\%$

Tabla 1

La **Tabla 2** muestra los valores promedios de parámetros obtenidos mediante la interpretación de perfiles para la Formación Echinocyamus, Miembros Somatito y Cabo Blanco, del Yacimiento Somatito, Bloque B1.

Parámetros Petrofísicos Promedio - Bloque B1				
Miembro	Arena Neta	Φ	S_w	Vcl
Somatito	112	0.12	0.4	0.15
Cabo Blanco	36	0.115	0.4	0.14

Tabla 2

En el intento de establecer leyes generales que correlacionen valores de permeabilidad y porosidad, se observó que no había una buena correlación entre estos parámetros (como puede ser observado en la **figura 5**), indicando que la complejidad estratigráfica o diagenética habría causado variaciones significativas que determinaron esta característica.

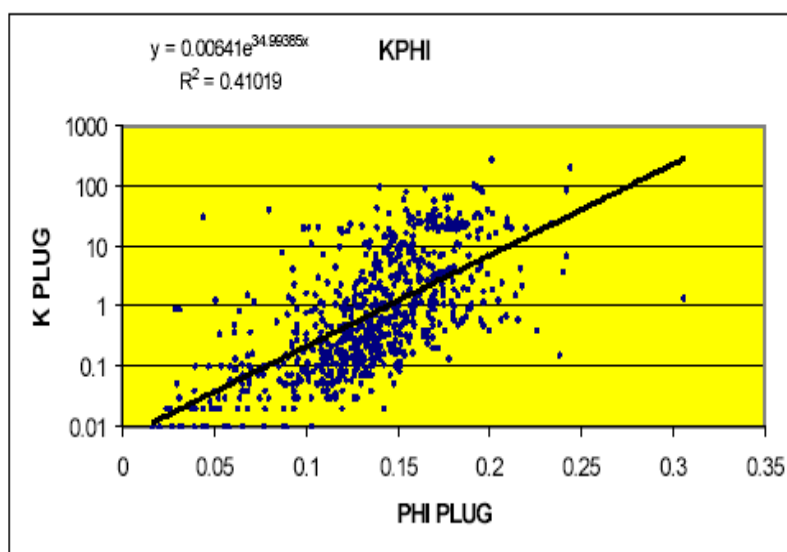


Figura 5 – Gráfico de correlación Permeabilidad versus Porosidad, considerando toda la población de plugs disponible en la Formación Echinocyamus. Observar la baja correlación R^2 debido a la gran dispersión de valores.

La solución para este problema fue el uso de la metodología de identificación de los indicadores de las zonas de flujo (Flow Zone Indicator, FZI; Amaefule *et al.*, 1993; Lauri *et al.*, 2002).

Este parámetro está directamente asociado a la distribución de las facies geológicas pero no necesariamente coincide con estas, siendo un indicador

importante de intervalos de roca con propiedades similares en su capacidad de transportar fluidos.

La técnica está basada en la ley de Poiseuille para tubos rectos e paralelo, considerando las modificaciones posteriores de Kozeny (1997, *apud* Lauri *et al.*, 2002) y Kozeny – Karman (1958, *apud* Lauri *et al.*, 2000) y es representada por la Ecuación 1.

$$\mathbf{FZI = (0.0314 * (K / \Phi) ^ 0.5) / (\Phi / (1 - \Phi))} \quad \mathbf{Ecuación 1}$$

donde:

FZI: Indicador de Zona de Flujo (Flow Zone Indicator)

K: Permeabilidad del plug considerado

Phi: Porosidad del plug considerado.

Posteriormente, se calcula el índice de calidad de reservorio (RQI, Reservoir Quality Index), usando la fórmula:

$$\mathbf{RQI = \Phi z * FZI , donde \Phi z = \Phi / (1 - \Phi)} \quad \mathbf{Ecuación 2}$$

Se calculan los valores de log FZI y se procede a un análisis estadístico de esta distribución (como se observa en el ejemplo de la figura 6), con el objetivo de identificar grupos de valores diferenciados.

Con esto, se logra obtener los valores aproximados que limitan cada grupo (FZI de corte), además de los valores promedio de estos grupos (FZI promedio). Esto permite, en el ejemplo de la figura 6, la caracterización de 3 unidades de flujo en la unidad considerada.

