



UNIVERSIDAD

NACIONAL

AUTÓNOMA

DE MÉXICO

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

**“EXPLOTACIÓN DE CAMPOS MADUROS, APLICACIONES
DE CAMPO”.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

DURÁN RAMOS JOSÉ FRANCISCO

RUIZ TORRES JUAN

DIRECTOR DE TESIS: M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



México, D.F., CD. Universitaria

Noviembre 2009

A mis padres, que siempre buscaron mi bien.

A mis hermanos por su compañía y apoyo incondicional.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-706

SR. JUAN RUIZ TORRES

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

EXPLOTACIÓN DE CAMPOS MADUROS, APLICACIONES DE CAMPO

ÍNDICE

OBJETIVO

INTRODUCCIÓN

I CONCEPTOS BÁSICOS

II ADMINISTRACIÓN Y EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS

III INCORPORACIÓN DE RESERVAS

IV SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

V PROCESOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA

VI CASOS PRÁCTICOS DE CAMPO

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 4 de Junio de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-707

SR. JOSÉ FRANCISCO DURÁN RAMOS

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

EXPLOTACIÓN DE CAMPOS MADUROS, APLICACIONES DE CAMPO

ÍNDICE

OBJETIVO

INTRODUCCIÓN

I CONCEPTOS BÁSICOS

II ADMINISTRACIÓN Y EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS

III INCORPORACIÓN DE RESERVAS

IV SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

V PROCESOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA

VI CASOS PRÁCTICOS DE CAMPO

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 4 de Junio de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

**“EXPLOTACIÓN DE CAMPOS MADUROS,
APLICACIONES DE CAMPO”**

Tesis presentada por:

**DURÁN RAMOS JOSÉ FRANCISCO
RUIZ TORRES JUAN**

Dirigida por:

M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

Jurado del examen profesional:

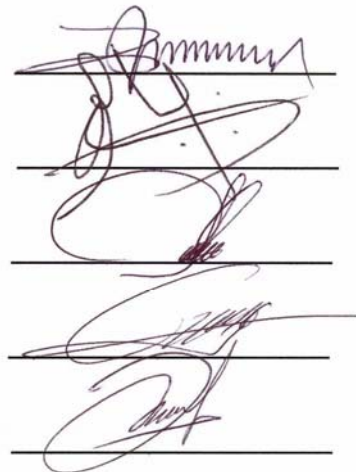
PRESIDENTE: Ing. Manuel Villamar Vigueras

VOCAL: M.I. José Ángel Gómez Cabrera

SECRETARIO: M.I. Tomas Eduardo Pérez García

1er. SUPLENTE: Ing. María Guadalupe Galicia Muñoz

2do. SUPLENTE: Ing. María Isabel Villegas Javier



Explotación de Campos Maduros, Aplicaciones de Campo.

ÍNDICE.	Pág.
Introducción.	3
Capítulo 1. Conceptos básicos.	6
1.1 Origen del petróleo.	7
1.2 Clasificación de las distintas clases de petróleo.	9
1.3 Clasificación del petróleo según su densidad API.	10
1.4 Clasificación de los yacimientos.	11
1.5 Volumen original de hidrocarburos.	30
Capítulo 2. Administración y evaluación de yacimientos maduros.	35
2.1 Definición de administración y evaluación de yacimientos maduros.	36
2.2 Fundamentos de la administración de yacimientos maduros.	37
2.3 Evaluación de campos maduros.	40
Capítulo 3. Incorporación de reservas.	58
3.1 Clasificación de las reservas de hidrocarburos.	59
3.2 Cálculo del volumen original de hidrocarburos.	64
3.3 Estimación de las eficiencias de recuperación.	65
3.4 Método de balance de materia.	71
3.5 Simulación matemática.	77
3.6 Descubrimientos.	79
3.7 Resultados agregados.	81
Capítulo 4. Sistema integral de producción.	84
4.1 Sistema integral de producción.	85
4.2 Yacimiento, pozo e infraestructura superior.	87

Índice

4.3 Sistemas artificiales de producción.	88
Capítulo 5. Procesos de recuperación secundaria y mejorada.	101
5.1 Conceptos de recuperación secundaria, mantenimiento de presión y recuperación terciaria.	102
5.2 Clasificación de los mecanismos de recuperación secundaria.	104
5.3 Mecanismos de recuperación secundaria y/o terciaria o mejorada.	116
Capítulo 6. Casos prácticos de campo.	108
6.1 Retos futuros para la etapa de maduración.	119
6.2 Administración integral de yacimientos para extender la vida de un yacimiento maduro.	129
6.3 Estudio integral de yacimientos maduros.	140
6.4 Desarrollo de instalaciones superficiales para yacimientos maduros.	146
6.5 Tecnologías utilizadas en un yacimiento maduro.	152
Conclusiones y recomendaciones.	166
Referencias.	169

Introducción

La gran importancia de la industria petrolera, como generadora de energía y fuente de ingresos (tan sólo en México representa el 40% de los ingresos totales de la federación) obliga al aprovechamiento máximo de cada yacimiento. Actualmente una parte importante de los yacimientos en explotación a nivel mundial se encuentran en etapa madura, por lo que procurar su óptima explotación es prioritario.

Un campo maduro es aquél donde se ha rebasado el pico de producción previsto en el esquema original de explotación. Un campo que ha sido producido por más de diez años, está en declinación, siendo el rejuvenecimiento una opción costosa y menos atractiva que la explotación de campos en desarrollo.

El presente trabajo cubre aspectos de ingeniería de yacimientos para el desarrollo de campos que han alcanzado su pico de producción o campos productores en una etapa de declinación. Tal como el nombre indica, ("Explotación de campos maduros, aplicaciones de campo"), este trabajo, podrá servir de apoyo para generaciones futuras debido a la variedad y profundidad de los temas que toca.

El capítulo uno presenta conceptos básicos, entre los cuales se tienen el origen del petróleo, clasificación de las distintas clases de petróleo, clasificación del petróleo según su densidad API, clasificación de los yacimientos y cuantificación del volumen original de hidrocarburos. En tales temas se explican de manera sencilla como se forma el petróleo, cuáles son sus componentes, los tipos de crudo más importantes que existen y que países los producen, dónde se encuentra y cómo se puede calcular la cantidad aproximada de aceite de cada yacimiento.

El capítulo dos habla principalmente de administración y evaluación de yacimientos maduros, presenta la definición de administración y evaluación de yacimientos maduros, fundamentos de la administración de yacimientos maduros, evaluación de Campos Maduros. En este capítulo se puede observar como el conjunto de decisiones y operaciones mediante las cuales a un yacimiento petrolero se le identifica, cuantifica,

Introducción

desarrolla, explota, monitorea y evalúa en todas sus etapas de producción; esto es, desde su descubrimiento, pasando por su explotación, hasta su abandono, y que son de vital importancia para desarrollar un campo petrolero importante.

El capítulo tres tiene por nombre incorporación de reservas. Se explica la clasificación de las reservas de hidrocarburos, cálculo del volumen original de hidrocarburos, estimación de las eficiencias de recuperación, método de balance de materia, simulación matemática, descubrimientos y resultados agregados. En él se detalla lo que son reservas probadas, probables y posibles, qué factores afectan la recuperación de hidrocarburos y cómo calcular las reservas de hidrocarburos, ya sea por métodos basados en la ley de conservación de materia o con ayuda de modelos matemáticos para determinar de manera más precisa el yacimiento. La determinación de la cantidad y localización del aceite remanente es una cuestión clave en este ejercicio. Las técnicas para mejorar el factor de recuperación, tal como recuperación secundaria también son abordadas.

El capítulo cuatro titulado sistema integral de producción, tiene los siguientes subtemas: sistema integral de producción, yacimiento, pozo e infraestructura superior y sistemas artificiales de producción, en los cuales se explica claramente como se transportan almacenan y comercializan los fluidos extraídos desde el yacimiento. Esboza el bombeo mecánico, el bombeo hidráulico, el bombeo por cavidades progresivas, el bombeo electrocentrífugo y el bombeo neumático (continuo e intermitente).

El capítulo cinco habla de los procesos de recuperación secundaria y mejorada, contiene información como conceptos de recuperación secundaria, mantenimiento de presión y recuperación terciaria, clasificación de los mecanismos de recuperación secundaria, mecanismos de recuperación secundaria y/o terciaria o mejorada.

El capítulo seis es una recopilación de información sobre campos maduros en el mundo y lo que se ha hecho para aumentar la vida de tales yacimientos. Este capítulo tiene por nombre aplicaciones de campo y sus subtemas son retos futuros para la etapa de maduración, administración integral de yacimientos para extender la vida de un

Introducción

yacimiento maduro, estudio integral de yacimientos maduros, desarrollo de instalaciones superficiales para yacimientos maduros y tecnologías utilizadas en un yacimiento maduro. Cada uno de los ejemplos de aplicación contiene el desarrollo, el estudio y conclusiones del autor.

El promedio del factor de la recuperación de aceite en el mundo se estima del 35%. El excedente de recuperación, "aceite fácil", depende de la disponibilidad de tecnologías apropiadas, de la viabilidad económica y de estrategias eficaces de la administración de yacimientos. La probabilidad de encontrar campos gigantes ha disminuido. La tasa de descubrimiento para los campos gigantes llegó a su límite en los sesentas y principios de los setentas, y declinó notablemente en las últimas dos décadas. Alrededor de treinta campos gigantes abarcan la mitad de las reservas de aceite del mundo y la mayor parte se cataloga como campo maduro.

El desarrollo de esos campos exige nuevas técnicas viables en el marco de las condiciones económicas gobernantes y que respondan a la demanda de hidrocarburos y una apropiada estrategias de administración de yacimientos. El desarrollo de campos maduros es un tema muy amplio. Puede, ser dividido en dos partes principales: Desarrollo de pozos y desarrollo de yacimientos. Dependiendo del tipo de campo, de la historia, y de las perspectivas, los planes de desarrollo se podían hacer en uno o ambos esquemas.

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS BÁSICOS

1.1. Origen del petróleo.

El petróleo es un compuesto químico complejo en el que coexisten partes sólidas, líquidas y gaseosas. Lo forman, por una parte, compuestos denominados hidrocarburos, formados por átomos de carbono e hidrógeno y, por otra, pequeñas porciones de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales. Se presenta de forma natural en depósitos de roca sedimentaria y sólo en lugares en los que hubo mar.

Su color es variable, entre ámbar y negro. El significado etimológico de la palabra petróleo, es aceite de piedra, por tener la textura de un aceite y encontrarse en yacimientos de roca sedimentaria.

1.1.2. Factores para su formación.

Ausencia de aire, restos de plantas y animales (sobre todo, plancton marino), gran presión de las capas de tierra, altas temperaturas y acción de bacterias. Los restos de animales y plantas, cubiertos por arcilla y tierra durante millones de años (sometidos por tanto a grandes presiones y altas temperaturas), junto con la acción de bacterias anaeróbicas, provocaron la formación del petróleo.

El hecho de que su origen sea muy diverso, depende de la combinación de los factores anteriormente citados, provoca que su presencia sea también muy variada: líquido, dentro de rocas porosas y entre los huecos de las piedras; volátil, es decir, un líquido que se vuelve gas al contacto con el aire; semisólido, con textura de ceras. En cualquier caso, el petróleo, por sí, es un líquido que puede encontrarse mezclado con gases y con agua.

El petróleo está formado por hidrocarburos, que son compuestos de hidrógeno y carbono, en su mayoría parafinas, naftenos y aromáticos. Junto con cantidades variables de derivados hidrocarbonados de azufre, oxígeno y nitrógeno. Cantidades variables de gas disuelto y pequeñas proporciones de componentes metálicos. También puede contener, sales y agua en emulsión o libre. Sus componentes útiles se obtienen por destilación fraccionada en las refinerías de petróleo. Los componentes no deseados, como el azufre, oxígeno, nitrógeno, metales, agua, sales, y otros, se eliminan mediante procesos físico-

químicos. El número de compuestos es muy grande. La mayoría de los hidrocarburos aislados se clasifican como:

1.1.3. Alcanos.

Alcanos o "Serie de las parafinas": Son hidrocarburos saturados homólogos del metano (CH_4). Su fórmula general es $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$.

1.1.4. Cicloalcanos.

Cicloparafinas-Naftenos: Son hidrocarburos cíclicos saturados, derivados del ciclopropano (C_3H_6) y del ciclohexano (C_6H_{12}). Muchos de estos hidrocarburos contienen grupos metilo en contacto con cadenas parafínicas ramificadas. Su fórmula general es C_nH_{2n} .

1.1.5. Hidrocarburos aromáticos.

Son hidrocarburos cíclicos insaturados constituidos por el benceno (C_6H_6) y sus homólogos. Su fórmula general es C_nH_n .

1.1.6. Alquenos.

Alquenos u Olefinas: Son moléculas lineales o ramificadas que contienen un enlace doble de carbono ($-\text{C}=\text{C}-$). Su fórmula general es C_nH_{2n} . Tienen terminación "-eno".

1.1.7. Alquinos.

Son moléculas lineales o ramificadas que contienen un enlace triple de carbono. Su fórmula general es: $\text{C}_n\text{H}_{2n-2}$. Tienen terminación "-ino".

1.1.8. Compuestos no hidrocarburos.

Los compuestos más importantes son los sulfuros orgánicos, los compuestos de nitrógeno y de oxígeno. También hay trazas de compuestos metálicos, tales como el sodio (Na), hierro (Fe), níquel (Ni), vanadio (V), plomo (Pb), etc. Además se pueden encontrar trazas de porfirinas, que son especies organometálicas.

1.2. Clasificación de las distintas clases de petróleo.

La industria petrolera clasifica el petróleo crudo según su lugar de origen (p.e. "West Texas Intermediate" o "Brent") y también relacionándolo con su densidad API (*American Petroleum Institute*, "ligero", "medio", "pesado", "extrapesado"); los refinadores también lo clasifican como "dulce", que significa que contiene relativamente poco azufre, o "amargo", que contiene mayores cantidades de azufre y, por lo tanto, se necesitarán más operaciones de refinamiento para cumplir las especificaciones actuales de los productos refinados.

1.2.1. Crudos de referencia.

Brent Blend, compuesto de quince crudos procedentes de campos de extracción en los sistemas Brent y Ninian de los campos del Mar del Norte, este crudo se almacena y carga en la terminal de las Islas Shetland . La producción de crudo de Europa, África y Oriente Medio sigue la tendencia marcada por los precios de este crudo. Figura 1.1.

West Texas Intermediate (WTI) para el crudo estadounidense.

Dubai se usa como referencia para la producción del crudo de la región Asia-Pacífico.

Tapis (de Malasia), usado como referencia para el crudo ligero del Lejano Oriente.

Minas (de Indonesia), usado como referencia para el crudo pesado del Lejano Oriente.

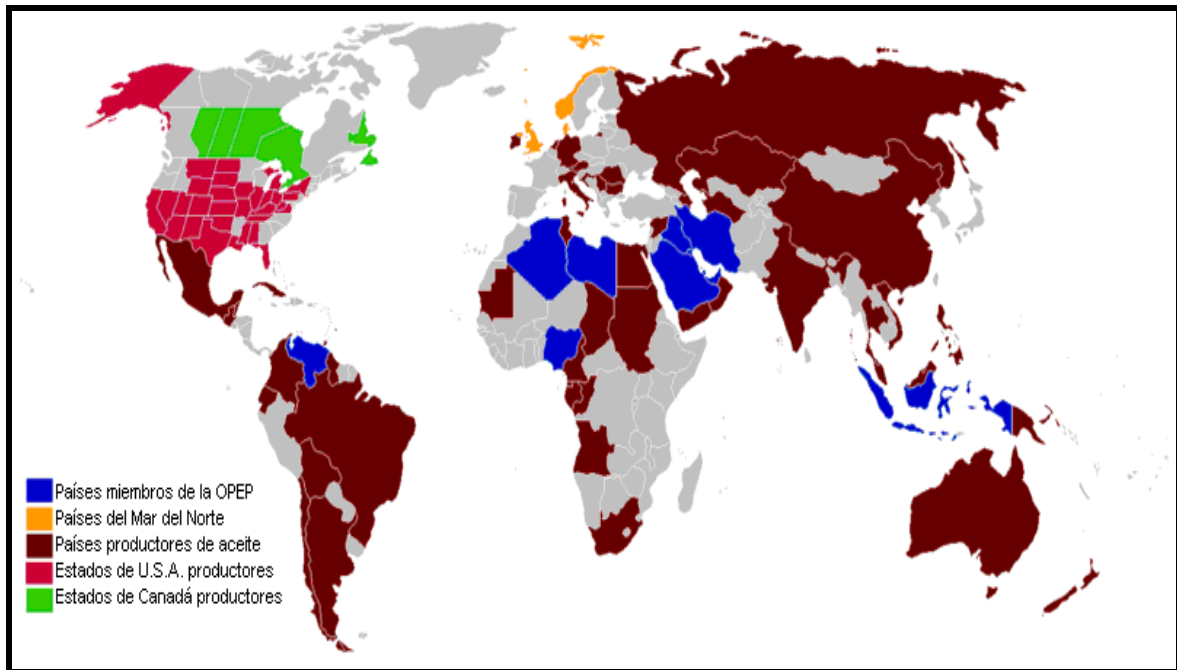


Figura 1.1. Se muestran los diferentes países productores de aceite crudo.

1.2.2. Países productores y tipos de aceite crudo.

- Arabia Ligero de Arabia Saudita.
- Bonny Ligero de Nigeria.
- Fateh de Dubai.
- Istmo de México (no-OPEP).
- Minas de Indonesia.
- Saharan Blend de Argelia.

La OPEP intenta mantener los precios de su Cesta entre unos límites superior e inferior, subiendo o bajando su producción. Esto crea una importante base de trabajo para los analistas de mercados. La Cesta OPEP, es más pesada que los crudo Brent y WTI.

1.3. Clasificación del petróleo según su densidad API.

Relacionándolo con su densidad API (por sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*) clasifica el petróleo en "liviano", "mediano", "pesado" y "extrapesado".

1.3.1. Crudo liviano.

Crudo liviano o ligero, es definido como el que tiene densidades API mayores a 31.1 °API.

1.3.2. Crudo medio o mediano.

Es aquel que tiene densidades API entre 22.3 - 31.1 °API.

1.3.3. Crudo pesado.

Es definido como aquel que tiene densidades API entre 10 - 22.3 °API.

1.3.4. Crudo extrapesado.

Es aquel que tiene densidades API menores a 10 °API. A estos crudos también se les denomina bitúmenes.

1.4. Clasificación de los yacimientos.

1.4.1. De acuerdo con el tipo de roca almacenadora.

1.4.1.1. Arenas:

Cuya porosidad se debe a la textura de los fragmentos que la forman. Pueden ser arenas limpias o sucias con limo, cieno, lignito, bentonita, etc. Figura 1.2 y Figura 1.3.



Figura 1.2. Arena sucia.



Figura 1.3. Arena limpia.

1.4.1.2. Calizas porosas cristalinas:

Su porosidad primaria es muy baja, ínter-cristalina. Puede tener espacios poros muy importantes debidos a la disolución. Figura 1.4.

1.4.1.3. Calizas detríticas:

Están formadas por la acumulación de fragmentos de material calcáreo.

1.4.1.4. Calizas fracturadas y/o con cavernas:

Son sumamente atractivas por su alta permeabilidad debida al fracturamiento o a la comunicación entre las cavernas. Figura 1.5, Figura 1.6 y Figura 1.7.



Figura 1.4. Caliza cristalina.



Figura 1.5. Caliza fracturada.



Figura 1.6. Caliza cavernosa.



Figura 1.7. Caliza vugular.

1.4.1.5. Areniscas:

Son arenas cementadas por materiales calcáreos o silicosos. Las areniscas son una clase muy importante, forman el 25% aproximadamente del total de las rocas sedimentarias. Son importantes almacenadoras de gas natural, aceite y agua; algunas pueden formar yacimientos.

Su composición es una clave de su procedencia, sus estructuras direccionales son una guía de las paleocorrientes, y tanto su geometría como sus estructuras internas dan una idea del ambiente de depósito. Figura 1.8.

De acuerdo a Pettijohn, las arenas pueden ser divididas en 3 grandes grupos:

- Las areniscas terrígenas son aquellas producidas por intemperismo y destrucción de rocas preexistentes, los sedimentos fueron transportados, seleccionados y modificados por el movimiento de los fluidos. Se derivan de fuentes externas a la cuenca de depósito. Figura 1.9.
- Las arenas carbonáticas son en la mayoría de los casos, sedimentos marinos, están constituidas por granos esqueléticos, oolitas y detritos carbonáticos localmente derivados (intraclastos). Estos constituyentes son productos originados dentro de la cuenca de depósito y no son residuos formados por la destrucción de rocas preexistentes. Excepcionalmente existen arenas ricas en partículas carbonáticas, de cadenas orogénicas, tales partículas son terrígenas. Figura 1.10.
- Las arenas piroclásticas son aquellas producidas por explosiones volcánicas, pueden ser depositadas en varios ambientes. Figura 1.11.



Figura 1.8. Arenisca direccional.



Figura 1.9. Arenisca terrígena.

1.4.1.6. Componentes de las areniscas.

La lista de los minerales detríticos es grande y depende del grado de intemperismo y transporte que sufran tales minerales; sin embargo son pocas las especies encontradas, Figura 1.12 y Figura 1.13, estas son:

- Cuarzo, Ópalo y Calcedonia.
- Feldespato.
- Fragmentos de roca.
- Micas.
- Minerales pesados.

- Calcita, Dolomita y Siderita.
- Minerales arcillosos y otros silicatos.



Figura 1.10. Arenas carbonáticas.



Figura 1.11. Arenas piroclásticas.



Figura 1.12. Dolomía.



Figura 1.13. Arena con intemperismo.

1.4.1.7. Grupo de Rocas Carbonosas.

Son todas aquéllas que tienen alto contenido de carbono orgánico, producto de la evolución diagenética, en diferentes rangos, de depósitos producidos por organismos. Figura 1.14.

Tales depósitos son tanto de origen vegetal (ricos en celulosa, resinas y lignitos) como animal (ricos en proteínas y grasas).

El material de partida para los depósitos carbonáceos son principalmente las plantas, como los juncos, las cañas, los arbustos y los musgos pantanosos entre otros. Las plantas crecieron en pantanos y lagos de agua dulce, que en parte se inundaron ocasionalmente por mares llanos en climas subtropicales hasta tropicales. Figura 1.15



Figura 1.14. Rocas carbonosas.



Figura 1.15. Rocas carbonosas.

1.4.1.8. Calizas dolomíticas:

Combinación de carbono con magnesio.

1.4.1.9. Grupo de Rocas Carbonatadas.

Los carbonatos se constituyen básicamente de calcita (caliza), aragonita y dolomita (dolomía), subordinadamente pueden participar cuarzo, feldespato alcalino y minerales arcillosos. Los carbonatos de siderita son más escasos, incluso económicamente interesantes.

Los procesos de la formación de carbonatos son:

- Tipo marino.
- Tipo bioquímico.
- Tipo terrestre.

La base química de la sedimentación de carbonatos es la abundancia relativamente alta de los iones de calcio Ca_2^+ y del bicarbonato (H_2CO_3) o de los iones de bicarbonato (HCO_3^-) respectivamente en el agua (el agua del mar por ejemplo).

Un ion de calcio y un ion de HCO_3^- se unen formando la calcita más un ion de hidrógeno: $\text{Ca}_2^+ + \text{HCO}_3^- \rightarrow \text{Ca}_2\text{CO}_3 + \text{H}^+$.

En el equilibrio, los iones de calcio y de HCO_3^- son disueltos. La precipitación inicia cuando hay cantidades mayores del ion de calcio o del ion de bicarbonato

o cuando hay cantidades iguales de estos dos iones y su producto sobrepasa el valor determinante para la saturación.

1.4.2. De acuerdo con el tipo de trampa. (Ver Figura 1.16)

1.4.2.1. Trampas de tipo Estructural.

Son aquellas en las que los hidrocarburos se encuentran asociados a pliegues o fallas, tales como anticlinales y los sinclinales (simétricos y asimétricos).

1.4.2.2. Trampas de tipo Estratigráficas.

Son diversas y dependen exclusivamente del carácter sedimentológico de las formaciones que las constituyen. Un cambio lateral de arena a lutita constituye una trampa estratigráfica.

1.4.2.3. Trampas de tipo combinadas.

Se refieren a las trampas en las que se conjugan aspectos estratigráficos y tectónicos.

1.4.2.4. Trampas de tipo Asociadas a Intrusiones Ígneas.

Se conocen casos en los que una intrusión ígnea (sill) hace las funciones de roca sello.

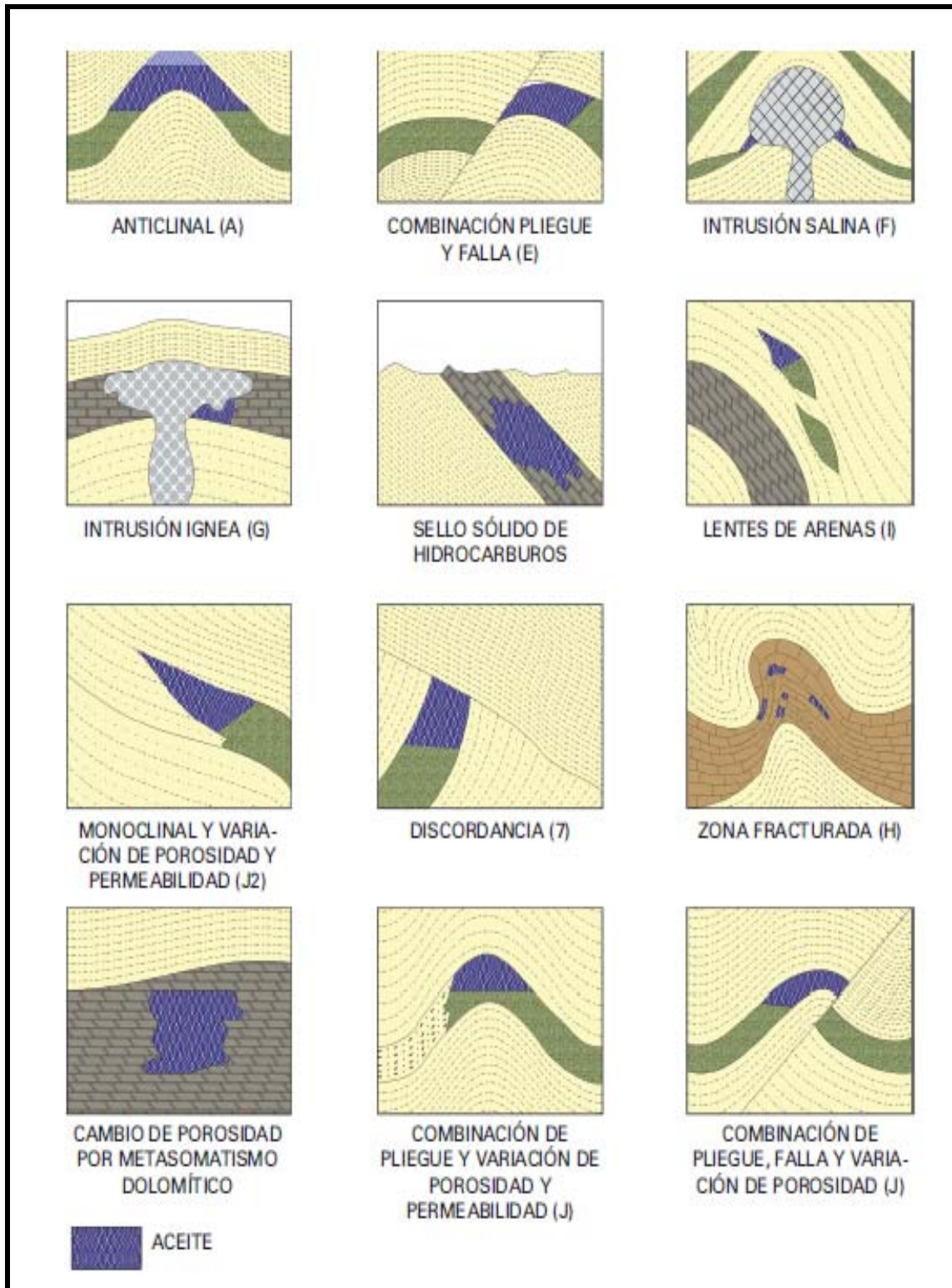


Figura 1.16. Muestra diferentes tipos de trampas donde se puede localizar petróleo

1.4.3. De acuerdo al tipo de fluidos almacenados. (Ver Tabla 1.1)

1.4.3.1. De aceite.

Producen líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor a 0.85 y una relación gas-aceite menor a $200 \text{ m}^3_{\text{g}} / \text{m}^3_{\text{o}}$. Figura 1.17.

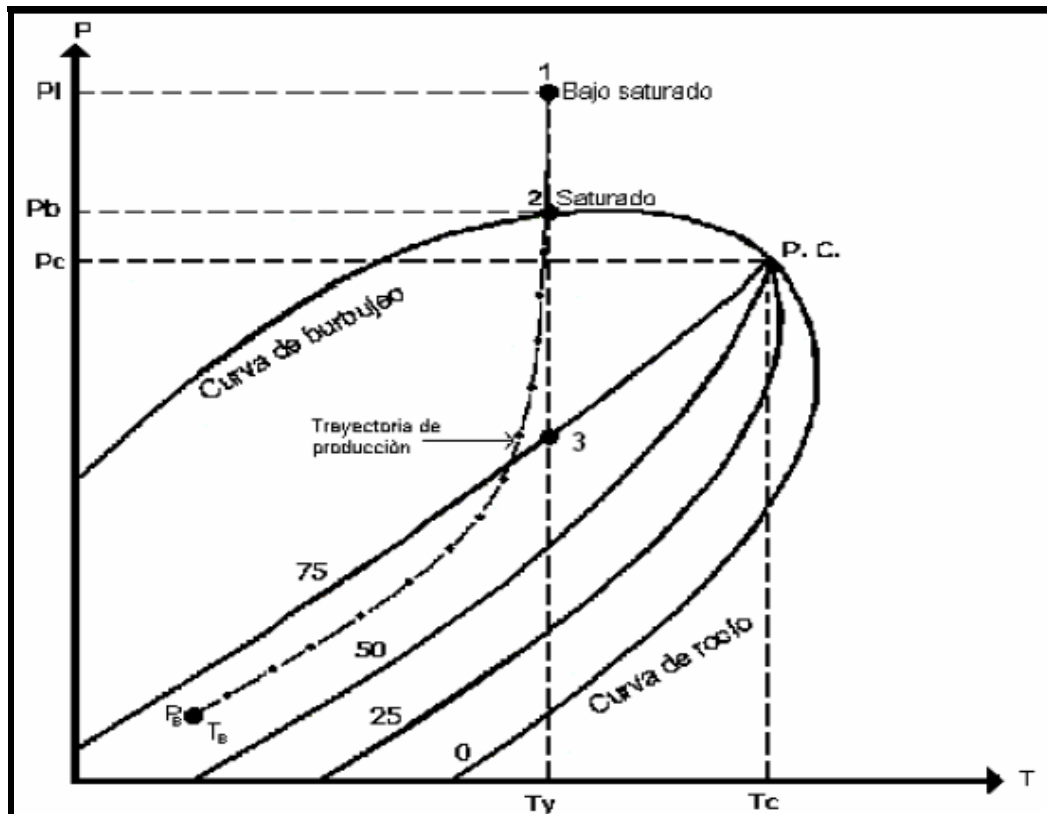


Figura 1.17. Yacimiento de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento (aceite negro).

1.4.3.2. De aceite volátil.

Producen un líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.75 - 0.85 y con una relación gas-aceite entre $200 - 1000 \text{ m}^3_{\text{g}} / \text{m}^3_{\text{o}}$. Figura 1.18.

1.4.3.3. De gas húmedo.

Producen un líquido transparente con una densidad relativa entre 0.75 - 0.80 y con relaciones gas-aceite entre $10,000 - 20,000 \text{ m}^3_{\text{g}} / \text{m}^3_{\text{o}}$.

1.4.3.4. De gas y condensado.

Producen un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.75 - 0.80 y con relaciones gas-aceite entre $500 - 15,000 \text{ m}^3_{\text{g}} / \text{m}^3_{\text{o}}$.

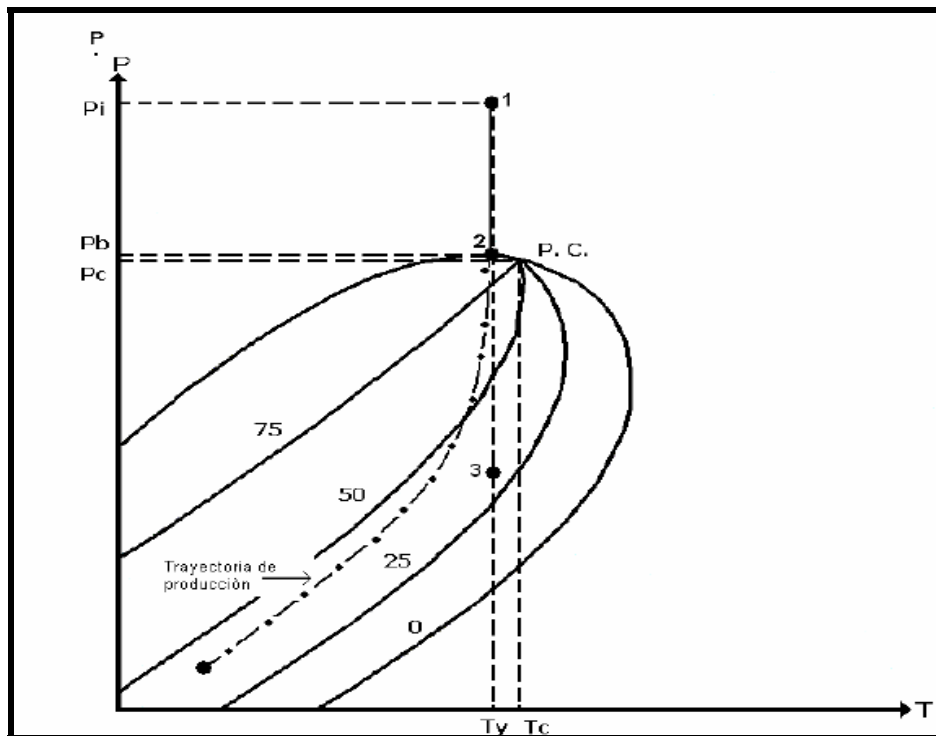


Figura 1.18. Yacimiento de aceite y gas disuelto de alto encogimiento (aceite volátil).

1.4.3.5. De Gas seco.

Producen un líquido ligero, transparente, con una densidad relativa menor de 0.75 (si es que se presenta algún líquido) y con relaciones gas-aceite mayor a $20,000 \text{ m}^3_{\text{g}} / \text{m}^3_{\text{o}}$.

1.4.4. De acuerdo con la presión original en yacimiento de aceite.

1.4.4.1. Bajo saturados:

La presión inicial es mayor que la saturación. Todo el gas está disuelto.

1.4.4.2. Saturados:

La presión inicial es igual o menor que la de saturación. Cuando $p_i < p_b$, hay gas libre, ya sea disperso o en el casquete.

1.4.5. De acuerdo con el tipo de empuje predominante.

La recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento o mecanismos naturales de empuje en un yacimiento, como expansión de la roca y el fluido, gas disuelto, acuífero activo, casquete de gas o bien drene

gravitacional. En yacimientos naturalmente fracturados, adicionalmente se tiene un mecanismo adicional denominado exudación, que consiste básicamente en la acción combinada de fuerzas capilares y gravitacionales, las cuales originan la expulsión de los hidrocarburos de la matriz a la fractura.

Durante esta etapa el flujo de fluidos dentro del yacimiento, ocurre por acción de su propia energía. En ocasiones las presiones de fondo de los pozos no son suficientes para llevar los fluidos hasta la superficie, por lo que es necesario diseñar e instalar un sistema artificial de producción que permita recuperar estos hidrocarburos. Antes de considerar cualquier proceso de mayor costo y de tecnología sofisticada.

1.4.5.1. Por expansión de líquidos y la roca ($P_i > P_b$).

Este proceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos bajo saturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema, el aceite, el agua congénita y la roca, que se expanden desalojando hacia los pozos productores el aceite.

La expansión del sistema roca-fluidos se provoca al haber un abatimiento de presión, dando como resultado el movimiento de los fluidos a través del medio poroso del punto de mayor presión al punto de menor presión.

1.4.5.2. Por expansión de gas disuelto liberado ($P_i < P_b$ o P_{sat}).

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación de gas disuelto en el aceite, al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de empuje que predomina es este, ya que es cierto que el agua intersticial y la roca continúan expandiéndose, pero su efecto resulta despreciable puesto que la compresibilidad del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación. Con gas, puede presentarse empuje de gas disuelto liberado o empuje de algún casquete de gas, ya sea natural o inyectado.

1.4.5.3. Por expansión del gas libre (casquete).

Consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Las características principales son:

- a) La parte superior del yacimiento contiene una alta saturación del gas.
- b) Continúo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete gas.

La zona de gas libre requerida puede presentarse en tres maneras:

- a) Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
- b) Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.
- c) La capa de gas puede crearse artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para su segregación.

1.4.5.4. Por segregación gravitacional.

También se le llama Drene por Gravedad y es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. Este tipo de drene puede participar activamente en la recuperaron de aceite. Los yacimientos presentan condiciones favorables para la segregación de sus fluidos cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados, no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

1.4.5.5. Por empuje hidráulico.

Es muy similar al de desplazamiento por casquete de gas, sólo que en este, el desplazamiento de los hidrocarburos ocurre debajo y en la interfase agua aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte

para mantener la presión del yacimiento o permitir solo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite será casi totalmente desplazado por agua.

1.4.5.6. Por empujes combinados.

Se presenta cuando tenemos una combinación de dos o más mecanismos de empuje mencionados anteriormente.

1.4.6. Por su comportamiento de fases.

Los fluidos aportados por el yacimiento, los cuales siguen una trayectoria de flujo a través del sistema integral de producción, experimentan una serie continua de cambios de fase, debido principalmente a las caídas de presión existentes en la trayectoria de flujo.

Si los fluidos producidos contienen gas en solución, éste será liberado debido a las caídas de presión formando así, un sistema de dos fases, gas- aceite.

La cantidad de gas liberado desde el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento dependerá de:

- a) Las propiedades del hidrocarburo.
- b) Presión y temperatura a lo largo de la trayectoria de flujo en el sistema integral de producción.

Conforme el gas se libera, el aceite sufre un encogimiento (decrece su volumen) hasta que se estabiliza en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar de presión y temperatura. En general, el cambio total de los volúmenes de gas y aceite en un punto en particular, a lo largo de la trayectoria de flujo es resultado de una combinación de:

- a) Expansión del gas libre.
- b) Encogimiento del aceite saturado.
- c) Transferencia de masa entre las fases gas y aceite (liberación de gas).

Todas las mezclas de hidrocarburos pueden ser descritas mediante un diagrama de fases tal como se muestra en la Figura 1.19. En este diagrama de presión contra temperatura ($P - T$), la temperatura se localiza en el eje de las abscisas y la presión en el eje de las ordenadas.

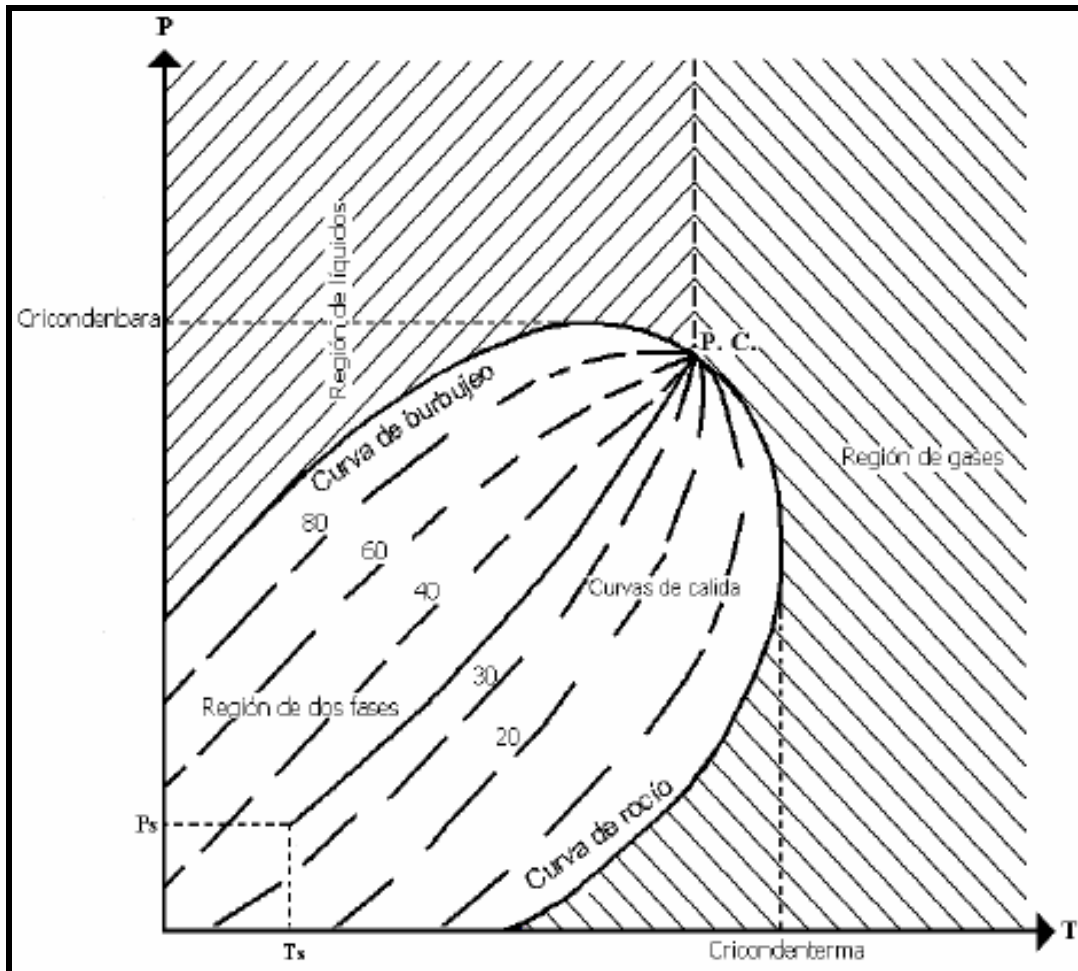


Figura 1.19. Diagrama de fases Presión - Temperatura

La clasificación de los yacimientos usando diagramas de fase, se realiza con la localización de las condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento en un diagrama como en la Figura 1.19.

Ahora se definen algunos conceptos básicos asociados con los diagramas mencionados. Figura 1.20, Figura 1.21 y Figura 1.22.

1.4.6.1. Propiedades intensivas.

Son aquellas que son independientes de la cantidad de materia considerada.

1.4.6.2. Punto crítico.

Es el estado a condiciones de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.

1.4.6.3. Presión crítica.

Es la presión correspondiente al punto crítico. Tratándose de una sustancia pura, se producirán cambios físicos (de estado).

1.4.6.4. Temperatura crítica.

Es la temperatura correspondiente al punto crítico. Tratándose de una sustancia pura, se producirán cambios físicos (de estado).

1.4.6.5. Curva de burbujeo (ebullición).

Es el lugar geométrico de los puntos, presión – temperatura, para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

1.4.6.6 Curva de rocío (condensación).

Es el lugar geométrico de los puntos, presión – temperatura, en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

1.4.6.7. Región de dos fases.

Es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y rocío. En esta región coexiste, en equilibrio las fases líquida y gaseosa.

1.4.6.8. Cricondenbara.

Es la máxima presión a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

1.4.6.9. Cricodenterma.

Es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

1.4.6.10. Zona de condensación retrógrada.

Es aquella en la cual al disminuir la presión, a temperatura constante, ocurre una condensación y también, al variar la temperatura, presión constante, ocurre una condensación.

1.4.6.11. Aceite saturado.

Es aquél que a condiciones de presión y temperatura está en equilibrio con su gas disuelto.

