



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

7
ZED

LA INFORMACION EN LA ADMINISTRACION
INTEGRAL DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N
OSCAR CORTES MARTINEZ
JOSE RAMON MAYORQUIN RUIZ
LUIS MANUEL PERERA PEREZ



MEXICO, D. F.

JUNIO DE 1995

FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-011

**SRES. OSCAR CORTES MARTINEZ
JOSE RAMON MAYORQUIN RUIZ
LUIS MANUEL PERERA PEREZ**

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Norberto Domínguez Aguirre, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrollen ustedes como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**LA INFORMACION EN LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS
PETROLIFEROS**

- I INTRODUCCION**
- II ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS**
- III LA INFORMACION EN LA EXPLORACION DE YACIMIENTOS**
- IV CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS EN LA PERFORACION
Y DESARROLLO DE CAMPOS**
- V LA INFORMACION EN LA ETAPA PRIMARIA DE
EXPLOTACION DE YACIMIENTOS**
- VI APLICACION DE LA INFORMACION EN LOS SISTEMAS DE
PRODUCCION DE POZOS**
- VII LA INFORMACION EN LA RECUPERACION DE
HIDROCARBUROS**
- VIII SIMULACION MATEMATICA DE YACIMIENTOS**
- IX LA INFORMACION EN LA EVALUACION ECONOMICA**
- X COMENTARIOS Y CONCLUSIONES
BIBLIOGRAFIA**

Ruego a ustedes 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.

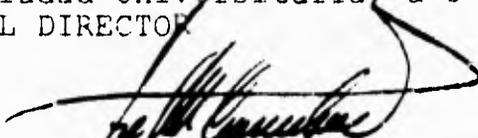
Asimismo les recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

A t e n t a m e n t e

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Ciudad Universitaria, a 3 de febrero de 1995

EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS
JMCS*EGLM*tjh

AGRADECIMIENTOS

A NUESTROS PADRES:

Por habernos sabido guiar por ese camino que las ilusiones forjaron, y que con tanta paciencia y sabiduría siempre nos lo hicieron imaginar, hoy lo hemos conocido y ni el tiempo ni la adversidad nos lo hará perder de vista.

A NUESTROS HERMANOS:

Por hacer de nuestro tiempo y convivencia un motivo más de alegría, y por acompañarnos en el cansancio y ser el aliento de un día más en el transcurrir de los años.

A NUESTROS AMIGOS:

Por ver pasar este tiempo juntos, que tanta fraternidad nos ha dado, y el aprecio, sinceridad y apoyo; hoy se convierten en un pedazo de alegría que hoy y siempre queremos compartir con ustedes.

A LAS PERSONAS DE QUIENES SIEMPRE RECIBIMOS SU APOYO INCONDICIONAL:

Hoy sabemos, que si ayer cuando faltaban las fuerzas y todo era incertidumbre, siempre hubo alguien que nos tendió su mano, sólo esperando que fuéramos felices. Ahora y siempre estaremos agradecidos por ese gesto único en nuestras vidas.

A NUESTRA ALMA MATTER:

Hoy nos sentimos orgullosos por llevar en el alma la bandera universitaria, por que ha sido nuestro privilegio, nuestra manera tan sensata de ver las cosas y el principio de nuestras ilusiones.

Por que nos dejó ver el mundo que desde afuera parece tan oscuro y hoy brilla por que somos universitarios.

A NUESTROS PROFESORES:

Quienes con sus enseñanzas, empeño y dedicación nos llevaron a conocer ese mundo maravilloso, que es el saber.

Así hoy queremos agradecer a todos nuestros profesores de esta Facultad de Ingeniería, a las personalidades del jurado y muy especialmente a nuestro amigo y director de tesis el Ing. Norberto Domínguez Aguirre por toda su dedicación y apoyo para la realización de este trabajo.

Sinceramente:

Luis, Oscar y José Ramón.

LA INFORMACION EN LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS.

CAPITULO 1. INTRODUCCION.

CAPITULO 2. ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

2.1. EVOLUCION DE LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

2.2. CONCEPTO DE LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

2.3. ENFOQUE DE LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

2.4. PROCESO DE LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

2.5. IMPORTANCIA DE LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

2.5.1 Planeación para la Obtención y Análisis de la Información.

**2.6. CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y DE SEGURIDAD EN LA
ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.**

REFERENCIAS.

CAPITULO 3. LA INFORMACION EN LA EXPLORACION DE YACIMIENTOS.

3.1 GENERALIDADES.

3.2 INFORMACION GEOLOGICA.

3.2.1 Importancia de la Geología en la Explotación de los Hidrocarburos.

3.2.2 La Estratigrafía y su Sinergia con otras Areas.

3.2.3 Ambientes de Depósito.

3.2.4 Parámetros del Yacimiento.

3.2.5 Estructura.

3.2.6 Correlación.

3.3 INFORMACION SISMICA

3.4 INTEGRACION DE RESULTADOS

REFERENCIAS.

CAPITULO 4. CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS EN LA PERFORACION DE POZOS Y DESARROLLO DE CAMPOS.

4.1 INTRODUCCION A LA PLANEACION DE LA PERFORACION DE POZOS.

- 4.1.1 Objetivo de la Planeación de Pozos.**
- 4.1.2 Programa de Perforación.**
- 4.1.3 Estimación del Costo de Perforación.**

4.2 RECOLECCION DE INFORMACION DURANTE LA PERFORACION.

- 4.2.1 Características Deseadas en la Información Recolectada.**
- 4.2.2 Información Recolectada.**

4.3 LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS EN EL DISEÑO DE LA PERFORACION DE POZOS Y EN EL DESARROLLO DE CAMPOS.

- 4.3.1 La Caracterización de Yacimientos en el Diseño de Pozos.**
- 4.3.2 Diseño de Pozos Petroleros.**
- 4.3.3 La Caracterización de Yacimientos en el Desarrollo de Campos.**
- 4.3.4 Revitalización de Yacimientos.**
- 4.3.5 Evaluación de Yacimientos.**

4.4 LA INFORMACION EN EL DISEÑO DE LA TERMINACION DE POZOS.

- 4.4.1 Efecto de la Terminación de un Pozo en la Planeación de su Perforación.**
- 4.4.2 Información Necesaria para Diseñar la Terminación de un Pozo.**
- 4.4.3 Evaluación de la Terminación.**

4.5 IMPACTO DE LA INFORMACION CAPATADA DURANTE LA PERFORACION EN LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

REFERENCIAS.

CAPITULO 5. LA INFORMACION EN LA ETAPA PRIMARIA DE EXPLOTACION DE YACIMIENTOS.

5.1 GENERALIDADES.

5.2 ESTIMULACION.

- 5.2.1 Fracturamiento Hidráulico.**
- 5.2.2 Acidificación.**
- 5.2.3 Evaluación de los Tratamientos de Estimulación.**

5.3 PRODUCCION.

- 5.3.1 Integración de Operaciones.**
- 5.3.2 Análisis de Propiedades Intrínsecas al Yacimiento.**
- 5.3.3 Consideraciones Geológicas en las Operaciones de Producción.**

5.4 PRUEBAS DE PRESION.

- 5.4.1 Aplicación de Pruebas de Presión en la Etapa de Explotación.**
- 5.4.2 Pruebas de Pozo.**
- 5.4.3 Pruebas de Incremento.**
- 5.4.4 Pruebas de Decremento.**
- 5.4.5 Pruebas en Pozos Inyectores.**
- 5.4.6 Pruebas en Pozos Múltiples.**
- 5.4.7 Análisis de Pruebas de Presión con Curvas Tipo.**

REFERENCIAS.

CAPITULO 6. APLICACION DE LA INFORMACION EN LOS SISTEMAS DE PRODUCCION EN POZOS.

6.1 GENERALIDADES.

6.1 ENERGIA NATURAL DEL YACIMIENTO.

- 6.2.1 Aparejos de Producción.**

6.3 ENERGIA EXTERNA AL YACIMIENTO.

- 6.3.1 Consideraciones del Yacimiento y Pozo para Sistemas Artificiales.**
- 6.3.2 Administración de Sistemas Artificiales de Producción.**
- 6.3.3 Bombeo Mecánico.**
- 6.3.4 Bombeo Electrocentrífugo.**
- 6.3.5 Bombeo Neumático.**
- 6.3.6 Bombeo Hidráulico.**

6.4 SEPARADORES.

- 6.4.1 Comparación entre los Separadores Horizontales y Verticales.**

CAPITULO 5. LA INFORMACION EN LA ETAPA PRIMARIA DE EXPLOTACION DE YACIMIENTOS.

5.1 GENERALIDADES.

5.2 ESTIMULACION.

- 5.2.1 Fracturamiento Hidráulico.**
- 5.2.2 Acidificación.**
- 5.2.3 Evaluación de los Tratamientos de Estimulación.**

5.3 PRODUCCION.

- 5.3.1 Integración de Operaciones.**
- 5.3.2 Análisis de Propiedades Intrínsecas al Yacimiento.**
- 5.3.3 Consideraciones Geológicas en las Operaciones de Producción.**

5.4 PRUEBAS DE PRESION.

- 5.4.1 Aplicación de Pruebas de Presión en la Etapa de Explotación.**
- 5.4.2 Pruebas de Pozo.**
- 5.4.3 Pruebas de Incremento.**
- 5.4.4 Pruebas de Decremento.**
- 5.4.5 Pruebas en Pozos Inyectores.**
- 5.4.6 Pruebas en Pozos Múltiples.**
- 5.4.7 Análisis de Pruebas de Presión con Curvas Tipo.**

REFERENCIAS.

CAPITULO 6. APLICACION DE LA INFORMACION EN LOS SISTEMAS DE PRODUCCION EN POZOS.

6.1 GENERALIDADES.

6.1 ENERGIA NATURAL DEL YACIMIENTO.

- 6.2.1 Aparejos de Producción.**

6.3 ENERGIA EXTERNA AL YACIMIENTO.

- 6.3.1 Consideraciones del Yacimiento y Pozo para Sistemas Artificiales.**
- 6.3.2 Administración de Sistemas Artificiales de Producción.**
- 6.3.3 Bombeo Mecánico.**
- 6.3.4 Bombeo Electrocentrífugo.**
- 6.3.5 Bombeo Neumático.**
- 6.3.6 Bombeo Hidráulico.**

6.4 SEPARADORES.

- 6.4.1 Comparación entre los Separadores Horizontales y Verticales.**

- 6.4.2 Dimensionamiento de los Separadores Horizontales.
- 6.4.3 Dimensionamiento de los Separadores Verticales.

REFERENCIAS.

CAPITULO 7. LA INFORMACION EN LA RECUPERACION DE HIDROCARBUROS.

7.1 GENERALIDADES.

7.2 RECUPERACION SECUNDARIA.

- 7.2.1 Enfoque de la Administración Integral de Yacimientos en la Inyección de Agua.
- 7.2.2 La Simulación Numérica en la Inyección de Agua.

7.3 LA INFORMACION EN LA INYECCION DE AGUA.

- 7.3.1 Propiedades Básicas de las Rocas.
- 7.3.2 Factores que afectan las Eficiencias de Barrido.
- 7.3.3 Monitoreo de la Inyección de Agua.

REFERENCIAS.

CAPITULO 8. SIMULACION MATEMATICA DE YACIMIENTOS.

8.1 GENERALIDADES.

8.2 PLAN DE UN ESTUDIO DE SIMULACION.

- 8.2.1 Selección y Diseño de un Simulador.
- 8.2.2 Información Requerida por un Simulador Matemático.
- 8.2.3 Sinergia en el Manejo de Información.

8.3 INFORMACION OBTENIDA POR MEDIO DE UN SIMULADOR.

- 8.3.1 La Simulación en Otras Disciplinas.

8.4 ANTECEDENTES DEL YACIMIENTO FLYMOCH.

REFERENCIAS.

CAPITULO 9. LA INFORMACION EN LA EVALUACION ECONOMICA.

9.1 GENERALIDADES.

9.2 INDICES ECONOMICOS EN LA INGENIERIA PETROLERA.

9.2.1 Valor del Dinero.

9.2.2 Depreciación.

9.3 EVALUACION ECONOMICA DE PROSPECTOS.

9.3.1 Reservas.

9.3.2 Predicción Económica del Comportamiento de un Campo.

9.4 COSTOS EN LA PERFORACION DE UN POZO PETROLERO.

9.5 APLICACION DEL ANALISIS ECONOMICO EN LA RECUPERACION MEJORADA.

REFERENCIAS.

COMENTARIOS Y CONCLUSIONES.

1. INTRODUCCION.

Durante muchos años, el objetivo primordial de la industria petrolera mexicana fue obtener la mayor cantidad de hidrocarburos, ya sea para su consumo interno o para exportación, sin reparar, dados los amplios márgenes de utilidad que se generaban en aquel entonces, en la rentabilidad como criterio de optimización. Simplemente se pensaba que con un mayor volumen de hidrocarburos que se extrajera del subsuelo, se generarían mayores utilidades por la venta del mismo.

Pero una vez que el precio del petróleo disminuyó, las utilidades obtenidas por el preciado recurso resultaron ser cada vez menores. Esto dio origen a un cambio radical en la forma de explotar nuestros hidrocarburos; ahora el aspecto económico sería el criterio rector y principal, objetivo de la industria petrolera (sin descuidar desde luego el aspecto social) y el volumen de hidrocarburos que entonces se extrajera tendría base en la planeación estratégica de la explotación de los yacimientos petrolíferos mexicanos.

No solo ha sido necesario que los responsables de la explotación cambiaran su mentalidad, sino también fue necesario que ésta se extendiera hacia las actividades involucradas en la explotación de los hidrocarburos, tales como la exploración, perforación, terminación y desarrollo de campos, y considerar asimismo el volumen de hidrocarburos que pudiera ser extraído del subsuelo mediante el uso de la tecnología disponible, es decir las reservas.

El ritmo acelerado de consumo y el creciente costo de la exploración, hicieron evidente que tanto las reservas nacionales como las internacionales, disminuirían drásticamente de no planearse racionalmente la exploración y explotación de campos recientemente localizados, y de los que se encontraban en producción.

La aplicación de los avances tecnológicos permitió considerar los yacimientos petrolíferos como un sistema roca - fluidos, y no solamente como un volumen de hidrocarburos almacenado a cierta profundidad.

Al estudiar los yacimientos bajo este nuevo enfoque se tomaron en cuenta diferentes áreas de especialidades, y su efecto simultáneo en el comportamiento del sistema roca - fluido; en esta forma se logra un mejor conocimiento y más confiable explotación de ese sistema. Para llevarlo a cabo se requiere la creación e integración de grupos multidisciplinarios de especialistas.

Actualmente, se le conoce como Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos, a la metodología para la explotación del yacimiento que realizan equipos multidisciplinarios con tecnología de punta, con el fin de obtener de éste el mayor aprovechamiento económico.

La Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos es la aplicación de tecnología de avanzada de diversas ramas de la ingeniería a un sistema roca - fluidos, con el fin de lograr un máximo beneficio económico.

La toma de decisiones es de gran trascendencia durante la explotación de un yacimiento, y por lo mismo de vital importancia en la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos. Para poder tomar una decisión se requieren conocimientos e información.

Por otro lado, la información que se requiere para poder explotar racionalmente un yacimiento petrolífero, tiene su inicio en la exploración, que se realiza para localizar a dicho yacimiento. Sin esta información sería difícil desarrollar bien un campo.

No sólo la información de la exploración es importante para la explotación de un yacimiento petrolífero; también lo es aquella que se obtiene durante cada una de las etapas requeridas para desarrollar el campo.

En el presente trabajo se analiza la información técnica que se requiere para contribuir con la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos.

2. ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

2.1 EVOLUCION DE LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

La Administración Integral de Yacimientos tiene como antecedente principal a la Ingeniería de Yacimientos, razón por la cual algunas personas consideraban sinónimos ambos términos; sin embargo, es preciso subrayar que si bien es cierto que la Ingeniería de Yacimientos era en los albores de los años setentas, el único apoyo tecnológico para la explotación de los hidrocarburos, mediante la aplicación de los conceptos fundamentales de la mecánica de los yacimientos y el empleo de computadoras básicas, también lo es que posteriormente se necesitó la sinergia con otras especialidades y tecnología de avanzada para dar origen a la Administración Integral de Yacimientos.

Tradicionalmente, los exploradores observaban y buscaban condiciones geológicas favorables para la acumulación de hidrocarburos, mientras que los ingenieros petroleros se dedicaban a desarrollar y producir los yacimientos petrolíferos. Una vez hecho el descubrimiento, los especialistas de las geociencias tendían a perder interés y transferían la responsabilidad del área al ingeniero petrolero, teniendo éste que trabajar ahora con el desarrollo geológico.

Aunque la planeación del desarrollo ocurre bajo la dirección de los ingenieros petroleros, esto no significa que los especialistas de las geociencias no tengan responsabilidades adicionales para continuar en la exploración del área; tampoco que los ingenieros petroleros no las tengan para buscar e identificar datos que pudieran tener trascendencia en la exploración.

El trabajo conjunto de Geología con Ingeniería de Yacimientos, dio lugar a un mejor entendimiento de las características intrínsecas al sistema roca - fluidos. Posteriormente al verse la relevancia que tenía la Geofísica sobre el estudio de las propiedades de la roca, se integra al trabajo realizado por las disciplinas antes mencionadas.

Con el advenimiento del trabajo conjunto de estas tres áreas, se llegó a una descripción más detallada del yacimiento, lo que contribuyó a una explotación más racional de los hidrocarburos.

Años más tarde confluyen, de una manera más integral, áreas ya existentes tales como: Perforación y Terminación de Pozos, Ingeniería de Diseño, Ingeniería de Producción y Operación de Pozos e Instalaciones de Producción; y además se anexan otras como: Protección al Medio Ambiente, Computación, Seguridad Industrial y Evaluación Económica (Fig. 2.1).

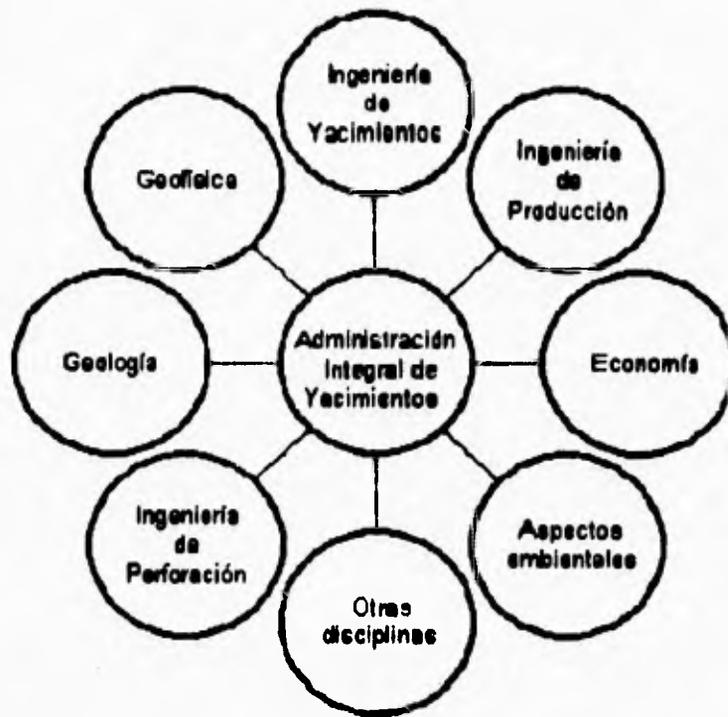


Fig. 2.1 Áreas involucradas en la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos.

La sinergia entre todas estas especialidades con el uso de tecnología de avanzada de diversas áreas de la ingeniería, conllevan a un mayor beneficio económico en la explotación de los yacimientos petrolíferos, siendo éste el objetivo primordial de la Administración Integral de Yacimientos.

2.2 CONCEPTO DE LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

En los últimos años diversos autores han definido a la Administración Integral de Yacimientos de diferentes maneras, tales como:

- "Es la aplicación del estado del arte a un sistema roca - fluidos conocido, dentro de un ambiente de administración dado. El proceso de Administración Integral de Yacimientos es un conjunto de decisiones y operaciones mediante las cuales un yacimiento es identificado, medido, producido, desarrollado, monitoreado y evaluado desde su descubrimiento, pasando por su explotación, hasta su abandono".²
- "Es un proceso continuo, desde el descubrimiento hasta el abandono, con el objetivo de explotar un yacimiento eficiente y económicamente".³

- "Es el uso juicioso de la tecnología de avanzada para maximizar los beneficios económicos de un yacimiento petrolífero."⁴
- "Es el uso de los recursos disponibles (humanos, tecnológicos y financieros) para maximizar las ganancias de un yacimiento, mediante la optimización de la recuperación, mientras se minimizan las inversiones de capital y gastos de operación"⁵.

La explotación de los hidrocarburos de un yacimiento se puede realizar mediante una de las siguientes alternativas: 1) sin una planeación adecuada de las operaciones, o 2) explotar los hidrocarburos del yacimiento a través del proceso de la Administración Integral de Yacimientos, (Fig. 2.2).

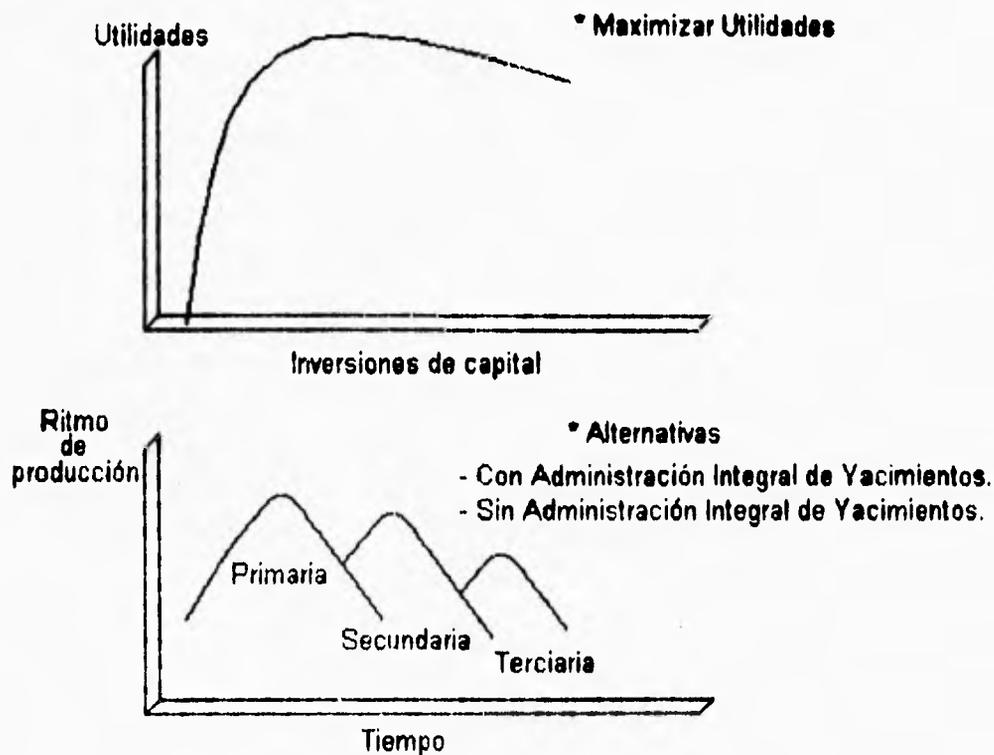


Fig. 2.2 Beneficios de la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos.

La Administración Integral de Yacimientos ha sido definida de diversas formas; sin embargo, en todas se incluye la integración de recursos humanos, tecnológicos y financieros para lograr un máximo beneficio económico en la explotación de los hidrocarburos de un yacimiento.

2.3 ENFOQUE DE LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

El momento idóneo para implantar el plan de la Administración Integral de Yacimientos es el descubrimiento del yacimiento; sin embargo, nunca se es demasiado tarde para llevarla a cabo, la puesta en marcha del programa de Administración Integral de Yacimientos a partir del descubrimiento no sólo provee mejores alternativas de explotación, sino también menores costos de operación a través del tiempo. Para llevar a cabo de manera exitosa la Administración Integral de Yacimientos es necesario que exista un esfuerzo integral del equipo multidisciplinario.

La toma de decisiones dentro del grupo multidisciplinario se debe realizar con la participación de todos los miembros del equipo; no es necesario que las decisiones las tome el Ingeniero de Yacimientos; de hecho cualquier integrante del grupo que tenga un conocimiento general del sistema petrolero (ingeniería de yacimientos, geología, producción, perforación, terminación y de instalaciones superficiales) puede contribuir con una decisión más efectiva. Mucha gente en el equipo no tiene conocimiento de todas las áreas. Debido al desarrollo tecnológico constante y a la complejidad que representan algunos subsistemas, por tal motivo esta situación se debe compensar con un incremento en la calidad, productividad y énfasis en el trabajo de equipo.

Los conceptos de sinergia y equipo son elementos esenciales para la integración de las geociencias e ingeniería petrolera. Esta integración involucra gente, tecnología, herramientas y datos, (Fig. 2.3). La labor de las geociencias y de la ingeniería petrolera deben concentrar muchos de sus esfuerzos sin perder el interés en nuevos descubrimientos, además de considerar áreas ya desarrolladas. Lo anterior constituiría entre otras actividades:

1. Revitalización de áreas ya explotadas.
2. Trabajo en áreas nuevas (marinas y terrestres).
3. Aplicación de nuevos métodos geológicos y geofísicos, tales como: estratigrafía sísmica y reconocimiento del ambiente deposicional.
4. Uso extensivo de tecnología de punta como la fotogeología, así como de imágenes de satélite.
5. Estudio e implantación de sistemas de recuperaciones secundaria y terciaria o mejorada.
6. Espaciamiento óptimo entre pozos.

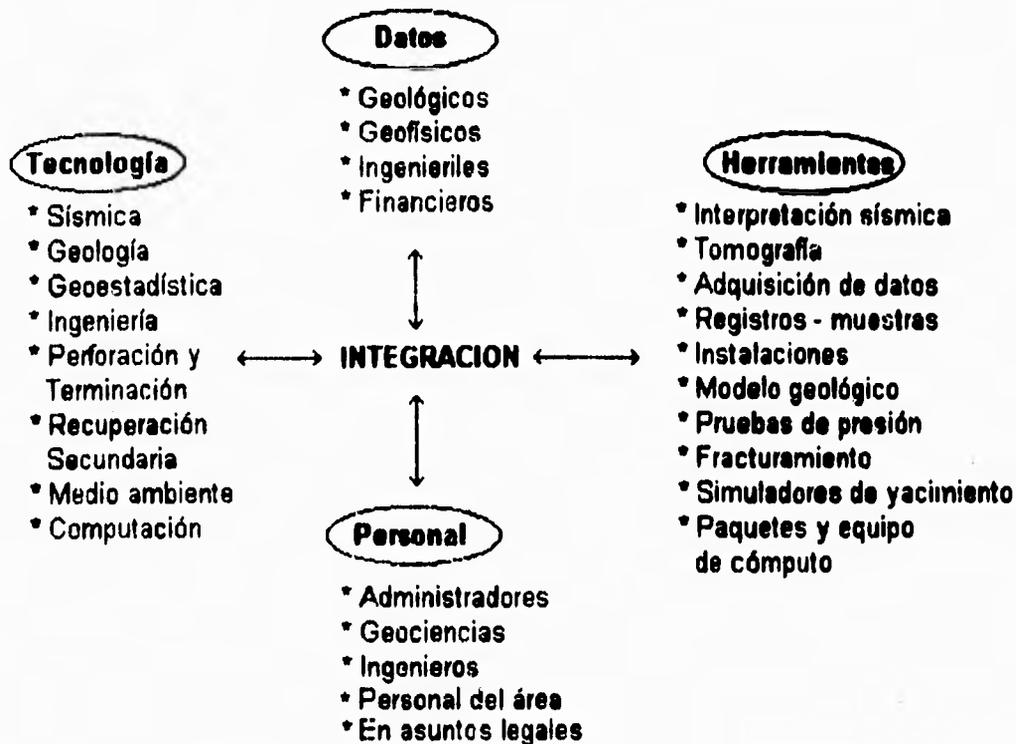


Fig. 2.3 Esencia de la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos.

2.4 PROCESO DE LA ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

Como se ha venido mencionando, la Administración Integral de Yacimientos es un proceso continuo que se debe implantar de ser posible desde su descubrimiento hasta su abandono, con el objetivo de explotar un yacimiento petrolífero, tanto eficiente como económicamente. La intensidad de este esfuerzo parece incrementarse en proporción a la duración y tipo de proyecto, su complejidad, disponibilidad de datos y beneficios de los resultados esperados.³

El proceso de Administración Integral de Yacimientos involucra varias actividades: 1) Planeación, 2) Organización, 3) Integración, 4) Implantación, y 5) Control, (Fig. 2.4). Sin embargo, ninguna de las actividades es independiente de las otras.

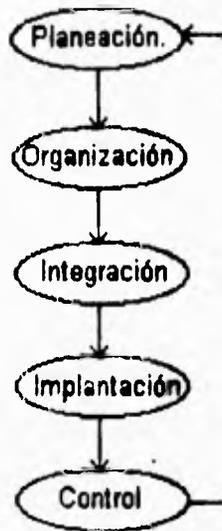


Fig. 2.4 Proceso de la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos.

Planeación.

La planeación consiste en determinar por adelantado lo que se va a hacer y cómo se va a hacer, y es el punto de partida lógico dentro del proceso de la Administración Integral de Yacimientos.

La planeación se puede dividir en dos etapas: establecimiento del objetivo y la programación de las actividades por realizar.

Los elementos fundamentales para el establecimiento de los objetivos son: determinar con que tecnología se cuenta, la información que se conoce del yacimiento, recursos humanos disponibles, consideraciones ambientales, recursos financieros y tiempo necesario para alcanzar el objetivo.

Una vez estipulado el objetivo, el siguiente paso dentro del proceso de la Administración Integral de Yacimientos, es el desarrollo de un plan en el cual se establezcan las actividades que se requieran para alcanzar los objetivos. En general, este plan deberá incluir las siguientes actividades:

- Estrategia de explotación del campo.
- Adquisición y análisis de datos.
- Estudios de modelos numéricos y geológicos.
- Estimación de reservas y su producción.

- **Requerimientos de instalaciones.**
- **Optimación económica.**

Dentro de cada una de estas actividades es necesario que se establezca el tiempo para su ejecución.

Organización e Integración.

Durante la organización se prevén los requerimientos en recursos humanos, tecnológicos, económicos y de información.

En cuanto a los recursos humanos se pretende que se de un sinergismo, el cual es la acción simultánea de unidades individuales separadas que juntas proporcionan un efecto mayor a la suma de los componentes individuales, esto con la finalidad de asegurar el desarrollo y ejecución del plan de la Administración Integral de Yacimientos.

Una vez que se ha determinado la aplicación de los recursos antes citados, será necesario obtenerlos y posteriormente integrarlos, (Fig. 2.3).

Sin embargo, para llevar a cabo una integración óptima, es necesario que los miembros del equipo reciban entrenamiento, reconocimiento, estímulo y cambios dentro de la organización.

Implantación.

El siguiente paso del proceso consiste en implantar el programa que se desarrolló durante la planeación.

Algunas de las actividades que se realizan en esta etapa son:

1. **Desarrollo de un programa de perforación.**
2. **Adquisición y análisis de datos de registros, núcleos y pruebas de pozos, entre otras, obtenidas durante la perforación de los pozos para caracterizar de una mejor manera el yacimiento.**
3. **Diseño e instalación de equipo superficial y subsuperficial.**
4. **Actualización de la base de datos del yacimiento y revisión de la estimación de reservas y su forma de explotación.**

Control.

El objetivo del control es determinar lo que se está haciendo, esto es, evaluar el desempeño del programa y, si es necesario, aplicar medidas correctivas de manera que se adecue a los planes establecidos.⁷

El proceso de la Administración de Yacimientos requiere de un constante monitoreo y evaluación del comportamiento del yacimiento como parte del sistema petrolero, para determinar si dicho comportamiento se está llevando a cabo de acuerdo con el plan establecido.

Para que los programas de monitoreo y evaluación sean exitosos, se requieren los esfuerzos coordinados de los diferentes grupos funcionales al inicio de la producción del campo.

2.5 IMPORTANCIA DE LA ADQUISICION Y ANALISIS DE LA INFORMACION EN LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

En la actualidad se requiere una explotación óptima de los hidrocarburos de un yacimiento con el fin de obtener un mayor beneficio económico de los mismos.

Como ya se ha mencionado, la magnitud del esfuerzo requerido para alcanzar el objetivo de la Administración Integral de Yacimientos, se incrementa con la duración y extensión del proyecto, su complejidad, disponibilidad de datos y beneficios de los resultados esperados. De aquí, que una Administración Integral de Yacimientos efectiva depende de las contribuciones de diversas fuentes de información.

2.5.1 Planeación para la Obtención y Análisis de la Información.

Previo al inicio de cualquier proyecto que involucre la explotación de hidrocarburos, es necesario determinar la información que se requerirá para conocer, desarrollar y evaluar las operaciones involucradas en dicho proyecto. Para llevar al cabo lo anterior, se debe establecer un programa de adquisición y análisis de información adecuado, de tal manera que contribuya a la eficiente aplicación de la Administración Integral de Yacimientos. Este programa debe considerar principalmente: flexibilidad, es decir, que permita modificaciones en el mismo, relación costo beneficio, y que el impacto negativo al medio ambiente sea mínimo.

La figura 2.5 muestra de una manera metódica, lógica y secuencial, el programa de adquisición y análisis de datos, el cual incluye las siguientes etapas: 1) Planeación

de la información requerida, 2) Recolección de la información, 3) Análisis y reducción de la información, y 4) Síntesis de la información.

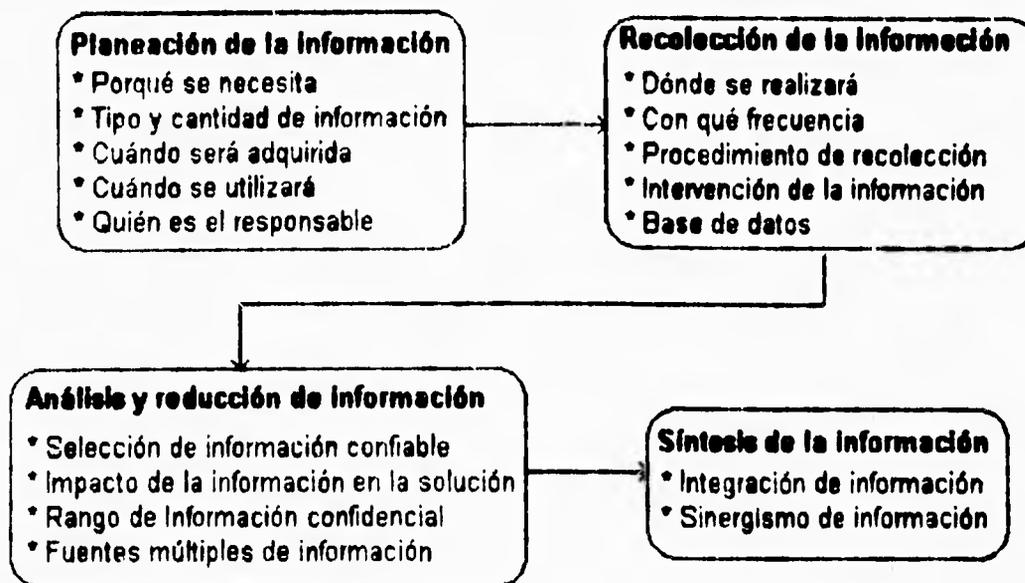


Fig. 2.5 Programa de adquisición y análisis de la información.

1) *Planeación de la información requerida.*

Para desarrollar el plan de la información es necesario conocer: tipo, cantidad, costo, cuándo se utilizará, cuándo y quién la obtendrá. Todo esto se debe respaldar por un estudio técnico - económico que evite la adquisición de información innecesaria.

2) *Recolección de la información*

A lo largo de la vida del proyecto se requiere determinar: donde se deben recolectar los datos, frecuencia de adquisición, procedimiento adecuado para recolectar datos (confiables y aplicables), quién va a verificar la calidad de la información y la vez estructurar la base de datos con aquella que fue recolectada. Cabe aclarar que no existe un programa general que sea aplicable a todos los yacimientos. Esto depende de los requerimientos de información que se tengan de cada yacimiento.

3) *Análisis y reducción de la información.*

De no planear adecuadamente la adquisición de información se pueden presentar alguna de las siguientes situaciones: información insuficiente o información excesiva.

El primer caso es muy común; no obstante, existen algunas alternativas que permiten obtener valores de parámetros cuando se tenga insuficiencia o carencia de información, por ejemplo: correlación, interpolación y extrapolación. Sin embargo, tomar decisiones a partir de éstas alternativas puede resultar inconveniente debido a que los datos son inferidos. Por lo que, al no existir otra alternativa se debe verificar la confiabilidad de las fuentes de información existentes.

En el caso de tener información excesiva se debe reducir considerando la confiabilidad y representatividad de la misma; para lo cual, se puede hacer uso de métodos de estadística. A pesar de esto, en ocasiones, los datos más confiables y representativos no siempre se les da la aplicación correcta.

4) Síntesis de la información.

Para asegurar que los datos sean consistentes y convergentes, es necesario integrarlos de una manera sinérgica. Para esto se requiere del apoyo de grupos multidisciplinarios.

2.6 CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y DE SEGURIDAD EN LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

Para que la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos sea eficiente, se requiere que todas las operaciones que se realicen para alcanzar el objetivo de la misma, consideren aspectos ambientales procurando que las áreas en donde se efectúen aquellas se alteren lo menos posible.

Actualmente, empresas que se relacionan con la exploración, perforación y producción de hidrocarburos, se están concientizando en materia ecológica, y para esto, se están implantando Sistemas de Administración Ambiental, y en sus procesos están utilizando nuevos materiales y tecnología que reducen los daños al medio ambiente.

La Administración Ambiental es una herramienta que se utiliza para minimizar todos los impactos negativos al ambiente y para maximizar los positivos ocasionados por las actividades de exploración y producción de los hidrocarburos.⁶

La seguridad industrial es otro de los aspectos que se debe tomar en cuenta para alcanzar el objetivo de la Administración Integral de Yacimientos.

Actualmente, se han desarrollado e implantado procesos para la identificación de riesgos de una manera efectiva, con el fin de reducir y, mejor aún, eliminar los

El primer caso es muy común; no obstante, existen algunas alternativas que permiten obtener valores de parámetros cuando se tenga insuficiencia o carencia de información, por ejemplo: correlación, interpolación y extrapolación. Sin embargo, tomar decisiones a partir de éstas alternativas puede resultar inconveniente debido a que los datos son inferidos. Por lo que, al no existir otra alternativa se debe verificar la confiabilidad de las fuentes de información existentes.

En el caso de tener información excesiva se debe reducir considerando la confiabilidad y representatividad de la misma; para lo cual, se puede hacer uso de métodos de estadística. A pesar de esto, en ocasiones, los datos más confiables y representativos no siempre se les da la aplicación correcta.

4) *Síntesis de la información.*

Para asegurar que los datos sean consistentes y convergentes, es necesario integrarlos de una manera sinérgica. Para esto se requiere del apoyo de grupos multidisciplinarios.

2.6 CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y DE SEGURIDAD EN LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

Para que la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos sea eficiente, se requiere que todas las operaciones que se realicen para alcanzar el objetivo de la misma, consideren aspectos ambientales procurando que las áreas en donde se efectúen aquellas se alteren lo menos posible.

Actualmente, empresas que se relacionan con la exploración, perforación y producción de hidrocarburos, se están concientizando en materia ecológica, y para esto, se están implantando Sistemas de Administración Ambiental, y en sus procesos están utilizando nuevos materiales y tecnología que reducen los daños al medio ambiente.

La Administración Ambiental es una herramienta que se utiliza para minimizar todos los impactos negativos al ambiente y para maximizar los positivos ocasionados por las actividades de exploración y producción de los hidrocarburos.⁸

La seguridad industrial es otro de los aspectos que se debe tomar en cuenta para alcanzar el objetivo de la Administración Integral de Yacimientos.

Actualmente, se han desarrollado e implantado procesos para la identificación de riesgos de una manera efectiva, con el fin de reducir y, mejor aún, eliminar los

accidentes. Dichos procesos se conocen como **Sistemas de Administración de Seguridad**.⁹

REFERENCIAS.

1. Ayala, S. R.: "La Administración de Yacimientos Petrolíferos en México", México, D.F., (Noviembre 1993).
2. Wiggins, M. L.: "A Manual for Petroleum Reservoir Management", Crisman Inst. for Petroleum Reservoir Management, Dept. of Petroleum Engineering, Texas A&M University, College Station, (May 1989).
3. Raza, S. H.: "Data Acquisition and Analysis for Efficient Reservoir Management", JPT (April 1992) 466.
4. Thakur, G. C.: "Reservoir Management - A Synergistic Approach", paper SPE 20138, presented at the 1990 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, March 8 - 9.
5. Satter, A. , Varnon, J. E. y Hoang, M. T.: "Integrated Reservoir Management", JPT (Dec. 1994) 1057.
6. Dickey, A. P.: "Petroleum Development Geology", University of Tulsa, Division of Petroleum Publishing Co., Tulsa, Ok.
7. Terry, G. R.: "Principios de Administración", Ed. CECOSA, México, D.F. (1981) 533.
8. Kosasih, A. y Shobirin, M.: "Implementing and Environmental Management System and Oilfield Operation in Sumatra", JPT (Jan. 1995) 45.
9. Watson, J. L.: "Effective Safety Management Systems", SPE paper 26365, prepared for 68th Annual Technical Conference and Exhibition, Oct. 3 - 6, 1993, Houston, Texas.
10. Halbouty, M. T.: "Needed: More Coordination Between Earth Scientists and Petroleum Engineers", SPE paper 6109, prepared for the 51st Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Oct. 3 - 6, 1976, New Orleans.

3. LA INFORMACION EN LA EXPLORACION DE YACIMIENTOS.

3.1 GENERALIDADES.

Exploración es el término que se utiliza en la Industria Petrolera para designar la búsqueda de hidrocarburos, y es la fase anterior al descubrimiento.

Uno de los objetivos de la Administración Integral de Yacimientos durante la Exploración, es la obtención de información que sirva en las fases de explotación de los yacimientos petrolíferos. El objetivo parece claro, sin embargo éste debe darse como parte de un trabajo conjunto de diversas disciplinas, vinculadas por un ciclo positivo de intercambio de conocimientos, ideas e información; en el que esta última se debe aplicar al área de interés como una labor de equipo, (Fig. 3.1).

En etapas posteriores a la Exploración es necesario que se tenga un conocimiento preciso de cual es la información que proporciona esta etapa, cuales son los trabajos que requieren de esta información, y la manera más adecuada en que se deberá utilizar, para obtener el máximo aprovechamiento económico de los hidrocarburos de un yacimiento.

Para llevar a cabo el plan completo de la Exploración dentro de la Administración Integral de Yacimientos, es importante tener un conocimiento pleno de muchos aspectos de las diferentes disciplinas auxiliares en la adquisición de información durante la exploración como son: geología, sísmica, registro geofísicos, entre otras; ya que en etapas posteriores como: la perforación, terminación, simulación, producción, recuperación, etc.; los programas de diseño, de desarrollo y problemas que se presentan están estrechamente vinculados con este tipo de información. Así por ejemplo, un resumen de todos los factores geológicos que están relacionados con los ambientes de depósito del yacimiento, determinará los tipos de operaciones que se deben hacer en la etapa de perforación, (Fig. 3.2).

En la etapa de Exploración la cooperación entre Geólogos, Geofísicos e Ingenieros Petroleros mejora las oportunidades para una máxima recuperación de los

hidrocarburos del yacimiento si todas las variables que se presentan y la información se consideran para cualquier programa.

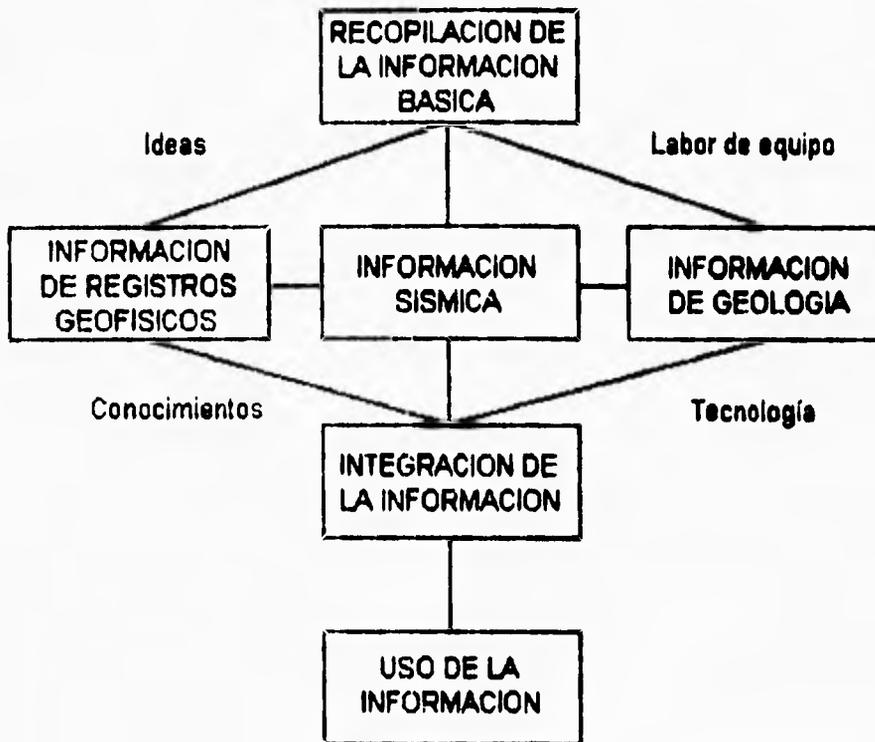


Fig. 3.1 Información que se genera durante la exploración en forma conjunta.

Actualmente, los avances tecnológicos en materia de Ingeniería Petrolera y poderosas computadoras constituyen las principales herramientas de la Administración Integral de Yacimientos para maximizar la recuperación de los hidrocarburos. La interacción de estas herramientas bajo este objetivo, es fundamental en el proceso de la obtención de información en la etapa de exploración, (Fig. 3.3).

En la tabla 3.1 se enlista la información más relevante, que se obtiene durante la exploración:

| GEOLOGIA | REGISTROS GEOFISICOS | SISMICA |
|--------------------------|----------------------------------|----------------------|
| Estudio de la Roca. | Litología. | Secuencias Sísmicas. |
| Ambientes Sedimentarios. | Porosidad Efectiva y Secundaria. | Facies Sísmicas. |
| Procesos Diagenéticos. | Saturación de Agua. | Modelo Estructural. |

| | | |
|---------------------------------------|---|---|
| Litología. | Indices de Permeabilidad y Fracturamiento | Límites. |
| Secuencias. | Litofacies. | Sistemas de Fallas. |
| Sistemas de Fallas. | Orientación del Sistema de fracturas. | Distribución Tridimensional de la geometría de la estructura. |
| Sistemas de Fracturas. | | Distribución Tridimensional de la porosidad y litología. |
| Relieve Estructural. | | |
| Modelo Estructural. | | |
| Modelo Estratigráfico - Sedimentario. | | |
| Geometría. | | |
| Distribución Original de Fluidos. | | |

Tabla 3.1 Información más relevante que se genera durante la Exploración.

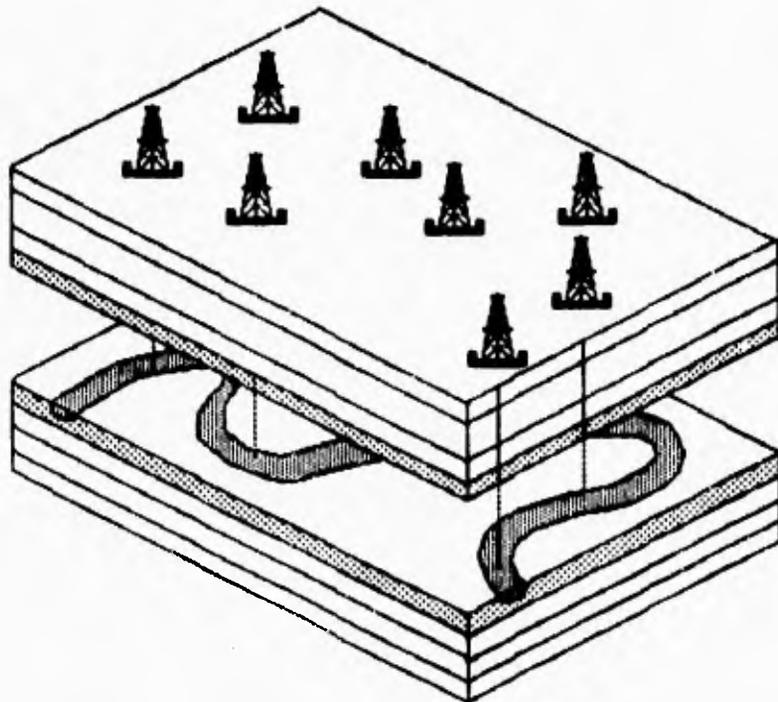


Fig. 3.2 Planeación de la Perforación, a partir de la información del ambiente de depósito.