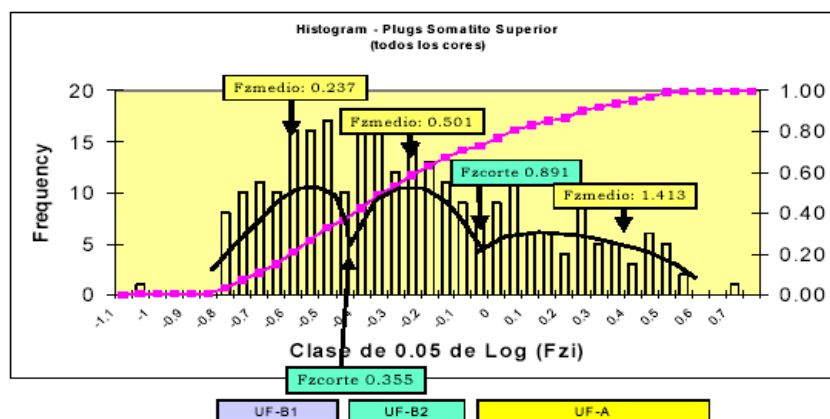


Figura 6 – Histograma de la distribución de los valores de log FZI para la unidad considerada. A través de este tratamiento estadístico se logra la identificación de grupos diferenciados con sus respectivos FZI's promedios y FZI's de corte (límites de cada agrupamiento). En otras palabras, cada agrupamiento significaría una unidad hidráulica de flujo, según Amaefule *et al.* (1993).

Al mismo tiempo, el gráfico doble logarítmico de RQI versus Phi z (donde $\Phi z = \Phi / (1 - \Phi)$) muestra que todos los plugs con valores similares de FZI estarán alrededor de una única línea recta, aproximadamente correspondiente al valor de FZI promedio identificado en el histograma (**figura 7**).

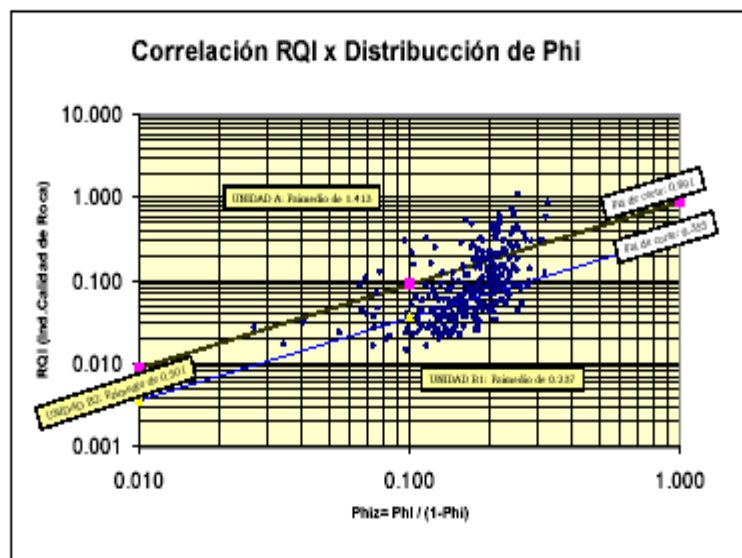


Figura 7 – Representación log-log de la relación RQI versus Phi z. En el ejemplo, las rectas paralelas representan los valores de corte de los diferentes agrupamientos de FZI (valores que separan una unidad de flujo de otra).

Este procedimiento permite un mejor ajuste entre los valores de permeabilidad y porosidad ya que se empieza a agrupar mejor las diferentes unidades de flujo presentes en la población (ver ejemplo figura 8).

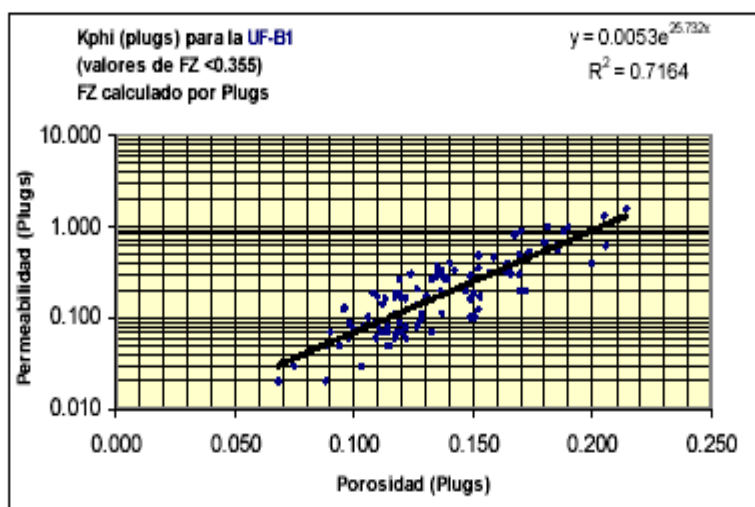


Figura 8 – Ejemplo de gráfico Permeabilidad versus Porosidad considerando la población de plugs discretizada a través de los histogramas y gráficos RQI versus Phi z. Observar que la correlación es mucho mejor que la correlación inicial de Permeabilidad versus Porosidad, mostrada en la figura 5.