1.4.6.12. Aceite bajo saturado.

Es aquél que a condiciones de presión y temperatura, es capaz de disolver más gas.

1.4.6.13. Aceite supersaturado.

Es aquel que a condiciones de presión y temperatura, tiene mayor cantidad de gas disuelto que el que le correspondería en condiciones de equilibrio.

1.4.6.14. Saturación crítica de un fluido.

Es la saturación mínima necesaria para que exista escurrimiento de dicho fluido en el yacimiento.

En la Tabla 1.1 se muestra la clasificación de los yacimientos con sus principales características y diagramas de fase correspondiente

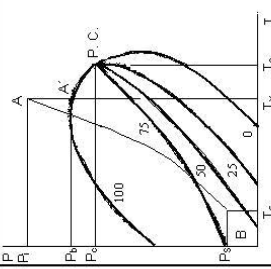
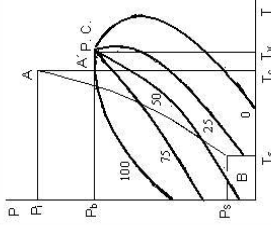
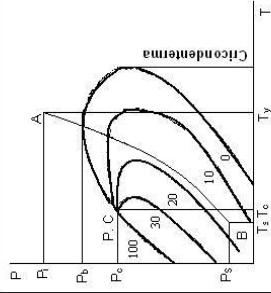
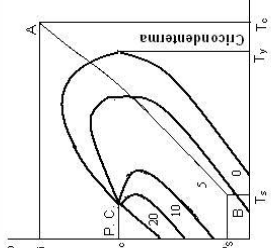
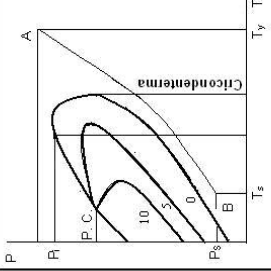
Tipo		Yacimientos de Gas y Condensados			
		Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto (Aceite Volátil)	Gas y Condensados	Gas Humedo	Gas Seco
Características	De Bajo Encogimiento (Aceite Negro)	De Alto Encogimiento (Aceite Volátil)	Gas y Condensados	Gas Humedo	Gas Seco
Diagrama de Fase					
Temperatura	$Ty < Tc$	$Ty \leq Tc$	$Tc < Ty < \text{Cricodenterma}$	$Ty < \text{Cricodenterma}$	$Ty < \text{Cricodenterma}$
Punto crítico	P. C. a la derecha de la Cricodenterma	P. C. cercano a la Cricodenterma	P. C. a la izquierda de la Cricodenterma	P. C. a la izquierda de la Cricodenterma	P. C. a la izquierda de la Cricodenterma
Estado en el yacimiento	Si $P > Pb @ Ty$ Yacimiento Bajasaturado [1 fase] Si $P < Pb @ Ty$ Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > Pb @ Ty$ Yacimiento Bajasaturado [1 fase] Si $P < Pb @ Ty$ Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > Pb @ Ty$ yacimiento los fluidos se encuentran totalmente en la fase vapor	Py nunca entra a la region de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso	Py nunca entra a la region de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso
Curvas de Calidad	Muy pegado a la línea de puntos de rocío	Más separados de la línea de rocío	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Más pegados a la línea de puntos de burbuja	Casi pegados a la línea de puntos de burbuja
Singularidades	—	—	Fenómenos Retrogados	—	—
Producción en superficie	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (1 fases)
Composición	Grandes cantidades de pesados en la mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en la mezcla original	Regulares cantidades de intermedios en la mezcla original	Pequeñas cantidades de intermedios en la mezcla original	Casi puros componentes ligeros en la mezcla original
RGA $\left[\frac{m^3}{m^3} \right]$	< 200	200 --- 1.000	500 --- 15.000	10.000 --- 20.000	< 20.000
Densidad líquida $\left[\frac{g}{cm^3} \right]$	> 0.85	0.85 --- 0.75	0.80 --- 0.75	0.80 --- 0.75	> 0.75

Tabla 1.1. Clasificación de yacimientos mediante diagrama de fase.

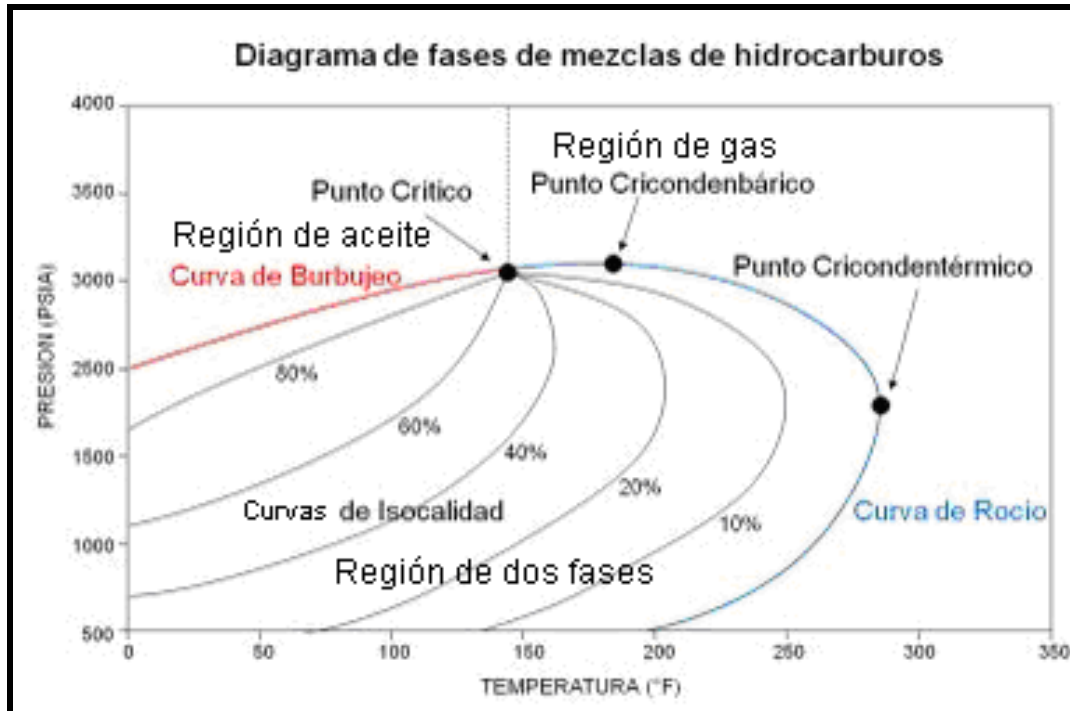


Figura 1.20. Diagrama de fases típico para mezcla de hidrocarburos

1.4.6.15. Yacimiento bajo saturado.

En este yacimiento los fluidos están en una fase denominada líquida ya que la temperatura a la que se presentan es menor que la crítica. Además debido a las condiciones de la acumulación, la presión inicial sobrepasa a la saturación, correspondiente a la temperatura del yacimiento.

Al explotar éste yacimiento la temperatura permanecerá constante, no así la presión, que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo, punto en el cual se inicia la liberación de gas en el yacimiento, el cual aparecerá en forma de burbuja. Esta liberación de gas, combinada con la extracción del aceite, hará que aumente constantemente la saturación de gas hasta que se abandone el yacimiento.

Hay que subrayar que en este tipo de yacimientos al alcanzarse la presión de saturación, empieza a variar la composición de los fluidos producidos y por lo tanto cambiará el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes.

1.4.6.16. Yacimiento de gas y condensado.

En este yacimiento los fluidos estarán también en una sola fase, denominada gaseosa cuando la temperatura exceda la crítica. La composición será la

misma hasta que, debido a la extracción, se alcance la presión de rocío. En este momento se iniciará la condensación de líquido en los poros del yacimiento, el cual será inmóvil, por lo que cambiará la composición del gas producido en la superficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando, consecuentemente, la relación gas aceite producido. Para este tipo de yacimiento la temperatura está comprendida entre la crítica y la cricondenterma.

1.4.6.17. Yacimiento de gas húmedo.

Los fluidos en este yacimiento estarán en fase gaseosa, la cual se conservará durante toda la vida productora del yacimiento, puesto que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma. Por esta razón la composición de los fluidos producidos permanece constante. Aunque los fluidos remanentes en el yacimiento permanecen en fase gaseosa, los fluidos producidos a través de los pozos entraron a la región de dos fases, por lo que en superficie se tendrá, por lo tanto, producción de gas y líquido condensado. Figura 1.21.

1.4.6.18. Yacimiento de gas seco.

Son yacimientos con características similares al anterior, cuya trayectoria de producción no entra a la región de dos fases. Figura 1.21.

1.4.6.19. Yacimiento de aceite volátil.

Son aquellos yacimientos cuya temperatura es ligeramente menor a la crítica. Figura 1.21.

Cada yacimiento de hidrocarburos tiene un diagrama de fases característico, y también propiedades físicas y termodinámicas particulares. Éstas, usualmente son medidas en laboratorio a partir de pruebas realizadas sobre muestras obtenidas del pozo mismo.

A manera de ejemplo en la Figura 1.22, se muestra un diagrama de presión-temperatura (P – T) para una mezcla de hidrocarburos representativo de un aceite bajosaturado a condiciones iniciales de yacimiento. En este diagrama de fases, se puede seguir la trayectoria correspondiente al flujo, desde el yacimiento hacia el pozo (proceso isotérmico), a través de la tubería de producción y estrangulador, finalmente hacia el separador (línea discontinua).

Así mismo, se puede observar el comportamiento de fases del fluido producido, desde el yacimiento hacia el separador.

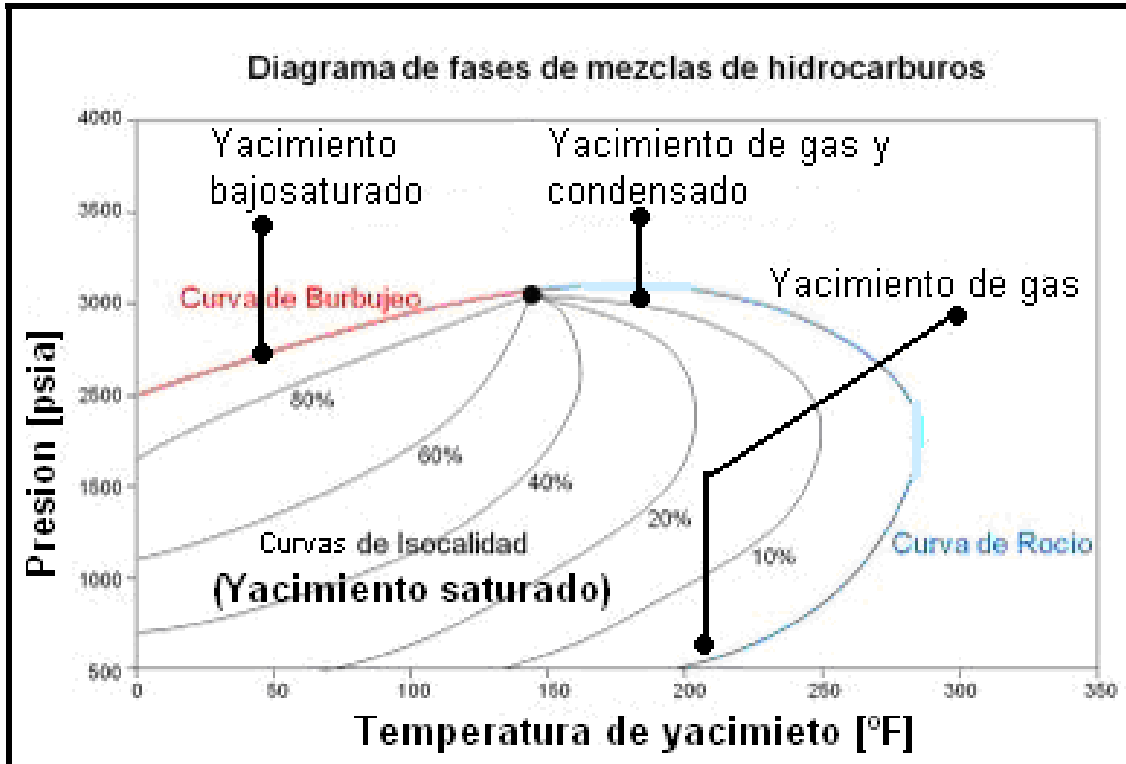


Figura 1.21. Clasificación de los yacimientos por medio de diagrama de fases.

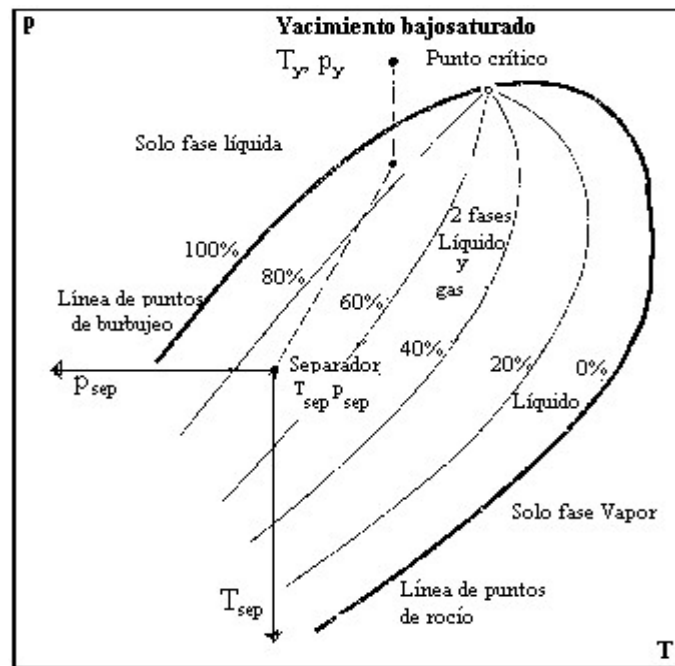


Figura 1.22. Diagrama de Presión - Temperatura para un yacimiento de aceite bajosaturado (Trayectoria de flujo desde el yacimiento hasta el separador).

1.5. Volumen original de hidrocarburos.

El volumen original de hidrocarburos se define como la cantidad que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento, y suele referirse a condiciones de superficie.

1.5.1. Recursos petroleros.

Los recursos petroleros son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo referido a condiciones de superficie. Empleando consideraciones de explotación. Se le llama recurso únicamente a la parte recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a las cantidades estimadas en un principio se les denomina volumen original de hidrocarburos total, el cual puede estar descubierto o no descubierto; y a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. El concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, recuperables y comercialmente explotables.

En la Figura 1.23, se muestra la clasificación de recursos e incluye las reservas. Podemos observar que existen estimaciones bajas, centrales y altas para los recursos, y para las reservas también, denominándose probada, probada más probable, y probada más probable más posible.

El rango de incertidumbre que se ilustra a la izquierda de la Figura 1.23 enfatiza el conocimiento que se tiene de los recursos, o de las reservas, es imperfecto, y por ello, se generan diferentes estimaciones que obedecen a diferentes expectativas. La producción, que aparece a la derecha, es el único elemento de la figura en donde la incertidumbre no aparece. Ésta ha sido medida, comercializada y transformada en un ingreso.

1.5.2. Volumen original de hidrocarburos total.

Según la Figura 1.23, el volumen original de hidrocarburos total es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen.

Éste volumen incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, y también a las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Todas las cantidades del volumen de hidrocarburos total pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, y también de circunstancias comerciales, de la tecnología usada y de la disponibilidad de información. Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables pueden transformarse eventualmente en recursos recuperables.

Volumen original de hidrocarburos total					
Volumen original de hidrocarburos no descubiertos		Volumen original de hidrocarburos descubiertos			
		No económico		Económico	
↑ Incertidumbre ↓	P r e s c r i b i o s	Estimación baja	C o n c i e n s	Estimación baja	P r o b a d a
	R o c u p e r a b l e	Estimación central	N o r e c u p e r a b l e	Estimación central	P r o b a d a + p r o b a b l e
	N o r e c u p e r a b l e	Estimación alta	N o r e c u p e r a b l e	Estimación alta	P r o b a d a + p r o b a b l e + p o s i b l e
					P r o d u c i o n

Figura 1.23. Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos. Modificado de Petroleum Resources Classification and Definitions, Society of Petroleum Engineers, 2000.

1.5.3. Volumen original de hidrocarburos no descubiertos.

Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubiertos se le define como recurso prospectivo.

1.5.4. Volumen original de hidrocarburos descubierto.

Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas. El volumen original descubierto puede ser clasificado como económico y no económico. Una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos.

De igual manera la parte que es recuperable, dependiendo de su viabilidad económica, se le denomina reserva y recurso contingente.

1.5.5. Recursos prospectivos.

Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estiman potencialmente recuperables. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde un cierto volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto, e incluso en ocasiones hasta producido. Al considerar el nivel de incertidumbre, la magnitud de éstos puede corresponder a una estimación baja, central o alta.

1.5.6. Recursos contingentes.

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, las cuales potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación a esa fecha, no son consideradas comercialmente explotables. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, acumulaciones donde no exista un mercado para comercializar lo producido, o donde la recuperación deseada de hidrocarburos depende del desarrollo de nuevas tecnologías, o bien donde la evaluación de la acumulación no se ha concluido.

1.5.7. Petróleo crudo equivalente.

Es una forma utilizada a nivel internacional para representar el inventario total de hidrocarburos. Su valor es el resultado de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta, y del gas seco equivalente a

líquido. Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo. El gas seco considerado en este procedimiento es una mezcla promedio del gas seco producido en Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, en tanto el aceite crudo considerado equivalente a este gas corresponde al tipo Maya. Su evaluación requiere de la información actualizada de los procesos a que está sometida la producción del gas natural, desde su separación y medición, hasta la salida de las plantas petroquímicas. En la siguiente figura observamos los elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente

En la Figura 1.24, se puede observar que el aceite crudo no sufre ninguna conversión para llegar a petróleo crudo equivalente. En tanto, el gas natural es producido y su volumen se reduce por el autoconsumo y el envío de gas a la atmósfera.

Dicha reducción se refiere como encogimiento del fluido, y se denomina eficiencia en el manejo. El gas continúa su transporte, y tiene otra alteración en su volumen al pasar por estaciones de recompresión, en donde los condensados son extraídos del gas; a esta alteración en el volumen por el efecto del transporte se le denomina encogimiento por licuables en el transporte.

El condensado se contabiliza directamente como petróleo crudo equivalente. El gas continúa su proceso dentro de las plantas petroquímicas en donde es sometido a diversos tratamientos, los cuales eliminan los compuestos no hidrocarburos y nuevamente se extraen otros licuables o líquidos de planta.

Esta nueva reducción en el volumen del gas es conceptualizada a través del encogimiento por impurezas y por el encogimiento de licuables en planta. Debido a su naturaleza, los líquidos de planta son agregados como petróleo crudo equivalente, en tanto el gas seco obtenido a la salida de las plantas, se convierte a líquido con una equivalencia de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo crudo equivalente. Este número es el resultado de considerar 5.591 millones de BTU por barril de aceite crudo y 1,075 BTU por pie cúbico de gas seco dulce. Por tanto, el factor mencionado es de 192.27

CAPÍTULO 2

ADMINISTRACIÓN Y EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS

2.1. Definición de Administración y evaluación de yacimientos maduros.

Si bien es cierto que desde los primeros descubrimientos de campos petrolíferos se han practicado elementos de administración de yacimientos, el concepto de una “administración integral de yacimientos”, empezó a manejarse hace no más de dos décadas.

La administración integral de yacimientos (AIY) surgió como una extensión de la ingeniería de yacimientos, en la que se manejan las tecnologías relativas al movimiento de los fluidos petrolíferos, en el yacimiento, en el pozo y en las instalaciones superficiales. Sin embargo, la AIY y la ingeniería de yacimientos, no son idénticas. La AIY supone la existencia de metas, hacia las cuales es dirigida la tecnología de yacimientos. La idea central de la AIY petroleros, es la de fijar metas para explotar los yacimientos y llevarlas a cabo auxiliándose de las diferentes tecnologías, en forma específica a cada yacimiento.

La AIY es un proceso dinámico que puede darse a través de un conjunto de operaciones y decisiones, mediante las cuales un yacimiento es identificado, medido, producido, desarrollado, monitoreado y evaluado, desde su descubrimiento hasta su agotamiento y abandono.

La AIY se puede definir también como:

“La aplicación de la última tecnología a un sistema de yacimientos conocidos, en armonía con el entorno existente”.

Debe hacerse énfasis en que la AIY no es simplemente la creación de un plan de agotamiento o un plan de desarrollo, sino más bien, una estrategia integrada y planeada para la explotación adecuada de los yacimientos.

Desde el punto de vista rigurosamente técnico, la AIY se puede considerar también como: “el conjunto de decisiones y operaciones mediante el cual, a un yacimiento petrolero se le identifica, cuantifica, desarrolla, explota, monitorea y evalúa en todas sus etapas de producción, ésto es, desde su descubrimiento,

pasando por su explotación, hasta su abandono. Como se muestra en la Figura 2.1:

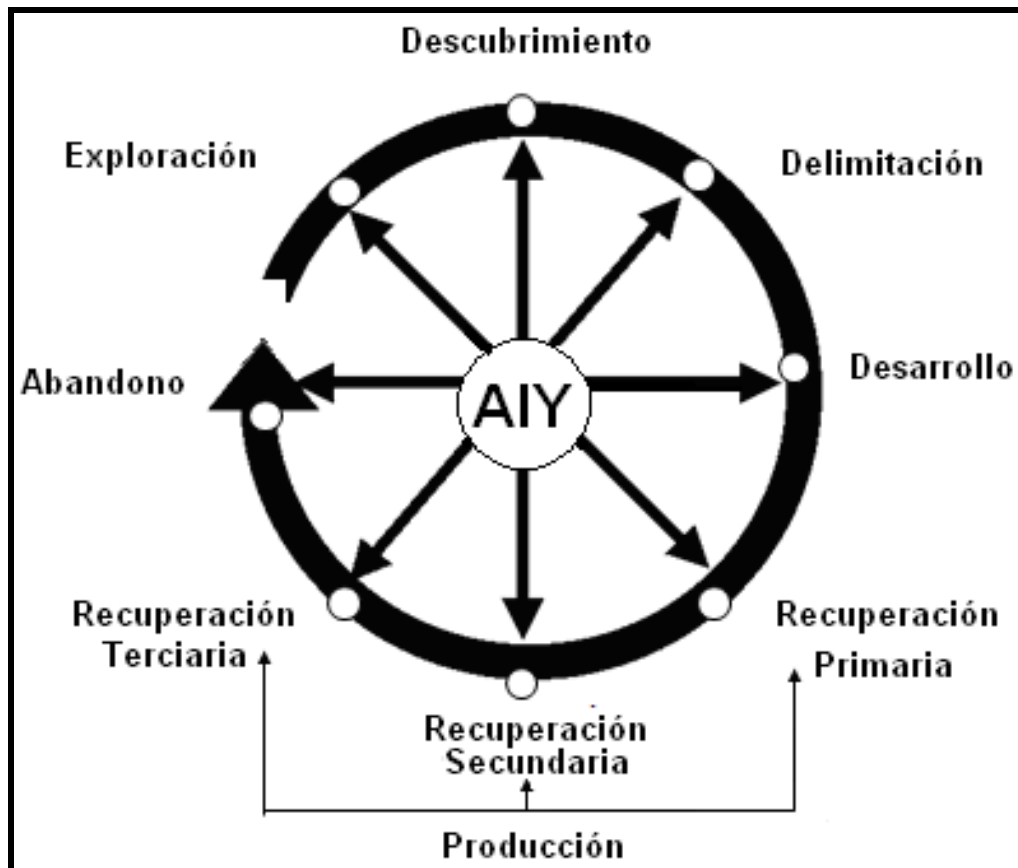


Figura 2.1. Etapas de la vida de un yacimiento según la AIY.

Grabar, interpretar y aplicar los datos del yacimiento correctamente son algunas de las tareas más importantes que el ingeniero petrolero y geólogo deben realizar. La calidad y cantidad de estos datos determinan el éxito de cualquier estudio posterior de ingeniería y geología y, consecuentemente, del proyecto entero.

2.2. Fundamentos de la Administración de yacimientos maduros.

1.- ¿Cuándo debería comenzar la administración de yacimientos?

- El tiempo ideal para comenzar con la administración de un yacimiento es cuando se descubre.

- Nunca es demasiado temprano para comenzar con la administración, ya que si ésta es llevada a cabo desde los programas de desarrollo, puede servir como una herramienta para el monitoreo del yacimiento, es probable también que ahorre grandes cantidades de dinero a lo largo de la vida del yacimiento.

2.- ¿Qué datos necesitamos, cómo y donde podríamos recolectarlos?

- ¿Es necesaria la información?
- ¿Qué vamos a hacer con esa información?
- ¿Qué decisiones podemos tomar como resultado de la información?
- Beneficios de la información.
- ¿Pueden obtener al mínimo costo?
- Demostrar las necesidades, costos y beneficios para cada programa de adquisición de información.
- Una temprana definición y evaluación del yacimiento es el fundamento para una buena administración del yacimiento.
- Participar de las decisiones operativas.

3.- ¿Qué tipos de preguntas deberíamos contestar cuando se realiza la recolección e interpretación de los datos para asegurar un proceso efectivo de la administración de los yacimientos?

- ¿Cuáles son nuestras conclusiones?
- ¿Pueden estas conclusiones medir todos los factores? si es así ¿por qué? si no lo es ¿por qué no?
- ¿Es posible otra interpretación de la información?
- ¿Qué consideraciones debemos hacer en la recolección de información cuáles de estas consideraciones son aceptables?

- ¿Es posible recolectar la información?
- ¿Existe información adicional necesaria?
- ¿Se tiene un adecuado estudio geológico?
- ¿Esta adecuadamente definido el yacimiento?

4.- ¿Por qué es necesario un equipo unido para la administración del yacimiento?

- El éxito de la administración de yacimientos requiere de la integración de un grupo de esfuerzos.
- Todos los desarrollos y decisiones operativas deben ser tomadas por un equipo de administración del yacimiento.
- Un factor para que un miembro del equipo pueda considerar al sistema entero, no solo son el conocimiento de los aspectos del yacimiento u operativos, debe ser efectivo en sus decisiones y en sus habilidades humanas.
- Un especialista puede considerarse como la persona que tiene un alto nivel de conocimientos. No mucha gente en la organización tiene los conocimientos en todas las áreas pero muchos individuos se desempeñan y desarrollan individualmente en una cierta área con un sentimiento intuitivo y conocen los elementos de su campo.
- El esfuerzo de un equipo en la administración de yacimientos (aumento en la complejidad de los sistemas y técnicas nuevas unidos a las difíciles condiciones de los nuevos yacimientos)

5.- ¿Cuál es el mejor camino para aplicar la aproximación del equipo a la administración del yacimiento?

Promover la aproximación del equipo o integración.

- Facilitar la comunicación.

- Reuniones periódicas.
- Realizar un foro donde los miembros expliquen sus objetivos funcionales al resto del equipo.
- Construir un ambiente que promueva el respeto y entendimiento.
- Tener claro que los miembros del equipo deben ser maestros para los otros miembros.
- Énfasis en la necesidad e importancia que tiene la interacción entre todas las ramas.
- Para el ingeniero de yacimientos es importante conocer el modelo geológico y para el geólogo es importante la interpretación o posibles modificaciones que se deban hacer del ingeniero en desarrollar los modelos geológicos la terminación de pozos y viceversa para ambas ramas.
- Claridad y consistencia en la necesidad de cada miembro por suprimir sus ambiciones individuales y su ego, por las metas del equipo.
- Requerimiento de cada miembro del equipo de mantener un alto nivel técnico y de competencia.
- Proveer, para el equipo de desarrollo un modelo apropiado, que sea continuo, simultáneo y de comportamiento cooperativo.
- Los ingenieros de yacimiento no deben esperar a que el geólogo termine su trabajo debe existir una interacción.

2.3. Evaluación de Campos Maduros.

2.3.1. Definiciones de campo maduro.

- Se llaman campos maduros a aquellos campos de aceite después de cierto periodo de producción.

- Un campo maduro es aquel que alcanza su pico de producción o campos productores en una etapa de declinación.
- Un campo maduro es aquel que alcanza su límite económico después de una recuperación primaria, secundaria y terciaria.
- Un campo maduro es aquel que está en declinación siendo el rejuvenecimiento costoso y menos atractivo que obtener producción de campos en desarrollo.
- Un campo maduro es aquel donde se ha rebasado el pico de producción previsto en el esquema original de explotación, habiendo producido por más de 10 años, en general. Figura 2.2.
- Un campo marginal es aquel cuyos ingresos son menores a los gastos que se requieren para mantenerlos en producción.

En la Figura 2.2, se muestran diferentes etapas de recuperación a las cuales se puede asumir que empieza a madurar. La tendencia típica es el periodo indicado por la flecha.

2.3.2. Recolección y organización de datos.

Los tipos de datos recolectados pueden ser divididos en dos grandes grupos: estáticos y dinámicos. Los datos estáticos representan mediciones directas de algunas propiedades del yacimiento o de los fluidos (por ejemplo, la porosidad, la permeabilidad, saturación de agua congénita, temperatura, composición química, etc.). Los datos dinámicos se refieren al nivel de fuerzas contenidas o inducidas dentro del yacimiento (por ejemplo, presión, propiedades PVT, permeabilidad efectiva, etc.). Tabla 2.1 y Tabla 2.2.

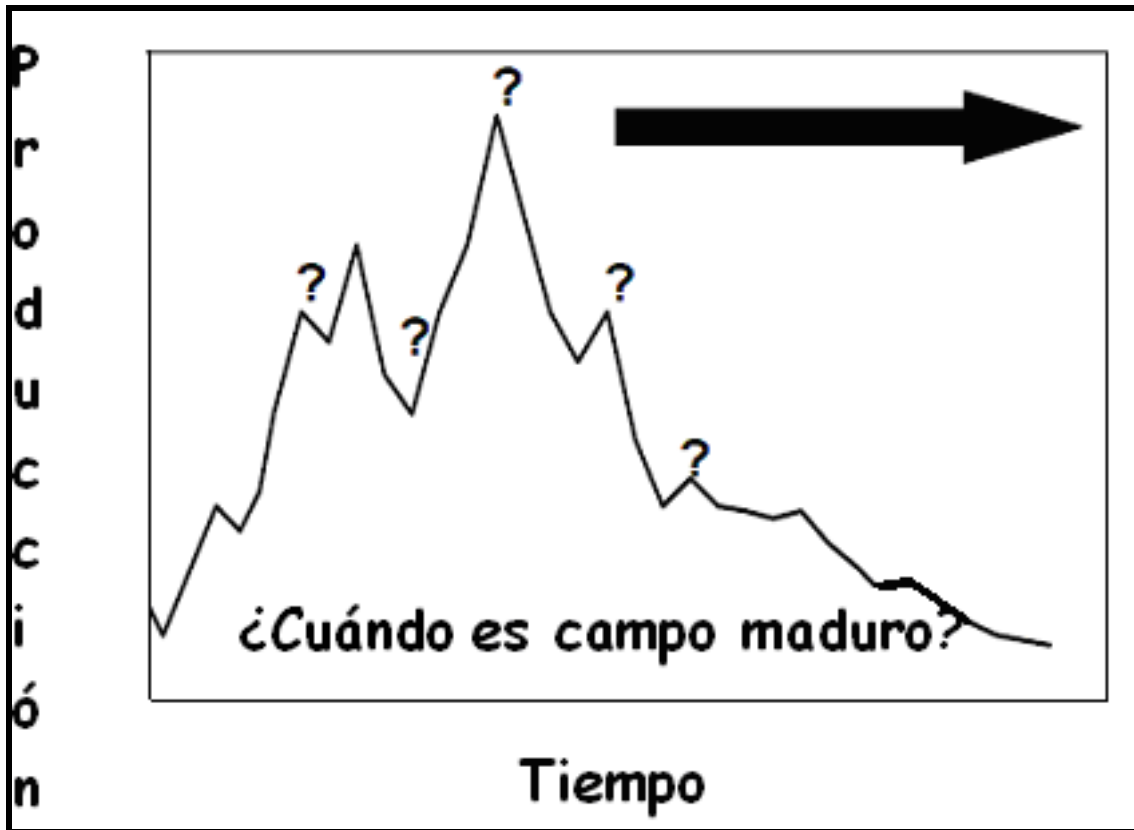


Figura 2.2. Etapas de recuperación a las cuales se puede asumir que empieza a madurar un yacimiento.

En la Figura 2.3, se ilustra los tipos de datos de pozos y del yacimiento que pueden ser obtenidos para estudios del yacimiento.

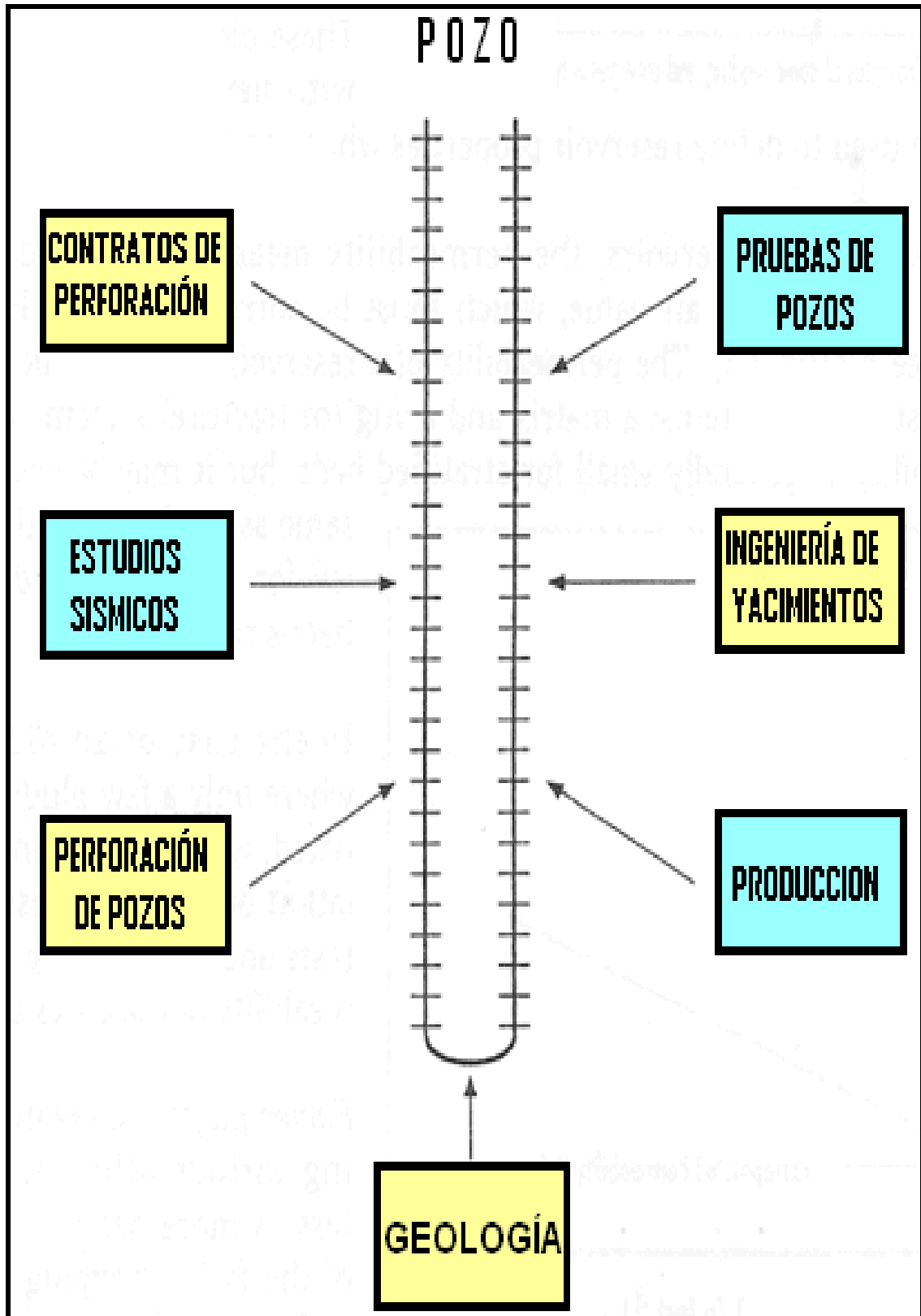


Figura 2.3. Datos de pozo y de yacimiento que pueden obtenerse para estudio.

2.3.3. Datos de evaluación de la formación.

Mediciones in-situ	Mediciones en superficie	Interpretación geológica
Registros de lodo	Análisis de Núcleos	Normalización de registros
Registros de pozo	Porosidad	Mapa litológico
Eléctricos	Permeabilidad	Determinación del CGO/CWO
SP	Permeabilidad relativa	Secciones cruzadas
Resistividad	Mojabilidad	Mapas de permeabilidad
Conductividad	Distribución de fluidos	Estructuras
Inducción	Presión capilar	Identificación de arcillas
Acústicos	Geometría del poro	Mapas de isopacas
Sonido	Compresibilidad de la roca	Volúmenes del yacimiento
Radiación		
Densidad de la formación		
Rayos Gamma		
Neutrón-Rayos Gamma		
Neutrón-Térmico		
Carbón/Oxígeno		
Otros		
RFT (repeat formation tester)		

Tabla 2.1. Datos de evaluación de la formación.

2.3.4. Datos del fluido del yacimiento y de la formación.

ANÁLISIS DE FLUIDO	DATOS DE PRESION	DATOS DE PRODUCCION- INYECCION	HISTORIAL DE TERMINACION	PROGRAMA QUÍMICO
COMPOSICION DEL FLUIDO	DATOS ORIGINALES DE PRESIÓN	VOLUMENES DE FLUIDO	DATOS ORIGINALES DE TERMINACION	CONTROL DE PARAFINAS
COMPORTAMIENTO PVT	PRESIÓN DE PORO	GASTOS DE ENTRADA Y SALIDA	REVISION DE LOS ARCHIVOS DE LOS POZOS	EMULSIONES
COMPRESIBILIDAD	PRESION DE FRACTURA	RAZONES GAS/ACEITE	TERMINACIONES SIMILARES	CONTROL DE CORROSION
VISCOSIDAD	PRUEBAS DE INTERFERENCIA	DISMINUCION DE INYECCION	PROCEDIMIENTOS DE CEMENTACION	IDENTIFICACION DE INCRUSTACIONES DE PREVENCIÓN
DENSIDAD ESPECIFICA	PROGRAMA DE PRESIONES	DOCUMENTACIÓN DE CANALES CONOCIDOS	PROCEDIMIENTOS DE PERFORACION	
SOLUBILIDAD	PRUEBAS ESTATICAS DE BHP	PROGRAMA DE PRUEBAS PERIODICAS	DAÑO A LA FORMACION	

Tabla 2.2. Datos de producción y fluidos del yacimiento.

A continuación se muestra la metodología paso a paso para el estudio de un yacimiento. Figura 2.4.

2.3.5. Metodología pasó a paso.

1. Revisar estudios previos.
2. Revisar el comportamiento del campo y su desarrollo, incluyendo:
 - a) Operaciones de recuperación primaria, secundaria y mejorada.

Prestando particular atención a:

- b) Mecanismos de empuje.
- c) Historia de producción y presión (deducir el comportamiento pasado).
- d) Factores de recuperación.
- e) Relación de movilidad y eficiencia de barrido.

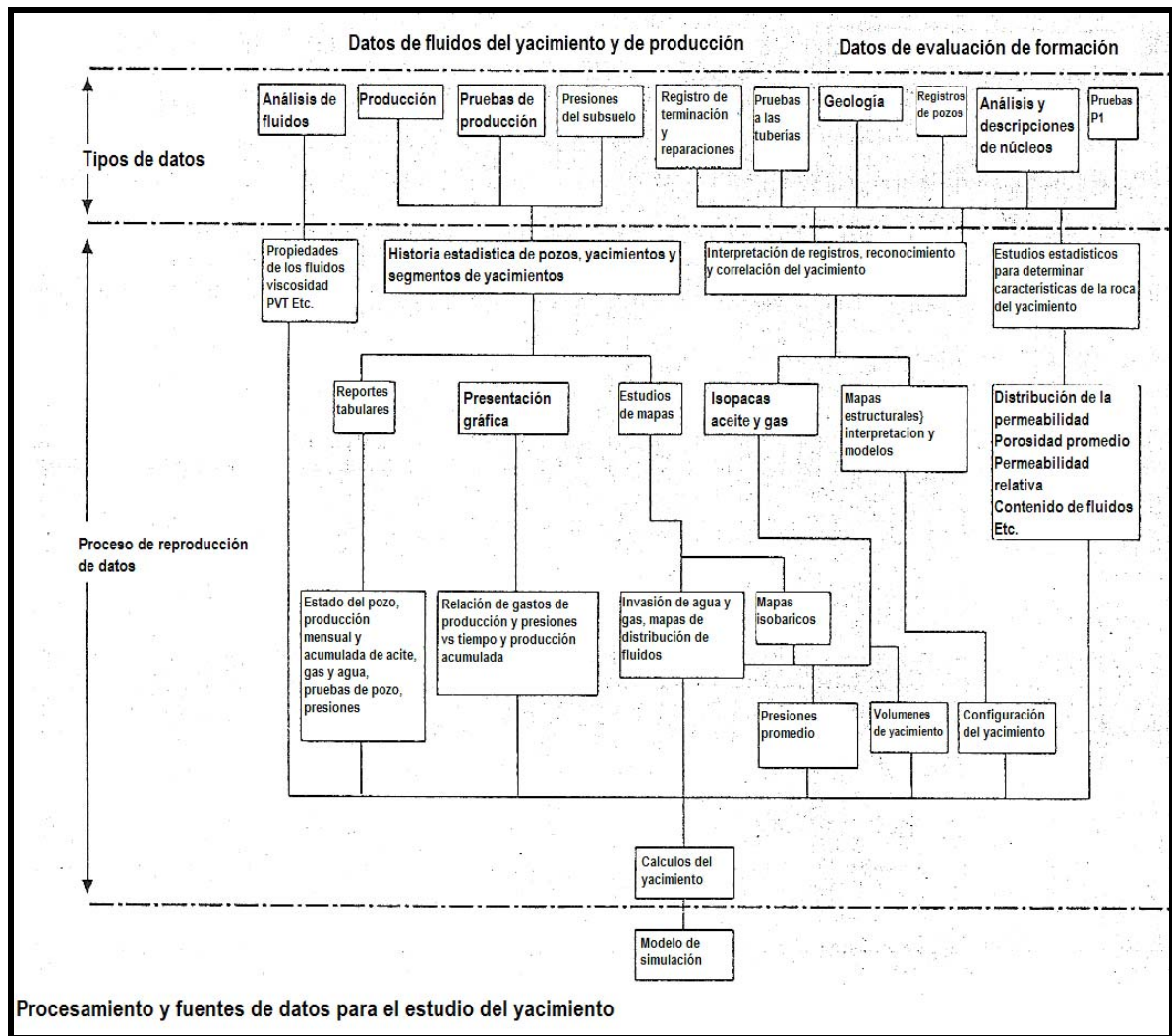


Figura 2.4. Diagrama de flujo para el estudio de un yacimiento.

- f) Espaciamiento de pozos y drene.
 - g) Condiciones de pozos e instalaciones.
 - h) Curvas IPR y el comportamiento individual de cada pozo.
3. Establecer parámetros geológicos, incluyendo:
- a) Configuración general del yacimiento.
 - b) Distribución de los fluidos y su movimiento en el yacimiento.
 - c) Variación de las propiedades en el espacio poroso.
 - d) Continuidad y espesor.
 - e) Porosidad.