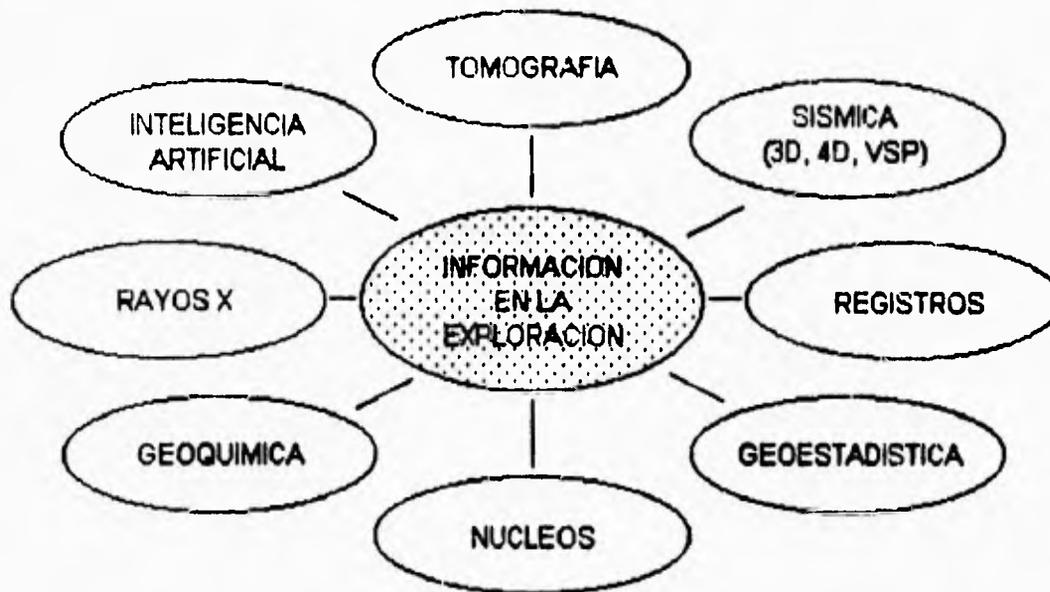


Fig. 3.3 Tecnología aplicada para la obtención de información durante la exploración.

En este capítulo se discute la importancia de la información que se obtiene durante la exploración y algunas de las aplicaciones que tiene en las etapas posteriores al descubrimiento, con el enfoque de la Administración Integral de Yacimientos.

3.2 INFORMACION GEOLOGICA.

La geología de exploración petrolera utiliza información que se obtiene de manera directa o indirecta, de superficie o del subsuelo; este mismo tipo de información se procesa para desarrollar la geología de explotación. Los resultados que se obtienen de ambos estudios geológicos, de exploración y de explotación, son los mismos y fundamentalmente es la forma de aplicarlos o bien las áreas donde se apliquen lo que le da el carácter de geología de explotación o bien de exploración. En la figura 3.4, se presentan en forma general las principales áreas donde se requiere de la información de geología de explotación.

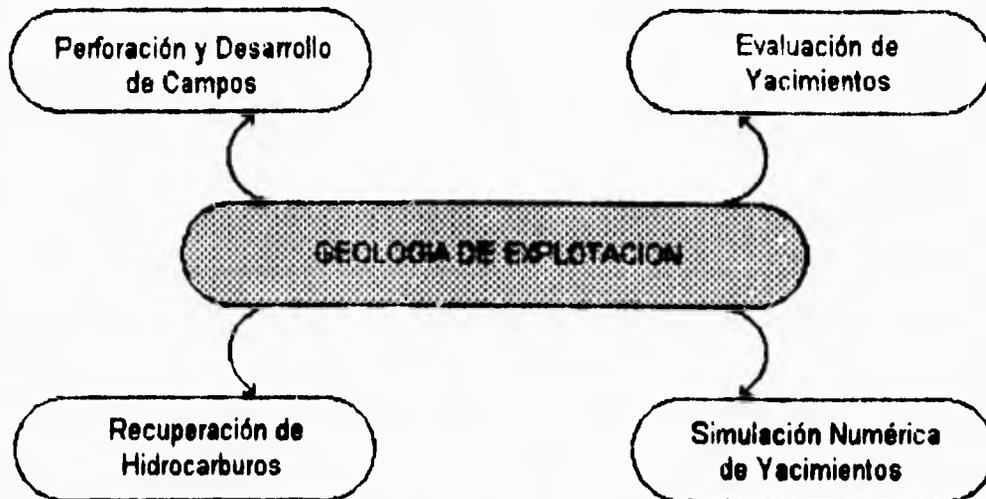


Fig. 3.4 Principales áreas en las que se requiere la Geología.

Los trabajos desarrollados en estas áreas (Perforación y Desarrollo de Campos, Evaluación e Ingeniería de Yacimientos) requieren de información geológica para llevar a cabo programas y proyectos de explotación.

La información geológica que se debe obtener de un estudio de geología de exploración abarca fundamentalmente la que se lista a continuación (cabe aclarar que la información que se lista en la siguiente relación comprende los aspectos esenciales, pudiendo existir otro tipo de información, también necesaria, que no aparece en la relación):

Características Geológicas Regionales.

1. Sedimentológicas.

- Ambientes de depósito y patrón de distribución de las facies almacenadoras.
- Estructuras sedimentarias y texturas de las facies almacenadoras.

2 Estratigráficas.

- **Litología de la columna geológica.**
- **Relaciones estratigráficas de las facies.**
- **Procesos diagenéticos existentes y su influencia.**

3. Estructurales.

- **Características de las estructuras productoras.**
- **Fracturas y sus características.**
- **Fallas geológicas y sus elementos.**
- **Bloques y sus características estructurales.**

Características geológicas locales (geología de yacimientos).

- **Tipo de trampa almacenadora.**
- **Litología incluyendo zonificación.**
- **Tipo de límites.**
- **Geometría.**
- **Profundidad, relieve estructural y buzamiento.**
- **Heterogeneidad de la roca.**
- **Distribución original de fluidos, incluyendo contacto agua - aceite.**

Se considerarán cuatro etapas de la explotación de un yacimiento o campo en donde la información de geología es importante: **Perforación y Desarrollo de Campos, Evaluación de Yacimientos, Recuperación de Hidrocarburos y Simulación Numérica.**

Perforación y Desarrollo de Campos.

La correcta programación de un pozo petrolero requiere del conocimiento de los tipos litológicos que integran la columna geológica a perforar y las profundidades probables de sus contactos, con el propósito de seleccionar adecuadamente, entre otras cosas, el tipo de barrena, el lodo de perforación, los registros geofísicos

adecuados para la correcta evaluación de la formación almacenadora, las profundidades a las que se deben anclar las tuberías de revestimiento, los probables intervalos de zonas geopresionadas, etc.

Desarrollar un campo consiste en perforar, de acuerdo a su geometría y extensión, el número de pozos necesarios para su correcta explotación.

Los límites tentativos y la geometría de la acumulación se pueden definir con información de un sólo pozo que permita determinar la distribución de fluidos que saturan la roca almacenadora y con apoyo de la configuración geofísica del horizonte que corresponde a la cima productora.

El tipo litológico, el ambiente de depósito, el patrón de distribución de facies, la configuración de la cima productora y la geometría, son necesarios para la definición del arreglo y perforación de los pozos de desarrollo.

Por lo anterior, se puede establecer que el desarrollo de los campos depende en buena parte del tipo de litología de la roca almacenadora que constituye el yacimiento. Los tipos de litología más comunes son las arenas o areniscas y calizas o dolomías.

De acuerdo con el patrón geométrico de dichos tipos litológicos (alargados para arenas y areniscas, paralelos o perpendiculares a la línea de costa y tabulares para las rocas carbonatadas) los yacimientos en arena constituyen sólo una parte de la estructura geológica; en cambio las rocas carbonatadas generalmente cubren toda el área. De acuerdo con lo anterior, los criterios para desarrollar los campos deben estar controlados por el tipo de yacimiento, desde el punto de vista litológico, ya que en una arena la acumulación está distribuida en una franja angosta con relación al área de la estructura. En estos casos es recomendable que el desarrollo se realice a nivel de cuerpo de arena y de estructura.

El desarrollo de los yacimientos constituidos por rocas carbonatadas se puede hacer de acuerdo con el control estructural. No se debe perder de vista que estas rocas son muy sensibles a los cambios posdeposicionales y que éstos cambios están controlados, parcialmente, por los ambientes de depósito.

Existen casos de campos en arenas con yacimientos múltiples, en donde se presentan acumulaciones de hidrocarburos en diferentes niveles. Sin embargo, este hecho no debe cambiar el criterio del desarrollo del campo.

En términos generales se puede concluir que la localización de los pozos de desarrollo, debe estar controlada en forma combinada por aspectos geológicos, tanto estructurales como estratigráficos.

De acuerdo con la geometría del yacimiento y la probable distribución de las facies almacenadoras, se puede llevar a cabo el desarrollo del campo de las siguientes formas:

1. Perforar pozos a partir del pozo descubridor hasta llegar o encontrar los límites laterales de la acumulación.
2. Corroborar los límites laterales tentativos de la acumulación, mediante perforaciones de avanzada y posteriormente efectuar perforaciones de relleno.

En ambos casos se deben preparar, tras la perforación del segundo pozo, secciones transversales estructurales para definir las tendencias probables de los mejores intervalos con impregnación de hidrocarburos y de esta manera programar las profundidades de los pozos a perforar.

Como parte del desarrollo de campos se pueden considerar algunos trabajos que se realizan para la terminación de los pozos; por ejemplo, para seleccionar los intervalos por donde se va a explotar el o los yacimientos.

En esta selección intervienen diferentes aspectos geológicos, como los tipos litológicos y mineralógicos que integran la columna geológica productora, con lo cual se podrán conocer los tipos y perfiles de las estructuras y texturas existentes, las relaciones estratigráficas, diferentes tipos de porosidad, la presencia de fracturas, los procesos diagenéticos que afectaron la roca almacenadora. Con esta información se puede establecer si se le debe practicar algún tipo de estimulación a la formación. Además se tendrá información suficiente para seleccionar el método apropiado para la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos y el criterio suficiente para la selección de los mejores resultados.

Evaluación de Yacimientos.

Evaluar un yacimiento o un campo es de suma importancia, ya que de la cantidad de hidrocarburos recuperables dependen las inversiones que se deben hacer para el logro de la infraestructura necesaria para una correcta explotación del campo; por lo que es conveniente que los aspectos geológicos y algunos parámetros petrofísicos necesarios para la cuantificación de los volúmenes originales de hidrocarburos sean definidos correctamente.

El cálculo de las reservas probadas de una estructura almacenadora se apoya en el volumen de hidrocarburos calculado a condiciones originales. La definición de este volumen original requiere de un estudio geológico detallado en el que se determine, mediante la correlación de secciones transversales estructurales, los perfiles de las capas de rocas con hidrocarburos, señalando la cima y la base de la acumulación, así como sus límites laterales.

Un parámetro muy importante en la cuantificación del volumen original es la porosidad. En rocas carbonatadas donde existen diferentes tipos de porosidad es necesario, para hacer una evaluación más aproximada de los volúmenes de hidrocarburos, definir los diferentes tipos de porosidad y hacer una cuantificación del volumen correspondiente a cada tipo.

El espesor neto poroso con hidrocarburos también se requiere en el cálculo de su volumen original. Con base en información principalmente de registros geofísicos y de los pozos y dependiendo del tipo de porosidad, se pueden seleccionar dentro de la zona, con acumulación los intervalos porosos, tomando como límites verticales la cima y la base del yacimiento, esta última generalmente dada por intervalos densos, o bien, por el contacto agua - hidrocarburos.

Simulación Numérica de Yacimientos.

El avance de la tecnología ha permitido el desarrollo de sofisticados programas de cómputo para la simulación del flujo de fluidos en un yacimiento durante las etapas de recuperación primaria y mejorada, aplicando ecuaciones matemáticas que describen el flujo y la transferencia de masas dentro del yacimiento, en una, dos o tres dimensiones, pudiendo ser para tres fluidos (aceite, agua y gas).

La aplicación de estos modelos matemáticos permite el desarrollo, de una manera rápida y precisa de estudio sobre la futura producción de un yacimiento bajo diferentes condiciones de operación, permitiendo seleccionar el óptimo o manejar varias alternativas de explotación.

Lógicamente los resultados que se obtienen de la aplicación de estos modelos dependen de la calidad de la información que se le suministre al programa y es aquí donde la geología del yacimiento adquiere importancia.

Los datos geológicos que se requieren para la simulación numérica de yacimientos son principalmente: geometría, límites, subdivisiones y heterogeneidad. También se requiere la descripción del acuífero, cuando se encuentra asociado al yacimiento, incluyendo su geometría y límites. Tanto al yacimiento como al acuífero se les deben también determinar, los valores de porosidad, permeabilidad, espesores neto y saturaciones de agua. Aunque estos datos corresponden a la roca almacenadora que constituye tanto al yacimiento como al acuífero, los trabajos que se desarrollan, como ya se comentó anteriormente, no corresponden estrictamente a las actividades de la geología de explotación.

La simulación numérica del yacimiento requiere del conocimiento de la información del volumen original de hidrocarburos, ya sea de la configuración de mapas de isopacas, estructurales (cimas y bases) o de isoíndices de hidrocarburos.

El ajuste del comportamiento de un yacimiento requiere, generalmente, probar la simulación haciendo variar alguno de los parámetros que interviene como información; de ahí la necesidad de contar con el dato del volumen original obtenido por diferentes métodos. Así también, cuando se requiere probar con otros valores ya sean petrofísicos, de saturación o de dimensiones del yacimiento es recomendable modificar criterios, seleccionar nuevos métodos o recuperar mayor información.

Geometría del Yacimiento

Como ya se indicó en párrafos anteriores, el conocimiento de la geometría del yacimiento es muy importante y necesario para las distintas etapas de la

7

explotación de un campo. Este parámetro está definido por la forma que resulta del arreglo de los límites laterales, en un plano de configuración de cimas.

En la simulación numérica, además de la geometría en planta del yacimiento, la cual se requiere principalmente para el diseño de la malla necesaria para el simulador. Es conveniente mostrar la geometría en dos o tres dimensiones; para esto el uso de tecnología 3D permite ver esta información de manera detallada (por el uso de colores, alta resolución, capacidad de rotación del modelo, etc.), con la ventaja de poder manipular el modelo, ahorro de tiempo, y sobre todo la capacidad para compartir no solo datos, sino también ideas.

Límites

La posición y tipos de límites que definen la acumulación de hidrocarburos, son datos necesarios en la simulación, ya que definen la geometría del yacimiento. Por otro lado, el tipo de límite (falla geológica, cambio de facie, contacto agua - aceite etc.), establece el carácter de frontera, definiendo con esto sus características, es decir, si el límite está dado por cambios bruscos o transicionales de la porosidad, espesor, permeabilidad, etc.

El límite inferior de la acumulación se debe mostrar mediante la configuración de un plano de bases y también se debe indicar en las secciones transversales de correlación y/o bloques.

Comúnmente este límite lo constituye el plano de contacto agua - aceite, una zona densa y/o arcillosa o una combinación de éstos.

Subdivisiones

En general se puede decir que todos los yacimientos presentan subdivisiones. De acuerdo con su origen, las subdivisiones se pueden clasificar en estructurales y estratigráficas.

La estructural se genera principalmente por fallas geológicas, cuyos planos representan barreras al paso de los fluidos. Dependiendo del grado de fallamiento de una estructura se pueden generar bloques, los cuales

constituyen yacimientos independientes. La simulación de estos casos, se debe realizar en forma independiente.

La subdivisión estratigráfica la constituyen generalmente planos de estratificación o intercalaciones de cuerpos arcillosos o densos. En las rocas almacenadoras del tipo de arenas o areniscas es común que las subdivisiones estén dadas por capas arcillosas. Estas subdivisiones generalmente constituyen barreras en el sentido vertical, separando zonas con diferentes características de acumulación (presión de saturación, tipo de hidrocarburos, etc.), que constituyen yacimientos independientes, o bien establecen barreras en el área donde se localizan.

Es común que la mayoría de los yacimientos presenten subdivisiones tanto estructurales como estratigráficas.

Después de establecida la subdivisión y habiendo separado a la roca productora en capa y/o bloques, los datos necesarios, así como los planos de configuración se preparan para cada capa o bloque identificado.

Heterogeneidad

Además de las subdivisiones presentes en los yacimientos, cada unidad o capa almacenadora puede presentar cambios bruscos, principalmente en sus propiedades petrofísicas y litológicas. Estas variaciones resultan más frecuentes como ya se indicó anteriormente, en rocas carbonatadas, por lo que es conveniente, cuando se pretenda describir yacimientos en rocas de este tipo, usar procedimientos apropiados.

La heterogeneidad definida se debe presentar en forma adecuada, es decir, mediante secciones y planos con los cuales se podrán indicar las variaciones vertical y horizontal de los cambios existentes. De esta manera los miembros del equipo de la Administración Integral de Yacimientos que requieren de esta información podrán disponer de ella con facilidad y hacerla participar en la simulación numérica de los yacimientos.

Los datos necesarios para caracterizar el acuífero prácticamente corresponden a los descritos para el yacimiento (geometría, límites, propiedades petrofísicas, etc.).

Debido a que generalmente es poca la información que se dispone sobre el acuífero para su descripción, es necesario que en la Administración Integral de Yacimientos se aplique tecnología de punta para obtener este tipo de información. Otros datos geológicos tales como: ambiente de depósito, patrón de distribución de facies, tipos litológicos, no intervienen directamente en la aplicación de un modelo matemático para la simulación numérica de un yacimiento; sin embargo, es necesario que los profesionales que intervienen en el desarrollo de estas actividades conozcan, aunque sea en forma aproximada, esta información ya que de esta manera podrán variar algunos parámetros, necesarios para el ajuste del comportamiento, con cierta lógica, congruentes al tipo litológico o distribución de las litofacies.

Recuperación de Hidrocarburos.

La ingeniería de yacimientos aplicada a la recuperación primaria y secundaria de hidrocarburos, se debe apoyar forzosamente en modelos geológicos de los mismos.

La descripción geológica del yacimiento que se requiere en esta etapa de la explotación, debe incluir principalmente los siguientes aspectos: tipo de estructura y fallas geológicas, presencia de fracturas, porosidad, permeabilidad, litología, mineralogía, zonificación, estructuras primarias, etc. Esta información se debe tomar en cuenta para el correcto desarrollo de los proyectos de recuperación de hidrocarburos.

Estructura geológica

Es importante conocer el tipo de estructura, ya que la magnitud del relieve y cierre estructural es definitivo al elegir el tipo de inyección de agua. En estructuras con un alto relieve, se deben aprovechar la magnitud del echado de las capas en la selección del arreglo de pozos inyectoros.

En campos con relieve estructural moderado, el echado de las capas no representa ningún efecto en las operaciones de la recuperación secundaria. En este caso, para realizar una correcta selección de pozos e intervalos inyectoros, se deben considerar otras características de la roca almacenadora, tales como: porosidad, permeabilidad, fracturas, fallas geológicas, litología, etc.

Fallas geológicas

La definición anticipada de la posición y número de las fallas geológicas en una estructura permite determinar los bloques que pueden constituir yacimientos independientes. En algunas ocasiones, los planos de fallas se pueden considerar como barreras al paso de los fluidos, por lo que la identificación de éstos, y el arreglo de sus trazas en los planos de cimas, señalarían las áreas de acumulación en las que quedarían comprendidos los pozos productores e inyectores.

Fractura

Se requieren de procedimientos especiales para describir los yacimientos naturalmente fracturados, ya que no es fácil determinar los parámetros que caracterizan un medio fracturado (ancho, espaciamiento, intensidad y frecuencia de las fracturas) aún cuando la roca almacenadora se haya muestreado en múltiples ocasiones.

Las fracturas afectan la recuperación de hidrocarburos en diferentes formas: favorecen a los yacimientos con empuje de gas en solución durante la recuperación primaria, pero durante la inyección de agua o gas son verdaderas avenidas para el movimiento de fluidos dejando grandes volúmenes de aceite contenidos en la matriz de la roca almacenadora, además la presencia de fracturas puede ser la principal causa de problemas de conificación. Por otro lado, si se tiene información de densidad de fracturas y distribución, la posición de los pozos inyectores se puede localizar en forma conveniente.

Porosidad y Permeabilidad

Cabe mencionar que los trabajos que se realizan para la definición de estos parámetros no son estrictamente geológicos. Sin embargo, debido a la importancia que tienen en la acumulación y recuperación de hidrocarburos se hacen algunos comentarios, que se consideran de interés.

La porosidad es un factor definitivo, ya que controla la capacidad de inyección de agua; además se relaciona con el volumen de aceite almacenado en el yacimiento.

La porosidad final en arenas depende fundamentalmente de las condiciones ambientales al tiempo del depósito, dependiendo del nivel de energía. Sin embargo, en una roca carbonatada la porosidad final depende, además del nivel de energía, de procesos orgánicos y diagenéticos que modifican la porosidad original, haciendo más difícil su determinación y pronóstico.

Para poder considerar a una formación como adecuada para la inyección de agua, es necesario que tenga buena porosidad y buena permeabilidad, y que estas propiedades se mantengan, por lo menos, del pozo inyector al productor.

La presencia de capas densas con una distribución horizontal amplia en yacimientos sometidos, por ejemplo, a inyección de miscibles, constituyen barreras de permeabilidad al barrido vertical del banco solvente, provocando que en el yacimiento queden volúmenes considerables de aceite.

En rocas carbonatadas heterogéneas, en donde se tiene un amplio rango de permeabilidad, es probable que se presenten canalizaciones del agua de inyección del pozo inyector, al productor, a través de las secciones altamente permeables, quedando los hidrocarburos atrapados en las zonas de menor permeabilidad, por lo que es necesario conocer a detalle la distribución vertical y horizontal de ese parámetro. Una vez determinados estos parámetros, la selección del arreglo de los pozos y de los intervalos de inyección y producción, así como los gastos de inyección se hará con más bases, ya que también para ello se tomarían en cuenta las zonas de menor permeabilidad.

Litología y Mineralogía

Los diferentes tipos litológicos presentes en una roca almacenadora se deben conocer por lo menos, a nivel de pozo ya que cada tipo de pozo presenta características propias, por ejemplo, una caliza es más soluble que una dolomía, el mudstone es de baja porosidad primaria y puede contener arcillas, la dolomía, es normalmente un producto de reemplazo e implica circulación de agua a través de medios porosos primarios o fracturas. Un grainstone está formado por

granos y su porosidad primaria es intergranular, una arena normalmente contiene arcilla intersticial o interestratificada, una arenisca contiene cementantes como los carbonatos. Por otro lado, es conveniente determinar el contenido de ciertos minerales, por ejemplo, la pirita en presencia de oxígeno forma ácido sulfúrico el cual es muy corrosivo, el bario en combinación con sulfatos produce sulfato de bario el cual es insoluble y tapona los espacios porosos reduciendo con ello la permeabilidad.

El conocimiento de estos aspectos relacionados a los tipos litológicos, son necesarios en la programación de los proyectos o métodos de producción de hidrocarburos.

Zonificación

La zonificación geológica de la roca almacenadora tiene un papel muy importante en la inyección de agua. Las predicciones de comportamiento de yacimientos muchas veces fracasan debido a que no se considera la heterogeneidad geológica. Es común que los cuerpos de arenas almacenadoras, de acuerdo con la energía en su ambiente de depósito, se encuentren interestratificadas con pequeñas capas lutíticas, o bien presenten estratificación graduada o zonas que de acuerdo con los distintos niveles de energía se presenten libres de arcilla y/o tamaños de granos mayores, lo que origina variaciones en los valores de porosidad y, consecuentemente, de permeabilidad.

Las rocas carbonatadas almacenadoras comúnmente tienen porosidad del tipo vesicular. Cuando las vesículas están conectadas forman canales con permeabilidades muy altas que podrían admitir la mayor parte del agua de inyección produciendo un rápido rompimiento del agua en el pozo productor.

Durante la inyección el agua se acepta proporcionalmente a la permeabilidad de cada capa.

Después de definir una zonificación de valores de porosidad o permeabilidad, y de acuerdo con la distribución horizontal y vertical de dichas zonas, la

recuperación secundaria se debe programar o adaptar con base en dichas zonas dentro del yacimiento.

Estructuras primarias

Las rocas sedimentarias presentan estructuras que se originaron durante su depósito. Los cambios constantes de condiciones afectan la mineralogía, textura y composición de los sedimentos acumulados, originando una estratificación o la formación de capas.

Cuando en el ambiente de depósito existen corrientes dominantes en determinadas direcciones y éstas se mantienen durante todo el tiempo de depósito, se generan estructuras primarias llamadas de corrientes: estratificación cruzada, rizaduras, etc. Estas estructuras pueden crear superficies de muy alta permeabilidad.

Algunos sedimentos están intensamente bioturbados, lo que indica que durante el depósito de los mismos algunos organismos construyeron horadaciones, con lo cual se destruye parcialmente la estructura interna y se homogeneizan los sedimentos. Esta actividad puede reducir el contraste de permeabilidad dentro de los sedimentos.

Otras estructuras como las superficies estriolíticas también desempeñan un papel muy importante en la recuperación de los hidrocarburos, ya que normalmente se orientan subparalelas a los planos de estratificación y, generalmente, están rellenas con silicatos de grano fino y materia orgánica no carbonatada, creando barreras al flujo entre capas. Se debe definir la presencia de estas estructuras primarias en formaciones productoras cuando se les pretenda someter a proyectos de recuperación secundaria de hidrocarburos, ya que si se conoce el tipo, tamaño y dirección de dichas estructuras se pueden aprovechar favorablemente.

A continuación se describen algunas técnicas para la obtención de cierta información geológica.

3.2.1. Importancia de la Geología en la Explotación de los Hidrocarburos.

La única base de comparación de intervalos en diferentes pozos que se mantiene en práctica es la litología de las rocas de estos intervalos. En otras palabras la correlación en los campos petroleros es un ejercicio de comparación de la litología.

La forma más directa de obtener un conocimiento acerca de la litología de las rocas perforadas es tomando muestras, y mediante el uso de técnicas de registros de línea de acero, y actualmente por medio de redes neurales. Sin embargo, es necesario que estas se comparen a fin de comprender mejor la litología. Se pueden considerar tres tipos de muestras: núcleos, recortes de la perforación y muestras de pared.

Núcleos.

Debido a que la obtención de núcleos resulta costosa, solo se deben tomar aquellos que provean información importante.

Los núcleos son grandes muestras de formación (varias pulgadas de diámetro y varias decenas de pies de longitud). Estos tienen la principal ventaja de su gran tamaño, el cual proporciona una gran oportunidad para el estudio de los materiales de la roca, y para determinar la profundidad de origen de estos materiales, excepto en los casos en donde la longitud de núcleo recuperado sea corta.

Sin embargo, la operación de nucleado en pozos exploratorios consume mucho tiempo y no exenta las posibilidades de un pozo seco.

El análisis en laboratorio de los núcleos muestreados permite determinar características de la roca tales como: mineralogía, tamaño y forma del grano, cementante, etc.

Recortes de la Perforación.

Son muestras de roca fragmentada por la barrena y llevadas a la superficie por la circulación del lodo. Tienen la ventaja de ser baratas, de obtención rápida y por lo tanto disponibles para inspección inmediata. Esta es una práctica directa de observar información acerca de la litología y características de las rocas perforadas.

La principal desventaja es que no son muy representativas de la formación perforada. Primero por que algunas formaciones tales como: yeso, arcilla y arenas sueltas se tienden a desintegrar en el lodo y se llegan a perder, y segundo por que se contaminan.

Algunos parámetros que nos proporcionan estas muestras, así como su importancia en las etapas posteriores al desarrollo de un campo son: tipo de roca y sus características físicas; tales como tamaño de grano, forma de grano, arreglo de los granos, cementante, etc.

Muestras de Pared.

Son muestras pequeñas, cilíndricas que se toman de la pared del pozo por medio de una pistola corrida por un cable. Estas tienen la ventaja de ser tomadas después de que se ha corrido algún registro, lo cual permite seleccionar exactamente las capas que serán muestreadas. Asimismo, pueden ser bien localizadas y estar libres de contaminasteis. Además son bastante representativas de la capa muestreada.

Las desventajas son: las pequeñas dimensiones y el hecho de que éstas solo llegan a estar disponibles después de que el pozo ha sido perforado, y entonces no llegan a estar listas para una observación del progreso del pozo.

Esta técnica es rutinaria en muchos campos y requerida por el geólogo de producción.

Registros Petrofísicos.

Hoy en día la fuente de información litológica más importante para propósitos de correlación es proporcionada por los registros petrofísicos. Esta técnica consiste de una medición continua de parámetros físicos, los cuales reflejan características de la formación que se está atravesando. Estos registros son producidos por instrumentos complejos corridos por un cable, y la interpretación de éstos está en términos de litología, contenidos de fluidos, etc., (ver capítulo 4).

Los registros tienen la enorme ventaja de ser continuos y con muy buena resolución, por ejemplo: se pueden identificar capas de espesor de un metro, además la determinación de la profundidad es muy aproximada.

Una restricción de éstos es que solamente se pueden utilizar después de que se perforó una sección de formación, además, las operaciones de registro interrumpen la perforación por periodos considerables, lo que se traduce en un mayor costo.

En la gran mayoría de los estudios de geología de explotación, se utiliza el registro de rayos gamma, el cual en la mayoría de los casos refleja claramente la litología con la menor interferencia. Este registro mide la radioactividad natural de las rocas. Los minerales arcillosos tienden a ser más radioactivos que el cuarzo y que los carbonatos, en consecuencia, las rocas con diferente contenido de material arcilloso muestran claramente las capas en el registro.

Además, en dichos estudios se utiliza el registro de resistividad, el cual distingue bastante bien la arcilla y las areniscas, donde la resistividad de estas areniscas depende de la composición de los fluidos contenidos en los poros de la roca. Entonces, un intervalo penetrado de arenisca podrá tener características litológicas uniformes desde el fondo hasta la parte alta, pero la resistividad no será por ningún motivo uniforme si la capa contiene aceite en la parte superior y agua salada en la parte inferior.

Existe otro registro que mide el potencial espontáneo que se genera en el pozo por diferencia en el contenido de sal entre el lodo de perforación y el fluido de la formación. Este registro muestra frecuentemente un panorama de la litología en la misma forma que el registro de rayos gamma.

Es importante hacer énfasis en que no es suficiente considerar un solo registro en la determinación de la litología.

3.2.2. La Estratigrafía y su Sinergia con otras Areas.

La estratigrafía es la ciencia descriptiva de los estratos y actualmente se emplea como la ciencia de los estratos de la roca. En este sentido la estratigrafía no está únicamente limitada al estudio de la sucesión original y a la determinación de la

edad y relaciones entre los estratos de la roca, sino también le concierne la forma, la distribución, la composición litológica, el contenido fosilífero y las propiedades geoquímicas y geofísicas de los estratos de roca; así como la interpretación de los ambientes en que se formaron y su historia geológica.

La estratigrafía se basa en estudios de campo, porque únicamente ahí se pueden observar los principales aspectos y las relaciones entre las rocas estratificadas.

Se deben mencionar a la petrología sedimentaria y a la paleontología como auxiliares para un mejor entendimiento de los problemas estratigráficos, pero siempre integrándolos a la estratigrafía de campo.

Como las rocas sedimentarias se depositan en una secuencia ordenada, se podrá determinar en cualquier lugar donde existan afloramientos y donde la estructura geológica no sea muy compleja la secuencia estratigráfica. Con lo anterior el geólogo de exploración está en condiciones de hacer un levantamiento geológico, el cual mostrará en un plano la distribución de las unidades de roca aflorantes, o bien, de las unidades de subsuelo. Mientras más acertados sean los datos concernientes a las unidades estratigráficas, su secuencia y su distribución, más fácilmente se entenderá la geología de la región.

Con la información que actualmente aportan las imágenes de la tierra tomadas por los satélites artificiales, y por el alto grado de resolución de las fotografías aéreas, es posible contar con un plano fotogeológico de buena calidad antes de iniciar el trabajo de campo, con lo que el trabajo del estratígrafo se facilita.

Uno de los objetivos de la estratigrafía es el de relacionar las unidades estratigráficas de una región con otra vecina; basándose en la evidencia que proporcionan las rocas. Esta evidencia es de dos tipos: física y biológica, por lo que el estratígrafo requiere del auxilio de dos colaboradores importantes: el petrógrafo y el paleontólogo.

De este objetivo es posible:

- 1. Establecer un marco estratigráfico para el desarrollo del estudio en etapas posteriores de explotación de un campo.**

2. **Mostrar la interdependencia de la paleontología, la petrología y la geofísica.**
3. **Relacionar las rocas productoras con sus ambientes de depósito.**
4. **Realizar el análisis estructural y estratigráfico del subsuelo.**

De lo anterior se deduce que las técnicas más empleadas en la estratigrafía del subsuelo son: Petrología, Paleontología y Geofísica, y de esta última principalmente la sismología de reflexión y los registros geofísicos de pozo.

Es conveniente tomar muestras de los pozos exploratorios, aunque también de los pozos de desarrollo, donde el estudio de éstas en cuanto a las características litológicas debe ser cuidadoso, que al usarse conjuntamente con la paleontología proporcionan una considerable ayuda en la correlación.

Los estudios de micropaleontología, de gran importancia, se deben hacer teniendo en mente los siguientes objetivos:

1. **Selección de fósiles índice con objeto de correlación.**
2. **Determinación de tipo de fauna.**
3. **Establecimiento de paleoambientes de depósito basado en tipo de fauna.**

La información que se obtiene de los estudios petrográficos y paleontológicos de cada pozo, se deben anotar en los registros eléctricos de pozo. Además, es conveniente indicar los paleoambientes de depósito en el mismo registro eléctrico mediante colores, de tal forma que cualquier cambio abrupto en el medio de depósito se observe de inmediato.

A pesar de que los registros eléctricos se emplean con fines de correlación, se debe hacer notar que en secciones clásticas y en pozos alejados entre sí, la correlación eléctrica no siempre es segura. Esta es la razón por la cual, como se indicó anteriormente, que en los registros eléctricos de cada pozo estudiado se anoten todos los datos petrológicos, los principales fósiles indicativos de edad y las secuencias de ambiente de depósito de los sedimentos.

La integración de la información sismológica es esencial para lograr una correlación estructural - estratigráfica correcta, por lo que los perfiles sismológicos y las interpretaciones sísmicas estructurales se deben emplear cuantas veces sea

necesario. Los perfiles sismológicos de densidad variable son particularmente valiosos para determinar la dirección y la magnitud del echado de las capas en el subsuelo, en aquellas áreas donde los pozos se encuentran muy alejados unos de otros. Asimismo, son muy útiles para localizar fallas y la altura de la sección estratigráfica a la cual desaparecen.

Se debe mencionar que en los últimos años la geofísica en todas sus especialidades ha tenido un desarrollo extraordinariamente rápido que ha facilitado los estudios estratigráficos y estructurales del subsuelo.

3.2.3 Ambiente de Depósito.

En los primeros años de la industria petrolera, cuando se perforaba un pozo no se sabía si el yacimiento que se encontraría sería bueno o malo. Es decir, no era posible determinar si las condiciones bajo las que se encontraba el yacimiento eran favorables para la acumulación de hidrocarburos. En años recientes esta situación ha mejorado, a partir de la información derivada de las propiedades de los sedimentos. Se ha logrado conocer con mayor confiabilidad la geometría, distribución espacial de los diferentes tipos de roca y la relación entre los cuerpos de la misma. Este avance se basa en gran medida en el estudio de la génesis de estos cuerpos sedimentarios.

El mejor conocimiento de la geometría del yacimiento permite alcanzar una mejor predicción sobre su comportamiento, si éste tiene un buen potencial, o para evitar la perforación de pozos en lugares donde probablemente las características de la roca del yacimiento no sean las mejores para la acumulación de hidrocarburos. El conocimiento de las características sedimentológicas ha permitido una mejor estimación de los volúmenes de roca del yacimiento y por consiguiente de las reservas presentes en éste.

La aplicación de los métodos para la obtención de esta información, requiere del conocimiento del flujo de fluidos a través de los cuerpos de roca del yacimiento.

Frecuentemente, el flujo de fluidos se estudia con modelos numéricos y de cómputo, que se basan en la descripción del yacimiento, y en esta última tienen un papel importante los estudios sedimentológicos.

El propósito de los estudios de sedimentología es describir, de la manera más fidedigna, la estructura interna del yacimiento; los que se desarrollan a lo largo de una secuencia de estudios, (Fig. 3.5).

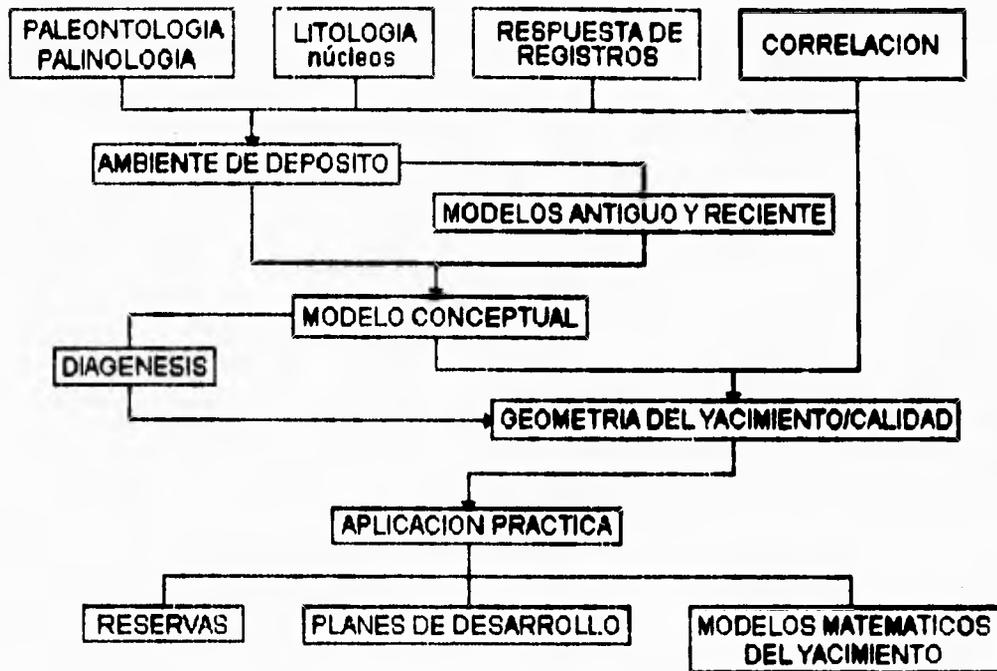


Fig. 3.5 Importancia de los estudios de Sedimentología en la Administración Integral de Yacimientos.

El primer paso en el estudio de las rocas de yacimiento se define el ambiente de depósito. En esta fase, la principal fuente de información radica en el estudio de la sedimentología de las rocas del yacimiento. Las muestras de pared y recortes de la perforación son de gran utilidad, pero la experiencia ha mostrado que raramente se pueden desarrollar resultados decisivos sin un buen conjunto de núcleos.

Este trabajo está destinado a lograr una correlación detallada de la zona del yacimiento en todos los pozos del campo, y para separar el complejo sedimentario en pequeñas partes conocidas como unidades genéticas; donde la similitud en geometría y características de los intervalos entre unidades genéticas depositadas

en ambientes similares, es una ayuda valiosa en el modelo sedimentológico del yacimiento.

Reconocimiento de Facies en Núcleos.

En los núcleos se tiene la clave para una interpretación correcta de los ambientes deposicionales de un yacimiento. Ocasionalmente es posible reconocer facies para subdividir yacimientos en una amplia variedad a partir de registros.

Después de muchos años de estudio sedimentológico en universidades y compañías, se puede afirmar que los ambientes deposicionales relacionados con yacimientos de hidrocarburos permiten establecer un criterio de diagnóstico confiable. Sin embargo, un núcleo es solo una pequeña e incompleta muestra de una formación, y la interpretación de facies se dificulta más, por lo que, para este fin, se deberá integrar información de geología regional y estratigrafía sísmica.

El análisis de núcleos se puede dividir en dos fases. Primero, se establecen las facies de los diferentes intervalos, y segundo, se determina un conjunto de reglas por las cuales estas facies se pueden reconocer en pozos no nucleados.

Hay una gran cantidad de características en una escala tal que permitirán su detección en registros. En la primera fase, se pueden usar muchos datos de la interpretación. Macroscópicamente, se pueden distinguir características de las capas (estructurales y sedimentarias), sucesiones típicas de algunas características (por ejemplo una secuencia de Bouma en turbiditas), y características de partículas grandes y fósiles. Microscópicamente, se pueden observar: textura, tamaño y distribución de los granos, fósiles, mineralogía, características diagenéticas y detalles químicos.

Son bien conocidos los métodos clásicos de descripción de núcleos y no se dificulta la interpretación de las características macroscópicamente visibles. Sin embargo, con frecuencia estas características dejan todavía un amplio rango por estudiar. Por esta razón, han sido desarrolladas una serie de técnicas para ayudar en los métodos clásicos de descripción de núcleos: Scanning Electron Microscopy (SEM), Fotografía de rayos infrarrojos, Gamma Ray Spectrometry, Isotope Ratio Analysis.

Reconocimiento de Facies con Registros.

En esta práctica se determina un conjunto de reglas que permitirá el reconocimiento de facies en registros. Un ejemplo muy claro es el de los sedimentos deltáicos representados por la forma del registro de rayos gamma, el cual está fuertemente relacionado a la diferencia de energía hidráulica en los diferentes ambientes de depósito, resultado de las diferencias en la distribución del tamaño de grano.

Con los registros modernos, es posible una aproximación más cuantitativa. Los parámetros geológicos que influyen la lectura del registro son: tamaño de grano, distribución, empaquetamiento, composición mineral, tipo de cementante y cantidad, tipo de arcilla y cantidad, porosidad secundaria, forma de la capa y distribución de los elementos radiactivos. La figura 3.6 muestra la relación general entre parámetros geológicos y la respuesta del registro para rocas clásticas.

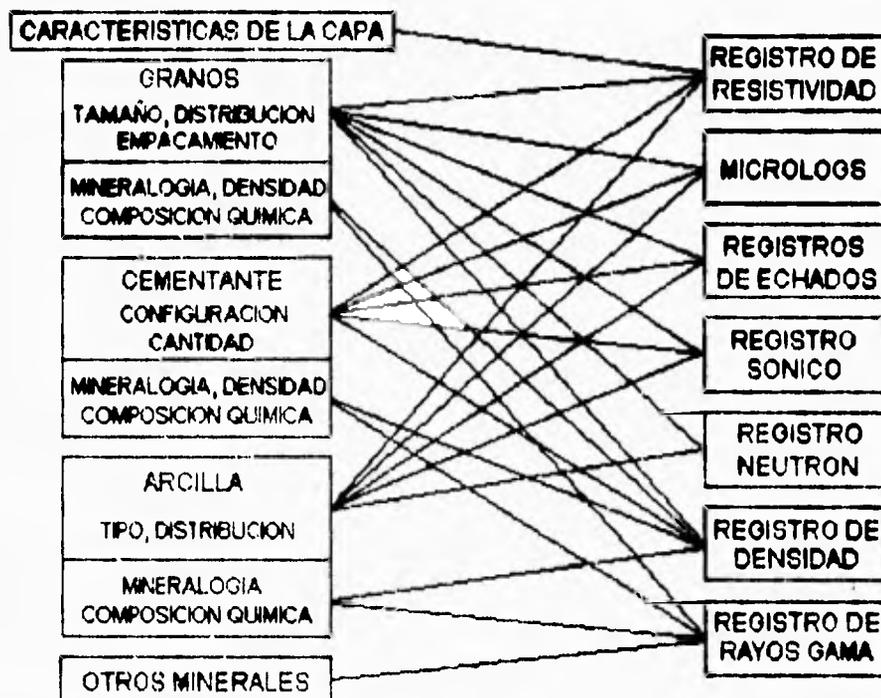


Fig. 3.6 Respuesta de los registros a diferentes características geológicas en yacimientos clásticos.

Representación de la Información en el Ambiente de Depósito.

La presentación gráfica usada en el trabajo sedimentológico se puede llevar a cabo de diferentes maneras, de acuerdo al propósito para que vayan a ser usadas, tales

pueden ser: presentación de datos, definición del origen del ambiente, representación de la distribución de tipos de sedimentos importantes, etc.

Lo anterior depende del tipo de sedimentos que está siendo estudiado y del propósito para el cual las representaciones fueron hechas. La figura 3.7 muestra un mapa de una arena en un campo de ambiente deltáico. La forma del registro muestra dos tipos de arena que están presentes en este campo: por un lado, la forma de "embudo" en el registro representa una arena de barrera (barrier bar), y por otro, la forma de "campana" del registro representa una arena de canal (channel sand). El mapa está diseñado para mostrar, en primer lugar, la localización de cada tipo de arena en el yacimiento, y en segundo las variaciones de espesor de las arenas sobre el área de interés.

Uno de los propósitos de los estudios de los sedimentos es ayudar en la planeación del desarrollo del campo. Por ejemplo para el mapa de la figura, se puede observar que la producción de los pozos que se encuentran más hacia el sur será menor, lo cual se debe al espesor delgado desarrollado. En este caso, se puede concluir que no es conveniente perforar pozos más hacia el sur de éste. Por otro lado, el canal de arena (channel sand) es de mayor espesor en los pozos aquí perforados, y por lo tanto serán mucho más productivos.

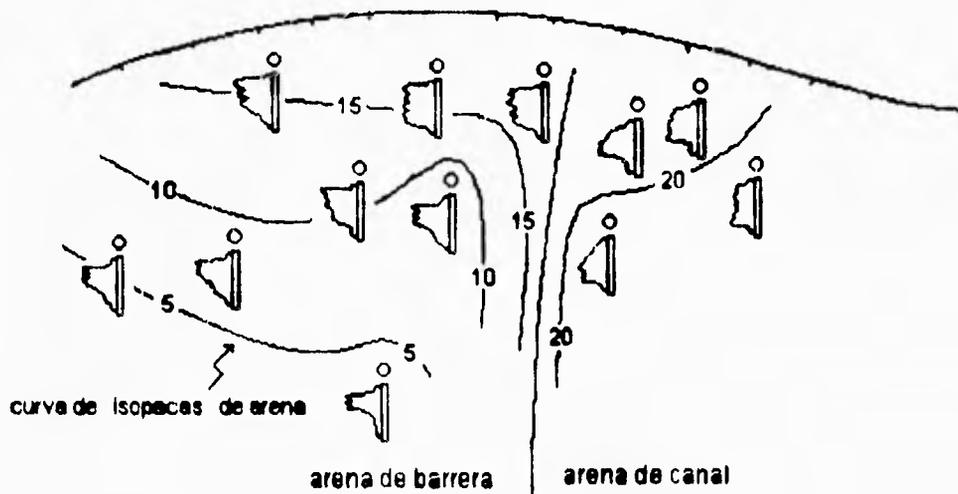


Fig. 3.7 Mapa de arena dos ambientes diferentes, y su forma en el registro.

Otra aplicación de este tipo de información en la Administración Integral de Yacimientos, es la determinación del volumen de arena, para la estimación de las reservas. En cada pozo se determina el espesor neto de arena a partir de registros, (Fig. 3.8), y con esta información se podrán construir curvas de espesor neto de arena. Esto se puede hacer por algún método automático, como el de triangulación, pero el conocimiento de las arenas estudiadas y de la geometría, derivada del conocimiento de ambientes de depósito, permite obtener mapas de curvas de espesores mas reales y exactos.

En muchos campos petroleros, el yacimiento consiste de un intervalo estratigráfico, definido por una cima y por una base, dentro del cual se encuentran capas alternadas de arena y de arcilla. Frecuentemente, los registros no muestran suficientes características que permitan la identificación individual de arena o arcilla de pozo a pozo, por lo que la correlación por medio de la forma del registro no es muy aconsejable. Asimismo, en muchos casos la distribución de las capas de arena sobre el intervalo es tan irregular que la correlación con base en la posición estratigráfica tampoco es posible.

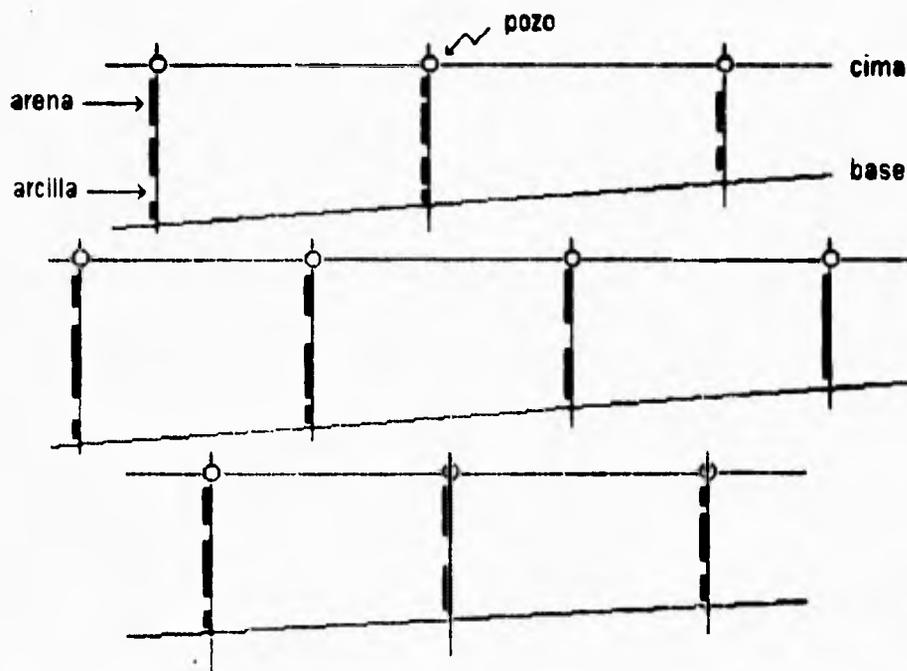


Fig. 3.8 Determinación de capas de arena y arcilla en diferentes pozos, por medio de registros.

Tal situación se muestra en la figura 3.8, donde las capas de arena se representan por los bloques negros, logrando de esta manera visualizar las variaciones laterales

de las unidades. Esta es una técnica bastante útil en estudios estratigráficos y sedimentológicos de zonas del yacimiento.

La estimación del volumen bruto (bulk volumen) es uno de los propósitos del análisis sedimentológico dentro de la Administración Integral de Yacimientos, como un paso en la estimación de reservas donde la herramienta más común para estimar el volumen de roca productiva como se bosqueja en un mapa de isopacas de arena productora, (Fig. 3.9).

La medición del espesor neto de arena para propósitos de construcción de mapas, permite cuantificar el espesor neto de arena por pozo (bloques negros en la figura anterior), y así correlacionarlos todos.