Como resultado, se obtuvo una serie de valores de FZI para cada plug, agrupados por unidad litoestratigráfica. Con esto fue posible obtener una serie de valores de permeabilidad basados en esta caracterización de FZI, utilizando la Ecuación 3.

$$K = 1014 (\text{FZI promedio})^2 * (\text{Phi}^3) / (1 - \text{Phi})^2 \quad \text{Ecuación 3}$$

donde:

K: Permeabilidad

FZI Promedio: FZI considerado para cada agrupamiento definido en los histogramas.

Phi: Porosidad de plug

Este procedimiento permitió establecer una buena correlación entre la permeabilidad de plug y la permeabilidad basada en FZI. Se procedió a la generación de curvas de permeabilidad estimadas a partir de valores de FZI sintéticos, obtenidos a partir del entrenamiento de una red neuronal con información de perfiles de pozos que tienen plugs (figura 9).

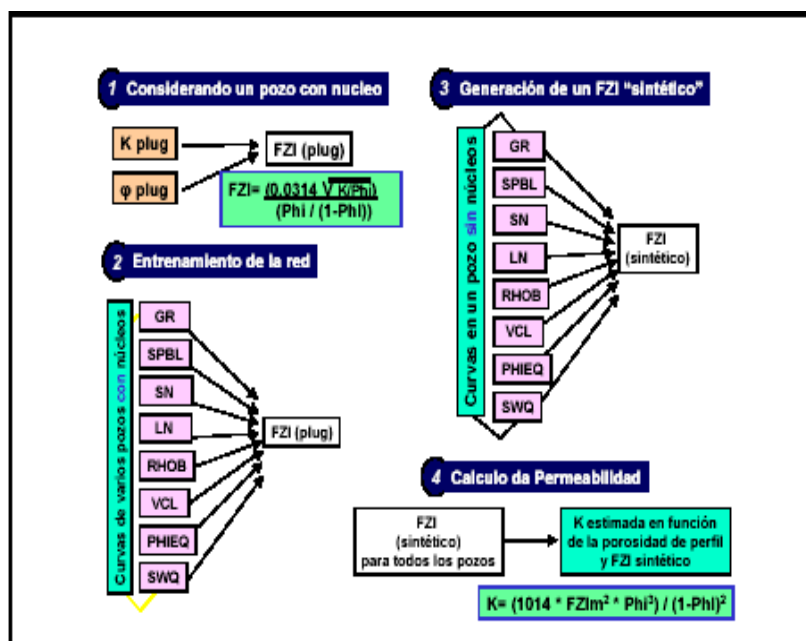


Figura 9 – Cuadro resumen de la metodología utilizada con el uso de redes neuronales para estimación de los valores de permeabilidad en pozos sin núcleos.

8.5 Selección de Zonas de Proyecto

Teniendo en cuenta los espesores, calidad de reservorio y el grado de fallamiento se han identificado 10 zonas, además del Bloque B1 del yacimiento Somatito, donde podrían realizarse proyectos de secundaria. Algunas de ellas ya han sido inyectadas por Occidental pero aún tienen reservas por secundaria remanentes.

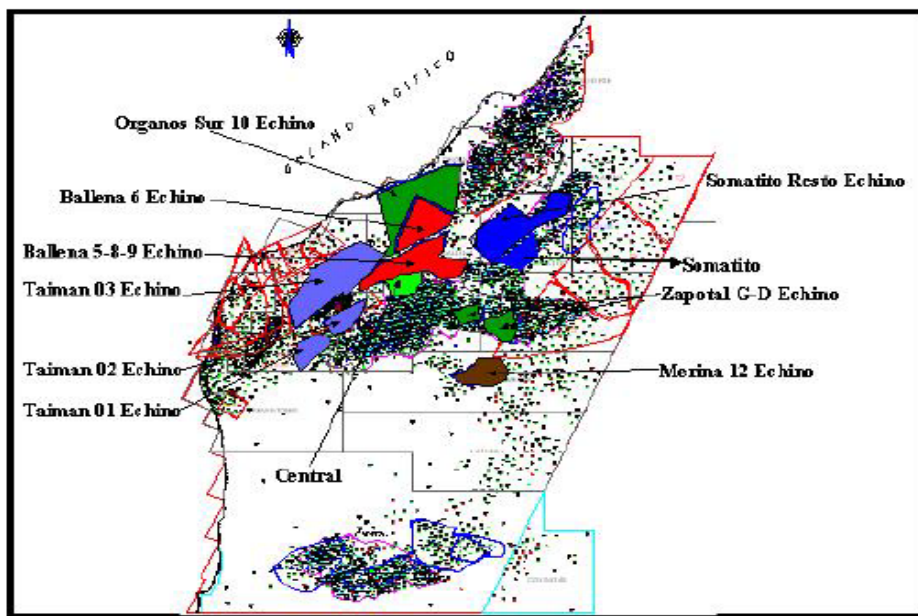


Figura 10 Ubicaciones zonas evaluadas para la realización de proyectos de Recuperación Secundaria.