- f) Espesor y mapas estructurales.
 - g) Tipo de roca, porosidad y permeabilidad.
 - h) Contactos de fluidos.
 - i) Descripción 3D del yacimiento.
 - j) Estratificación vertical.
4. Determinar la ganancia. Comparar datos de núcleos y registros con datos de DST y RFT.
5. Estimar el aceite original *in-situ* y gas original *in-situ*.
6. Revisar la base de datos y el programa de monitoreo, incluyendo:
- a) Registros, pruebas de pozos.
 - b) Perfiles de inyección.
 - c) Registros de terminaciones/reparaciones.
 - d) Análisis PVT.
 - e) Permeabilidad relativa, presión capilar, pruebas de flujo y mojabilidad en núcleos.
 - f) Datos de instalaciones superficiales.
 - g) Monitoreo de patrones de comportamiento.
 - h) Comportamiento de pozos.
7. Uso de simuladores para realizar el ajuste de historia.
8. Estimar reservas (originales y remanentes) y la producción futura.
- a) Geología y datos de evaluación de formación.
 - b) Mecanismos de empuje.
 - c) Propiedades de los fluidos.
 - d) Datos de permeabilidad relativa y datos de saturación residual.
 - e) Reservas.

2.3.6. Entrada de datos Geológicos.

La mayoría de los yacimientos no son homogéneos, muestran variaciones complejas en su continuidad, en sus patrones de espesor y otras propiedades, incluyendo porosidad, permeabilidad y presión capilar.

El yacimiento comúnmente se divide vertical y de forma areal en zonas o áreas basado en diferencias de las propiedades de la roca.

Con el paso de los años, geocientíficos e ingenieros han entendido el valor de la sinergia entre sus funciones.

En los últimos años se ha dado énfasis en el valor de la descripción del yacimiento, usando conceptos geológicos, geofísicos y de ingeniería.

Se debe tener una descripción más exacta del yacimiento, para poder usarse en los cálculos de ingeniería.

El objetivo de la administración de yacimientos no puede ser alcanzado si no se identifica y define todos los yacimientos de un campo junto con sus propiedades físicas.

Se deben integrar todos los elementos disponibles. Los estudios de yacimiento son más efectivos cuando los geólogos e ingenieros determinan en conjunto al inicio:

- a) El curso de la investigación.
- b) El área de trabajo para cada equipo.
- c) Las fechas para combinar resultados.

Esto requiere entender la tecnología usada por los demás y estar consientes en que se basa esta tecnología. Este entendimiento promueve un intercambio de ideas, que forma una base de actividades de sinergia.

El propósito de realizar mapas geológicos es encontrar trampas que pudieran contener aceite o gas, una vez encontradas, aplicar conceptos geológicos para llevar a cabo un desarrollo y producción eficiente de estos prospectos. Como

sea, es importante recordar que estos mapas nunca son terminados, cuando se perforan nuevos pozos o se examinan los ya existentes, se dispone de más información.

Los mapas de litofacies son de gran ayuda para definir los distintos tipos de roca del yacimiento. La correlación de propiedades del yacimiento, incluyendo la porosidad y permeabilidad, se hace más comprensible cuando se aplica específicamente al tipo de roca. Figura 2.5.

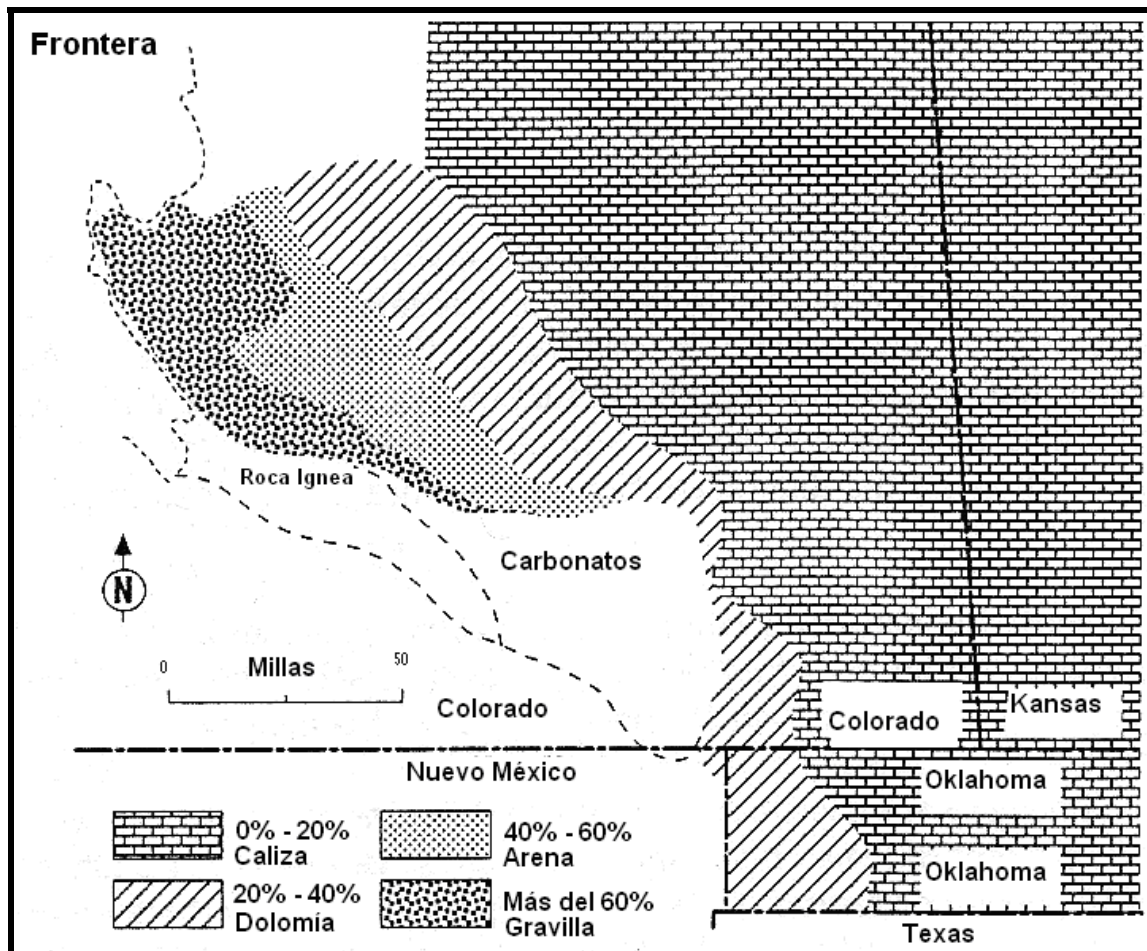


Figura 2.5. Mapa de litofacies.

En la Figura 2.5, se muestra la distribución de clastos en el sureste de Colorado. Este mapa de facies muestra el desgaste de los sedimentos hacia el oeste.

2.3.7. Mapas de Paleoambientes.

Estos mapas muestran los ambientes en las superficies antiguas. Representan las áreas geológicas que existían hace varios periodos geológicos en el pasado.

2.3.8. Reevaluación de la información subsuperficial.

Mientras mas pozos se perforen, las interpretaciones geológicas y los mapas cambiaran. Por lo tanto, los geólogos están constantemente reevaluando información subsuperficial. Registros de pozos y núcleos son usualmente usados para identificar y correlacionar las rocas del yacimiento y determinar porosidad potencial y la naturaleza de los fluidos contenidos en ellas.

2.3.9. Registros de pozos comúnmente utilizados.

- a) Registros de perforación.
- b) Registros de muestra (litológicos y paleontológicos).
- c) Registros eléctricos.
- d) Registros de rayos gamma y neutrón.
- e) Registros de tiempo de perforación.
- f) Análisis de núcleos y lodos.
- g) Registros de calibración.
- h) Registros de temperatura.
- i) Registros de profundidad.

En algunos yacimientos, la formación productora, o *net pay*, puede ser identificada por una distribución de porosidad. Un valor limite de porosidad es seleccionado para que solo muestras con porosidades mayores que el limite sean definidas como la formación productora, *net pay*.

A diferencia de la porosidad, la permeabilidad no es normalmente distribuida. Cuando el logaritmo de la permeabilidad y la frecuencia son graficados, entrega una distribución normal.

Permeabilidad, como la porosidad es usada para determinar la formación productora, *net pay*, para usarla en datos volumétricos. Un valor límite de

permeabilidades puede ser elegido en base a las muestras las cuales tienen una permeabilidad igual o mayor al valor limite.

Un ejemplo de la capacidad de permeabilidad acumulada contra la permeabilidad es mostrada en la Figura 2.6. El 80% de la capacidad productora de este yacimiento esta representada por muestras que tienen permeabilidades mayores a 45 md. 95% de la capacidad está representada por muestras que tienen permeabilidades mayores a 10 md.

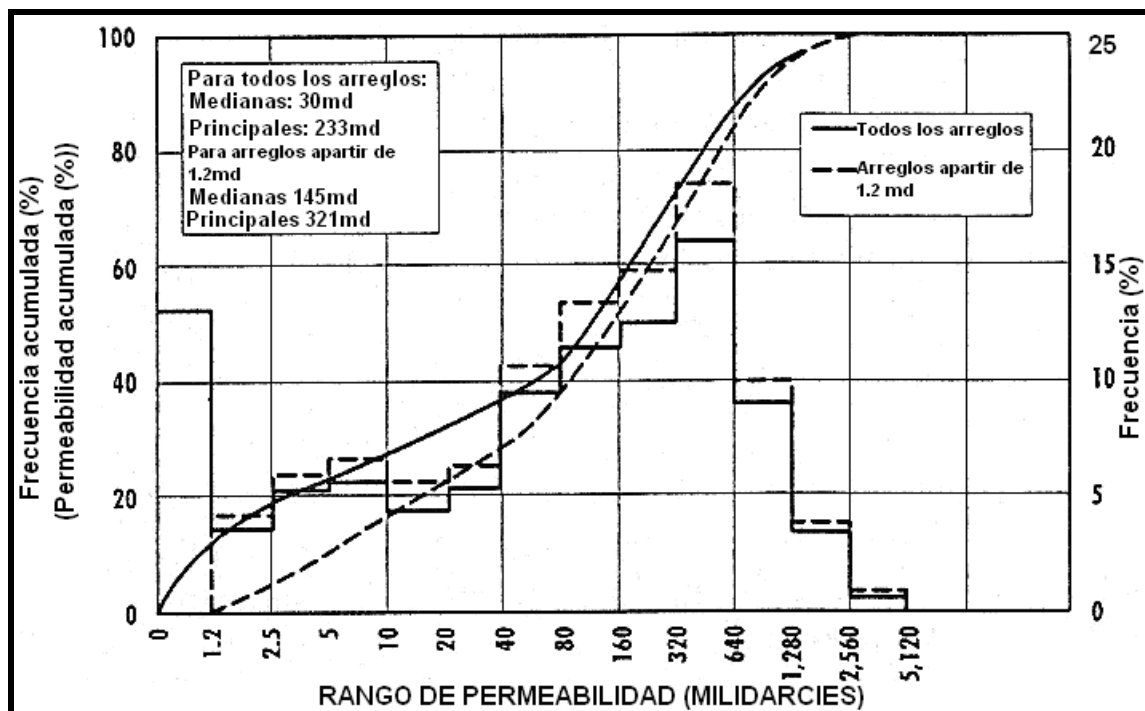


Figura 2.6. Histograma de distribución de permeabilidad.

El concepto de límite de la porosidad y permeabilidad es más apropiado aplicarlo en base de facies individuales. También, la correlación de porosidad y permeabilidad es más significativa si es desarrollada para facies individuales que en el campo entero.

2.3.10. Generar nuevos mapas a partir de datos pasados.

El volumen de roca que contiene hidrocarburos puede ser determinado por secciones totales o en malla.

Los volúmenes de roca de la sección completa pueden ser determinados a partir de curvas de nivel o el mapa de isopacas.

2.3.11. Los nuevos mapas.

Mapas de Φh (porosidad-grosor, Figura 2.7) y Kh (permeabilidad-grosor, Figura 2.8) pueden ser creados para cada zona en un yacimiento o para todas las zonas.

MAPA Φh

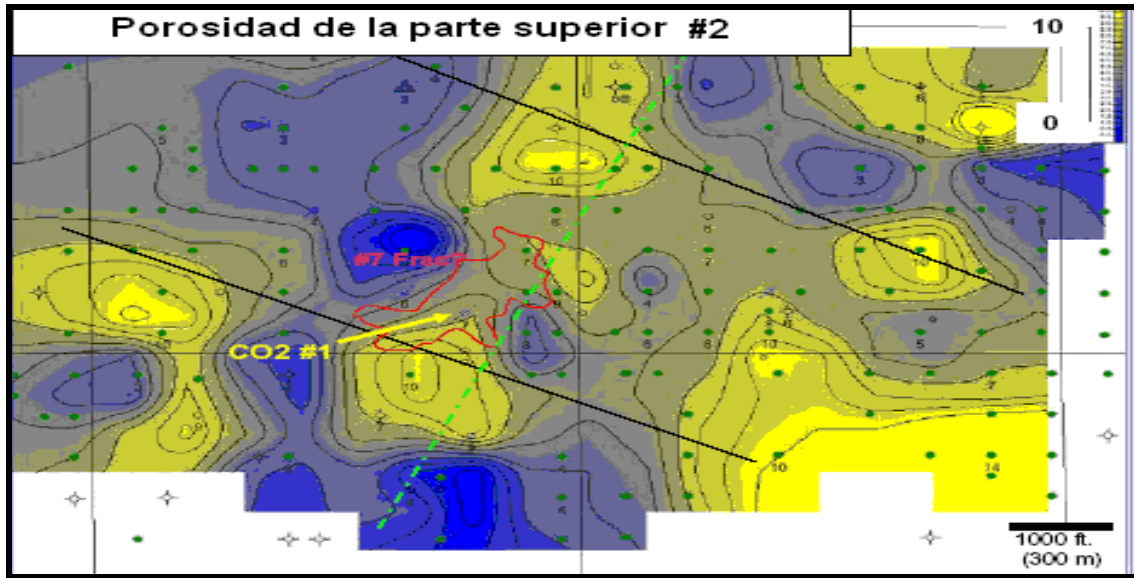


Figura 2.7. Se muestra el modelado de la porosidad de la parte superior en un yacimiento.

MAPA Kh

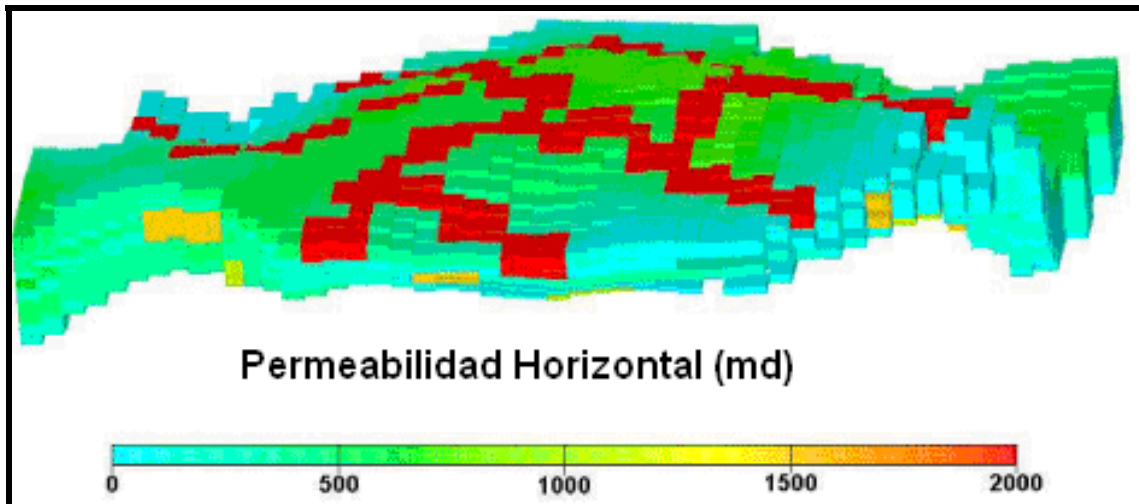


Figura 2.8. Se muestra el modelado de los canales de permeabilidad horizontal en un yacimiento.

Los mapas Φh y Kh pueden ser comparados con los datos de producción acumulada y productividad / inyectividad.

También provee en medios de control de inyección y producción para maximizar el barrido areal y vertical en una inyección.

Los índices o ritmos de inyección/producción son gobernados por la distribución Kh , mientras, para alcanzar un frente de invasión uniforme areal y verticalmente, los índices de inyección/producción deben ser distribuidos de acuerdo a Φh .

2.3.12. Gráficos. (Figura 2.9)

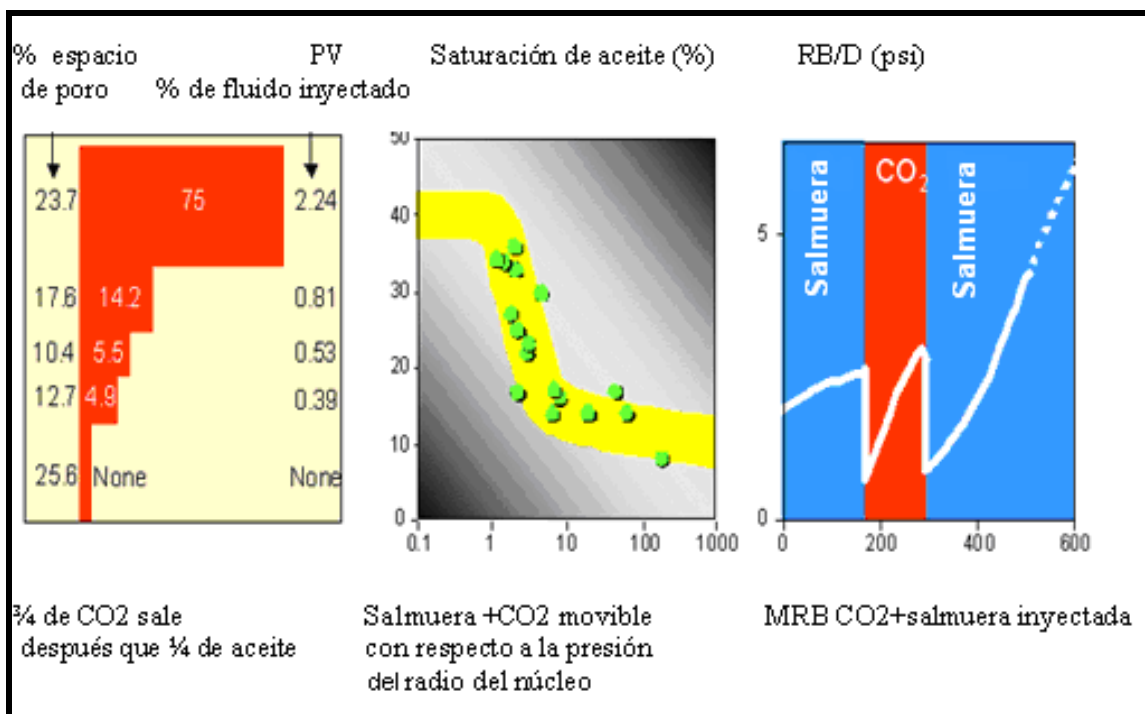


Figura 2.9. Gráficos para % de espacio de poro, % de fluido inyectado, Saturación de aceite y RB/D.

2.3.13. Mapa de burbuja. (Figura 2.10)

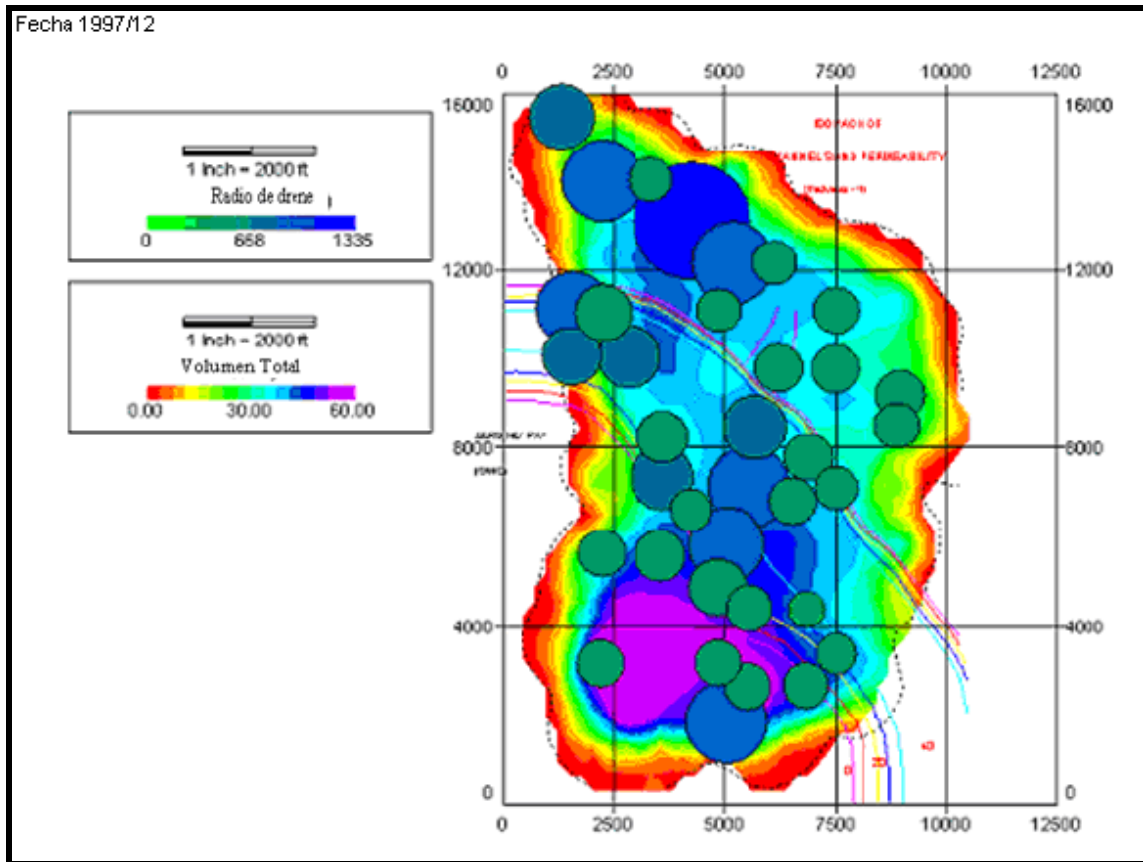


Figura 2.10. Mapa de burbuja que muestra el radio de drenaje y el volumen total que invadió el agua.

2.3.14. Preparación del reporte.

La evaluación del yacimiento requiere obtener y organizar los datos, evaluar o valorar la calidad de los datos, analizándolos y, finalmente, preparando un reporte que documente todos los pasos anteriores en una forma metódica.

El reporte típicamente contiene secciones sobre:

- Recomendaciones y conclusiones.
- Información introductoria.
- Historia del campo.
- Geología del yacimiento.

- e) Desarrollo del campo (recuperación primaria, secundaria y/o recuperación mejorada).
- f) Trabajos de laboratorio realizados (PVT y permeabilidad relativa).
- g) Análisis de desempeño.
- h) Simulación (ajuste de historia y predicciones) y/o análisis convencionales de ingeniería de yacimientos.
- i) Descripción del pozo e instalaciones, junto con cualquier modificación requerida.
- j) Consideraciones y proyecciones económicas información detallada del estudio, en forma del un apéndice.
- k) Información detallada del estudio, en forma del un apéndice.

2.3.15. Adquisición de los datos.

Una bien formulada e integrada adquisición de datos y programa de análisis es fundamental para una eficiente administración de yacimientos.

2.3.15.1. Este programa tendrá los siguientes atributos:

- a) Esta diseñado para identificar las necesidades actuales y futuras del proyecto.
- b) Requiere de datos de calidad preparados en modo oportuno.
- c) Es flexible y fácilmente se adapta a las circunstancias operacionales, económicas, ambientales y legales.
- d) Es fácil trabajar con él, archivar y recuperar.
- e) Atractivas relaciones costo / beneficio.

2.3.15.2. Un programa eficiente de flujo de datos consiste de:

- a) Planificación de datos.
- b) Recolección de datos.
- c) Análisis y reducción de datos.
- d) Síntesis de los datos.

2.3.15.3. La planificación de datos involucra responder las siguientes preguntas:

- ¿Por qué es necesario este dato?
- ¿Quién usará este dato?
- ¿Qué tipo de dato se requiere?
- ¿Cuántos datos son requeridos?
- ¿Cuál el costo de adquisición de este tipo y número de datos?
- ¿Cuándo son requeridos los datos?
- ¿Cuándo se usarán los datos?
- ¿Quién será responsable de la adquisición de los datos?

2.3.15.4. Recomendaciones para la adquisición de los datos.

- ¿Dónde deben ser recolectados los datos?
- ¿Con qué frecuencia deben ser recolectados los datos?
- ¿Cuál el procedimiento correcto para recolectar datos confiables y aplicables?
- ¿Quién auditará la exactitud y pertinencia de los datos?
- ¿Quién creará una base de datos para la información obtenida?
- ¿Quién dará mantenimiento a la base de datos?

Los procedimientos para la recolección de datos deben ser diseñados para asegurar la calidad de estos, y que cualquier dato cuestionable sea reemplazado por un dato de calidad.

El conocimiento de procedimientos y prácticas para la adquisición de datos, así como el conocimiento del objetivo primordial, es obligatorio en la obtención de datos de calidad.

Debemos establecer una jerarquía en la adquisición de datos. Esta jerarquía es determinada por los objetivos de la administración de yacimientos y la fase particular de la vida del yacimiento.

2.3.15.5. Este ciclo puede ser dividido en tres etapas:

- a) Temprana.
- b) Intermedia.
- c) Madura.

CAPÍTULO 3

INCORPORACION DE RESERVAS

3.1. Clasificación de las reservas de hidrocarburos.

Se llama así al volumen de hidrocarburos, medido a condiciones estándar (presión=14.7 lb/pg² y temperatura = 60 ° F), que se puede producir económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables (recuperación primaria, recuperación secundaria, etc.) en el momento de su evaluación.

La exactitud de las reservas depende de la calidad y cantidad de los datos disponibles, su valor más cercano a la realidad se obtendrá a medida que transcurra la vida productiva del yacimiento.

Cada año, cada una de las empresas operadoras así como los países productores actualizan sus reservas de hidrocarburos de acuerdo con definiciones empleadas internacionalmente y aceptadas por la comunidad financiera. En el caso de las reservas probadas, las definiciones usadas corresponden a las emitidas por la *Securities and Exchange Comision* (SEC).

Para las reservas probables y posibles se aplican las definiciones de *la Society of Petroleum Engineers* (SPE), y de la *World Petroleum Council* (WPC).

Los esfuerzos de SPE/WPC en las definiciones propuestas, representan un cambio muy importante. En Febrero de 1997 presentan las definiciones de reservas para la regularidad en la evaluación de las mismas.

Las estimaciones de las reservas generalmente serán revisadas conforme se disponga de información adicional, geológica y/o de ingeniería, y cuando existan cambios en las condiciones económicas (precio del petróleo, costo de operación o costo del barril producido).

Las reservas son definidas como “aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.”. Todos los cálculos aproximados de reservas involucran la incertidumbre en diferentes grados. Evidentemente, el nivel de la incertidumbre

depende de la cantidad de datos geológicos los creados en la época en que el cálculo aproximado es hecho además de la interpretación de dichos datos.

Es de igual importancia la incertidumbre financiera, política y contractual, se debe considerar el cálculo aproximado que refleje el futuro del desarrollo y de la producción. Para complacer los niveles de incertidumbre, las definiciones SPR / WPC conservan las dos clasificaciones principales de reservas; como las probables y las reservas posibles, para denotar el incremento de la incertidumbre técnica y financiera, o política. Diagrama 3.1.

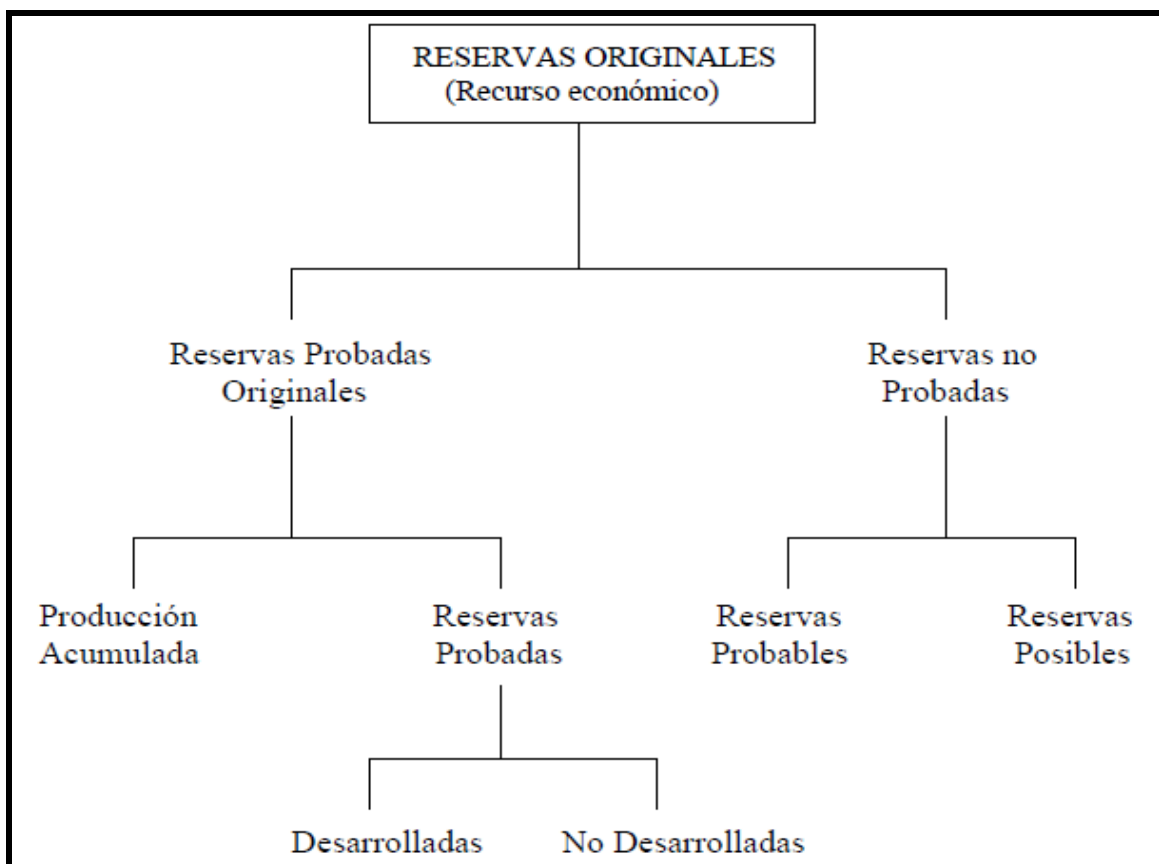


Diagrama 3.1, Clasificación de Reservas

3.1.1. Reserva original.

Es aquel valor de reservas que se calcula al considerar los volúmenes originales tanto de crudo como de gas y condensados, un factor de encogimiento y un factor de recuperación. El factor de encogimiento se aplica para considerar los cambios experimentados por los hidrocarburos al pasar de

las condiciones del yacimiento a las condiciones atmosféricas. El factor de recuperación estima el volumen efectivo que puede ser extraído de acuerdo al tipo de yacimiento y a la tecnología que se aplica al momento de la explotación. También se puede decir que la reserva original es la fracción del recurso que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.

3.1.2. Reservas probadas.

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos o sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería, se estima con razonable certidumbre, que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada, provenientes de yacimientos conocidos y bajo las condiciones económicas actuales, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dichos volúmenes están constituidos por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada.

3.1.3. Reservas probables.

Son aquellas reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son más tendientes a no ser comercialmente recuperables. Para los métodos probabilísticos, esto implica que se tendrá al menos una probabilidad del 50 % de que las cantidades actualmente recuperadas serán iguales o mayores que la suma de las reservas estimadas tales como las probadas, las probables más las posibles.

3.1.4. Reservas posibles.

Son aquellas reservas que el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. En este contexto cuando se utilizan métodos probabilísticos, el termino posible implica que se tiene una probabilidad del 10% de que las cantidades serán iguales o mayores que la suma de las reservas estimadas tales como las probadas.

3.1.5. Reservas potenciales.

Es la diferencia en áreas o provincias en donde la información geológica y geofísica disponible indica la presencia de factores favorables para la generación, acumulación y explotación de hidrocarburos, excluyendo las áreas de las reservas probadas y probables. Se le llama reserva potencial original a la suma de: las producciones acumuladas, las reservas probadas, las reservas probables y la reserva potencial.

3.1.6. Reservas desarrolladas.

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello, sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

3.1.7. Reservas no desarrolladas.

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiera un gasto relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se consideran probadas no desarrolladas cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación.

3.1.8. Reservas no probadas.

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones de desarrollo no inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

3.1.9. Reservas remanentes.

Son aquellas reservas que se calculan al restar a los componentes de la reserva original, los volúmenes de crudo, gas y condensado que han sido extraídos durante la vida productiva del yacimiento. Figura 3.1.

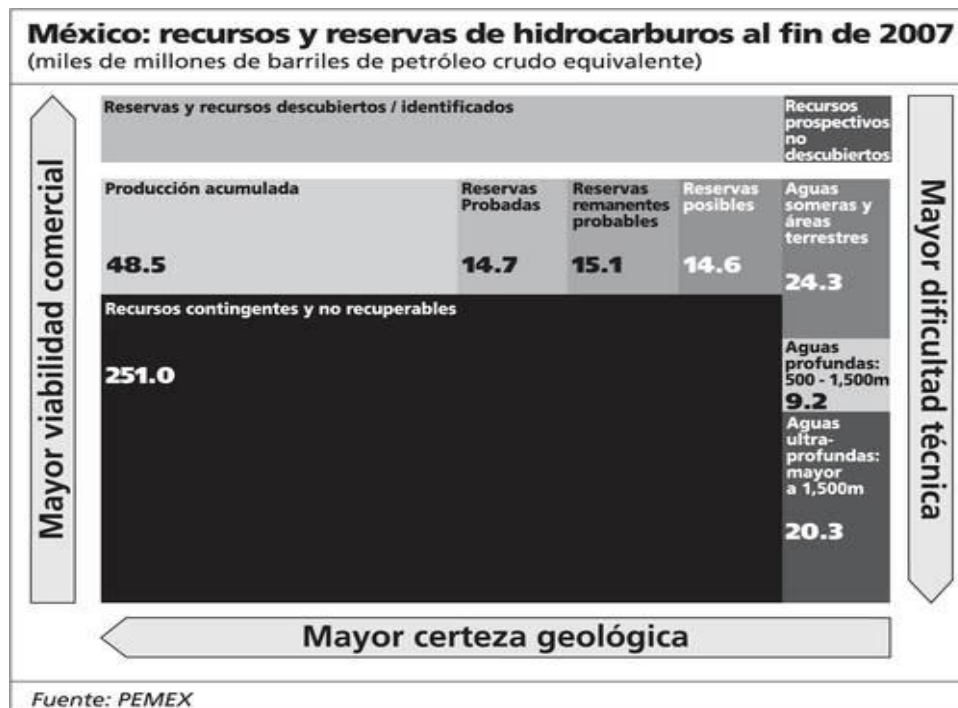


Figura 3.1. Vida productiva de los yacimientos en México.

3.1.10. Factores que afectan la recuperación.

La recuperación de hidrocarburos dependerá de diversos factores, entre otros:

- a) Variaciones en las propiedades físicas de la roca.
- b) Variaciones en las propiedades de los fluidos.
- c) Del tipo de empuje que predomine en el yacimiento.
- d) Del proceso de explotación (inyección de agua, polímeros, miscibles, baches de CO₂, etc.)
- e) Del ritmo de extracción.
- f) Del número de pozos y su localización.

3.1.11. Cálculo de Reservas de Aceite.

La estimación de las reservas debe hacerse en base a estudios de predicción de comportamiento, ya sea estos con la ecuación de balance de materia o con modelos matemáticos. De no ser esto posible se pueden estimar con la expresión siguiente:

$$\text{Reserva} = N \cdot F_R$$

Donde:

N – volumen original de aceite a Condiciones Base (condiciones estándar).

F_R - Factor de recuperación del aceite, en fracción.

3.2. Cálculo del volumen original de hidrocarburos.

El volumen original de hidrocarburos se define como la cantidad que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento, y suele referirse a condiciones de superficie.

El volumen de hidrocarburos puede inferirse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen, principalmente, a los métodos volumétricos, de balance de materia y la simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, gastos iniciales, entre otros, como funciones de probabilidad que producen, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

Los métodos volumétricos son los más usados en las etapas iniciales en que se comienza a conocer el campo o yacimiento. Estas técnicas se fundamentan en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento. Las propiedades petrofísicas utilizadas principalmente son la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos, la presión capilar y el factor de formación. Otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento, representado en términos de área y espesor neto. Dentro de los productos a obtener para estimar el volumen original destacan los siguientes:

1. Volumen de roca que contiene hidrocarburos.
2. Porosidad efectiva y saturación de hidrocarburos asociada al volumen de roca que la contiene.
3. Fluidos identificados y sus propiedades, con el propósito de establecer el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie o condiciones estándar.

3.3. Estimación de las eficiencias de recuperación.

Correlaciones API:

a) Yacimientos con empuje por gas en solución, ecuación (1):

$$E_R = 41.815 \left[\frac{\phi(1 - S_{wi})}{B_{ob}} \right]^{0.1611} * \left(\frac{k}{\mu_{ob}} \right)^{0.0979} * (S_{wi})^{0.3722} * \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^{0.1741}$$

Ecuación (3.1)

b) Yacimientos con empuje hidráulico (arenas y calizas) Ecuación (2):

$$E_R = 54.898 \left[\frac{\phi(1 - S_{wi})}{B_{oi}} \right]^{0.0422} * \left(\frac{k\mu_{wi}}{\mu_{oi}} \right)^{0.077} * (S_{wi})^{-0.1903} * \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^{-0.2159}$$

Ecuación (3.2)

Desde hace muchos años se ha discutido, que una gráfica de gasto de producción contra tiempo puede ser extrapolada para proporcionar una estimación de los gastos futuros de producción de un pozo. Conociendo los gastos futuros es posible determinar las reservas del yacimiento. A esta técnica se le conoce como “análisis de curvas de declinación”.

Cuando los datos de producción son suficientes y la curva de historia de producción está declinando, puede extrapolarse para pozos individuales o todo el campo para predecir el comportamiento futuro.

El método volumétrico para la estimación de reservas, consiste en la determinación del volumen original de hidrocarburos (N) multiplicado por un factor de eficiencia de recuperación, el cual es estimado.

El volumen original está dado por el volumen bruto de la roca del yacimiento, la porosidad, la saturación de aceite inicial y el factor de volumen del hidrocarburo.

El volumen bruto de la roca se determina a partir de un mapa de isopacas del yacimiento, los valores promedio de la porosidad y saturación de aceite, datos de registros de pozos y de análisis de núcleos, y el factor de volumen del aceite, de análisis *PVT* o de correlaciones.

La suposición que es muy importante en el uso de curvas de declinación es que todos los factores que influenciaron la curva en el pasado, permanezcan efectivos durante la vida productiva. Muchos factores afectan los ritmos de producción y consecuentemente, las curvas de declinación.

Estos factores pueden ser:

- a) Cambios en los métodos de producción.
- b) Reparaciones.
- c) Tratamientos a pozos.
- d) Cambios en las condiciones de los aparejos o en las instalaciones superficiales de producción.

Por tanto, hay que tener mucho cuidado en la extrapolación de estas curvas al futuro. Cuando la forma de una curva cambia, debe ser determinada la causa, así como el efecto sobre la reserva evaluada.

Las curvas de declinación normalmente usadas para los yacimientos de aceite, son:

- a) Logaritmo del ritmo de producción vs el tiempo (Figura 3.2).
- b) Ritmo de producción vs producción acumulada (Figura 3.3).
- c) Logaritmo del porcentaje de agua o porcentaje de aceite vs la producción acumulada. (Figuras 3.4 y Figura 3.5)
- d) Contacto aceite ~ agua (nivel de agua) o contacto gas~aceite (casquete gaseoso) vs producción acumulada. (Figura 3.6)

e) Logaritmo de la producción acumulada de gas vs logaritmo de la producción acumulada de aceite (Figura 3.7).

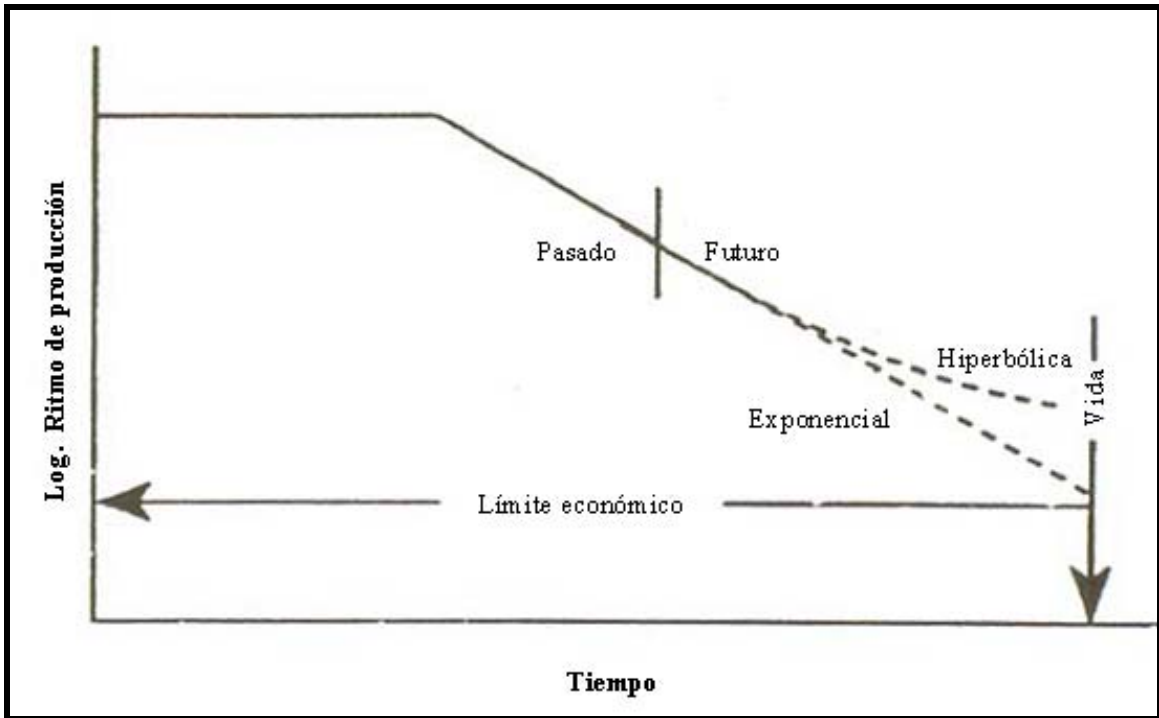


FIGURA 3.2 – Logaritmo de Ritmo de producción vs. Tiempo (Tipo 1).

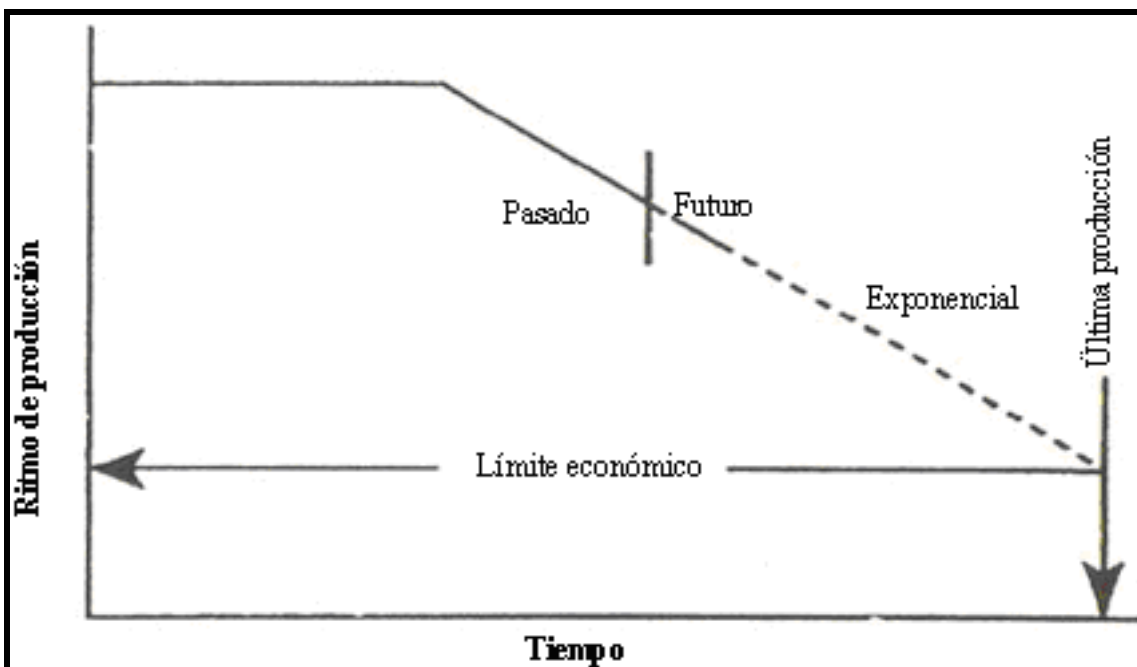


FIGURA 3.3 – Ritmo de producción vs. Producción acumulada (Tipo 2).