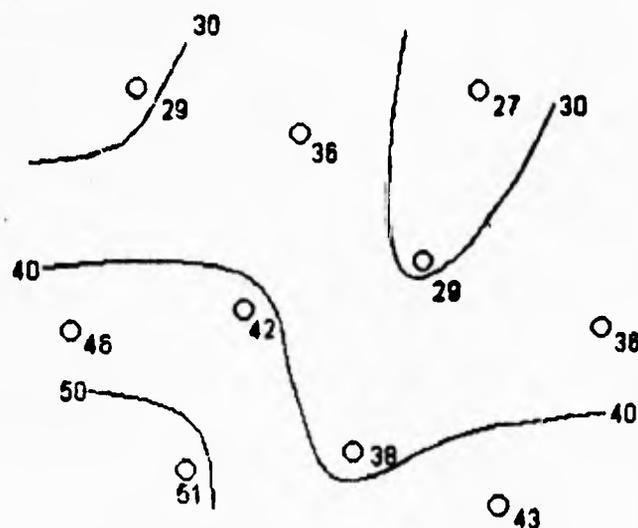


Fig. 3.9 Mapas de isopacas de arena productiva, con fines de estimación de volumen bruto.

El resultado se muestra en la figura 3.9, donde se dibujaron las isopacas para correlacionar el área. En el mapa se puede observar que de la región noreste se tiene una tendencia de aumento de espesor hacia el suroeste, pero esta visualización aún resulta muy vaga para determinar el volumen de arena. Por lo que sería muy impreciso calcularlo a partir del mapa. En otras palabras, el patrón de las curvas no está suficientemente refinado como para que se pueda considerar real, en consecuencia, la estimación no es muy válida. En casos como el expuesto, los

estudios modernos de análisis sedimentológico pueden proporcionar resultados más aproximados a los valores reales.

Para mejorar los resultados de métodos obsoletos, lo ideal es trabajar con cada unidad genética en forma separada, esto es, con cada cuerpo de roca que se formó en una sola actividad del sistema de depósito. Sin embargo, el reconocimiento de estas unidades genéticas en forma individual no es posible, por lo que se puede desarrollar un refinamiento, que consiste en separar de manera arbitraria en "bloques", y después hacer un mapa individual para cada uno de éstos. En la figura 3.10, el intervalo se subdividió en tres "bloques" individuales e iguales, donde después se hará un mapa de cada bloque de manera independiente. En algunos casos el espesor total del intervalo estratigráfico es muy variable, entonces bajo esta situación será complicada la elaboración del mapa de cada uno de los "bloques".

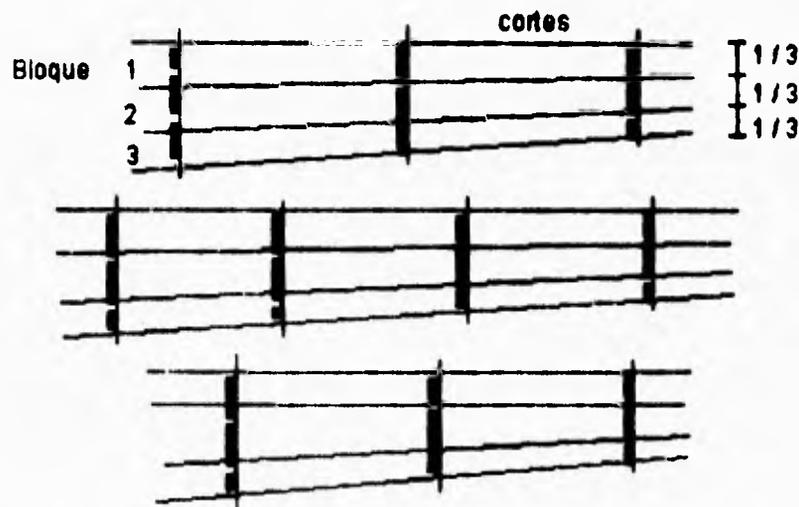


Fig 3.10 Intervalo separado en tres "bloques" iguales.

Los mapas de espesor neto de arena para cada una de los bloques se hicieron por simple interpolación visual, (Fig. 3.10), donde el patrón de curvas es más confiable que el mostrado por mapas de figuras anteriores a ésta.

El "bloque" 1 de la figura 3.10, muestra un incremento de espesor hacia el suroeste. Esto no implica que la arena en este pertenece a una sola unidad genética, ni definirá a que tipo de unidad puede corresponder. De manera similar, el "bloque" central muestra un patrón definido, es decir, a partir de la parte media del espesor

total, se incrementa hacia los lados. Por otro lado, el "bloque" 3 muestra un incremento muy regular (de sur a sureste).

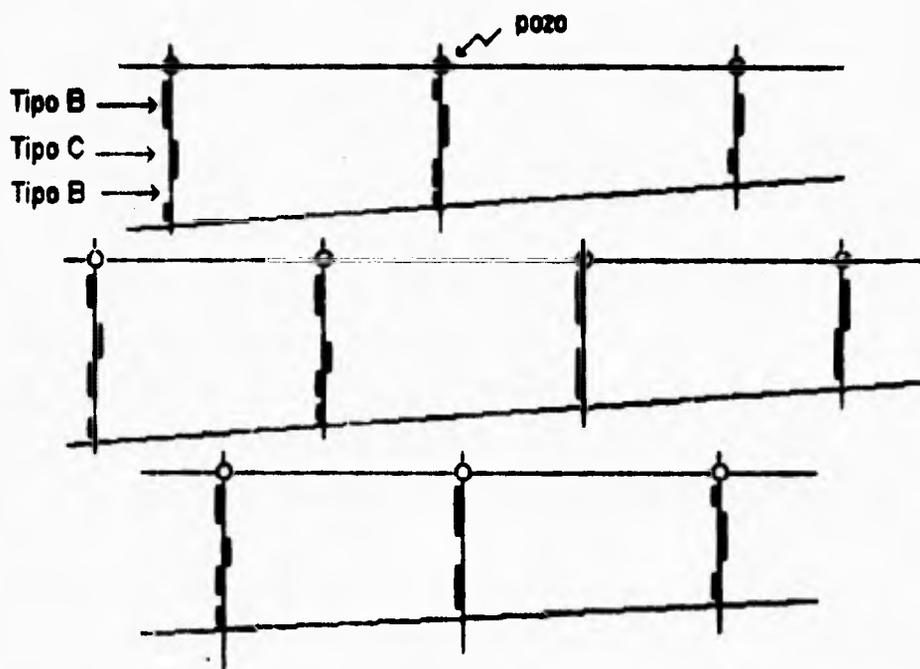


Fig. 3.11 Determinación de capas de arena y arcilla en diferentes pozos, por medio de registros.

Una investigación más a fondo puede llevar a una diferenciación de los cuerpos de arena. En las secciones de la figura 3.11 se distinguen dos tipos de arena, denotadas como tipo B y tipo C, las cuales se pueden distinguir por análisis de núcleos, muestras de pared o por análisis de registros: donde el tipo C ocurre aproximadamente a la mitad del intervalo estudiado, el tipo B está concentrado en las porciones superior e inferior. Pero aún se presentaron dificultades para su interpretación, por ejemplo, en la sección de abajo no hay una correlación directa entre las capas tipo C.

El espesor neto para los dos tipos de arenas se dibujaron en mapas, separando la arena del tipo B en un intervalo superior e inferior. Los mapas resultantes no son muy diferentes a las de la figura 3.10, por que la subdivisión del intervalo es también en tres partes.

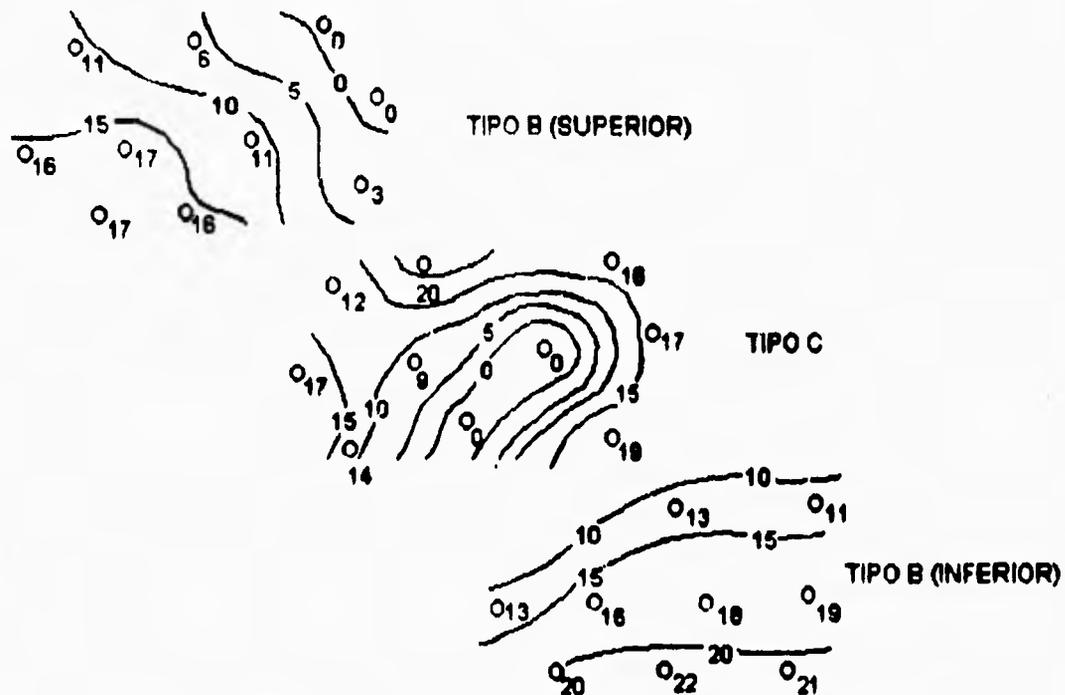


Fig. 3.12 Mapa de los dos tipos de arena.

No obstante, el patrón de las curvas de los mapas en su conjunto dará una visión aún más clara; pero aún así no se tienen las suficientes características que permitan la definición de los tipos de arena en términos del ambiente de depósito, (Fig. 3.12).

Por otro lado, el uso de éstos dará una estimación más aproximada del volumen de roca que si se usaran los previos a éste; siendo entonces muy útil en éste aspecto la diferenciación de tipos de arena.

Con la ayuda de los registros geofísicos de pozo, se pueden mostrar las formas características en los intervalos de una arena. Por conveniencia se usarán las tradicionales formas de "embudo" y de "campana" del registro. De esta manera se puede concluir que la arena del tipo B tiene su origen en una barra de barrera, mientras el tipo C pertenece a una arena de canal.

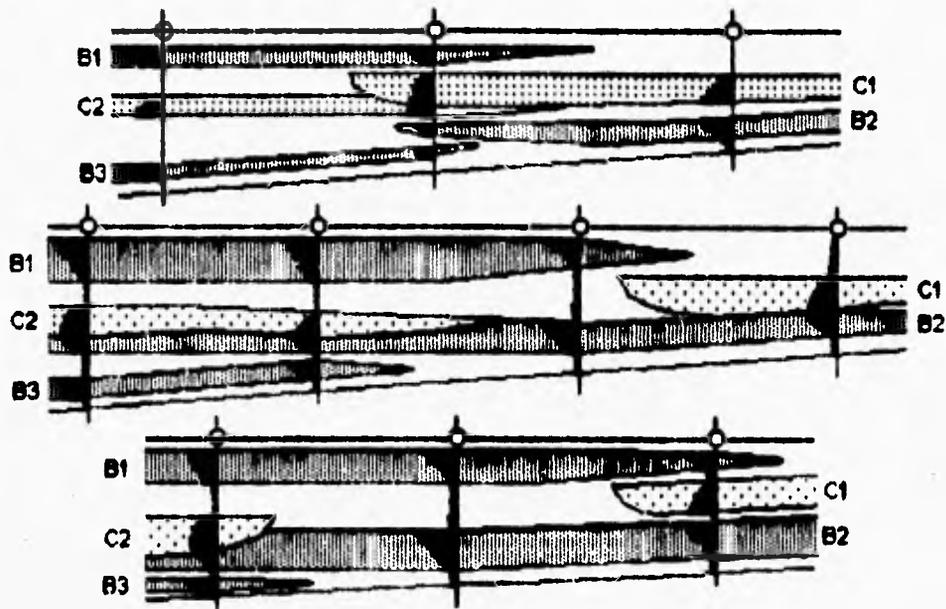


Fig. 3.13 Correlación de las unidades genéticas, con la ayuda de registros geofísicos de pozo.

A partir de esta conclusión, es posible llegar a modelos conceptuales de varias unidades de arena mediante una correlación detallada de los pozos que se muestran en la figura 3.13; y con ayuda de esta será posible distinguir diversas unidades genéticas en forma individual, resultando entonces una subdivisión de tres unidades de barra de barrera y dos de arena canal.

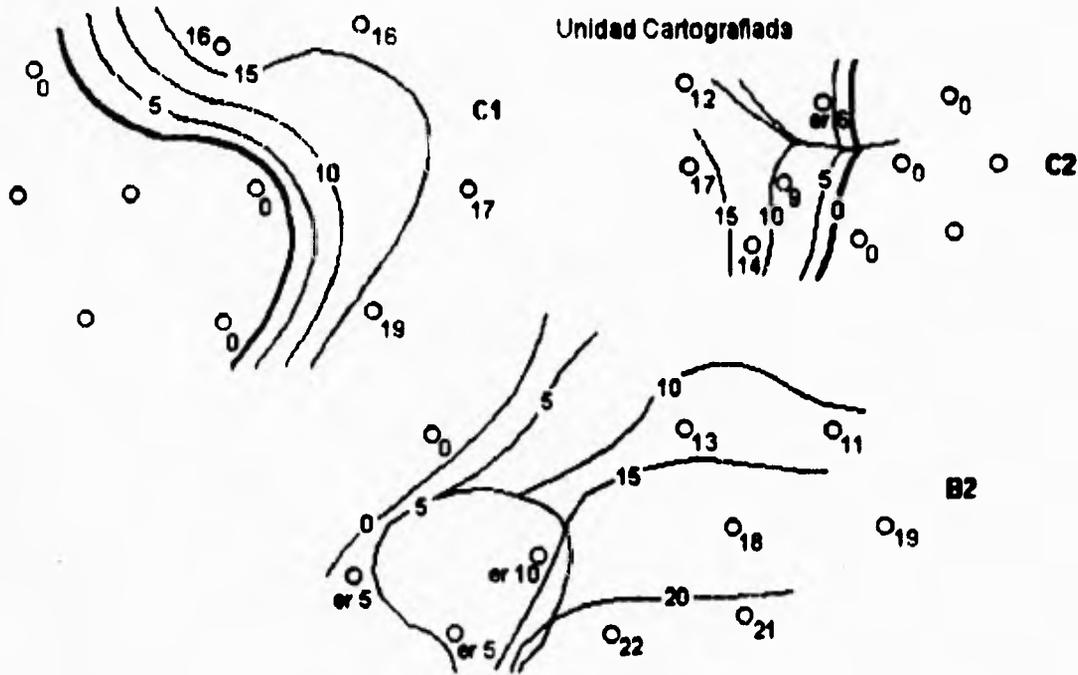


Fig. 3.14 Mapas de tres unidades genéticas.

El reconocimiento de las cinco unidades genéticas permite obtener mapas en forma separada, de acuerdo con un modelo conceptual de su geometría. Para efectos de ejemplificación, se muestra un mapa con tres unidades genéticas, en donde se puede notar que la arena tipo C se dividió en dos partes, lo cual representa una definición más clara del mismo, (Fig. 3.14). El uso de este tipo de mapas puede llevar a resultados más aceptables, si se trata de estimar volúmenes de roca.

Las secciones que se muestran, sólo representan las direcciones este - oeste, y para determinar la forma en que se desarrollan los cuerpos a lo largo de las otras direcciones, es necesario recurrir a los mapas de contorno (isochore maps).

No obstante, uno de estos mapas representa sólo una unidad genética o en algunos casos un conjunto, por lo que la interrelación de estas diferentes unidades no se puede visualizar en los mapas. Para este fin, se utilizan los diagramas de panel, que son una herramienta con la que se puede examinar la geometría de estas unidades con mayor detalle, (Fig. 3.15), así como su interrelación, lo cual resulta de gran importancia desde el punto de vista operativo, pues da una idea del patrón de flujo de los fluidos a través del yacimiento.

Diagrama de Panel

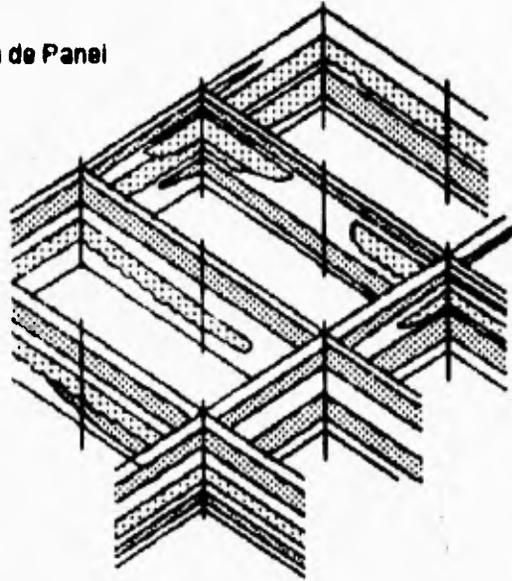


Fig. 3.15 Diagrama que muestra la geometría de las unidades genéticas.

En el caso que muestra el diagrama de panel, el flujo de fluidos está controlado por la forma e intercomunicación de los cuerpos individuales. Sin embargo, éste flujo puede estar afectado con mayor frecuencia por variaciones de permeabilidad.

En la figura 3.16 el bloque izquierdo representa un cuerpo de arena de canal, en el que el sentido del flujo de los fluidos dependerá del gradiente de presión que se tenga en las diferentes partes de un canal. Así se determinará si el flujo es de izquierda a derecha o viceversa, o si el flujo es de enfrente hacia atrás o al contrario. Lo que resulta de gran importancia en la Administración Integral de Yacimientos, principalmente en procesos de recuperación secundaria, en donde se requiere conocer el patrón de flujo de los fluidos, para hacer una planeación adecuada de las operaciones de inyección.

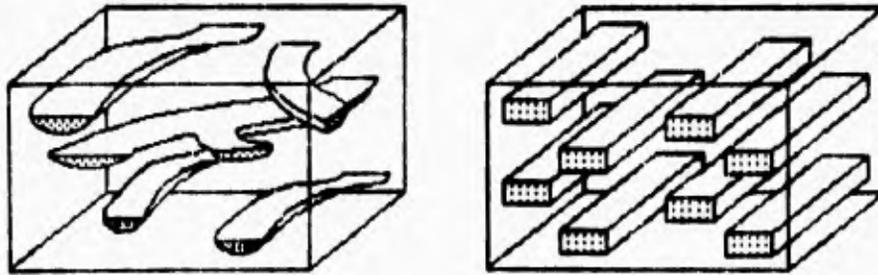


Fig. 3.16 Modelos de los cuerpos de una arena de canal.

Por otro lado, este modelo puede presentar grandes dificultades si se trata de representar por medio de alguna expresión matemática, por lo que se debe realizar una simplificación de este modelo, resultando otro como el de la parte derecha de la figura 3.16, la cual se logra con la ayuda de estadística.

El diseño de tales modelos es una de las principales áreas de cooperación entre geólogos, ingenieros petroleros y expertos en la interpretación de registros de pozo.

Con la información que se obtiene del ambiente de depósito se tratan de describir las características estructurales del yacimiento, trabajo en el cual la labor conjunta de geólogos, especialistas en sedimentología, y de interpretación de registros hacen posible:

1. Establecer la predicción del tamaño y forma del nuevo yacimiento, mediante la definición del ambiente en el cual se depositaron las rocas del yacimiento, con la ayuda de modelos ya establecidos, los cuales se basan en información de muestras de rocas, datos de registros geofísicos de pozo, de paleontología, y palinología, básicamente.
2. Realizar la correlación de dichos registros, para subdividir los cuerpos de roca en unidades genéticas con similar porosidad, permeabilidad y otros parámetros, de los que resultarán mapas muy aproximados a la realidad.

Con esto se llegan a conocer más a detalle los cuerpos de roca que constituyen el yacimiento; cuya información se deberá transferir a los ingenieros petroleros para

una planeación más adecuada de las operaciones. Cabe aclarar que los especialistas que trabajan en el reconocimiento del ambiente de depósito, deben estar conscientes de la necesidad de información en las etapas posteriores, por lo que deben cooperar con los demás miembros del equipo de la Administración Integral de Yacimientos para asegurar que su información tenga la mejor aplicación. Todo con el objetivo de explotar de manera racional el yacimiento, sin descuidar el entorno ecológico.

Ambientes de Depósito en Areniscas.

Barra de Barrera

En un ambiente de este tipo los sedimentos serán mejores si, el tamaño de grano es mayor y el contenido de material intersticial es pequeño. Este tipo de sedimentos con estas características se forman en los llamados ambientes de alta energía, es decir donde el oleaje y las corrientes tienen un papel importante.

Tales ambientes son muy comunes en aguas no profundas, en las cuales, una gran cantidad de roca del yacimiento se originó en formaciones deltáicas.

Un depósito común del tipo deltáico, y en el cual se formaron una gran cantidad de buenos yacimientos, es la Barra de Barrera, en donde el movimiento de aguas originado por el oleaje, tiene un efecto de lavado y arrastre del material fino de los sedimentos, entonces este material es removido por las corrientes, a aguas más profundas y quietas, y por lo tanto más lejanas a la costa. Este aumento hacia arriba del tamaño de grano, es reflejado por la respuesta del registro de litología, (Fig. 3.17), cuya forma semeja un "embudo".

Meandro

Otro ambiente típico de la deposición deltáica, es el meandro, el cual ocurre a nivel de suelo (Fig. 3.18), donde la arena se deposita en el interior de las curvas que toma el curso de los ríos, y que son llamados puntos de barra (point bar). Los puntos de barra se pueden sepultar por flujos posteriores, y preservarse como cuerpos de arena limpia y porosa.

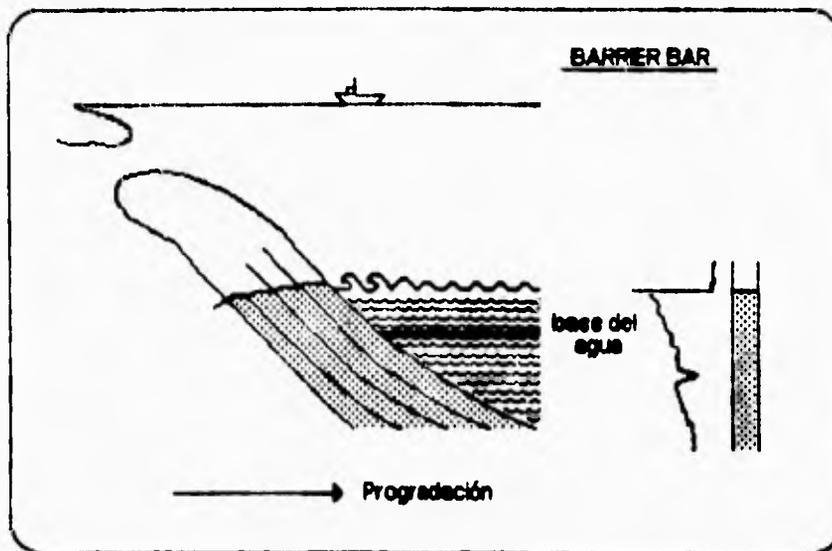


Fig. 3.17 Características de la barra de barrera y su respuesta en el registro.

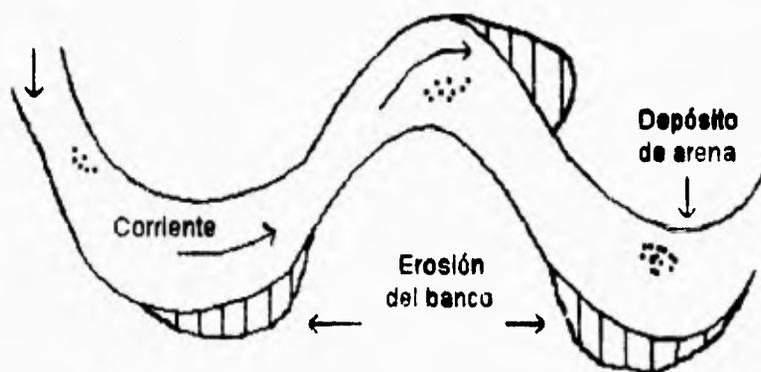


Fig. 3.18 Dinámica del transporte de un río.

La roca de muchos campos petroleros son areniscas que se depositaron como puntos de barra en ríos antiguos. En los puntos de barra el material grueso se deposita en la parte más profunda del río o canal, donde la corriente es más fuerte; y el material fino se sedimenta en la parte alta. Esta secuencia de disminución en el tamaño de grano hacia arriba se refleja en el registro de rayos gamma, como una forma de "campana", (Fig. 3.19).

Generalmente, en la superficie no es posible identificar puntos de barra, sin embargo, la forma del registro puede posibilitar la determinación de depósitos de meandro.

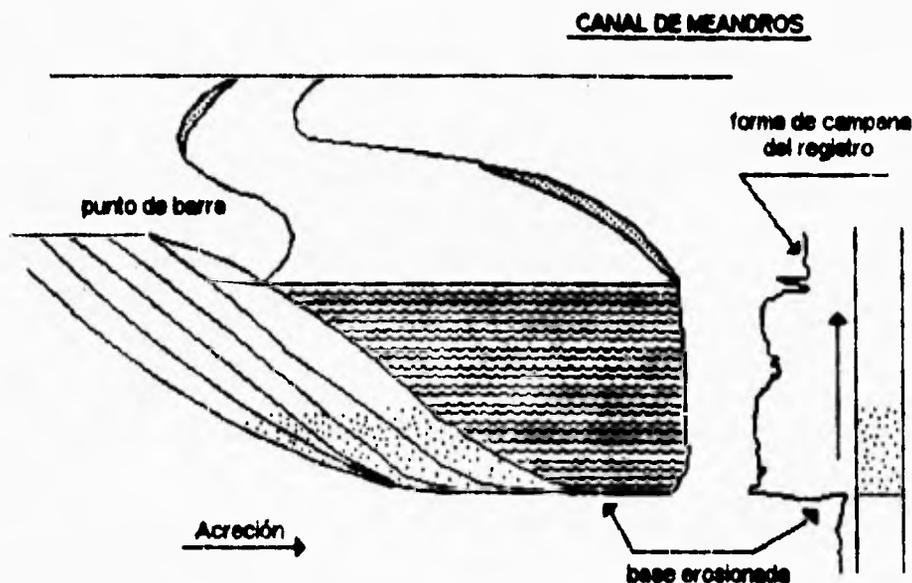


Fig. 3.19 Características de los meandros y su respuesta en el registro.

Canal Distributivo

Este tipo de canal comúnmente ocurre a nivel de subsuelo y, a diferencia de los anteriores generalmente se bifurcan.

Durante el flujo la corriente produce un fenómeno de erosión y deposición, del cual resulta un cuerpo de sedimentos de forma prismática. Estos sedimentos están frecuentemente expuestos a los mismos procesos, con el resultado de que el tamaño de grano no varía mucho del fondo a la parte alta del cuerpo, como lo muestra la forma del registro, cuya apariencia es la de un "cilindro" (Fig. 3.20). No obstante, existe una tendencia del material fino a concentrarse en la parte superior de la unidad sedimentaria, por lo que la respuesta del registro muestra vestigios de una forma de "campana".

Por otro lado, las fuertes corrientes hacen que la forma de las capas sean irregulares y el arreglo de los granos sea pobre. En dichas capas, la carga de

los sedimentos más gruesos llega a formar montículos (levee), y los materiales arenosos más finos se depositan hacia afuera de éstos como "spillover sands". En algunas ocasiones los montículos (levee), así como los "spillover" se pueden reconocer en formaciones subsuperficiales.

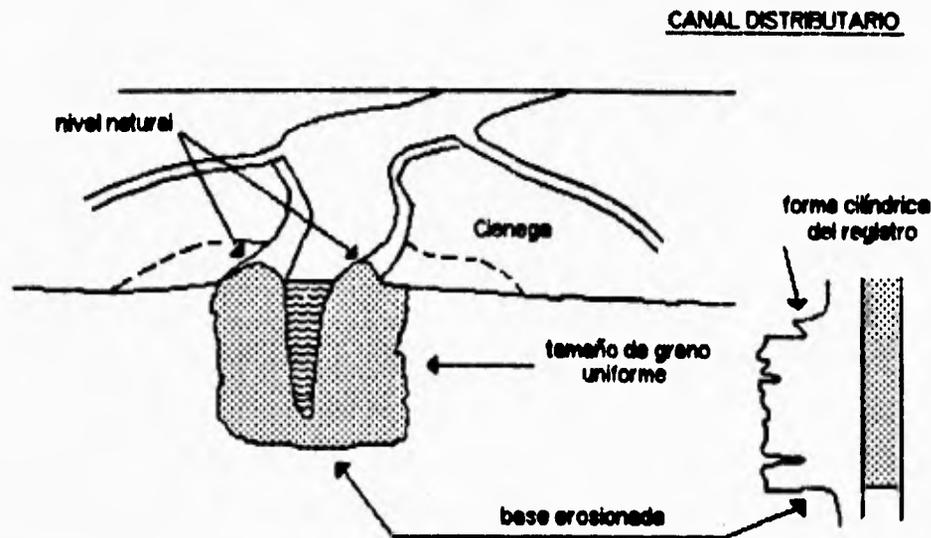


Fig. 3.20 Características del canal distributivo, y su respuesta en el registro.

Complejo Delta

Debido a que la mayoría de las arenas productoras de hidrocarburos provienen de arenas de origen deltáico; por lo que es conveniente describir algunas de sus principales características, como lo muestra la figura 3.21, que representa de manera esquemática y simple, la forma como generalmente se presenta en muchas partes del mundo.

Los registros muestran la forma en la cual un ciclo completo de deposición puede ocurrir en un ambiente de delta. Por una parte, las arcillas marinas se depositan en el fondo, ya sea solas, o llevando fauna marina. Hacia arriba, se encuentran cada vez más intercalaciones arenosas, como lo muestra el registro, cuya forma semeja a la de un "embudo". Generalmente, esta parte del ciclo termina también con un intervalo arenoso, que por lo regular es "limpio" y con un buen arreglo de grano; además de contener otras arenas, cuyo origen es un canal de estuario.

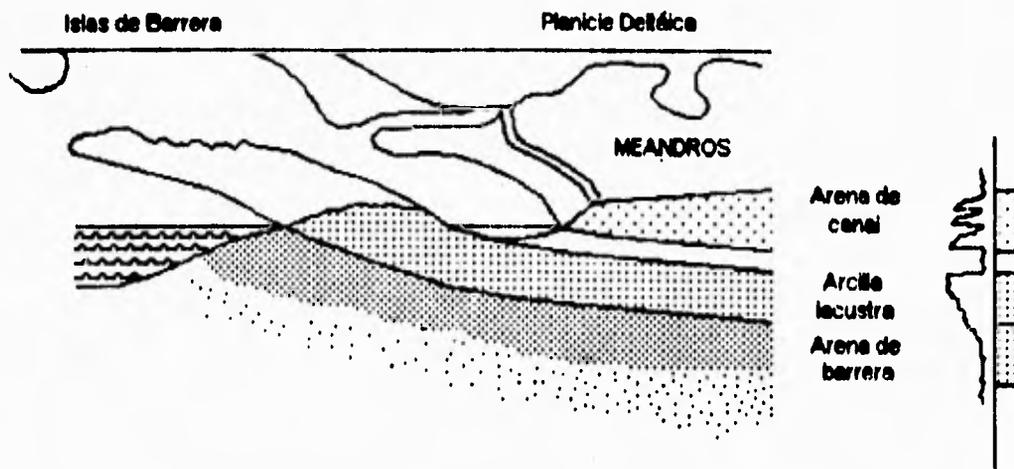


Fig. 3.21 Características de un complejo delta y su respuesta en el registro.

La arcilla de origen lacustre es rica en contenido de materia orgánica (fauna marina y de carbonatos), la cual en algunos casos es muy bien reconocida. La parte superior del ciclo se representa por aquella sección que se encuentra a nivel de suelo de la planicie deltáica, que se caracteriza por canales de arena (probablemente menos limpios que las arenas de barrera "barrier sands"), y con frecuencia muestran intercalaciones de arcilla, que se refleja en el registro en forma de "campana".

A partir de un bosquejo es posible derivar algunas ideas con relación a la geometría de los diversos cuerpos que se originan en un ambiente deltáico.

Los deltas de los ríos grandes son lugares donde los sedimentos se depositaron en el mar, tanto canales como playas son característicos de los deltas. La sedimentación rápida y el cambio de curso de los ríos cubren las arenas con sedimentos de grano fino, así que éstos serán preservados y posteriormente pueden constituir yacimientos petrolíferos.

Los abanicos submarinos y los depósitos de corrientes de turbiditas, forman el frente de los deltas en aguas profundas, y frecuentemente contienen aceite o gas.

Además, se pueden encontrar otros tipos de arena de origen deltáico que son productoras en yacimientos petrolíferos. Tenemos, por citar algunas aquellas que provienen de un complejo de dunas, que se formaron en un ambiente

desértico, y de las cuales los núcleos muestran una evidencia de su gran espesor. El origen de las dunas se debe a que hubo un predominio de vientos fuertes en una dirección por mucho tiempo, por lo que el material más fino fue arrastrado, y bien arreglado.

En algunos casos, se originaron una serie de arenas en las profundidades del mar como resultado de corrientes que acarrearon material desde la costa. La formación resultante muestra alternancia regular con las capas de material fino y grueso, cuya geometría se determina por la forma de la cuenca.

Muchas arenas se pueden asignar a un ambiente de depósito, el cual ayuda considerablemente en el establecimiento de las propiedades físicas y de geometría en el yacimiento. Sin embargo, el ambiente de depósito por si solo no ha sido exitoso en todos los casos, por lo que aún se continúa investigando para proveer de más modelos a algunos de los ambientes de depósito no bien establecidos.

A pesar de que se tiene un buen conocimiento de algunas arenas y de su origen, no será la condición en la que usualmente se encuentra en los campos petroleros. En la mayoría de los casos la diagénesis afecta el material sedimentario, y alteran las propiedades físicas. En estas alteraciones aumenta o disminuye la porosidad. Para propósitos prácticos se supone que el espacio poroso disminuye al aumentar la profundidad. Primero por que aumenta la carga sobre los sedimentos, y por otro lado por el cambio químico que sufren algunos minerales .

3.2.4 Parámetros del Yacimiento.

Para llevar a cabo una descripción detallada del yacimiento, es necesario contar con información de las propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en la misma. En cuanto a los fluidos es necesario saber la facilidad que tienen éstos para fluir en el medio poroso, y de las rocas sus propiedades mecánicas y eléctricas.

Esta información se puede obtener de muestras. Sin embargo, el conocimiento de las propiedades de la roca no será completamente satisfactoria, puesto que solo se

trata de un punto en el yacimiento. Por tal situación es necesario trabajar en forma conjunta con registros de pozo, en los que se pueden verificar las mediciones hechas en el núcleo. Asimismo, las propiedades de la roca se pueden inferir de mediciones hechas durante la producción del pozo. Es importante que la información de las propiedades de la roca que se derive de cualquiera de estos métodos se corrobore con otros.

Uno de los problemas que se presenta con mayor frecuencia en la determinación de las propiedades de la roca, es la extrapolación que se hace de pozo a yacimiento. Por lo que siempre es necesario contar con un modelo geológico apropiado, que resulta del trabajo del equipo de Administración Integral de Yacimientos.

Porosidad.

La porosidad es una medida de la capacidad de la roca para almacenar fluidos, y se expresa como un porcentaje total de espacios o huecos dividido entre el volumen de roca. La porosidad está en función del tamaño, forma, arreglo, espaciamiento y composición de los granos, en el caso de rocas clásticas; y es una de las propiedades más importantes de la roca, porque se usa en la estimación del volumen poroso y estimación de reservas. Los valores de porosidad también se usan en el análisis de registros de pozo, análisis de pruebas de presión, en la simulación numérica y para calcular otras propiedades del yacimiento.

La porosidad se clasifica en primaria y secundaria. La porosidad primaria es aquella que se desarrolla durante el depósito de material. La porosidad secundaria es la que se origina después de la deposición, debido entre otras causas, a la lixiviación del cementante o a cualquier otro material que se acumule en las fracturas de la roca. Por ejemplo, la presencia de porosidad secundaria determina el tipo de programa y posibles problemas que se pudieran presentar durante la explotación de los hidrocarburos, como son las pérdidas de circulación durante la perforación. De igual forma, la presencia de fracturas orientadas puede originar problemas para los programas de inyección, por la dirección preferencial que puede tomar el fluido inyectado.

De este parámetro se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos para obtener mediciones confiables: 1) la importancia que tiene los factores litológicos cuando la

fuente de información es de registros de pozo, 2) existencia de porosidad primaria y secundaria, 3) la necesidad de hacer correcciones de la porosidad a condiciones de superficie, 4) el uso de métodos estadísticos en la obtención de la porosidad promedio, y 5) destacar la diferencia entre la porosidad total y efectiva.

Permeabilidad.

La permeabilidad es la capacidad que tienen las rocas para transmitir los fluidos a través de sus poros. Uno de los usos más importantes, ocurre en la estimación de la capacidad que tienen las formaciones para el flujo de fluidos, su conocimiento es fundamental para determinar el comportamiento futuro del yacimiento. La permeabilidad es el parámetro más difícil de cuantificar porque, aunque se puede estimar mediante varias técnicas (pruebas de producción, análisis de pruebas de incremento de presión o con mediciones de núcleos), cada una de ellas tiene sus limitaciones. Por este motivo la determinación de la permeabilidad es sin duda la parte más crítica y delicada del estudio. Las mediciones que se realizan para obtener información de la permeabilidad pueden ser valores puntuales, como en el caso de los núcleos y registros, o valores promedio obtenidos de un intervalo largo, como en el caso de las pruebas de formación.

No obstante a lo anterior, es posible integrar valores de permeabilidad de núcleos de todo el intervalo de prueba, y comparar el resultado de dicha integración con algún valor promedio. Por ejemplo, en los yacimientos de areniscas, los núcleos representan solo la permeabilidad de la matriz, y las pruebas de presión reflejan el efecto combinado de la permeabilidad y de las fracturas.

La permeabilidad es una propiedad direccional de las rocas, y se necesita conocer la distribución espacial, para determinar el mecanismo de producción y poder simular el comportamiento del yacimiento. La predicción constituye uno de los objetivos principales del estudio integral del yacimiento.

Se tienen que cuantificar las variaciones horizontales y verticales de la permeabilidad del yacimiento, para una mejor descripción del mismo y de esta manera poder realizar una explotación óptima de los hidrocarburos contenidos.

Permeabilidad Efectiva y Relativa.

La permeabilidad efectiva es la propiedad de una roca para permitir el flujo de un fluido cuando los espacios no están completamente saturados por este, y está en función del grado de saturación. Esta permeabilidad se puede medir en el laboratorio a partir de varias muestras con diferentes grados de saturación, y la información que resulta se presenta como datos de permeabilidad relativa, la cual es la relación de la permeabilidad efectiva entre la permeabilidad de una roca saturada con un solo fluido (permeabilidad absoluta).

Cuando esta información se usa en forma conjunta con la permeabilidad absoluta, tiene aplicación en los procesos de recuperación secundaria, comportamiento futuro del yacimiento, y en ocasiones para inferir valores de mojabilidad.

Cuando la información de permeabilidad relativa se usa en la predicción del comportamiento del yacimiento, es recomendable que se obtenga de métodos de régimen estacionario, y cuando esta sea insuficiente dicho comportamiento se puede predecir a partir de núcleos.

Saturación de Fluidos.

La saturación de fluidos se puede estimar por tres métodos básicos: medición en el laboratorio (núcleos), medición de presión capilar y análisis de registros eléctricos de pozo. Los tres métodos miden la saturación de agua y la saturación de aceite se obtiene en forma indirecta (sustracción).

Antes de ocurrir la migración y el entrapamiento de los hidrocarburos, el medio poroso contenía en su totalidad agua, pero al llevarse a cabo el fenómeno de migración se desplazó parte de esta agua, quedando entonces un medio poroso ocupado por gas, agua y aceite. Siendo los hidrocarburos el objetivo principal, es necesario saber que cantidad de estos ocupan el espacio poroso, para así realizar una estimación de reservas en el yacimiento, y poder determinar la rentabilidad del proyecto de explotación de los hidrocarburos.

Para obtener la información anterior, se necesita obtener los perfiles de saturación de agua en diferentes zonas del yacimiento. El perfil a su vez, se obtiene a partir de

la porosidad y permeabilidad obtenida de los núcleos de diferentes partes del yacimiento.

Composición del Agua del Yacimiento.

El análisis del agua asociada a los yacimientos petrolíferos puede tener importancia en las operaciones posteriores a la exploración, en las que involucra a la perforación, evaluación de formaciones, terminación y producción. Esta determinación proporcionará una alternativa más para el análisis de los programas operativos que se desarrollarán, específicamente es necesario conocer este tipo de información en tratamientos de inyección de agua.

Contenido de Arcilla.

Debido a que la presencia de arcillas afecta notablemente las lecturas de los registros de porosidad y resistividad, el conocimiento de su composición mineralógica y distribución en la matriz de la roca del yacimiento, ayudará al analista de registros a predecir de una forma más aproximada, la descripción de las formaciones, que constituyen el mismo.

Las arcillas depositadas en forma laminar afectan poco las características de porosidad y permeabilidad horizontal, en cambio, cuando se presentan en forma dispersa, se desarrollan en el espacio intergranular y tienden a obstruirlo parcialmente. Según sea el tipo de arcilla, su acumulación entre los granos puede impedir casi totalmente el flujo de fluidos de la formación. El contenido de arcilla se puede evaluar por medio de registros geofísicos de pozo.

3.2.5 Estructura.

Las capas que originalmente se depositaron en forma horizontal se deforman por procesos tectónicos, dando lugar a complejos geológicos. A pesar de esto, el trabajo de geología consiste en describir la estructura de un campo, para lo cual, se requiere de dos grupos de información: 1) Información de pozos e 2) Información geofísica.

Para llevar a cabo la descripción de la estructura del yacimiento, el primer paso es la realización de secciones, las cuales son una herramienta para mostrar todos los detalles de las complejidades contenidas en la estructura, (Fig. 3.22)

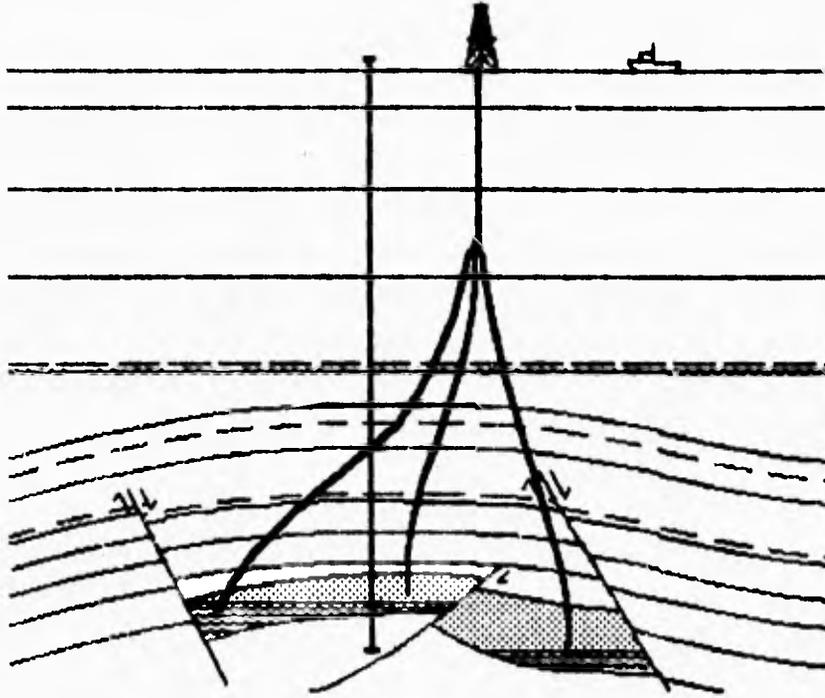


Fig. 3.22 Estructura Geológica en un Yacimiento Petrolífero.

En estas secciones se deberán mostrar la mayor cantidad de información con que se cuente, para que la estructura geológica del yacimiento sea lo más clara posible, dicha información incluye entre otra: profundidad de las capas, discordancias, fallas, etc.

Por otro lado, los mapas que se usan para la descripción estructural de un yacimiento puede ser de diferentes tipos. Sin embargo, cualquiera que sea, debe mostrar información como: indicación de fallas, medición de echados, lecturas de profundidades, línea sísmica y escalas, entre otras.

Un aspecto importante es asegurarse que tanto las secciones como las capas sean consistentes, es decir, verificar que los puntos leídos de las secciones sean correctamente transferidos a los mapas.

Una vez que se tenga un conjunto de secciones y mapas se puede alimentar un paquete de cómputo, que puede mostrar un modelo estructural en 3-D, en el que será posible observar características del cuerpo geológico, para poder hacer las propuestas de explotación más adecuadas.

3.2.6 Correlación.

La fuente primordial de información para realizar el trabajo de correlación, la constituyen las muestras de canal, los análisis de núcleos y los registros geofísicos de pozo.

La cantidad de muestras que se obtengan del área de interés es un factor importante en la interpretación acertada de la paleogeografía, ambientes de depósito y secuencias de facies.

La interpretación de la litología de las rocas perforadas puede originar diferentes interpretaciones, lo que se refleja en el perfil de los registros, en consecuencia, la correlación de las características litológicas de las formaciones, consiste en hacer una comparación de las formas que adoptan los registros, identificando la semejanza que exista en los distintos pozos, para determinar la secuencias de características litológicas, sedimentarias y de facies, (Fig. 3.23).

Cuando en la correlación se ha logrado reconocer un conjunto de intervalos semejantes, se deben nombrar cada uno de éstos con el propósito de registrarlos y comunicarlos al área de interés. Esta información, se establece en un formato en el que aparezcan las características de las formaciones, además de datos adicionales como: discordancias, fallas, espesores e información del ambiente de depósito, con lo que se tendrá una descripción más detallada de la formación. Con esta información, se pueden construir los mapas de la estructura donde el trabajo de computación resuelve la cantidad de trabajo cuando se tiene un gran número de pozos a correlacionar.

Del trabajo de correlación se puede definir donde se deben hacer los disparos y el tipo de terminación a realizar, entre otros.

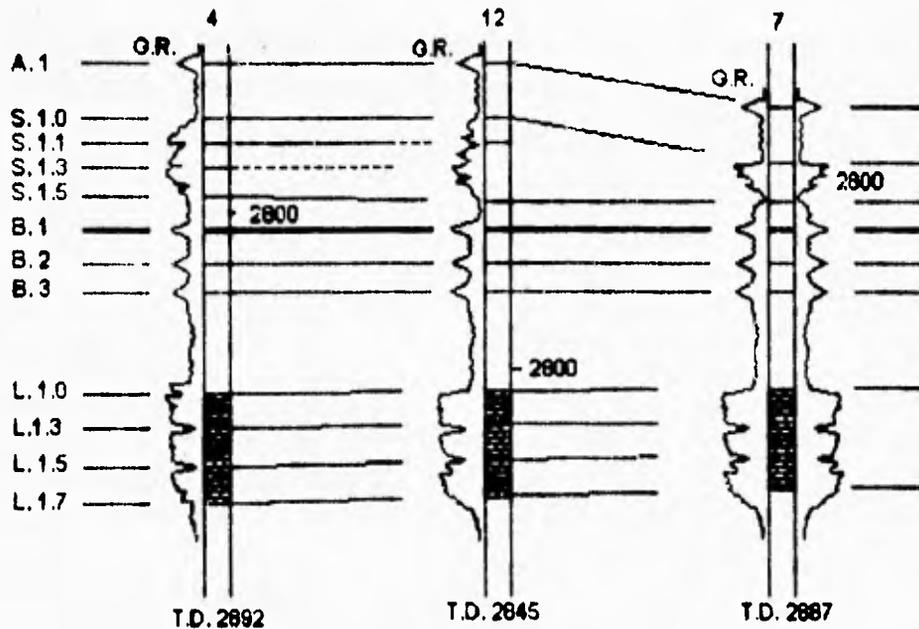


Fig. 3.23 Correlación entre pozos mediante Registros.

3.3 INFORMACION SISMICA.

En los últimos años se ha venido incrementando el uso de los métodos sísmicos para los trabajos relacionados con la explotación de los hidrocarburos. Prueba de ello es que la mayoría de los yacimientos petroleros del mundo se han perforado en estructuras detectadas mediante métodos sísmicos de exploración.

Actualmente la descripción del yacimiento involucra geología estructural, registros eléctricos de pozo, sismología de reflexión y flujo de fluidos en medios porosos, entre otros. En el pasado, cada uno de estos aspectos se aplicaban en forma separada. Actualmente, equipos de geólogos, geofísicos, ingenieros, y personal de campo, están contribuyendo a la producción de hidrocarburos bajo un entorno técnico - económico, conforme al concepto de Administración Integral de Yacimientos.

La información sísmica, se analiza e interpreta por equipos integrados por geólogos, petrofísicos, geofísicos e ingenieros de yacimientos para producir modelos más detallados del yacimiento. De hecho, el uso de datos sísmicos constituye una poderosa herramienta de la Administración Integral de Yacimientos.

La industria petrolera se reconoce por la adopción y aplicación extensiva de tecnología, en particular de computación, dentro de la cual las herramientas más poderosas son aquellas que facilitan la visualización, como las computadoras, que muestran datos y modelos en 3D, y que emplean colores, alta resolución, capacidad

de rotación del modelo, etc. El uso de esta tecnología permite, por un lado ver configuraciones y estructuras. A partir de información previamente recopilada, y por otro la habilidad de manipular el modelo con diferentes datos, y sobre todo la capacidad de no solo compartir estos, sino también ideas.

La información sísmica se utiliza para proporcionar una cobertura más amplia de las propiedades del yacimiento entre pozos, ya que los registros geofísicos tiene la desventaja de proporcionar sólo información de las propiedades en la vecindad del pozo.