La figura 10 muestra la ubicación de estas zonas de proyecto dentro del Lote X. Estas zonas fueron denominadas:

- Organos Sur 10.
- Ballena 6.
- Ballena 5-8-9.
- Taiman 1.
- Taiman 2.
- Taiman 3.
- Central A-B-C-D1-H-I.
- Zapotal DG.
- Merina 12.
- Somatito Resto.
- Somatito B1 (actualmente en inyección).

8.6 Evaluación de Reservas

Se han detectado mallas o arreglos de inyección en las zonas que fueron operadas por Occidental que presentan una clara tendencia lineal en la curva de log RAP vs NP. Se calculó el POIS y el VP de estas mallas de inyección y luego las curvas adimensionales FR vs VPI.

En las figuras 11 a 13 se muestra como ejemplo la malla del pozo 1220 del Bloque B1:

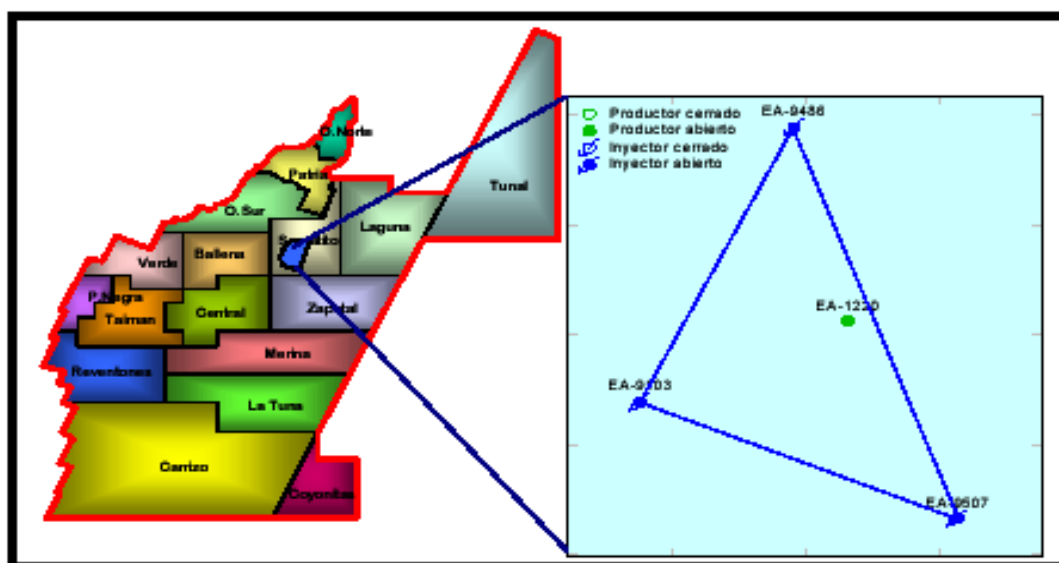


Figura 11 Ubicación Malla pozo 1220

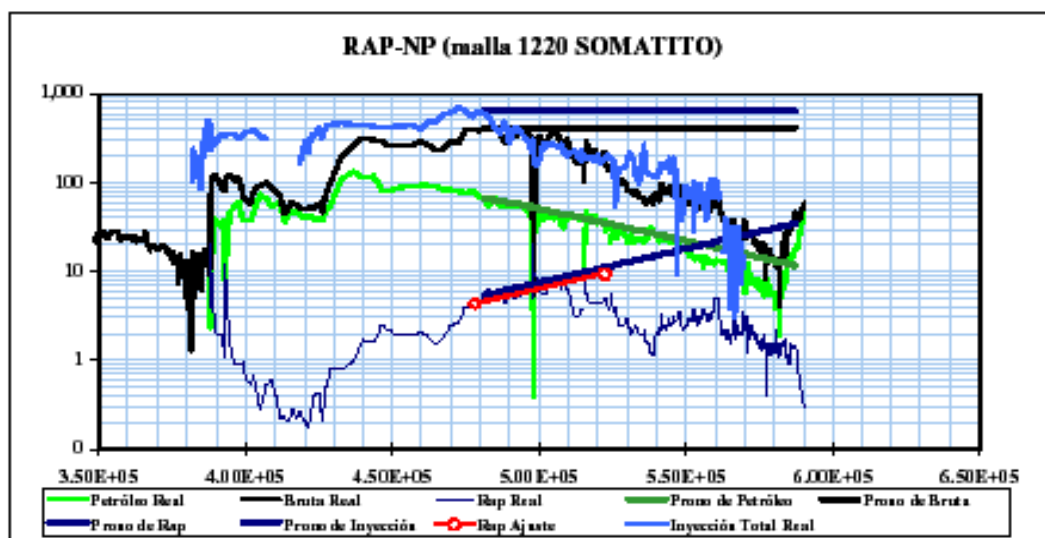


Figura 12 Curva de RAP (línea azul) vs Np, se incluyen caudales de líquido, inyección y petróleo.