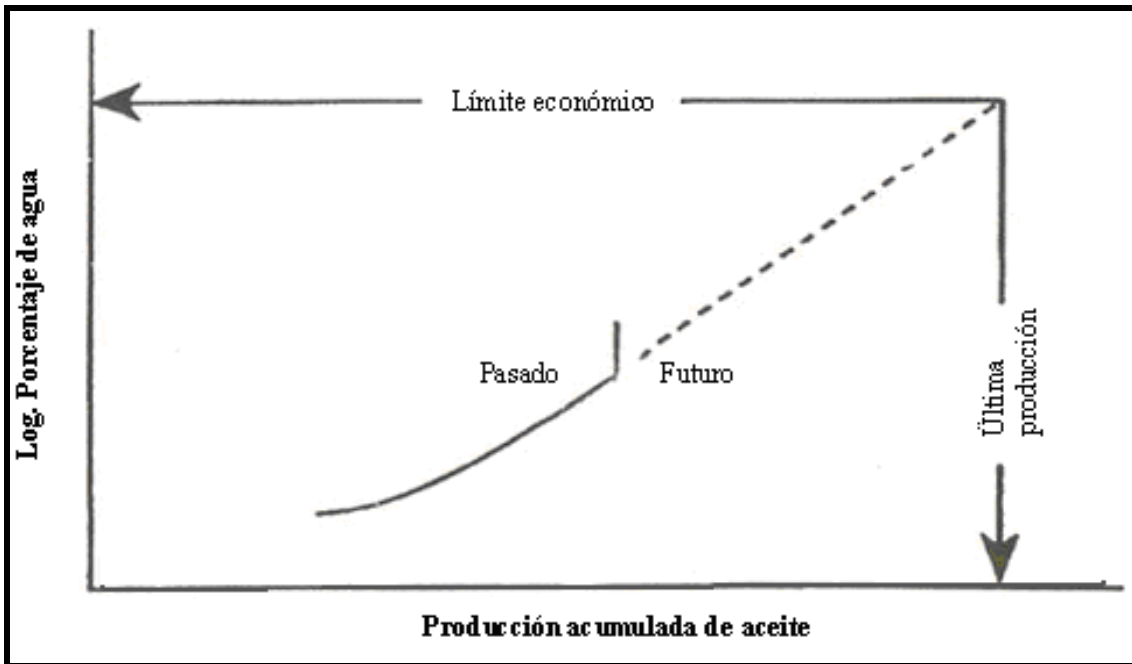


FIGURA 3.4 – Logaritmo del porcentaje de agua vs la producción acumulada (Tipo 3).

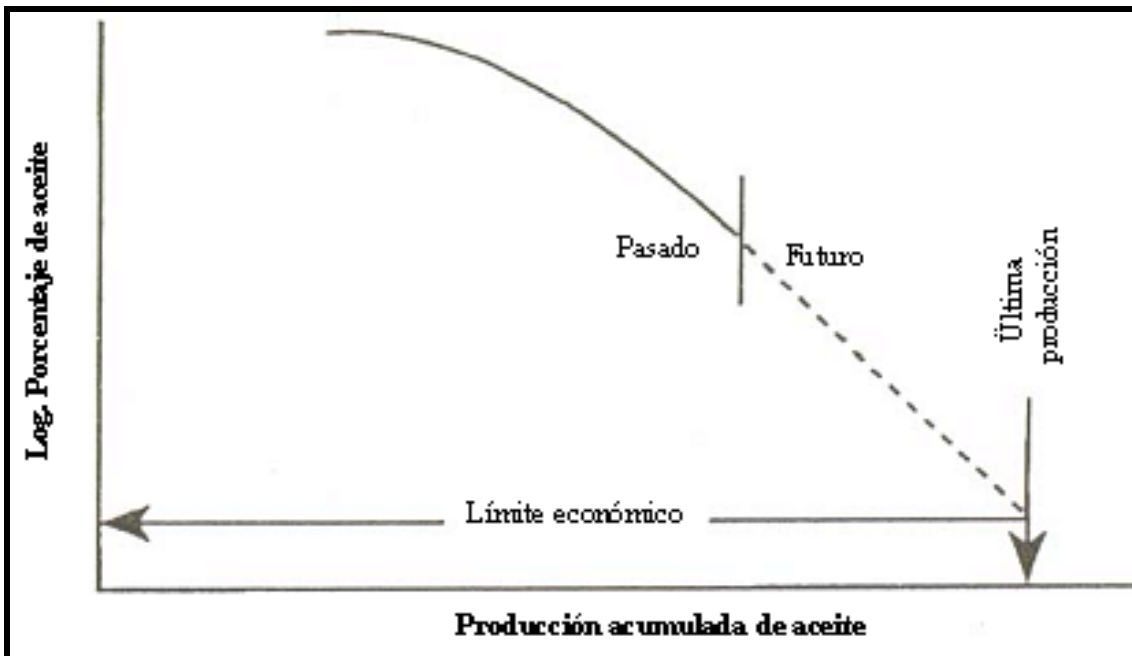


FIGURA 3.5 – Logaritmo del porcentaje de aceite vs la producción acumulada (Tipo 4).

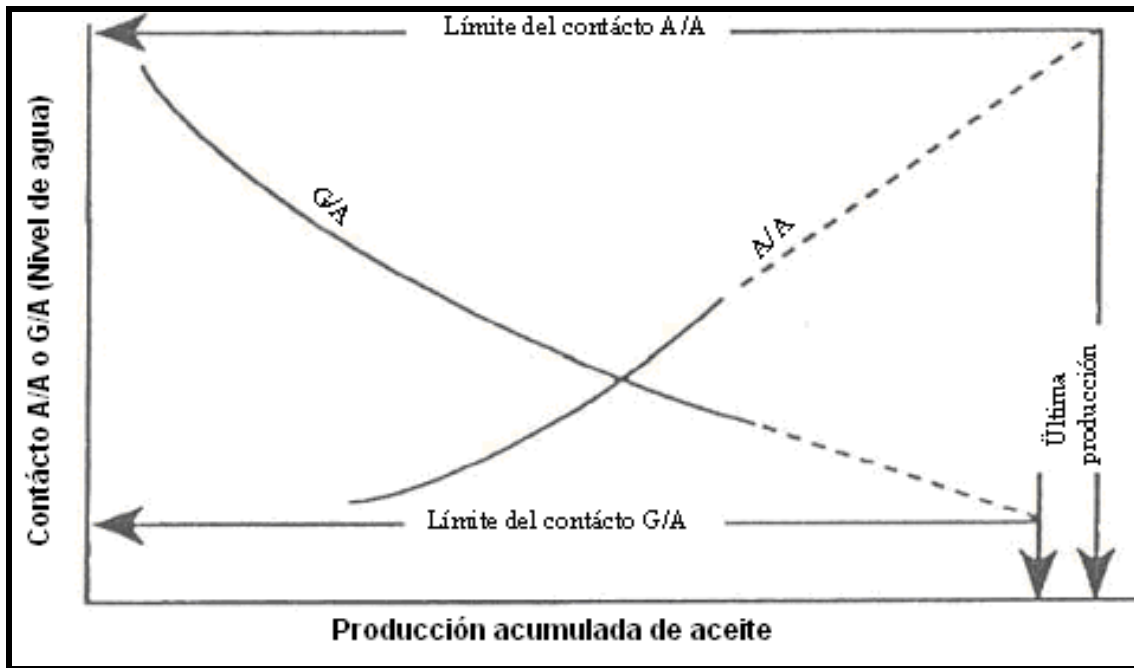


FIGURA 3.6 – Contacto aceite~agua (nivel de agua) o contacto gas~aceite (casquete gaseoso) vs producción acumulada (Tipo 5).

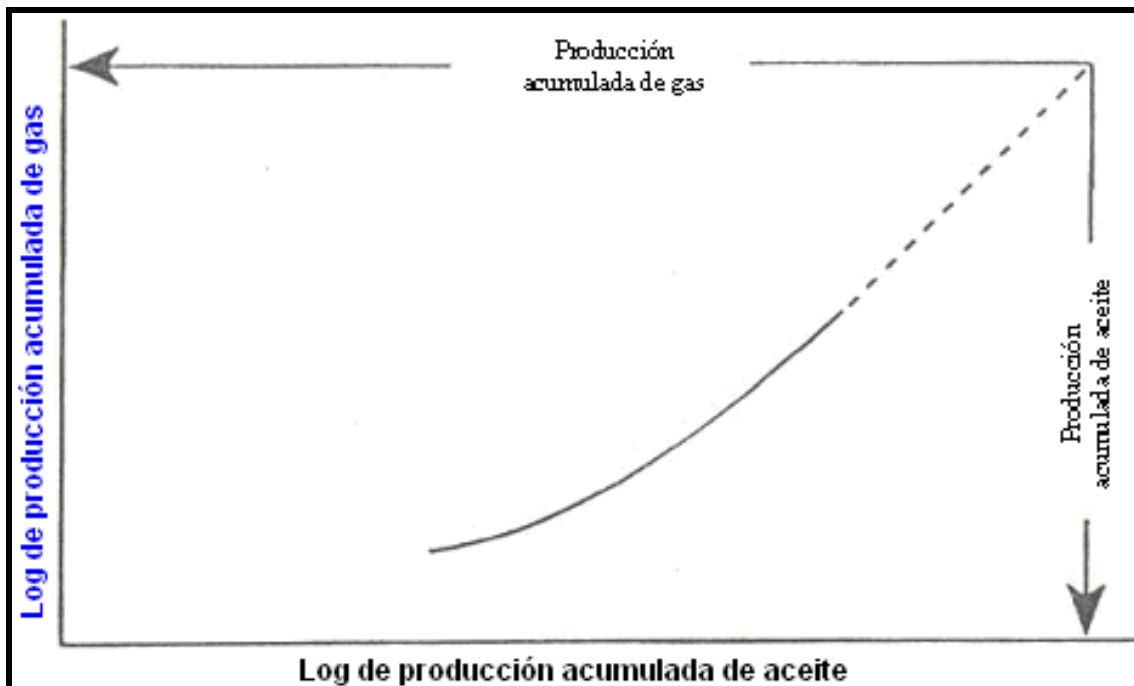


FIGURA 3.7 – Logaritmo de producción acumulada de gas vs logaritmo de producción acumulada de aceite (Tipo 6).

Cuando las gráficas del Tipo 1 y Tipo 2 son líneas rectas, se les llama de ritmo constante o curvas de declinación exponencial. Puesto que una línea recta puede ser fácilmente extrapolada, las curvas de declinación exponencial son comúnmente usadas.

Las curvas del Tipo 3 son empleadas cuando el ritmo de producción económico está limitado por el costo del agua de desecho.

Las curvas del Tipo 4 son usadas para yacimientos con entrada natural de agua o de casquete gaseoso.

Las curvas del Tipo 5 se usan cuando las reservas de aceite se conocen y van a ser estimadas las reservas de gas o viceversa.

Una expresión general para el ritmo de declinación, D , puede ser expresada como la ecuación 3.3:

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = kq^n$$

Ecuación (3.3)

Donde:

q = ritmo de producción [bl/día, bl/mes, bl/año]

t = tiempo [en días, meses, años]

k = constante

n = exponente

3.4. Método de balance de materia.

El método clásico de balance de materia es más fundamental que la técnica de curvas de declinación para el análisis del comportamiento de producción de los yacimientos. Está basado en la ley de conservación de materia, la cual simplemente significa que la materia no se crea ni se destruye, sólo se transforma. Los supuestos básicos que se hacen en esta técnica, son:

- Modelo de tanque homogéneo (esto es, las propiedades de la roca y de los fluidos son las mismas en todo el yacimiento).

- La producción e inyección de fluidos ocurre a través de puntos de sólo producción o sólo inyección.
- No hay dirección al flujo de fluidos.

El método de balance de materia es ampliamente usado y ha demostrado ser una herramienta muy útil para análisis de yacimientos con resultados razonablemente aceptables.

Las ecuaciones de balance de materia son usadas para hacer un ajuste de la historia del comportamiento de un yacimiento para la estimación del volumen original de hidrocarburos y también para predecir el comportamiento futuro.

La ecuación general de balance de materia puede expresarse como sigue (para yacimientos de aceite):

“EXPANSIÓN TOTAL = expansión del aceite + gas disuelto original + expansión del casquete de gas + reducción en el volumen de poros (expansión del agua congénita, reducción en el volumen de poros por la expansión de roca) + entrada natural de agua”.

Expansión total

El balance de materia, expresado como la ecuación de una línea recta, está dada por:

$$F = N(E_o + mE_g + E_{fw}) + W_e \dots (1)$$

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w - W_i B_w - G_i B_g \dots (2)$$

$$F = N_p [B_t + (R_p - R_{st})B_g] + W_p B_w - W_i B_w - G_i B_g \dots (3)$$

N_p = Producción acumulada de aceite, [STB]; B_o = factor de volumen del aceite, [bl/STB]; R_s =gas disuelto en el aceite, [SCF/STB]; B_g =factor de volumen del

gas $[b/SCF]$, W_p =producción de agua acumulada, $[STB]$; W =inyección de agua acumulada, $[STB]$; G =inyección de gas acumulada, $[SCF]$; R_p =relación gas-aceite acumulada, $[SCF/STB]$; N =aceite original, $[STB]$; E_o =expansión del aceite y el gas original disuelto, $[b/STB]$.

Expansión del aceite y el gas original disuelto, E_o , $[bl / STB]$

$$E_o = B_t - B_{ti} \dots (4)$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g \dots (5)$$

En donde:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g \dots (6)$$

Fracción de volumen del casquete de gas inicial, respecto al volumen de aceite inicial $[b/b]$.

$$m = \left[\frac{\text{volumen inicial de HC's del casquete a c.y.}}{\text{volumen inicial de la zona de aceite a c.y.}} \right]$$

Expansión del gas del casquete $[bl / STB]$

$$E_g = B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \dots (7)$$

Expansión del agua congénita y reducción en el volumen de poros, $[bl / STB]$

$$E_{fw} = (1 + m) B_o \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] * \Delta P \dots (8)$$

Donde: C_w y C_f = compresibilidad del agua y de la formación, respectivamente, $[psi^{-1}]$

S_{wi} = saturación de agua inicial, $[fracción]$

ΔP = caída de presión, $[psi]$

W_e = entrada de agua natural acumulada, $[bl]$

$$W_e = US(P, t) \dots(9)$$

Donde: U = constante de entrada de agua, $[bl/psi]$

$S(P, t)$ = función del acuífero

Para un yacimiento de gas en solución donde no hay casquete gaseoso ($m=0$), sin inyección de fluidos ($G_i = 0$ y $W_i = 0$), sin entrada de agua ($W_e = 0$), la ecuación general de balance de materia queda:

$$N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] + W_p B_w = N \left[(B_t - B_{ti}) + B_{oi} \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \right] \dots(10)$$

Arriba de la presión de saturación:

$$R_p = R_s = R_{si}$$

$$B_{ti} = B_{oi} \quad \text{y} \quad B_t = B_o$$

Despreciando producción de agua, se reduce a:

$$\frac{N_p}{N} = \left(\frac{B_{oi}}{B_o} \right) C_e \Delta P \dots(11)$$

Donde:

$$C_e = \frac{C_o S_o + C_w S_w + C_f}{1 - S_{wi}} \dots(12)$$

S_o = saturación de aceite, $[fracción]$

C_o = compresibilidad del aceite, $[psi^{-1}]$

Debajo de la presión de saturación, despreciando producción de agua y compresibilidad de la roca, la ecuación (10) se reduce a:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{B_t - B_{ti}}{B_t + (R_p - R_{si})B_g} \dots(13)$$

Para calcular la predicción se requiere no sólo la solución de la ecuación (13) sino también de las ecuaciones subsidiarias para saturación de líquido, relación–aceite producido y producción acumulada de gas, dada por:

$$S_o = \left[1 - \frac{N_p}{N} \right] \left[\frac{B_o}{B_{oi}} \right] (1 - S_{wi}) \dots(14)$$

$$R = R_s + \left[\frac{B_o}{B_g} \right] \left[\frac{\mu_o}{\mu_g} \right] \left[\frac{k_{rg}}{k_{ro}} \right] \dots(15)$$

$$R_p = \frac{G_p}{N_p} = \frac{\int_0^t R dN_p}{N_p} = \frac{\sum R \Delta N_p}{N_p} \dots(16)$$

Donde:

μ_o, μ_g = viscosidades de aceite y gas, respectivamente, [cp]

k_{rg}, K_{ro} = permeabilidades relativas al gas y al aceite, [fracción]

La ecuación general de balance de materia puede expresarse como sigue (para yacimientos de gas):

EXPANSIÓN TOTAL = expansión del gas + reducción en el volumen de poros (expansión del agua congénita, reducción en el volumen de poros por la expansión de roca) + entrada natural de agua.

La ecuación general de balance de materia, como la ecuación de una línea recta:

$$F = G(E_g + E_{fw}) + W_e \dots (17)$$

(F) Expansión total (bl)

$$F = G_{wgp} B_g + W_p B_w \dots (18)$$

(G_{wgp}) Producción de gas húmedo acumulada, [SCF]

$$G_{wgp} = G_p + N_{pc} F_c \dots (19)$$

G_p = producción acumulada de gas seco, [SCF]

N_{pc} = producción acumulada de condensado, [STB]

F_c = factor de conversión de condensado, [SCF/STB]

F_c = Factor de conversión de condensado, [SCF / STB]

$$F_c = 132.79 \left(\frac{\gamma_c}{M_c} \right) \dots (20)$$

Donde:

γ_c = Densidad específica del condensado, [agua=1]

$$\gamma_c = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \dots (21)$$

M_c = Peso molecular del condensado

$$M_c = \frac{6084}{^\circ API - 5.9} \dots (22)$$

E_g = Expansión del gas, [bl/SCF]

$$E_g = B_g - B_{gi} \dots (23)$$

E_{fw} = Expansión del agua congénita y reducción del volumen de poros, [bl/SCF]

$$E_{fw} = B_{gi} C_e (P_i - P) = B_{gi} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P \dots (24)$$

En donde:

ΔP = presión inicial del yacimiento presión promedio del yacimiento, [psi]

$$\Delta P = P_i - P \dots (25)$$

W_e = entrada acumulada de agua, [bl]

$$W_e = US(P, t) \dots (26)$$

U= constante de entrada de agua, [bl / psi] y S (P, t)= función del acuífero, [psi]

Para yacimientos con empuje volumétrico, W_e y E_{fw} pueden despreciarse, la ecuación (17) puede reducirse a:

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) \dots (27)$$

En donde (P / Z) vs G_p produce una línea recta

3.5. Simulación matemática.

La simulación matemática de yacimientos es un proceso mediante el cual el ingeniero, con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir, con cierta precisión, el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento.

Los simuladores numéricos de yacimientos juegan un papel muy importante en los procesos modernos de administración de yacimientos. Son usados para desarrollar el plan de administración del yacimiento, así como monitorear y evaluar su comportamiento.

Básicamente, un modelo matemático de simulación de yacimientos consiste en un número determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de masa y/o de energía, acoplados con ecuaciones representativas de flujo de fluidos, temperatura y/o la concentración de estos fluidos a través del medio poroso. Dichas ecuaciones son ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales y su solución es posible únicamente en forma numérica y de manera discreta, es decir, en un número de puntos preseleccionados en tiempo y en espacio y no de una manera continua. Esta no~linealidad de las ecuaciones obedece a lo siguiente:

1. La heterogeneidad en el yacimiento.
2. Que la relación que tiene la saturación con la permeabilidad relativa y con la presión capilar, es de tipo no lineal.
3. Que las propiedades *PVT* de los fluidos, como función de la presión, composición y temperatura, no son lineales.

Los modelos matemáticos requieren del uso de un programa de cómputo debido a la cantidad tan grande de cálculos que se realizan una simulación matemática.

El objetivo primordial de hacer uso de la simulación, es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y con base en los resultados obtenidos, optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación. Con la ayuda de un simulador se puede hacer lo siguiente:

1. Conocer el volumen original de aceite.
2. Conocer el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
3. Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diferentes mecanismos de desplazamiento, como pueden ser: inyección de agua, inyección de gas, depresionamiento natural o el uso de algún método de recuperación mejorada.
4. Optimizar los sistemas de recolección.
5. Determinar los efectos de la ubicación de los pozos y su espaciamento.

6. Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
7. Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.
8. Realizar estudios individuales de pozos.
9. Conocer la cantidad de gas almacenada.
10. Hacer programas de producción.

Los simuladores son ampliamente usados para estudiar el comportamiento y determinar los métodos más convenientes a implantar para mejorar la recuperación final de los hidrocarburos.

Se manejan, además, la ubicación de los intervalos productores e inyectores, los ritmos de producción, sus presiones en el fondo y en la cabeza de los pozos. Para introducir todo este detalle, es necesario dividir al yacimiento, tanto areal como verticalmente, en pequeños bloques, llamados "celdas". Los cálculos se llevan a cabo mediante el uso de balance de materia y de flujo de fluidos en el medio poroso, para las fases aceite, gas y agua, en cada una de las celdas y a etapas de tiempo, a partir de unas condiciones iniciales.

3.6. Descubrimientos.

Los resultados en términos de incorporación de volúmenes y reservas de hidrocarburos por actividad exploratoria continúan mejorando gradualmente año con año, mostrando el potencial existente de nuevos descubrimientos en nuevas áreas. En este capítulo se presentan estadísticas de descubrimientos, describiendo las principales características de los yacimientos descubiertos durante este año y proporcionando datos geológicos, geofísicos, petrofísicos y de ingeniería más relevantes.

Las incorporaciones en 2006, en México (PEMEX, Las Reservas de Hidrocarburos de México), totalizan 966.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P, la más alta de los últimos años. La

incorporación de reservas 3P se concentró principalmente en la Región Marina Suroeste con 67.0 por ciento, como consecuencia de las inversiones en el Golfo de México Profundo. Las regiones Norte, Sur y Marina Noreste contribuyen con 13.4, 12.3 y 7.3, respectivamente. Es importante destacar la contribución de los descubrimientos de gas no asociado que concentró 50.3 por ciento de las reservas 3P incorporadas, producto de los descubrimientos de aguas profundas, principalmente del pozo Lakach-1 con 1,301.8 miles de millones de pies cúbicos de gas. Esto ubica al campo Lakach como el cuarto campo de gas húmedo o seco descubierto en el país y como el más importante en Aguas Territoriales del Golfo de México, en términos de reservas originales 3P.

Durante 2006 se registró el volumen de producción de petróleo crudo equivalente más alto de la historia de PEMEX alcanzando la cifra de 1,618.2 millones de barriles. Esto implica que la tasa de restitución se ubicó en 59.7 por ciento, aunque todavía por debajo de la meta de 100 por ciento, y que se ha incrementado gradualmente de 14.4 por ciento en 2001 a 59.7 por ciento en 2006. Estos resultados son consecuencia de la inversión que ha sido asignada a exploración en los últimos años en PEMEX Exploración y Producción. Sin embargo, los niveles de inversión deberán sostenerse e incrementarse para lograr la meta de una tasa de restitución de 100 por ciento. Asimismo, deberán canalizarse inversiones para la adquisición de nueva información, delimitación y caracterización de yacimientos, que permitirán reclasificar reservas probables y posibles en probadas.

La actividad exploratoria concentró aproximadamente 10 por ciento del total de la inversión de 2006 de PEMEX Exploración y Producción. El capital se enfocó además de la perforación de pozos exploratorios, a la adquisición de información sísmica y a la realización de estudios geológicos y geofísicos. Esto ha permitido identificar nuevas áreas de oportunidad, como por ejemplo las existentes en aguas profundas, que han sido incorporadas gradualmente en el portafolio de proyectos. Asimismo, se ha logrado reducir el nivel de incertidumbre en diversos proyectos ya existentes. Todo esto coadyuva a la

generación de escenarios en donde la inversión se enfoque a maximizar el valor económico de los proyectos con niveles de riesgo cuantificados.

La información que se presenta a continuación detalla las reservas incorporadas por actividad exploratoria, así como su distribución en las diferentes categorías.

Por otro lado, se asocia cada uno de los descubrimientos, a cuencas productoras de hidrocarburos del país. Lo cual permite visualizar en donde se concentraron los esfuerzos de exploración durante 2006. Al final de este capítulo se presenta la evolución de la incorporación en los últimos cuatro años.

3.7. Resultados agregados.

Las incorporaciones de reservas de hidrocarburos fueron superiores a las del último año, ya que la actividad exploratoria descubrió en territorio nacional 966.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P. Para ello, se perforaron localizaciones exploratorias en áreas terrestres y marinas con objetivos en rocas de edad Mesozoica y Terciaria. Es importante puntualizar que actualmente el enfoque se está dirigiendo hacia el Golfo de México Profundo aunque sin descuidar las cuencas tradicionales. Los resultados en términos de incorporación de gas no asociado, fueron los más importantes del año.

El esfuerzo exploratorio hacia aguas profundas del Golfo de México obtuvo resultados que permiten comprobar el potencial de las cuencas de aguas profundas, al resultar productores de gas no asociado los pozos Lakach-1 y Noxal-1 que incorporaron una reserva 3P de 1,722.0 miles de millones de pies cúbicos de gas no asociado, que equivalen a 349.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El pozo Lakach-1 es el pozo con mayor tirante de agua perforado en México hasta la fecha, alcanzando el fondo marino a la profundidad de 988 metros.

En las Cuencas del Sureste se descubrieron reservas de gas no asociado con los pozos, Tabscoob-101, en el Activo Integral Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste y con el pozo Cobra-1, en el Activo Integral Bellota-Jujo, de la Región Sur, que incorporaron reservas 3P por 190.5 miles de millones de pies cúbicos de gas, que equivalen a 44.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La Cuenca de Burgos contribuyó con reservas de gas no asociado de los pozos Rusco-1, Fogonero-101, Hidalgo-1, Mareógrafo-1, General-8, Cachas-1, Cheché-1, Quintal-1, Explorador-115, Rosal-2, Antiguo-7, Arcabuz-560 y Algodonero-1, los cuales aportaron un volumen de reservas 3P de 351.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que equivalen a 67.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En la Cuenca de Veracruz, se incorporaron reservas de gas no asociado por los resultados de los pozos Fresnel-1, Enispe-1, Rosenblú-1 y Romarík-1, los cuales en conjunto suman 126.4 miles de millones de pies cúbicos de gas en reservas 3P, ó 24.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La Región Norte, que administra los activos en las cuencas de Burgos y Veracruz, descubrió en su conjunto un volumen de reservas 3P de 478.2 miles de millones de pies cúbicos de gas no asociado, equivalentes a 91.6 millones de barriles de petróleo crudo. Ver Tabla 3.1

Composición de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en
2006

Cuenca Campo	Pozo	1P		2P		3P		PCE mmb
		Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	
Total		66.2	548.4	158.1	1,180.6	340.5	2,999.1	966.1
Burgos		0.0	62.3	0.0	133.7	0.0	351.8	67.3
Algodonero	Algodonero-1	0.0	0.0	0.0	2.3	0.0	30.7	5.6
Antiguo	Antiguo-7	0.0	3.0	0.0	7.4	0.0	11.6	2.1
Arcabuz	Arcabuz-560	0.0	8.8	0.0	21.8	0.0	43.7	9.6
Cachas	Cachas-1	0.0	3.6	0.0	8.3	0.0	12.5	2.3
Explorador	Explorador-115	0.0	3.4	0.0	8.0	0.0	17.1	3.1
Fogonero	Cheché-1	0.0	3.1	0.0	8.4	0.0	17.6	3.2
Fogonero	Fogonero-101	0.0	3.2	0.0	7.2	0.0	18.2	3.3
General	General-8	0.0	18.9	0.0	21.5	0.0	40.4	7.3
Hidalgo	Hidalgo-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.6	2.2
Mareógrafo	Mareógrafo-1	0.0	11.3	0.0	36.6	0.0	113.9	21.1
Quintal	Quintal-1	0.0	2.8	0.0	2.8	0.0	19.3	4.3
Rosal	Rosal-2	0.0	1.6	0.0	2.3	0.0	4.0	0.7
Rusco	Rusco-1	0.0	2.5	0.0	7.1	0.0	11.2	2.5
Aguas profundas		0.0	308.5	0.0	672.9	0.0	1,722.0	349.3
Lakach	Lakach-1	0.0	308.5	0.0	672.9	0.0	1,301.8	268.5
Noxal	Noxal-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	420.2	80.8
Sureste		62.9	129.9	154.4	311.6	302.8	779.4	487.6
Ayatail	Ayatail-1	0.0	0.0	0.0	0.0	69.1	8.5	70.8
Cobra	Cobra-1	1.6	16.4	5.1	49.6	5.1	49.6	17.5
Homol	Homol-101	6.8	50.8	6.8	50.8	42.3	315.4	118.5
Kali	Kali-1	0.0	0.0	35.2	76.2	39.6	88.9	61.4
Nelash	Nelash-1	5.6	16.4	15.2	44.8	22.1	65.1	40.2
Onel	Onel-1	27.1	32.4	49.7	63.1	49.7	63.1	65.1
Tabascoob	Tabascoob-101	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	140.9	27.1
Yaxché	Yaxché-101	21.8	13.9	42.4	27.1	74.9	47.9	87.0
Veracruz		3.3	47.7	3.7	62.4	37.7	145.9	62.0
Enispe	Enispe-1	0.0	9.6	0.0	9.6	0.0	9.6	1.8
Lizamba	Freonel-1	0.0	25.7	0.0	40.5	0.0	105.0	20.2
Perdiz	Mocarroca-1	3.3	1.7	3.7	1.7	37.7	19.5	37.7
Romarik	Romarik-1	0.0	1.7	0.0	1.7	0.0	2.9	0.6
Rosenblú	Rosenblú-1	0.0	8.9	0.0	8.9	0.0	8.9	1.7

Tabla 3.1. Composición de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos.

CAPÍTULO 4

SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

4.1. Sistema integral de producción.

Básicamente, el sistema integral de producción es un conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, y finalmente los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización.

Así mismo, un sistema integral de producción puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes.

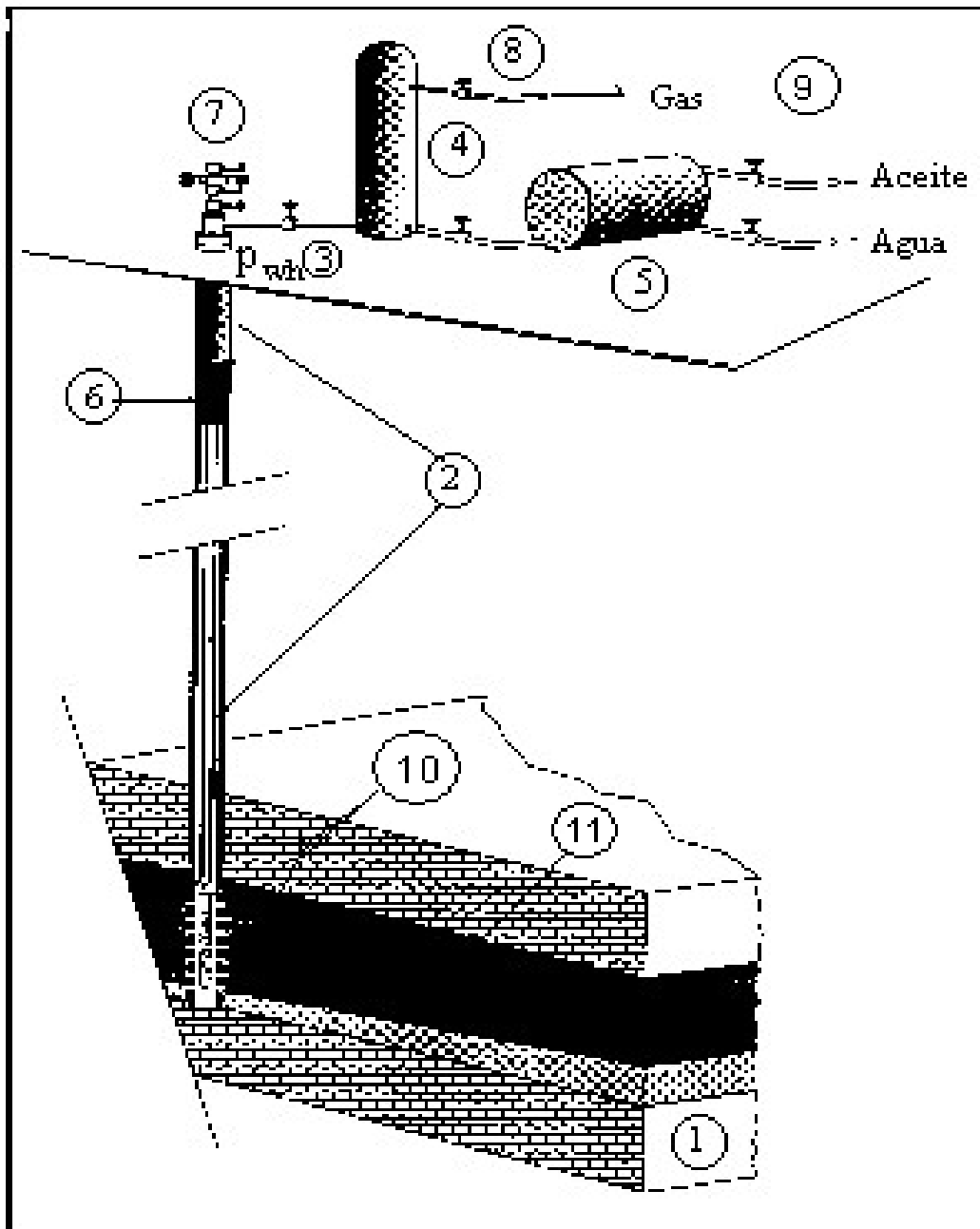


Figura 4.1. Sistema integral de producción.

Los componentes básicos de un sistema integral de producción son:

- Yacimiento.
- Pozo.
- Tubería de descarga.
- Estrangulador.
- Separadores y equipo de procesamiento.
- Tanque de almacenamiento.

En la Figura 4.1, se puede observar los componentes de un sistema integral de producción.

(1) Yacimiento.

(2) Tubería de producción.

(3) Estrangulador.

(4) Separador.

(5) Tanque de almacenamiento.

(6) Válvula de tormenta.

(7) Presión en la cabeza del pozo (p_{wh})

(8) Gas a petroquímica, criogénica, estación de compresión.

(9) Crudo a refinación.

(10) Presión de fondo fluyendo (p_{wf}).

(11) Presión de yacimiento (p_y).

Para tener pleno conocimiento del funcionamiento de un sistema integral de producción, se debe contar con el concepto de cada uno de los componentes que lo conforman. A continuación se da una breve definición de los componentes considerados.

4.2. Yacimiento, pozo e infraestructura superior.

4.2.1. Yacimiento.

Es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente. Algunos yacimientos están asociados a grandes volúmenes de agua denominados acuíferos. Los hidrocarburos parcialmente ocupan los poros o huecos de la roca almacenadora y normalmente están a la presión y temperatura debidas a las profundidades a que se encuentra el yacimiento.

4.2.2. Pozo.

Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento; en este agujero se instalan sistemas de tuberías y otros elementos, con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora y la superficie.

4.2.3. Tubería de Descarga.

Las tuberías son estructuras de acero, cuya finalidad es transportar el gas, aceite y en algunos casos agua desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento. Los costos específicos en el transporte tanto de aceite como de gas disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si el aceite, gas y agua se transportan en tuberías de diámetro óptimo, para una capacidad dada.

4.2.4. Estrangulador.

Es un aditamento que se instala en los pozos productores con el fin de establecer una restricción al flujo de fluidos. Es decir, permite obtener un gasto deseado, además de prevenir la conificación de agua, producción de arena y sobre todo, ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales.

4.2.5. Separadores.

Los separadores como su nombre lo indica, son equipos utilizados para separar la mezcla de aceite y gas, y en algunos casos aceite, gas y agua que proviene directamente de los pozos. Los separadores pueden clasificarse por su forma o geometría en horizontales, verticales y esféricos, y por su finalidad, separar dos fases (gas y líquido) o tres (gas, aceite y agua).

4.2.6. Tanques de Almacenamiento.

Son recipientes de gran capacidad de almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de acero instalados en tierra firme, o bien, buque- tanques, usualmente utilizados en pozos localizados costa afuera. En la industria petrolera, los tanques pueden tener una capacidad de almacenamiento que va desde 100,000 hasta 500,000 barriles. En México, generalmente se cuenta con tanques de almacenamiento de 500,000 barriles.

4.3. Sistemas artificiales de producción.

4.3.1. Introducción.

La instalación de los sistemas artificiales de producción obedece a razones económicas y técnicas.

Antes de instalar un sistema artificial, es conveniente tener un estudio económico que compare todos los sistemas artificiales bajo las siguientes premisas: Inversión inicial, vida útil del sistema, costos de operación, producción esperada, costos y duración de intervenciones a pozos, producción diferida por intervenciones y estadística de fallas de los sistemas. Con estas premisas se definirán los indicadores económicos de rentabilidad.

Es conveniente realizar un estudio de análisis de riesgo, el cual debe incluir un análisis estadístico de fallas, así como un análisis de riesgo operativo al intervenir los pozos.

Deben revisarse las características geométricas de los pozos, las propiedades de los fluidos producidos, la posible formación de depósitos orgánicos e inorgánicos, la posible producción de arena, la temperatura de los pozos, la producción de gases amargos y la profundidad media de los pozos, con la finalidad de escoger el sistema adecuado a las condiciones de los pozos.

Con el estudio económico, el estudio de riesgo y el estudio técnico, se está en posibilidad de elegir el sistema indicado para las condiciones específicas esperadas. Este estudio puede ser considerado como un estudio de factibilidad. Existen diferentes tipos de sistemas artificiales de producción como los que mencionaremos a continuación:

4.3.2. Bombeo neumático continuo.

4.3.2.1. Definición.

En el proceso de bombeo de gas de flujo continuo, se está inyectando gas continuamente en el pozo a una presión relativamente alta dentro de la columna de fluido. (Este gas inyectado se une al gas de formación para bombear el fluido a la superficie por una o más ramas de flujo). Figura 4.2.

Ventajas.

- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena.
- Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción.
- Adaptable en pozos desviados.
- Capaz de producir grandes volúmenes de fluidos.
- El equipo superficial puede centralizarse en una estación.
- Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero, por lo que las reparaciones son baratas.

Desventajas.

- Requiere una fuente continua de gas.
- Costos operativos altos si el gas es comprado.
- Altos costos operativos al manejar gases amargos.

- Se requieren niveles de líquidos altos.
- Se requiere alimentación de gas a alta presión.
- Condiciones peligrosas al manejar gas a alta presión.
- La T.R. debe soportar una alta presión de gas.

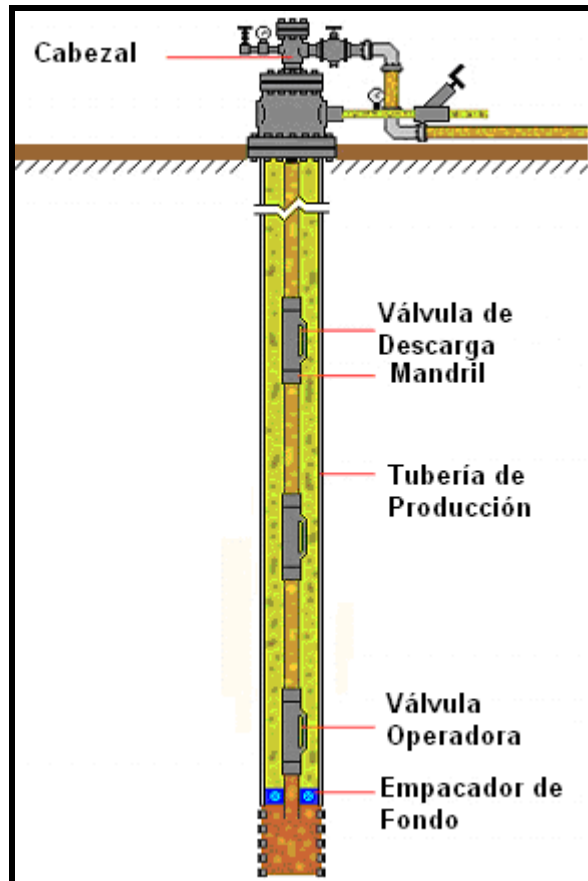


Figura 4.2. Bombeo neumático continuo.

4.3.3. Bombeo neumático intermitente.

4.3.3.1. Definición.

En este tipo de bombeo, el gas penetra a la tubería de producción, una vez que se ha acumulado en el pozo cierta cantidad de fluidos, el gas entra súbitamente desplazando a los fluidos acumulados como un pistón.

El fluido dentro de la tubería de producción es levantado en forma de baches o pistones. La expansión adicional del gas obliga al fluido a moverse hacia la superficie. Figura 4.3.

Ventajas.

- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena.
- Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción.
- Adaptable en pozos desviados.
- El equipo superficial puede centralizarse en una estación.
- Su vida útil es mayor que la de otros sistemas.
- Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero, por lo que las reparaciones son baratas.

Desventajas.

- Requiere una fuente continua de gas.
- Los gastos de producción son reducidos.
- Su eficiencia es muy baja (10-15%).
- Más cantidad de gas para producir un barril.
- Se requiere alimentación de gas a alta presión.
- Condiciones peligrosas al manejar gas a alta presión.
- La T.R. debe soportar una alta presión de gas.

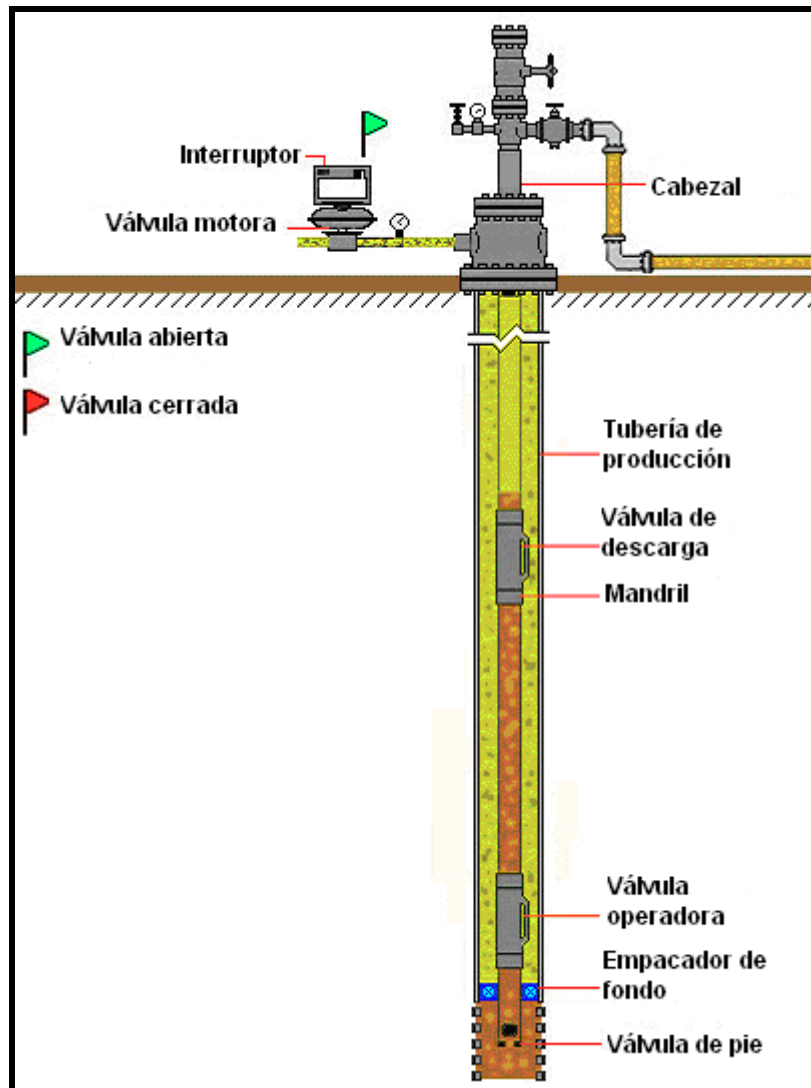


Figura 4.3. Bombeo neumático intermitente.