Se utiliza también para monitorear cambios resultantes de la producción o inyección de fluidos. Para este propósito, los registros sísmicos se repiten a diferentes tiempos en el mismo yacimiento, y los cambios en carácter sísmico se correlacionan a cambios en la distribución espacial de fluidos. Este nuevo periodo de tecnología sísmica se ha denominado también sísmica 4D, el cual tiene el potencial de ser una importante herramienta en la Administración Integral de Yacimientos. A parte, la información que se obtiene de los métodos de reflexión en superficie se debe integrar con datos de registros, para ayudar a comprender la distribución espacial de las propiedades del yacimiento, resultando una mejor forma para localizar pozos adicionales.

La información sísmica ayuda a definir aspectos estructurales y petrofísicos en aquellas zonas que carezcan de información. Alguna de la información más relevante es:

- Secuencias sísmicas.
- Facies sísmicas.
- Sistema de fallas.
- Límites.
- Distribución tridimensional de la geometría de la estructura.
- Distribución tridimensional de la porosidad y la litología.

Los datos que se obtienen de la sísmica en el pozo proporcionan información sobre las propiedades de la propagación de la onda sísmica y contribuyen con el entendimiento de los procesos de reflexión y transmisión de la energía sísmica.

La información que se obtiene de los sismogramas sintéticos, es la identificación de eventos primarios, identificación de eventos múltiples, la conversión de tiempo a profundidad, y la corrección litológica de la sísmica de superficie con los registros de pozo.

De la sismología de reflexión es posible obtener características relacionadas con el entrapamiento de los hidrocarburos. Los más comunes son los anticlinales y las fallas; además se pueden obtener echados y límites de los estratos, lo cual facilita la obtención de la posición de anticlinales y sinclinales.

La información que resulta de la aplicación del VSP (Vertical Seismic Profile) se puede dividir en dos categorías. La primera, de apoyo y complemento de la información sísmica de superficie, por ejemplo, la identificación de eventos sísmicos primarios y múltiples, y la estimación del echado de las capas, entre otras. La segunda categoría de la información se aplica a la perforación de pozos y desarrollo de campos. Por ejemplo, búsqueda de cambios litológicos por debajo del pozo, la posibilidad de determinar el espesor de capa, la ubicación de fallas cercanas al pozo, búsqueda de hidrocarburos y continuidad del yacimiento.

La información se obtiene mediante la labor conjunta del equipo multidisciplinario, de tal forma que esta se transmite al área de interés. De este modo la información que se obtiene en sísmica se utilizará en la perforación, como es: la programación de las tuberías, cementación, profundidad a perforarse, y para el desarrollo de campos. Así como para una mejor y precisa ubicación de los objetivos exploratorios y de desarrollo propuestos.

3.4 INTEGRACION DE RESULTADOS.

Uno de los objetivos principales en la fase de exploración dentro de la Administración Integral de Yacimientos es la obtención de la mayor cantidad de información de los mismos.

Como se ha visto durante este capítulo, esto se traduce en programas de toma de registros de pozo, cortes de núcleos, de información sísmica, y de todas las ramas auxiliares que sirven de fuente de información, así como su integración para obtener datos más confiables.

La información se puede mostrar de manera gráfica (secciones, planos y tablas), y de manera digitizada para introducirla directamente a los sistemas computacionales de caracterización y simulación numérica del yacimiento. Esta información describe la geometría externa del yacimiento, de la manera más aproximada a lo real, que resultó de un trabajo de tectónica. Y la descripción interna del yacimiento con la ayuda de sedimentología.

Entonces la imagen geológica está lista para usarse en la perforación. Cabe aclarar que la información se irá enriqueciendo, con la revisión de los datos.

REFERENCIAS

1. **"Linea de Investigación de Evaluación de Yacimientos", IMP Subdirección General de Investigación y Desarrollo Tecnológico en Exploración y Producción.**
2. **Matus, J. D.: " Importancia del Conocimiento Geológico de Yacimientos Petrolíferos para su mejor Explotación", Revista Ingeniería Petrolera (Febrero de 1985).**
3. **Dickey, A. P.: "Petroleum Development Geology", University of Tulsa, Division of Petroleum Publishing Co., Tulsa, Ok.**
4. **Satter, A., Varnon, E. J.: "Integrated Reservoir Management", JPT (Dec. 1994).**
5. **Phillip, R.R.: "Exploration Decision making needs better structuring", World Oil (Sept. 1993).**
6. **Dickers, A.J.: "Geology in Petroleum Production", Development in Petroleum Science, Elsevier 1985.**
7. **Exploration Update: "Visualization, Discipline Integration Are Newest Trends in Exploration", Petroleum Engineer International (Dec. 1994).**
8. **Wiggins M.L.: "A manual for Petroleum Reservoir Management", The Crisman Inst. for Petroleum Reservoir Management, Texas A&M University, College Station Texas (May 1989).**
9. **Schlumberger, "Evaluación de Formaciones en México", Septiembre 1994.**

4. CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS EN LA PERFORACION Y DESARROLLO DE CAMPOS.

4.1 INTRODUCCION A LA PLANEACION DE LA PERFORACION DE POZOS.

Se puede decir que la implantación del plan trazado por la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos con el fin de obtener el máximo beneficio económico de los hidrocarburos de un yacimiento, comienza en la exploración y continúa con la perforación del pozo exploratorio, actividad que, estrictamente hablando forma parte de la exploración de los yacimientos petrolíferos.

Solamente a través de la perforación de pozos se puede comprobar la existencia de una acumulación de hidrocarburos en una zona que previamente se determinó por estudios de exploración; y una vez que se encuentra este recurso, los pozos servirán como el conducto por medio del cual se producen los fluidos del yacimiento. Además, constituyen el único medio para administrar el yacimiento. ¹ Durante la perforación se puede obtener una gran cantidad de información, que puede ser de gran utilidad para tomar decisiones en el futuro. Es por todo lo anterior que la perforación forma parte importante dentro del proceso de la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos.

La perforación consiste en alcanzar los objetivos mediante el establecimiento de un programa, en el que se debe mencionar el tipo de operaciones que se deben realizar, el tipo de información que se requiere y la manera en que se debe obtener; además se debe considerar la tecnología de avanzada disponible en las actividades que se estén realizando.

Durante la perforación de pozos la sinergia de diversas especialidades constituye otro ingrediente esencial en la búsqueda del objetivo que se trazó en la misma.

4.1.1 Objetivo de la Planeación de Pozos.

Los pozos petroleros constituyen el único medio, hasta el momento, para la explotación de los hidrocarburos líquidos y gaseosos que se encuentran almacenados en el subsuelo, y por ello representan parte de la infraestructura indispensable para practicar la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos.

Para realizar la perforación de pozos petroleros se requiere de un objetivo y de un programa para satisfacer el mismo. En caso de no establecer un programa de actividades, el personal operativo sabe gracias a su experiencia que el desarrollo de la perforación se debe ejecutar de una manera rápida y económica, lo que contribuiría con el objetivo de la administración de yacimientos, pero tal vez no

obtendría cierta información que pudiera ser importante para futuras operaciones, lo que tendería a divergir de manera alarmante del objetivo antes señalado.

La planeación de la perforación debe establecer sus objetivos de una manera clara, de tal forma que cada miembro involucrado con esta actividad conozca las expectativas del pozo, la razón de su perforación y la contribución a la Administración Integral de Yacimientos.

El objetivo de la planeación de la perforación del pozo, es formular un programa de muchas variables en el que éste tenga las siguientes expectativas ²:

- Seguro
- Costo mínimo
- Util en futuras operaciones
- No perjudicial al ambiente.

La seguridad, tanto del personal como del equipo de perforación, debe ser una de las prioridades en la planeación del pozo. El programa trazado se debe abandonar temporal o permanentemente ante imprevistos que pongan en peligro la vida del personal. Otro objetivo de la planeación es que se minimicen los costos de la perforación pero no a costa de la seguridad del personal ni del equipo.

El tercer objetivo de la planeación, es contar con un pozo petrolero cuyas características sean tales que garanticen la realización de operaciones futuras. Es preciso recordar que las operaciones de perforación requieren generalmente unas semanas, pero una vez que se ha terminado el pozo, éste puede producir durante muchos años.³

Durante el desarrollo de la perforación de los pozos petroleros se debe alterar lo menos posible las características del medio ambiente: de las formaciones que estén siendo perforadas, de la superficie terrestre en donde se encuentre ubicado el equipo de perforación, y de las áreas de acceso al mismo.

4.1.2 Programa de Perforación.

Antes de elaborar un programa de perforación de pozos, es indispensable conocer el tipo de pozo que se va a perforar, ya que de él va a depender el propósito y tipo de información que se va a requerir del mismo. Existen diferentes tipos de pozos, por ejemplo: de sondeo estratigráfico, de reconocimiento, exploratorios, de delimitación, de desarrollo, intermedios, de alivio y de re - perforación. Los pozos que resultan más difíciles de planear son los exploratorios, debido a la escasez e incertidumbre de la información geológica con que se cuenta.

Toda la operación de perforación constituye una serie de actividades coordinadas, y del plan anticipado de éstas, resultará una operación más eficiente y continua. En la figura 4.1 se muestra un diagrama de flujo de la programación de las actividades que se involucran en la perforación de pozos.

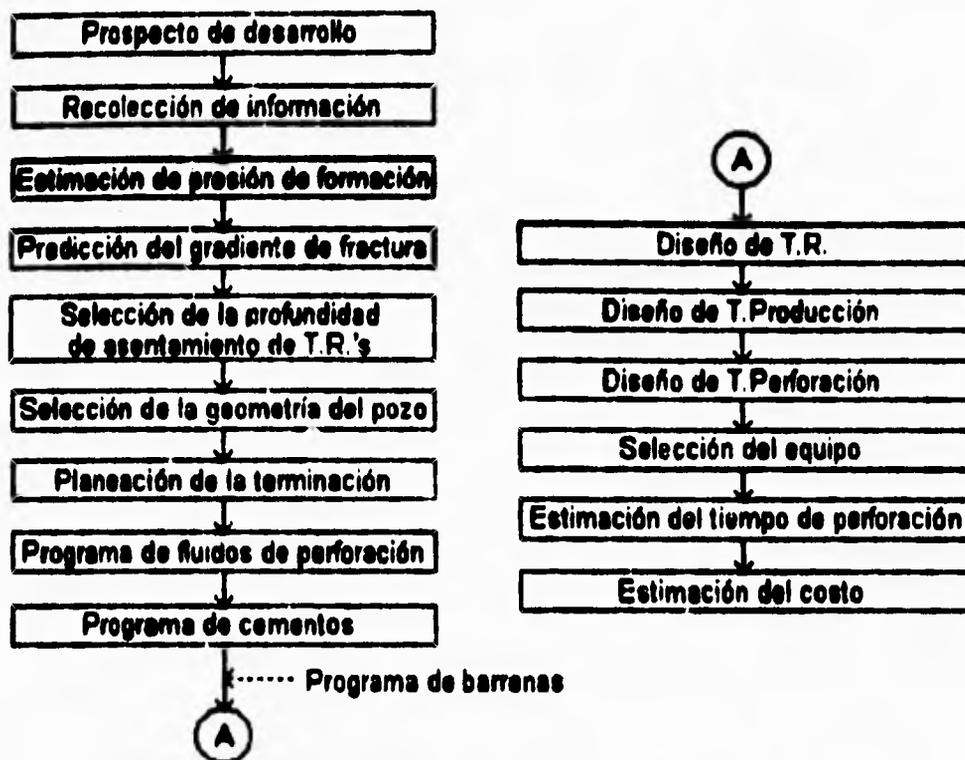


Fig. 4.1 Diagrama de flujo para la planeación de la perforación de pozos.

Como se puede observar en esta figura, existen ciertas actividades que se deben desarrollar antes que otras. Por ejemplo, el programa de lodos se tiene que elaborar antes que el de las tuberías de revestimiento, debido a que el peso del lodo tiene un gran impacto en el diseño de tuberías.

El programa de barrenas se puede generar a cualquier tiempo dentro del plan, después de que se ha analizado la información del tipo de litología. La selección de barrenas se puede afectar por el programa de lodos, además se puede controlar por los requerimientos del diámetro de trabajo (drift) de la tubería de revestimiento. El diagrama de flujo de la figura 4.1 no es rígido y, por ende, puede variar en algunas ocasiones, dependiendo de las condiciones prevalientes.

4.1.3 Estimación del Costo de Perforación.

La estimación del costo de perforación es el último punto que se debe analizar en la planeación de la perforación de un pozo petrolero. Esto se debe a que el costo se ve influenciado directamente por las operaciones técnicas que la preceden, en esta

estimación se deben considerar los costos por el concepto de la terminación del pozo.

Grosso modo, la estimación del costo de perforación debe considerar lo siguiente:

- 1. Tiempo de perforación estimado.**
- 2. Tuberías de revestimiento y producción.**
- 3. Cabezal del pozo.**
- 4. Diversos:**
 - a) Preparación del lugar.**
 - b) Equipo para la extracción de núcleos y servicios.**
 - c) Registros y pruebas.**
 - d) Combustible.**
 - e) Agua.**
 - f) Lodos y productos químicos.**
 - g) Cemento y servicios de cementación.**
 - h) Logística.**
 - i) Disparos, acidificación y fracturamiento.**
 - j) Barrenas.**
 - k) Renta del equipo.**
- 5. Costo de operación y producción.**

De manera escueta se puede decir que el costo de la perforación depende de la localización del pozo y de su profundidad.⁴

La estimación y control de los costos se convierten en los cimientos que toda empresa debe consolidar para poder dictar con bases sólidas las estrategias que le permitan establecer una ventaja competitiva respecto de las demás.⁵

El manejo de tecnología de punta puede constituir una gran oportunidad en la reducción de los costos de perforación, ya que cierta tecnología permite, entre otras cosas: realizar operaciones de mayor calidad, obtener información en una forma rápida u obtener información con más detalle.

4.2 RECOLECCION DE INFORMACION DURANTE LA PERFORACION.

Como se puede observar en la figura 4.1, dentro de la planeación de la perforación de pozos petroleros se debe considerar el programa de toma de información en el

que se debe estipular: aquella que se tiene que recolectar, el propósito de la misma, los medios que se utilizarán para obtenerla, el tiempo en el cual se debe tomar, las consecuencias que se tendrían de no recolectarla o de recolectarla de manera incorrecta, el impacto que tendrá en futuras decisiones y el nivel de aproximación que se requiere.

A menudo, el tipo de pozo dicta el propósito y tipo de la información que se desea de una operación de perforación en particular. Los datos que se obtienen de los pozos se utilizan para confirmar o actualizar la caracterización de yacimientos y muchas veces se requieren de nuevos datos, sobre todo cuando se pretende implantar algún proceso de recuperación secundaria o terciaria. Por ejemplo, en pozos exploratorios y de delimitación, se requiere de una mayor información que en los pozos de desarrollo o intermedios; ya que en los primeros se va a rectificar o a ratificar el modelo geológico que se obtuvo en la exploración misma del yacimiento, en cambio en los segundos se van a complementar y actualizar los datos también del modelo geológico, el cual representa en una forma más aproximado al yacimiento.

Pero no solo la información que se obtiene durante la perforación se utiliza para confirmar o actualizar el modelo geológico, sino que también sirve para diseñar y evaluar la perforación, detectar y corregir problemas durante la misma. Esta información juega un papel esencial en la toma de decisiones.

4.2.1 Características Deseadas en la Información Recolectada.

Con la información que se obtuvo a partir de la exploración se desarrolló un modelo geológico burdo del yacimiento. con este modelo fue posible determinar la posición y la profundidad con las cuales se perforaría el pozo exploratorio. Ahora con el modelo geológico actualizado, gracias a la información que se recopiló durante la perforación del pozo exploratorio, es posible conocer y estudiar con mayor detalle el sistema roca - fluidos; con ello se puede determinar la cantidad, ubicación y profundidad de los pozos que se debe perforar para explotar el yacimiento petrolífero, así como prever los posibles procesos de recuperación secundaria o terciaria, o bien los sistemas artificiales de producción que sean factibles de aplicar. Una vez que se tenga previsto lo anterior se puede estimar la infraestructura que se va requerir para explotar el yacimiento.

Como se puede ver, la información que se recopile durante la perforación de pozos es de gran trascendencia ésta junto con el modelo geológico permite determinar la forma en que se debe conducir la explotación del yacimiento.

Por lo anteriormente expuesto, la información que se pretende recopilar, e incluir en el programa de toma de información, debe reunir las siguientes características:

- **Justificable:** Es lógico pensar que entre mayor sea el volumen de información sobre las características del sistema roca - fluidos y de los procesos que en él se generan, mejor será el conocimiento y planeación de actividades para su explotación; pero también, lo es que para contar con mayor información se necesitan utilizar mayores recursos tecnológicos, personal, y por ende, de mayores recursos económicos. Es por ello que la información que se pretenda recopilar durante la perforación se debe analizar concienzudamente; esta información tiene que ser justificable tanto técnica como económicamente. Por lo que debe conocer la diferencia entre el valor de la información y su costo.
- **Fehaciente:** La información cuya justificación tanto técnica como económica determine su recopilación debe representar lo más posible la realidad. Contar con una información "verídica" resulta indispensable para la mejor comprensión de las características del yacimiento y de los procesos físico - químicos que en él se generan. Las actividades que se involucren con la medición o el cálculo de la información durante la perforación de pozos, se deben ejecutar de acuerdo con los procedimientos ya establecidos, y con calidad; de esta forma se podría hablar de una información confiable y cercana a la realidad, esto es, fehaciente.

En muchas ocasiones el empleo de nueva tecnología en las actividades involucradas con la obtención de la información contribuye con la precisión de la misma, en otros casos se tiene mayor facilidad para realizar su análisis y otras en la rapidez para contar con ella. Dentro del programa de adquisición de información se debe establecer la precisión que se requiera de la misma, la precisión va a estar en función de las magnitudes manejadas y otras en el tipo de estudio para el cual se requiera, por ejemplo, en trabajos de investigación se requiere de mayor precisión de la información.

- **Suficiente:** La mayoría de las ecuaciones matemáticas, que representan algunos de los procesos físicos o químicos, se desarrollan bajo ciertas suposiciones; esto significa que las mismas no representan los procesos reales de manera íntegra, son una aproximación a los mismos. Por otro lado, esas ecuaciones requieren de información para llevar a cabo un cierto estudio, pero en muchas ocasiones esa información resulta insuficiente, lo que da lugar a la suposición de ciertos parámetros, ya sea mediante correlaciones empíricas o algún otro método.

Las suposiciones hechas durante el desarrollo de las ecuaciones matemáticas aunadas a las suposiciones de información ocasionan que los resultados obtenidos con su aplicación disten de la realidad. Las ecuaciones matemáticas representan de manera práctica los principales procesos que ocurren en la realidad, por lo tanto se consideran como aceptables, pero lo que no es aceptable es la suposición de gran cantidad de información. Tal vez en algunos estudios no se requiera de información que represente íntegramente algún parámetro, pero en general se puede decir que debe existir información

suficiente para llevar a cabo esos estudios. Esta suficiencia en la información se debe considerar en el programa de adquisición de información.

- **Oportuna:** Para tomar una decisión, se requiere de información y conocimientos. Estos últimos van a depender de cada persona o del grupo que vaya a tomar la decisión. Muchas de las alternativas se pueden analizar detenidamente y sin prisa alguna, pero en otras se requiere de un análisis rápido y preciso, estas últimas situaciones generalmente se presentan de manera repentina e inesperada; en ellas se requiere tener información disponible por medio de la cual se pueda establecer un dictamen adecuado. Es por esta razón que la información que se pretenda obtener durante la perforación se debe hacer en el tiempo y duración establecidos en el programa de adquisición de información.
- **Accesible:** La información de las características del sistema roca - fluidos debe ser accesible para cualquier integrante del grupo multidisciplinario. Por ello, es recomendable que toda la información se almacene en una base de datos común, en la cual confluya toda la que se vaya obteniendo de cualquier parámetro o variable que se relacione con la explotación del yacimiento. Además se puede lograr la unicidad de la información con esta base de datos.

" La información es un recurso valioso en la cual se ha invertido tiempo y dinero. Ella representa un activo significativo con el valor futuro. Sin embargo, para maximizar el valor futuro, los datos deben ser accesibles...No se puede prevenir el futuro desuso de la información, pero si se puede lograr que los futuros usuarios estén conscientes de la calidad de la misma". ²⁸

4.2.2 Información Recolectada.

La información que se obtiene durante la perforación de un pozo se puede clasificar de la siguiente manera:

- a) Información para el diseño de la perforación.
- b) Información para la evaluación de la perforación.
- c) Información para la detección y corrección de problemas.
- d) Información para la caracterización del yacimiento.

a) *Información para el diseño de la perforación.*

Antes de perforar un pozo se requiere de cierta información que es básica para llevar al cabo el diseño de la perforación. A continuación se cita la información que generalmente se requiere para realizar este diseño, algunas formas de obtenerla, y además se mencionan algunos de los efectos que puede tener sobre actividades futuras:

suficiente para llevar a cabo esos estudios. Esta suficiencia en la información se debe considerar en el programa de adquisición de información.

- **Oportuna:** Para tomar una decisión, se requiere de información y conocimientos. Estos últimos van a depender de cada persona o del grupo que vaya a tomar la decisión. Muchas de las alternativas se pueden analizar detenidamente y sin prisa alguna, pero en otras se requiere de un análisis rápido y preciso, estas últimas situaciones generalmente se presentan de manera repentina e inesperada; en ellas se requiere tener información disponible por medio de la cual se pueda establecer un dictamen adecuado. Es por esta razón que la información que se pretenda obtener durante la perforación se debe hacer en el tiempo y duración establecidos en el programa de adquisición de información.
- **Accesible:** La información de las características del sistema roca - fluidos debe ser accesible para cualquier integrante del grupo multidisciplinario. Por ello, es recomendable que toda la información se almacene en una base de datos común, en la cual confluya toda la que se vaya obteniendo de cualquier parámetro o variable que se relacione con la explotación del yacimiento. Además se puede lograr la unicidad de la información con esta base de datos.

" La información es un recurso valioso en la cual se ha invertido tiempo y dinero. Ella representa un activo significativo con el valor futuro. Sin embargo, para maximizar el valor futuro, los datos deben ser accesibles...No se puede prevenir el futuro desuso de la información, pero si se puede lograr que los futuros usuarios estén conscientes de la calidad de la misma". ²⁸

4.2.2 Información Recolectada.

La información que se obtiene durante la perforación de un pozo se puede clasificar de la siguiente manera:

- a) Información para el diseño de la perforación.
- b) Información para la evaluación de la perforación.
- c) Información para la detección y corrección de problemas.
- d) Información para la caracterización del yacimiento.

a) *Información para el diseño de la perforación.*

Antes de perforar un pozo se requiere de cierta información que es básica para llevar al cabo el diseño de la perforación. A continuación se cita la información que generalmente se requiere para realizar este diseño, algunas formas de obtenerla, y además se mencionan algunos de los efectos que puede tener sobre actividades futuras:

1. **Ubicación, profundidad y litología:** Ver subcapítulo 4.3.1 "La caracterización de yacimientos en el diseño de pozos".
2. **Presión de formación:** La evaluación de este parámetro es de gran importancia, ya que afecta los principales aspectos del pronóstico de la perforación, por ejemplo, los diseños de fluido de perforación, de cemento y de tuberías. Si este parámetro no se evalúa adecuadamente se pueden tener problemas durante la perforación, tales como: pérdida de circulación, pegadura diferencial, brote, inestabilidad del pozo; cualquiera de los problemas que se presentaran se traducirían en costos excesivos. Por ello, se debe determinar si se tendrán presiones anormales, y de ser así, estimar la profundidad y la magnitud a las cuales se presentan.

La medición de la presión de formación se puede hacer directamente una vez que las formaciones se perforaron⁷; en cambio, antes de perforar se puede estimar indirectamente por medio de análisis de datos sísmicos o por medio de correlación de datos disponibles con otros pozos. Cuando se utilizan datos sísmicos para estimar la presión, generalmente se gráfica el recíproco de la velocidad acústica (tiempo de tránsito) contra la profundidad. El tiempo de tránsito es un parámetro que varía con la porosidad. En pozos exploratorios solo se cuenta con datos de sísmica para realizar una estimación de la presión de formación.

Durante la perforación también es posible estimar la presión de formación. Conforme se avanzó en la perforación y se pasó de una presión de formación normal a una anormal se tendrán variaciones en las propiedades de la roca. Estas variaciones afectan el comportamiento de la barrena. Los cambios en dicho comportamiento se pueden detectar en diversos parámetros: el ritmo de penetración, la carga en el gancho, la velocidad de la rotaria, y torque. Pero también los cambios en el comportamiento de la barrena se pueden deber a otras condiciones, como su tipo, diámetro, tamaño de toberas, peso sobre la misma y velocidad de rotaria, entre otras. Por ello las variaciones en el comportamiento de la barrena se debe complementar con otros indicadores de cambio de presión de formación.

Existen otros medios para determinar las presiones anormales durante la perforación: análisis de lodo (mud logging), en donde la información que se obtiene no es tan oportuna como la obtenida del comportamiento de la barrena, puesto que se requieren de cierto tiempo para que los recortes y los fluidos viajen desde el fondo hasta la superficie. El análisis de registros, como el sísmico y el de resistividad, permiten rectificar o ratificar la presencia de zonas con presión de formación anormal.

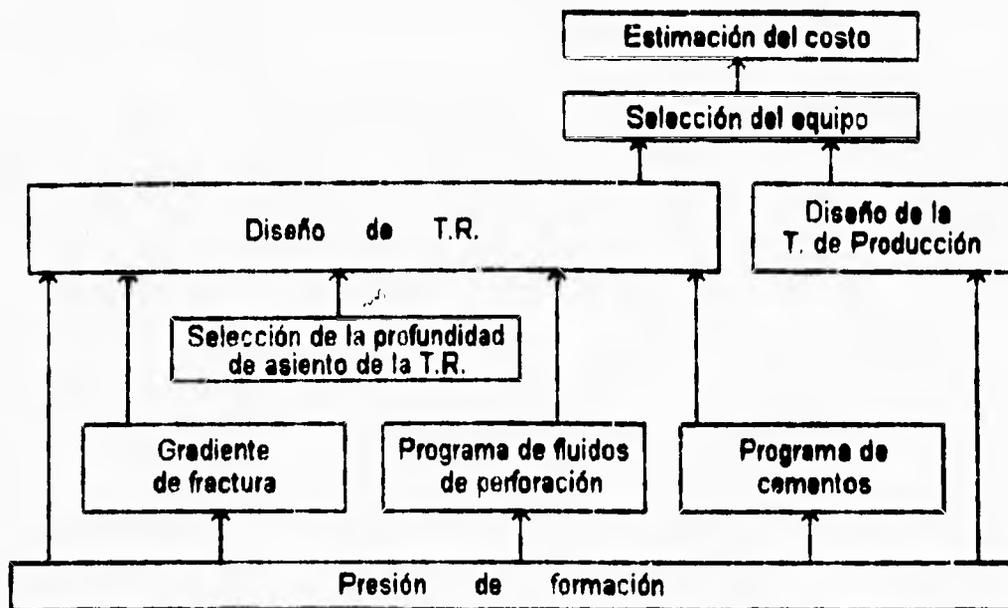


Fig. 4.2 Impacto de la presión de formación en el diseño de la perforación.

3. **Gradiente de fractura de la formación:** El cálculo de este parámetro es esencial para minimizar o evitar problemas de pérdida de circulación y para seleccionar las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento. Existen diversas ecuaciones teóricas y empíricas que permiten calcular el gradiente de fractura: Hubbert - Willis, Matthews - Kelly, Eaton (más utilizada), Christman, Pennebaker, y McPherson - Berry, entre otras. Además se pueden realizar pruebas de asentamiento de tubería.

Una vez que se cuenta con esta información es posible realizar el diseño de la perforación del pozo: profundidad de asentamiento de tuberías de revestimiento, selección de la geometría del pozo, planeación de la terminación, programas de fluidos de perforación, de cementación, de barrenas, diseño de tuberías de revestimiento, de producción, de perforación, y la selección del equipo de perforación.

4. Información económica (Ver capítulo 9).
 - b) *Información para la evaluación de la perforación.*

Durante la perforación de un pozo petrolero es muy importante evaluar las condiciones de perforación, para lograr que la misma esté dentro de los objetivos planteados. De no evaluar algunos de los parámetros de la perforación se pueden tener grandes problemas, por ejemplo: no llegar al objetivo geológico predeterminado, lo que constituiría un fracaso tanto técnico como económico

A continuación se señalan los parámetros que generalmente se deben conocer durante la perforación, además se muestran algunas formas para su evaluación.

1. **Orientación del pozo:** Durante la perforación este parámetro se debe evaluar continuamente para llegar al objetivo geológico señalado, sobre todo en la perforación de pozos horizontales, verticales y de alivio. Una medición precisa de la orientación del pozo permite obtener la posición exacta del mismo. El conocimiento de este parámetro resulta de gran interés para el desarrollo del yacimiento, así como para programas posteriores de recuperación secundaria. Esta medición se puede obtener con diversas herramientas: GCT (Guidance Continuous Tool), instrumentos magnéticos de un disparo (inclinómetro) y multidisparos, instrumentos giroscópicos de un disparo y multidisparos, mediante un arreglo de magnetómetros o acelerómetros, herramientas "steering", Teledrift (nombre comercial), ULSEL (Ultra Log Space Electric Log), Magrange II (Magnetic Range Detector), etc.
2. **Diámetro del agujero:** El conocimiento del diámetro del agujero es muy útil para el diseño de la lechada de cemento (volúmenes), selección de secciones reales para el asentamiento de empacadores, interpretación de registros eléctricos de pozo, etc. Existen diversas herramientas por medio de las cuales es posible determinar este parámetro, por ejemplo, las sondas de densidad FDC (Registro de densidad de formación compensado), LDT (Herramienta de litodensidad) y de microregistro MSFL (Micro esférico enfocado) tienen un brazo que permite medir el diámetro del agujero, además existen otras herramientas que cuentan con más brazos para realizar tal medición: las de tres como el sónico, o las de cuatro como la HDT (Herramienta de echados de alta resolución), la SHDT (Herramienta de echado estratigráfico), y la BGT (Herramienta de geometría del agujero).
3. **Calidad de la cementación:** Después de que se efectúa una operación de cementación es muy conveniente verificar la calidad del aislamiento del intervalo cementado, sobre todo del intervalo productor. El registro más conocido con este propósito es el CBL (Cement Bond Log). Con este registro es posible verificar la efectividad de la adherencia entre la tubería de revestimiento y la columna de cemento y entre la formación y el cemento; asimismo permite determinar la cima de la columna de cemento. Cuando se tengan dudas sobre la calidad de la cementación se pueden utilizar la herramienta CET (Herramienta de evaluación del cemento), los registros de temperatura y de ruido, o bien realizar pruebas de comunicación.
4. **Calidad de los disparos:** La evaluación de este parámetro reviste gran importancia, ya que para evaluar y optimar la producción y la recuperación de cada una de las zonas productoras es necesario tener una comunicación adecuada, entre el fondo del pozo y las zonas de interés. La evaluación se

puede hacer por medio de trazadores radioactivos, pruebas de presión, o mediante un empacador de impresión de hule suave.

c) Información para la detección y corrección de problemas.

A menudo, durante la perforación de pozos petroleros se presentan problemas que constituyen un retraso en la perforación y se deben implementar operaciones correctivas para remediar la situación anómala. Todo ello tiene una repercusión en el costo de la perforación. Para evitar lo anterior, es recomendable detectar las anomalías antes de que se conviertan en problemas, restaurarlas y continuar con la perforación; es mucho mejor realizar operaciones preventivas que correctivas. La medición y el monitoreo son parte integral en el proceso de perforación de pozos de gas y aceite.

- 1. Pérdidas de circulación:** Las pérdidas de circulación pueden generar problemas como: daño al equipo de bombeo, incremento en el costo de la perforación y sobre todo alteraciones petrofísicas de la formación. Las zonas que presentan pérdidas de circulación se pueden detectar por medio de un análisis de registros como el de temperatura, el trazador radioactivo y el de ruido.
- 2. Inspección de la tubería de revestimiento (T.R.):** Las T.R.'s siempre están en contacto con los fluidos de la formación, algunos de los cuales son altamente corrosivos, lo que ocasiona que con el tiempo se lleguen a deteriorar. Esta es una anomalía que se debe detectar antes de que ocasione problemas como pérdidas de fluidos producidos, o bien producción de fluidos de otras formaciones no necesariamente productoras. El desgaste de la T.R. se debe además a la fricción que se presenta entre esta, las varillas de succión, tuberías como las de perforación y producción. Para detectar la disminución del espesor de la pared de la T.R., y poder así evaluar el desgaste de la misma, se utilizan los registros ETT (Herramienta de Espesor Electromagnética), PAL (Registro de Análisis de Tubería) y CET (Herramienta de Evaluación del cemento).
- 3. Pegadura diferencial:** Este es un problema de perforación muy costoso, ya que cuando se presenta interrumpe todas las operaciones hasta que la tubería se libera. Antes de aplicar cualquier técnica de liberación se debe conocer la profundidad a la cual se presenta la pegadura, esta profundidad se puede determinar con registros como el indicador de punto libre (free point indicator), el recuperador de tubería (pipe recovery log), o bien mediante la herramienta sarta de disparo y desenrosque (string shot backoff).
- 4. Inestabilidad del pozo:** Los problemas de inestabilidad se deben a: erosión mecánica debido a la barrena, al aparejo de perforación, composición química del fluido de perforación y al tiempo en que el agujero permanece

descubierto, estos problemas de no corregirse a tiempo pueden ocasionar un atascamiento de la tubería, o peor aun la pérdida del pozo. La inestabilidad se puede evaluar mediante el programa IMPACT (Registro Acústico Dipolar de Cizallamiento Procesado).

d) Información para la caracterización del yacimiento.

Esta información es quizás la que tiene mayor cantidad de parámetros. Los que aquí se mencionan revisten un interés especial puesto que a través de los mismos va a ser posible conocer nuevas características del sistema roca - fluidos. Esta información aunada al modelo geológico resulta útil para futuras aplicaciones tales como: determinación de reservas, simulación de yacimientos, diseño de estimulaciones, evaluación del daño de la formación, diseño de sistemas artificiales de producción, determinación del proceso de recuperación secundaria óptimo para el yacimiento y evaluación económica, entre otras; es decir, permite establecer un programa de explotación óptimo del yacimiento. Resumiendo, la información que se obtiene durante la perforación con la finalidad de caracterizar el yacimiento desempeña un papel de suma importancia en la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos.

A continuación se mencionan algunos de los parámetros que se obtienen durante la perforación y que coadyuvan con la caracterización del yacimiento.

1. **Echado de la formación:** Este parámetro es de gran importancia ya que, aunado a la información geológica local de superficie y de subsuelo, permite efectuar interpretaciones de tipo estructural y de tipo estratigráfico, así como estudios de fracturamiento. El echado de la formación se obtiene por medio de registros como el HDT (Herramienta de Echado de Alta Resolución) y el SHDT (Herramienta de Echado Estratigráfico).
2. **Profundidad y espesor del yacimiento:** Con esta información, aunada a la de echados, se puede llevar a cabo estudios de correlación, la determinación de la extensión lateral de los yacimientos y para su interpretación estructural. Esta se puede obtener mediante un análisis de datos sísmicos o de registros geofísicos.
3. **Porosidad:** Los registros utilizados para determinar la porosidad primaria son: el FDC (Registro de Densidad de Formación Compensada), LDT (Herramienta de Litodensidad), CNL (Registro Neutrónico Compensado) y el BHC (Registro Sónico Compensado). La porosidad secundaria se puede estimar por medio de la conductividad eléctrica (Doble Laterolog) y de relaciones matemáticas.

4. **Zonas permeables:** Estas zonas se pueden detectar con registros de resistividad, como el SP (Potencial Espontáneo), LL (Laterolog), Microlog, Microlaterolog y el de radioactividad.
5. **Contenido de arcillas:** Para llevar al cabo una interpretación adecuada de los registros de pozo, se debe tener conocimiento de la composición mineralógica de las arcillas y de su distribución en la matriz, debido a que afecta en forma notable las lecturas de los registros de porosidad y de resistividad. En estas situaciones es muy útil el registro de Rayos Gamma Naturales (GR) y la herramienta de Espectroscopía de Rayos Gamma (NGT).
6. **Saturación de fluidos:** El conocimiento de este parámetro constituye el objetivo primordial del análisis de registros después de la determinación de la porosidad. La saturación de agua se puede determinar con ayuda de los registros de resistividad, para ello se deben conocer los coeficientes de cementación (m), de la fórmula $F - \phi$ (a) y del exponente de saturación (n). También la saturación de fluidos se puede inferir de herramientas como la EPT (Herramienta de Propagación Electromagnética) y la NML (Herramienta Magnética Nuclear), TDT (Tiempo de Decaimiento Térmico) y la GST (Espectroscopía de Rayos Gamma Inducidos). La saturación de hidrocarburos se determina de manera indirecta (sustracción) a partir de la saturación de agua.
7. **Permeabilidad:** Este parámetro se puede estimar mediante numerosas técnicas, como el registro NML (Herramienta Magnética Nuclear), pruebas de producción, análisis de incremento de presión con la herramienta RFT (Multiprobador de Formación) o mediciones sobre núcleos. Es muy común observar grandes diferencias entre uno y otro método, lo cual conduce a tener cierta precaución en el análisis de resultados.
8. **Características de fracturas:** Cuando la formación productora presenta fracturamiento es muy importante conocer la orientación preferencial del sistema de fracturas, ya que permite optimar el desarrollo de los yacimientos petrolíferos (producción e inyección). El conocimiento del grado de fracturamiento se puede inferir de registros de resistividad, sínicos, de densidad, de echados, espectroscopía de rayos gamma y temperatura.
9. **Contacto agua - aceite:** Los contactos gas - aceite y aceite - agua se pueden determinar mediante un registro de mediciones de presión; además el contacto gas - líquido se puede localizar con un registro de neutrones, o bien elaborando gráficas de profundidad contra saturación de agua de todos los pozos del yacimiento.

Los resultados de los parámetros obtenidos a través del análisis de registros representan una de las fuentes para la evaluación de la formación que se pueden complementar, o mejor aun confirmar con otras fuentes como:

1. **Registro del perforador:** Este registro es muy común anotararlo cuando se está perforando un pozo y específicamente en zonas de interés. Este consiste en registrar el tipo de formación que se va atravesando, el tiempo de perforación (generalmente en intervalos de 1.5 a 3 m), el tiempo de suspensión de la misma (viajes, conexiones, reparaciones al equipo), etc. El tiempo de perforación resulta ser de gran uso en interpretaciones geológicas y en estudios del ritmo de perforación y comportamiento de la barrena. La ventaja de este tipo de registro es que la información se obtiene de manera inmediata.
2. **Registro de recortes:** Mediante el registro continuo de los recortes es posible determinar la litología que se está perforando, y su profundidad. Además, mediante un análisis de los mismos se pueden conocer la textura, los minerales y los microfósiles presentes en dicha litología, con lo cual se puede determinar el tipo de formación que se está perforando; asimismo es posible determinar de manera cualitativa la porosidad y tener indicios de la existencia de hidrocarburos. Este registro se complementa con el análisis de las muestras de rocas.
3. **Registro de lodos:** Este registro es muy utilizado durante la perforación de pozos exploratorios, ya que mediante el análisis del lodo que sale del agujero es posible detectar la presencia de hidrocarburos y gas sulfhídrico.
4. **Análisis de muestras de rocas:** El análisis de muestras de rocas constituye una actividad básica en la perforación de pozos petroleros; obligada en pozos exploratorios, de delimitación y de sondeo, recomendable técnicamente en pozos de desarrollo, intermedios y de re - perforación. Los resultados que se obtienen de este análisis son de gran relevancia puesto que, a pesar de ser un punto dentro del yacimiento, resultan básicos para realizar una evaluación preliminar del potencial productivo del mismo. Debido a su importancia, las muestras que se vayan a extraer, ya sea de fondo o de pared, se deben realizar mediante la tecnología y técnicas que aseguren una representación lo más fiel posible de las condiciones a las cuales se encuentra en el yacimiento. Los tipos de yacimientos que requieren un análisis de laboratorio más complejo son los naturalmente fracturados y las rocas sin consolidar.

Los parámetros que generalmente se obtienen de un análisis de muestras de rocas son los siguientes: porosidad, permeabilidad absoluta y saturación de fluidos. En la mayoría de los casos la porosidad y la permeabilidad absoluta no sufren gran alteración, mientras que la saturación de fluidos de la muestra de rocas en el laboratorio no representa las condiciones originales del yacimiento. También en el laboratorio se obtienen las permeabilidades relativas de las rocas

a los diferentes fluidos presentes, mojabilidad, saturación de agua congénita, presión capilar, saturación de aceite residual (este dato es útil para estimar la cantidad de aceite que se puede recuperar después de un proceso de inyección de agua). Además, las muestras de rocas permiten realizar mediciones eléctricas para facilitar la interpretación de registros eléctricos de pozo, determinar su composición mineralógica y detectar fracturas. En muchas ocasiones ciertos parámetros se obtienen por medio de correlaciones empíricas.

5. **Pruebas de formación (Drill Stem Test):** Una prueba de formación es una operación que se efectúa durante la perforación de pozos en la que se aísla la sección de agujero abierto que se va a probar, se extraen los fluidos contenidos en la tubería de perforación y se permite el flujo de fluidos de la formación al interior de la tubería mientras unos manómetros registran las presiones; se suspende el flujo (cerrando una válvula) y se registra la presión estática (su duración es de 5 a 15 min). Al terminar la prueba se saca la tubería y por medio de ella se recuperan muestras de los fluidos. Mediante un análisis de los datos que se obtienen de esta prueba se puede obtener información sobre el comportamiento de los fluidos y de la formación, en forma aproximada (debido a la corta duración de la prueba), de parámetros tales como: la presión del yacimiento, permeabilidad de la formación cercana al pozo, índice de productividad, daño a la formación y radio de investigación. En ocasiones, sobre todo en pozos exploratorios, es necesario realizar varias pruebas durante la perforación (en zonas con indicios de existencia de aceite) en un mismo pozo, pero aunque el costo de las mismas es muy alto es mejor probar y estar seguro que perder una zona productiva. Las pruebas de formación pueden constituir, de aplicarse apropiadamente, una gran herramienta para la terminación de pozos.
6. **Análisis Presión - Volumen - Temperatura (PVT):** Este análisis consiste en determinar el comportamiento de una muestra de hidrocarburos al cambiar las condiciones de presión y temperatura. Generalmente la muestra se toma del fondo del pozo en producción, del separador o de la tubería de producción. Durante la extracción de las muestras se deben tener ciertas precauciones para tratar que las mismas sean representativas del fluido del yacimiento, además se recomienda que las muestras se obtengan al inicio de la producción del pozo. A través de un análisis PVT completo es posible realizar el diagrama de fases de la muestra, así como conocer parámetros del aceite como: presión de saturación, compresibilidad, densidades del aceite y de la mezcla, gravedad específica, tensión superficial, viscosidad, presión de vapor, composición del fluido, peso molecular de los componentes del aceite, relaciones de equilibrio, solubilidad del gas en el aceite, factor de volumen, y factor de encogimiento. Antes de aplicar la información en futuras operaciones es necesario efectuar correcciones, que dependerán del periodo de explotación al cual se recolectó la muestra de aceite y al método de muestreo que se utilizó.

Conociendo el tipo de crudo en los inicios de la explotación se puede determinar el tipo de yacimiento: aceite, gas seco, gas y condensado, aceite volátil, gas húmedo; y conociendo el tipo de yacimiento es posible determinar: características del equipo superficial (tipo y dimensiones), técnicas para calcular las reservas de aceite y de gas, procesos para predecir los ritmos de producción futuros, establecer un plan de explotación del yacimiento, seleccionar sistemas artificiales de producción, seleccionar métodos de recuperación secundaria o terciaria, seleccionar un método de muestreo y pruebas de laboratorio para el análisis de muestras de fluidos.³⁰

7. **Análisis de propiedades del gas y del agua:** La determinación de las propiedades del gas es muy importante para tomar decisiones sobre la producción en un futuro, sobretodo en yacimientos de gas seco, gas y condensado y gas húmedo. Las características del gas que se pueden obtener en el laboratorio son: compresibilidad, factor de desviación, composición y factor de volumen.

Asimismo para realizar un estudio completo de los fluidos del yacimiento es necesario contar con información de las propiedades del agua tanto físicas (compresibilidad, viscosidad, solubilidad del gas en el agua, densidad, factor de volumen, salinidad) como químicas (concentración de sólidos, y su composición ppm). El conocimiento de las propiedades del agua y del gas es básico cuando se pretende implantar algún mecanismo de recuperación secundaria o terciaria en el yacimiento.

Para determinar las propiedades del aceite, gas y agua, además del análisis en el laboratorio, se pueden utilizar correlaciones. Las correlaciones sirven para minimizar los requerimientos de análisis de muestras en el laboratorio, por ejemplo: Standing (RGA vs. factor de volumen de la formación, RGA vs presión de saturación), Beal - Carr (viscosidades del aire, del gas, del aceite), etc.

Es conveniente reiterar la gran cantidad de información que se puede obtener durante la perforación y que permite rectificar o ratificar el modelo geológico preestablecido. Además, con la misma información va a ser factible complementar las características de ese modelo lo que, lógicamente, permitirá tener un mejor conocimiento de las propiedades y procesos presentes en el yacimiento. Ese modelo geológico se va a ir mejorando, o actualizando conforme se perforen nuevos pozos. Es conveniente señalar que no es necesario obtener la misma información en los posibles pozos que se pretendan perforar, esto va a depender de los requerimientos del grupo multidisciplinario para caracterizar al yacimiento, así como de la factibilidad económica para obtener dicha información, esto es, se debe realizar un análisis técnico - económico.

Los costos para la adquisición de la información durante la perforación son muy significativos, pero muchas veces estos se pueden reducir con el uso de tecnología

de punta, la que además puede originar otros beneficios como una información más oportuna y confiable, características que contribuyen con un mejor conocimiento del sistema roca - fluidos.

En el área de la perforación de pozos se cuenta con la siguiente tecnología: la telemetría acústica ²³ (transmisión de datos por medio de ondas sonoras a lo largo de la sarta de perforación desde el fondo hasta la superficie) permite la velocidad de transmisión de información que se mide durante la perforación (MWD); existe en la actualidad un sensor de fibra óptica ²⁴ para uso permanente en pozos de gas y aceite con altas presiones y temperaturas, además permite su instalación o remoción sin necesidad de interferir con la producción del pozo; la existencia de herramientas más completas como el sistema MAXIS 500 ²⁵ *(Multitask Acquisition and Imaging System) que comprende las herramientas de fondo de la nueva generación, la telemetría de 500 kilobits / seg, la instrumentación de superficie y las estaciones de trabajo (workstation). Además se ha desarrollado nueva tecnología de registros de pozos en agujero abierto, como: las herramientas de imágenes de microresistividad y acústicas, arreglo de registros de inducción, nuevas herramientas de registros MWD (registros que se localizan cerca de la barrena y cuyas mediciones se toman continuamente durante la perforación) ²⁶, la conducción de pozos horizontales de manera óptima hacia su destino geológico mediante "steering" ²⁷, entre otras.

* Marca de Schlumberger

4.3 LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS EN EL DISEÑO DE LA PERFORACION DE POZOS Y EN EL DESARROLLO DE CAMPOS.

Es cierto que actualmente la actividad de perforación tiene duración de algunas semanas, y que entre menor resulte esa duración menores serán los costos de operación, pero también es cierto que una vez terminado el pozo, éste producirá durante varios años y que una mala perforación del mismo equivaldría a realizar reparaciones muy costosas, y en otras a cerrarlo, lo que constituiría un grave suceso.

El costo de la perforación de pozos petroleros es muy elevado debido principalmente al costo de los materiales utilizados (tuberías, barrenas, fluido de perforación, cemento, etc.), al costo por día del equipo de perforación y a la mano de obra que se requiere. El costo más fuerte en el desarrollo del yacimiento lo constituye la perforación de los pozos.

Debido a estas razones, el conjunto de actividades que constituyen la perforación de los pozos petroleros no se deben realizar de manera anárquica, sino que se deben ejecutar bajo un programa previo, el cual debe contemplar diseños de tuberías, de barrenas, de fluidos de perforación y de cemento, entre otros.

En los diversos diseños que se deben programar debe existir la participación, y mejor aun la sinergia de diversas disciplinas, como la Geología, la Geofísica, la Química y la Ingeniería Petrolera para la optimación de tales diseños.

Se debe tener especial cuidado en el diseño del intervalo productor, ya que se deben alterar lo menos posible las condiciones que prevalecen en el mismo, claro está que tampoco se deben descuidar los mantos acuíferos de agua dulce que se atraviesen durante la perforación.

Por otro lado, antes de la perforación, y aún durante la misma, se debe considerar la tecnología de avanzada existente y efectuar un análisis técnico - económico para determinar su posibilidad de uso.

4.3.1 La Caracterización de Yacimientos en el Diseño de Pozos.

Durante la exploración se obtienen diferentes tipos de información mediante la geología de exploración (como información de tipo estratigráfica, estructural y litológica) y de la sísmica (como información de tipo estructural y litológica). La integración de la información que se obtiene de ambas fuentes permite obtener el primer modelo geológico - petrofísico del yacimiento, presuponiendo que éste contiene una acumulación de hidrocarburos susceptible de explotarse económicamente.

Es conveniente señalar que este primer modelo geológico - petrofísico es cualitativo debido a la escasez de información y, por lo mismo, tentativo, pero no por ello deja de representar la base para la planeación de explotación del yacimiento y para la administración del mismo con un enfoque integral. Este modelo es dinámico puesto que se va ir rectificando o ratificando conforme se obtenga nueva información durante la explotación del yacimiento petrolífero por medio de registros geofísicos de pozo, y pruebas de presión, entre otras.