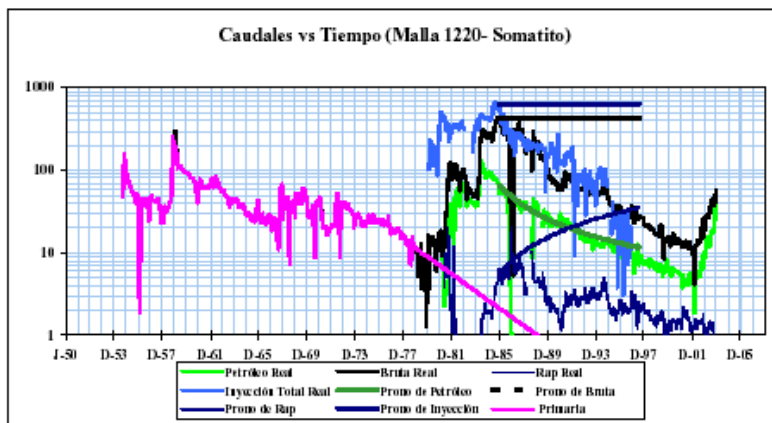


Figura 13 Curvas de caudales vs tiempo, se observa en rosa el caudal de petróleo por primaria y en verde oscuro el caudal total primaria + secundaria extrapolado considerando la tendencia de Rap-Np si se hubiera mantenido la inyección (celeste). La diferencia entre ambas curvas se computa como incremento por secundaria. En el gráfico se observan las curvas históricas reales. Se destaca como Occidental deja de inyectar (curva celeste) paulatinamente y la respuesta al volver a inyectar en la zona en 2002 tanto en líquido (curva negra) como en petróleo (curva verde clara).

De igual modo a la malla presentada del pozo EA1220 (Yacimiento Somatito) se realizó el mismo análisis para las mallas de los pozos EA 9012 (Yacimiento Central), EA 9827 (Yacimiento Zapotal) y EA 1221 (Yacimiento Somatito) obteniéndose las curvas de FRsec vs VPI que se muestran en la figura 14. En la misma figura también se muestran los factores de recuperación finales esperados para cada zona de inyección considerada. Se observa que en general los FRsec son menores a igual VPI en los proyectos no implementados.

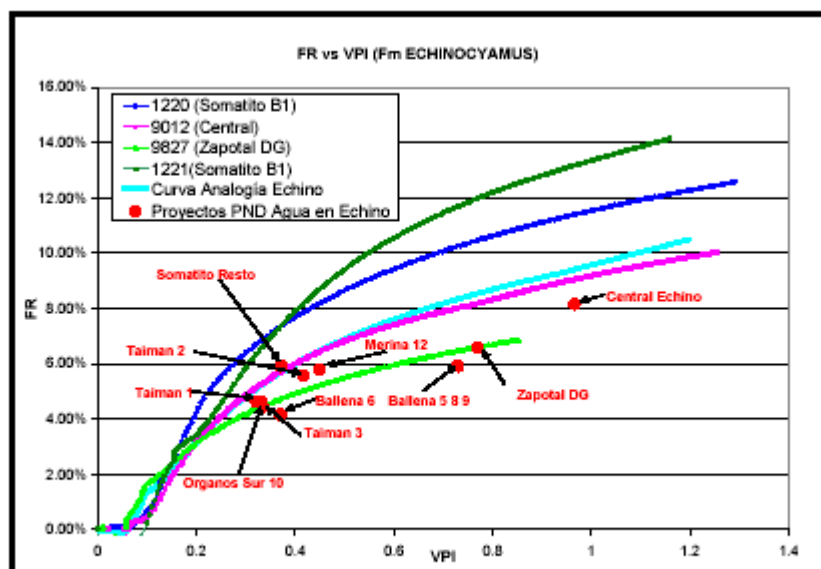


Figura 14 Curvas de FRsec vs VPI y valores de FR y VPI finales para los proyectos aún no implementados.

Esto obedece a la incertidumbre que se tiene en estos proyectos en cuanto a la similitud de la distribución de las propiedades de la Fm Echino en relación a

las zonas donde se conoce el comportamiento, en especial la E_a (eficiencia areal de barrido) tal como se analiza a continuación. La diferencia en VPI al final del proyecto está condicionada a los tiempos en los que se ha considerado el inicio de la inyección del proyecto (restricciones financieras y operativas) y la fecha del final del contrato.

Esto se puede entender mejor con el análisis que se presenta a continuación.

El Factor de Recuperación secundaria obedece a la Ecuación 4:

$$FR_{sec} = N_p \text{ secundaria} / N = E_d \times E_v \times E_a \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

N_p secundaria = Acumulada de petróleo asociada a la inyección de agua.