4.3.4. Bombeo mecánico.

4.3.4.1. Definición.

El bombeo mecánico es un sistema artificial de producción (SAP) en el cual el movimiento del equipo de bombeo subsuperficial se origina en la superficie y se transmite a la bomba por medio de una sarta de varillas de succión. Figura 4.4.

Ventajas.

- Familiar para ingenieros de diseño y el personal operativo.
- Diseño simple.
- Baja inversión para producción de volúmenes bajos y profundidades someras a intermedias (2400 mts.).

- Permite producir con niveles de fluidos bajos.
- Es adaptable a pozos con problemas de corrosión e incrustaciones.
- Cuando su aplicación es apropiada, es el método mas barato.

Desventajas.

- Inversiones altas para producciones altas y así como para profundidades medias y profundas.
- Debido a las características de las varillas se limita el BM a profundidades mayores y volúmenes altos de producción.
- Problemas en agujeros desviados.
- Para reparación de la bomba las varillas deben ser extraídas.

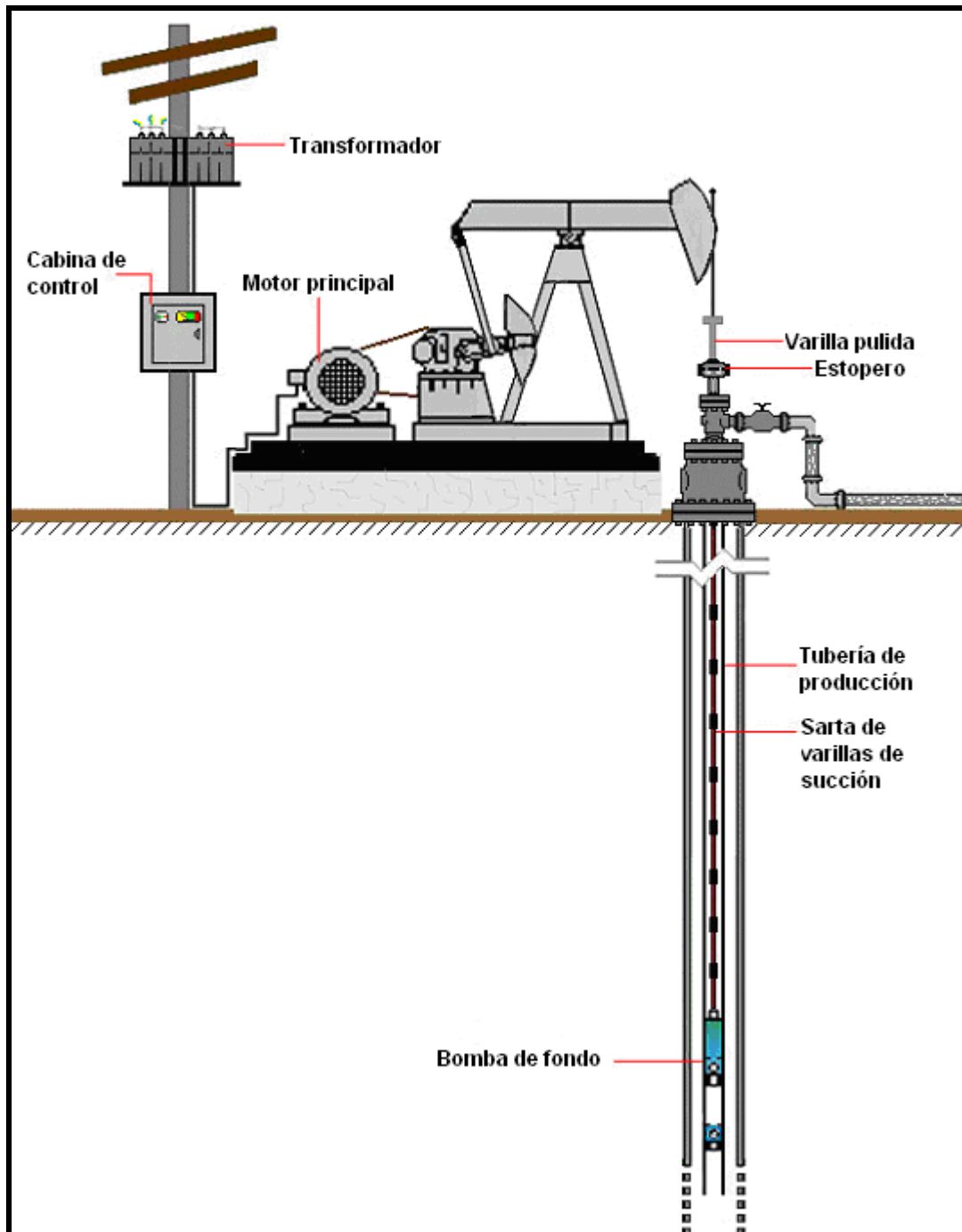


Figura 4.4. Bombeo mecánico.

4.3.5. Bombeo hidráulico.

4.3.5.1. Definición.

Los sistemas de Bombeo Hidráulico transmiten su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería. Este fluido conocido como fluido de potencia o fluido motor, es utilizado por una bomba de

subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido que es enviado hacia la superficie. Figura 4.5.

Los fluidos de potencia:

- Agua.
- Crudos livianos.

Ventajas.

- Flexibilidad para cambiar condiciones operativas.
- Instalaciones grandes ofrecen una inversión baja por pozo.
- La recuperación de las bombas se hace por circulación inversa.
- Se puede instalar en pozos desviados.
- Adaptable ala automatización.
- Inversiones bajas para volúmenes producidos mayores a 400 BPD en pozos profundos.
- El equipo puede ser centralizado en un sitio.

Desventajas.

- Mantenimiento del fluido motor limpio.
- Condiciones peligrosas al manejar aceite a alta presión en líneas.
- La pérdida de potencia en superficie ocasiona fallas en el equipo subsuperficial.
- El diseño es complejo.
- En ocasiones se requiere de sartas múltiples.
- Es difícil la instalación de la bomba en agujero descubierto.
- El manejo de arena, incrustaciones, gas o corrosión ocasionan muchos problemas.
- Demasiada inversión para producciones altas a profundidades someras e inmediatas.

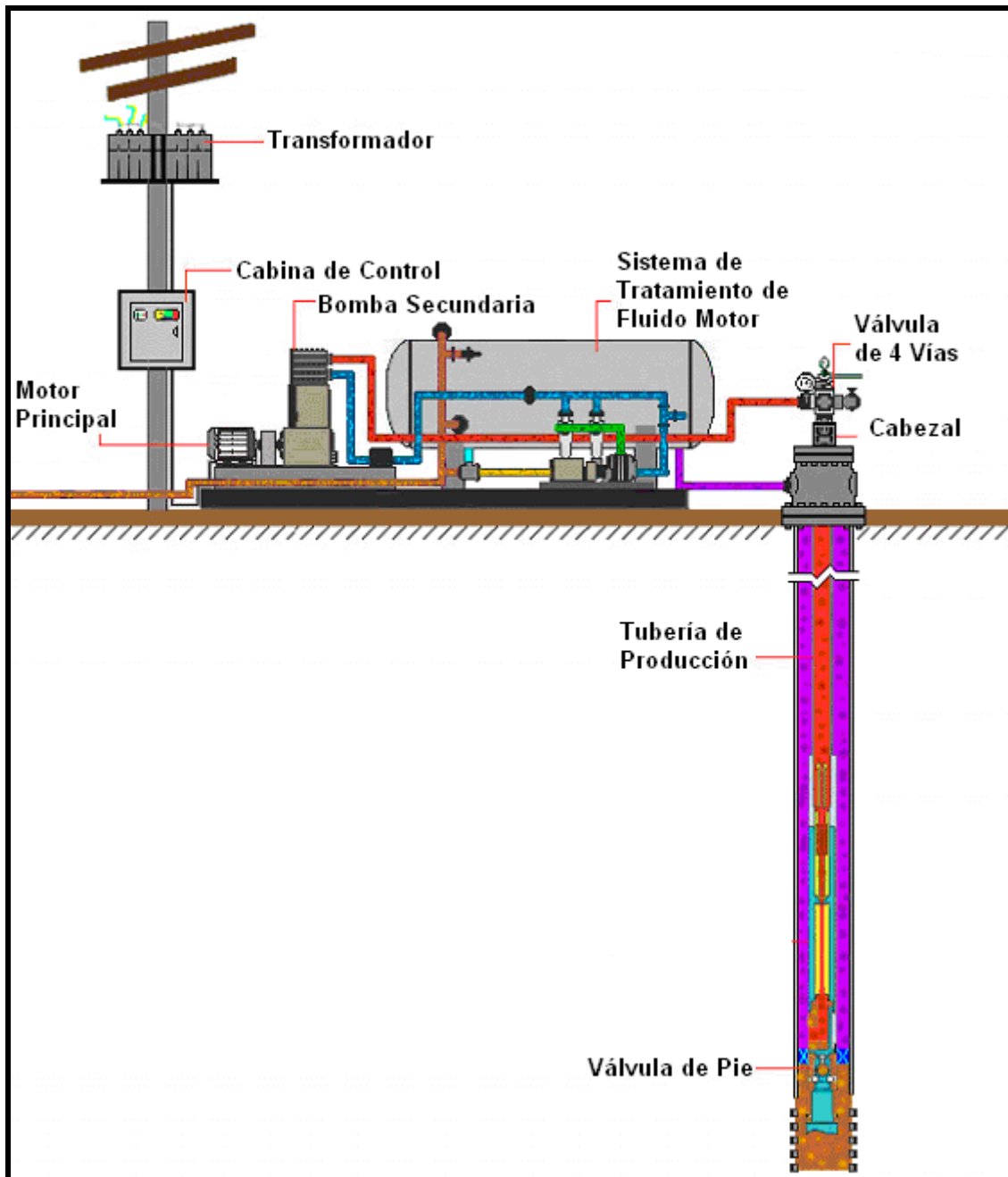


Figura 4.5. Bombeo hidráulico.

4.3.6. Bombeo electrocentrífugo (electrosumergible).

4.3.6.1. Definición.

La bomba centrífuga debe su nombre a la capacidad que tiene de desplazar fluidos mediante la generación de fuerzas centrífugas.

La bomba centrífuga multietapas se caracterizan por:

- Diámetro reducido.
- Gran cantidad de etapas.
- Diseño para altas cargas.

La bomba electrosomergible es normalmente impulsada por un motor de inducción, bipolar, trifásico, el cual opera a una velocidad típica de 3,500 RPM.

Figura 4.6.

Ventajas.

- Buena habilidad para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias.
- Baja inversión para profundidades someras.
- Adaptable a la automatización.
- Es aplicable a profundidades de 4200 m.

Desventajas.

- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema.
- Poca flexibilidad para variar condiciones de producción.
- Tiempos de cierre prolongados.
- Requiere fuentes económicas de suministro de energía eléctrica.
- Los problemas de incrustaciones son fatales para la operación.
- Dificultad para manejar alto % de arena o gas.

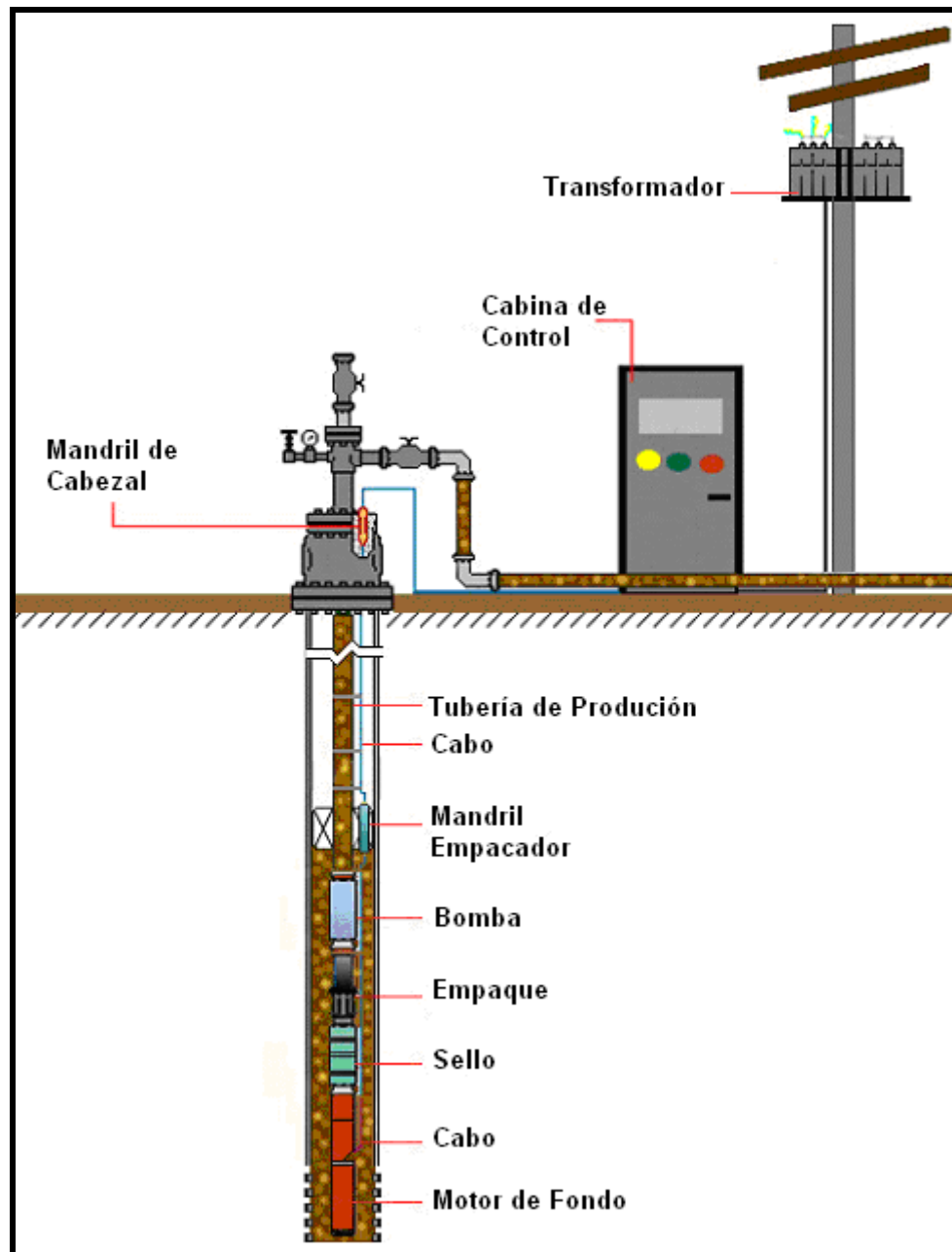


Figura 4.6. Bombeo electrocentrífugo (electrosurgible).

4.3.7. Bombeo de cavidades progresivas.

4.3.7.1. Definición.

El bombeo por cavidades progresivas emplea una maquina cuya función es transferir el fluido de una región de baja presión a una de alta presión. El Instituto Americano de Hidráulica lo clasifica como una bomba rotatoria de desplazamiento positivo. El BCP aumenta la presión del fluido a través de la aplicación de una fuerza directamente a un volumen de fluido. Figura 4.7.

Existen dos características principales para un BCP:

- El gasto es definido por su geometría y su rapidez de operación.
- No genera presión, pero reacciona a la descarga de presión.

Ventajas.

- Bajas inversiones para pozos someros y bajos gastos.
- Excelente eficiencia hidráulica (50-70 %).
- Fácil de instalar y operar.
- Excelente para manejar arena.
- Opera en pozos con aceite viscoso.

Desventajas.

- Es un sistema nuevo, por lo que requiere un buen desarrollo de la experiencia y conocimiento.
- Vida útil y corta por los problemas del elastómero.
- Baja eficiencia para gas.

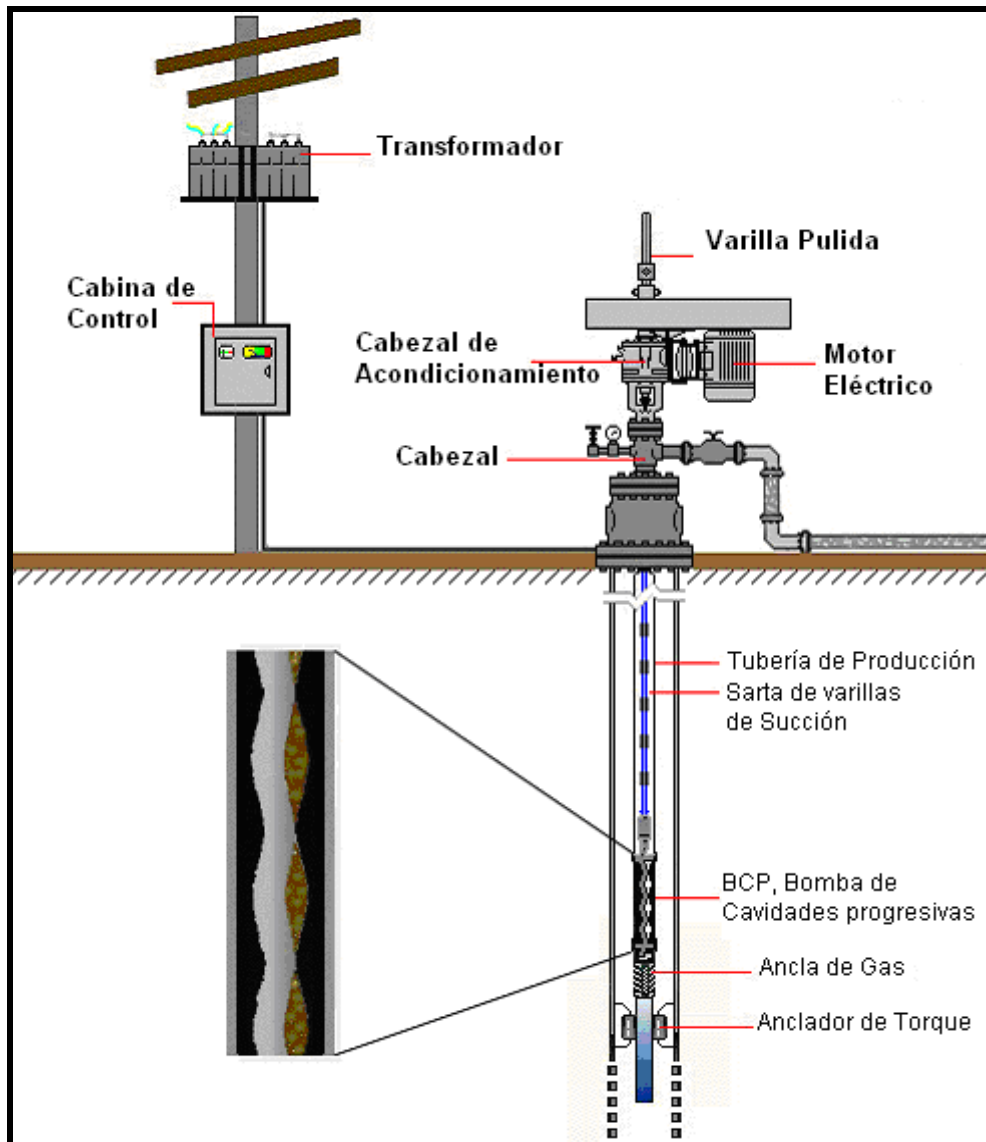


Figura 4.7. Bombeo de cavidades progresivas.

CAPÍTULO 5

PROCESOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA

5.1. Conceptos de recuperación secundaria, mantenimiento de presión, y recuperación terciaria.

La recuperación secundaria es toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional que la que se obtendría con la energía propia del yacimiento, impartiendo al yacimiento una energía extraña, cualquiera que sea el tipo de ella.

Continuamente, esta energía se imparte al yacimiento ya sea en forma mecánica o calorífica: la energía en forma mecánica se suministra al yacimiento cuando se inyectan a éste fluidos líquidos o gaseosos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento. Como energía se representaría por el producto: (PV), presión por volumen, que implica trabajo o la capacidad para producirlo.

La energía en forma calorífica se imparte al yacimiento cuando se inyecta a este vapor de agua o cuando se desarrolla una combustión en el seno de la roca. Existe además el concepto de calentamiento en el fondo del pozo, que en el aspecto en que afecta al yacimiento en su recuperación, se pueden analizar sus efectos en la recuperación secundaria. La energía en forma calorífica se aplica básicamente con el objeto de disminuir la viscosidad del aceite, con el consiguiente aumento de la movilidad de éste.

Tradicionalmente, en sus orígenes, desde fines del siglo pasado y principios del presente, al agotarse la energía propia de los yacimientos y disminuir consecuentemente la producción hasta hacerse incosteable o poco atractiva, se acudió a inyectar: aire, gas natural o agua para represionarlos y aumentar la producción, así como la recuperación final de los hidrocarburos. A esto, o sea a explotar al yacimiento proporcionándole energía después del agotamiento de la propia, es lo que se había venido entendiendo por Recuperación Secundaria.

De acuerdo con esta tradición, se encontró que, analizando casos particulares, muchas veces conviene proporcionar esa energía adicional al yacimiento desde etapas de la vida productora anteriores al agotamiento, manteniendo la presión entre valores adecuados para los fines económicos y los de

recuperación buscados. Fue precisamente a este tipo de explotación a lo que, durante muchos años se le llamó “mantenimiento de presión”.

Muy recientemente con el advenimiento de nuevas técnicas sofisticadas en su operación y costosas algunas de ellas, pero muy efectivas en muchas ocasiones, se ha venido acuñando el término de: “recuperación mejorada” así como otros equivalentes, tendientes a indicar, bajo impulsos comerciales en ocasiones, que se trata de métodos, varios de ellos patentados, que aumentan la recuperación en forma notable. El tipo de energía suele ser combinado e incluye la optimización de la aplicación de las mismas que es proporcionada por los aditivos que los caracterizan, así como por sus combinaciones. Se puede apreciar que desde el punto de vista de la aplicación de energía extraña a la del yacimiento, sin importar el tipo, el tiempo en que se aplica a los agentes que mejoren el trabajo que se realiza.

Al aplicar algún método de recuperación secundaria, lo que pretende es bajo ciertos criterios económicos, extraer al máximo los hidrocarburos en el yacimiento que no fluyeron por energía propia a la superficie. Estos hidrocarburos fluirán a la boca del pozo o de los pozos productores, pero no siempre se logrará que el pozo o los pozos productores se conviertan en fluyentes, sino que cuando se requiera se tendrá que ayudarlos por medio de algún sistema artificial de producción (bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo hidráulico, bombeo electrocentrífugo, etc.) para forzar los hidrocarburos por medio de los pozos productores. Esto representa energía o potencia aplicadas a los pozos a diferencia de que en la recuperación secundaria se aplica al yacimiento, eso sí, a través de los pozos.

Recuperación terciaria. Se refiere a la explotación de un yacimiento que con anterioridad ha sido explotado por recuperación secundaria. En otras palabras, es insistir en un yacimiento que haya sido barrido por recuperación secundaria, buscando incrementar aún su recuperación.

De acuerdo con lo visto, la recuperación terciaria es sólo un caso particular o modalidad de la recuperación secundaria.

5.2. Clasificación de los mecanismos de recuperación secundaria.

Los métodos más comunes de recuperación secundaria son:

1. Inyección de agua. Es el método dominante entre los métodos de inyección de fluidos, gracias a este se debe el elevado nivel actual de los ritmos de producción y de reservas en estados Unidos y Canadá. La tecnología de inyección de agua involucra trabajo en equipo con diferentes disciplinas. Es un proceso probado de recuperación de aceite, pero no siempre satisfactorio ni lucrativo.

Su popularidad se debe principalmente a los siguientes aspectos:

- Disponibilidad del agua.
- Relativa facilidad con la que se inyecta.
- Facilidad con la que el agua se extiende a través de la formación.
- Costo es relativamente menor que otros fluidos
- La eficiencia del desplazamiento de aceite provocado por el agua.

2. Inyección de gas natural. La inyección de gas natural fue el primer método sugerido para mejorar la recuperación de aceite y se uso inicialmente en el año 1900, con fines de mantenimiento de presión. Posteriormente, se llevaron a cabo otras aplicaciones que fueron calificadas como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado, además de aumentar la energía del yacimiento, debía desplazar el petróleo. Generalmente, al final de los proyectos de inyección de gas se lograba una recuperación adicional de petróleo abatiendo o agotando aceleradamente la presión del yacimiento. Figura 5.1.

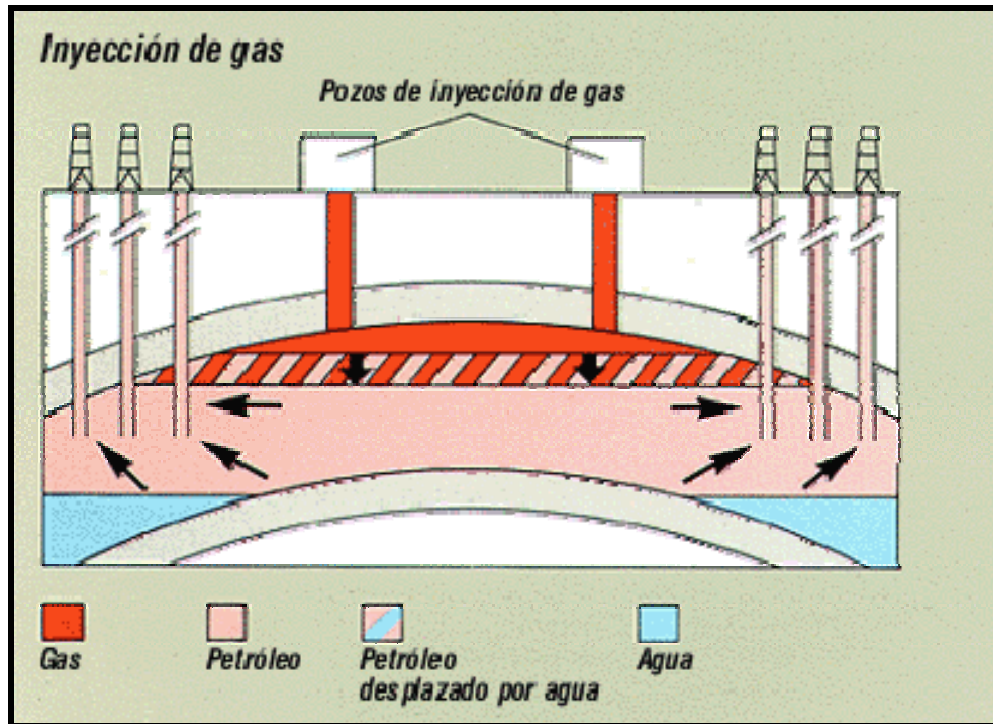


Figura 5.1. Inyección de gas natural.

Son muchos los factores que influyen en la cantidad de petróleo adicional que puede obtenerse por la inyección de gas. Ferrer señala como las más importantes: las propiedades de los fluidos en el yacimiento, la continuidad de la formación, el relieve estructural, las propiedades de la roca y la temperatura y presión del yacimiento.

El solo propósito de mejorar los métodos de producción justifica, en la mayoría de los casos, la inyección de gas, como este es más liviano que el petróleo, tiende a formar una capa superficial de gas bien definida, aun en formaciones de poco buzamiento. Si la producción se extrae de la parte más baja de la capa, dará como resultado una formación de conservación de energía y la posibilidad de mantener las tasas de producción relativamente elevadas, recuperando en un tiempo más corto lo que por medio natural requeriría un periodo más largo. Además, el gas disuelto en el petróleo disminuye su viscosidad y mantiene alta la presión y, en consecuencia, los pozos productores pueden mantener la tasa de producción a un nivel más elevado durante la vida productiva del campo.

Otros beneficios de la inyección de gas es que, en muchas ocasiones, cuando las regulaciones oficiales no permiten el desperdicio del gas, es recomendable conservarlo para futuros mercados, y en ese caso, se inyecta en un yacimiento para almacenarlo. Además, como se dispone de gas en algunas áreas de producción, ya sea del mismo yacimiento que se está explotando o de otras fuentes, y como es un fluido no reactivo con las rocas del yacimiento, puede inyectarse sin presentar mayores dificultades.

Tipos de inyección.

Las operaciones de inyección de gas se clasifican en dos tipos generales:

- I. Inyección de gas interna e inyección de gas externa.
- II. Inyección de gas interna o dispersa.

Este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Se aplica por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial donde no hay tendencia al desarrollo de una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el petrolero al poco tiempo de haber sido inyectado.

Características:

- a) Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgados.
- b) Generalmente, se requiere un número elevado de puntos de inyección. Los pozos de inyección se colocan cierto arreglo geométrico con el fin de distribuir el gas inyectado a través de la zona productiva del yacimiento.
- c) La permeabilidad efectiva al gas debe ser preferiblemente baja.

Ventajas:

- a) Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más favorables.
- b) La cantidad de gas inyectado puede optimizarse mediante el control de la producción e inyección de gas.

Desventajas:

- a) Generalmente, la eficiencia de la recuperación mejora muy poco o nada como consecuencia de la posición estructural o drenaje por gravedad. Sin embargo, la experiencia de la inyección de gas en yacimientos del Campo Oveja en Venezuela, ha mostrado que la segregación gravitacional ha sido el principal mecanismo de recuperación.
- b) La eficiencia de barrido areal es inferior a la que se logra en operaciones de inyección externa.
- c) Los canales de gas formados por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia de la recuperación sea inferior a lo que se logra por la inyección externa.
- d) La cantidad de pozos de inyección requeridos aumentan los costos de operación y de producción.

Inyección de gas externa:

Se refiere a la inyección de gas en la cima de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria. Por lo general se lleva a cabo en yacimientos donde ocurre segregación gravitacional debido a la influencia de las fuerzas de gravedad.

Características:

- a) Se usa en yacimientos de alto relieve estructural, para permitir que la capa de gas desplace el petróleo.
- b) Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales mayores a 200 md.

- c) Los pozos de inyección se colocan de manera que se logre una buena distribución areal del gas inyectado, a fin de obtener mayores beneficios del drenaje por gravedad. La cantidad de pozos requeridos para un determinado yacimiento depende de la inyectividad y de los puntos de inyección que se requieran.

Ventajas:

En comparación con lo que se obtiene con la inyección interna.

- a) La eficiencia de barrido areal en este tipo de inyección es superior.
- b) Los beneficios obtenidos del drenaje por gravedad son mayores.
- c) El factor de recuperación generalmente es mayor.

Desventajas:

- a) Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento.
- b) Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de petróleo.
- c) Las intercalaciones de lutitas, así como las barreras, son inconvenientes para la inyección de gas externa.

Inyección de gas interna:

Este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Se aplica, por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial, y donde no hay tendencia al desarrollo de una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el petróleo al poco tiempo de haberse inyectado.

Características:

- a) Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgados.
- b) Generalmente, se requiere un número elevado de puntos de inyección. Los pozos de inyección se colocan formando cierto arreglo geométrico

con el fin de distribuir el gas inyectado a través de la zona productiva del yacimiento. La sección de dichos pozos y el tipo de arreglo dependen de la configuración del yacimiento con respecto a la estructura, al número y a la posición de los pozos existentes, de la continuidad de la arena y de las variaciones de porosidad y permeabilidad.

- c) La permeabilidad efectiva al gas debe ser preferiblemente baja.

Ventajas:

- a) Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más favorables.
b) La cantidad de gas inyectado puede optimarse mediante el control de la producción e inyección del gas.

Desventajas:

- a) Generalmente la eficiencia de la recuperación mejora muy poco o nada como consecuencia de la posición estructural o drenaje por gravedad. Sin embargo, la experiencia de la inyección de gas en yacimientos del Campo Oveja en Venezuela, ha mostrado que la segregación gravitacional ha sido el principal mecanismo de recuperación.
b) La eficiencia de barrido areal es inferior a la que se logra en operaciones de inyección externa.
c) Los canales de gas formados por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia de la recuperación sea inferior a lo que se logra por la inyección externa.
d) La cantidad de pozos de inyección requeridos aumentan los costos de operación y de producción.

3. Métodos térmicos.

3.1 Inyección de vapor. El vapor es inyectado aun alto ritmo y por un corto tiempo al pozo para reducir la viscosidad del aceite y moverlo

hacia los pozos productores. El vapor inyectado forma una zona de vapor que avanza lentamente, delante de esta zona se forma un banco de aceite que es el se mueve hacia los pozos productores.

3.1.1 Cíclica o intermitente Continúa. En este tipo de inyección los pozos tienen tres etapas (inyección, cierre y producción), esto para que el vapor emita su calor hacia los fluidos y posteriormente se realice el desplazamiento de inyección de vapor continua ya que para que se realice una inyección continua primero se debe realizar una cíclica.

3.1.2 Combustión in situ. Consiste en el inicio de una combustión en el yacimiento y la inyección de aire para mantener dicha combustión, que manda algo de aceite crudo.

4. Miscibles. Consiste en la inyección de un gas o un solvente que es mezclado con el aceite teniendo como resultado una tensión interfacial muy baja y una eficiencia de desplazamiento microscópica muy eficiente.

El desplazamiento miscible es un mecanismo de recuperación mejorada del tipo no convencional no térmico, éste consiste en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el petróleo existente, el resultado es ausencia de la interfase, el número capilar se hace infinito y desplaza al 100% el petróleo en los poros si la razón de movilidad es favorable.

En la Figura 5.2, se puede apreciar la clasificación del mecanismo de desplazamientos miscibles, posteriormente se dará una breve explicación de la misma.



Figura 5.2. Clasificación del mecanismo de desplazamientos miscibles.

4.1. Proceso de tapones miscibles.

Se basa en la inyección de algún solvente líquido que es miscible después del primer contacto con el crudo presente en el yacimiento.

El agua se inyecta con el gas en pequeños tapones en forma alternada, esto mejora la movilidad en la interfase del tapón de gas. El tapón será líquido si la temperatura del yacimiento se encuentra por debajo de la temperatura crítica (207 °F). Por otro lado es necesario que la profundidad del yacimiento esté por encima de los 1600 pies para que no ocurran fracturas en la formación.

Este proceso es ventajoso debido a que todo el petróleo contactado se desplaza, se requieren bajas presiones para alcanzar la miscibilidad, es aplicable a un amplio rango de yacimientos.

Sin embargo, este proceso no es recomendable debido a que registra una eficiencia pobre y es mejor si se aplica en formaciones muy

inclinadas, el tamaño del tapón es difícil de mantener por la (dispersión) y el material del tapón es muy costoso.

4.2. Proceso con gas enriquecido.

Se usa un tapón de metano enriquecido con etano, propano y butano, empujado por un gas pobre y agua. Mientras el gas inyectado se mueve en la formación los componentes enriquecidos son extraídos del gas inyectado y absorbido por el petróleo. Se espera que si el gas inyectado es rico y suficiente, la banda de petróleo enriquecido se vuelve miscible con éste, desplazándose así el petróleo del frente.

El aspecto positivo de este proceso es que se desplaza todo el petróleo residual contactado. Si la miscibilidad en el yacimiento se pierde, se puede lograr nuevamente, es un proceso económico, se desarrolla la miscibilidad a una presión menor que en el empuje con gas seco y si se usan tapones de gran tamaño se reducen los problemas de diseño.

En contra de este proceso se tiene una pobre eficiencia, si las formaciones son gruesas ocurre segregación por gravedad y la presencia de canalizaciones lleva a la desaparición del tapón.

4.3. Empuje con gas vaporizante o de alta presión.

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

Cabe destacar que la miscibilidad no se alcanza en el pozo sino en un punto mas alejado del punto de inyección, desde unos pocos pies hasta 100 pies antes de que el gas pobre haya vaporizado suficientes cantidades de C_2 a C_6 para ser miscible.

Es un proceso ventajoso ya que alcanza una eficiencia de desplazamiento cercana al 100%. Si se pierde la miscibilidad en el yacimiento puede lograrse nuevamente. Es más económico que el proceso del tapón de propano o gas enriquecido. No existen problemas con el tamaño del tapón debido a que ocurre inyección continua y el gas puede ser reciclado y reinyectado.

Las desventajas son: requiere altas presiones de reinyección, tiene aplicación limitada debido a que el petróleo del yacimiento debe ser rico en fracciones del C₂ al C₆, la eficiencia areal y la segregación son pobres (debido a la gravedad) y es costoso.

4.4. Inyección alternada de agua y gas.

Es en realidad una variable de los tapones miscibles. Su función es controlar la inestabilidad del frente de desplazamiento. Consiste en inyectar tapones de agua y gas alternadamente, éstos se mueven secuencialmente recorriendo la misma ruta en el yacimiento hacia los pozos productores en cierta relación agua – gas.

4.5. Inyección usando solventes.

Su objetivo es mejorar la extracción, disolución, vaporización, solubilización, condensación, pero primordialmente es la extracción, ésta puede lograrse con fluidos solventes como los siguientes: alcoholes orgánicos, cetonas, hidrocarburos refinados, gas condensado del petróleo, gas natural, gas natural licuado, CO₂, aire, nitrógeno, gases de combustión, entre otros.

4.6. Inyección de alcohol.

Es un método costoso, sin embargo puede ser aplicado comercialmente. Es de uso limitado ya que inicialmente es miscible con el petróleo y el agua connata, por lo tanto el contenido de alcohol de la zona de mezcla se diluye por debajo del nivel necesario para aumentar la miscibilidad.

4.7. Invasión con dióxido de carbono (CO₂).

Para la recuperación del petróleo se prefiere el dióxido de carbono líquido, pero debido a su baja temperatura crítica (88 °F) generalmente se encuentra en estado gaseoso. El proceso es similar al empuje por gas vaporizante, pero en este caso se extraen fracciones desde el etano hasta C₃₀.

Este método debe ser usado en yacimientos con crudos desde moderadamente ligeros a livianos (gravedad API > 25°), lo suficientemente profundos como para estar por encima de la presión mínima de miscibilidad.

4.8. Inyección de nitrógeno.

Para poder aplicar este método se deben cumplir ciertas condiciones, por un lado, el crudo del yacimiento debe: ser rico en fracciones comprendidas entre el etano y el hexano o hidrocarburos livianos, que se caracterizan por tener una gravedad API > 35°, tiene un factor volumétrico alto o la capacidad de absorber el gas inyectado en condiciones de yacimiento y está saturado de metano. Por el otro, el yacimiento debe estar a una profundidad igual o mayor a los 5000 pies, con la finalidad de mantener las altas presiones de inyección (mayores o iguales a 5000 lb/pies²) necesarias para alcanzar la miscibilidad del crudo con el nitrógeno sin fracturar la formación.

Con la inyección de N₂ se logra desplazar el frente miscible a lo largo del yacimiento, moviendo así un banco de crudo hacia los pozos productores. Dicho frente miscible se forma por la vaporización de componentes livianos en el crudo.

4.9. Desplazamientos miscibles.

Este proceso consiste en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el petróleo existente. En condiciones

ideales, el fluido desplazante y el petróleo se mezclan en una banda estrecha que se expande a medida que se mueve en el medio poroso, y desplaza todo el petróleo que se encuentra delante como un pistón.

El desplazamiento miscible puede ser del tipo de primer contacto, como el de un hidrocarburo por otro y cuando los dos son miscibles en todas las proporciones, es decir, la miscibilidad entre los dos se alcanza por varios contactos y el correspondiente equilibrio de fases.

4.10. Proceso de tapones miscibles.

Consiste en la inyección de algún solvente líquido miscible al petróleo del yacimiento al entrar en contacto con este. Para mejorar la movilidad de los fluidos se inyecta al agua y el gas de manera alternada. Asimismo, debe alcanzarse una presión considerable que permita la miscibilidad tanto entre el tapón y el petróleo, como entre el tapón y el gas desplazante.

5. Inyección de agua con polímeros. El objetivo de este proceso es proporcionar mejor eficiencia de desplazamiento y barrido volumétrico durante la inyección de agua. Los polímeros mejoran la recuperación debido a que incrementan la viscosidad del agua, reducen la movilidad de la misma en el aceite y disminuyen la tensión interfacial en el agua y el aceite además de la existente entre el fluido y el medio poroso.

6. Inyección de nitrógeno y gas de combustión. Estos procesos son los métodos de recuperación que usan gases no hidrocarburos más baratos para el desplazamiento de aceite en sistemas que pueden ser miscibles o inmiscibles, esto depende de la presión y composición del aceite.

Tanto el nitrógeno como el gas de combustión son menos efectivos que los gases hidrocarburos (desde el punto de vista de la recuperación de aceite). El nitrógeno tiene menor viscosidad, menor solubilidad en el aceite y requiere una presión mayor para generar miscibilidad.

5.3. Mecanismos de recuperación secundaria y/o terciaria o mejorada.

Los métodos de recuperación secundaria incrementan la energía natural del yacimiento mediante inyección de fluidos, con dichos métodos se dejará como remanente de una tercera parte a la mitad del aceite original. Aún más, con ciertos yacimientos de aceite pesado, en arenas y lutitas hay recuperaciones despreciables, por estos métodos. Así, es justificable que las técnicas de recuperación mejorada de aceite (RMP), deban ser empleadas para recuperar estas enormes fuentes de energía. En la Figura 5.3, se muestran las etapas de explotación de un yacimiento, el cual comienza por una etapa de recuperación primaria; la cual puede ser mediante flujo natural o sistemas artificiales de producción, posteriormente la recuperación secundaria, mediante inyección de agua o gas (mantenimiento de presión) y finalmente la recuperación terciaria o mejorada, con algún método térmico, químico, miscible u otros, es importante resaltar que los sistemas artificiales de producción pueden o no estar presentes en las etapas posteriores al agotamiento natural, y que en algunos casos es posible omitir la etapa de recuperación secundaria.

Durante las cuatro décadas pasadas del siglo XX, la industria del petróleo se ha dedicado a la investigación y desarrollo de varios procesos de recuperación mejorada de aceite (RMP o EOR en Inglés) que se requieren para producir el aceite remanente que se deja después de aplicar los métodos convencionales. La explotación de esta enorme cantidad de fuente de energía, es el mayor reto que tiene la industria del petróleo.

Existen básicamente tres factores físicos que conducen a la alta saturación de aceite remanente en los yacimientos después de las recuperaciones primarias y secundarias:

1. Alta viscosidad del aceite.
2. Fuerzas interfaciales.
3. Heterogeneidades del yacimiento.
4. Fuerzas capilares.
5. Fuerzas gravitacionales (asociadas a la densidad).

Los procesos de recuperación mejorada de aceite incluyen todos los métodos que usan fuentes de energía externa y/o materiales para recuperar el aceite que no ha podido ser producido económicamente por medios convencionales.

Los procesos de recuperación mejorada pueden ser clasificados como:

- Métodos térmicos: estimulación con vapor, inyección de vapor, inyección de agua caliente y combustión in-situ.
- Métodos químicos: polímeros, surfactantes, cáusticos y micelares.
- Métodos miscibles: gas hidrocarburo, bióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂), gas de combustión, inyección alternante miscible-inmiscible, etc. Figura 5.3.