En general, para planear el diseño de la perforación de pozos se requieren conocer las características geológicas tanto regionales (de estas la información estratigráfica principalmente) como locales. Estas últimas representan la geología del yacimiento, y de ellas se requiere conocer principalmente su litología (incluyendo zonificación), tipo de fluidos presentes en el yacimiento, tipo de trampa almacenadora, geometría y profundidad.

4.3.2 Diseño de Pozos Petroleros.

El programa de perforación de pozos petroleros debe contemplar los siguientes diseños:

- a) Selección de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- b) Selección de la geometría del pozo.
- c) Planeación de la terminación.
- d) Programa de fluidos de perforación.
- e) Programa de cementación.
- f) Programa de barrenas.
- g) Diseño de tuberías de revestimiento.
- h) Diseño de tuberías de producción.
- i) Diseño de tuberías de perforación.
- j) Selección del equipo de perforación.

a) Selección de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

Para seleccionar las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento se deben contemplar las condiciones geológicas prevalecientes en las formaciones que serán perforadas, tales como sus gradientes de presión y de fractura. En algunos casos, el primer criterio para seleccionar las profundidades de asentamiento es cubrir las zonas de pérdidas de circulación severas, en otros el objetivo puede ser cubrir las zonas con posibles problemas de pegadura diferencial; sin embargo, en pozos profundos, la consideración predominante es controlar las presiones de formación anormales y prevenir la exposición de las mismas en las zonas someras. Una vez que se cuenta con los gradientes de presión y de fractura de la formación es posible determinar las profundidades de asiento de las tuberías de revestimiento. Existen diversas maneras para determinar estas profundidades, por ejemplo, con métodos gráficos, o bien mediante el uso de paquetería de cómputo.

b) Selección de la geometría del pozo.

La selección de la geometría del pozo constituye una parte crítica dentro de la planeación, y puede ser la diferencia entre un éxito técnico - económico y un fracaso. Una selección inadecuada puede resultar en agujeros demasiado pequeños, tales que impidan la implantación de un tipo de terminación, y en consecuencia el abandono del pozo.

En la selección se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- El diseño debe permitir la conducción del aceite o el gas a la superficie con gastos económicos (para esto se debe estimar el potencial de flujo del intervalo productor),
- Se deben tomar en cuenta los tipos de operación y de herramientas que se requerirán en la implantación de la terminación,

- El diseño debe ser flexible, es decir, permitir la corrida de una tubería de revestimiento adicional en caso de alguna contingencia.

La selección del diámetro de barrenas va a estar en función de los diámetros de las tuberías de revestimiento que se necesiten. Los diámetros de las T.R.'s que se necesiten va a depender del diámetro interno de la tubería de producción que se utilizará para explotar los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

c) *Planeación de la terminación.*

Ver subcapítulo 4.4 "La información en el diseño de la terminación de pozos".

d) *Programa de fluidos de perforación.*

Dentro de la planeación de la perforación de un pozo petrolero se debe incluir, sin duda alguna, un programa de fluidos de perforación que sea completo y comprensible.

La velocidad, eficiencia, seguridad y economía de la perforación, dependerán principalmente del comportamiento del fluido de perforación utilizado.⁸

Los principales factores que influyen en el tipo de fluido que se utilizará durante la perforación de pozos son los siguientes:

- Tipo de pozo.
- Tipo de formación a perforar.
- Abastecimiento de agua.
- Naturaleza de las formaciones productoras.
- Rango de temperatura, permeabilidad y presión de las formaciones a perforar.
- Consideraciones geológicas.
- Operaciones a efectuar (terminación y reparación de pozos).

Dentro del programa de fluidos de perforación se debe estudiar el efecto que el tipo de lodo pudiera tener en fases posteriores dentro de la planeación de la perforación, y además se debe contemplar un plan de contingencia para posibles brotes, embolamiento, pérdidas de circulación, etc.

Cualquiera que sea el fluido de perforación que se utilice, éste tendrá influencias en factores como: la velocidad de perforación, limpieza y estabilidad del agujero, programa de tuberías de revestimiento, evaluación de la formación, tiempo de perforación total y costos de terminación, y selección del equipo de manejo de fluidos.

Se debe tener un cuidado especial en el tipo de fluido de perforación que se utilizará en el intervalo productor, ya que la mayoría de los fluidos de perforación

resultan dañinos para la formación que contiene los hidrocarburos, reduciendo la permeabilidad de la misma.

e) Programa de cementación.

La cementación constituye otro paso dentro de la planeación de la perforación de pozos. Existen diversas funciones de la cementación, pero las más comunes son aislar formaciones con alta presión y formaciones productoras. Para diseñar una lechada de cemento se requiere de cierta información como:

- Profundidad del pozo.
- Diámetro de la barrena.
- Características de la T.R. a cementar.
- Altura del cemento en el espacio anular.
- Porcentaje de exceso de cemento.
- Tipo de cemento.
- Requerimiento de agua.
- Características de la lechada (densidad, tiempo de fraguado, rendimiento en litros por saco, resistencia a la compresión).
- Características de la T.R. anteriormente cementada.
- Gastos de desplazamiento.

f) Programa de barrenas.

La barrena representa la herramienta básica dentro de la perforación de pozos, ya que mediante ellas es posible penetrar las capas que suprayacen a la acumulación de hidrocarburos. En realidad, no existe un procedimiento universal para determinar los tipos de barrena que se requerirán para perforar un pozo, pero sí existen algunas formas empíricas para realizar la selección:

- Correlacionando: Cuando se desea determinar el tipo de barrena más apropiado para una formación en particular, en ocasiones es factible estudiar los pozos vecinos y ver el tipo de barrena que se utilizó para perforar esa formación en particular; se selecciona aquella cuyo costo por unidad de intervalo perforado haya sido el menor.
- Reglas de campo (de dedo): Este tipo de reglas se utilizan cuando se carece de un registro de barrenas de otros pozos, ya sea por no haberse tomado o por no existir pozos vecinos. La selección de barrenas en estas situaciones se puede lograr de acuerdo con las características que se conocen de la formación (dureza, perforabilidad, abrasividad) y el costo de perforación en un área. Algunas de las reglas de campo son:
 - Utilizar la clasificación IADC (International Association of Drilling Contractors). La cual especifica el tipo de barrena para una formación con

ciertas características, como la resistencia a la compresión axial (Co) en libras por pulgada cuadrada, lpc.

| Co, lpc | Descripción | Clasificación IADC |
|---------------|---|--------------------|
| < 1500 | Formaciones muy suaves / plásticas - alta plasticidad con baja resistencia (margas, arcillas, calizas y lutitas suaves, formaciones no consolidadas). | 1 - 1 |
| | | 1 - 2 |
| | | 5 - 1 |
| | | 6 - 2 |
| 4500 - 1500 | Formaciones suaves - baja resistencia (margas, evaporitas, lutitas, anhidritas). | 1 - 3 6 - 1 |
| 7500 - 4500 | Formaciones suaves a medianamente suaves - baja resistencia, interlaminadas con secuencias de alta resistencia (lutitas, pizarra, lignitos). | 2 - 1 6 - 2 |
| 12000 - 7500 | Formaciones medianamente duras - alta densidad, alta resistencia, pero sin lentes abrasivos (dolomitas, lutitas, areniscas y calizas duras). | 2 - 3 6 - 2 |
| 20000 - 12000 | Formaciones duras - alta resistencia con lentes abrasivos (areniscas, limolitas, granito y dolomitas). | 3 - 1 7 - 2 |
| 50000 - 20000 | Formaciones extremadamente duras - resistencia muy alta, muy abrasivas (calizas, rocas ígneas y metamórficas). | 3 - 2 |
| | | 3 - 4 |
| | | 8 - 1 |

Tabla 4.1 Clasificación IADC para barrenas.

- ◆ El tipo y características de barrena iniciales se determinan por su costo. Este no debe exceder el costo de operación del equipo de perforación por día.
- ◆ Las barrenas tricónicas son el tipo más versátil y representan una buena selección inicial para las formaciones someras del pozo.

El programa de barrenas, además de considerar el tipo, debe incluir las condiciones de operación de las mismas, como el peso sobre barrena, velocidad de rotaria, hidráulica de la barrena, predicción del desgaste de los dientes de la barrena y la cantidad y espaciamiento de los estabilizadores.

g) *Diseño de tuberías de revestimiento.*

Una vez que se han seleccionado las profundidades de asentamiento de las T.R.'s se debe diseñar su programa basado en la suposición de que ya se conocen las presiones de formación aun antes de que se perfore; este diseño

debe ser el óptimo, puesto que las tuberías de revestimiento son una de las partes mas costosas de un programa de perforación.⁷

En el diseño de un programa de T.R.'s se debe considerar: el diámetro externo de la tubería de producción que se utilizará para explotar los hidrocarburos contenidos en el yacimiento, el tipo de sistema artificial de producción que eventualmente pudiera ser instalado en el pozo, considerar la posibilidad de realizar una perforación con fines exploratorios, abajo del intervalo predeterminado, y considerar el tipo de terminación deseado.

El objetivo del diseño, es seleccionar una tubería de revestimiento de una cierta longitud, grado, peso y junta que resista, sin falla, a los esfuerzos a las que estará sometida, además de que sea lo más económica posible. Los esfuerzos a las cuales estará sometida la tubería de revestimiento son: presión interna (estallamiento), presión externa (colapso) y cargas axial y longitudinal (tensión y compresión); aunque también existen otras consideraciones como las variaciones de las presiones interna y externa y los efectos térmicos. Para el diseño de la tubería de revestimiento se requiere la siguiente información:

- Profundidad a la cual se introducirá la T.R.
- Densidad del fluido de control en el pozo.
- Presiones internas a las cuales se someterá la T.R. durante la operación.
- Tipo de pozo.
- Diámetro de barrena.
- Diámetro exterior de T.R.
- Densidad del cemento.
- Factor de seguridad para los diferentes esfuerzos.

h) Diseño de tuberías de producción.

A través de esta tubería se permite el flujo de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento hasta las instalaciones superficiales, además se realizan las operaciones de estimulación o de inyección, es decir, por medio de esta tubería es posible tener un control del yacimiento por explotar; es por ello que el diseño de la misma representa un papel importante dentro de la planeación de la perforación de pozos.

Los criterios de diseño de la tubería de producción son: el estrés (stress) y la tensión (tensile loading). Además esta tubería se debe evaluar para las condiciones de producción que se esperan trabajar con ella, como: "space - out", flujo (flowing), estimulación / cementación forzada y agotamiento.

Para el diseño de la tubería de producción se requiere cierta información como: densidades del fluido empacador y de producción, las presiones superficiales

anular y de tubería, las temperaturas de la tubería de producción superficial y anular y las caídas de presión por fricción en esta tubería.

i) Diseño de tuberías de perforación.

Los criterios que se utilizan para diseñar una sarta de perforación son: tensión, colapso y torsión. Los parámetros que se requieren para su diseño son:

- Profundidad a alcanzar con la sarta.
- Peso del lodo esperado a esa profundidad.
- Diámetro del agujero.
- Factor de seguridad a la tensión.
- Factor de seguridad al colapso.
- Características de las tuberías lastrabarreras.
- Diámetro y clase de la tubería de perforación deseado.

j) Selección del equipo de perforación.

El procedimiento adecuado para la selección del equipo de perforación es dimensionar o diseñar las diversas cargas que serán colocadas sobre el equipo, y seleccionar el equipo menos costoso y más efectivo que satisfaga dichos requerimientos. La selección del equipo se lleva a cabo una vez que se tiene el diseño del pozo. La selección debe, principalmente, considerar los siguientes sistemas: de potencia, de izaje, de rotaria, de circulación, torre y subestructura.

La protección al ambiente debe ser una consideración indispensable en los diseños y operaciones que se realicen dentro del programa de perforación. La prevención de la contaminación y la minimización de desperdicios se han convertido en componentes esenciales en las operaciones de exploración y producción. El desarrollo e implantación de programas de eliminación de desperdicios constituye una gran herramienta dentro de la planeación de la perforación de un pozo.

Con el desarrollo y uso de nuevas técnicas y tecnología se ha visto que es posible mejorar ciertas operaciones o procesos, así como reducir los costos de perforación; a continuación se citan algunas de las tecnologías de reciente creación: se han desarrollado lodos sintéticos de baja toxicidad, biodegradables y con líquidos orgánicos⁹; existe un nuevo método para mejorar el aislamiento de zonas utilizando tecnología de solidificación de fluidos de perforación¹⁰; el uso de sistemas de cómputo para el análisis de trabajos de cementación ha probado ser un método efectivo para incrementar la probabilidad de éxito en cementaciones primarias¹¹; desarrollo de simuladores para planear el control de un pozo^{12, 13, 14}; desarrollo de nuevas barrenas para perforar litologías específicas¹⁵; desarrollo de programas de administración de desperdicios¹⁶ y de seguridad¹⁷; la perforación de pozos con diámetros pequeños (slim hole)¹⁸; uso

de redes neurales para predecir la calidad y el comportamiento del cemento ¹⁹; simulador de esfuerzos para tuberías de producción ²⁰; uso de tubería flexible para operaciones de perforación ²¹; re - perforación de pozos ²².

4.3.3. La Caracterización de Yacimientos en el Desarrollo de Campos.

El desarrollo de un campo consiste, en primer término, determinar la cantidad de pozos de desarrollo que se requieran para obtener una recuperación óptima de las reservas presentes en el yacimiento. En segundo término, la distribución de los puntos de drene (pozo o pozos que drenan el yacimiento) sobre el área del campo tiene que, por lo menos, delimitarse, con el fin de lograr el patrón de drene óptimo para las condiciones de producción impuestas por las características específicas del campo.

El tipo de litología, el ambiente de depósito, el patrón de distribuciones de facies, la configuración de la cima productora y la geometría, son necesarios para la definición del arreglo y perforación de los pozos de desarrollo. En términos generales, se puede decir, que la localización de los pozos de desarrollo está controlada en forma combinada por aspectos geológicos (sedimentológicos, estructurales y estratigráficos), petrofísicos y de las características de los fluidos existentes en el yacimiento.

Antes de iniciar con el desarrollo del campo se tiene que realizar la planeación del mismo, para lo cual se requiere contar con una gran cantidad de información como la citada anteriormente. Se puede decir que el plan de desarrollo de un campo es flexible, ya que es susceptible de sufrir modificaciones; esto es debido a que antes del desarrollo la carencia de información es tal que resulta imposible conocer las diferentes características del yacimiento y, por lo tanto, el primer plan resulta tentativo, pero conforme se mejore la cantidad y la calidad de esta información se realizarán las modificaciones pertinentes a dicho plan.

Como se mencionó anteriormente, el número y ubicación de los pozos desarrollo esta en función de las características geológicas, petrofísicas y de fluidos. Debido a lo anterior es lógico pensar que al término de la perforación del pozo exploratorio descubridor, la información con que se cuenta es escasa, solo se tiene un modelo geológico burdo con una mínima información de características del yacimiento; debido a lo anterior, no es adecuado trazar un plano ambicioso, puesto que para ello, se requiere contar con información suficiente y de calidad acerca del sistema roca - fluidos.

El desarrollo de cálculos sencillos, rápidos y prácticos representan, a menudo, la mejor manera de conocer tentativamente el número y ubicación de los pozos de desarrollo. Por ejemplo, el número de puntos de drene se puede estimar dividiendo la recuperación final de campo (estimada de la cantidad total de aceite que se va

producir del yacimiento) entre la recuperación final por pozo (estimada de los gastos iniciales de producción y asumiendo un ritmo de declinación); el espaciamiento de los pozos (suponiendo una geometría cuadrada) se puede estimar obteniendo la raíz cuadrada de la relación entre el área productiva del yacimiento y el área de drene por pozo.³²

Durante el desarrollo de los campos se planea y se obtiene la mayor parte de la información básica del yacimiento a través de diversas fuentes como son: registros geofísicos de pozo, núcleos, muestras de fluido, datos de pruebas de presión y de producción, etc. Por ello, conforme se incrementa la cantidad de pozos de desarrollo, se podrán establecer planes de desarrollo del campo más adecuados

4.3.4 Revitalización de Yacimientos.

Existen ocasiones en que campos en explotación avanzada, requieren de nuevas perforaciones de pozos para recuperar el aceite que quedó entrampado, debido a las heterogeneidades del yacimiento que no se reconocieron durante el desarrollo inicial del mismo. Mediante la perforación de esos nuevos pozos, conocidos como pozos intermedios (infill wells), se puede revitalizar la producción.

Para determinar la ubicación de los pozos intermedios se requiere contar con una gran variedad de información como: costo de la perforación, mapas estructurales, variaciones de porosidad y permeabilidad, saturaciones de fluidos y restricciones de instalaciones; además para determinar esa ubicación es necesaria la interrelación de diferentes especialistas, es decir, de un grupo multidisciplinario conformado por especialistas en geociencias, ingenieros de producción, de perforación e instalaciones y de yacimientos. El objetivo principal de este equipo es establecer los mejores sitios para los nuevos pozos, para ello se requiere un plan que satisfaga el objetivo de la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos: obtener el máximo beneficio económico de los hidrocarburos de un yacimiento.

Aunque los mejores sitios se seleccionan de acuerdo con las características del yacimiento, la decisión final se basa en la maximización de las reservas y en la minimización de los riesgos y de los costos totales de operación.

Mediante los pozos intermedios se puede tener uno de los siguientes beneficios: 1) Incrementar la recuperación del aceite que no hubiera sido recuperado a través de los pozos existentes, o 2) Acelerar la producción de aceite. Este último caso no significa un incremento en la recuperación total del aceite, solo una rapidez en la extracción de la misma, (Fig. 4.3).

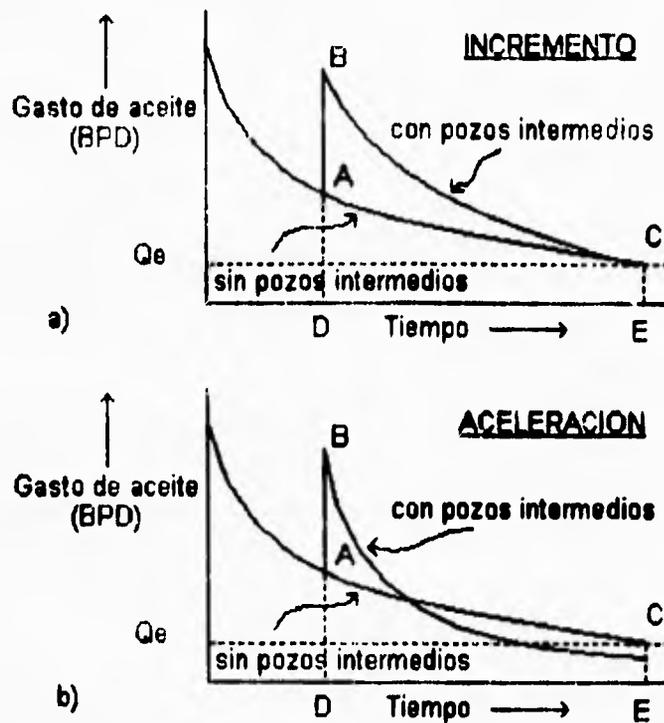


Fig. 4.3 Esquema del beneficio del gasto de aceite por un pozo intermedio: a) recuperación adicional de aceite resultante de la perforación de un pozo intermedio, y b) aceleración de la producción de aceite por el pozo intermedio. Q_e = Gasto de aceite económico.

La figura 4.3 muestra el análisis del beneficio de los pozos intermedios de un yacimiento en agotamiento. La figura 4.3-a representa el incremento en la recuperación de aceite. En este caso, la recuperación final al gasto de aceite económico es más grande después de la perforación de los pozos intermedios que la tendencia en descenso antes de la perforación de los mismos. En este caso el área limitada por la curva de los pozos ya existentes (área ACED) es menor que el área BCED. El área BCED corresponde al el aceite producido acumulado después de la perforación de los pozos intermedios. La figura 4.3-b muestra la aceleración de la recuperación del aceite con los pozos intermedios. El área ACED (Fig. 4.3-b) es igual al área BCED (Fig. 4.3-a), por lo tanto, la recuperación última para el caso de la aceleración es la misma que para los pozos ya existentes. Sin embargo, el beneficio para la figura 4.3-b se deriva del incremento inicial en el gasto de la recuperación de aceite durante los primeros años después de que los pozos intermedios comienzan a producir. Así, los pozos intermedios incrementan los ingresos netos futuros, asumiendo que el ritmo acelerado no causa alteración en la producción acumulada.

La sísmica 3-D desempeña un papel de gran importancia en la planeación de desarrollo de campos, ya que permite reducir el número de pozos que se requieren para delimitar el contacto agua - aceite, y reducir la cantidad de pozos totales necesarios para producir el yacimiento; también ayuda en la determinación de la

ubicación estratégica de las plataformas de perforación marina con el fin de cubrir una mayor porción del yacimiento.

4.3.5 Evaluación de Yacimientos.

La evaluación de un yacimiento petrolífero consiste en calcular los parámetros que determinan el aspecto económico del desarrollo del campo; estos parámetros son: el espesor neto poroso con hidrocarburos, la porosidad, saturación de fluidos, la extensión areal del yacimiento y las fracturas.

La evaluación de yacimientos es de gran importancia, puesto que por medio de los cálculos citados con antelación, se puede calcular el volumen original de hidrocarburos. Las reservas recuperables se pueden conocer afectando al volumen original de hidrocarburos con un factor de recuperación, el cual se determina por medio de análisis de núcleos, evaluación de saturaciones residuales de aceite, pruebas y ajustes con yacimientos vecinos.

La evaluación del yacimiento se debe efectuar desde que se descubre el mismo. Las primeras reservas calculadas van a ser aproximadas, pero con ellas va a ser posible determinar la rentabilidad para desarrollar el yacimiento. De ser rentable este desarrollo, las reservas se deben evaluar de manera continua conforme se cuenta con una mayor cantidad y calidad de la información. La certidumbre de las reservas va a aumentar conforme avance el desarrollo del campo.

4.4 LA INFORMACION EN EL DISEÑO DE LA TERMINACION DE POZOS.

La terminación de un pozo petrolero es el conjunto de operaciones que se realiza para comunicar a la formación productora con la superficie, mediante la perforación de la tubería de revestimiento de explotación, que es la que aísla a la zona productora²⁹. Sólo a través de la terminación de un pozo es posible controlar la producción e inyección de fluidos en ese pozo.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es maximizar los gastos de flujo y optimar la recuperación de fluidos del yacimiento. Así mismo, con una terminación adecuada, es posible obtener información (gastos y presiones) que será útil para mejorar la caracterización del yacimiento que se está explotando. La terminación de un pozo representa un medio para alcanzar el objetivo de la Administración Integral de Yacimientos.

La terminación de un pozo, como se mencionó anteriormente, constituye un conjunto de operaciones que así como las de perforación se deben planear adecuadamente para poder alcanzar sus objetivos mediante su implantación. De no elaborarse una

buena planeación y/o implantación de la terminación de un pozo, se pueden tener problemas como: restricciones en los gastos de flujo lo cual reduce la recuperación final de hidrocarburos, y en consecuencia las ganancias que se puedan generar de su explotación. Para planear adecuadamente la terminación se requiere tener un conocimiento claro y preciso de la evaluación de la formación.

En la planeación se deben considerar: los costos iniciales, la producción en la etapa fluyente de la vida del pozo, prever futuras reparaciones e instalación de sistemas artificiales de producción.

En muchas ocasiones la terminación se evalúa considerando solo su costo inicial; sin embargo, la forma adecuada es considerar además del costo inicial, los costos futuros de operación y de reparación.

4.4.1 Efecto de la Terminación de un Pozo en la Planeación de su Perforación.

El tipo de terminación seleccionado para un pozo dado puede tener un gran impacto en la planeación de su perforación. En primera instancia, el número y diámetro de tuberías de producción que se requieren para explotar el yacimiento de manera óptima afectan la selección de la geometría del pozo (diámetros de T.R.'s y de barrenas), puesto que esta geometría se debe diseñar del fondo a la superficie; en segunda, la longitud que se requiere de la tubería de revestimiento en el fondo del pozo para implementar el procedimiento óptimo de terminación va a afectar el diseño de las mismas.

Además, generalmente se requieren estimular los pozos para obtener gastos óptimos de producción o inyección. Los gastos y presiones, así como los fluidos de terminación se deben considerar antes de diseñar las tuberías de revestimiento y de producción, éstas consideraciones se deben tomar en cuenta para la selección del cabezal.

Es obvio decir que la selección de la geometría del pozo va a afectar a su vez el programa de fluidos de perforación y de cementación en cuanto a volúmenes se refiere.

De lo anterior se puede reiterar la importancia y trascendencia del conocimiento del tipo de terminación que se debe implementar en un pozo antes de elaborar el diseño respectivo para su perforación. Y no menos importante resulta la información que se debe obtener de las formaciones atravesadas por la barrena, y en especial de las productoras, y que permita confirmar el tipo de terminación previsto.

4.4.2 Información Necesaria para Diseñar la Terminación de un Pozo.

La terminación de un pozo representa un punto fundamental para el diseño del mismo. Las terminaciones se pueden dividir en tres categorías: terminación en agujero abierto, terminación agujero adomado y terminación en tubería corta de revestimiento (liner), en cada una de las cuales se pueden realizar diversos tipos de operaciones.

El tipo de terminación ideal para un pozo es aquel cuyos costos de terminación resulten ser los más bajos (considerando costos iniciales y de operación) que cumplan con las requerimientos especificados. Para establecer el tipo de terminación se deben tomar en cuenta consideraciones del a) yacimiento y b) mecánicas, estimando las características productivas de ambas durante la vida del pozo.

a) *Consideraciones del Yacimiento.*

Ritmos de producción: para proveer la máxima recuperación económica. Los ritmos de producción deben entre otros factores influir en el diámetro de la tubería de producción.

Número y selección de los intervalos productores: En ocasiones los pozos verticales atraviesan varios intervalos productores, cuando esto sucede existe la posibilidad de mezclar la producción de los diferentes yacimientos, o bien realizar terminaciones múltiples. La mezcla de dos o más intervalos solo es factible cuando las condiciones de presión y temperatura, así como las características de los fluidos en los diferentes intervalos son similares. Para llevar al cabo una administración de yacimientos adecuada no es recomendable mezclar producciones de diversos intervalos productores.

Características del sistema roca - fluidos: Para predecir de la manera más aproximada el comportamiento de un yacimiento se requiere conocer propiedades petrofísicas tales como: permeabilidad relativa, saturación y distribución de los fluidos; además de los contactos agua - aceite y gas - aceite, así como la extensión areal del yacimiento. Las cantidades relativas de aceite, agua y gas presentes a un nivel determinado influyen en los tipos de fluidos que se producirán y en los gastos relativos de producción de fluidos a ese nivel. La distribución de los fluidos está en función de la presión capilar, y esta a su vez de la mojabilidad y de la tensión interfacial.

De los fluidos se requiere conocer: composición, viscosidades, densidades, presión y temperatura a las que están sometidos, contenido de gas sulfhídrico y bióxido de carbono, asfaltenos, presiones de saturación y de rocío. Con esta información se puede conocer el tipo de yacimiento y prever el comportamiento del pozo en su explotación.

Mecanismos de empuje: Con el conocimiento del mecanismo o los mecanismos prevaletentes en el yacimiento se puede determinar el intervalo de producción; por ejemplo, en los yacimientos con empuje de agua, la presión permanece relativamente alta. Las relaciones gas - aceite son bajas y constantes, pero los pozos terminados estructuralmente bajos pronto comienzan a producir agua, lo cual se puede corregir mediante una re - terminación, o bien, mediante el cierre temporal o definitivo del pozo. Por ello, en los yacimientos con entrada de agua, los pozos se terminan en las partes altas de la estructura; por otra parte, los yacimientos con empuje de gas disuelto o con casquete inicial de gas se terminan en las partes bajas del mismo.

Restricciones de flujo cerca del pozo: En un yacimiento homogéneo y sin restricciones artificiales en el pozo, dos factores pueden causar una baja presión de fondo fluyendo (P_{wf}): la permeabilidad y los gastos de producción. Con una baja permeabilidad o excesivos gastos de producción la caída de presión es más alta, esto puede dar lugar a la instalación de un sistema artificial de producción si es que se requieren mayores gastos. En el yacimiento, el daño a la permeabilidad ocasiona esa caída de presión (ver subcapítulo 5.2 "Estimulación"). La permeabilidad cerca del pozo se puede determinar mediante pruebas de formación; en cambio, mediante las pruebas de presión se puede determinar la permeabilidad de la formación de un área de drenaje mayor que el que se obtiene de las pruebas de formación, y además esa permeabilidad es una combinación de la permeabilidad de la zonas dañada y virgen. Por lo anterior, el daño a la formación es una consideración de suma importancia en cualquier trabajo de terminación.

Además, se deben considerar posibles reparaciones como: requerimientos de conversión de un pozo productor en inyector; recuperación secundaria (por ejemplo, los procesos de recuperación secundaria con alta temperatura pueden requerir una tubería de revestimiento y materiales especiales de cementación); trabajos de estimulación (la estimulación podría requerir patrones de disparos especiales con el fin de obtener altos ritmos de producción o bien procedimientos de cementación especiales cuando se utilicen estimulaciones con altas temperaturas); control del arenamiento (este problema puede establecer el método de terminación y ritmos de producción); re - terminaciones (cambio de intervalos de producción); sistemas artificiales de producción) (estos pueden requerir terminaciones sencillas, aun donde existan zonas múltiples).

b) Consideraciones Mecánicas.

Además, las terminaciones deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Maximizar los beneficios considerando el valor del dinero en el tiempo.

- **Instalar el equipo más sencillo.**
- **Confiabilidad total.**
- **Anticipar todas las condiciones de operación.**
- **Seguro.**

El diseño de la terminación debe comprender el tipo, densidad y geometría de disparos del pozo, configuración de las tuberías de revestimiento y producción, diámetro de la tubería de producción, intervalo de terminación, accesorios que se van a utilizar (empacadores, niple de asiento, válvula de seguridad, etc.), el tipo de inducción y de limpieza que se vayan a implementar.

Otro punto que se debe considerar en el diseño de la terminación es la selección de fluidos requeridos, ya sea para la misma terminación o para reacondicionar el pozo. Para la selección de estos se deben considerar ciertos factores como: profundidad de la zona productora, presión de fondo, temperaturas (de fondo y de superficie), disponibilidad de fluidos, preparación de los fluidos y su costo, características de la formación y de sus fluidos. Los fluidos empleados en la terminación de pozos deben alterar lo menos posible las condiciones naturales de la formación, y evitar la formación de emulsiones; es decir, deben reducir al mínimo el daño; y mejor aun, deben favorecer la mojabilidad de la roca por agua para maximizar la permeabilidad relativa al aceite.

Las operaciones de disparos, se deben planear cuidadosamente para obtener, posteriormente, condiciones óptimas de explotación. Este diseño debe contemplar diámetro, geometría, densidad y profundidad (distancia radial perforada) de los disparos, así como el tipo de pistola a utilizar; este último esta en función del tipo de fluidos presente en el pozo, las resistencias a la compresión de la tubería de revestimiento, del cemento y de la formación, ritmo de producción requeridos, permeabilidad de la formación, presión y temperatura a la profundidad de los disparos, y del costo.

Cualquiera que sea el tipo de terminación, este debe permitir una comunicación efectiva con todas las zonas dentro del intervalo terminado.

4.4.3 Evaluación de la Terminación.

El objetivo de la terminación de un pozo petrolero es optimar los gastos de producción o inyección de fluidos; una implantación inadecuada de las operaciones de terminación no permite alcanzar este objetivo, además de que pueden representar un costo adicional al establecido debido a las actividades que se necesiten para reparar posibles anomalías o peor aún en el abandono del pozo.

Para evitar esos problemas es recomendable que el resultado de las operaciones involucradas en la terminación se evalúen al concluir cada una de ellas. Por ejemplo, se debe evaluar la cementación de la tubería de revestimiento de producción, ya que en ocasiones una mala calidad del tipo de cemento y/o de la operación evita el adecuado aislamiento de las formaciones cementadas, que puede resultar en un flujo de fluidos entre las diferentes formaciones, y como consecuencia ocasionar un daño a las mismas.

Para evitar esto último se debe evaluar la calidad de la cementación de la T.R. una vez que esta se realiza; mediante ésta evaluación se pueden tomar las medidas necesarias para eliminar las posibles anomalías, como es el caso de una cementación forzada.

La calidad de los disparos en la T.R. constituye otro de los parámetros que, sin duda alguna, se debe evaluar debido a los efectos que directamente tienen sobre los gastos de producción e inyección de fluidos. Es muy común tener problemas en los orificios hechos en la T.R. por medio de disparos; por ejemplo el taponamiento de dichos orificios debido al fluido de terminación, a los filtrados de ese fluido así como del cemento, a los residuos de las cargas utilizadas para disparar, a una mala calidad de las características de los disparos (diámetro y profundidad reales inadecuados), etc. Por ello, la calidad de los disparos se debe evaluar antes de la producción para definir si es necesario realizar la operación nuevamente.

Por otro lado, es muy importante evaluar el daño a la formación ocasionado por los diversos tipos de fluidos que han estado en contacto con ella, así como por las operaciones realizadas durante la terminación de los pozos. Este daño puede resultar muy severo en los yacimientos naturalmente fracturados y en los de baja permeabilidad, y puede evaluarse por medio de análisis de datos de pruebas de formación y producción. De este análisis va depender la necesidad de realizar posibles trabajos de estimulación, método por el cual se puede disminuir o remover el daño.

Para contribuir con una buena calidad en la terminación del pozo es preferible minimizar, o mejor aún, evitar los posibles daños o irregularidades siguiendo el programa de operaciones y materiales desarrollado, y verificando que el mismo se cumpla.

De no establecer un programa de mantenimiento de la terminación de un pozo que se considera exitosa puede llegar a tener problemas en un futuro. La manera de detectar posibles problemas es mediante el comportamiento de la producción y observando la variación del mismo en un cierto periodo de tiempo, es mediante el análisis de la información de pruebas de presión y de la historia de producción (gastos, presiones, RGA, porcentaje de agua producida, etc.).

4.5 IMPACTO DE LA INFORMACION CAPTADA DURANTE LA PERFORACION EN LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS.

La información que se obtiene durante la etapa de exploración resulta básica para la planeación de la perforación de pozos petroleros, lógicamente cuando se descubre una acumulación de hidrocarburos que resulta económicamente explotable. Esta información proviene de diversas fuentes y disciplinas, y la integración de la misma genera el primer modelo geológico - petrofísico, que aunque limitado, es de gran utilidad para la explotación del yacimiento.

Ya en la planeación de la perforación de los pozos de desarrollo, se requiere de un grupo multidisciplinario que, con ayuda de ese primer modelo, contribuya al diseño óptimo de las misma.

El programa de perforación que se haya elaborado en la planeación debe considerar, un plan de adquisición de la información que se pueda utilizar en etapas posteriores.

La información que se obtenga, aunado al modelo geológico - petrofísico, van a repercutir en la selección del tipo de terminación óptimo que se vaya a implantar en cada uno de los pozos perforados. También va ser posible determinar el tipo de estimulación que se efectuará en los mismos, de tal manera que se minimice el daño a la formación cercana al pozo, lo que contribuye con un menor abatimiento de la presión del yacimiento.

La información que se vaya acumulando durante la perforación de los pozos de desarrollo va tener una gran trascendencia en la simulación numérica de yacimientos. Ya que mediante esta y a través de la información se va a seleccionar la forma más adecuada para explotar los hidrocarburos contenidos en el yacimiento, con el fin de obtener el mayor beneficio económico de estos, lo cual constituye el principal objetivo de la Administración Integral de Yacimientos.

REFERENCIAS.

- 1. Wiggins, M.L.: " A Manual for Petroleum Reservoir Management" , The Crisman Inst. for Petroleum Reservoir Management, Texas A&M University, College Station Texas (Mayo 1989).**
- 2. Adams, N.J.: " Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach" , PennWell Books, Tulsa, Oklahoma (1985).**
- 3. McCray, A.W. y Cole, F.W.: " Tecnología de la Perforación de Pozos Petroieros", Cía. Editorial Continental, México, D. F. (Jan. 1963) 152.**

4. Azar, J.J.: "La Perforación en la Ingeniería Petrolera", Tulsa, Oklahoma (June 1980) 13.
5. Ramos, H. y De la Garza, R.J.: "Metodología para la Estimación, Control y Evaluación del Costo en la Perforación de Costos (Un Enfoque Diferente)", Ingeniería Petrolera AIPM (Dic. 1993) 51.
6. Gatlin, C.: "Petroleum Engineering Drilling and Well Completions", Prentice - Hall, Englewood Cliffs, N.J. (Oct. 1964) 199.
7. Bourgoyne Jr., A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E. y Young Jr., F.S.: "Applied Drilling Engineering", Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas (1991).
8. Benitez, M.A., Garaicochea, F. y Reyes, C.: "Apuntes de Fluidos de Perforación", Facultad de Ingeniería UNAM, México, D.F.
9. Bleier, R., Leuterman, A.J.J. y Stark, C.L.: "Drilling Fluids: Making Peace With the Environment", Proceedings 1992 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Drilling, Washington, D.C. (Oct. 4 - 7 1992) 35 - 42.
10. Cowan, K.M., Hale, A.H. y Nahm, J.J.: "Conversion of Drilling Fluids to Cements With Blast Furnace Slag", Proceedings 1992 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Drilling, Washington, D.C. (Oct. 4 - 7 1992) 277 - 288.
11. Purvis, D.L. y Smith, D.D.: "Real - Time Monitoring Provides Insight to Flow Dynamics During Foam Cementing", Proceedings 1992 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Drilling, Washington, D.C. (Oct. 4 - 7 1992) 203 - 217.
12. Milner, G.M.: "Real - Time Well Control Advisor", Proceedings 1992 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Drilling, Washington, D.C. (Oct. 4 - 7 1992) 289 - 299.
13. Leach, C.P. y Wand, P.A.: "Use of a Kick Simulator as a Well Planning Tool", Proceedings 1992 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Drilling, Washington, D.C. (Oct. 4 - 7 1992) 301 - 309.
14. Rygg, O.B., Smestad, P. y Wright, J.W.: "Dynamic Two Phase Flow Simulator: A Powerful Tool for Blowout and Relief Well Kill Analysis", Proceedings 1992 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Drilling, Washington, D.C. (Oct. 4 - 7 1992) 311 - 322.
15. Patrick, B.L., Bond, D.F. y Zahradnik, A.F.: "Application and Development of 17 ½ -in. Very Long Insert Roller Cone Bits to Drill Interbedded Lithologies",

Proceedings 1992 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Drilling, Washington, D.C. (Oct. 4 - 7 1992) 389 - 401.

16. Haynes, K.G. y Redweik Jr., R.J.: "Hazardous Waste Elimination and Minimization in Exploration and Production Operations", Proceedings 1992 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Drilling, Washington, D.C. (Oct. 4 - 7 1992) 673 - 680.
17. Avery, W.S. y Sartain, R.: "Safety Equal to Other Management Challenges Means Profits", Proceedings 1992 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Drilling, Washington, D.C. (Oct. 4 - 7 1992) 791 - 797.
18. Shook, A. y Brunsman, B.: "Slim Hole Technology Evolution Targets Cost Reduction", Petroleum Engineer International (Sept. 1994) 39 - 46.
19. Fletcher, P, Coveney, P.V., Hughes, T.L. y Methven, C.M.: "Brief: Predicting Quality and Performance of Oilfield Cements With Artificial Neural Networks and FTIR Spectroscopy, JPT (Feb. 1995) 129 - 130.
20. Corona, M.A.: "Simulador de Esfuerzos para Tuberías de Producción", Ingeniería Petrolera AIPM (Julio 1992) 47 - 55.
21. Simmons, J. y Adam, B.: "Evolution of Coiled Tubing Drilling Technology Accelerates", Petroleum Engineer International (Septiembre 1993) 26 - 34.
22. Jordan, T., Parnell, L., Cock, M. y Hernández, F.: "The Cutting Edge", Supplement to Petroleum Engineer International.
23. Society of Petroleum Engineering: "Drilling and Completion Snapshots", JPT (Nov. 1993) 1032.
24. Kluth, E.L.E., Farhadiroushan, M., Svendsen, D.A., Withers, P.W. y Beresford, G.: "Fiber Optics, Hydraulics Sense Downhole Pressure and Temperature", Petroleum Engineer International (June 1993) 21.
25. Schlumberger: "50 Aniversario de Schlumberger en México", Schlumberger (Octubre 1993).
26. Felder, R.D.: "Advances in Openhole Well Logging", Journal of Petroleum Technology (Agosto 1994) 693 - 701.
27. Nathan, D.: "Geological Steering of Horizontal Wells", Journal of Petroleum Technology (Octubre 1994) 848 - 852.

28. Sprunt, E.S. y Humphreys, N.V.: "Obtaining Reliable Laboratory Measurements", JPT (April 1994) 281.
29. Benitez, M.A., Garaicochea, F. y Chong, J.G.: "Terminación de Pozos", Facultad de Ingeniería UNAM, México, D.F., (April 1993).
30. McCain Jr., W.D.: "Chemical Composition Determines Behavior of Reservoir Fluids", Petroleum Engineer International (October 1993) 18.
31. Shirzadi, S.G. y Lawai, A.S.: "Multidisciplinary Approach for Targeting New Wells", JPT (October 1993) 992.
32. Dikkers, A.J.: "Geology in Petroleum Production", Elsevier Science Publishers, Nueva York (1985).

5. LA INFORMACION EN LA ETAPA PRIMARIA DE EXPLOTACION DE YACIMIENTOS.

5.1 GENERALIDADES.

Una vez concluida la terminación del pozo, se inicia la etapa productiva de éste, es decir la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento. Este proceso se puede lograr con la ayuda de su energía propia, mediante la implantación de algún proceso de recuperación secundaria o mejorada (ver capítulo 7), o bien introduciendo al pozo un sistema artificial de producción, logrando de esta manera que los hidrocarburos fluyan hasta la superficie.

Cabe mencionar, que para optimar el diseño de los sistemas de producción se requiere de información de la terminación del pozo , así como del estado mecánico de éste, entre otras cosas.

Una vez que se realizan las operaciones de terminación, la etapa siguiente es la inducción del yacimiento para que éste aporte su fluido contenido. Esta fase depende de las características del yacimiento, así como del adecuado uso de su energía propia.

Muchas veces existen dificultades en el flujo de fluidos, del yacimiento al pozo, lo cual trae como resultado reducción de la energía, ya que los canales preferentes de flujo pueden estar obstruidos por efectos de la perforación y terminación y/o por una baja permeabilidad de la formación; es entonces cuando la estimulación de un pozo cobra importancia ya que una vez que se aplica, se puede aumentar la capacidad de flujo del yacimiento o bien limpiar los canales obstruidos para que este aporte los fluidos que contiene.

Lo anterior pone de relieve la importancia de disponer de información detallada de las características del yacimiento, tales como: fluidos (producidos, contenidos en este, etc.), rocas que lo constituyen (arenisca, caliza, etc.), entre otras. Además de las condiciones actuales del pozo, las cuales se pueden obtener de registros geofísicos de pozo, de la información de la terminación de este (profundidad del intervalo disparado, diámetros de las tuberías, profundidad de colocación de éstas, etc.), es decir su estado mecánico. Cabe señalar que la sinergia de dicha información es fundamental antes y durante la vida productiva del yacimiento.

Para estimular un pozo se requiere del conocimiento de ciertas características del yacimiento, que dan la pauta para tomar la decisión para llevarla al cabo y además los riesgos que esto conlleva, debido a que la estimulación es una operación costosa en la cual se pueden dañar dichas condiciones si se elige un método inadecuado de estimulación al pozo. Por lo cual, es necesario que se analicen

características como: estado de agotamiento, composición de la formación, historia de producción, etc.; con el fin de diseñar lo mejor posible la estimulación.

Estado de agotamiento

Si una formación tiene una energía agotada, ningún aumento de la conductividad puede aumentar la producción.

Composición de la formación

Las estimulaciones ácidas pueden tener éxito en las formaciones calcáreas, dolomías, areniscas y conglomerados. Las formaciones no consolidadas no se pueden estimular.

Las proximidades de contactos con gas y agua pueden limitar las posibilidades de estimular un pozo.

Historial de producción

Esta información es de suma importancia durante la etapa productiva del yacimiento, y para la estimulación conocer como ocurre la declinación de la producción es muy importante, debido a que proporciona las bases para elegir un pozo candidato a estimular. Dicha declinación puede ser: paulatina o abrupta. Si la declinación de la producción es paulatina, se puede inferir que el pozo está drenando un área muy grande, (Fig. 5.1). Por el contrario, una declinación abrupta indica que el área de drene del pozo es muy limitada, por lo tanto, la producción se puede incrementar al extender el radio de drene, (Fig. 5.2).

Condiciones mecánicas

Es indispensable considerar las condiciones mecánicas actuales del pozo, con el objetivo de que el tratamiento se efectúe lo mejor posible. Por ejemplo, es importante una buena cementación para aislar la zona a estimular de otras zonas del pozo.

Otro factor del que depende en gran medida el éxito del tratamiento de estimulación es el equipo dentro del pozo. Las tuberías, válvulas etc. deben ser capaces de soportar las presiones de inyección empleadas, de no ser así pueden traer serias consecuencias, como: canalizaciones en la T.P., migración de gas a la superficie, etc.

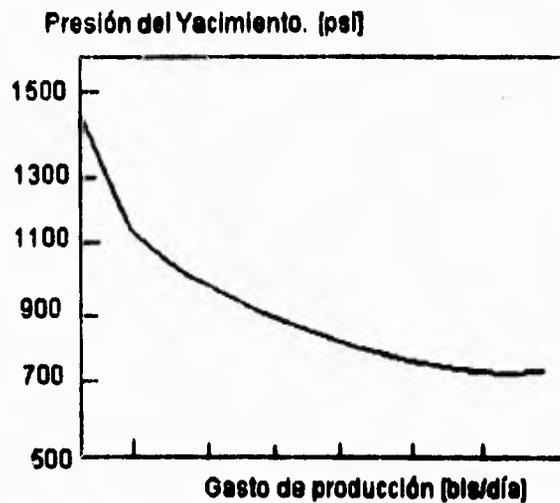


Fig. 5.1 Curva de declinación paulatina de la producción.

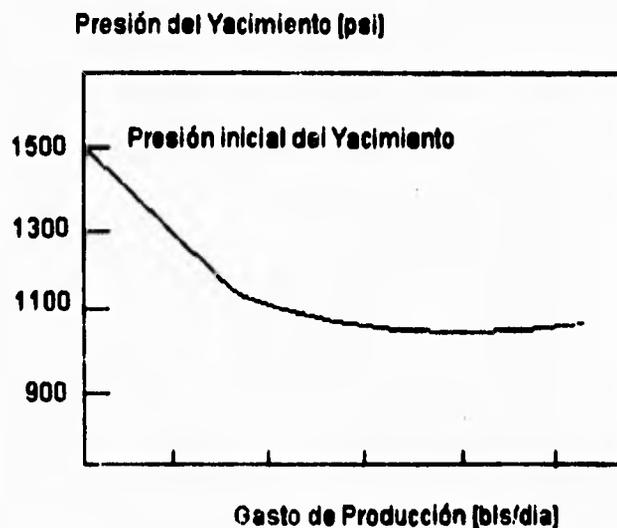


Fig. 5.2 Curva de declinación abrupta de la producción.

Como se vio en capítulos anteriores, la información de las características del yacimiento, se pueden obtener por medio de registros geofísicos de pozo, pruebas de presión, análisis PVT de fluidos, análisis de muestras de rocas, geología, etc., entre estas características se tienen: diámetro de las zonas invadida y de transición, porosidad, permeabilidad, radio de drene, etc.

La adquisición de información se debe planear para cualquier etapa de explotación del pozo (producción, perforación, terminación, etc.), considerando los requerimientos y las limitantes (en cuanto a recursos económicos, técnicos y de tiempo), todo esto con el objetivo de evitar tener información innecesaria, o de carecer de la indispensable.

Para llevar al cabo la aplicación adecuada de la Administración Integral de Yacimientos, es necesaria la planeación, lo cual implica desarrollar una estrategia para alcanzar los objetivos. La información con que se cuenta de geología, geofísica, de las propiedades intrínsecas al yacimiento, de presión - producción, etc.; facilita la realización de las etapas anteriores a la estimulación y a su vez las posteriores.

5.2 ESTIMULACION.

Entre los desarrollos tecnológicos más importantes con que cuenta la Ingeniería Petrolera están los métodos de Estimulación de Pozos.²

Existen varias razones para estimular un pozo. En yacimientos de alta permeabilidad, el daño a un pozo se puede lograr fácilmente. Los métodos de estimulación se pueden utilizar para remover ese daño e incrementar el gasto de flujo del pozo. Normalmente, la estimulación en yacimientos de alta permeabilidad no incrementa las reservas del pozo, únicamente mejora el gasto de flujo y reducirá el tiempo requerido para producir esas reservas.³

La estimulación pretende mejorar la rentabilidad económica de producción de un pozo. En ocasiones la estimulación se utiliza para mejorar la productividad o alcanzar los requerimientos contractuales.

Para algunos yacimientos, ya sean de baja permeabilidad o que han sido dañados durante las operaciones de perforación y terminación, el éxito de la estimulación es necesario para alcanzar el objetivo de la Administración Integral de Yacimientos.

Si un pozo tiene una zona dañada o se trata de una formación compacta, la inversión en la estimulación, se cubre normalmente en cuestión de meses. En la mayoría de los casos la estimulación es muy rentable. Dentro de las operaciones involucradas en la Administración Integral de Yacimientos, la estimulación es frecuentemente una de las más atractivas a realizar durante la vida productiva del yacimiento.

Los objetivos de la estimulación dependen del propósito de los pozos, es decir: para pozos productores, es incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectoros, establecer y cubrir la cuota óptima de inyección que garantice un eficiente barrido en procesos de recuperación secundaria y mejorada.

La estimulación de pozos es de gran importancia. A través de esta ha sido posible mejorar la producción de aceite y gas, e inclusive incrementar las reservas.

El daño a una formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociados con el proceso natural de producción.²

Es importante señalar que en condiciones normales de los pozos, sobre todo a su terminación, la zona de la formación vecina a la pared del pozo, se encuentra dañada debido a la perforación misma, a la cementación de tuberías y al conjunto de operaciones requeridas para poner el pozo a producir.