N = Petróleo in situ al inicio de la inyección.

E_d = Eficiencia de desplazamiento microscópico.

E_v = Eficiencia vertical de barrido.

E_a = Eficiencia areal de barrido.

La E_d determina cuanto petróleo se obtiene de una roca si la misma es barrida por agua en su totalidad.

Sin embargo en el reservorio se presentan heterogeneidades verticales y areales como así también anisotropía que generan zonas que no son barridas en sentido vertical y areal producto de la canalización o distribución del agua en forma desigual dentro del reservorio.

Estas pérdidas de eficiencias debido a zonas no barridas dan origen a los conceptos de E_v y E_a que se definen como el porcentaje del área de la sección transversal entre el inyector y el productor que es contactada por el agua y el porcentaje del área horizontal de la malla de inyección que es contactada por el agua respectivamente.

De estas definiciones se deduce que la E_d depende fuertemente de las curvas de permeabilidad relativa y la viscosidad de los fluidos presentes mientras que la E_v y E_a dependen principalmente de la distribución de permeabilidades absolutas y la presencia o ausencia de barreras al flujo verticales o areales. Entre estas últimas barreras son muy importantes para el caso del Lote X la presencia de fallas que afectan especialmente a la E_a .

Para la determinación de la E_d de los reservorios de la Fm Echinocyamus del Lote X se cuenta principalmente con 23 curvas de permeabilidad relativa de los núcleos extraídos en los pozos EA 9404 y EA 9408 y mediciones de viscosidad de petróleo y agua de muestras del campo. Estas curvas fueron promediadas para obtener curvas de K_{ro} , K_{rw} para distintas saturaciones. Con estas curvas se determinó la curva de flujo fraccional y finalmente se obtuvo un valor promedio de E_d de 0.25. Cabe destacar que si se utilizan todas las muestras por separado se obtiene un rango de E_d entre 0.14 y 0.34.

En cuanto a la E_v se puede estimar utilizando el coeficiente de Dykstra Parsons (1950) y los gráficos del trabajo de Johnson (1956). Se han calculado diversos valores del coeficiente de Dykstra- Parsons para pozos en las distintas zonas donde se evaluaron proyectos de secundaria obteniéndose valores de heterogeneidad entre 0.81 y 0.92. Por ejemplo en la figura 15 se observa la distribución de permeabilidades del pozo EA 10039 del bloque B1 del yacimiento Somatito.

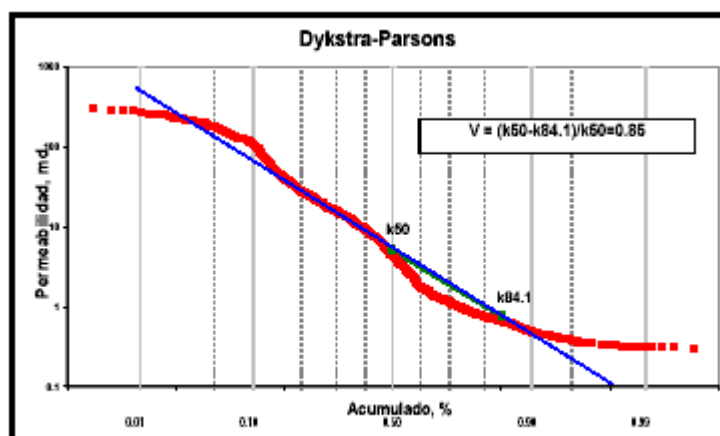


Figura 15

Estos valores de heterogeneidad determinan valores de E_v entre 0.29 y 0.43. En cuanto a la E_a es muy difícil de calcular a excepción de reservorios homogéneos e isotrópicos y en esquemas de inyección regulares (Five-spot, Nine-spot, etc.), para los cuales existen en la literatura soluciones que sólo dependen de la relación de movilidades de los fluidos y los volúmenes porales

inyectados. En los campos reales normalmente la Ea está ampliamente afectada por barreras de flujo, tales como las fallas o cambios dramáticos de las propiedades petrofísicas, y los esquemas de inyección suelen no ser regulares.

Por esto se calculó la Ea desde la Ecuación 4 en las mallas ya mencionadas de Somatito B1, Zapotal y Central donde conocemos el FRsec final y utilizando los valores de Ed y Ev estimados para estas zonas.

También se realizó estos cálculos para la totalidad del bloque B1 de Somatito, el bloque D de Zapotal y los bloques A-B-C-D1-H-I (en conjunto) de Central donde también se pudo estimar el FRsec final por extrapolación. Finalmente se obtuvo la Tabla 3 que resume los valores Ed, Ev y Ea de los proyectos mencionados y las mallas evaluadas dentro de ellos.