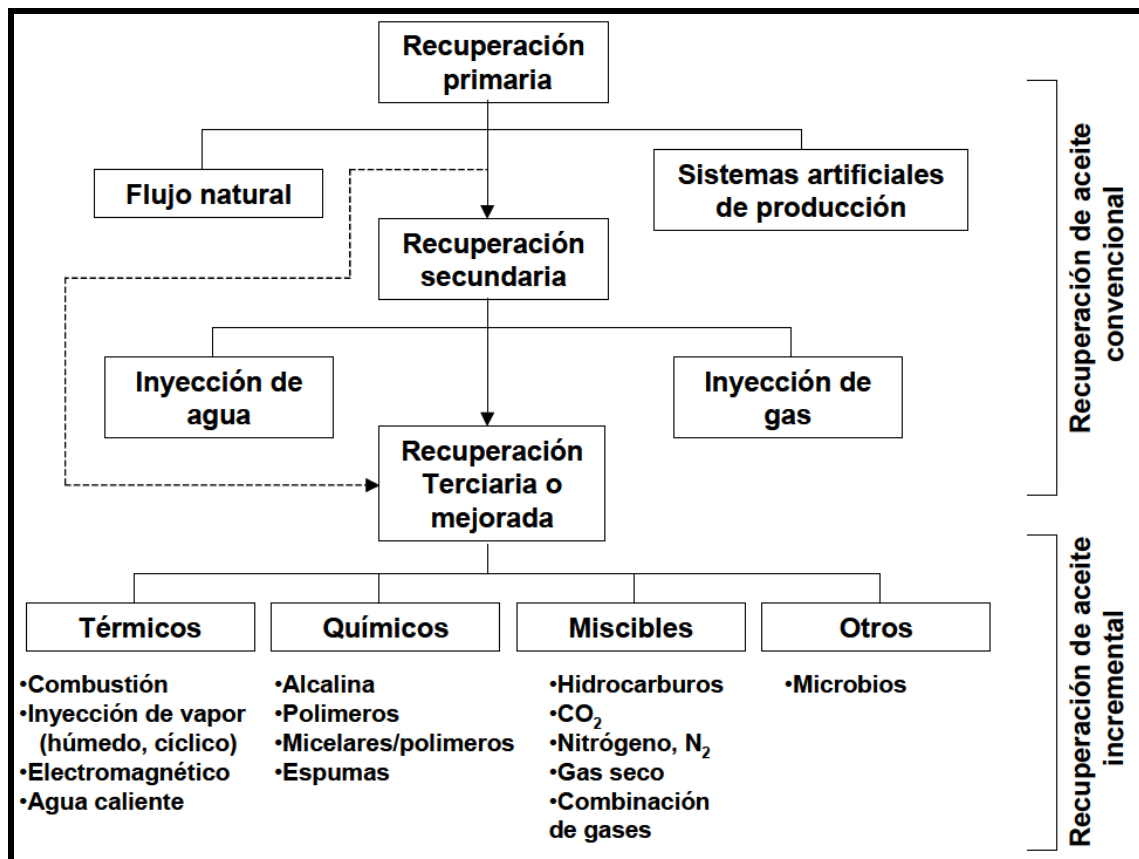


Figura 5.3. Mecanismos de recuperación de hidrocarburos

CAPÍTULO 6

CASOS PRÁCTICOS DE CAMPO

6.1. Retos Futuros para la etapa de maduración.

6.1.1. Introducción.

En esta aplicación de campo se comentarán retos encarados al querer mantener la producción en campos del Medio Oriente y se plantearán algunas posibles soluciones.

La etapa de maduración en un yacimiento de aceite es independiente del tiempo de producción. Es la etapa en que el yacimiento pierde su energía debido a la producción y/o a la intrusión de agua o de un casquete de gas.

El área de Medio Oriente es sin duda la región de petróleo más importante del mundo; tiene un tercio de las reservas mundiales y en la actualidad provee un tercio del aceite requerido en el mundo y a diferencia de otros, los campos de esta zona siguen siendo prolíficos a pesar de su madurez.

Como se muestra en la Figura 6.1, la mayoría de los campos de esta zona están por terminar su etapa de recuperación primaria.

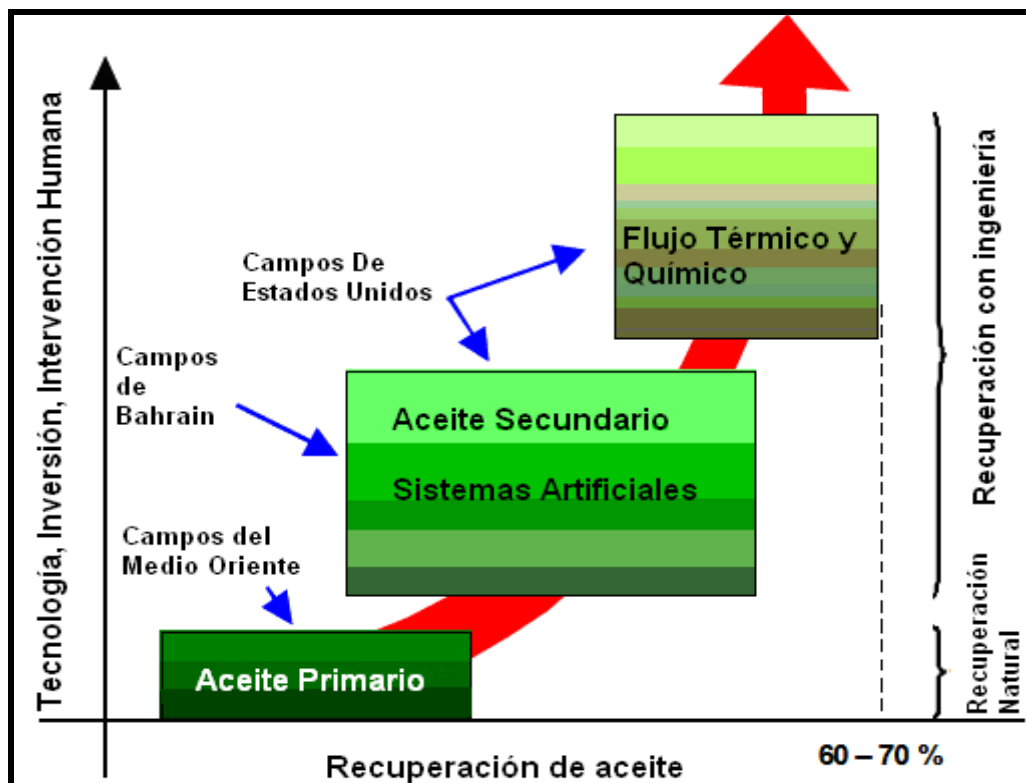


Figura 6.1. Etapa de maduración actual.

El objetivo principal en estos yacimientos es la necesidad de continuar con la producción además de satisfacer las necesidades económicas de la región mientras los campos están declinando debido a su maduración natural.

Los retos pueden resumirse en los siguientes:

- La cantidad tan grande de operaciones requeridas para la mantención de la producción o inclusive aumentarla. Está será una buena reflexión para estimar cuantos pozos perforar, cuantas reparaciones, estimulaciones, registros, aumento de tubería, cementaciones, instalaciones superficiales, inspecciones y operaciones de mantenimiento se pueden llevar a cabo.
- Los efectos ambientales y el impacto en los costos debido al aumento de la producción de agua y gas asociado. Esta situación se agravará al incrementar las cantidades de químicos y aditivos que se utilizarán durante la perforación, cementación y procesos de tratamiento.
- La caracterización del yacimiento para identificar los trayectos del aceite y los esquemas de mejoramiento en la recuperación tales como la inyección de agua, gas y vapor; las perforaciones horizontales serán un mayor reto tecnológico.
- Desarrollar y producir aceite de yacimientos estrechos y difíciles.

6.1.2. Primer reto.

Antes de discutir éste reto es importante entender las complicaciones. Primero veamos las operaciones masivas que se llevaran a cabo. Cuando se compara el área del Medio Oriente con la región madura de los Estados Unidos y se planea lo mismo, podemos observar una diferencia abismal, en los requerimientos operacionales futuros en Medio Oriente.

Los campos maduros en Estados Unidos producen alrededor de 6 millones de barriles de aceite por día, de una reserva base de 30.1 MMMB con aproximadamente 580,000 pozos.

Por lo que en Estados Unidos hay un pozo por cada 37,000 barriles de reserva, con un promedio de producción de 11bls por día. Por otro lado, en el Medio

Oriente hay 10,000 pozos produciendo aproximadamente 20 millones de barriles de aceite por día de una reserva base de 600 billones de barriles y donde el promedio de productividad por pozo es de 2000 barriles por día y las reservas por pozo son de 755 MMBB. De acuerdo a la madurez de los campos en Estados Unidos se podría tener la necesidad de 2 millones de pozos, tal y como se muestra en la Figura 6.2.

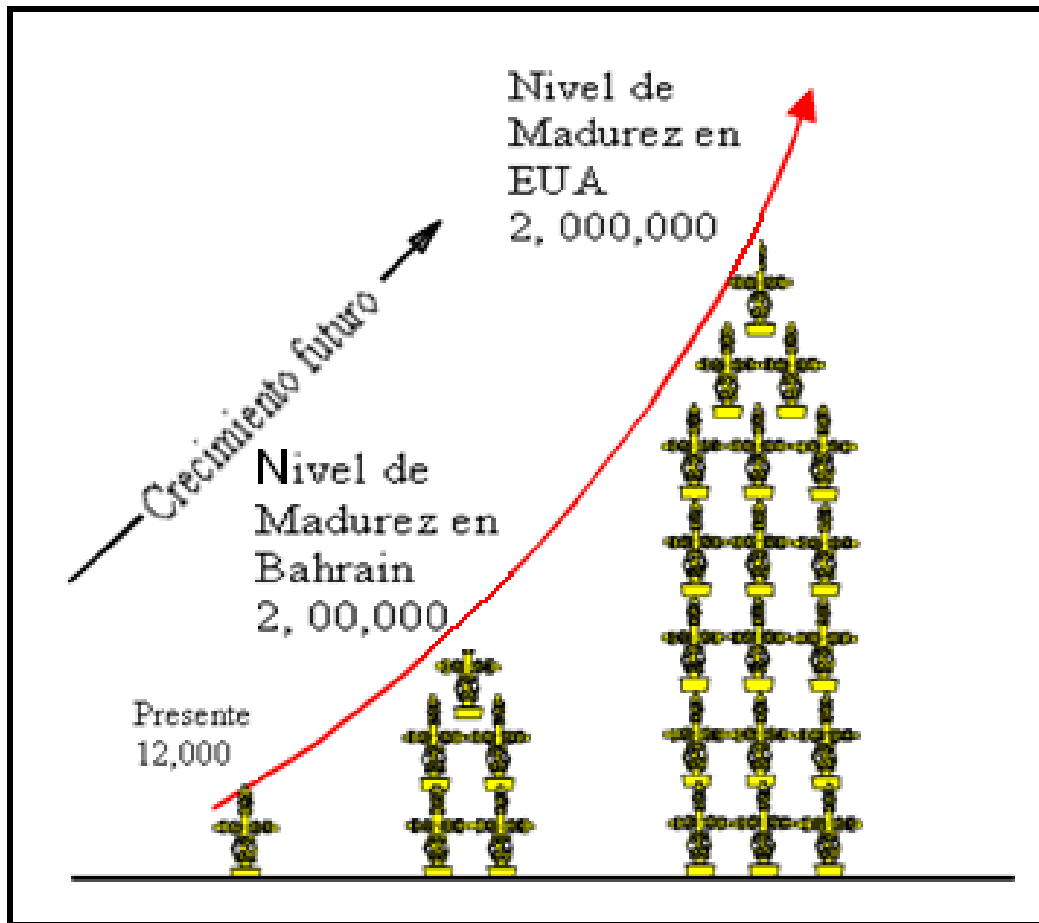


Figura 6.2. Aumento del número de pozos.

En la Figura 6.3, se puede observar una comparación acerca de las necesidades de algunos servicios en el Medio Oriente y en Estados Unidos.







	Actual en Medio Oriente	Actual en EUA	Medio Oriente Futuro
Conteo de Equipos	200 	1200 	5000 
Unidades de Transporte	300 	1100 	5000 

Figura 6.3. Actividades proyectadas en campos de aceite del Medio Oriente.

Pero el mayor reto no es la necesidad de realizar todas éstas operaciones sino la falta de personal requerido para la realización de éstas y por lo tanto no habrá soporte o apoyo en su realización. El crecimiento de la tasa de los servicios de soporte no concuerda con la tasa de crecimiento de los campos maduros. En la Figura 6.4, se puede observar la disparidad en lo que se tiene y lo que se requiere.

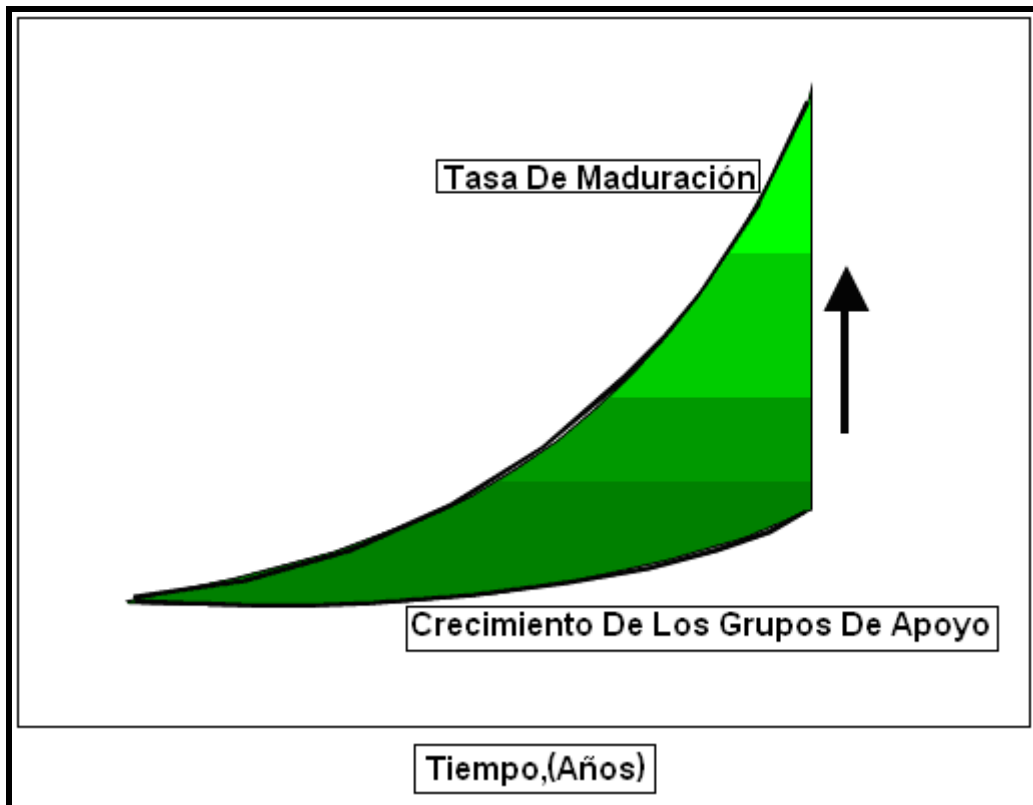


Figura 6.4. Diferencia entre el aumento de operaciones debido a la maduración y el aumento de los grupos de apoyo.

6.1.2.1. Posible solución.

La decisión de abrir el sector petrolero a compañías internacionales, algo similar a lo ocurrido en Venezuela, podría acelerar y proveer ímpetu a la industria y llevará a que el reto no sea tan complicado y ayudaría a disminuir la distancia entre el crecimiento de los campos maduros y el crecimiento de los servicios requeridos.

6.1.3. Segundo reto.

El segundo reto es el impacto del costo del petróleo en la etapa de maduración. Con el mecanismo de empuje debido a un acuífero, inyección de gas o agua, el agua producida estará en constante aumento. Cuando tenemos cortes de agua del 50% tenemos aproximadamente 20 millones de barriles de aceite contaminados con agua. La mayoría de los yacimientos del Medio Oriente tienen una salinidad de 50,000 ppm pero en algunos casos se llega a las

100,000 ppm. Debido a la salinidad de éstos fluidos es que son altamente corrosivos para las tuberías. Aun cuando se lograra una separación total de ésta agua se tendría que regresar a las aguas del Golfo lo cual no se acepta o se inyectaría en otras zonas pero podría causar daños futuros a otras instalaciones y esto sería catastrófico.

Para mejorar lo anterior se requiere un esquema de depósito correcto. Se ha pensado inyectar de nuevo esos fluidos a otros yacimientos.

También las operaciones de perforación, estimulación e inyección de aditivos pueden ser altamente contaminantes si no se controla correctamente el área que se pretende abarcar con dicha operación.

Grandes cantidades de gas asociado pueden ser manejados con mayor facilidad y se pueden construir estaciones de compresión plantas LPG y otras salidas para consumir el gas residual.

6.1.3.1. Posible solución.

Hay algunas alternativas para disminuir éste problema pero sin lugar a dudas lo principal es que los involucrados en la industria actúen con responsabilidad y trabajen para que sea menos contaminante para llegar a un progreso económico mundial.

6.1.4. Tercer Reto.

El reto de administrar yacimientos del Medio Oriente en su etapa madura es muy importante y tiene muchas desventajas para el proceso de recuperación de aceite al tener rocas carbonatadas. En ésta zona se tienen alrededor de 93 campos gigantes cada uno sosteniendo reservas de un millón de barriles y más, tal y como se muestra en la Figura 6.5:

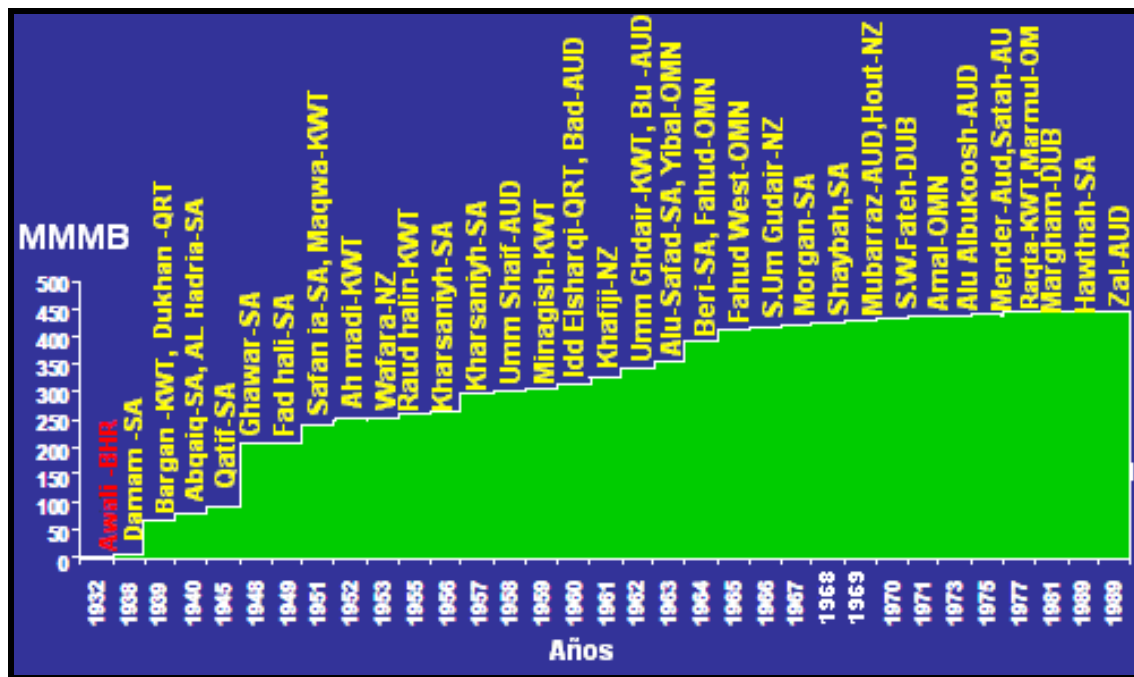


Figura 6.5. Campos del Medio Oriente – Descubrimientos & Reservas.

Las reservas totales de estos campos son de 755 MMB. De los 93 campos, 63 producen con carbonatos por lo que el 63% de las reservas están en éste tipo de yacimientos.

Las rocas carbonatadas son generalmente heterogéneas, falladas y fracturadas. Son de origen marino y son susceptibles a cambios diagenéticos.

En resumen, estas rocas son extremadamente heterogéneas y dominadas por varios sistemas de porosidad y permeabilidad, como intergranular y porosidades vugulares; el flujo de aceite se da por fallas y fracturas comunicadas.

Durante la etapa de recuperación primaria cuando el aceite es el único fluido que se mueve, las heterogeneidades del carbonato actúan a favor de la producción. El aceite encuentra su camino fácilmente a través de la porosidad vugular, fallas y fracturas. Durante la maduración, los fluidos que acompañan al aceite, agua y gas, se mueven más rápido que el aceite y encontrarán su camino de la misma manera que lo hizo el aceite, por los poros, fallas y fracturas tal y como se muestra en la Figura 6.6 y Figura 6.7 con la entrada de agua y la producción de aceite.

Síntomas de Madurez

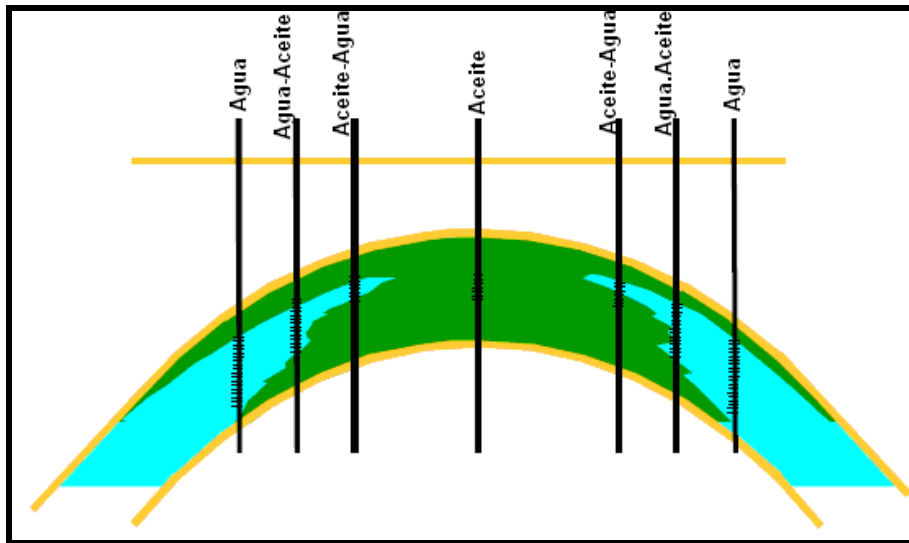


Figura 6.6. Entrada de agua a los pozos (síntoma de madurez en los campos).

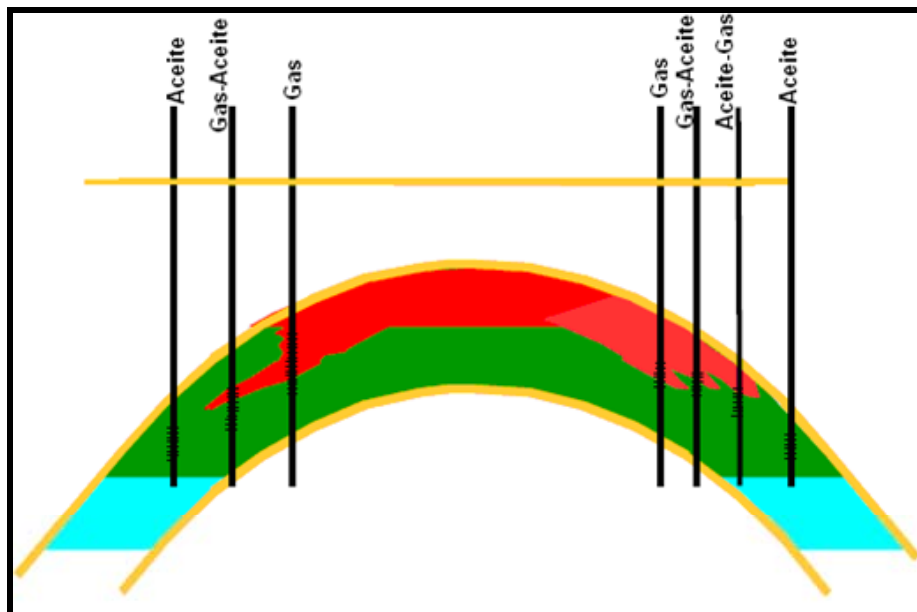


Figura 6.7. Producción de gas (síntoma de madurez en los campos).

Al igual que lo anterior cuando inyectamos agua o gas para recuperar el aceite residual, el gas o el agua inyectada encuentra éstos caminos haciendo mucho más difícil la recuperación de aceite.

Estas rocas tan complejas necesitan una caracterización casi virtual ya que inclusive cuando se utiliza sísmica 3D es difícil caracterizar de buena manera éste tipo de rocas.

6.1.4.1. Posible solución.

La caracterización de rocas carbonatadas no ha recibido la atención que se le debiera dar en proyectos de desarrollo y búsqueda y se ha realizado con trabajos de desarrollo, interpretaciones sísmicas, estimulaciones y modelados de yacimientos de arenas.

Por lo anterior es por lo que se debe de trabajar más en éste tipo de rocas para lograr un mayor conocimiento de su comportamiento.

6.1.5. Cuarto reto.

El desarrollo de yacimientos difíciles y poco prolíferos y que no se han desarrollados durante el periodo inicial del campo es el cuarto reto.

La típica porosidad de estos yacimientos está entre 15 y 25% y la permeabilidad puede ser menor a 1 md y el aceite, comparado con las reservas explotadas primariamente, es mucho mayor. Con ésta gran cantidad de aceite en estos yacimientos difíciles los coloca como un gran reto. Una de las posibles soluciones para estos yacimientos es la difusión de gas que es un proceso lento pero tiene mejores resultados si se realiza en condiciones estáticas más que en condiciones dinámicas. El proceso de difusión comienza en condiciones prácticamente estáticas, lo cual le da oportunidad de que el gas tenga gran contacto con el aceite logrando así una producción 50 veces mayor y en yacimientos difíciles, puede llegar a tener 10 veces más producción.

En la Figura 6.8, se muestra una tecnología llamada “Máximo Contacto en Yacimiento”, MRC por sus siglas en inglés (Maximun Reservoir Contact) que puede ayudar a mejorar la producción de aceite.

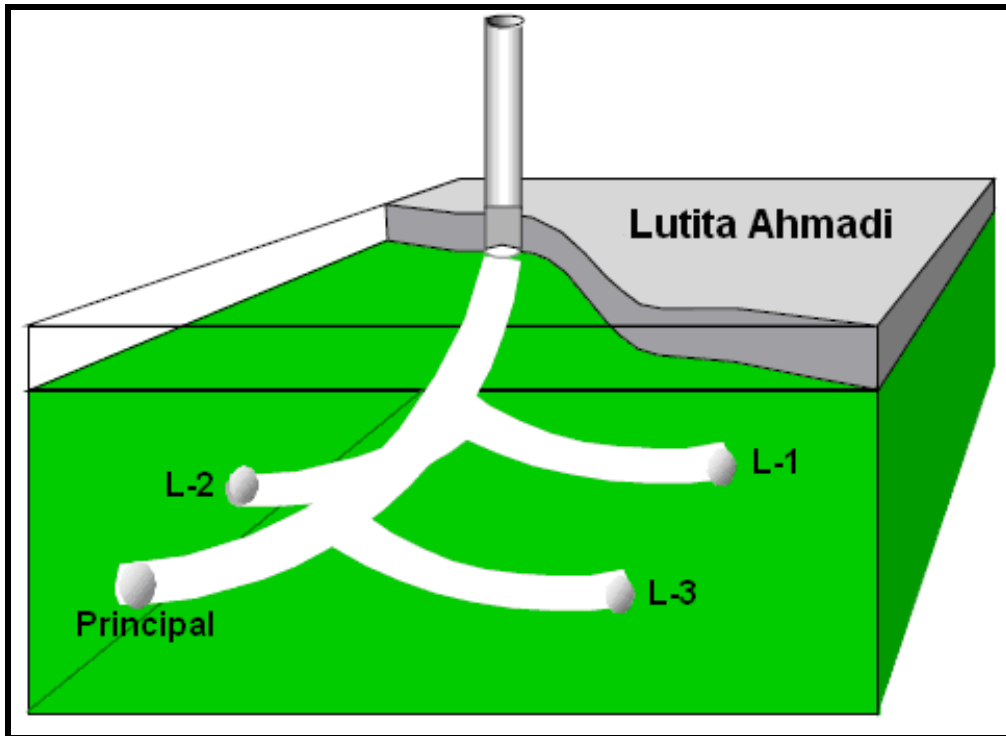


Figura 6.8. Pozo con "Máximo Contacto en Yacimiento".

6.1.6. Conclusiones.

Se deben de seguir y mejorar los retos y sus posibles soluciones que se necesitan en campos de Medio Oriente para lograr que las operaciones requeridas en campos maduros puedan tener personal suficiente que las pueda realizar satisfactoriamente.

Se debe de tener mucho cuidado para desarrollar caminos viables para el tratamiento y uso de fluidos en el yacimiento que se generaran a lo largo de la vida de los campos.

Se deberá desarrollar la caracterización de yacimientos para lograr una buena recuperación secundaria y terciaria en la etapa de maduración.

Se deben iniciar planes de desarrollo para yacimientos difíciles y marginales para poder explotarlos de una manera económicamente correcta.

6.2. Administración integral de yacimientos para extender la vida de un yacimiento maduro.

6.2.1. Introducción.

La producción de aceite en Perú esta basada en el desarrollo de campos maduros con alta complejidad geológica. Para operar dichos campos se necesita una gran creatividad esto es particularmente cierto en los campos localizados en la costa norte donde la productividad es baja.

El proceso de administración integral para el Bloque X comenzó en 1996 dicho bloque esta localizado en el noroeste de Perú en el basamento Talara, el más viejo de Sudamérica con más de 100 años de producción continua y que ha producido alrededor de 430 MMBbbls a lo largo de su historia con una estratigrafía compleja y una baja permeabilidad (0.1 a 15 mD) y que tiene un mecanismo de desplazamiento por casquete de gas.

6.2.2. Características generales.

En la Figura 6.9, se muestra la localización del Bloque X en el basamento Talara al noreste de Perú que cuenta con un área de 470 km².

En la Figura 6.10, se muestra el histórico de producción del campo y los eventos más sobresalientes a lo largo de su desarrollo. Estos aspectos se deben principalmente al conocimiento del campo, tecnología aplicada, filosofía de explotación y aspectos políticos.

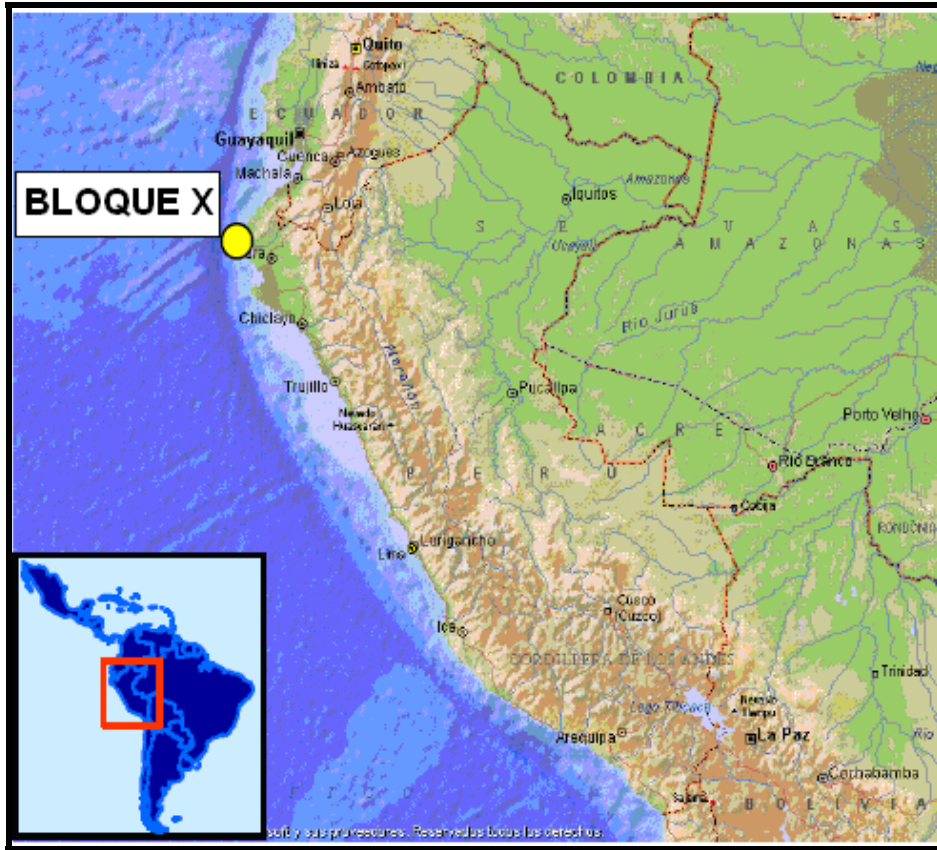


Figura 6.9. Localización del Bloque X en la cuenca de Talara.

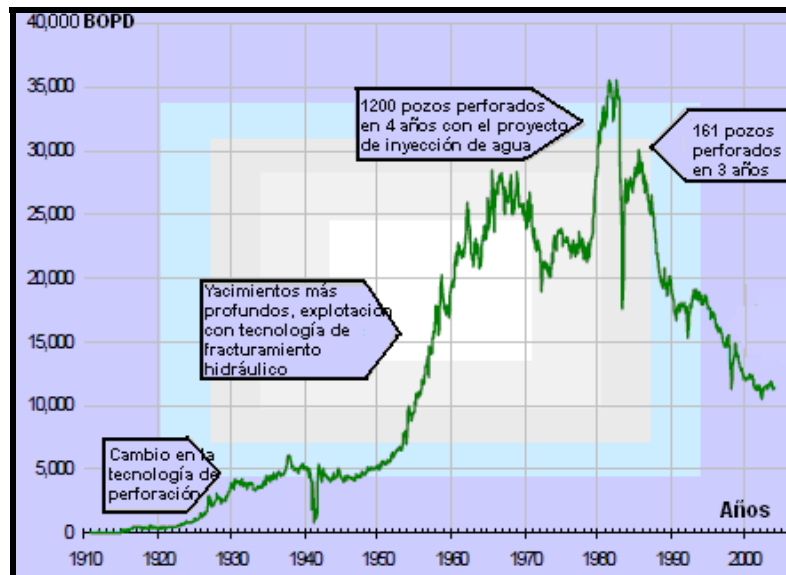


Figura 6.10. Historia de producción.

En términos geológicos el Bloque X está conformado de yacimientos de estructura compleja y con alto tectonismo. En términos estratigráficos existen variaciones laterales de igual espesor y calidad. En la Figura 6.11, se muestra la complejidad estructural del área cercana a la costa del Bloque X.

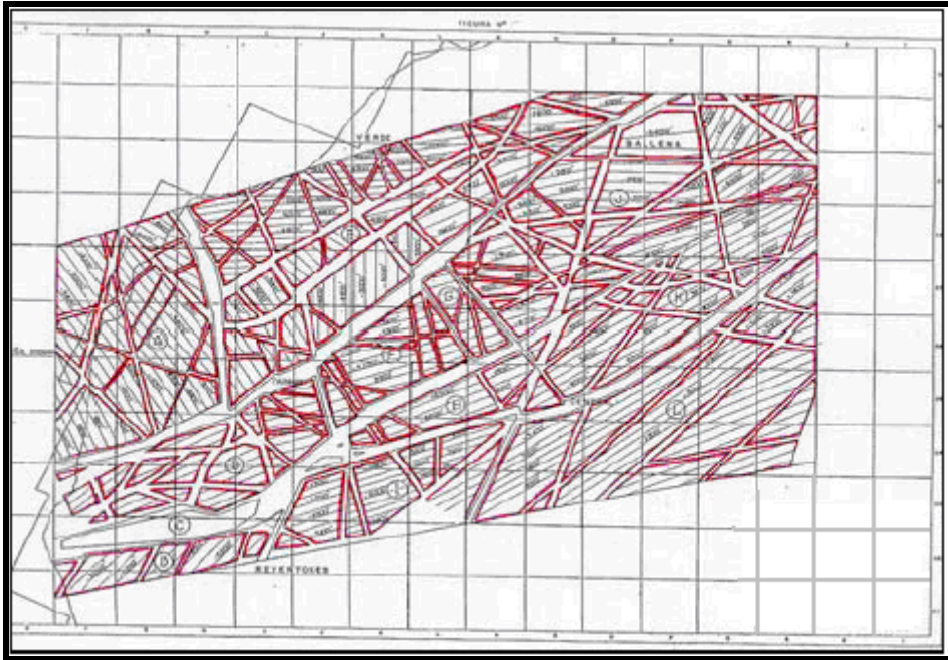


Figura 6.11. Complejidad estructural del área cercana a la costa del Bloque X.

Las formaciones más productivas son de la era terciaria y aparecen a lo largo de la columna estratigráfica a profundidades desde los 400 hasta los 8000 pies. Estos yacimientos tienen baja porosidad y permeabilidad y en ellos prevalece el mecanismo de desplazamiento por casquete de gas con un aceite de 34° API.

En la Figura 6.12, se muestra un corte transversal del Bloque X.

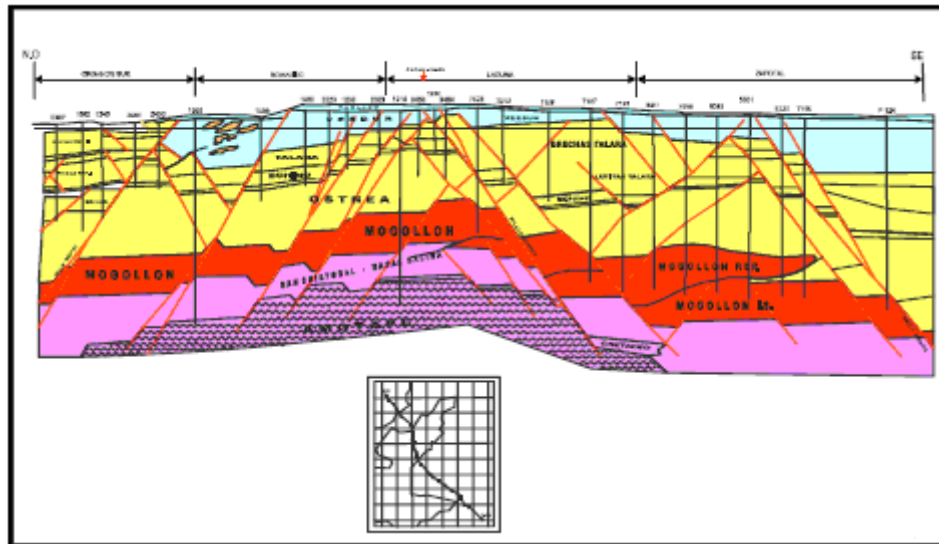


Figura 6.12. Corte transversal del Bloque X.

Debido a la baja permeabilidad de los yacimientos todos los pozos deben de ser hidráulicamente fracturados.

En la Figura 6.13, se muestra la columna estratigráfica y los multi-yacimientos productores.

La producción acumulada a lo largo de 100 años es de 430 MMBbls, de los cuales el 87% ha sido obtenido mediante la recuperación primaria y el 13% viene de proyectos de inyección de agua (1980 a 1996). En el 2000 se implementaron nuevos proyectos de recuperación secundaria.

6.2.3. Retos en el Bloque X.

Los principales retos enfrentados en 1996 fueron:

- Declinación de la producción.
- Altos costos de operación y desarrollo.
- Madurez en los campos principales.
- Complejidad estructural y estratigráfica.
- Yacimientos de baja productividad.

- Poca información a través de núcleos, análisis PVT, y de presiones.

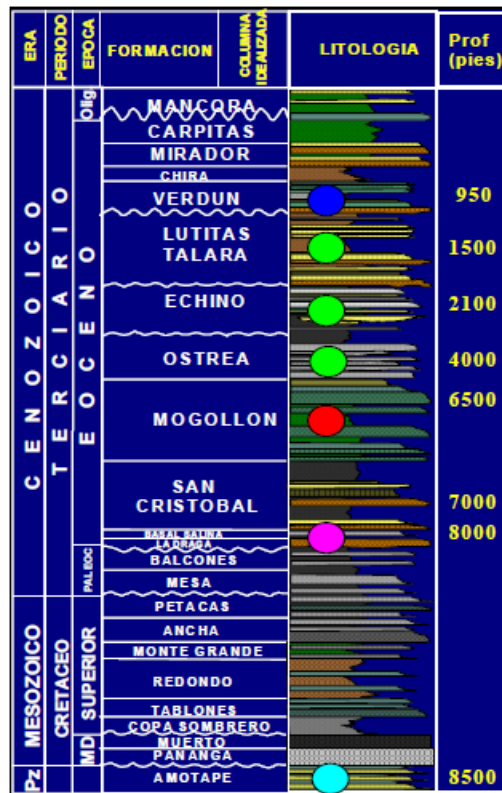


Figura 6.13. Columna estratigráfica y los multi-yacimientos productores.

6.2.4. Ventajas de los campos maduros..

- Una larga historia de producción.
- Registros eléctricos y litológicos.
- Información a lo largo de los trabajos de fracturamiento del 80% de los pozos.
- “Recortes” de la mayoría de los pozos.
- Personal con mucha experiencia en la administración de yacimientos.

6.2.5. Avances a partir de 1996.

El Bloque X fue sujeto a un programa intensivo de adaptación y constantes mejoras. Han ocurrido grandes cambios en todos los elementos claves de su sistema. A continuación se hablaremos de seis elementos claves:

- Conocimiento. Un mejor conocimiento y descripción del yacimiento gracias al trabajo de los geólogos petrofísicos e ingenieros que han redefinido las reservas y han conocido el valor económico real de algunas áreas.
- Costos y tecnologías. La optimización de los costos y trabajos de perforación a lo largo de una adaptación tecnológica razonable.
- Operaciones de producción. La optimización de operaciones de producción y el uso de sistemas de producción acordes a los conocimientos adquiridos para reducir los costos de operación.
- Personal. Un programa real de administración de personal que fortalezca el trabajo en equipo con sectores interdisciplinarios y constante distribución de la información y conocimiento a través de la experiencia adquirida.
- Sustentabilidad. Un comité firme para preservar el ambiente promueve la seguridad y protección del personal y un sentido de responsabilidad más fuerte hacia la sociedad.
- Ambiente de administración. Las capacidades para entender, tomar ventaja y manejar factores tales como: la demanda del mercado y los precios del petróleo además de los impuestos.

6.2.6. Resultados obtenidos.

Durante más de ocho años de operaciones de campo se ha invertido una cantidad considerable en diferentes proyectos. Los proyectos asociados directamente al desarrollo de reservas fueron

- Reactivación de pozos abandonados.
- Perforación de pozos.
- Inyección de agua.
- Reingeniería en los pozos.

En la Figura 6.14, se muestra como se disminuyó la declinación natural del campo del 12.3% anual entre 1997 y 2000 a 1.7% anual hasta mediados del 2004.

Después de este periodo, la producción se ha incrementado significativamente.

En la Figura 6.15, se muestra el incremento de las reservas probadas en la costa norte de Perú debido a los proyectos llevados a cabo en el Bloque X.