Considerando el sistema típico de flujo de un pozo, y suponiendo que el pozo se encuentra terminado en agujero descubierto, se tendrá un valor de daño "S" debido exclusivamente al daño verdadero, por efecto de una zona alrededor del pozo con una permeabilidad (k_x) diferente a la de la zona virgen de la formación (k).

El índice de productividad de un pozo en el cual la formación no ha sufrido alteración alguna, se define matemáticamente como:

$$J_o = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad 5.$$

Siendo J_o este índice y q_o el gasto de producción original bajo éstas condiciones.

Por otro lado, si la formación presenta alguna alteración en la vecindad del pozo, el índice de productividad J_x , que se tendrá bajo la misma caída de presión será:

$$J_x = \frac{q_x}{P_{ws} - P_{wf}} \quad 5.2$$

donde q_x será el gasto de producción bajo condiciones alteradas.

$$\frac{J_x}{J_o} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r_x) + k_x/k \ln(r_e/r_w)} \quad 5.3$$

EJEMPLO DE CALCULO

Considerando la siguiente información y la ecuación 5.3 se tiene:

| | |
|---------------------------------------|---------------------|
| Radio del pozo..... | $r_w=4$ " |
| Radio de drene | $r_e=750$ [pie] |
| Radio de penetración | $r_x=2$ " |
| Permeabilidad sin daño | $K=100$ [md] |
| Permeabilidad con daño | $K_x=10$ [md] |
| Presión estática del yacimiento | $P_{ws}=2500$ [psi] |
| Presión de fondo fluyendo | $P_{wf}=2350$ [psi] |

$$\frac{J_x}{J_o} = \frac{\ln(750 \times 12/4)}{\ln(750 \times 12/2) + 10/100 \ln(750 \times 12/4)} = 0.84$$

$$J_o = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{1000}{2500 - 2350} = 6.6$$

$$\frac{J_x}{J_o} = 0.84$$

$$J_x = 0.84(J_o) = 0.84 \times 6.6 = 5.6$$

Esto significa, que si el pozo tiene un potencial de 1000 BPD, únicamente por la presencia de la zona dañada producirá 840 BPD.

Del resultado anterior se concluye, que el índice de productividad, es menor que el índice de productividad bajo condiciones normales. Además cabe señalar que ambos índices de productividad consideran la misma caída de presión. Esto pone de relieve la importancia de reducir el factor de daño, lo cual se logra a través de la estimulación.

5.2.1 Fracturamiento Hidráulico.

El fracturamiento hidráulico se usa principalmente en yacimientos de baja permeabilidad (para alcanzar a estimular la formación a varios cientos de pies del agujero), formaciones con sistemas permeables aislados y formaciones con daño. Otras veces el fracturamiento se utiliza para disminuir o eliminar el daño en pozos con zonas de alta permeabilidad que no pueden ser removidos con ácido.³

Para alcanzar el éxito en una estimulación por fracturamiento, se debe crear una conductividad de fractura. Para poder generar la fractura es necesario inyectar un fluido a la formación, y mantener abierta dicha fractura mediante el uso de agentes sustentantes o apuntalantes que pueden ser de diferentes materiales (cáscara de nuez, vidrio sintético, arenas naturales, etc.), estando su uso sujeto a las características requeridas como son: tamaño, redondez, disponibilidad y sobre todo bajo costo.

Para tratar yacimientos de areniscas, se usan comúnmente fluidos base aceite, base agua o espuma. En yacimientos de carbonatos se pueden usar como primera instancia de estimulación, los fluidos base aceite. Los yacimientos de carbonatos profundos, tienen una alta temperatura debido a esto, se deben usar fluidos base agua o espumosos.

El fracturamiento se realiza en base a las propiedades mecánicas de las rocas, tales como:

- a) Módulo de Young.
- b) Relación de Poisson.

- c) Compresibilidad.
- d) Resistencia a la compresión simple.
- e) Resistencia a la tracción.

Además, el mecanismo de fracturamiento es punto de partida en la interpretación cualitativa de la forma en que se desarrolla una fractura dentro de la roca.

Posterior al fracturamiento se debe evaluar el incremento de producción y compararlo con lo esperado antes de la operación. Otro punto importante es la geometría de la fractura, ya que ésta ayuda, al igual que el mecanismo de fracturamiento, en la interpretación de toda la operación.

Mecanismo de Fracturamiento.

Como la formación está saturada con fluidos a presión, constituye un sistema de esfuerzos roca - fluidos, el conjunto de esfuerzos existentes en este sistema puede dividirse en dos esfuerzos parciales:

1. La presión que prevalece en el fluido actúa sobre los componentes sólidos del sistema.
2. Un esfuerzo adicional debido al peso de las capas suprayacentes al sistema.

Incremento de la Producción.

El incremento en la producción depende principalmente de la conductividad de la fractura relativa a la permeabilidad de la formación. La longitud de la fractura tiene poco efecto cuando la conductividad de ésta es baja, sin embargo cuando se puede obtener un contraste sustancial en la permeabilidad, la longitud de la fractura cobra importancia.¹⁰

Geometría de la Fractura.

La geometría de la fractura durante el tratamiento, queda definida por su altura, longitud y amplitud.

Para predecir dicha geometría sus dimensiones se relacionan con las propiedades de la formación, tales como: Permeabilidad de la formación, existen dos aproximaciones básicas de laboratorio para medirla, método de estado constante y de estado inestable; Viscosidad de los fluidos : obtenida del análisis de laboratorio a través de la retorta baroid, es decir, viscosidad plástica o aparente; Porosidad de la formación : para determinar su valor, existen corridas de los registros geofísicos de pozo (porosidad neutrón, acústico, densidad); Módulo de Young : el cual queda establecido al someter un núcleo a diferentes fuerzas, es decir, si se gráfica en un sistema cartesiano el esfuerzo vs deformación, la pendiente resultante es el valor

correspondiente al módulo de young (E); Relación de Poisson : queda definida matemáticamente como la relación de la deformación radial (horizontal) a la longitudinal (vertical); Espesor de la formación : de un registro geofísico de pozo se puede establecer, por ejemplo de un registro de potencial espontáneo (SP); etc., además del Fluido fracturante.

Para obtener la longitud de la fractura, amplitud y altura, existen las ecuaciones que presentan los modelos de Perkins y Kern, o bien, Geertsman y Klerk, entre otros. Es necesario que estos modelos se ajusten con la información real del yacimiento.

Como se mencionó anteriormente, un agente sustentante o apuntalante es aquel que permite mantener abierta dicha fractura; a continuación se mencionarán algunas de las características de éstos para contar con bases en su selección.

REQUERIMIENTOS.

1. Resistencia a la compresión.
2. Tamaño que permita su manejo y colocación en la fractura.
3. Disponible en grandes cantidades.
4. De forma esférica y uniformes.
5. De bajo costo.

PROPIEDADES IMPORTANTES.

1. Presión de incrustación.
2. Deformación.
3. Conductividad.

Efectos del Fracturamiento en la Productividad.

Para estimar los efectos de la longitud y conductividad de fractura, en la productividad de un pozo para una formación en particular, están disponibles una amplia variedad de métodos (gráficos y computarizados) .

Si el yacimiento tiene una permeabilidad relativamente alta desarrollándose flujo pseudoestacionario o estacionario, los métodos proporcionados por Prats, McGuire y Sikora, Tinsley, o Tannich y Nierode (Fig. 5.3 - 5.6), se pueden utilizar para predecir o estimar el incremento de productividad debido a un tratamiento de fracturamiento.⁵

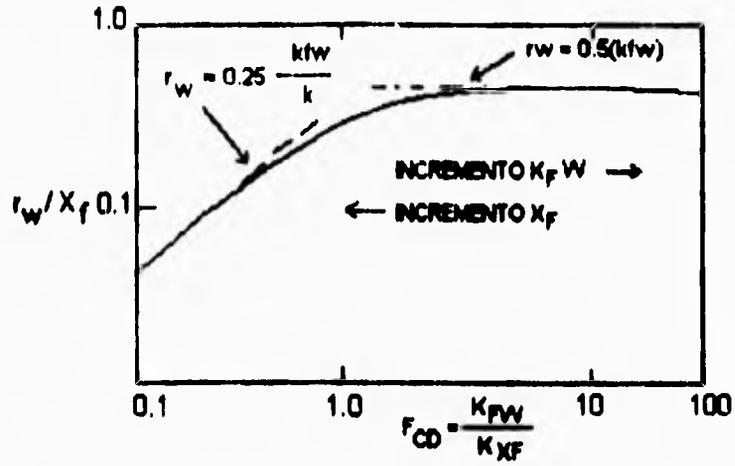


Fig. 5.3 Incremento de productividad, Prats.

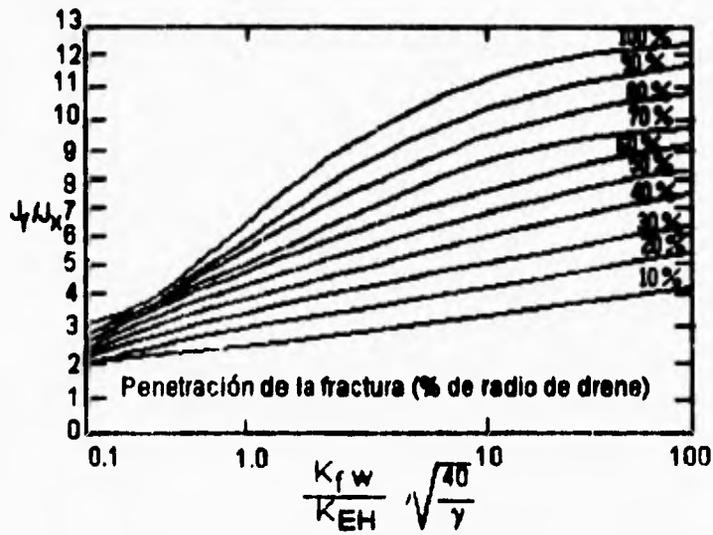


Fig. 5.4 Incremento de la Productividad, McGuire y Sikora.

Relación del Índice de Productividad

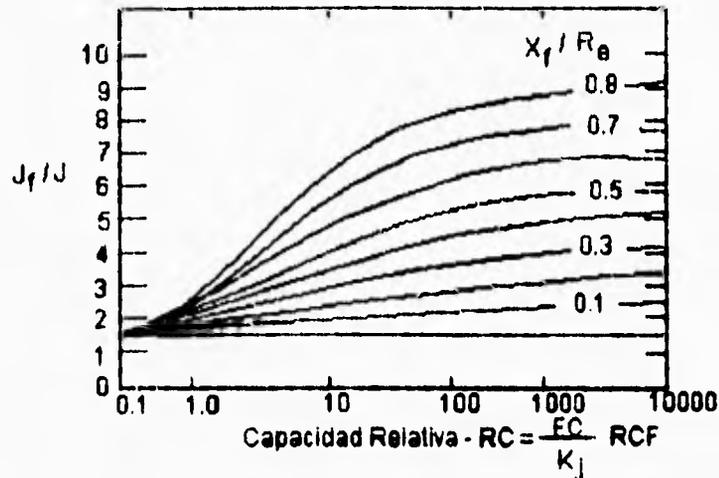


Fig. 5.5 Incremento de la productividad, Tinsley.

Relación de Índice de Productividad

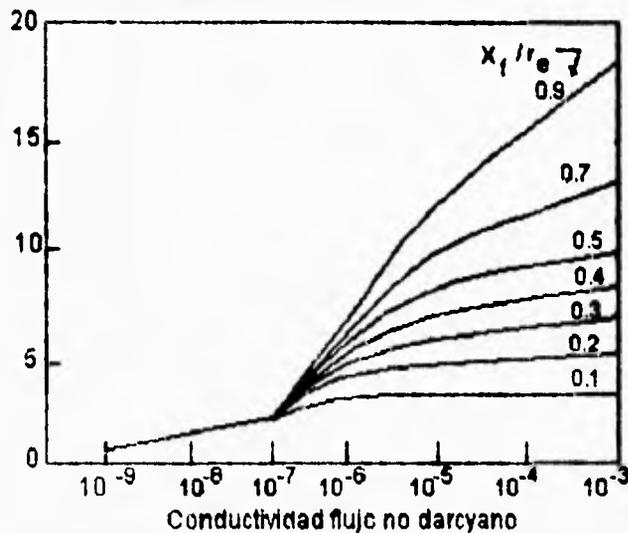


Fig. 5.6 Incremento de la productividad, Tannich y Nierode.

Para un yacimiento con baja permeabilidad y flujo transitorio predominante, en la mayor parte de la vida del pozo, es necesario utilizar un simulador para yacimientos con flujo transitorio o curvas tipo como las proporcionadas por Agarwal o Holditch.

En yacimientos con permeabilidades muy altas, la estimulación por fracturamiento incrementará con anticipación los gastos de producción pero usualmente no aumentará la recuperación final acumulada. En formaciones de baja permeabilidad, sin embargo, con el fracturamiento se puede aumentar significativamente la recuperación final.

Mecánica de Rocas y Geometría de la Fractura.

La mecánica de rocas juega un papel muy importante en la geometría de la propagación de la fractura.

Algunos de los factores teóricamente identificados que afectan la propagación de la fractura son: (1) variación de los esfuerzos in situ existentes en diferentes capas de roca, (2) espesor de capas de formaciones relativo a la proximidad de la fractura, (3) grado de afinidad entre formaciones, (4) variación de las propiedades mecánicas de las rocas (incluyendo módulo elástico, relación de poisson, dureza o ductibilidad), (5) gradiente de presión del fluido en la fractura, y (6) variaciones de la presión de poro de una zona a otra.⁵

Frecuentemente se piensa que el esfuerzo local en campos y las variaciones de los esfuerzos entre formaciones adyacentes, dominan la orientación y crecimiento de la fractura vertical. El esfuerzo Regional puede impactar la tendencia azimuthal de la fractura creada hidráulicamente. Las fracturas usualmente se propagan perpendicularmente a la dirección del menor esfuerzo principal.

La figura 5.7 describe los efectos de diferencia en las magnitudes de esfuerzos horizontales y verticales en el plano de orientación de una fractura. Ahí los esfuerzos son proporcionales al tamaño de la flecha.

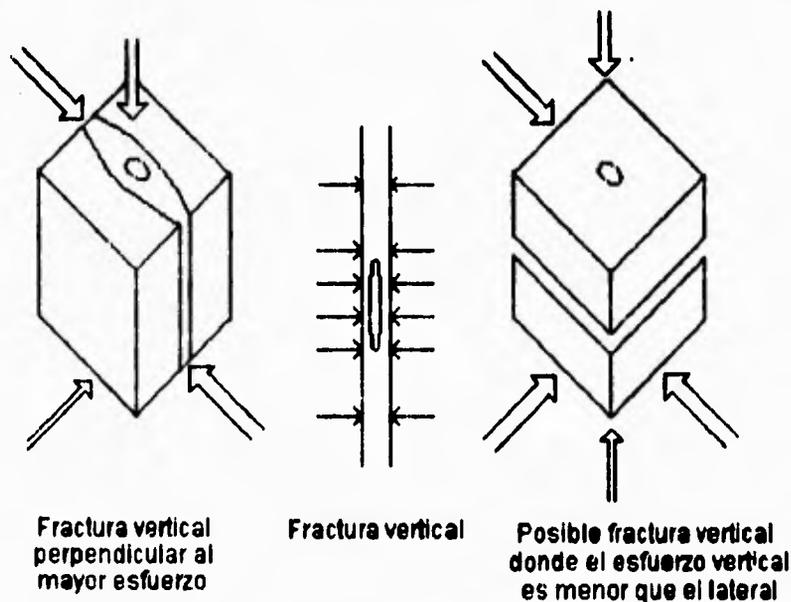


Fig. 5.7 Esfuerzos verticales y horizontales.

Comúnmente se utilizan ecuaciones para suponer la propagación teórica de la fractura antes de una simple configuración de ésta (parte izquierda Fig. 5.7). La experiencia ha demostrado que la configuración de la fractura es más complicada (parte derecha de la Fig. 5.7), en la mayoría de los casos.

En algunas aplicaciones del fracturamiento hidráulico es esencial determinar la orientación de la fractura.

Lo primero que se debe determinar es si la fractura es vertical u horizontal. Las fracturas horizontales se prefieren generalmente, pero en formaciones más profundas, se suelen encontrar fracturas verticales. Una de las medidas que pueden ayudar a distinguir entre las fracturas horizontales o verticales es la presión de fondo del pozo medida durante el tratamiento de fracturamiento.

Durante el diseño del fracturamiento es extremadamente importante conocer la altura de la fractura vertical. En la figura 5.8 se muestran resultados de cálculos de longitud de fractura para un número determinado de diferentes alturas de esta. Para esos datos, la longitud de fractura es esencialmente inversamente proporcional a la altura de la misma. En muchos casos, la altura de la fractura puede crecer en lugar de mantenerse constante a través del tratamiento.

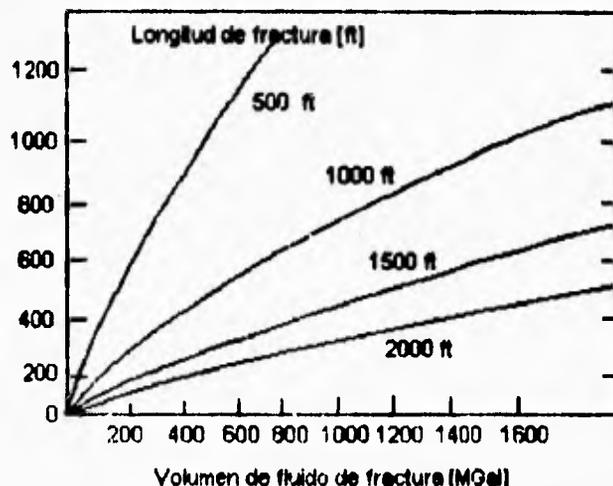


Fig. 5.8 Cálculo de longitud de fractura .

Fracturamiento en pozos Horizontales

Una correcta interpretación de la mecánica de rocas favorece la creación de la fractura hidráulica en pozos horizontales.⁷ Es necesario que se consideren en la operación los siguientes factores:

- Orientación de la fractura.
- Aspectos de la fractura.
- Generación de fracturas múltiples.
- Presencia de fisuras múltiples.

La orientación del mínimo esfuerzo principal determina la orientación de la fractura. Estudios especializados de mecánica de rocas realizados a núcleos de la formación,

se utilizan para identificar en los tres esfuerzos principales el azimuth, magnitud y orientación. Sin embargo, los resultados dependerán en sí la muestra del núcleo es representativa del yacimiento.⁷

Para determinar la magnitud y azimuth de los esfuerzos principales, existen técnicas que se realizan in situ, por ejemplo: la microfractura, la cual puede ser más confiable que los análisis de laboratorio.

En pozos horizontales, la fractura se puede desarrollar tanto longitudinalmente como ortogonalmente al segmento horizontal. Para crear múltiples fracturas en un pozo de este tipo, el segmento horizontal se debe revestir, cementar, y perforar selectiva y adecuadamente.

Se requiere que en el diseño de la operación se consideren factores como:

- Densidad de fractura.
- Fisuras naturales.
- Perforaciones.
- Materiales de transporte.
- Colocación del apuntalante.
- Fluidos fracturantes.
- Agentes apuntalantes.
- Trabajo de monitoreo, etc.

Criterios de Diseño

El criterio de diseño para pozos horizontales difiere del empleado para pozos verticales, debido a que las condiciones del fluido dentro del yacimiento, se ven afectadas en gran medida por la geometría de un segmento horizontal.⁷ Generalmente en el diseño se consideran los siguientes aspectos:

a) Propiedades del Yacimiento

La eficacia de un pozo horizontal y uno vertical, radica en la comparación de su productividad y aspectos económicos.

Desde el punto de vista de Ingeniería de Yacimientos, un pozo horizontal puede ser mejor comparando la conductividad de fractura, cuyo desarrollo vertical es limitado al diámetro del agujero disparado, pero la extensión en el segmento horizontal es mayor. Esta analogía identifica los siguientes parámetros, para definir el éxito, o el fracaso en un pozo horizontal:

- Anisotropías en la permeabilidad.
- Espesor del yacimiento.
- Proximidad al contacto gas o agua.

b) Productividad de las Fracturas

Para pozos horizontales y verticales, se puede realizar una evaluación razonable de la productividad, basándose en la conductividad de fractura.

El análisis de las ecuaciones que representan el Índice de Productividad de pozos horizontales, revelan que estos tienden a rebasar a los pozos verticales que no son fracturados cuando se perfora en:

- Yacimientos con espesores limitados.
- Yacimientos cuyo valor anisotrópico de K_h/K_v es favorable al flujo vertical.
- Yacimientos con presencia de gas o conificación de agua.

Por lo tanto, en los yacimientos que son candidatos a fracturamiento hidráulico, los pozos horizontales requerirán alguna forma de estimulación para alcanzar el incremento de productividad que justificará este tipo de determinación.

c) Mecánica de las Rocas.

d) Transporte de Material.

e) Terminación y metodología del tratamiento.

Se requiere hacer énfasis, en la necesidad de una mejor interacción entre las diferentes disciplinas involucradas en el diseño del fracturamiento, por ejemplo: aquellas que manejen la mecánica de rocas, fluidos del yacimiento, el comportamiento del mismo, anterior y posterior al fracturamiento, etc., todo esto con el objetivo de optimar el diseño y aplicación de la estimulación.

Cálculo de las Dimensiones de la Fractura Sustentada.

Para realizar el cálculo de las dimensiones se requieren diversos datos, por facilidad estos se agrupan en datos de diseño, de formación, del pozo, del sustentante y del fluido fracturante.

a) *DE DISEÑO.*

1. Amplitud máxima de la fractura.
2. Altura esperada de fractura.
3. Gasto mínimo de inyección.
4. Gasto máximo de inyección.
5. Volumen mínimo de fluido fracturante.
6. Volumen máximo de fluido fracturante.
7. Volumen del bache inicial.
8. Concentración del sustentante.

b) DEL FLUIDO FRACTURANTE.

1. Tipo de fluido.
 - Newtoniano.
 - No-Newtoniano.
2. Viscosidad del fluido.
3. Densidad del fluido.
4. Índice de comportamiento.
5. Índice de consistencia.
6. Peso específico.
7. Área de pérdida.
8. Pendiente de la curva de pérdida.
9. Pérdida inicial.
10. Trayectoria del fluido (TP, etc.).

c) DEL SUSTENTANTE.

1. Peso específico.
2. Diámetro de la partícula.
3. Concentración (También considerado en el diseño).
4. Permeabilidad empaque.
5. Densidad del sustentante.

d) DE LA FORMACION.

1. Intervalo disparado (de la terminación del pozo se puede obtener).
2. Espesor de la formación (de la Litología).
3. Permeabilidad de la formación (del laboratorio se cuantifica).
4. Relación de Poisson.
5. Módulo de elasticidad.
6. Compresibilidad de los fluidos.
7. Viscosidad de los fluidos (del análisis a una muestra de fluido).
8. Gradiente de fractura.
9. Permeabilidad al fluido fracturante.
10. Porosidad (del análisis de un núcleo).
11. Presión estática.

e) DEL POZO.

1. Radio de drene (de una prueba de presión).
2. Radio del pozo (del diseño del mismo).
3. Diámetro interior T.P. (de diseño).
4. Diámetro exterior T.P. (de diseño).
5. Diámetro interior T.R. (de diseño).
6. Número de disparos.
7. Diámetro disparado.
8. Coeficiente de descarga.
9. Presión permisible.

5.2.2 Acidificación.

La acidificación se usa principalmente para estimular yacimientos carbonatados tales como: formaciones de caliza y dolomía.³

Un tratamiento de acidificación matricial consiste en la inyección a la formación de soluciones químicas, la cual usualmente se realiza a bajos gastos y presiones, de tal forma que no fracturen al yacimiento. Estas soluciones reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños a la formación y parte de la propia roca. El objetivo principal de ésta técnica, es remover el daño que como se mencionó anteriormente es provocado por las operaciones de perforación y terminación. Para lograr esto el ácido se empuja radialmente dentro de la formación. La mayoría de los tratamientos de acidificación matricial únicamente remueve el daño de pocas pulgadas a pocos pies del agujero.³

Adicionalmente, en formaciones de alta productividad la acidificación matricial no solo se emplea para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del yacimiento. Esto se logra disolviendo parte de los sólidos de la roca, con el consecuente mejoramiento de la permeabilidad natural de la formación en la vecindad del pozo.

En la estimulación matricial reactiva (acidificación matricial) los ácidos constituyen el elemento básico. La distancia que el ácido penetrará en la formación de caliza o dolomía está determinado por la velocidad del mismo, por la proporción de pérdida de fluido en la formación y por la velocidad de reacción del ácido con ésta.

En la estimulación matricial reactiva, los ácidos son parte fundamental del tratamiento, de ahí la importancia de determinar adecuadamente el tipo a utilizar. Por ejemplo, para estimular formaciones carbonatadas, el ácido que se elige invariablemente es el clorhídrico (HCL), no obstante, se pueden considerar otros ácidos de acuerdo con la situación prevaleciente (condiciones mecánicas del pozo, disponibilidad del ácido, costo, características del yacimiento, etc.).

En cuanto a las condiciones mecánicas del pozo, éstas orientan en el tipo de ácido a utilizar, así como su porcentaje, esto de acuerdo a la experiencia de campo o tomando como referencia autores como McLeod que han estudiado y analizado diversos casos prácticos.⁶

Para elegir el porcentaje de ácido en la acidificación de carbonatos, se deben considerar ciertas condiciones del pozo, tales como: profundidad del daño en éste, tipo de fluido de perforación, obturamiento de las perforaciones hechas en la T.R., etc. Por su parte, en la acidificación de areniscas un valor a evaluar es la mineralogía y petrología de las rocas de la formación, es decir, el porcentaje de ácido a utilizar en formaciones con alta permeabilidad (100 md o más, por ejemplo) es mayor que para formaciones con baja permeabilidad (10 md o menos), además

de depender de la mineralogía presente, por ejemplo: si la permeabilidad es grande y tenemos alto contenido de feldespatos, el porcentaje de ácido es mayor, que si las condiciones fueran de alta permeabilidad, pero de una mayor presencia de cuarzo.

Las consideraciones anteriores también se reflejan en la selección del pre-colchón y post-colchón. En el diseño de la acidificación es necesario considerar los aditivos a utilizar, además de la condiciones de la formación, para evitar una reacción diferente a la requerida.

El ácido clorhídrico se usa ampliamente en los tratamientos de acidificación, debido a que es el más económico y el más eficiente químicamente, además de mejorar la permeabilidad de la mayoría de las formaciones. Sin embargo, se pueden utilizar otros tipos de éste en los tratamientos por ejemplo: fluorhídrico, acético, fórmico, etc.¹⁴

Estudios de Laboratorio para el Diseño de una Estimulación Matricial.

Un estudio de laboratorio completo requiere de núcleos de la formación por estimular, muestras de fluidos contenidos en la misma y/o muestras de material dañino, (depósitos orgánicos e inorgánicos) además de la información del pozo y del yacimiento.² Esta última, se determinó mediante los estudios de geología, análisis de muestras durante la perforación, de las operaciones de terminación y de pruebas de presión.

Las diversas pruebas a que se someten las muestras, permiten obtener información necesaria y suficiente para diseñar y optimar una acidificación (estimulación matricial reactiva). A través de los estudios de laboratorio es posible identificar el daño, caracterizar la roca, analizar los fluidos de la formación y finalmente, seleccionar el fluido de estimulación óptimo, incluyendo los aditivos necesarios.

Entre los análisis que se realizan a las muestras disponibles se encuentran: análisis de núcleos y de fluidos.

a) Análisis de núcleos.

La disponibilidad de muestras de la formación permitirá realizar los siguientes estudios:

1. Análisis petrográficos.
2. Análisis petrofísicos.
3. Análisis químicos.
4. Pruebas de flujo.

El conocimiento de la petrografía de la roca es esencial para comprender la respuesta de la misma a diferentes fluidos. La interacción de la roca y un fluido depende de los minerales que reaccionan con éste y de la posición relativa de

estos en el camino que sigue el mismo. Los análisis petrográficos son los siguientes: análisis por difracción de rayos x, análisis al microscopio electrónico y análisis al microscopio petrográfico.²

Los análisis petrofísicos consisten principalmente en la determinación de la porosidad y permeabilidad de la muestra. Estos parámetros son fundamentales en diferentes etapas de la vida del yacimiento y de la calidad de éstos dependen muchas decisiones a tomar.

En los análisis químicos las pruebas correspondientes incluyen las determinaciones de la solubilidad de la roca al HCL y a la mezcla HF-HCL y el contenido de hierro disuelto por el HCL. Además, en el análisis químico se debe estudiar el efecto corrosivo que el ácido tiene en las tuberías de revestimiento y producción

La solubilidad depende de la mineralogía de la roca, siendo ésta, la suma de las solubilidades de cada mineral que la compone.

La solubilidad en HCL normalmente se utiliza como una aproximación al contenido de carbonatos en la roca.² Así también, la diferencia entre las solubilidades de la muestra en HF-HCL y HCL, se toma como una indicación del contenido de arcillas y materiales finos silíceos.

Con el apoyo en las pruebas de flujo es posible determinar el tipo de daño que diferentes fluidos que han estado en contacto con la formación de interés, pueden haber propiciado durante las operaciones previas en el pozo.²

b) Análisis de fluidos.

El análisis del aceite así como el del agua de formación, coadyuva para el diseño de la estimulación en la determinación del tipo de daño que probablemente afecte a la misma. A dichos componentes (agua y aceite) se les debe practicar pruebas de laboratorio para determinar la incompatibilidad de éstos con fluidos extraños a la formación. De esta manera, se puede evitar posibles alteraciones a la formación por invasión de fluidos; así como también se puede determinar el daño más probable que presente una formación y así seleccionar el fluido apropiado para su remoción.

Para realizar éstos análisis se pueden utilizar los procedimientos establecidos por el API y la ASTM.

Acidificación Matricial en Areniscas.

Los objetivos principales de este tipo de estimulación son: eliminar el daño de la formación alrededor del pozo e incrementar la productividad natural de la formación en la zona vecina al mismo.

En este tipo de estimulación se utiliza comúnmente la mezcla HCL-HF, siendo el ácido fluorhídrico el que reacciona con el material silícico, (Fig. 5.9).

Acidificación Matricial en Rocas Calcáreas.

Sus objetivos son remover o sobrepasar el daño e incrementar la productividad natural de la formación. De no tener daño, el incremento de la productividad esperado, es ligeramente mayor que en la acidificación matricial en areniscas. Normalmente se utiliza HCL, sin embargo, se pueden tener resultados con ácidos de mayor concentración siempre y cuando la temperatura y los aditivos permitan la inhibición apropiada del ácido.

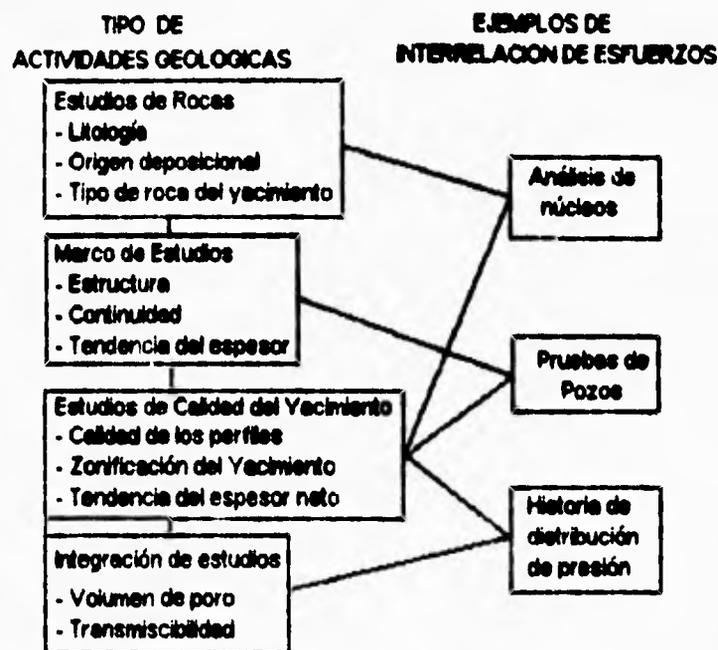


Fig. 5.9 Actividades Geológicas y de Ingeniería de Yacimientos.

5.2.3 Evaluación de los Tratamientos de Estimulación.

Información a priori a la Estimulación.

En el diseño, ejecución y evaluación apropiada de un tratamiento de estimulación, el conjunto de especialistas que lo vaya a realizar, debe conocer lo mejor posible el yacimiento.

Para determinar el tipo de tratamiento de estimulación a realizar, se requiere conocer cierta información como permeabilidad de la formación, daño, composición de la roca, fluidos contenidos en ésta, costos de operación, incremento que se obtendría del tratamiento, tipo de fluidos utilizados en la perforación y en la

terminación. En el diseño del tratamiento se debe contar con información de núcleos, registros de pozo y datos geológicos, ya que de no existir una evaluación de la formación y descripción del yacimiento para el grupo de especialistas se reducen las oportunidades de realizar y diseñar un tratamiento de estimulación óptimo.

La importancia económica de un pozo prioritario a estimular, se puede determinar mediante la estimación del gasto de flujo vs tiempo y la recuperación acumulada, es decir, evaluar las ganancias económicas, de acuerdo con la historia de producción del pozo para de esta forma analizar si es factible la realización de la operación, considerando la inversión de capital para ésta y el tiempo en que se obtiene su recuperación económica, además de verificar que las condiciones de equipo del pozo permitan tal recuperación más adelante.

Información Reunida durante el Tratamiento.

Un punto crítico de los tratamientos de estimulación, lo constituyen los fluidos, aditivos y materiales que se utilizan, por lo cual, es necesario medir y registrar adecuadamente las características físicas y químicas de estos. Los registros de las propiedades constituye una herramienta para el conjunto de especialistas, de tal forma que se este seguro que las características del fluido registradas y requeridas en el tratamiento, sean las que se estén bombeando en el pozo.

Además, se deben considerar gastos y presiones de inyección en función del tiempo, para no cometer errores que traerían como consecuencia problemas en el pozo y/o yacimiento que se traducen en tiempo requerido para su evaluación y tratamiento, y esto a su vez en dinero. Por lo cual es necesario que exista sinergia entre el departamento de planeación y operación, para no incurrir de esta forma en operaciones "defectuosas".

Si se desea evaluar adecuadamente el tratamiento se necesita un control de calidad estricto, así como una recopilación de información minuciosa durante este.

Aunado a la evaluación del tratamiento, se puede analizar en forma cualitativa y cuantitativa su efecto en el gasto de flujo, incremento en la producción de hidrocarburos, y en la recuperación del pozo estimulado.

Las presiones de fondo fluyendo, gastos, volumen y tipo de fluidos producidos, se deben registrar con el mayor detalle posible durante la fase de limpieza después del tratamiento, ya que dichos registros ayudan a explicar porque algunos pozos producen a excelentes gastos después de la estimulación, o bien, porque otros no responden a lo esperado.

Información a posteriori a la Estimulación.

Después del tratamiento, las pruebas de presión cobran importancia, ya que con estas se puede determinar la permeabilidad que se obtiene, el daño y la presión media del yacimiento. Lo anterior permite optimar las operaciones la estimulación.³

Conclusiones.

Se debe estar siempre consciente que los costos totales involucrados con la perforación, terminación y producción de los yacimientos es de vital importancia para la planificación de la Administración Integral de Yacimientos. En algunos casos una apropiada estimulación, aunque sea costosa, puede ser muy rentable cuando mejora considerablemente los gastos de producción y la recuperación de un pozo en particular en un yacimiento.

Sucesivamente la estimulación puede reducir los costos de producción de las reservas de petróleo y es, por lo tanto, importante considerarla para las operaciones de la Administración Integral de Yacimientos.

La tecnología que se utiliza en la estimulación avanza continuamente, lo cual trae consigo un incremento de la cantidad de petróleo producido y así de esta forma reducir los costos de operación y aumentar las ganancias económicas.

Toda la información descrita anteriormente se necesita evaluar en el desarrollo e implantación de un plan óptimo de la Administración Integral de Yacimientos.

5.3 PRODUCCION.

Se pueden distinguir dos métodos de producción: natural y artificial. Los pozos que producen el fluido contenido en el yacimiento hasta la superficie sin ningún apoyo artificial, son llamados pozos fluyentes. Dichos pozos, utilizan la energía natural del yacimiento para producir el fluido, por lo cual, los gastos son controlados por la cantidad de energía disponible en éste. En ocasiones, esa energía puede ser suficiente para generar los gastos de producción deseados, así como una recuperación de hidrocarburos aceptable durante la vida productiva del yacimiento.³

Por otro lado, cuando la energía del yacimiento no es capaz de hacer llegar los fluidos que contiene hasta la superficie, debido a un abatimiento de presión de éste, los métodos de producción artificial proporcionan ayuda al pozo para producirlos.

Una decisión del método de producción puede a la vez afectar otros aspectos del plan de la Administración Integral de Yacimientos. Por ejemplo, al requerir un sistema artificial de producción de ciertas características de la tubería que estará en

el pozo, las técnicas de terminación y perforación consecuentemente deben considerarlas desde la etapa de diseño.

La selección de un método de producción es parte fundamental de la Administración Integral de Yacimientos, para ello, es necesario considerar las operaciones a priori de perforación y terminación, así como la información generada durante la explotación del yacimiento.

5.3.1 Integración de Operaciones.

Uno de los principales aspectos de la Administración Integral de Yacimientos, es el concepto de integración de operaciones.

Las decisiones efectuadas en determinada etapa de explotación del yacimiento afectan las que se realizan posteriormente, es decir, influyen en las opciones que se decida seguir.³ La Administración Integral de Yacimientos resulta eficiente si se piensa y planea como una decisión afecta a otras.

Todas las consideraciones que se toman en cuenta para las operaciones desde la perforación del primer pozo hasta el abandono del yacimiento, reflejan las decisiones precedentes y a su vez influyen en las operaciones futuras. Una de las partes del proceso de la Administración Integral de Yacimientos es verificar que las operaciones se realicen conforme a lo planeado (ver capítulo 2). Esto va más allá de la típica preocupación de medir los volúmenes producidos de aceite y gas; se trata de monitorear al yacimiento como un conjunto.

El plan de la Administración debe establecer , como y cuando se debe realizar el monitoreo, además de como analizarlo y porque. Esas técnicas de monitoreo pueden incluir:

1. Producciones diarias de aceite, gas y agua por pozo y yacimiento.
2. Volúmenes de inyección diarios.
3. Medición continua de la presión de fondo fluyendo y presión estática.
4. Pruebas de producción a los pozos.
5. Perfiles de inyección en pozos inyectoros.
6. Regulación de perfiles de producción en yacimientos "multi-zone".
7. Corridas de registros especiales en pozos claves, con el objetivo de determinar cambios en la saturación de fluidos o invasión del frente.
8. Análisis de pruebas de presión en pozos claves .

Otro aspecto importante de la integración de operaciones es el registro de información. Esta se debe organizar de tal forma que permita su fácil acceso, es decir, se debe almacenar para poderse leer fácilmente por todo el personal técnico involucrado en la Administración Integral de Yacimientos.

El sistema de información debe contar con datos del pozo: profundidad de perforación, diámetros de tuberías (T.P, T.R), perfiles de la caída de presión existente, etc.; datos de la formación : radio de drene, daño, tipo de empuje, comportamiento de la presión del yacimiento con el tiempo, etc.; datos de producción : variaciones de gastos y presiones a lo largo de la vida productiva del yacimiento, contactos agua/aceite y gas/aceite, etc.; datos intrínsecos al yacimiento : permeabilidad, porosidad, temperatura, etc.; datos de los fluidos producidos : viscosidad, saturación de fluidos, etc.; datos de la roca : módulo de Young, relación de Poisson, litología, etc.

Además, es necesario establecer la variación de algunos de estos parámetros, para conocer lo que está sucediendo en el yacimiento y/o pozo y de ésta forma considerarlo en la toma de decisiones. Para tal fin, se puede crear una base de datos de manera que cualquier persona involucrada en la Administración Integral de Yacimientos tenga acceso directo a toda la información y no solo a lo concerniente a su área de trabajo.

5.3.2 Análisis de Propiedades Intrínsecas al Yacimiento.

El análisis de diversas propiedades del yacimiento permite una mejor comprensión del flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo, además de influir en la toma de decisiones durante la vida productiva de éste.³ Entre otras propiedades se deben mencionar las siguientes:

Porosidad.

Una caliza fracturada tiene diferentes espacios porosos comparados con las de una arena. Lo cual pone de relieve que es necesario determinar los cambios de porosidad en el yacimiento, para considerar su efecto en decisiones durante la vida productiva de este, por ejemplo, en la implantación de un sistema artificial de producción, es decir, en su selección, o bien, al determinar la localización de un pozo inyector.³

Para determinar el valor de la porosidad, se recurre a los registros geofísicos de pozo (porosidad neutrón, acústico y densidad), así como análisis de muestras representativas del yacimiento (ver capítulo 3).

La porosidad proporciona un mayor entendimiento del yacimiento y de esta forma se puede establecer lo que se espera de recuperación de hidrocarburos.

Permeabilidad.

La permeabilidad depende de la cantidad de espacios porosos interconectados en la roca, así como de su tamaño y forma. La distribución de la permeabilidad permite definir los patrones de flujo de fluidos en el medio poroso (ver capítulo 3).³

En las expresiones utilizadas en la predicción del comportamiento de yacimientos, interviene la permeabilidad, por ejemplo: en la ecuación que expresa la relación gas-aceite instantánea. La carencia de datos de permeabilidades absolutas y relativas, puede conducir a alternativas erróneas en la toma de decisiones de un sistema artificial de producción, ya que se puede limitar o exceder la capacidad productiva del yacimiento.¹¹

Con las pruebas de incremento de presión (Horner, MDH, etc.) se puede cuantificar la permeabilidad, y si la prueba se realizó correctamente, se puede garantizar un valor confiable de esta propiedad.

Saturación de Fluidos.

El conjunto de especialistas encargados de la terminación del pozo debe analizar y considerar el proceso que le dio origen, migración y entrampamiento a los hidrocarburos, con el objetivo de efectuar la operación en la mejor manera posible, de no ser así, se puede disparar el pozo en una profundidad no deseada, y se puede presentar la invasión de agua y/o gas antes de lo previsto. Además, los gastos de producción inadecuados, afectan los niveles agua/aceite o gas/aceite, de ser así la recuperación de hidrocarburos disminuye considerablemente.³

Para lograr un mayor beneficio económico, conviene considerar tanto la etapa de perforación, terminación, explotación del yacimiento en la toma de decisiones. La terminación debe ser adecuada y oportuna, y no un trabajo separado lo que implicaría efectuarla considerando las etapas anteriores, pero si limitar las opciones operativas posteriores.

Temperatura del Yacimiento.

Es indispensable conocer este parámetro, ya que las altas temperaturas tienden a cambiar la composición del aceite, lo que implica cambios en su volumen. Al determinar la temperatura se puede conocer mejor el fluido contenido en el yacimiento, así como los posibles cambios que ocurran en su interior. Es importante considerar que el cambio de las propiedades, afecta su comportamiento, debido a que en ocasiones se espera un mayor volumen de hidrocarburos en la superficie. Tal es el caso de la producción que se obtiene de un sistema artificial al no tener un buen conocimiento de éste parámetro.

Características del Yacimiento.

La geología estructural, permite establecer las condiciones de acumulación de aceite y gas, además de los cambios en las secciones de roca, ya sean estratigráficos, estructurales o la combinación de ambos. Su aplicación en la inyección de fluidos es notable, porque proporciona las bases para la determinación de pozos inyectoros.

La extensión del yacimiento se puede determinar a partir de la interpretación del ambiente deposicional. Es importante el conocimiento de los límites del yacimiento, ya sea para la localización de pozos inyectoros, pozos productores (con energía propia), y para la simulación numérica de yacimientos. El conocer los límites del yacimiento permite realizar una interpretación cualitativa del flujo de fluidos en el medio poroso, identificar las barreras existentes en el yacimiento y determinar los cambios composicionales de la roca, entre otras cosas.

5.3.3 Consideraciones Geológicas en las Operaciones de Producción.

Durante muchos años los estudios geológicos han venido proporcionado información para el desarrollo de yacimientos de aceite y gas. Con este fin, se han empleado planos de isopacas, mapas estructurales, mapas de isobaras, información de núcleos y registros de pozo, pruebas de producción, entre otra información, como una guía en las decisiones relativas al desarrollo y explotación de yacimientos de aceite y gas. Sin embargo, esas herramientas, frecuentemente muestran que son inadecuadas para extrapolar o predecir correctamente la distribución espacial de la permeabilidad y porosidad más allá del agujero. Los análisis de pruebas de presión proporcionan otra forma de obtener éstas propiedades, pero únicamente representan el valor promedio de las variaciones laterales y verticales de las propiedades del yacimiento de zonas porosas en comunicación con el agujero.

Se debe destacar la importancia, de un análisis más comprensivo de la geología del yacimiento, particularmente la interrelación entre el flujo de fluidos en este con la historia del ambiente deposicional y posdeposicional. Lo anterior trae consigo en la evaluación de yacimientos, un mejor entendimiento de la distribución de permeabilidad, porosidad, continuidad y contenido de fluidos de yacimientos específicos, además de un incremento en la recuperación de hidrocarburos.

Para desarrollar un plan efectivo de explotación del yacimiento, incluyendo su abandono, se requiere de información de propiedades del fluido que contiene, de su historia de producción, así como de la descripción geológica de éste. Por lo cual, es necesaria una combinación de información Ingeniería de Yacimientos y geológica, para obtener una descripción del yacimiento aceptable.

Algunas de las funciones de la geología en este tipo de estudios puede ser :

1. Selección de muestras de núcleos para estudios geológicos y del yacimiento.

2. Identificación del ambiente deposicional y tipo de roca.
3. Desarrollo de un modelo deposicional modificado por los cambios posdeposicionales.
4. Construcción de un mapa estructural.
5. Desarrollo de secciones o cualquier otra representación, para mostrar los cambios en las propiedades de la roca a lo largo del yacimiento
6. Desarrollo de las tendencias de porosidad y permeabilidad, incluyendo las barreras horizontales y verticales para el flujo de fluidos, particularmente las tendencias por el ambiente deposicional y posdeposicional del yacimiento.

La mayoría de los yacimientos de aceite y gas se encuentran en areniscas o carbonatos. Comparando la importancia de yacimientos de areniscas y carbonatos, las primeras son más abundantes, mientras que las segundas son más importantes como yacimientos de hidrocarburos en el país, (Fig. 5.10).

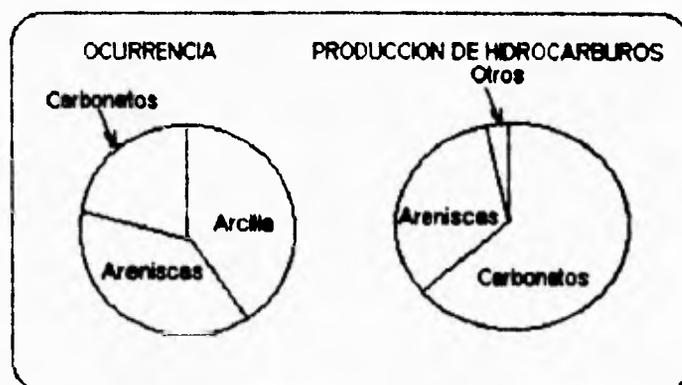


Figura 5.10 Significancia de Areniscas y Carbonatos.

Para alcanzar los objetivos de la Ingeniería de Yacimientos y de Producción, se requiere la sinergia de éstas áreas con la geología. Por lo cual, se pueden establecer las siguientes consideraciones geológicas:

1. Aumentar los antecedentes en geología del petróleo.
2. Desarrollar un interés continuo en la geología.
3. Para cada yacimiento y campo obtener la siguiente información:
 - a) Historia del ambiente deposicional y posdeposicional.
 - b) Factores geológicos que controlan la porosidad y la permeabilidad.
 - c) Valores confiables de permeabilidad y porosidad y su distribución espacial.
 - d) Información de fluidos requeridos para las operaciones y fluidos del yacimiento.
 - e) Integrar la información geológica en la terminación de pozos y de ésta forma desarrollar un plan adecuado de explotación del yacimiento.

Lo anterior conduce a obtener una disminución en los costos y un incremento en las ganancias por la producción de aceite y gas, objetivo principal de la Administración Integral de Yacimientos.

Factores Geológicos que afectan las Propiedades en Yacimientos de Arenas.

La porosidad en las arenas comparada con los carbonatos, parece ser relativamente consistente y fácil de predecir. Los factores primarios que controlan la porosidad son: textura y origen de los granos, tipo y forma de cementación de éstos, localización y cantidad de arcilla u otros minerales asociados con la arena, el grado de estratificación o intrusión de arcilla, carbonatos, o materiales en los intersticios de los depósitos de areniscas.

La figura 5.11 esboza la relación del ambiente deposicional, origen del material, y la historia posdeposicional de varios parámetros de yacimientos de areniscas, tales como: límites de volumen de depósitos de arenas, porosidad, permeabilidad horizontal y vertical, superficie del material depositado, saturación de agua irreducible, y homogeneidades en la formación. Esta información conjuntamente con estudios de registros de pozo, análisis de núcleos para cuantificar la porosidad y permeabilidad, etc., proporcionan la información básica que se requiere para la planeación, operación, estudio y mantenimiento de yacimientos y pozos.