De estos valores se puede concluir la importancia que tiene la distribución y cantidad de pozos dentro de las proyectos para contrarrestar la disminución de Ea originada por el alto fallamiento del Lote X. Esto se concluye de la diferencia entre las mallas evaluadas que son las de mejor respuesta por tener esquemas de inyección cerrados y los proyectos globales donde la Ea está fuertemente afectada por la existencia de fallas y pozos mal distribuidos dentro de los bloques lo que impidió generar esquemas favorables de inyección.

Eficiencias de Desplazamiento de los Proyectos con Historia de Inyección						
Proyecto	Ed	Ev	Eamalla	Eaproyecto	FRsecmalla	FRproyecto
Somatito B1	33.0%	41.1%	95.9%	51.6%	13.0%	7.0%
Central ABCD1HI	31.0%	37.1%	86.9%	69.5%	10.0%	8.0%
Zapotal D	27.0%	33.1%	78.2%	67.1%	7.0%	6.0%

Tabla 3

Son estas diferencias de Ea las que determinan principalmente que las estimaciones de los proyectos a realizar en zonas donde no se tiene historia de secundaria sean menores a las vistas en las mallas ya mencionadas. Estas estimaciones de Ea junto a restricciones financieras y operativas para iniciar estos proyectos en el tiempo determinan los distintos punto de VPI y

FRsec que se observan en la figura 14 para los proyectos a implementarse o reiniciarse.

En la Tabla 4 se muestran los valores de POIS, FRsec incrementales y totales (difieren de los incrementales en los proyectos donde se inyecta en la época de Occidental), la cantidad de pozos productores e inyectores como así también los caudales de inyección estimados para alcanzar las reservas que también se agregan. Esta tabla representa el potencial actualmente estimado de la recuperación secundaria de los reservorios de la Fm Echinocyamus en el Lote X.

PROYECTO	Poz Iny.	Poz Prod.	Qiny. BWPD	POIS MMBLS	FR Increment. %	FR Total Sec. %	Reserva MBLS
Somatito B-1	8	14	250	36.0	2.00%	7.00%	615
Ballena 5-8-9	26	50	260	40.0	5.00%	5.00%	1894
Central A-B-C-D1-H-I	50	55	250	61.0	6.00%	8.00%	3669
Zapotál D-G	20	34	200	31.0	4.40%	6.00%	1359
Somatito Resto	20	25	200	82.2	3.23%	5.90%	2661
Taiman 1	9	19	205	17.8	4.40%	4.40%	791
Taiman 2	10	31	250	16.5	5.60%	5.60%	921
Taiman 3	25	44	250	55.0	4.60%	4.60%	2537
Ballena 6	8	16	250	19.0	4.10%	4.10%	787
Organos Sur 10	17	33	197	28.0	4.60%	4.60%	1290
Merina 12	13	17	171	20.0	5.80%	5.80%	1160
TOTAL POIS				406.5	TOTAL RESERVA		17684

Tabla 4

Para disminuir el grado de incertidumbre en esta estimación de E_a para los proyectos, que se basa en la complejidad estructural y el distanciamiento actual de los pozos, como así también para definir proyectos de perforación infill que mejorarían esta eficiencia, se ha planteado la generación de modelos de simulación numérica de alta resolución vertical en los proyectos de Echinocyamus con historia para ajustar su comportamiento mediante una caracterización que será extrapolable a zonas donde aún no se tienen pilotos de inyección.

Esto permitirá no sólo determinar con mayor certeza el FRsec final sino también definir alternativas de perforación de pozos infill para mejorar la E_a y

el nivel óptimo de segregación de inyección con instalaciones selectivas que mejorarán la E_v de barrido.

Posteriormente podrán evaluarse con estos mismos modelos alternativas que reduzcan la saturación residual de petróleo tales como la inyección WAG (Water Alternating Gas) con lo se podría mejorar los valores de E_d de estos proyectos.

La figura 16 muestra el modelo de permeabilidades del bloque B1 del yacimiento Somatito que se ha generado mediante la metodología que se comentó en el apartado de petrofísica. La figura 17 muestra, en una sección entre el inyector EA9457 y el productor EA1112 de este bloque, los valores de saturación de petróleo que se han obtenido de la simulación numérica. es destacable la diferente invasión por capa según la distribución de permeabilidades absolutas de las celdas en la vertical directamente relacionada con la E_v .