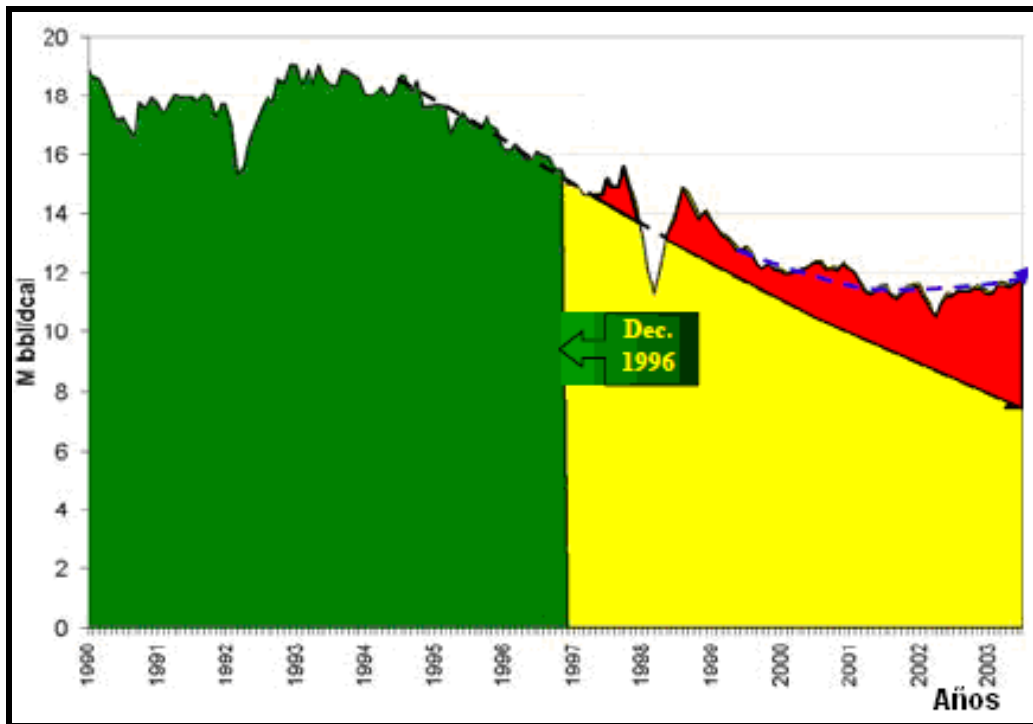


Figura 6.14. Declinación natural del campo.

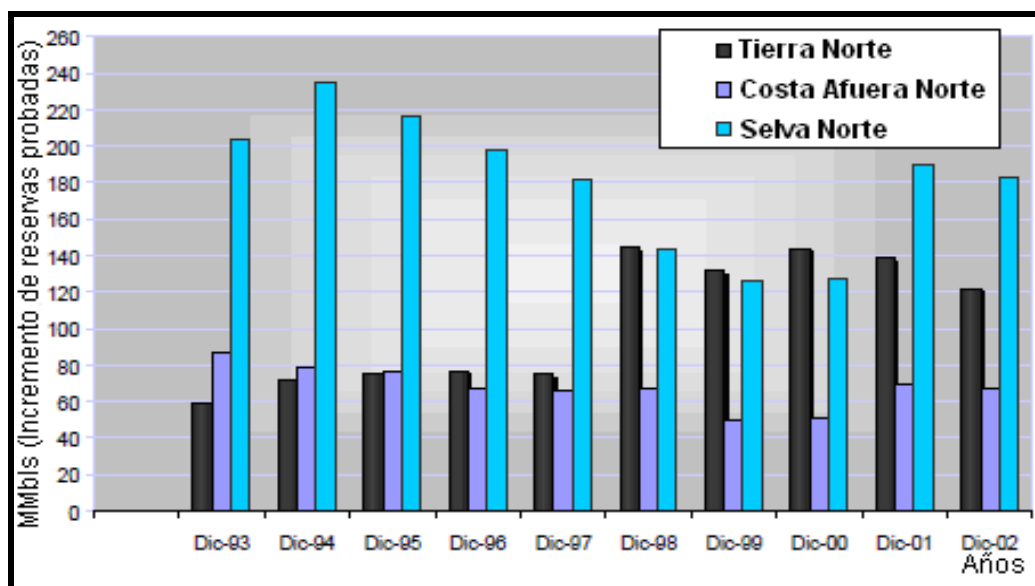


Figura 6.15. Incremento de las reservas probadas en la costa norte de Perú.

6.2.7. Implementación de proyectos.

6.2.7.1. Reactivación de pozos.

En 1996 había alrededor de 800 pozos abandonados temporalmente. Se decidió comenzar a reactivar algunos pozos basándose en un análisis detallado del historial de producción, las condiciones mecánicas, el nivel de presión del yacimiento mediante mediciones del gradiente estático de presión y la inversión requerida para dicha reactivación.

Entre 1998 y 2004 se reactivaron alrededor de 330 pozos incrementando la producción en 900 bpd.

6.2.7.2. Trabajos de reparación.

Tales como los desarenadores, perforación y fracturamiento, trabajos de reestimulación mediante la acidificación y el refracturamiento fueron esenciales para rejuvenecer el Bloque X. Desde 1997 se han realizado 550 trabajos de reparación que representan el 28% de la producción total del campo, en la Figura 6.16, se muestra la producción obtenida debido a los trabajos de reparación.

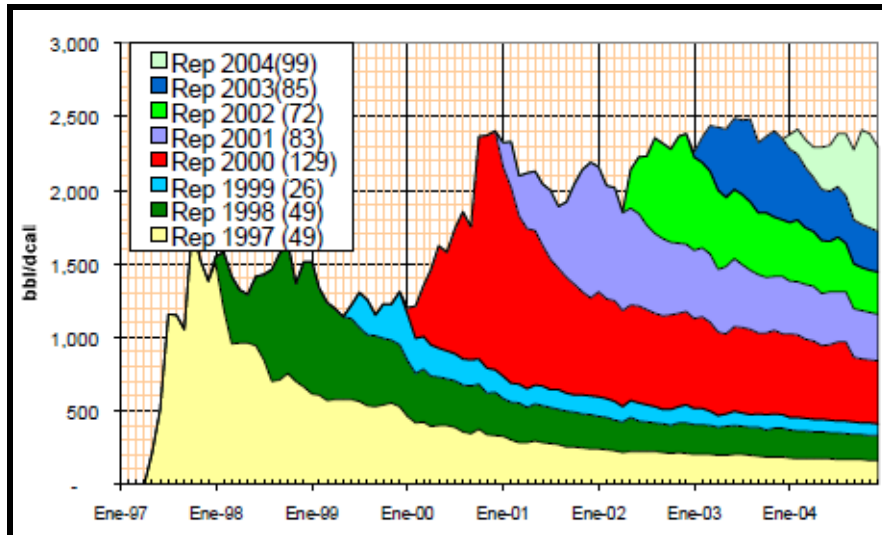


Figura 6.16. Producción debida a trabajos de reparación.

6.2.7.3. Pozos nuevos.

Los proyectos de perforación de pozos se llevaron a cabo en tres etapas. La primera tuvo lugar en 1998 en la cual se desarrollaron las formaciones someras. Entre el 2000 y el 2001 se implementó una campaña para desarrollar la formación Mogollón y áreas que no se habían explotado a profundidades mayores de 7000 pies, pero, no fue exitoso.

Desde 2003 los proyectos de perforación se han implementado para desarrollar yacimientos a profundidades menores a los 4500 pies, en áreas cercanas a los planos de fallas. A la fecha se han perforado 35 pozos similares con muy buenos resultados. El éxito de esta campaña se debe gracias a la optimización de los costos de perforación y a la tasa de penetración.

En la Figura 6.17, se muestra el incremento de producción debido a los pozos nuevos.

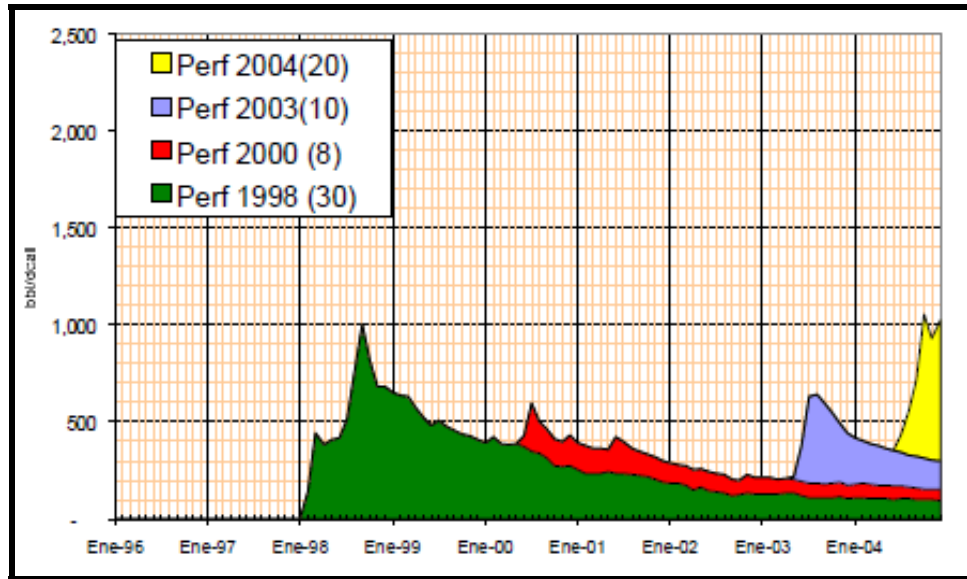


Figura 6.17. Incremento de producción debido a los pozos nuevos.

6.2.7.4. Proyectos de inyección de agua.

En los ochentas se llevo acabo un proyecto de inyección de agua en los yacimientos intermedios del bloque, con muy poco éxito. Se reviso este proyecto y se encontró que seria bueno reiniciar la inyección de agua en algunas áreas previas.

A la fecha hay tres proyectos de inyección en pie; uno de ellos sigue en el área previamente descrita y los otros dos abarcan yacimientos someros.

En la Figura 6.18, se muestra la historia de producción debido a los proyectos de inyección de agua.

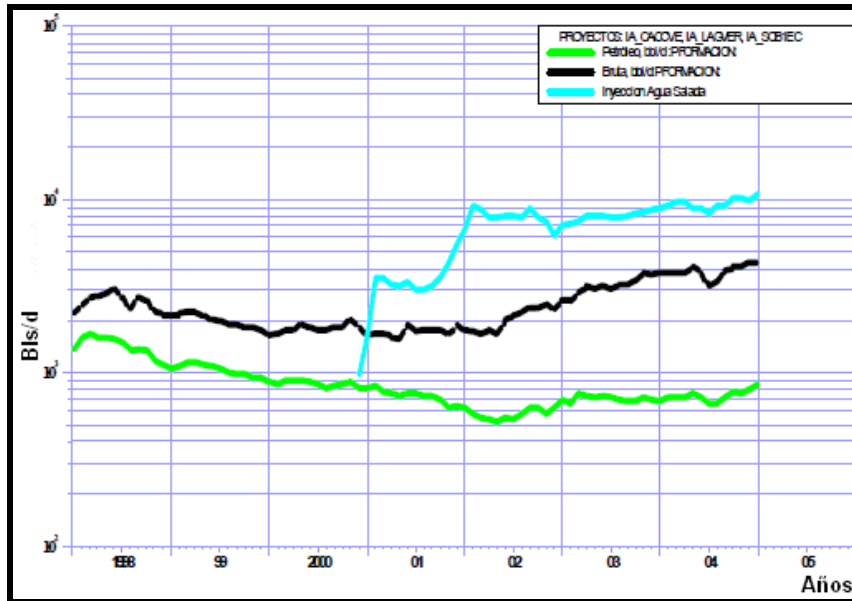


Figura 6.18. Historia de producción debido a los proyectos de inyección de agua.

6.2.8. Conclusiones.

Un campo con la complejidad del Bloque X ofrece muchas oportunidades para maximizar la recuperación económica de hidrocarburos. Para esto es necesario integrar las acciones de todos los involucrados: compañías operadoras, compañías de servicios, el gobierno y la sociedad.

La participación de compañías de servicio es fundamental debido a la tecnología que poseen para realizar los proyectos. La optimización de los costos de desarrollo de reservas depende de los arreglos hechos con las compañías de servicios.

La participación del gobierno, sus reglas e impuestos deben ser revisados por los ingenieros petroleros continuamente y adaptados al grado de la explotación de los campos y al riesgo asociado a las inversiones en la industria petrolera. Es necesario llevar a cabo búsqueda y desarrollo de programas, en conjunto con las universidades y las entidades, que promuevan el estudio y la definición de métodos económicos para mejorar la explotación en campos maduros y marginales.

6.3. Estudio Integral de yacimientos maduros.

6.3.1. Introducción.

El campo Handil, descubierto en 1974, es un campo maduro gigante localizado en el Este de Indonesia.

El campo está compuesto de 555 yacimientos comunicados estructuralmente. Dichos yacimientos están atrapados en el anticlinal Handil que está dividida en dos partes, Norte y Sur, debido a una falla impermeable. En la Figura 6.19, se muestra una sección transversal del campo Handil.

Tres características que distinguen al campo:

1. En la zona somera, hasta 1500 mbnm, hay una permeabilidad desde 200 hasta 2000 mD con acuíferos asociados que mantienen la presión inicial del yacimiento. Por otro lado, las sales están poco consolidadas por lo que se requiere una técnica especial de control de producción de sal.
2. La zona principal, entre 1500 y 2000 mbnm, tiene un permeabilidad entre 10 y 500 mD. Casi todos los yacimientos tenían casquete de gas inicial que se ha preservado para mantener la presión del yacimiento debido a que los acuíferos asociados no son tan fuertes como en la zona somera.
3. La zona profunda, después de los 2200 mbnm, contiene en su mayoría gas y la permeabilidad disminuye conforme va aumentando la profundidad.

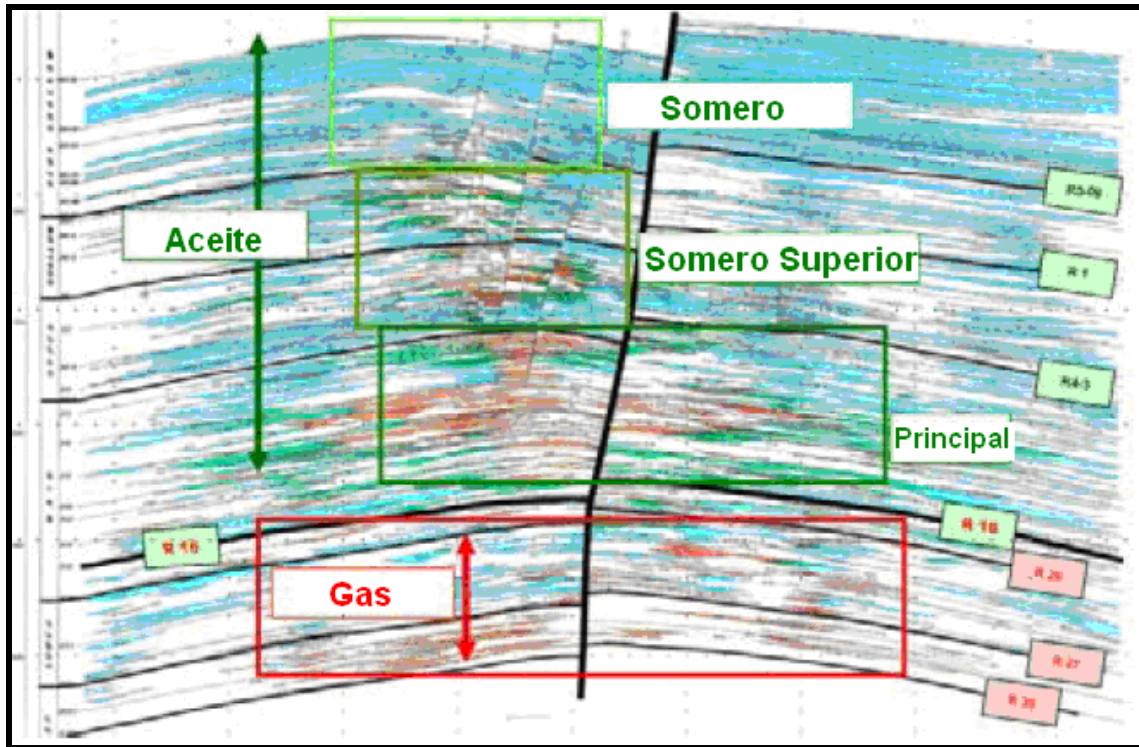


Figura 6.19. Sección transversal del campo Handil.

En la Figura 6.20, se observa el historial de producción del campo Handil.

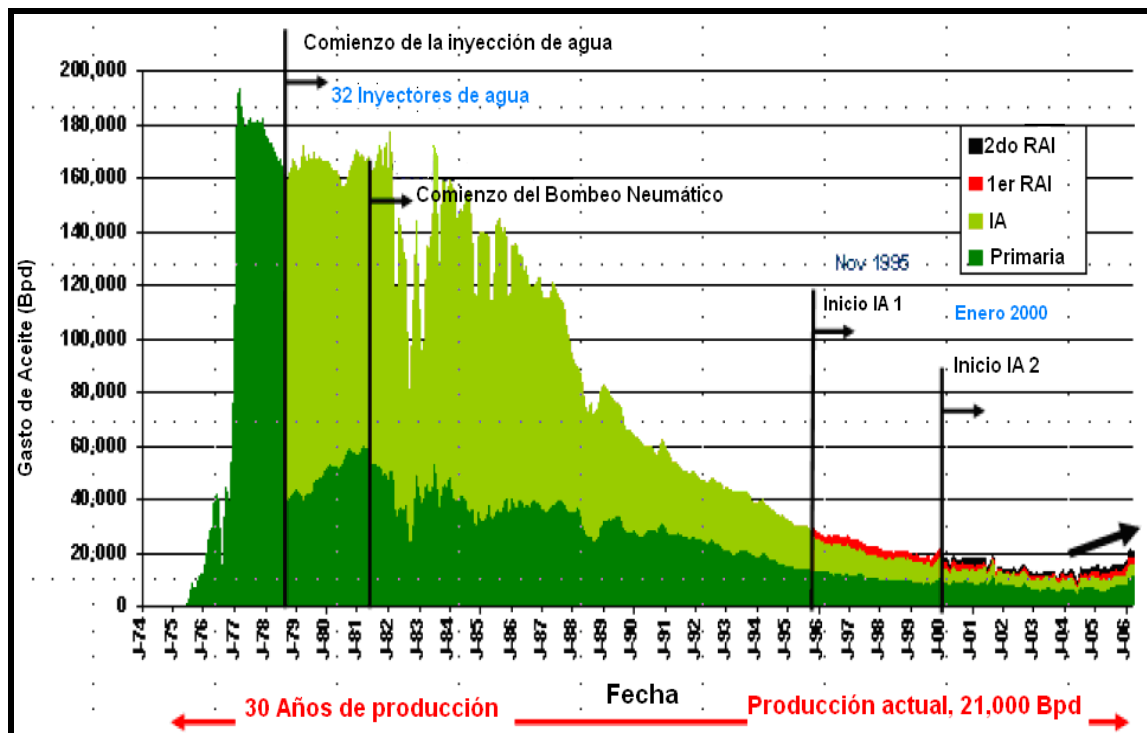


Figura 6.20. Historial de producción del campo Handil.

La producción comenzó un año después de su descubrimiento (1974) bajo terminación natural. Se alcanzó el pico de producción en 1977 con una producción alrededor de los 200,000 BOPD.

Se inicia en 1978 la inyección de agua para la mantención de la presión y la producción de 160,000 BOPD hasta 1985 excepto por un año donde hubo una caída en la producción.

Para optimizar el sistema de producción se implementó el bombeo neumático en 1979 y posteriormente en 1991 se utilizó un compresor.

Desde que el campo comenzó a tener entrada de agua y la presión del yacimiento comenzó a terminarse, se han venido perforando pozos de inyección para mantener la producción. Hoy en día se han perforado más de 350 pozos en el campo con un espaciamiento promedio de 300 m.

A pesar de lo anterior el declive era inevitable hasta que en 2005 se inició un proyecto de inyección de gas seco como método de recuperación terciaria. El proyecto levantó la producción y alteró la tasa de declinación del campo Handil y de otros a los cuales se les aplicó el mismo sistema.

En la Figura 6.21, se muestra el perfil de producción después de la inyección de gas en el campo Handil.

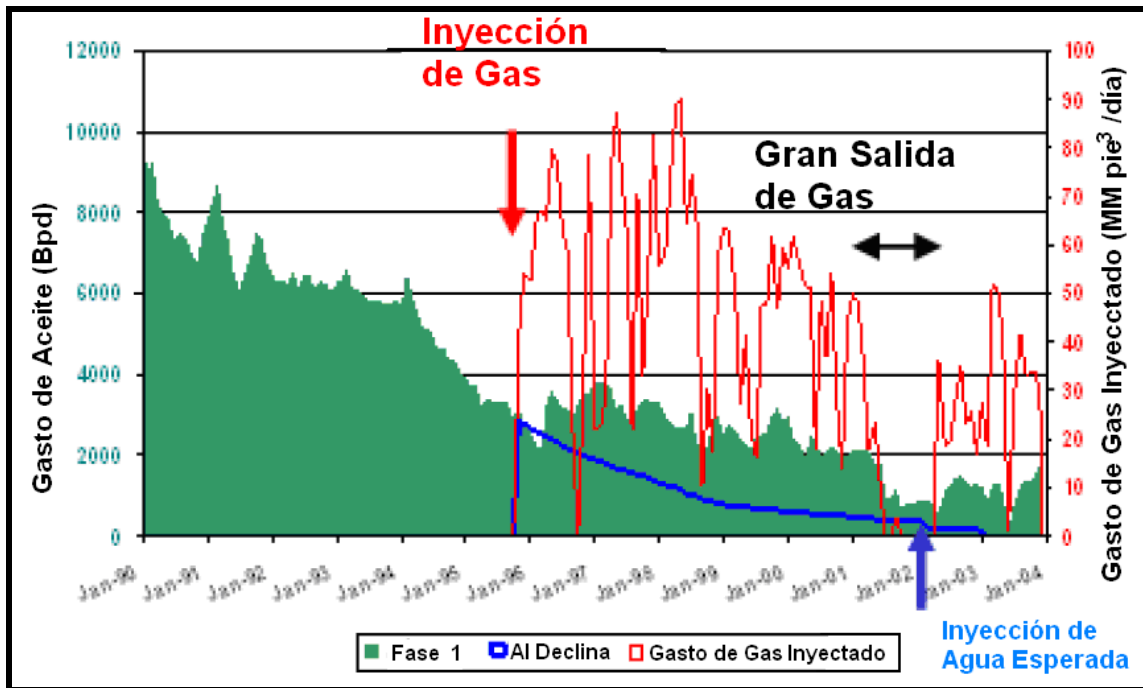


Figura 6.21. Perfil de producción después de la inyección de gas en el campo Handil.

Se crearon modelos de simulación para yacimientos de aceite negro y se utilizaron en varios casos que tenían alto potencial y de igual manera en yacimientos donde se planearon perforaciones horizontales.

Dichos modelos ayudaron a determinar el área de aceite remanente y definir la estrategia de producción óptima además de pronosticar la producción.

En la Figura 6.22, se observa dicho modelado del yacimiento.

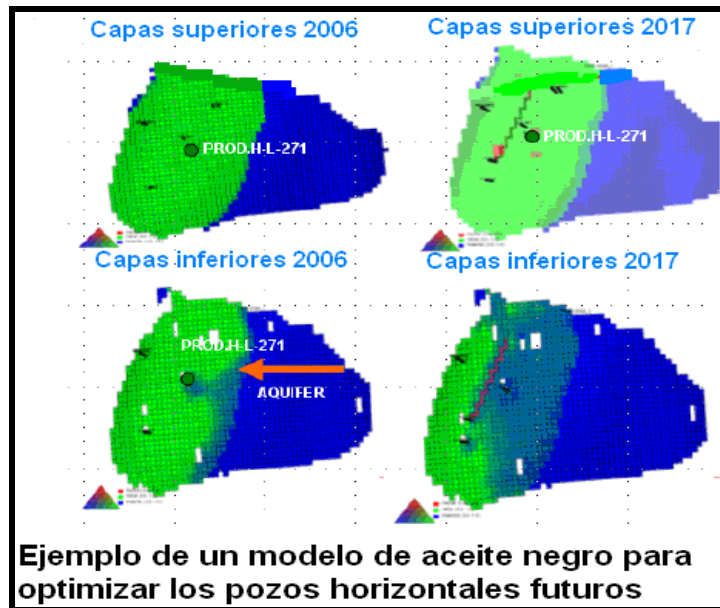


Figura 6.22. Modelado de yacimiento.

El método más económico para recuperar el aceite en el campo Handil fue lo que se llamó “alteración ligera”, LWO por sus siglas en inglés (Light Work Over), lo que significa hacer una intervención al pozo sin mover la terminación del mismo o en otras palabras es aislar los yacimientos con producción de agua y perforar en yacimientos prospectivos. De cualquier modo el LWO no es aplicable en algunos casos como son tuberías con escurrimientos, roturas, pescados o condiciones no aceptables en el pozo.

El LWO tampoco se recomienda para pozos altamente productores ya que puede arriesgar la producción actual debido a que los casos prospectivos pudieran producir agua. Este método se aplicó en 26 casos donde fue exitoso para 19 casos.

En general, hay tres casos de pozos que se prefieren y que afectarán el diseño y la arquitectura del pozo:

1. En zonas someras donde se tenía menos desarrollo y había aceite viscoso se propusieron pozos horizontales con filtros para prevenir la excesiva producción de sal. Se utilizó bombeo neumático con opción de utilizar sistemas de bombeo electro sumergible.

2. En zonas someras donde ya existía desarrollo se propusieron pozos multidireccionales. Dichos pozos fueron desarrollados con Bombeo electrosumergible para anticipar a la entrada de agua y se utilizaron filtros para prevenir la producción de arenas debido a la baja consolidación en la zona.
3. En la zona principal donde los yacimientos son maduros, los pozos multidireccionales son la mejor solución. No se necesita terminarlos con controladores de arenas debido a que éstas están bien consolidadas.

6.3.2. Recuperación Mejorada.

La inyección de gas seco en un yacimiento de aceite es un proceso de desplazamiento inmiscible, en un principio, cuando el yacimiento recibe también inyección de agua se habla de un proceso de doble desplazamiento (DDP), también llamado inyección de aceite terciario asistido por segregación gravedad. El aceite remanente en el yacimiento se localiza en: trampas localizadas bajo la flecha de producción más alta, a medida que el aceite de abajo se mueve y el aceite residual se atrapa después de la inyección de agua. En la Figura 6.23, se muestra el mecanismo de segregación gravitacional.

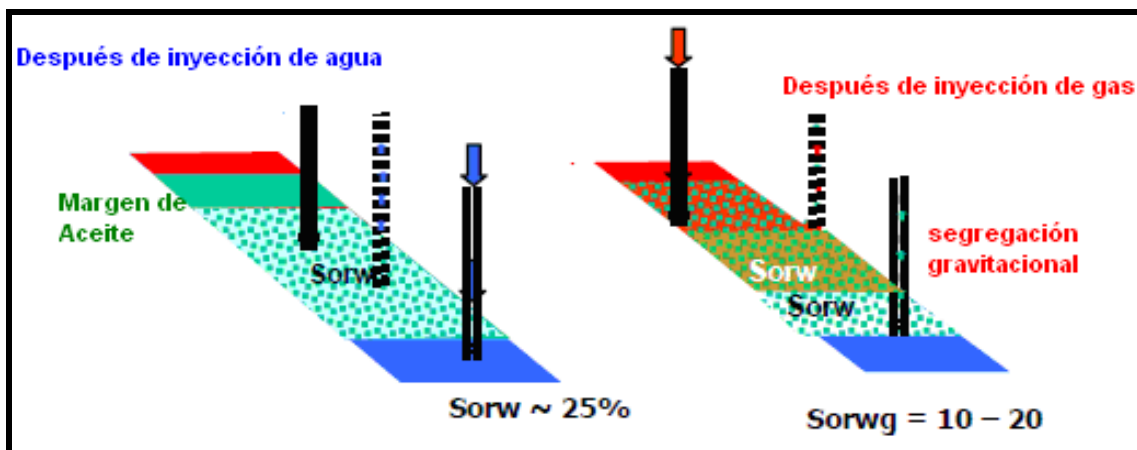


Figura 6.23. Mecanismos de segregación gravitacional.

6.3.3. Optimización de la recuperación mejorada.

En 2003, se realizó un estudio integral que consistió en una revisión completa de correlaciones geológicas basadas en reconocimientos de facies en los

registros y utilizando geometrías de cuerpos arenosos, Geomodelos 3D, caracterización dinámica, modelado de yacimientos e inyección de trazadores químicos para la optimización de la recuperación mejorada.

El estudio confirmó la eficiencia del mecanismo de inyección de gas donde se encontró que había muy poca saturación de aceite residual en el área donde se inyectó el gas. El estudio también es capaz de predecir la localización del aceite residual. La inyección de trazadores ayudó a definir el patrón de la inyección de gas y esta información se ha venido utilizando para calibrar el modelado del yacimiento.

6.3.4. Conclusiones.

Un estudio integral basado en geociencias y conocimientos de yacimientos puede ayudar a redefinir el potencial remanente en un campo maduro. De cualquier manera cuando se tiene conocimiento de todos los yacimientos, pozos y registros de historial de producción simplemente se puede utilizar un balance de materia o una caracterización dinámica para identificar el potencial y optimizar la producción.

En el campo Handil el estudio fue basado en tres operaciones, alteración ligera, pozos inyectoros y recuperación mejorada que son los elementos claves para incrementar la producción de 12500 bpd (2003) a 23000 bpd actualmente.

6.4. Desarrollo de instalaciones superficiales para campos maduros.

6.4.1. Introducción.

En muchos casos el desarrollo y operación de campos maduros requiere el manejo de grandes volúmenes de producción y bajo algunas condiciones se requieren grandes inversiones en instalaciones que provocan que la optimización y las operaciones aumenten sus costos.

Se han enfocado en tres aspectos básicos para obtener un incremento en la producción.

-Aumentar el factor de recuperación y la recuperación de aceite al igual que en el avance de dicha producción cuando es posible así como se muestra en la Figura 6.24.

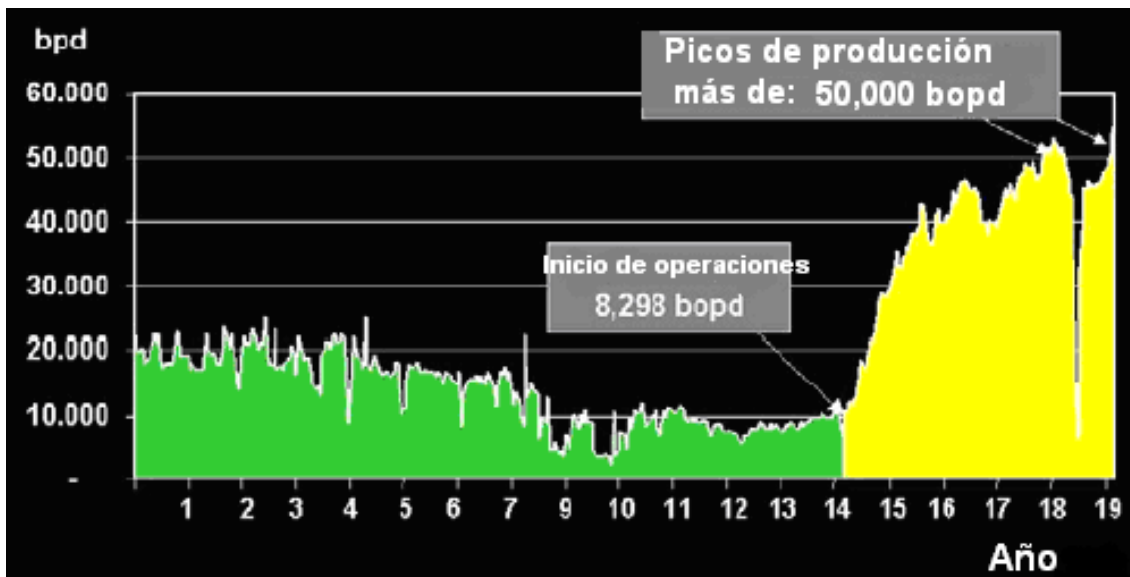


Figura 6.24. Ajuste – Creciente de la producción de aceite.

-Optimización de los gastos de capital (CAPEX), por sus siglas en inglés, en nuevos equipos e instalaciones, considerando la posibilidad de quedarse con el equipo existente y la duración de los contratos de operación.

-Reducción de los costos de operación (OPEX), por sus siglas en inglés, durante el ciclo de vida de cada instalación propuesta.

6.4.2. Criterio de diseño de instalaciones.

Hay factores claves en el diseño de instalaciones en campos maduros que son:

-Manejo de altos gastos de producción con relaciones agua- aceite altas (WOR de 50 a 90 o mayores).

-Aplicación de aprovechamiento multidisciplinario (yacimientos, construcción de pozos, ingeniería de producción e instalaciones superficiales) de la fase de

certeza de cada desarrollo. De éste modo, es posible alcanzar los objetivos de producción mientras se optimiza el CAPEX, haciendo las más propuestas posibles de instalaciones superficiales.

-Valoración permanente del impacto del diseño de instalaciones en los gastos de operación para cada campo.

6.4.3. Fase de identificación de Oportunidades.

Durante la fase de identificación de oportunidades, se realizan las evaluaciones CAPEX y OPEX para cada escenario para poder identificar la mejor opción para el desarrollo de campos, siempre enfocándonos en la línea inferior. En algunas ocasiones el valor más alto de yacimientos o la relación de aceite o el pico de producción pueden no ser la mejor opción económicamente hablando cuando se toma en cuenta el ciclo de vida del yacimiento. Por lo anterior podemos tener algunas variantes entre los diferentes factores como son: las reservas, relación de aceite, la densidad del mismo y el tamaño de las instalaciones que impactaran a los gastos capitales y los costos operacionales. Estos factores muestran la importancia de seleccionar correctamente las dimensiones durante el tiempo operativo restante del contrato para cada campo.

6.4.4. Consideraciones para el diseño de instalaciones.

La estrategia de ejecución está basada en varios aspectos:

-Considerando el equipo existente: Maximizando los términos de producción utilizando lo más posible las instalaciones existentes.

-Aumentando la capacidad del equipo ya existente.

-Calidad, tanto en tiempo como en forma para el nuevo equipo e instalaciones que se deben cambiar.

-Expansión del diseño, el diseño de instalaciones y equipo a utilizar debe de incluir una posible expansión modular.

-Nuevas tecnologías, adoptando otras tecnologías aplicadas y que han funcionado.

-Leyes regionales y nacionales, en ambos casos es necesario revisar los diseños hechos con anterioridad.

-Impacto ambiental, respetando las normas y leyes existentes.

6.4.5. Factores comunes en el desarrollo de estrategia para campos con alta producción de agua:

-Deshidratación parcial de aceite en instalaciones.

-Centralizar el tratamiento del aceite.

-Centralizar el tratamiento de agua y su inyección.

6.4.6. Esta estrategia de desarrollo nos permite:

-Reducir los requerimientos de energía para el movimiento de fluidos en el campo.

-Tomar ventaja en la escala económica con las dimensiones del equipo y las líneas.

-Hacer sistemas más rentable reduciendo las necesidades de mantenimiento y operacionales.

6.4.7. Ejemplos de campos.

En el primer caso es un campo que tiene una inyección de agua masiva para la recuperación secundaria.

Durante los últimos 15 años la inyección de agua aumento considerablemente de 68 000 bpd a 597 000 bpd. Se cuenta con una planta de tratamiento de aceite centralizada y plantas de inyección, la primera está localizada cerca de la de tratamiento de aceite y la otra localizada al norte del campo.

La decisión de utilizar un separador de tres fases o tanque de lavado se tomó de acuerdo a un análisis económico para tomar ventaja de las instalaciones existentes. De igual manera se debe de tomar en cuenta el tamaño del equipo para su transporte.

El desarrollo del campo fue diseñado para tener una producción parcial de deshidratación en las estaciones de flujo existentes en la nueva estación de satélite localizada cerca de la segunda planta de agua para poder separar el agua libre de la corriente.

Así con el separador más importante, con capacidad de 69 000 bls, que fue diseñado para 90 000 de aceite para repartir a las especificaciones de 5% de agua.

Las plantas de tratamiento de agua se diseñaron para la utilización de equipo de alta capacidad de 77 000 bpd cada uno y que se instalaron entre 1996 y 1998. Las bombas de inyección seleccionadas son centrífugas y multi etapas, repartiendo 30 000 bpd a 1700 psig con manejo eléctrico.

En el segundo caso muestra la experiencia de manejar alta producción en bruto con cortes de agua.

En éste caso el reto no fue sólo la producción en bruto y el gasto de agua sino el crudo pesado y extra pesado de 20 a 12 °API.

Al principio del contrato, la producción de aceite del campo era de 8 000 bpd después de varias décadas de operación, siendo el promedio de producción bruta de 10 000 bpd. En éste caso, la producción de aceite aumentó a un nivel de 50 000 lo que significa una producción de agua de 45 000 bpd.

El desarrollo del campo se diseñó para permitir una separación parcial de agua producida en una nueva instalación y dos existentes para una estación de flujo renovada. En éstas estaciones de separación se han instalados tratadores de calor para manejar el crudo extra pesado. Se renovaron las estaciones existentes incluyendo el separador de tres fases.

Una ventaja extra es el área pequeña que ocupa el equipo para el proceso de tratamiento aumentando la temperatura del aceite de 90 a 140 °F.

En las instalaciones centrales de producción el proceso de tratamiento del aceite se lleva a cabo por cuatro tanques de 20 000 bpd .La capacidad de la planta diseñada es para 60,000 bpd de aceite de 16 °API tratado con 5% de agua para sus especificaciones de exportación.

El tercer caso muestra la experiencia de los dos campos anteriores junto con nuevas tecnologías que se utilizan para el desarrollo de un campo maduro que ha estado en producción desde el siglo 20 teniendo como expectativa una muy baja productividad por pozo.

El campo está produciendo 14 000 bpd de aceite de 35 °API y con el proyecto de desarrollo se espera que la producción suba hasta 28 000 bpd.

La inyección de agua para recuperación secundaria de 200 000 bpd es parte importante del proyecto y otros métodos de recuperación mejorada como la inyección de gas y nitrógeno dependiendo de las evaluaciones hechas.

Las condiciones generales de éste proyecto nos obliga a ir más profundo con los conceptos aplicados en los proyectos anteriores para permitir que éste proyecto se haga realidad.

6.4.8. Conclusiones.

La ventaja de obtener conocimiento durante el desarrollo y operación de campos maduros y la adaptación de sus aplicaciones en desarrollos futuros considerando sus características específicas y términos contractuales, ha permitido desarrollar:

- Alta sensibilidad y capacidad al hacer ajustes finos para encontrar oportunidades en campos con aparente poca oportunidad de desarrollo debido a su madurez.
- Mejoras en los campos existentes con tal de reducir los gastos operacionales.
- Ajustes para estrategias específicas.

6.5. Tecnologías utilizadas en un yacimiento maduro.

6.5.1. Introducción.

La industria petrolera enfrentará nuevos retos para reemplazar reservas de hidrocarburos. En cuanto a la exploración y descubrimiento de campos, las compañías se han dado cuenta que cada vez los descubrimientos son menores mientras que los trabajos de recuperación van siendo cada vez más difíciles. Un ejemplo es el caso de aguas profundas y ultra profundas, donde las condiciones climáticas son muy complicadas, pero donde también el riesgo es muy alto.

En la actualidad el 65% de la producción global de aceite crudo proviene de campos que tienen una historia de producción de más de 30 años y están en su etapa madura.

En la Figura 6.25, se muestra el rol que jugarán los campos productores existentes en la producción de aceite global en los siguientes 25 años y el impacto de los métodos de recuperación mejorada utilizados.

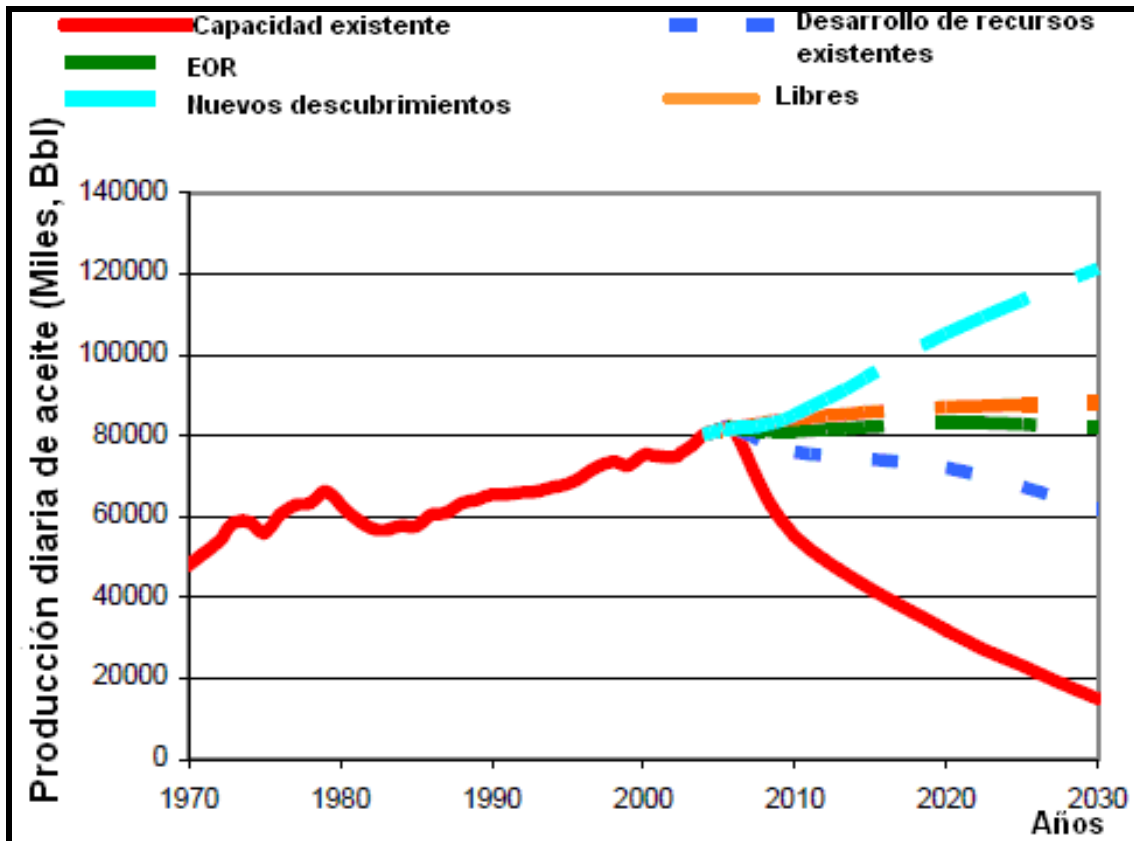


Figura 6.25. Rol que jugarán los campos productores e impacto de los métodos de recuperación mejorada utilizados.

El volumen de gas y aceite producido a la fecha por en el basamento Panoniano es de 92 toneladas y 202 billones de m³ respectivamente y el factor de recuperación para la reserva total es de R_{Fo} = 42% y R_{Fg}= 69%.

6.5.2. Factores que afectan la implementación de procedimientos de recuperación mejorada.

Lo principal que afecta la eficiencia y la implementación de Métodos de Recuperación Mejorada son los factores técnico/tecnológicos, económicos y la obtención de recursos necesarios.

Desde el punto de vista de la explotación, una pregunta fundamental es cuanto voy a aumentar la recuperación y cuanto tiempo deberá transcurrir para que las nuevas reservas necesiten la aplicación de tecnología (inyección de agua, sistemas químicos, procedimientos térmicos, métodos biológicos, etc.).

En la Figura 6.26, se muestra la mejora esperada en la recuperación debido a diferentes métodos de recuperación mejorada.