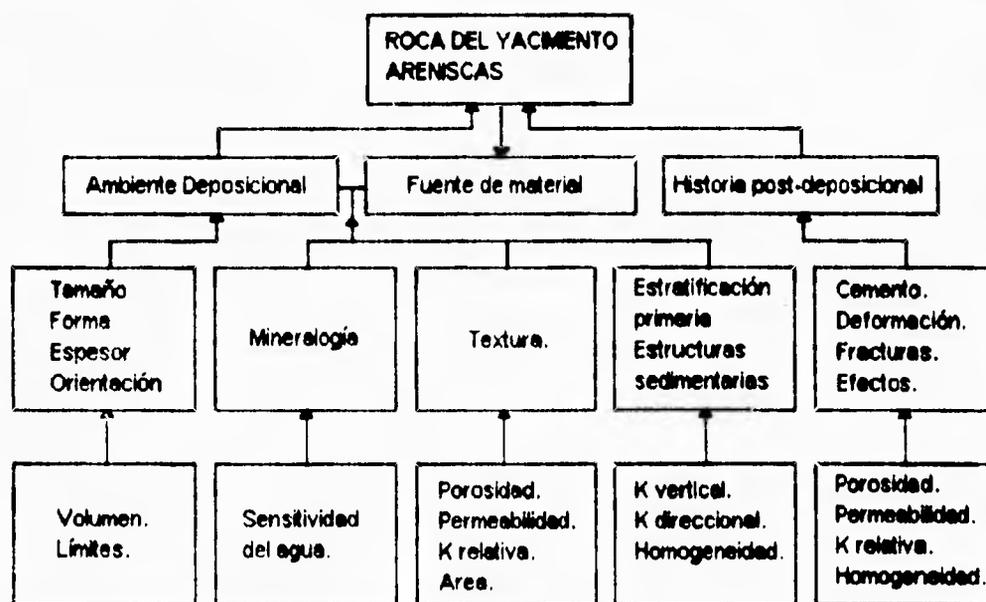


Fig. 5.11 Valor potencial de estudios geológicos de areniscas, en la evaluación del yacimiento.

Aplicación de Conceptos Geológicos en Yacimientos de Carbonatos.

Los conceptos geológicos han tenido una aplicación amplia en los estudios a yacimientos carbonatados. Por ejemplo, conocer que tipo de esfuerzos geológicos

afectan a la formación, es indispensable para optimar la recuperación de hidrocarburos de un yacimiento.

Es conveniente subrayar la importancia de la descripción del yacimiento, que es conocimiento fundamental para la toma de decisiones. En la estimulación y terminación de pozos es significativo conocer mejor al yacimiento, para sustantar las decisiones que se tomen, conducen a una optimación de las operaciones.

Incremento de la Productividad.

Para localizar zonas productoras, se requiere de mediciones de permeabilidad. Para este propósito, se utilizan análisis de la información que se tiene de la perforación, pruebas de producción y técnicas de registros de producción, entre otras.

El conocer el ambiente deposicional y posdeposicional, la permeabilidad, porosidad, entre otra información, permite establecer el incremento de productividad que se puede esperar al realizar una operación de estimulación, terminación, recuperación secundaria y terciaria o mejorada.

Uso Práctico de Información Sedimentológica en Yacimientos de Aceite y Gas.

El conocimiento del tipo de ambiente de depósito resulta importante al establecer la diferencia entre la baja permeabilidad en una formación dañada y su ocurrencia en forma natural.

La continuidad de "arcillas dispersas" u otras barreras impermeables se pueden predecir de acuerdo al ambiente deposicional. Esto es muy significativo en la determinación de conificaciones de agua y gas. Además, si se conoce la localización de éstas barreras en el flujo de fluidos, se puede inferir como afecta en la recuperación final de hidrocarburos.

5.4 PRUEBAS DE PRESION.

El conjunto de especialistas debe tener suficiente información para analizar el comportamiento de los yacimientos y predecir la producción bajo diferentes alternativas de explotación. Mucha de esa información se puede obtener a partir de las pruebas de variación de presión.

En una prueba de presión se conoce la señal de entrada (gasto) aplicada al sistema (yacimiento) y se mide una señal de salida (presión). Este tipo de pruebas recae en el uso de modelos, cuyas características se suponen para representar al yacimiento en forma aproximada a lo real.

Existen varios modelos de interpretación para representar el comportamiento de los yacimientos, por ejemplo:

- Modelo geológico.
- Modelo de registros de pozo.
- Modelo de pruebas en pozos.

La base principal de un modelo de interpretación es el "modelo básico", el cual caracteriza el comportamiento del yacimiento y este puede ser:

- Homogéneo.
- Doble porosidad.
- Doble permeabilidad.

Para que un modelo básico tenga aplicación práctica, se debe asociar con las condiciones de frontera interna (almacenamiento del pozo, daño, etc.) y de frontera externa (no flujo y presión constante) .

El objetivo de las pruebas de presión, es obtener información del sistema roca - fluidos y de los mismos pozos, a partir del análisis de las variaciones de presión existentes. La información que se puede obtener incluye daño, permeabilidad, porosidad, presión media del yacimiento, discontinuidades, etc.; la cual es esencial para la explotación eficiente de los yacimientos petrolíferos.¹⁶

5.4.1 Aplicación de las Pruebas de Presión en la Etapa de Explotación.

Durante la etapa de explotación se requiere contar con información confiable de las condiciones in situ del yacimiento, para obtenerla existen diversas técnicas.

El ingeniero de yacimientos debe contar con suficiente información del sistema roca - fluidos para realizar un análisis adecuado de su comportamiento y predecir la producción bajo diferentes ambientes de operación ¹⁷. Por su parte, el ingeniero de producción, debe conocer las condiciones en que se encuentren los pozos productores e inyectores para de esta forma seleccionar la mejor alternativa de explotación. Mucha de esta información se puede obtener de las pruebas de presión.

Las técnicas de pruebas de presión, tales como: incremento de presión, decremento, inyektividad, falloff, de pulsos e interferencia, son parte fundamental de la ingeniería de producción y de yacimientos.

Una prueba de presión incluye la generación y medición de las variaciones de presión con el tiempo en los pozos y, subsecuentemente, estimación de las propiedades del yacimiento, fluidos y del mismo. La información práctica que se obtiene de las pruebas incluye: daño, permeabilidad, porosidad, reservas, discontinuidades del yacimiento y el fluido que contiene, presión media del yacimiento, gasto de inyección, tipo de límites y barreras del yacimiento, entre otra que se pueda generar.

Toda la información que se obtiene se puede utilizar como apoyo en el análisis, mejoramiento y pronóstico del comportamiento del yacimiento.

En la determinación de las fallas las pruebas de presión constituyen una herramienta fundamental, debido a que en ocasiones éstas no se pueden determinar con una simple aproximación.

Las pruebas de interferencia de pulsos, pueden establecer la posible existencia y orientación de la fractura vertical en el yacimiento. Sin embargo, en la distinción entre la permeabilidad direccional y las fracturas inducidas o naturales, se puede utilizar otra información como la de registros de producción de pozo, descripción de núcleos y geología, relativa a la litología del yacimiento y continuidad.

En la práctica los análisis de pruebas de presión se ven frecuentemente limitados por:

1. Insuficiente recolección de datos.
2. Inapropiada aplicación de las técnicas de análisis.
3. Fallas en la integración de la información disponible.

5.4.2 Pruebas de Pozo.

El desarrollo de un campo se establece en base a consideraciones tanto económicas como técnicas. La optimización de ese desarrollo, requiere de un modelo que sea capaz de predecir realmente el comportamiento dinámico del yacimiento, en términos de gastos de flujo y recuperación de fluidos para diferentes condiciones de operación.

Las pruebas de pozos se deben realizar en las diferentes etapas de la vida del yacimiento, por ejemplo: perforación, terminación y producción. Los objetivos de las pruebas en cada etapa varían desde la simple identificación de los fluidos producidos y determinación de la capacidad de la formación para aportarlos, hasta la caracterización de propiedades complejas del yacimiento. Sin embargo, cualquiera que sea el objetivo, los datos proporcionados por las pruebas de pozo son

esenciales para el análisis y mejor aprovechamiento de la capacidad productiva del yacimiento, además para realizar predicciones confiables del comportamiento y facilitar el entendimiento de lo que sucede en el pozo durante una prueba de presión.

Para comparar durante la interpretación de las pruebas de pozo, se puede observar y simular la respuesta del yacimiento. Por ejemplo, al alterar parámetros del modelo, tales como permeabilidad, o distancia del pozo a la falla, se puede alcanzar una buena relación entre lo real y los datos del modelo. Actualmente los modelos computarizados, proporcionan mayor flexibilidad y mejoran la exactitud de la semejanza entre lo real y la información del modelo.

El surgimiento de la caracterización de yacimientos significó que la información de éstos fuera detallada ampliamente, debido a la importancia que revisten ciertos parámetros, por ejemplo: permeabilidad, porosidad y saturación de fluidos, entre otros.

La distribución de la permeabilidad en el yacimiento, tiene gran trascendencia en la vida productiva de este. En la toma de decisiones es importante contar con bases que permitan ampliar las alternativas disponibles, y esto se logra al conocer parámetros fundamentales del yacimiento. De los métodos existentes para determinar la distribución de permeabilidad, se puede destacar la importancia de conocer el porque de la variación de ésta en el yacimiento. Entre los métodos considerados se encuentran los trabajos desarrollados por Oliver y Yeh y Agarwall, entre otros.

Determinación de Propiedades del Yacimiento mediante Pruebas de Contrapresión y su Aplicación a la Simulación de Yacimientos.

Para determinar las propiedades del yacimiento, generalmente se buscan métodos que sean confiables, baratos, y rápidos en su aplicación, a fin de reducir costos y optimar operaciones.

De las propiedades que se obtienen, la capacidad de la formación representa una parte fundamental, debido a su importancia en las diferentes etapas de la vida productiva del yacimiento, por lo cual, es necesario que los métodos que para tal fin, se empleen e interpreten correctamente.

En el simulador de yacimientos que se utilice es necesario generar la información de las pruebas de contrapresión, considerando amplios rangos de condiciones de operación del yacimiento y pozo.

Los datos de la corrida del simulador se pueden comparar con alguna de las pruebas de presión, por ejemplo, pruebas de incremento, para determinar la calidad de la información obtenida.¹⁷

Si se aplica a yacimientos de gas, las propiedades del gas del yacimiento que se introducen al simulador y los que se pueden obtener en el tiempo de las corridas son:

1. Presión inicial del yacimiento, (entrada)
2. Presión estándar, (salida).
3. Temperatura del yacimiento, (entrada).
4. Temperatura estándar.
5. Gravedad específica (la relativa al aire).
6. Radio de drene, (entrada).
7. Radio del pozo, (entrada).
8. Permeabilidad, espesor y porosidad (entrada).

Además, de las pruebas de presión - volumen - temperatura (PVT) se obtienen propiedades como: viscosidad, compresibilidad y presiones (de saturación y rocío).

Otro parámetro importante que se determina con la corrida del simulador, es el daño, cuyo efecto en los tratamientos de estimulación es significativo, por lo cual, es importante cuantificarlo, así como establecer su origen.

Cuando las pruebas de incremento de presión resultan costosas y no muy confiables, se pueden analizar pruebas de contrapresión para proporcionar valores de capacidad de la formación (kh) y daño (S) confiables, dentro de los límites de exactitud requeridos o establecidos.

La derivación de información de las pruebas de contrapresión puede resultar valiosa, en la determinación de la distribución de la permeabilidad para usos subsecuentes en un estudio de simulación en yacimientos de gas.

5.4.3 Pruebas de Incremento.

Este tipo de pruebas se utiliza ampliamente en la industria. Una prueba de incremento de presión requiere que el pozo se cierre a la producción, por lo que, presenta cierta desventaja en comparación con otras fuentes de información.

Como en todas las pruebas de pozo, es importante el conocimiento de las condiciones mecánicas superficiales y subsuperficiales, para interpretarlas correctamente. Por lo tanto, es recomendable determinar antes de que de inició la interpretación, los siguientes parámetros: diámetros de tubería de revestimiento y de producción, profundidad del pozo, localización de los empacadores, accesorios especiales de la sarta de producción, etc.

Las pruebas requieren que el comportamiento de la presión se observe en un lapso pequeño de tiempo, con el objetivo de definir los efectos del almacenamiento.

Un punto importante antes de realizar las pruebas de incremento consiste en lograr la estabilización del gasto. Si ésto no es posible o no se logra, las técnicas de análisis pueden proporcionar información errónea referente a la formación. De este modo, es importante determinar el grado alcanzado en la estabilización para no cometer errores significativos en la interpretación de la prueba.

Existen diversos factores que pueden influir en la forma de la curva de incremento de presión. Una forma inusual de la curva puede requerir una explicación adicional para concluir con un análisis apropiado, o bien, puede impedir que se realice este análisis. Entre los factores que tienen efecto en la forma e interpretación de las curvas están: efectos de almacenamiento del pozo, fracturas hidráulicas (particularmente en formaciones con baja permeabilidad), contactos agua/aceite, estratificación, y heterogeneidades laterales de fluido y roca. Otros factores que afectan la forma de la curva son: daño, geometría del área de drene, entre otros.

Las pruebas de incremento de presión son:

1. Método de Horner,
2. Método de MDH,
3. Método de correlaciones.
4. Pruebas de Inyectividad

Con el apoyo en este tipo de pruebas se puede obtener: la distancia a una frontera, la presión media del yacimiento, permeabilidad, daño, efectos de almacenamiento, etc.

Estimación de la Permeabilidad y Presión del Yacimiento.

La estimación de la permeabilidad efectiva y de la presión del yacimiento alrededor del pozo, representa un gran problema. Hace tiempo las permeabilidades se estimaban de análisis directos a muestras tomadas del pozo y después fue suplementado por la información del índice de productividad. Estos métodos, sin embargo, no permiten la determinación de la permeabilidad de la formación bajo las condiciones existentes, ya que el tiempo de muestreo y análisis causa desviaciones considerables en el valor real de éste parámetro.

El incremento del efecto de almacenamiento, se afecta por la permeabilidad de la formación productora. Por lo tanto, las pruebas de incremento de presión se deben evaluar para una estimación directa de la permeabilidad efectiva, basada en el comportamiento actual del pozo.

Las pruebas de incremento y de productividad proporcionan información complementaria para evaluar el grado del daño y el mejoramiento de la permeabilidad en el área inmediata alrededor del agujero perforado.

La permeabilidad se puede obtener mediante la siguiente expresión matemática:

$$k = \frac{162.5 \times q \times \beta \times \mu}{m \times h} \quad 5.4$$

k = permeabilidad efectiva del aceite, (md)
β = factor de volumen, (adim)
q = gasto de producción anterior al cierre, (bls/día)
ν = viscosidad del aceite, (cp)
h = espesor de capa efectivo, (ft)
m = pendiente de la recta, (adim)

Si el gasto no se obtiene adecuadamente, la permeabilidad calculada se desvía en proporción directa al mismo, y esto repercute al cuantificar la capacidad de la formación (kh), por lo cual, se pueden tomar ciertas decisiones que afecten o restrinjan las alternativas de explotación más adelante. Otro parámetro importante es el espesor de la formación productiva, ya que también afecta el valor de la permeabilidad y por ende, el de la capacidad de la formación.

5.4.4 Pruebas de Decremento.

Las pruebas de decremento no se limitan al periodo inicial de producción de un pozo, pero sí puede ser el tiempo ideal para obtener la información del decremento de presión.

Si se realiza de manera adecuada la prueba de decremento, puede proporcionar información confiable sobre la permeabilidad de la formación, factor de volumen del aceite, factor de daño, y el volumen del yacimiento comunicado con el pozo. Estas pruebas se efectúan para predecir el comportamiento del pozo a gasto constante, mientras la presión en el fondo del pozo se registra continuamente. En este tipo de pruebas, se debe conocer a detalle la información de la terminación del pozo, para de esta forma estimar el efecto de duración del almacenamiento en este.

La mayoría de la información del yacimiento se puede obtener de una prueba de decremento, no obstante de las pruebas de incremento también, esto es una ventaja económica para las pruebas de decremento, ya que el pozo puede seguir produciendo. La principal ventaja técnica de las pruebas de decremento, es la posibilidad de estimar el volumen del yacimiento. La mayor desventaja es la dificultad de mantener un gasto constante de producción.

Las pruebas se pueden realizar a gasto constante y gasto variable. Además de estas se puede obtener el límite del yacimiento, volumen drenado, permeabilidad y efecto del daño.

Para analizar correctamente el comportamiento del yacimiento se requiere :

1. Determinar la correcta extrapolación de la presión al cierre.
2. Estimar la diferencia entre la presión de flujo observada y la extrapolada.
3. Graficar en semilog presiones vs gastos.

Como ya se mencionó la información geológica es fundamental para la localización de pozos inyectores, debido a que permite conocer mejor al yacimiento. Lo anterior hace énfasis en la necesidad de considerar la información que resulta de una prueba de decremento y la generada en la exploración con el objetivo de optimar la inyección.

Estimación de la Presión Promedio del Yacimiento.

La presión promedio del yacimiento (P), se usa en la caracterización de yacimientos, cálculo del aceite in situ y en la predicción del comportamiento futuro . Además, es fundamental en la recuperación primaria, secundaria, terciaria o mejorada, proyectos de mantenimiento de presión y comportamiento de yacimientos.

Los métodos para obtenerla son: método de Horner, método de Matthews - Brons - Hazebroek (MBH), método de Muskat, método de Miller - Dyes - Hutchinson, método de Dietz, método de Odeh y Al - Hussainy.

5.4.5 Pruebas en Pozos Inyectores.

Los pozos inyectores pueden ser tan importantes como los pozos productores, razón por la cual se le deben realizar estudios y análisis minuciosos. No obstante, la información disponible para pruebas en pozos inyectores, es menos abundante que la existente para pruebas en pozos productores.

El análisis a estas pruebas se puede realizar considerando que las pruebas de inyectividad son análogas a las de incremento de presión en pozos inyectores, mientras que las pruebas de falloff lo son a las de incremento de presión en pozos productores. Por lo tanto, los parámetros que se pueden obtener, son la permeabilidad y el daño, entre otros.

Una consideración importante es que el gasto "q" que se involucra en las ecuaciones será negativo, debido a que se le proporciona un volumen de fluido al yacimiento y no se le extrae.

A través de las pruebas de inyectividad, se puede determinar la presión de inyección permisible en el yacimiento. Este parámetro se puede utilizar, en las operaciones de estimulación de fracturamiento hidráulico, además en pozos inyectores. Por su parte, la información geológica apoya las operaciones de inyección y fracturamiento,

debido que al conocer mejor al yacimiento se pueden tomar decisiones más acertadas y oportunas.

5.4.6 Pruebas en Pozos Múltiples.

Las pruebas en pozos múltiples son aquellas que involucran el uso de más de un pozo, tales como: las pruebas de interferencia y las pruebas de pulsos de presión. Se requiere al menos de un pozo activo (productor o inyector) y un pozo de observación (cerrado).

Pruebas de Interferencia.

Una prueba de interferencia se analiza por medio de la técnica de ajuste con curvas tipo, para lo cual, se utiliza la solución de línea fuente.

De este tipo de pruebas se determina la permeabilidad y el producto ϕC_t (porosidad compresibilidad total).

Pruebas de Pulsos.

Estas pruebas, consisten en efectuar una serie de pulsos creados al producir el pozo activo (o inyector), y posteriormente cerrarlo y repetir esta secuencia varias veces. La respuesta de presión se mide en el pozo de observación. Las pruebas de pulsos se utilizan para conocer la comunicación entre pozos, además de determinar la permeabilidad y el producto ϕC_t .

5.4.7 Análisis de Pruebas de Presión con Curvas Tipo.

Por medio de las técnicas de ajuste con curvas tipo, se pueden analizar los datos de presión dominados por efectos del almacenamiento. Una curva tipo es una familia de curvas de decremento de presión.

El ajuste por curvas tipo se puede usar para pruebas de decremento, incremento, interferencia y de presión constante. Este ajuste proporciona una forma de analizar la información de pruebas de variación de presión, cuando estos no son suficientes para utilizar métodos de análisis semilog.

Cuando la información con que se cuenta es suficiente, se deben utilizar los métodos semilog por ser más precisos que las curvas tipo. Sin embargo, cuando la información es insuficiente, la formación está fracturada, o bien, no existe otra forma de analizarla, las curvas tipo proporcionan resultados útiles, aunque aproximados.

Para el análisis se requiere la información: cambios de presión para ciertos intervalos de tiempo, radio del pozo, compresibilidad total de la formación, viscosidad y factor de volumen del aceite, porosidad, espesor de la formación y gasto de aceite.

Las curvas tipo que se utilizan comúnmente son:

1. Curva Tipo de Ramey.
2. Curva Tipo de Gringarten.

REFERENCIAS.

1. Hughes, B.J.: "Estimulación Ácida", Division of Hughes Services Company (Abril 1983).
2. Islas, C.: "Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros", Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM), México, D.F. (1991).
3. Wiggins, M.L.: "A Manual for Petroleum Reservoir Management", The Crisman Inst. for Petroleum Reservoir Management, Texas A&M University, College Station Texas (May 1989).
4. Garaicochea, F., Benitez, M.A. y Chong, J.G.: "Terminación de Pozos", Facultad de Ingeniería (UNAM) (Sept. 1982).
5. Doherty, H.L., Gidley, J. y Veatch, R.W.: "Recent Advances in Hydraulic Fracturing", Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas (1989).
6. Schechter, R.S.: "Oil Well Stimulation", Prentice Hall, U.S.A. (1992).
7. Blanco, E.R.: "Hydraulic Fractures Requires Extensive Disciplinary Interaction", Oil & Gas Journal (Dec. 1990).
8. Herrera, N.: Apuntes de la cátedra Estimulación de Pozos Petroleros de la carrera Ingeniero Petrolero de la Facultad de Ingeniería UNAM, México, D.F. (semestre escolar 93 - 1).

9. Link, P.K.: "Basic Petroleum Geology", Oil & Gas Consultants International, Tulsa, Oklahoma (1987).
10. Garaicochea, F.: "Apuntes de Estimulación de Pozos", Facultad de Ingeniería UNAM, México.
11. Amyx, J.W.: "Petroleum Reservoir Engineering", McGraw - Hill Book Company, U.S.A. (1988).
12. Uren, L.C.: "Ingeniería de Producción de Petróleo", Compañía Editorial Continental S.A., México, D.F. (1965).
13. Allen, T.O. y Roberts, A.P.: "Production Operations, Vol. 1", Oil & Gas Consultants International, Tulsa, Oklahoma (1989).
14. Applied Engineered Stimulation.
15. León, V.: "Análisis de Pruebas de Variación de Presión", PEMEX, México (1984).
16. Rodríguez, R.: "Evaluación de la Producción", Facultad de Ingeniería UNAM (Sept. 1982).
17. Earlougher, R.C.: "Advances in Well Test Analysis", Society of Petroleum Engineers of AIME, New York (Dallas 1977).

6. APLICACION DE LA INFORMACION EN LOS SISTEMAS DE PRODUCCION EN POZOS.

6.1 GENERALIDADES.

Para que los fluidos fluyan del yacimiento a la superficie se requiere de energía, esta puede ser la natural del yacimiento, la proporcionada por algún sistema artificial de producción, o bien, mediante la recuperación secundaria y terciaria o mejorada.

En el caso de la energía propia del yacimiento, ésta procede de la expansión del fluido, del empuje del agua mediante un acuífero asociado, entre otros. El mecanismo de recuperación de los fluidos del yacimiento puede llegar a ser muy complejo e involucrar diversas fuentes de energía. Sin embargo, una de éstas puede predominar y ser considerada por lo tanto, como fuente de energía principal, pero es necesario saber identificar a tiempo si dicha energía cambia durante la vida productiva del yacimiento. Esta identificación permite mejorar las reservas estimadas y las predicciones del comportamiento del yacimiento.

6.2 ENERGIA NATURAL DEL YACIMIENTO.

El apoyo en información geológica y propiedades del fluido del yacimiento permiten identificar la fuente de energía primaria. El análisis de ésta información se debe realizar en el tiempo adecuado de la vida productiva del yacimiento, con el fin de planear la estrategia de producción a seguir posteriormente.

Antes de establecer el tipo de proceso de desplazamiento de hidrocarburos, con información de temperatura y presión del yacimiento se puede obtener su clasificación, mediante un diagrama de fases. No obstante, existen otros métodos para clasificar al yacimiento, por ejemplo, Cronquist, método de RGA, por su color y °API del fluido, etc.

Para identificar el proceso de desplazamiento en el yacimiento, es fundamental conocer propiedades como permeabilidad, saturación de fluidos, porosidad, viscosidad, relación gas-aceite producida, entre otras. Por ejemplo, el desplazamiento por expansión de la roca y los fluidos, se puede generar en un yacimiento bajosaturado, en el cual la saturación de fluidos prácticamente no varía, la porosidad y permeabilidad absoluta (ver capítulo 3) disminuyen ligeramente, así como la viscosidad del aceite. Además, el índice de productividad permanece prácticamente constante.

Lo anterior establece la importancia del conocimiento de propiedades intrínsecas al yacimiento. De no contar con la información necesaria se puede incurrir en un error de interpretación que repercutiría en las etapas subsecuentes.

Una vez que se estableció el proceso de desplazamiento primario, es importante determinar su permanencia en el tiempo, con el objetivo de entender y conocer mejor al yacimiento. Para esto, es importante conocer la presión, ya que ésta determina el tipo de yacimiento que se tiene. Por ejemplo, si al iniciar la explotación se establece que el yacimiento es bajosaturado, al producirse un abatimiento de presión tal que ésta sea menor que la de saturación, el proceso de desplazamiento cambia radicalmente y a su vez, las decisiones que se deben tomar.

En el plan de Administración de Yacimientos se estableció la necesidad de contar con perfiles de presión vs tiempo y en ésta etapa se puede destacar su aplicación, entre otras que puede tener.

6.2.1 Aparejos de Producción.

El flujo de los hidrocarburos procedentes del intervalo productor hacia la superficie, se debe a la diferencia de presión existente entre el yacimiento y el pozo.

La tubería de producción (T.P.) que se utiliza depende de, entre otras cosas, del tipo de terminación que se realice en el pozo, además sirve como protección a la tubería de revestimiento (T.R.) del ataque corrosivo del gas sulfhídrico (H_2S) y bióxido de carbono (CO_2), los cuales pueden estar contenidos en el flujo.

Para seleccionar las dimensiones más apropiadas del aparejo de producción que se debe usar en el pozo, se requiere un análisis de modelos matemáticos sobre flujo multifásico en tuberías verticales. Lo anterior destaca la importancia de incluir en el plan de Administración Integral de Yacimientos, el análisis de modelos que representen el flujo de fluidos a través de las tuberías.

6.3 ENERGIA EXTERNA AL YACIMIENTO.

En ocasiones la recuperación final se puede incrementar, ayudando a la energía natural del yacimiento. Esto se puede lograr manteniendo la presión del yacimiento y/o utilizando una fuerza de desplazamiento más eficiente.

Los sistemas artificiales de producción tales como: Bombeo Electrocentrífugo, Bombeo Mecánico, Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico, constituyen una herramienta fundamental en la etapa productiva del yacimiento. Además, existen métodos de recuperación secundaria y terciaria o mejorada, que proporcionan

energía externa al yacimiento, los cuales (al igual que los sistemas artificiales de producción) incrementan la recuperación de hidrocarburos y la vida productiva de éste.

Cabe mencionar, que en los sistemas artificiales de producción, la energía que se proporciona es al pozo, y a su vez, en los métodos de recuperación secundaria y terciaria o mejorada, se le aplica al yacimiento.

La información de la caracterización de yacimientos constituye la base de la implantación de los sistemas artificiales de producción y los métodos de recuperación secundaria (ver capítulo 7). Esta información puede ser: permeabilidad, porosidad, saturación de fluidos, presión de fondo fluyendo, entre otra, así como la proporcionada por las pruebas de decremento de presión: límites del yacimiento, discontinuidades en la roca, saturaciones de fluido, etc. Con un análisis de la información antes mencionada, se pueden establecer las bases para una operación de producción óptima, debido a que al conocer mejor al yacimiento las alternativas de producción pueden mejorar al implementarse.

6.3.1 Consideraciones del Yacimiento y Pozo para Sistemas Artificiales.

El conjunto de especialistas encargado del diseño del sistema artificial, necesita relacionar la capacidad de éste y la productividad del pozo para que la instalación de bombeo artificial resulte lo más eficiente posible.

Existen diversas consideraciones geológicas y del medio ambiente en la selección del método artificial de producción, por ejemplo, el bombeo mecánico es uno de los principales utilizado en el mundo (México, E.U., etc.), sin embargo, su uso se restringe si se desea implementar en zonas con alta densidad de población.

Entre los factores más importantes a considerar para la selección y diseño de los sistemas artificiales de producción están: la presión del yacimiento y la productividad del pozo, las características de los fluidos del yacimiento y los sólidos de la formación que se encuentran en el fluido producido, entre otros. Es necesario identificar la presencia de arenas, debido a que puede ser perjudicial para algunos sistemas artificiales.

Para el conjunto de especialistas que diseñen el sistema artificial, es muy importante contar con los gastos de producción gas-líquido, ya que para todos los métodos de bombeo el gas en un gran problema. Por otra parte, el bombeo neumático utiliza la energía contenida en el gas producido y solo supe esa fuente de energía.

Otro factor a considerar es el comportamiento del yacimiento a lo largo del tiempo. En ocasiones, al diseñar, el equipo se sobre dimensiona en anticipación a problemas posteriores, por ejemplo, para prevenir producciones de gran cantidad de

agua. Como resultado, se puede operar con una eficiencia considerablemente reducida, debido a que existe menos carga en una parte significativa del sistema. Otro extremo, es diseñar para que el pozo produzca hoy y no preocuparse por los problemas que se presentarán posteriormente. El conocer el comportamiento del yacimiento tiene ventaja para un cambio a futuro en las instalaciones de bombeo en el pozo, pero se requiere de una evaluación económica, debido a que un cambio de equipo significa tiempo para realizarlo y esto a su vez se traduce en un incremento de los costos de operación.

El conjunto de especialistas que diseñará la instalación debe considerar todos los aspectos a corto y largo plazo. Se requiere que se maximice la eficiencia de operación. Esto puede o no prever un cambio posterior en el sistema artificial de producción.

6.3.2 Administración de Sistemas Artificiales de Producción.

La administración de los sistemas artificiales es un proceso continuo, diseñado para alcanzar la máxima ganancia por los hidrocarburos de un pozo productor, considerando:

- 1. Máxima ganancia, no máxima producción de hidrocarburos.**
- 2. Máxima ganancia, no mínimas fallas en el equipo.**
- 3. Máxima ganancia alcanzando operaciones seguras y no dañando al medio ambiente.**

Para aproximarse a una correcta administración de los sistemas artificiales, se requiere seguir una secuencia de actividades, tales como:

- a) Seleccionar el método de bombeo artificial.**
- b) Evaluación de factores de producción y problemas esperados**
- c) Monitoreo continuo de información de producción significativa: gastos, niveles de fluido, presiones, etc.**
- d) Monitoreo continuo de información que refleje el comportamiento del equipo.**
- e) Evaluación de la información de producción que provoca regularmente las fallas en el equipo y su importancia**

Estos resultados de la evaluación y monitoreo deben incluir cambios en las operaciones, lo cual destaca la importancia de realizar una correcta interpretación de éstos.

Selección del bombeo artificial.

La selección del bombeo artificial considera lo siguiente:

Localización geográfica

La localización puede limitar los métodos de bombeo disponibles, además de las restricciones tamaño/peso o las concernientes al medio ambiente.

Costos

Estos no solo incluyen lo referente al equipo de bombeo, sino también las instalaciones de producción requeridas para soportarlo por ejemplo, requerimientos de compresión para el bombeo neumático.

Costos de operación

Estos costos incluyen la energía que se necesita para operar el bombeo y el costo para reparar las fallas que se pudieran presentar en éste.

Flexibilidad de producción

Esto significa evaluar el gasto máximo y mínimo disponible del método de bombeo, basándose en condiciones de operación normal comparada con la producción esperada.

Seguridad de funcionamiento

Incluye corridas de tiempo esperado y su función en la frecuencia de fallas, así como la logística requerida para repararlas.

Para la selección del equipo en condiciones normales de operación se deben considerar: limitaciones de dimensiones de la T.R. , profundidad del pozo, capacidad de entrada (mínima presión de fondo de producción), flexibilidad del motor primario, vigilancia de las operaciones, pruebas de producción a realizar, etc. Las condiciones especiales del pozo son: agujeros desviados, aplicaciones de terminación doble, terminaciones en agujero reducido, limitaciones de temperatura, capacidad de bombeo para altos y bajos volúmenes, etc.

La selección del sistema de bombeo artificial óptimo, es un proceso en el cual se busca el equilibrio de la capacidad de éste y la obligación del gasto de producción, considerando el objetivo final de la Administración Integral de Yacimientos, que es maximizar las ganancias obtenidas.

El número de métodos viables de bombeo disponibles depende de la situación. Algunas opciones pueden estar disponibles para un nuevo campo descubierto, debido a que las obligaciones se pueden minimizar por las instalaciones de producción y el diseño del pozo. Por el contrario, un pozo nuevo en un campo ya descubierto se ve restringido por la infraestructura existente; la cual limita los

requerimientos de equipo. El primer plan de desarrollo del campo debe señalar todas las obligaciones conocidas y considerar los cambios futuros del método de bombeo. Durante la vida del pozo, las obligaciones y los gastos de producción pueden cambiar, haciendo al método de bombeo artificial óptimo en función de las condiciones prevaletientes. La flexibilidad de los cambios de bombeo, es un costo que se requiere ser considerado y evaluado. El sistema de bombeo artificial óptimo, no es aquel que proporciona la mayor eficiencia o gasto, sino el que maximiza las ganancias finales.

Selección del Equipo.

Después de que se selecciona el tipo de bombeo, se requiere identificar el equipo específico del aparejo de producción y todos sus componentes. Se pueden seleccionar diversas alternativas para un mismo tipo de bombeo. Sin embargo, se puede monitorear el sistema de producción, con la ayuda de un simulador para una selección óptima del equipo y sus componentes.

Ejemplo

La opción óptima de sistema artificial es el bombeo electrocentrífugo. Para elegir el tipo de aislamiento de la sección y poder del cable se necesita conocer: la temperatura de fondo, si se produce gas y en que proporción, si se espera una producción significativa de sólidos, si se presentarán problemas de corrosión, y si la estabilidad del gasto se espera afecte la selección y el tamaño del motor.

Monitoreo de la Producción.

Las condiciones de producción frecuentemente experimentan cambios en el sistema, lo que pone de manifiesto lo esencial del monitoreo de esos cambios. Por ejemplo, los que ocurren en la relación gas-aceite (RGA) e incremento en la producción de agua, pueden afectar drásticamente el comportamiento del sistema de bombeo. Cualquier cambio en las condiciones de producción, influye en la eficiencia de operación y puede conducir a fallas en el equipo. Asimismo, el aumento de agua en el bombeo mecánico incrementa la carga en las varillas. El equipo de bombeo se afecta con los cambios de la presión del yacimiento y cuando la producción decrece.

El monitoreo de la producción es esencial, con el se pueden identificar correctamente fallas en el equipo, además permite un control económico. El objetivo no es controlar todas las fallas, pero sí incrementar las ganancias finales.

Uso de los Datos del Monitoreo para Realizar Decisiones.

Para tomar decisiones se requiere el conocimiento del comportamiento de la producción y el equipo, entre otras cosas. Para una toma de decisiones tanto económica como correctas se necesita: especificaciones de producción,

conocimiento de las operaciones del pozo, e información relativa a las fallas del sistema.

La administración del bombeo artificial requiere de las siguientes actividades:

1. Información y experiencia necesaria para seleccionar el sistema de bombeo adecuado (finalmente el más económico), así como los componentes óptimos para dicho sistema.
2. Monitoreo continuo del comportamiento de la producción.
3. Sistema de adquisición de información que permita utilizarla en la revisión de los problemas en los pozos.
4. Encuentros periódicos para discutir los problemas en los pozos.
5. Transferencia continua de tecnología.

El trabajo conjunto del grupo de especialistas que diseñan el sistema de bombeo y del operador del mismo, conduce a una mejor selección, además de que se obtiene una ganancia final aceptable.

La correcta selección de un método artificial de producción es importante para incrementar las ganancias en la mayoría de los pozos. Una selección inadecuada puede reducir la producción e incrementar substancialmente los costos de operación. Los cambios en el sistema de bombeo implican costos adicionales a lo programado, además de establecer que el método que se seleccionó inicialmente no fue el correcto.

La selección del método de bombeo artificial más apropiado comienza cuando se realizan decisiones de perforación y terminación. Esto requiere de la apertura de comunicación entre los especialistas de esas disciplinas. Las operaciones de perforación y terminación tienen así, un mayor impacto no únicamente en la determinación del mejor método de bombeo, sino también en la capacidad total del pozo.

Cada método de bombeo artificial tiene diferentes atributos, por lo cual, éstos se deben evaluar para establecer las especificaciones de instalación. Por su parte, la localización tiene un efecto considerable en el capital y costos de operación, así como en los gastos de producción. Las alternativas pueden cambiar significativamente dependiendo de la localización.

6.3.3 Bombeo Mecánico.

Este sistema artificial de producción se debe considerar para producir volúmenes moderados de hidrocarburos de formaciones poco profundas, así como volúmenes pequeños de formaciones a profundidades intermedias.

Un análisis a los fluidos del pozo puede determinar su composición (entre otras cosas), por ejemplo: la presencia de ciertos materiales en el fluido, determinan la eficiencia del sistema artificial, de existir gas sulfhídrico ($H_2 S$) la producción se reduce ya sea en formaciones poco profundas o en intermedias.

La ineficiencia en el bombeo se puede deber a:

1. Capacidad insuficiente de separación gas-líquido en el espacio anular entre TP y TR.
2. Uso ineficiente del espacio anular.
3. Diseño y operación no adecuados del sistema de bombeo.

Lo anterior trae como resultado, entre otros problemas, una tendencia a la aparición de gas.

Una de las desventajas del sistema de bombeo mecánico, es que puede existir fuga en la parte en la cual la varilla pulida realiza su movimiento. Sin embargo, si se consideran tanto las propiedades requeridas en el diseño como los criterios de operación, esa desventaja se puede minimizar.

Existen aplicaciones de la simulación en el bombeo mecánico, por ejemplo, en una computadora analógica. Para este tipo de simulador, se requiere conocer las partes principales de una instalación de bombeo mecánico, tales como: motor primario, varilla pulida, bomba, sarta de producción, balancín, etc. Además de parámetros como: tipo de fluido, gastos y presiones de producción, etc.

Los resultados obtenidos permiten entender mejor el sistema de bombeo, identificar las etapas críticas de éste, así como realizar una interpretación cuantitativa de su eficiencia.

Es fundamental que se utilice este tipo de simuladores, para lograr una optimización de operaciones y un decremento de costos en la implantación del sistema artificial de producción.

Diseño de Sistemas de Bombeo Mecánico.

El conjunto de especialistas que diseña el sistema de bombeo mecánico requiere de entender correctamente el comportamiento de todos los componentes del sistema. La información que se necesita para el diseño se puede medir en el pozo, o bien,

calcularse si se dispone de información confiable que ayude para tal fin. Para el diseño se requiere de cierta información entre otra:

1. Índice de productividad del pozo, o curvas de IPR.
2. Gradiente de flujo entre el intervalo disparado y la entrada de la bomba, cuando ésta es colocada arriba de éste intervalo.
3. Eficiencia del gas muerto.
4. Propiedades físicas del fluido.
5. De producción de arenas o algún material corrosivo.
6. Información de la geometría del pozo.
7. Datos del equipo y si necesita componentes específicos.

Para el cálculo de parámetros ocupados en el diseño de instalaciones superficiales y subsuperficiales, se cuenta con técnicas confiables. Existen técnicas sofisticadas de simulación matemática, sin embargo, el conjunto de especialistas deben saber interpretar los resultados que de ésta se generen. Generalmente, se utilizan métodos de simulación y no métodos API, debido a que estos incurren en mayores errores, lo cual afecta al diseño que se requiere.

Diseño de Sartas de Varillas de Succión

Generalmente en la práctica, la sarta de varillas de succión está constituida por diferentes diámetros de varillas, lo cual representa una sarta telescopiada. En el diseño se deben considerar los diferentes esfuerzos a que estará sometida la sarta, ya que existen dos opciones para tal fin. La primera, consiste en considerar el mayor esfuerzo en la parte superior de cada sección, es decir, el esfuerzo máximo permisible trabajando bajo tensión, y así de esta forma, se puede obtener la longitud de cada sección. La otra alternativa, se basa en que los esfuerzos en cada sección de varillas es igual..

Para cuantificar la carga de fluido, se requieren algunas suposiciones : (1) condiciones estáticas (por ejemplo: se consideran cargas de no aceleración), (2) gravedad específica del fluido igual a uno, (3) la carga del fluido actúa en todo el área del émbolo, y (4) la bomba se encuentra trabajando a un nivel de fluido establecido.

Se debe destacar en el diseño, que de existir agentes corrosivos se pueden utilizar inhibidores químicos, no obstante, es necesario analizar el fluido producido, con el objetivo de identificar correctamente la presencia de sustancias corrosivas, que traen como consecuencia una reducción en la eficiencia de operación.

Diseño de A.B.M para Maximizar la Eficiencia.

En el diseño del sistema de bombeo mecánico intervienen diversas variables y se deben considerar. Para obtener el mejor diseño, cada variable se debe evaluar en

términos de los requerimientos particulares de ese sistema. Un sistema que puede ser ideal para las condiciones de operación de una área específica pero puede ser una mala selección para otra, con diferentes condiciones. Los requerimientos de energía, cobran gran importancia en el costo de la misma, por lo que, se debe considerar en el diseño, y no caer en el error de ignorar el impacto que representa en el costo del sistema.

Es evidente la gran importancia de conocer los requerimientos totales de energía del sistema, los que pueden comprender las necesidades de potencia en la superficie, para tal fin, existen ecuaciones que incluyen a la potencia de la varilla pulida, dinámica de fricción de la varilla, unidad de eficiencia del motor y unidad de pérdida. El tamaño de la varilla afecta los requerimientos de energía, así como el tamaño de la bomba. Por ello, es importante establecer su impacto en los costos de energía para considerarlos en el diseño.

Con el eficiente diseño de energía, se puede lograr una reducción de costos. Al variar el dimensionamiento de la bomba, es significativa la disminución de energía, a pesar de mantener constante el tamaño de la varilla.

Tecnología utilizada en el Bombeo Mecánico.

Son continuos los avances tecnológicos, por lo que, es necesario desarrollar estrategias que permitan al conjunto de especialistas, encargados del diseño del sistema artificial, estar enterados de la tecnología de vanguardia para implantarla y obtener así un mayor beneficio económico. Entre las tecnologías actualmente, disponibles están:

1. "Gas lock breaker".
2. "Determining pump off control by partial integration"
3. "Pump off control" y velocidad variable de bombeo.
4. Programa de diseño de bombas para agujeros desviados.
5. Análisis de potencia del motor y torque.

6.3.4 Bombeo Electrocentrífugo.

El sistema de bombeo electrocentrífugo está compuesto de un motor, sección sellante, bomba, y equipo de superficie, y con eso logra que el fluido llegue a la superficie. Actualmente, el cable es una parte significativa de este sistema de bombeo artificial.

Cuando el cable falla, se deben reparar las instalaciones en el pozo, con el consiguiente incremento de costos por la reinstalación. Esto hace que la selección adecuada del cable se realice en forma minuciosa.

Debido a que el uso de técnicas de recuperación secundaria y terciaria o mejorada, incrementan el agua emulsionada en los fluidos producidos, es necesario extender el uso de sistemas de bombeo electrocentrífugo, el que generalmente favorece el bombeo de un volumen mayor de hidrocarburos. Como la confiabilidad de los motores y bombas ha mejorado, se ha incrementado la demanda para diseñar los cables de bombeo electrocentrífugo. Frecuentemente se ha limitado el uso de Bombeo Sumergible por la poca vida del cable. De ahí, la necesidad de resaltar la importancia que reviste el trabajo para su diseño.

Aplicación de Bombas Eléctricas Sumergibles en Yacimientos Depresionados.

Es esencial realizar una buena estimación de la productividad para lograr terminar un pozo en yacimientos depresionados; este es el punto de partida en el dimensionamiento del equipo de bombeo electrocentrífugo incluyendo la selección de la bomba. Existen varias formas para determinar el índice de productividad, por ejemplo, mediante la ecuación de índice de productividad, la ecuación que proporciona Vogel, etc.

Las bombas pueden operar a gastos máximos o mínimos recomendados, dependiendo del efecto de la declinación de la curva que represente el gasto de producción en yacimientos depresionados. Al considerar la capacidad de la bomba a utilizar, se puede obtener el punto de mejor eficiencia, siempre y cuando se analicen todas las especificaciones.

Para realizar la selección del tipo de bomba, se requieren datos de la terminación del pozo como : intervalo disparado, diámetro de la tubería de producción, etc.; datos de presiones : presión de fondo fluyendo y presión estática; el índice de productividad; datos de los fluidos: viscosidad, densidad, factor de volumen, etc.; e información del yacimiento. Lo anterior establece la necesidad de un trabajo conjunto entre el equipo de terminación producción y simulación numérica de yacimientos, para un mejor diseño del equipo y por consecuencia una explotación óptima.

Con el apoyo en la simulación numérica de yacimientos, se obtienen parámetros como: el índice de productividad y el comportamiento del gasto de producción, de los cuales se puede deducir la necesidad de implantar un sistema artificial de producción, durante la vida del yacimiento.

Al diseñar un sistema de bombeo electrocentrífugo, se tiene como objetivo, producir un volumen de fluidos deseado, tomando en cuenta que esto ocurra económicamente, además de maximizar la vida de la bomba.

Desarrollos Tecnológicos en Sistemas de Bombeo Electrocentrífugo.

Debido a la importancia que reviste la tecnología en la industria petrolera, es necesario conocer los avances que en ésta se generan, con el objetivo de implantarla en yacimientos específicos y así de ésta manera, obtener un mayor beneficio económico por la recuperación de hidrocarburos del mismo. Entre dicha tecnología están las siguientes innovaciones:

1. Motor de ESP con aplicación en zonas con altas temperatura.
2. Herramienta para monitorear en el fondo del pozo.
3. Cojinetes cerámicos para evitar el desgaste por la presencia de arenas.
4. Protección en el cable, para prevenir el contacto con la T.R.
5. Sensor de vibración en el fondo del pozo.
6. "Pump trust bearing".
7. "Variable-speed-drivers".
8. "Wellhead penetrator system".

6.3.5 Bombeo Neumático.

El bombeo neumático es la mejor alternativa en los sistemas artificiales de producción para controlar los materiales sólidos, y los problemas que se ocasionan por la presencia de arenas.

El bombeo neumático de flujo constante, se recomienda para manejar grandes volúmenes de fluido, así como para presiones altas del fondo del pozo. Por lo que, constituyen una excelente aplicación para las formaciones clásticas que manejan agua, o yacimientos con empuje de agua con índices de productividad aceptables y relación gas-aceite alta.

El bombeo neumático continuo es más eficiente, debido a que induce una alta contrapresión al yacimiento. Esto lo distingue, de los otros métodos de bombeo artificial de producción.

Los parámetros que determinan el tipo de bombeo neumático a utilizar son: Presión del fondo del pozo, la cual se obtiene de una prueba de formación, mediante correlaciones empíricas, etc.; Índice de productividad, se obtiene de ecuaciones matemáticas, que involucran gastos de flujo, presión de fondo estática y presión de fondo fluyendo; y la relación gas-aceite, que se obtiene de las pruebas de producción, correlaciones empíricas (Vogel, Standing, etc.), análisis de muestras representativas del yacimiento, etc.

Determinación de la Presión Óptima del Gas de Inyección.

La presión de inyección del gas, tiene un efecto decisivo sobre la eficiencia y operación de un pozo con bombeo neumático continuo. La selección de una presión de inyección del gas que sea muy alta, puede acarrear inversiones innecesarias en compresión y en otros equipos, mientras que presiones muy bajas, pueden causar operaciones ineficientes del sistema de bombeo, además de no poder producir un pozo a su máximo potencial.

En un sistema de bombeo neumático continuo, el gas de inyección se utiliza para mezclarse con el gas de la formación, y de esta forma, la combinación de estas dos fuentes reducen la densidad total de la columna de fluido producido.¹¹

Debido a que un gas con baja presión se debe inyectar arriba de los disparos, en ocasiones se requieren grandes volúmenes de este para que afecte la caída de presión en el yacimiento, siempre y cuando se inyecte muy arriba de los disparos. Por el contrario, si se inyecta un volumen pequeño de gas en una profundidad cercana al yacimiento, este tiene un efecto decisivo en la densidad de la columna de fluido a partir de la profundidad a la cual se inyecte, y por lo tanto, origina una caída de presión significativa en el yacimiento.

Es fundamental analizar el punto de inyección del gas, debido a que se pueden obtener beneficios tales como:

1. Mayor caída de presión en el yacimiento.
2. Mayores gastos de producción total de fluidos.
3. Menor volumen de gas requerido.
4. Disminución en los requerimientos de equipo subsuperficial.

Entre los factores que afectan la selección más económica de la presión del gas de inyección figuran: punto de burbujeo y RGA, productividad del pozo, porcentaje de agua, especificaciones de presiones en el equipo, contrapresión en la cabeza del pozo, características del gas inyectado, tipo de equipo para el sistema de bombeo, etc. Ya que algunas veces estos parámetros no se toman en cuenta, debido a la experiencia con que se cuenta al realizar la operación.

El gas total requerido de inyección para un pozo con bombeo neumático continuo, se puede determinar por técnicas de predicción del comportamiento del pozo. Los cálculos del comportamiento de éste se obtienen al resolver simultáneamente las ecuaciones de afluencia y de flujo por la tubería de producción del pozo.

La afluencia del pozo o flujo de fluido desde el radio de drene hacia al pozo, se puede simular ya sea considerando una caída de presión lineal (Índice de Productividad) o por los métodos de relación del comportamiento de afluencia (IPR). Del mismo modo, el flujo de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, se

predice por correlaciones empíricas, como las presentadas por Ross, Beggs & Brill, Orkiszewski y Hagedorn & Brown.

Avances Tecnológicos en Sistemas de Bombeo Neumático.