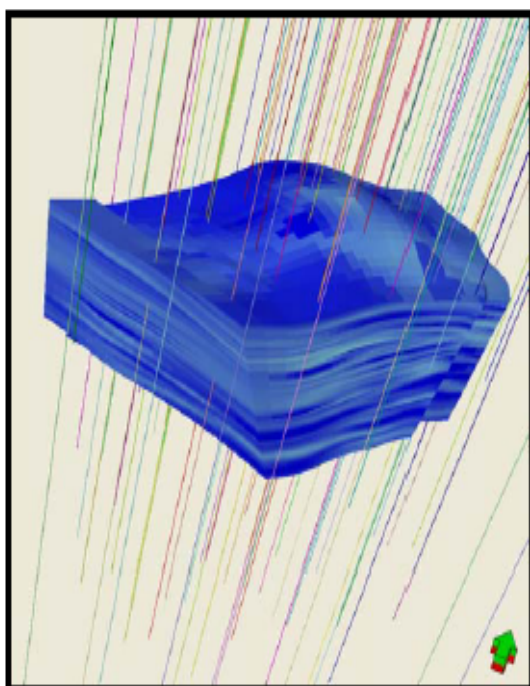


Figura 16

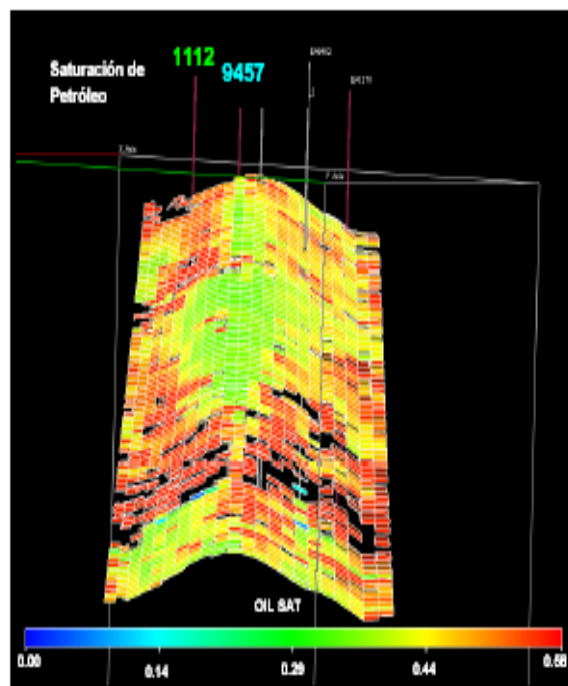


Figura 17

9.- CONCLUSIONES

- Se ha estimado el potencial de los reservorios de la Fm. Echinocyamus para proyectos de recuperación secundaria en el Lote X tal como se indicó en la tabla 4. Este análisis indica factores de recuperación secundaria entre 4 % y 8 % dentro de las once zonas de proyectos evaluadas.
- El estudio de las eficiencias de desplazamiento microscópico E_d , la eficiencia areal E_a y la eficiencia vertical E_v , explican las características de los proyectos de recuperación secundaria en los reservorios de Echinocyamus.
- Es destacable el alto grado de heterogeneidad vertical presente en los reservorios de Echinocyamus que deriva de los coeficientes de Dykstra – Parsons calculados.
- La diferencia entre las E_a de las mallas con esquema de inyección adecuados y de los proyectos totales indica el efecto estructural (fallamiento) sobre los procesos de recuperación secundaria.
Esto se puede resolver mediante la perforación infill para poder contactar los bloques de inyección con esquemas apropiados.
- La metodología de los indicadores de unidades de flujo (FZI, Flow Zone Indicator) probó ser de gran utilidad en el proceso de caracterización estática del reservorio Echinocyamus en el bloque Somatito-B1.
Asimismo, dicha técnica permitió, en conjunto con el uso de redes neuronales, la generación de curvas sintéticas de permeabilidad, producto este totalmente novedoso en el análisis de proyectos de desarrollo en el Lote X que permitió calcular la permeabilidad a partir de información de perfiles.
- Se introduce una nueva metodología para incrementar el potencial calculado por secundaria mediante la simulación numérica de alta resolución vertical y respetando la configuración estructural de las zonas a inyectar.

- La determinación del potencial por recuperación secundaria de la Fm. Echinocyamus posibilita prolongar la vida del Lote X en un marco de inversiones que se trasladará a la sociedad mediante el pago de mayores regalías y servicios necesarios para esta actividad.
Esto contribuirá al desarrollo económico y social del noroeste peruano.
- Se han evaluado los reservorios de Echinocyamus del Lote X con nuevas metodologías especialmente en lo referido al modelado 3D que permiten la simulación numérica en entornos estructurales muy complejos.

10.- BIBLIOGRAFIA

- Dake. LP Fundamental of reservoir Engineering Elsevier 1980
- Hassan, A et al. "An Integrated Approach Field Development.
- Target, P.L. "The Haven Oil Field Development of a Tiny Marginal Field"
- Thakur, GC. And Satter. "Intedrated Petroleum reservoir Management"
- Webwr, KJ. And Dronkert. "Screening Criteria for Evaluating the Development Potential of Remaining oil in Mature Field 2. Paper SPE 50669 Presentd ai the 1998.
- Carmona R. Ramopnes. "Aplicaciones de los registros de Imagenes Acusticos"