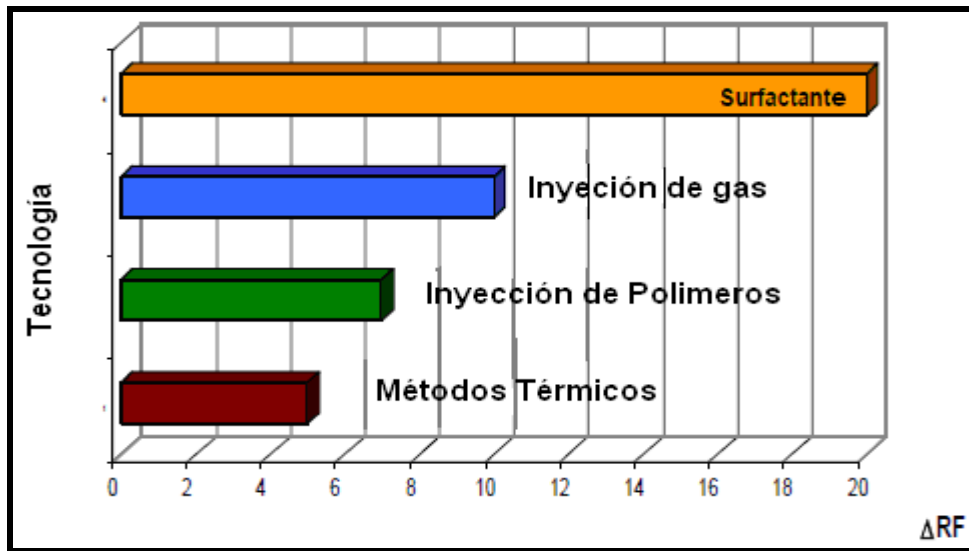


Figura 6.26. Mejora esperada en la recuperación debido a diferentes métodos de recuperación mejorada.

Por otra parte también podemos observar en la Figura 6.27, el costo adicional que tendrán dichas tecnologías.

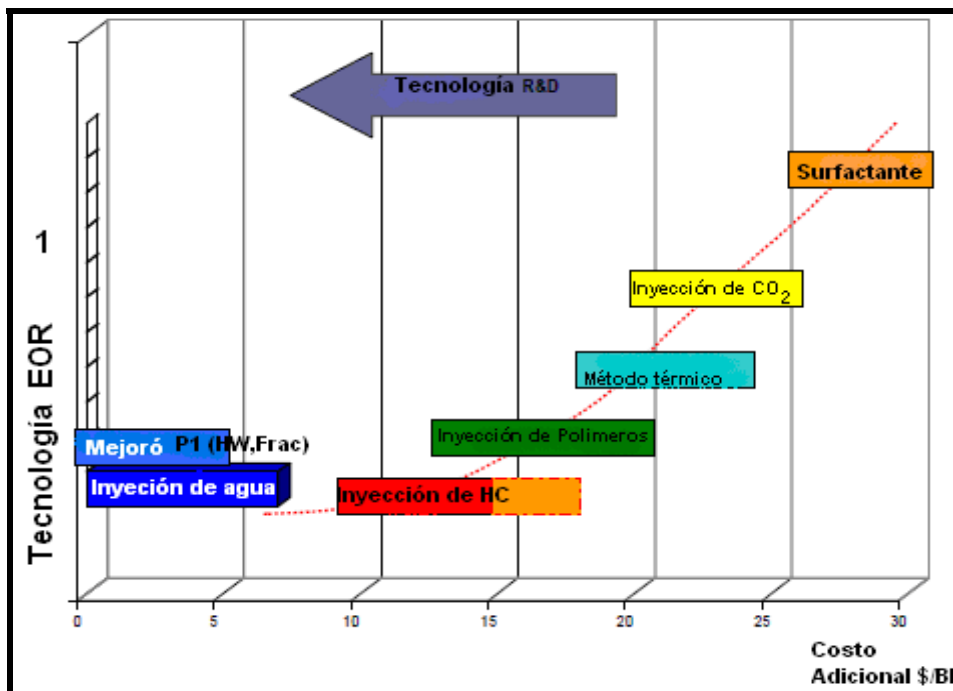


Figura 6.27. Costo adicional que tendrán dichas tecnologías.

El riesgo es otro factor importante cuando se habla de dinero en éstos proyectos por eso es que se en la Figura 6.28, se ilustra un comparativo entre un proyecto con métodos de recuperación mejorada y otro sin éstos tomando en cuenta el VPN (valor presente neto).

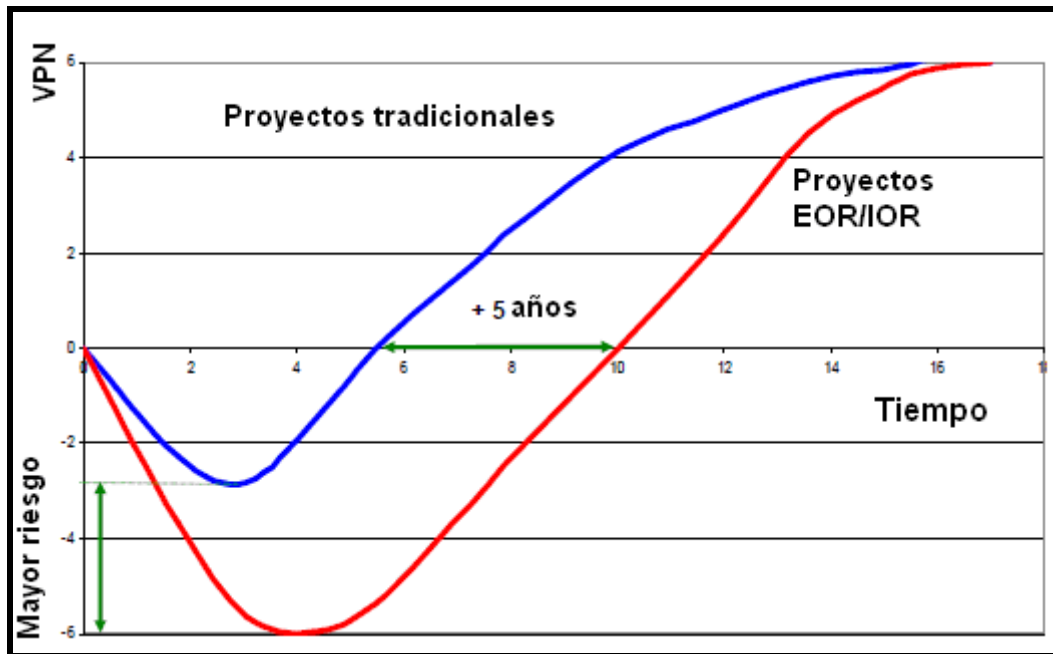


Figura 6.28. Comparativo entre un proyecto con métodos de recuperación mejorada y otro sin éstos tomando en cuenta el VPN (valor presente neto).

6.5.3. Técnicas de Recuperación Mejorada utilizadas en Hungría.

Como ya se mencionó el basamento Panoniano está en su etapa madura por lo que en la Figura 6.29 y Figura 6.30, se muestran los picos de producción que ha tenido tanto en la producción de aceite como de gas a lo largo de su vida.

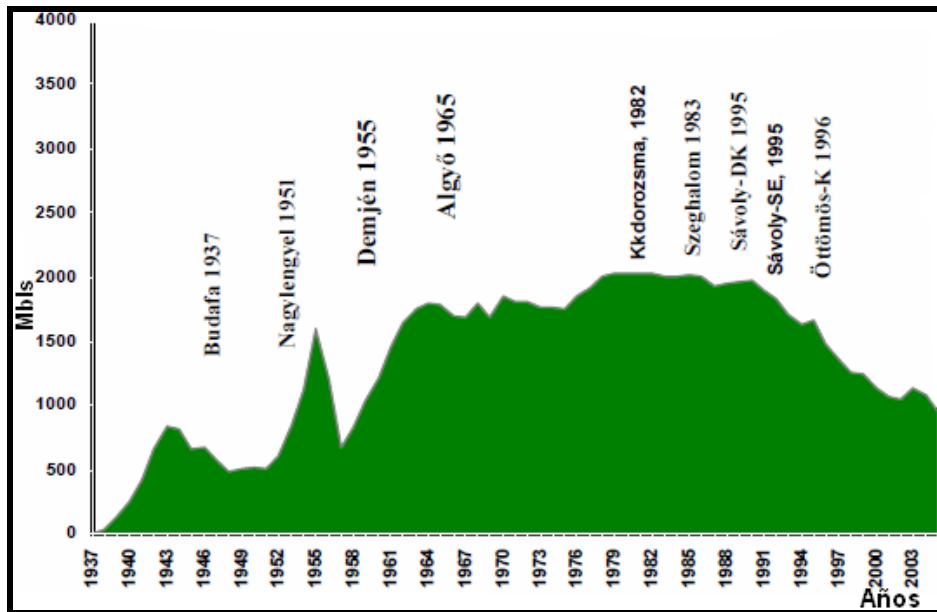


Figura 6.29. Historial de Producción de aceite.

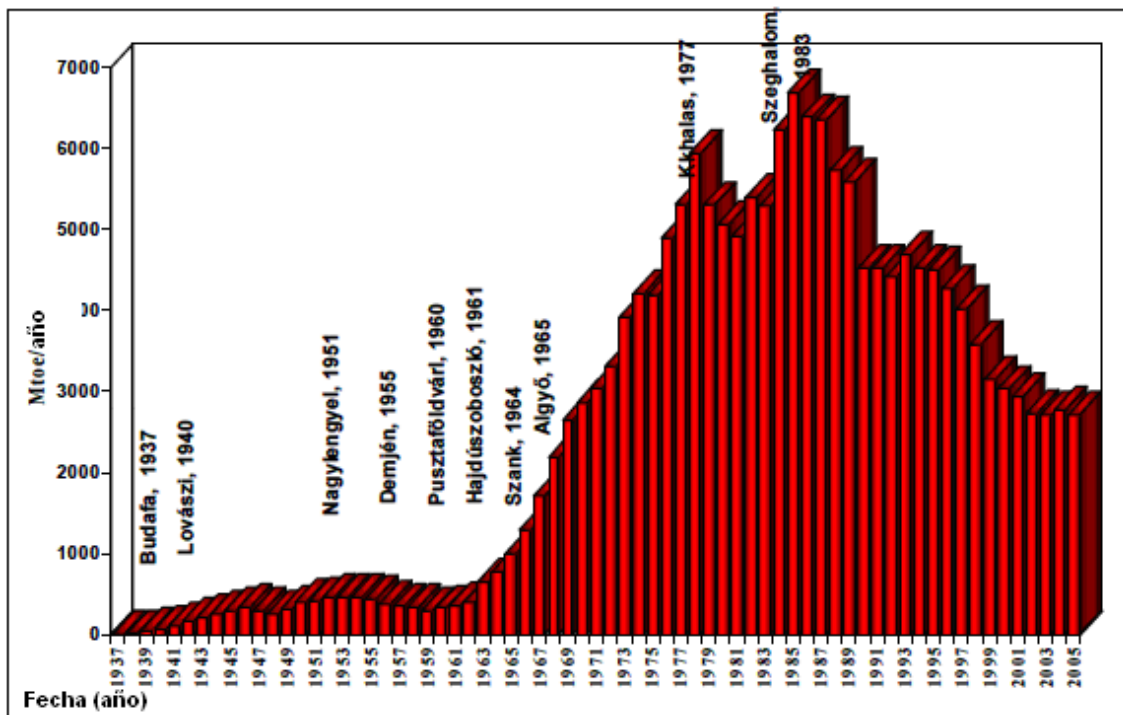


Figura 6.30. Historial de Producción de Gas.

La Figura 6.31, resume los métodos de recuperación, resalta los métodos que se han usado en los campos operacionales en las recientes décadas. Por otro

lado en la Tabla 6.1, se resume los métodos de recuperación mejorada utilizados como solución en campos de Hungría.

Aplicación IOR	Aplicación EOR
<ul style="list-style-type: none"> ● Dos lados / Inyección simultánea de agua (GOC y WOC) ● Aplicación multifuncional de tecnología para pozos horizontales ● Control en pozos de gas y aceite ● Fracturamientos en yacimientos de baja permeabilidad 	<ul style="list-style-type: none"> ● Inyección de CO₂ en yacimientos de arena y carbonatos (Hagylengyel, Szank) ● Inyección de CO₂ combinado con inyección de agua en yacimientos de arena (Budafa, Lovászi) ● Inyección de metano en yacimientos de aceite extra ligero (Algyő) ● Inyección de gas rico en etano en yacimientos de aceite extra ligero (Algyő 2) ● Inyección de nitrógeno en yacimientos fracturados de roca metamorfica (experimental Kiskundorozsma) ● Métodos Térmicos - Combustión in-situ en yacimientos de aceite pesado (Demjen, marginal)

Tabla 6.1. Métodos de recuperación mejorada.

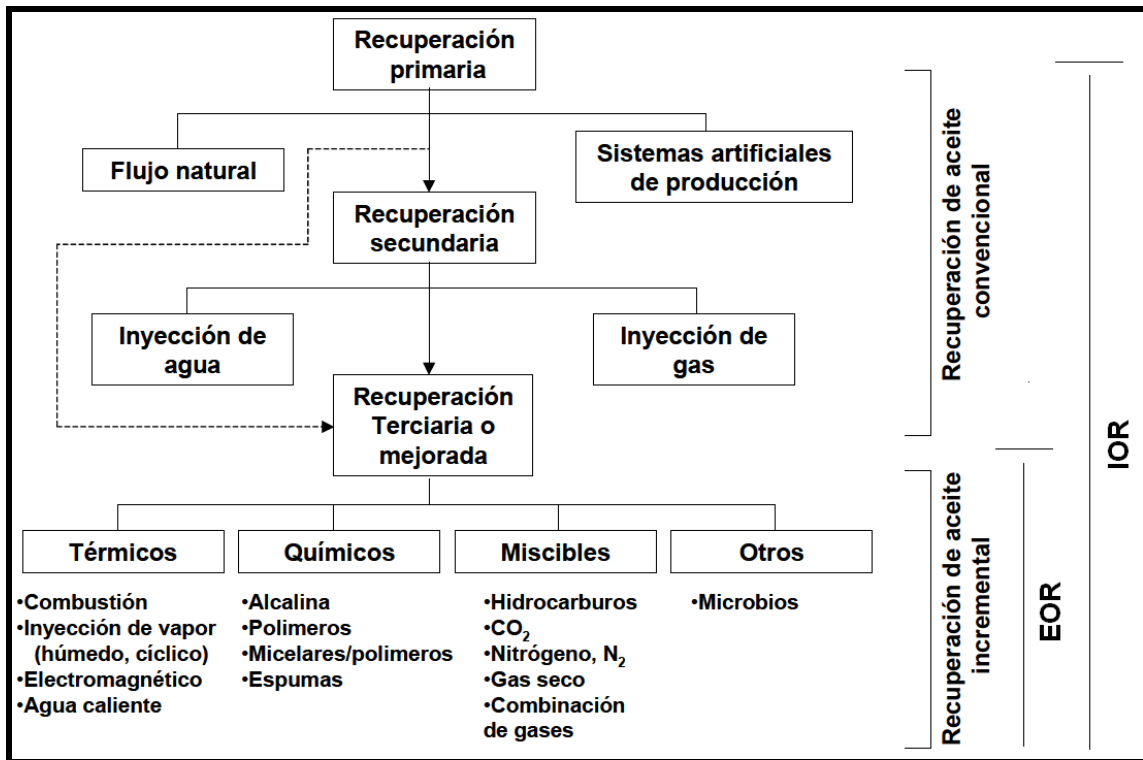


Figura 6.31. Métodos de recuperación.

6.5.4. Administración de yacimientos con pozos horizontales.

Desde 1989 se perforó el primer pozo horizontal en Hungría, el número actual ha excedido los 100. Figura 6.32.

Además de tener pozos de producción de aceite y gas se cuenta con pozos utilizados para la inyección de agua de los cuales el 88% son del tipo de reingreso, donde la sección horizontal es perforada en un pozo vertical existente y la longitud de las secciones horizontales van de los 100 a los 500 metros.

Los pozos horizontales se han perforado no solo en arena o carbonatos sino también en rocas metamórficas tal y como se muestra en la Tabla 6.2.

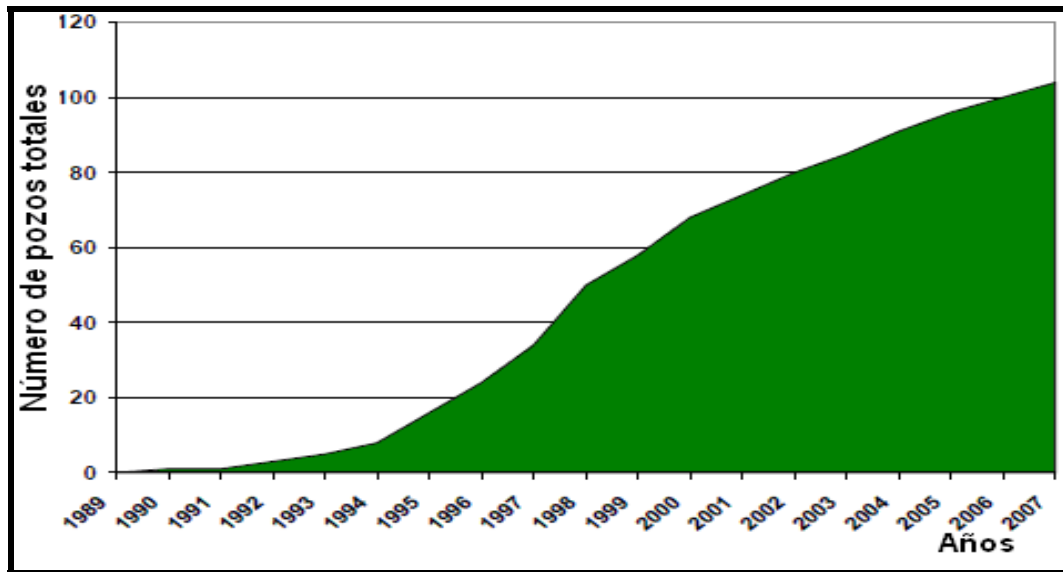


Figura 6.32. Incremento significativo en el número de pozos horizontales.

Campo, yacimiento	Tipo de roca	Nº de pozos	Tipo
Algyo			
Alsopannon-13	Arena Turbidítica	31	Aceite & gas
Algyó-2	Arena	10	Aceite & gas
Csongrad-D-1	Arena	14	Aceite
Csongrad-D-2	Arena	12	Aceite
Szeged-3	Arena	2	Gas
Szöreg-1	Arena	5	Aceite & gas
Alsopannon-14	Arena Turbidítica	2	Gas
Maros-1	Arena	2	gas Almacenado
Üllés	Basalto, Conglomerado	1	Aceite
<u>Hajduszoboszló</u>	Arena	5	gas Almacenado
<u>Kiskundorozsma</u>	Brecha Metamorfica	5	Inyector de agua y aceite
<u>Zsana-Eszak</u>	Caliza	1	gas Almacenado
<u>Mezősas</u>	Brecha Metamorfica	1	Aceite
<u>Mezősas - Ny</u>	Brecha Metamorfica	1	Gas
<u>Battonya-Kelet</u>	Brecha, Arena	1	Aceite
<u>Szeghalom</u>	Arena, Conglomerado	1	Aceite-observ.
<u>Szank-DK</u>	Caliza	1	Aceite
<u>Asotthalom-</u>	Brecha Metamorfica	1	Aceite
<u>Eszak</u>			
<u>Endrod-Eszak</u>	Arena	2	Gas
<u>Sabria</u>	A. Ord. Kvarcit	3	Aceite
Total		104	

Tabla 6.2. Áreas con perforación de pozos horizontales.

Los problemas de administración de yacimientos varían en cada caso pero hay algunos problemas que se tienen en común como:

- Aumento en la producción.
- Manejo de yacimientos fracturados.
- Control de arenas.
- Producción en yacimientos delgados.
- Conificación de agua y gas.
- Desarrollo de yacimientos con baja permeabilidad.

Un ejemplo interesante es el caso del Campo Algyö donde el número de pozos horizontales es de 31. El yacimiento de arenas turbidíticas tiene una estructura geológica compleja y se pueden hacer 5 subdivisiones del campo las cuales están divididas por 5 sub-yacimientos cuyo espesor no va más allá de los 10 metros además de que la porosidad varía tanto en forma vertical como horizontal. En la Figura 6.33, se puede observar el historial de producción del campo desde 1976 a la fecha.

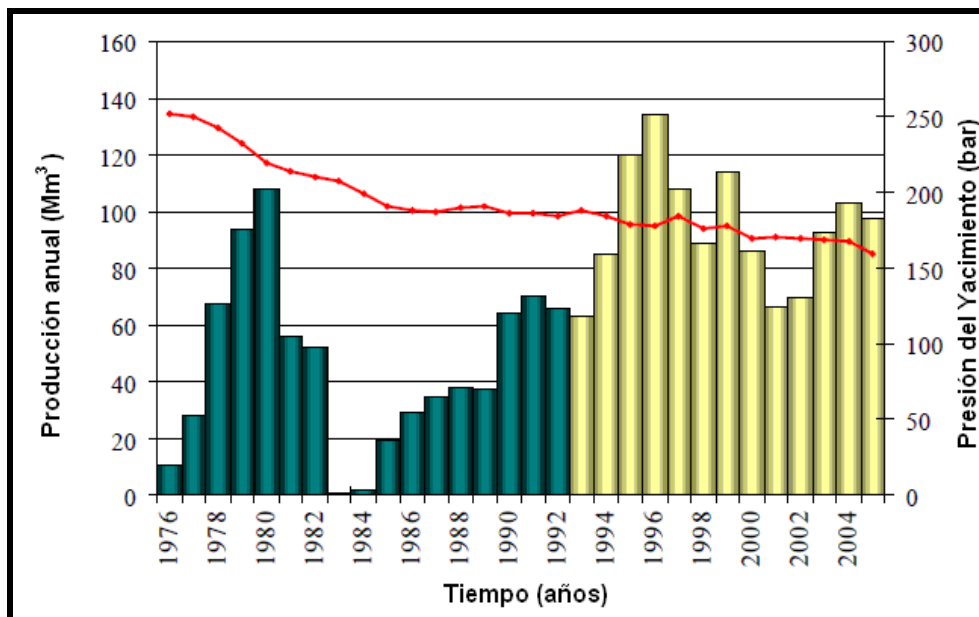


Figura 6.33. Efecto de administración integral de yacimientos en producción.

La producción en yacimientos con casquete de gas en éste campo comenzó en 1965. Las pruebas realizadas mostraron que comenzó a haber mayor producción de agua lo que provocó una caída de la producción de aceite además de que se observó que el empuje por el agua in situ no era suficiente para maximizar la recuperación de aceite. En la Figura 6.34, podemos observar el esquema geométrico que se utilizó para resolver el problema antes mencionado.

Inyección de gas con alto contenido de CO₂ utilizado como método de recuperación mejorada.

El uso de gases con alto contenido de CO₂ como método de recuperación mejorada tiene una historia en Hungría de más de 40 años. La primera prueba piloto fue llevada a cabo en el campo Budafa en 1967.

Esta tecnología fue utilizada en la zona centro y oeste de Hungría en donde el CO₂ se obtenía naturalmente de otros campos pero en 1991 comenzó a operar una planta endulzadora en la zona centro la cual, después de procesar los gases naturales, generaba 200 000 m³ de CO₂ al día.

En la Figura 6.35, podemos observar la producción de aceite de los yacimientos de arenas de los campos Budafa y Lovászi, donde la inyección de CO₂ se introdujo en combinación con la inyección de agua. Alrededor de 2.7 MMm³ de aceite crudo se producen a la fecha, 1.3 MMm³ se relacionan a la inyección de agua y CO₂.

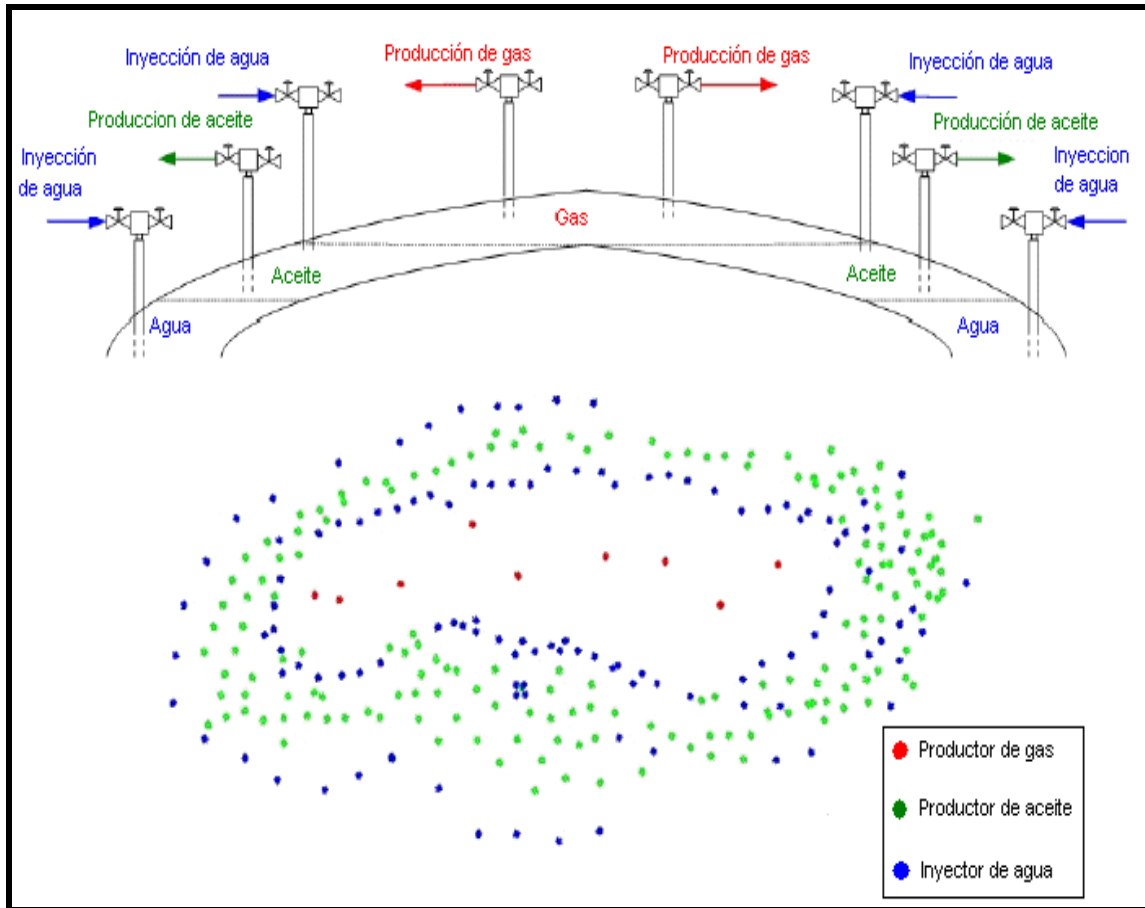


Figura 6.34. Inyección de agua en el campo Algyö.

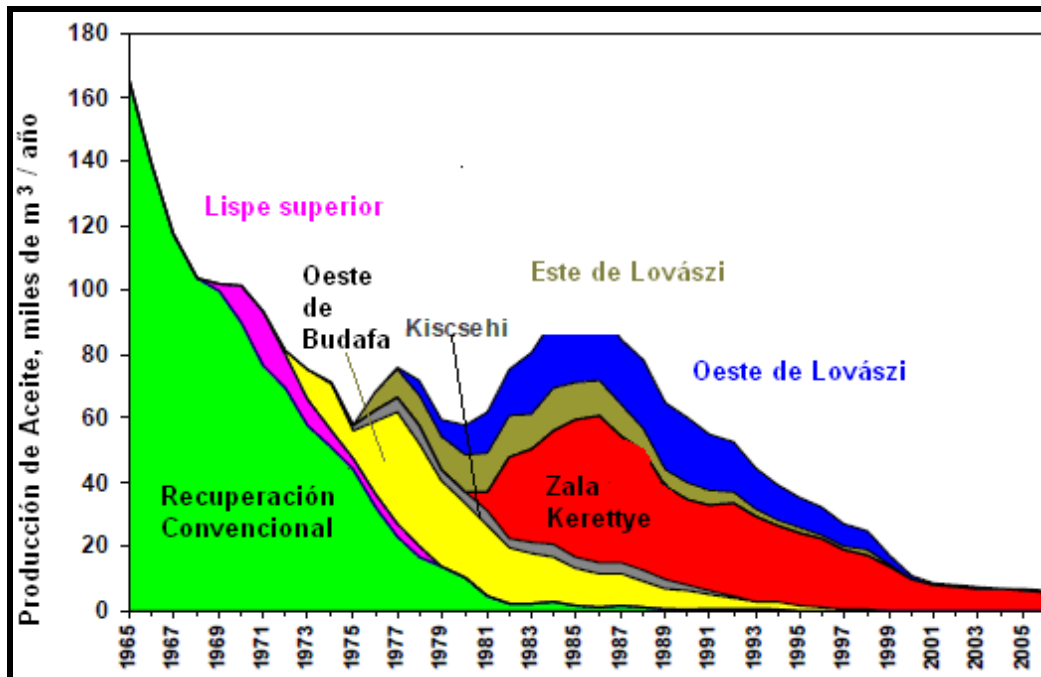


Figura 6.35. Inyección de CO₂ en los campos Budafa y Lovászi.

El campo Nagylengyel es un yacimiento de calizas cársticas formado en bloques y que comúnmente presenta empuje de agua. En la Figura 6.36, podemos observar el cambio de la producción de aceite con respecto a la inyección de CO₂.

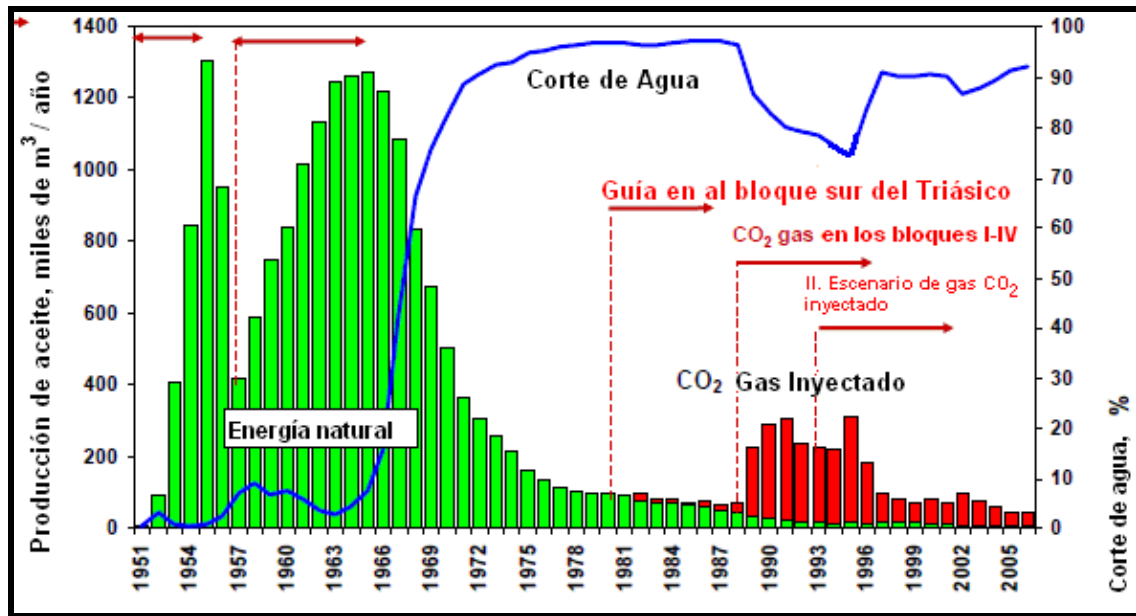


Figura 6.36. Cambio de la producción de aceite con respecto a la inyección de CO₂.

El impacto en la producción de la técnica implementada que se muestra en la Figura 6.36, nos muestra que el factor de recuperación de aceite es de 55% y que el volumen de aceite incremental producido como resultado de la inyección de CO₂.

En la Figura 6.37, podemos observar el aceite remanente puntualizado en los domos cavernosos del yacimiento.

La inyección de gas metano en el yacimiento Tisza-1 del campo Agyö se comenzó en Octubre del 2000. El yacimiento tenía aceite volátil ($Boi = 4\text{m}^3/\text{m}^3$, $R_{si} = 700\text{ m}^3/\text{m}^3$) y la inyección de agua era esperada para favorecer la recuperación. En la Figura 6.38, se muestra el resumen del modelado donde se demuestra una drástica caída de la saturación de aceite residual en la vecindad de los pozos de inyección de gas.

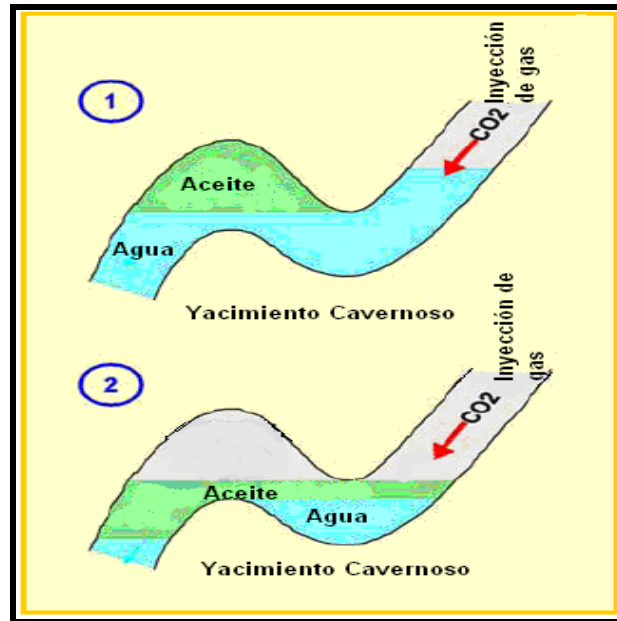


Figura 6.37 Inyección de gas hidrocarburo en yacimientos de aceite ligero. (Mecanismo de desplazamiento en sistemas cavernoso).

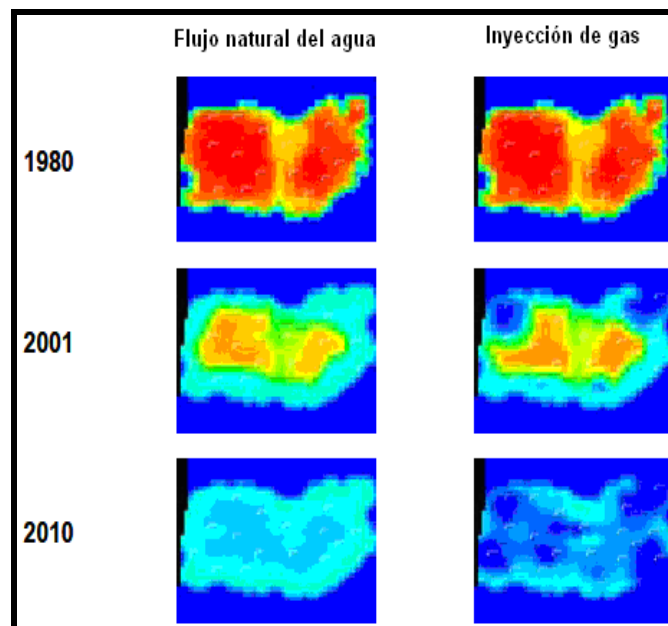


Figura 6.38. Modelado de yacimiento.

Para finales de 2007, 425 MMm³ de metano se habían inyectado al yacimiento. Como resultado de dicha inyección, se observó un incremento de la

recuperación del 10% al 13%, produciendo un adicional de 165m³ de gas licuado.

6.5.5. Oportunidades en campos maduros.

En paralelo con el desarrollo de técnicas y el crecimiento del volumen de información obtenida de los pozos productores es de gran utilidad formarse una perspectiva de los métodos de recuperación mejorada a utilizar por lo menos cada 5 o 10 años. Durante el 2007 todas las compañías realizaron esta perspectiva y como resultado obtuvieron varias tecnologías de recuperación para implementar. Alrededor de 35 campos serán desarrollados en los siguientes 5 años con la oportunidad de recuperar 4 Mmpce en el futuro. Considerando que el factor de recuperación promedio del yacimiento fue calculado de 44%, con las nuevas técnicas se espera llegar al objetivo de incrementarlo al 48%.

6.5.6. Conclusiones.

En las siguientes décadas habrá un incremento significativo en la importancia de la producción de aceite crudo con métodos de recuperación mejorada. Estas tecnologías deben ser seleccionadas e implementadas en una etapa temprana de yacimientos maduros, según lo observado hubo un incremento entre el 15% y 20% de aceite crudo gracias a los métodos de recuperación mejorada.

La interpretación de la información obtenida en el periodo de producción “con energía natural”, puede ser de gran utilidad en eficiencia de la inyección de CO₂.

Conclusiones y recomendaciones.

Conclusiones.

- 1.- La explotación de los yacimientos petroleros maduros, puede sustentarse en los conceptos modernos de Administración Integral de Yacimientos, la cual es una de las mejores herramientas que mediante el empleo adecuado de los recursos económicos, tecnológicos y humanos ayuda a maximizar la recuperación de hidrocarburos, minimizando la inversión de capital y los costos de operación obteniendo así el máximo valor económico de un yacimiento.
- 2.- Muchos de los campos maduros se han dejado a un lado por falta de estudios o porque en su momento ya no eran rentables, por eso es importante hacer una re-evaluación de éste tipo de yacimientos ya que las reservas que se tienen en ellos son probablemente explotables en la actualidad con las nuevas tecnologías que se tienen.
- 3.- Los campos maduros enfrentan una situación crítica, por altos costos de producción, bajo nivel de inversión, escasez de personal, alta capacidad instalada y producción a la baja.
- 4.- Los principales factores que controlan los costos son fijos y no dependen de decisiones internas, siendo los recursos humanos los de mayor impacto (50% del total).
- 5.- Los problemas de organización y logística son factores fundamentales para la optimización de proyectos de recuperación de hidrocarburos en campos maduros.
- 6.- Existen importantes reservas en los campos maduros.
- 7.- Las políticas de asignación de recursos y régimen fiscal no reconocen las particularidades de los campos maduros.
- 8.- No existe plan para mejorar el desempeño de los Activos con campos maduros en México.

Recomendaciones.

Existen aspectos fundamentales para “revivir” éstos campos:

- 1.- Hacer estudios más detallados para conocer a la perfección nuestros yacimientos
- 2.- Realizar una re-ingeniería en dichos campos para “rejuvenecerlos”
- 3.- Aplicar el concepto de sinergia toma gran importancia para lograr los objetivos propuestos debido a que el trabajo en equipo, el uso de tecnologías y conocimientos compartidos nos facilitarán el cumplimiento de nuestras metas.
- 4.- Hacer una re-interpretación de datos geológicos, geofísicos y estratigráficos incluyendo nuevas tecnologías para el mejor conocimiento de las estructuras que se tienen y un nuevo método de explotación.
- 5.- La re-caracterización del yacimiento constituye un factor clave para evaluar, desarrollar, planear y administrar de nuevo el yacimiento, por lo que el trabajo en equipo y los estudios integrales de yacimientos son el soporte principal de dicha metodología.
- 6.- La viabilidad económica de un proyecto de recuperación de hidrocarburos es influenciada fuertemente por el comportamiento de la producción del yacimiento bajo condiciones actuales y futuras, por lo tanto la evaluación del comportamiento futuro es un aspecto esencial del proceso de la Administración Integral de Yacimientos.
- 7.- Los modelos de simulación numérica de yacimientos juegan un papel muy importante en la Administración de Yacimientos Maduros, sin embargo no debe de perderse el punto de vista de que son solo una herramienta cuya confiabilidad va a depender de la calidad y suficiencia en la información con que fue alimentado y con la que es actualizado, así como el correcto planteamiento de los fenómenos que tratan de reproducirse, por lo que la sinergia en el personal también jugará un papel de suma importancia.
- 8.- El objetivo final del desarrollo de una buena Administración de Yacimientos Maduros es el logro de la máxima optimización en la explotación de dichos

yacimientos; es decir, la máxima recuperación de hidrocarburos a costo mínimo, por lo que el ingeniero no solamente debe conocer cómo analizar e interpretar el comportamiento del yacimiento, sino que también debe ser capaz de descifrar y verter los resultados de la interpretación a flujo de efectivo, con el fin de asegurar que la acción tomada que conduce al máximo beneficio.

9.-La combinación de décadas de conocimiento de la industria petrolera y profundo compromiso, por una inversión continua en la investigación y desarrollo, hacen posible la base para impulsar el desarrollo y la especialización de actividades susceptibles a generar tecnología que permita optimizar la explotación de los hidrocarburos; así como también buscar nuevas fuentes de energía que garanticen el futuro de la industria petrolera.

Referencias

1. Amyx J. W., Bass D. M. Jr., and Whiting R. L. "Petroleum Reservoir Engineering". J. P. T. Octubre, 1960.
2. Brown, Kermit, E., "Gas Lift Theory and Practice", The Petroleum Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1973.
3. Economides M. J. "Petroleum Production Systems". Prentice- Hall, PTR, 1994
4. Garaicochea P. F. et al. "Transporte de Hidrocarburos por Ductos". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C. 1991
5. Garaicochea P. F. "Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos". Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, 1987.
6. Gómez Cabrera J. A. "Pozos Fluyentes, Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1984
7. Loreto M. E. "Apuntes de Recuperación Secundaria". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1976
8. Rodríguez Nieto R. "Apuntes de Evaluación de la Producción de pozos fluyentes". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1984.
9. Rodríguez Nieto R. "Apuntes de Mecánica de Yacimientos". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1980
10. Satter A., Varnon J.E., Hoang M.T.: "Integrated Reservoir Management," *JPT* (Diciembre 1991) 1057; artículo SPE 22350 presentado en 1992 en la Conferencia Internacional de la SPE (Marzo 24-27).
11. Thakur, Ganesh, C. "Reservoir Management of Mature Fields, PE510", IHRDC Video Library Modules in Petroleum Engineering. Boston, 1992.
12. Satter, A. y Thakur, G.C.: *Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach*, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma (1994), E.U.A.
13. Thakur, G. C.: "Reservoir Management: A Synergistic Approach," artículo SPE 20138 presentado en 1990 en la Conferencia de Recuperación de Aceite y Gas de la Permian Basin, Midland, Texas
14. Thakur, G.C.: "What Is Reservoir Management," *JPT* (Junio 1996) 520-525; artículo SPE 26289.

Referencias

15. Villamar Viguera, M.: "Caracterización de yacimientos", notas de curso de licenciatura, FI, UNAM, 2007.
16. Arellano Gil, J.: "Geología de explotación de hidrocarburos, agua y vapor", notas de curso de licenciatura, FI, UNAM, 2006.
17. Arellano Gil, J.: "Geología de yacimientos", notas de curso de licenciatura, FI, UNAM, 2006.
18. Villamar Viguera, M.: "Caracterización de formaciones", notas de curso de licenciatura, FI, UNAM, 2007.
19. Society of Petroleum Engineers y World Petroleum Congresses, "Petroleum Reserves Definitions," Marzo 2001.
20. Tarbuck, E. y Lutgens, F." Ciencias de la Tierra, una introducción a la geología física.", Pearson Prentice Hall, sexta edición, Illinois Central College, (2004), Madrid, España.
21. PEMEX, Exploración y Producción, "Las Reservas de Hidrocarburos de México", Evaluación al 1 enero de 2008.
22. Villegas Javier, M. Isabel: "Sistemas Artificiales de Producción", notas del curso de licenciatura, FI, UNAM, 2007.
23. Martínez Romero, N.: "Administración Integral de Yacimientos", notas del curso de licenciatura, FI, UNAM, 2007.
24. Morales, Rafael y Navarro, Jorge. 2007."Surface Facilities Development for Mature Fields". Artículo SPE 107740.
25. Yesquen, S., Carro, J.L.y López, L. 2005."Integrated Reservoir Management for Life Extension of a Mature and Marginal Oilfield- Talara Basin, Peru". Artículo SPE 97637.
26. Holoda, A. y Palásthy, Gy. 2008."Techniques in Marginal and Mature Fields in the Pannonian Basin, Hungary: Case Study". Artículo SPE 113271.
27. Herwin, H., Cassou, E. y Yosuf, H. 2007."Reviving the Mature Handil Field: From Integrated Reservoir Study to Field Application". Artículo SPE 110882.
28. Mahroos, F.A. 2005."Future Challenges for Producing Middle East Oilfields During Maturation Stage". Artículo SPE 93708.
29. Vera, Torres, J.A., 1994. "Estratigrafía, Principios y Métodos", Editorial Rueda, Madrid.