Es importante considerar la tecnología de vanguardia, en la selección y diseño del sistema artificial de producción, debido a que puede representar una disminución de costos que se generan por la extracción de hidrocarburos, y a su vez, incrementar la eficiencia de operación. Entre esa tecnología se encuentran:

1. "spoolable gas lift" con válvulas internas, para tubería flexible.
2. "Múltiple gas lift well controller/RTU".
3. New kickover tool".
4. Sistema de control anular.
5. "Plunger lift".
6. "Retriable ring-type latch".
7. Sistema de línea de acero recuperable para tubería flexible.
8. Válvula eléctrica colocada con línea de acero.
9. "Packoff for damaged mandrels".
10. "Spoolable side pocket mandrels".

6.3.6 Bombeo Hidráulico.

Existen dos métodos de bombeo hidráulico que se utilizan en la industria:

1. Con bombas de desplazamiento positivo, el cual consiste de un motor de combustión interna unido al pistón o embolo de la bomba.
2. Con bombas de chorro (jet pump), las cuales operan con un chorro de vapor, agua u otro fluido.

Las ventajas del bombeo hidráulico son: bomba libre de circulación, profundidad de colocación de la bomba, control del ritmo de producción, implantación en pozos desviados, no presentan problemas con la producción de arenas (debido a que este sistema de bombeo, no tiene partes en movimiento), permite la inyección de inhibidores de corrosión, etc.

Por su parte las desventajas son:

Vida de la bomba

Las bombas de desplazamiento positivo tienen menor vida funcional en comparación con las bombas de chorro (jet pump).

Presión del fondo del pozo

En el caso de bombas de chorro, no pueden trabajar con bajos valores de esta, no así para las bombas de desplazamiento positivo.

Requerimiento de personal calificado

Las bombas de desplazamiento positivo requieren del monitoreo diario, revisión continua de los fluidos empleados y tomar decisiones para mantener el sistema de bombeo en óptimas condiciones, por lo cual, el personal necesita capacitación constante y oportuna para enfrentar los problemas que se puedan presentar a través del empleo de sistemas de bombeo hidráulico.

El sistema de bombeo hidráulico al poderse utilizar a grandes profundidades lo convierte en el método más atractivo en este sentido. Las bombas que se utilizan en este método de producción pueden manejar fluidos con gas libre en la succión. Sin embargo, tanto la eficiencia como la relación gas-líquido disminuyen.

6.4 SEPARADORES.

El sistema de producción comienza en el cabezal del pozo, y debe incluir como mínimo un estrangulador, a menos que el pozo tenga implementado un bombeo artificial de producción. La apertura de dicho estrangulador determina el gasto de flujo.

En instalaciones costa afuera y bajo condiciones de riesgo, es necesario implementar en el cabezal del pozo una válvula de cierre automático, por lo que, se requiere de información de las condiciones mecánicas del pozo, así como las situaciones de riesgo que se estén presentando en el área.

Cuando el flujo de dos o más pozos están mezclados en una instalación central, es necesario instalar un juego de válvulas que permita el flujo a producción de algún otro pozo. Para establecer el tipo de válvula a utilizar, la información de la historia de producción de los pozos resulta de gran ayuda. Además, es necesario considerar que el volumen de hidrocarburos experimentan reducciones continuas de temperatura y presión desde que abandona el pozo, y hasta que llega a la superficie. Esto es muy importante, debido a que se pueden establecer las condiciones de flujo (en lo que se refirere a gasto, temperatura y presión) y de esta forma considerarlas en la selección de las válvulas a utilizar.

Por su parte, la selección de las condiciones de operación y del equipo requerido de separación en la producción de hidrocarburos, depende fundamentalmente de los objetivos que se pretendan alcanzar, por ejemplo: incrementar el ritmo de

producción, reducir los costos por compresión de gas, maximizar la recuperación de hidrocarburos líquidos, obtener productos estabilizados, etc.

El establecimiento de las condiciones óptimas de operación, se realiza de acuerdo a características como: dispositivos internos, tamaño y tipo del separador, tiempo de residencia del aceite, etapas de separación, presión y temperatura de operación, localización de se realizará la instalación del separador, entre otras.

Los separadores se clasifican como:

- a) De dos fases, si separan el gas de la corriente total de líquido.
- b) de tres fases, si separan de la corriente de líquido, el gas y el agua, además del aceite.

Los separadores de acuerdo a su geometría se clasifican en:

1. Separadores horizontales.
2. Separadores verticales.
3. Separadores esféricos.
4. Otras configuraciones (operado por fuerza centrífuga, separador de filtros, etc.).

6.4.1 Comparación entre los Separadores Horizontales y Verticales.

El conocer las desventajas o ventajas de los separadores, puede establecer que tipo de éste se requiere para las condiciones existentes de producción de un yacimiento petrolífero.

Normalmente, los separadores horizontales son más eficientes en comparación con los verticales para mantener grandes volúmenes de gas, después que el líquido por segregación gravitacional cae perpendicularmente al flujo de este. Además, el área de interfase es más larga en el separador horizontal, por lo cual, es más fácil para las burbujas de gas, salir de la solución cuando el líquido se aproxime al equilibrio. Sin embargo, los separadores horizontales no manejan los sólidos también como los separadores verticales.

Existen diversas opciones para colocar la descarga del líquido en los separadores verticales, con el fin de evitar el incremento de sólidos en la separación, lo cual trae como resultado una reducción en la eficiencia de separación.

Otro factor a considerar es la localización de la batería de separación, ya que los separadores horizontales requieren una mayor área para su colocación en comparación con los separadores verticales. Lo anterior puede no influir en la selección del separador, si la localización se realiza en tierra, pero de ser costa afuera cobraría importancia.

Los separadores horizontales tienen menor capacidad de almacenamiento de líquido, sobre un nivel normal o promedio, a diferencia de los separadores verticales.

Conocer las condiciones de parámetros como gasto de flujo, condiciones de la mezcla de hidrocarburos (porcentaje de aceite, gas y agua, temperatura y presión, etc.), entre otras, facilita el diseño y selección del separador a implementar que se requiera.

Tiempo de Residencia.

En el separador se propicia que la fase líquida y gaseosa alcancen las condiciones de equilibrio bajo la presión de trabajo. Esto se logra reteniendo al líquido en el separador por un cierto tiempo.

El tiempo de residencia se define, como el tiempo promedio que una molécula de líquido permanece en la vasija. De esta manera el tiempo de residencia es igual al volumen de líquido almacenado dividido entre el gasto de flujo del líquido.

$$Tr = \frac{Vla}{ql} \quad 6.$$

Tr = tiempo de retención , [min].

ql = gasto de líquido, [bls/min].

Vla = volumen de líquido almacenado, [bls].

De la ecuación 6.1 se puede inferir, que al aumentar considerablemente el gasto de flujo, el tiempo de residencia disminuye.

El tiempo de residencia influye en forma indirecta, a determinar las dimensiones requeridas del separador, debido a que el volumen de líquido, está en función del gasto de líquido y de dicho tiempo.

Por otro lado, la densidad relativa del aceite, es un parámetro importante en la determinación del tiempo de residencia. De acuerdo a ésta y a la norma API-12J se puede establecer el tiempo óptimo.

6.4.2 Dimensionamiento de los Separadores Horizontales.

Para dimensionar los separadores horizontales, es necesario seleccionar tanto el diámetro como la longitud de la vasija tapa a tapa. Esta selección debe satisfacer las condiciones de la capacidad del gas, de tal forma que permita a las partículas de líquido, caer del gas al volumen de este, cuando el gas recorra la longitud efectiva de la vasija. El diseño además debe proporcionar el tiempo de retención suficiente para que el líquido alcance el equilibrio.¹⁸

En la selección de los componentes internos del separador (mampara, extractor de niebla, etc.) se debe considerar el tipo de fluido a producir, en que etapa de separación se va a colocar el separador, etc.

6.4.2 Dimensionamiento de los Separadores Verticales.

El separador vertical requiere de un diámetro mínimo que permita a las partículas de líquido separarse del movimiento vertical del gas.

Los requerimientos de tiempo de retención del líquido, precisan de una combinación de diámetro del separador y del volumen que éste puede manejar.

La longitud tapa a tapa de la vasija, se debe determinar de la geometría de ésta, una vez que se conocen el volumen de líquido, así como el diámetro y altura requerida.

REFERENCIAS.

1. Wiggins, M.L.: "A Manual for Petroleum Reservoir Management", The Crisman Inst. for Petroleum Reservoir Management, Texas A&M University, College Station Texas (May 1989).
2. Garaicochea, F. : "Apuntes de Comportamiento Primario de los Yacimientos", Facultad de Ingeniería UNAM, México D.F., 1972.
3. Gipson, F., Clegg, J., Capps, B. y Wilson, P.: "Selection of Artificial Lift Method", SPE paper No. 10337 prepared for the 56th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas (Oct. 4 - 7 1981).
4. Gault, R.H.: "Designing a Sucker - Rod Pumping System for Maximum Efficiency", SPE Production Engineering (Nov. 1987) 284.
5. Powers, M.L.: "Special Considerations for Electric Submersible Pump Applications in Underpressured Reservoir", SPE Production Engineering (Aug. 1992) 301.
6. Neuroth, D.H.: "Design Features of Improved Electric-Sumergible-Pump Cable to Withstand Installation and Service Condition", SPE Production Engineering, (Feb. 1989) 83.

7. Powers, M.L.: "Economic Consideration for Sizing Tubing and Power Cable for Electric Submersible Pumps", SPE Production Engineering, (May 1988) 217.
8. Schmidt, Z., Dady D.R.: "System Analysis for Sucker-Rod Pumping", SPE Production Engineering, (May 1989) 125.
9. Clegg, J.D., Bucaram, S.M., Hein, N.W.: "Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods", SPE 24834, (Dec. 1983) 1128.
10. Bucaram, S.M., Patterson, J.C.: "Managing Artificial Lift", JPT, (April 1994) 335.
11. Feitosa, G.S., Chu, Lifu., Thompson, L.G., Reynolds, A.C.: "Determination of Permeability Distribution from Well-Test Pressure Data", JPT, (July 1989) 607.
12. Oliver, D.S.: "The Averaging Process in Permeability Estimation From Well-Test Data"; SPEPE (Sept. 1990) 319.
13. Yeh, N.S. and Agarwal, R.G.: "Pressure Transient Analysis of Injection Wells in Reservoir with Multiple Fluid Banks", paper SPE 19775 presented at the 1989 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Oct. 8-11.
14. Chain, R., Mountford, C. T., Raghavan, R., Thomas, G.W.: "Determination of Reservoir Properties From Backpressure Test with Applications to Reservoir Simulation", JPT, (May 1976) 603.
15. Gasca, W.: "Instalación de Aparejos de Bombeo Neumático con Diseño Económico", Revista AIPM, México, D.F., (Enero 1993) 19.
16. Redden, J., Glen, T.A., Blann, J.R.: "Optimizing Gas Lift Systems", SPE paper 5150, prepared for the 49th. Annual Fall Meeting of SPE, Oct. 6-9, 1974, Houston, Texas.
17. Blann, J.R., Williams, J.D.: "Determining the most Profitable Gas Injection Pressure for a Gas Lift Installation", JPT (Aug. 1984) 1305.

7. LA INFORMACION EN LA RECUPERACION DE HIDROCARBUROS.

7.1 GENERALIDADES.

Como ya se indicó, la energía que requieren los yacimientos, debe ser de tal magnitud que permita el flujo de los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie. Esta energía debe ser capaz de vencer las caídas de presión que se generan en diversas etapas del sistema de producción, esto es: a través del medio poroso, a través de las perforaciones de la tubería de revestimiento, a lo largo de la tubería de producción, a través del estrangulador, y a lo largo de la tubería de escurrimiento (descarga).

En la mayoría de los yacimientos, durante el inicio de su explotación, la energía original es suficiente para desplazar los hidrocarburos desde la formación almacenadora hasta los separadores. Pero conforme avanza la explotación del yacimiento, la presión va disminuyendo cada vez más hasta alcanzar un valor de la misma, en la que los fluidos no logran llegar a la superficie, o bien, en que los gastos que se obtienen a una cierta presión no resultan económicamente explotables.

Por lo anteriormente expuesto, se debe aprovechar la energía original del yacimiento, a través de técnicas de recuperación primaria, para lograr así contribuir lo mejor posible con el objetivo de la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos.

Aún con la aplicación de éstas técnicas de recuperación primaria, permanece en el medio poroso un gran volumen de hidrocarburos. Debido a esto, hace ya algún tiempo que se vienen aplicando las técnicas de recuperación secundaria y terciaria (mejorada) con la finalidad de incrementar la recuperación final de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

Actualmente, existe una gran variedad de técnicas de recuperación secundaria y terciaria que, en caso de pretender implementar alguna de ellas, se deben evaluar tanto técnica como económicamente, para seleccionar aquella que resulte más rentable en la explotación del yacimiento.

Para planear adecuadamente estas técnicas, se requiere tener un conocimiento pleno de las características del sistema roca - fluidos; es por ello que para llevar al cabo la evaluación técnica del mismo, se requiere realizar un estudio de caracterización, en el cual se muestren todos aquellos parámetros que pueden influir en el comportamiento del yacimiento bajo ciertos métodos de recuperación secundaria o terciaria.

En la caracterización del yacimiento, la cual se va realizando y actualizando desde los inicios de su explotación, confluyen una gran diversidad de disciplinas, cada una de las cuales contribuye con información y comentarios, que desde el punto de vista de su área se puedan generar. Esta información, debe tener ciertas características para que resulte aceptable el proyecto, como fehaciente y suficiente.

Por este motivo la planeación e implantación de un proyecto de recuperación secundaria o terciaria por los grupos multidisciplinarios, es fundamental para obtener el mayor beneficio económico en la explotación de un yacimiento petrolífero; asimismo, la tecnología de avanzada llega a ser un factor muy importante en la persecución de ese objetivo; por citar algún ejemplo, los simuladores numéricos representan un gran beneficio en este tipo de proyectos, puesto que mediante ellos es posible "explotar" los yacimientos bajo diversas condiciones de producción e inyección, y con diferentes patrones de pozos.

El estudio del proyecto de recuperación secundaria o terciaria quedaría incompleto si solamente se analiza su factibilidad técnica, por lo que es necesario además, llevar al cabo un estudio económico con el fin de determinar la rentabilidad, considerando desde luego el entorno social, político y económico del país en que se pretenda implementar.

7.2 RECUPERACION SECUNDARIA

En este subcapítulo, se definen ciertos conceptos en los que generalmente se tienen confusión dentro de la Recuperación Secundaria, estos son: mantenimiento de la presión del yacimiento, recuperación secundaria, terciaria y mejorada. La confusión se debe a la variedad de posturas que se tienen sobre la existencia de diversos tipos de recuperación, además de la obtenida por medio de la energía propia del yacimiento (recuperación primaria); sin embargo, cualquiera que sea el criterio, se tiene un objetivo común para todas ellas, que es el incremento de la recuperación final de los hidrocarburos de un yacimiento petrolífero.

Tradicionalmente, desde fines del siglo pasado y principios del presente, cuando la energía propia de los yacimientos petrolíferos en explotación se agotaba o disminuía de tal forma que los gastos de producción no resultaban costeables, se procedía a inyectar fluidos (aire, gas natural o agua) a los mismos, con el fin de represionarlos y poder así incrementar dichos gastos, y en consecuencia la recuperación final de los hidrocarburos. A la inyección de este tipo de fluidos al yacimiento, después de que el agotamiento de éste se presentaba, con el fin de represionarlo, es a lo que comúnmente se le entendía como recuperación secundaria. ⁽¹⁾

A la Recuperación Secundaria, se le puede definir como toda aquella actividad encaminada a lograr una recuperación de hidrocarburos, adicional a la que se

obtendría con la energía propia del yacimiento, adicionando a éste una energía extraña al mismo, en cualquier etapa dentro de la vida productiva del yacimiento.

En cuanto al mantenimiento de la presión del yacimiento, se puede decir que consiste en proporcionarle energía adicional, desde etapas de la vida productora anteriores a su agotamiento, al fin de mantener la presión entre valores adecuados para los fines económicos y de recuperación requeridos.

La recuperación secundaria tiene como finalidad impartir energía externa al yacimiento, con el objetivo de desplazar el aceite remanente durante o al final de la recuperación primaria, y de esta manera incrementar la recuperación final de los hidrocarburos del yacimiento.

La recuperación terciaria, al igual que la secundaria, incrementa la recuperación final por medio de la aportación de energía externa al yacimiento, después de que se efectuó una recuperación secundaria.

La recuperación mejorada se puede ver como la aplicación de métodos más sofisticados, que aumentan la recuperación en forma notable. Las operaciones que involucran este tipo de tratamiento, se aplican después de que finaliza la recuperación terciaria, sin embargo, para fines prácticos los términos recuperación terciaria y mejorada se consideran sinónimos por varios autores en diversos países, y así se hará en el presente trabajo.

De los conceptos anteriormente citados, y tomando como base el de recuperación secundaria, se puede concluir que: el mantenimiento de la presión, la recuperación terciaria y la recuperación mejorada son casos particulares de la recuperación secundaria.

Antiguamente, se decía que en algunas situaciones era factible implementar algún método de recuperación terciaria (mejorada), aún sin antes haber empleado recuperación secundaria, pero de acuerdo con las definiciones establecidas con anterioridad, tales ideas no son válidas actualmente, esto es, no se puede llevar al cabo un método de recuperación terciaria sin haber implementado antes uno de secundaria.

Esto último, permite observar con mayor claridad la diferencia existente entre los diversos métodos dentro de la Recuperación Secundaria; el tipo depende del orden cronológico en que se pretenda implementar, y no de los métodos y tipo de fluidos que se vayan a utilizar.

Como se ha venido señalando, los métodos de Recuperación Secundaria, consisten en adicionar energía externa al yacimiento, la cual puede ser mecánica o calorífica. La energía mecánica se logra mediante la inyección al yacimiento de fluidos líquidos o gaseosos, los cuales desplazan el aceite residual (remanente) en el medio poroso.

obtendría con la energía propia del yacimiento, adicionando a éste una energía extraña al mismo, en cualquier etapa dentro de la vida productiva del yacimiento.

En cuanto al mantenimiento de la presión del yacimiento, se puede decir que consiste en proporcionarle energía adicional, desde etapas de la vida productora anteriores a su agotamiento, al fin de mantener la presión entre valores adecuados para los fines económicos y de recuperación requeridos.

La recuperación secundaria tiene como finalidad impartir energía externa al yacimiento, con el objetivo de desplazar el aceite remanente durante o al final de la recuperación primaria, y de esta manera incrementar la recuperación final de los hidrocarburos del yacimiento.

La recuperación terciaria, al igual que la secundaria, incrementa la recuperación final por medio de la aportación de energía externa al yacimiento, después de que se efectuó una recuperación secundaria.

La recuperación mejorada se puede ver como la aplicación de métodos más sofisticados, que aumentan la recuperación en forma notable. Las operaciones que involucran este tipo de tratamiento, se aplican después de que finaliza la recuperación terciaria, sin embargo, para fines prácticos los términos recuperación terciaria y mejorada se consideran sinónimos por varios autores en diversos países, y así se hará en el presente trabajo.

De los conceptos anteriormente citados, y tomando como base el de recuperación secundaria, se puede concluir que: el mantenimiento de la presión, la recuperación terciaria y la recuperación mejorada son casos particulares de la recuperación secundaria.

Antiguamente, se decía que en algunas situaciones era factible implementar algún método de recuperación terciaria (mejorada), aún sin antes haber empleado recuperación secundaria, pero de acuerdo con las definiciones establecidas con anterioridad, tales ideas no son válidas actualmente, esto es, no se puede llevar al cabo un método de recuperación terciaria sin haber implementado antes uno de secundaria.

Esto último, permite observar con mayor claridad la diferencia existente entre los diversos métodos dentro de la Recuperación Secundaria; el tipo depende del orden cronológico en que se pretenda implementar, y no de los métodos y tipo de fluidos que se vayan a utilizar.

Como se ha venido señalando, los métodos de Recuperación Secundaria, consisten en adicionar energía externa al yacimiento, la cual puede ser mecánica o calorífica. La energía mecánica se logra mediante la inyección al yacimiento de fluidos líquidos o gaseosos, los cuales desplazan el aceite residual (remanente) en el medio poroso.

Por otro lado, la energía calorífica permite disminuir la viscosidad del aceite (μ_0), y por ende, aumentar su movilidad (K_0/μ_0) mediante la inyección de vapor de agua o la combustión en el medio poroso; además el calentamiento en el fondo del pozo es importante, ya que puede afectar al yacimiento en su recuperación.

Los métodos de Recuperación Secundaria más comunes son:

1. Inyección de agua.
2. Inyección de gas natural.
3. Métodos térmicos
 - a. Inyección de vapor (cíclica o intermitente y continua).
 - b. Combustión in situ.
4. Miscibles.
5. Inyección de agua con polímeros.
6. Reductores de tensión interfacial.
7. Inyección de baches con gradación de miscibilidad.
8. Miscelares.
9. Microemulsiones.
10. Gas inerte.
11. Espumas.
12. Otros métodos sofisticados.

A través de la historia de los yacimientos petrolíferos a nivel mundial, se ha visto que los métodos que se utilizan con mayor frecuencia en la recuperación secundaria son: la inyección de agua y la de gas natural. En recuperación terciaria (mejorada) se utilizan otros como la inyección de vapor, combustión in situ, etc.

Además, como se puede ver en el listado anterior, existen métodos que son combinaciones de fluidos, por ejemplo: los polímeros se pueden utilizar conjuntamente con el agua de inyección, para controlar la relación de movilidad efectiva; algunas soluciones miscelares u otros químicos se pueden utilizar frente al agua de inyección para reducir la saturación de aceite residual (remanente).

Debido a que el método de Recuperación Secundaria más importante a nivel mundial, y que particularmente ha tenido mayor éxito en México, es el de inyección de agua, este capítulo se refiere únicamente a este método.

7.2.1 Enfoque de la Administración Integral de Yacimientos en la inyección de agua.

Hace años, el yacimiento fue el único punto que se consideraba importante, dentro de la implementación de un proyecto de inyección de agua; sin embargo, hoy en día, y bajo un enfoque de la Administración Integral de Yacimientos, esta visión ha cambiado, puesto que ahora la importancia la tiene el sistema, que comprende

desde luego al yacimiento, así como a los pozos e instalaciones superficiales (en estos dos últimos tanto de producción como de inyección).

Como se puede observar, la administración considera un sistema, cuyas partes se encuentran estrechamente relacionadas, y por lo tanto, cada una de ellas se debe estudiar con el mayor detalle posible, para analizar los efectos que pueden tener una sobre otra, todo esto con el fin de obtener el máximo beneficio económico de los hidrocarburos de un yacimiento.

En un proyecto de inyección de agua, existen dos etapas muy importantes para conseguir que tenga éxito: la planeación y el monitoreo del mismo. La planeación, al igual que en cualquier otro tipo de proyectos, resulta de gran importancia, por que en ella se fijan los objetivos del estudio, así como las actividades que se deberán llevar al cabo para alcanzarlos en un tiempo estipulado. Por otro lado, el monitoreo del proyecto es una etapa que se debe considerar dentro de la planeación, y es muy importante que de esta forma se puedan evaluar ciertos parámetros durante el desarrollo del proyecto, para determinar si se está cumpliendo con lo programado, de no ser así, tratar de corregir las anomalías que se puedan presentar.

Los puntos que se deben considerar en el diseño de un proyecto de inyección de agua, son los siguientes²:

1. Una adecuada caracterización del yacimiento.
2. El comportamiento del yacimiento y la forma para estimar tanto la eficiencia de barrido como la recuperación del aceite, en diferentes etapas del agotamiento.
3. Los pozos de producción/inyección, además de sus gastos, presiones y perfiles de variación de los fluidos.
4. La calidad y el tratamiento de agua.
5. Mantenimiento y comportamiento de las instalaciones.
6. Verificación mensual del comportamiento actual con el teórico, para determinar la eficiencia de la inyección de agua.
7. Sistema de la información de la Administración Integral del Yacimientos, y el control del comportamiento (datos adecuados del comportamiento por pozo).
8. Diagnóstico de problemas existentes/potenciales y sus posibles soluciones.
9. Seguimiento económico.
10. Trabajo en equipo.

Es en este tipo de proyectos, se requiere tanto de una gran cantidad de información técnica como de una estrecha colaboración entre distintas disciplinas, en las cuales destacan la Geología y las Ingenierías de Yacimientos, de Producción, y "Económica".

El área de Ingeniería de Yacimientos, es la que se encarga de integrar toda la información a cerca de la caracterización del yacimiento en estudio, para analizar, con la ayuda de los simuladores numéricos, diversas alternativas de producción - inyección, y seleccionar aquella que contribuya de una mejor manera con el objetivo de la Administración Integral de Yacimientos. Como ya se mencionó con antelación, se requiere de una gran cantidad de información técnica, como la historia de producción (presiones, gastos, RGA's, etc.) y las características del yacimiento (tipo de estructura, echados, mapas de cimas, de bases, de isopropiedades como las isopermeabilidades y las isopacas, etc., información obtenida del análisis de muestras de rocas y fluidos, entre otras).

De lo anterior como se puede observar, que existe una gran cantidad de datos que genera la Geología, tanto de exploración como de explotación, con ayuda de otras disciplinas, como la Sedimentología y la Paleontología. Es por ello, que la comunicación entre la Geología y la Ingeniería de Yacimientos, se debe establecer sin obstáculo alguno.

La integración de toda la información técnica permite a la Ingeniería de Yacimientos, entre otras cosas, analizar diversos patrones de flujo, seleccionar localizaciones para los pozos de inyección, estimar su inyectividad, recomendar la perforación de pozos adicionales y estimar la eficiencia de barrido por el agua de inyección.

La función que desempeña la Ingeniería de Producción también resulta importante, puesto que esta área se encarga de seleccionar la fuente de abastecimiento de agua, diseñar y seleccionar el equipo de tratamiento de agua, "specification of metering and testing facilities", "investigation of corrosion or scaling tendencies", y revisar los pozos ya existentes para determinar si requieren de algún tipo de reparación.

Además de las anteriores, existen otras áreas que, aunque no menos importantes, participan en la explotación de los yacimientos petrolíferos; estas son: las Matemáticas, la Física, la Química y la Computación. Las tres primeras contribuyen con el desarrollo de métodos de sus respectivas áreas, mientras que la última con la aplicación de las mismas.

Una vez que las áreas de Yacimientos y de Producción, seleccionan la alternativa más adecuada para el proyecto de inyección y la infraestructura que se requerirá para implementar el mismo, respectivamente, se debe realizar la evaluación económica del proyecto analizado para determinar si el mismo resulta redituable.

Durante la implantación del proyecto de inversión, las áreas de Yacimientos y de Producción, continúan efectuando un papel importante, la primera en la revisión continua del comportamiento del yacimiento y en la actualización de lo proyectado con lo real, mientras que la segunda en la operación y mantenimiento de las instalaciones de producción y de inyección, de acuerdo con el programa que se haya establecido con anterioridad.

Lo anterior muestra un panorama general del tipo de información que se requiere, para llevar al cabo un proyecto de inyección de agua en un yacimiento petrolífero; además, señala la indispensable cooperación que debe existir entre ciertas disciplinas, para implementar dicho proyecto con la finalidad de obtener el máximo beneficio económico de los hidrocarburos contenidos en un yacimiento petrolífero.

En muchas ocasiones el empleo de la tecnología de avanzada, durante la implantación del proyecto de inyección de agua, contribuye con el alcance de ese objetivo. Para ello, se debe analizar la factibilidad de su uso mediante un estudio técnico - económico.

Actualmente, existe una gran variedad de tecnología de punta, que se puede utilizar en cada una de las partes que constituyen el sistema: en el yacimiento, en el pozo y en las instalaciones superficiales; por ejemplo, para el estudio del yacimiento existe una amplia gama de simuladores numéricos, que permiten determinar el avance del frente de agua bajo ciertas condiciones de producción e inyección.

7.2.2 La Simulación Numérica en la Inyección de Agua.

El uso adecuado de la tecnología de punta en la explotación de los yacimientos petrolíferos, contribuye con el objetivo de la Administración Integral de los mismos, específicamente en los proyectos de inyección de agua, resultan de gran utilidad los simuladores numéricos de yacimientos, ya que mediante ellos se puede determinar el comportamiento del yacimiento bajo ciertas condiciones de producción e inyección.

Debido a que actualmente existen computadoras con una gran velocidad de procesamiento, es posible analizar diversas alternativas de producción - inyección en el yacimiento, o bien, verificar la "sensibilidad" del comportamiento del mismo a las diversas propiedades de la roca o de los fluidos. Para el uso de este tipo de tecnología (simuladores), no solo se requiere de una gran habilidad del usuario, sino también de una gran cantidad de información.

Los simuladores numéricos, representan el flujo de fluidos del yacimiento de celda (bloque) a celda, en un cierto número de dimensiones (para mayor detalle consultar el capítulo 8 del presente trabajo: Simulación Matemática de Yacimientos). A cada una de estas celdas, se les debe asignar propiedades del yacimiento como:

porosidad, permeabilidad, presión y saturaciones de fluidos; además información de los pozos, por ejemplo: ubicación, índice de productividad, gastos de producción o inyección, y ciertas limitantes como "límites económicos", RGA's, agua emulsionada y presión de fondo fluyendo mínima. Las celdas también deben contener propiedades de los fluidos y de las rocas: análisis PVT del aceite, agua y gas, compresibilidad de la roca, permeabilidad relativa para cada una de las fases fluyentes.

De acuerdo con la clasificación de simuladores que se muestra en el capítulo 8 (Simulación Matemática de Yacimientos) del presente trabajo, se puede observar que existen simuladores de una, dos o tres dimensiones. La selección del número de dimensiones depende de varios factores: 1) del tipo de situación que se desee estudiar, 2) de las fuerzas que están presentes en el yacimiento y que se desean simular, y 3) del tiempo y costo con que se cuentan para realizar el estudio.

Para modelar los efectos de barrido de agua y gas es necesario utilizar los modelos de dos dimensiones. Estos modelos pueden ser del tipo radial, de sección transversal o areal; los dos primeros son muy útiles en la simulación de la conificación del agua y/o del gas y de los efectos gravitacionales, mientras que los últimos lo son para simular los efectos de barrido.

Los modelos de dos dimensiones del tipo radial son útiles en: la determinación de los gastos de producción a los cuales se conificaría el agua o el gas, y en la evaluación de los efectos de las barreras de lutitas, baja permeabilidad vertical, y rebasamiento superior o inferior del gas y agua inyectados. En cambio, los modelos de dos dimensiones del tipo areal, son muy útiles en la determinación de los patrones óptimos de pozos de inyección de agua y de gas, con el fin de maximizar la recuperación de los hidrocarburos de los yacimientos petrolíferos. Además, estos últimos modelos son útiles para la determinación de la entrada de agua para configuraciones de yacimientos que no tienen solución analítica.

Los modelos de tres dimensiones, son los más completos que se tienen dentro de la simulación numérica de yacimientos, puesto que consideran la mayoría de las fuerzas que se presentan en los mismos; estos modelos consideran tanto los efectos de barrido areal como los verticales.

Uno de los parámetros que presenta mayor dificultad en los estudios de simulación, es la selección del tamaño de las celdas (bloques) de la malla. El tamaño de la celda depende del comportamiento del yacimiento que se desea simular. Por ejemplo, si se desea emplear un modelo de dos dimensiones para estudiar el comportamiento de un yacimiento, que presenta expansión del sistema roca - fluidos o con gas disuelto como mecanismo de empuje, se puede utilizar una malla gruesa. En cambio, las mallas finas se utilizan en la simulación de proyectos de inyección, siempre y cuando se pueda trazar la interfase entre el fluido inyectado y el aceite.

De acuerdo con estudios realizados para determinar el efecto del tamaño de la malla en las predicciones de recuperación, mediante la comparación de los resultados obtenidos con el uso de dos modelos ³, uno de aceite negro de dos dimensiones (con diferentes sistemas de mallas, Fig. 7.1) y otro que no fue un modelo multiceldas (modelo estratificado con desplazamiento tipo pistón), se observó que el sistema de malla más fino proveía la proyección más correcta, (Fig. 7.2). En este estudio se llegó a la conclusión de que para simular el barrido de un yacimiento bajo un cierto programa de inyección, se debe utilizar un sistema de malla que tenga por lo menos dos celdas entre los pozos productores y los inyectores. De acuerdo con la experiencia se ha visto que un número razonable para usar en este tipo de estudios es de 1000 a 1500 celdas.

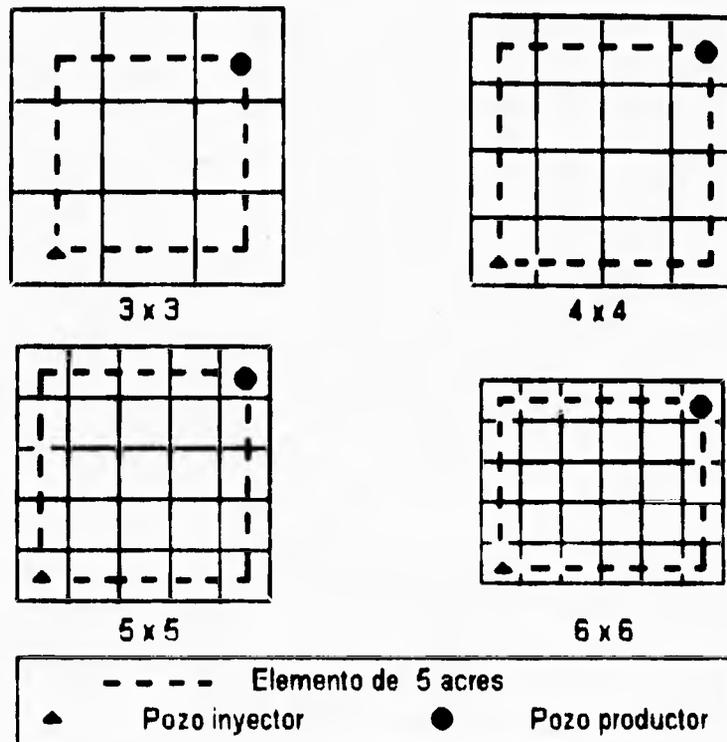


Fig. 7.1 Sistemas de malla utilizados para estudiar la influencia del tamaño de la malla en los cálculos del modelo.

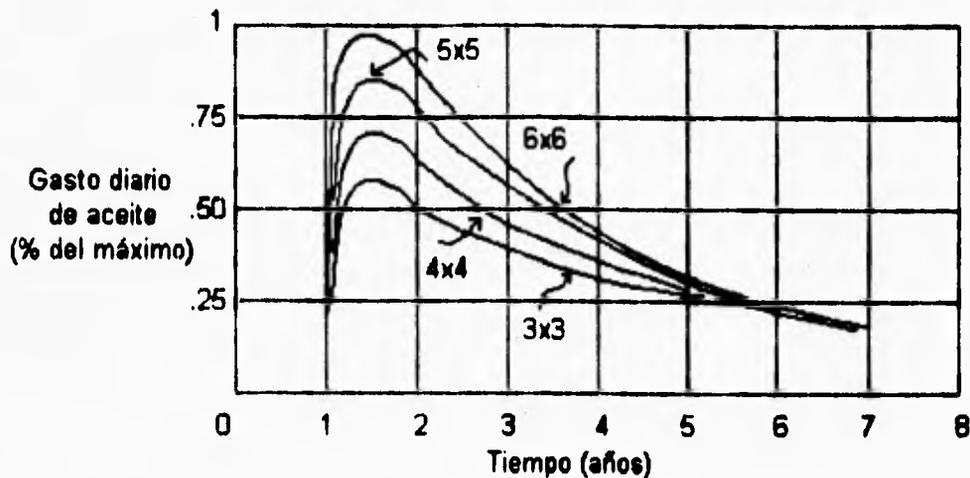


Fig. 7.2 Comparación entre los gastos de producción calculados utilizando varios sistemas de mallas.

7.3 LA INFORMACION EN LA INYECCION DE AGUA.

Quando se pretende implantar un proyecto de inyección de agua, se debe tener un conocimiento íntegro a cerca de las características del sistema roca - fluidos, para poder llevar su planeación. Específicamente, los parámetros que se deben conocer y analizar con mayor detalle, son aquellos que tengan una mayor influencia en la eficiencia de barrido.

La planeación de este tipo de proyectos debe considerar el monitoreo de ciertos parámetros en su programa, con el fin de evaluar el comportamiento del yacimiento bajo el mecanismo de inyección, así como las condiciones bajo las cuales se encuentran operando tanto los pozos (productores e inyectores), como las instalaciones superficiales. De estas últimas, los sistemas de inyección de agua revisten gran interés, toda vez que en ellos se va a realizar el tratamiento y mantenimiento del agua que se pretende inyectar.

7.3.1 Propiedades Básicas de las Rocas del Yacimiento.

Un requisito básico para comprender el comportamiento del agua de inyección, es conocer las propiedades básicas de las rocas del yacimiento: mojabilidad de la roca, distribución de los fluidos, presión capilar, permeabilidades relativas, saturaciones de agua congénita y porosidad, entre otras.

Además de las propiedades básicas de las rocas del yacimiento, se requiere conocer otro tipo de información, como la composición de los fluidos presentes en el yacimiento (agua, gas, aceite). El conocimiento de este tipo de parámetros, permite

determinar las características que debe tener el agua de inyección, en algunas ocasiones será necesario agregar algún tipo de productos químicos, con el fin de mejorar la eficiencia de barrido.

Mojabilidad de la Roca.

Este parámetro representa la tendencia de un fluido para esparcirse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles.⁴ La determinación de este parámetro se realiza mediante pruebas, a muestras de roca en el laboratorio. El efecto de la preferencia de la roca a ser mojada, ya sea por agua o por aceite, sobre la permeabilidad relativa se discute en el análisis de la misma.

Distribución de Fluidos.

La figura 7.3 ilustra la distribución de los fluidos durante la inyección de agua en una formación mojada por agua. En la porción del yacimiento que no se ha afectado, la saturación de agua congénita es baja, y existe, como una película alrededor de los granos. El espacio poroso restante se encuentra lleno de aceite. En la zona en la cual tanto el agua como el aceite se encuentran fluyendo, parte del aceite existe en forma de canales continuos, algunos de los cuales tienen ramificaciones truncadas. En otras partes, el aceite se encuentra aislado y atrapado como glóbulos, debido a la invasión de agua. Al final de la inyección, este aceite es el que existe en la roca.

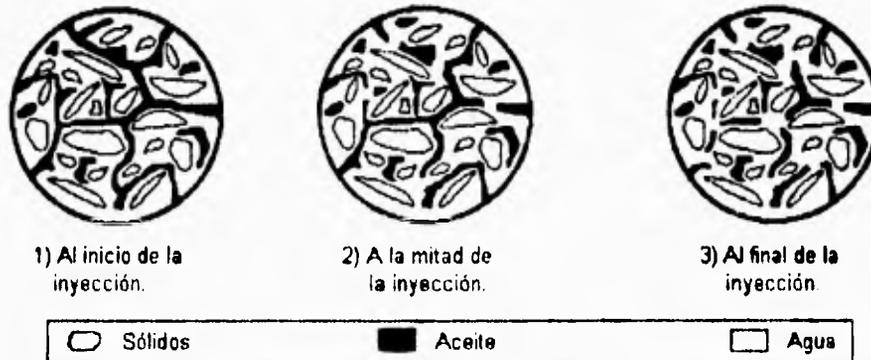


Fig 7.3 Distribución de fluidos durante la inyección de agua en una roca mojada por agua.

La figura 7.4, muestra la distribución de los fluidos durante la inyección de agua en una formación mojada por aceite. Conforme el agua de inyección entra a la roca forma canales de flujo tortuosos pero continuos a través de los poros mas grandes. Con el progreso de la inyección, se invaden los poros más pequeños y forman otros canales de flujo. Cuando se forman suficientes canales de flujo que permitan el paso del agua (casi sin restricción), el flujo de aceite prácticamente cesa. La saturación de aceite residual (S_{OR}) existe en los canales de flujo más pequeños y como una película en los canales de flujo más largos.

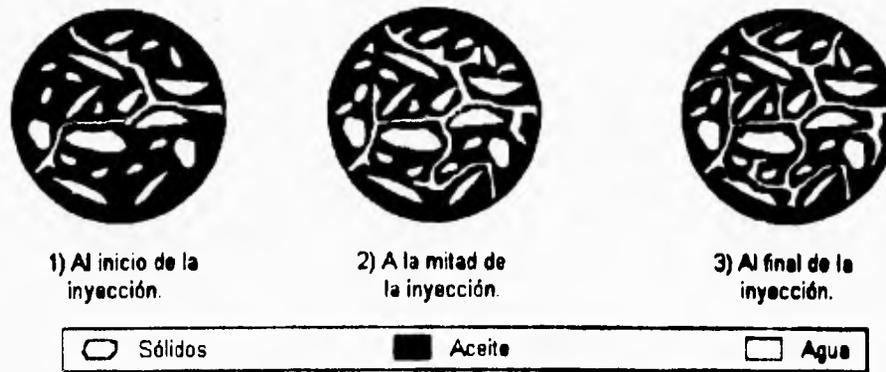


Fig. 7.4 Distribución de fluidos durante la inyección de agua en una roca mojada por aceite.

De todo lo anterior, se puede concluir que la distribución de los fluidos en el medio poroso, depende de la mojabilidad de la roca así como de la dirección del cambio de saturación.

Presión Capilar.

La presión capilar para cualquier tipo de roca, es la fuerza distribuida que se requiere para empujar un fluido a través de un poro de cierto tamaño. ⁵ La magnitud de la P_c es función del tamaño de poro, el ángulo que se forma entre la fase mojante y la superficie de roca, y de la tensión interfacial existente en la superficie de la fase mojante. Debido a la P_c , los poros más pequeños tienden a ser ocupados por el agua, mientras que los más grandes por aceite. Los datos de P_c se pueden utilizar para determinar la distribución de saturación en el yacimiento, además permite determinar aunque cualitativamente la distribución del tamaño de poro.

Permeabilidades Relativas.

Las permeabilidades relativas son resultado del efecto combinado de la geometría del poro, mojabilidad, distribución de los fluidos, y de la historia de saturación.

La mojabilidad y la dirección del cambio de saturación (drene o imbibición), influyen en la distribución del fluido de la fase mojante o no mojante dentro del espacio poroso. A esta dependencia en la trayectoria se le denomina "hysteresis" y se aplica a la diferencia en propiedades multifásicas o de la roca que dependen de la dirección del cambio de saturación.

En una roca que es fuertemente mojada por agua, la imbibición frecuentemente ocurre de manera espontánea, sin aplicar presión adicional, o esta ocurrirá por inyección de agua a la roca para incrementar la saturación. Por otra parte, la inyección de agua a una roca mojada por aceite originará un proceso de drene.

Debido a este fenómeno, tanto las curvas de P_c como de K_r presentan "hysteresis". La figura 7.5 muestra una situación típica donde se observan las características de

K_r y de drene e imbibición en términos de la saturación de la fase mojante. La figura 7.6 muestra los datos de P_c para una roca fuertemente mojada por agua con "hysteresis".

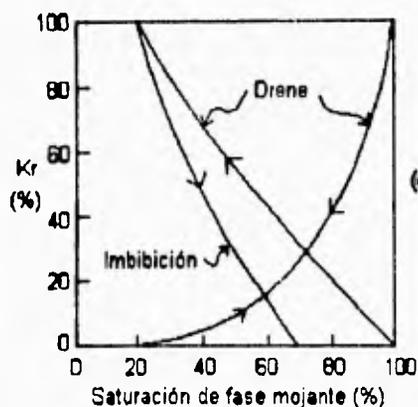


Fig. 7.5 Características de la permeabilidad relativa durante el drene y la imbibición.

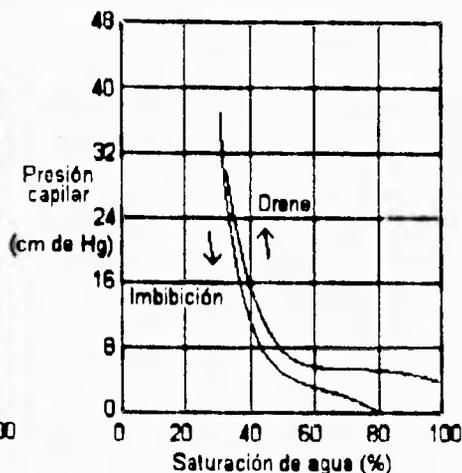


Fig. 7.6 Características de la presión capilar en una roca mojada por agua.

7.3.2 Factores que afectan las Eficiencias de barrido.

Antes de analizar los diversos factores que afectan la eficiencias de barrido, es conveniente citar los diferentes tipos de eficiencias.

- Eficiencia areal (E_a).
- Eficiencia de barrido (E_p).
- Eficiencia de invasión o vertical (E_i).
- Eficiencia volumétrica (E_v).
- Eficiencia de desplazamiento (E_d).
- Eficiencia de Recuperación Total del Yacimiento (E_r).

Factores que afectan la eficiencia de barrido areal.

a) Patrón de flujo (arreglo de pozos).

El arreglo de los pozos inyectoros y productores es uno de los factores que influye en la eficiencia de barrido areal. En la actualidad, existe una gran diversidad de arreglos: de 4 pozos, de 5,7,9, etc. En la literatura especializada, se encuentran las eficiencias de barrido areal al rompimiento para cada uno de los arreglos de pozo, por ejemplo, para un arreglo de 7 pozos invertido, y con una relación de movilidad de 4, se tiene un rango de eficiencia de barrido areal al rompimiento de 63 - 63.6%.

o) Relación de movilidades (M).

Por definición, la relación de movilidades es el cociente resultante de la movilidad del fluido desplazante entre la movilidad del fluido desplazado (movilidad = k/μ). La eficiencia de barrido areal es alta y por ende favorable en aquellas situaciones en que la relación de movilidad sea mayor o igual a 1. Por ejemplo, para un sistema agua - aceite, la eficiencia areal será favorable cuando el producto de $K_w \cdot \mu_o$ sea mayor que el producto $K_o \cdot \mu_w$ (ver ecuación 7.1).

$$M = \frac{\frac{k_w}{\mu_w}}{\frac{k_o}{\mu_o}} = \frac{k_w \times \mu_o}{k_o \times \mu_w} \quad 7.$$

c) Inyección cruzada de agua.

En estudios realizados para analizar el efecto que se tendría en la recuperación de hidrocarburos, por medio de la inyección de agua en forma perpendicular en un arreglo de 5 pozos, se concluyó que por lo menos en un sistema de permeabilidad uniforme se tiene poco beneficio en este tipo de arreglo.

d) Permeabilidad direccional.

Asimismo, se llegó a la conclusión de que la mayor eficiencia areal se obtiene cuando la dirección de máxima permeabilidad es paralela a la línea que conecta a los pozos de inyección adyacentes.

e) Fracturas horizontales.

Las fracturas horizontales en los pozos, ya sean de inyección o de producción, equivalen a un incremento en el diámetro de los mismos. Se ha visto que las fracturas pueden incrementar la inyectividad de los fluidos de los pozos y la eficiencia de barrido; sin embargo, conforme el radio aumenta, la eficiencia areal de barrido puede disminuir drásticamente.

f) Fracturas verticales.

En estudios realizados al respecto se llegó a la conclusión de que, el efecto de las fracturas verticales es significativo en el barrido, cualquiera que sea su orientación, pero el efecto menor cuando se tiene un 90% de agua emulsionada.

Factores que afectan la eficiencia volumétrica.

a) Relación de movilidad.

b) Fuerzas gravitacionales.

c) **Fuerzas capilares.**

7.3.3 Monitoreo de la Inyección de Agua.

Una vez que se lleva a cabo el proyecto de inyección de agua, es necesario que se realice una evaluación continua del comportamiento del yacimiento, con el fin de verificar si éste se aproxima a lo real. Además, se deben revisar las condiciones con cierta periodicidad, así como de las instalaciones superficiales de producción e inyección.

El seguimiento o monitoreo de las operaciones durante la implantación del proyecto de inyección, es una de las etapas que constituye el proceso de la Administración Integral de Yacimientos. Mediante este monitoreo continuo es factible determinar posibles anomalías, lo cual permite realizar las actividades pertinentes para evitar que se traduzcan en problemas futuros.

El monitoreo debe comprender a todos los componentes del sistema: el yacimiento, los pozos, así como el sistema de inyección de agua.

Yacimiento.

El monitoreo del comportamiento del yacimiento, es tal vez una de las actividades más importantes, no sólo cuando se encuentra bajo ciertas condiciones de inyección, sino a lo largo de su vida productiva.

Para llevar a cabo un monitoreo efectivo del comportamiento del yacimiento, se debe planear la adquisición de la información que permita evaluar dicho comportamiento. Generalmente, las predicciones iniciales de producción no concuerdan con el comportamiento actual, debido a factores como: una inadecuada caracterización del yacimiento, problemas mecánicos como una terminación del pozo de mala calidad, obstrucciones en la T.P., etc. Sin embargo, como se mencionó anteriormente esos problemas se deben tratar de resolver con el fin de mejorar el comportamiento del yacimiento.

Los parámetros del yacimiento que se deben monitorear son los siguientes:

- **Presión.-** Para determinar este parámetro, se deben programar pruebas de incremento de presión.
- **Gastos.-** Se deben medir los gastos de aceite, agua y gas. Evaluar la RGA y la WOR, ésta última con el fin de verificar el rompimiento del agua de inyección.
- **Equilibrio en el patrón de inyección.**

- **Realinamiento del patrón de inyección.**
- **Monitoreo de los pozos.**
- **Avance del frente de agua.-** La elaboración de mapas y el empleo de simuladores matemáticos, son útiles para determinar el avance del frente de agua. Estos, permiten determinar las áreas del yacimiento que son o serán barridas por el frente de agua.

Pozos.

Los pozos representan el único medio para explotar los hidrocarburos de un yacimiento, y por ello, se debe evaluar continuamente su estado mecánico :

- **Registros de producción - inyección** (trazadores radiactivos, molinetes, temperatura).
- **Agua de inyección en la zona prevista.**
- **Gráficas Hall.-** Esta es una gráfica de agua de inyección acumulada (bls) vs presión acumulada (psi*día/bls), la cual provee información que considera las características de un pozo inyector.
- **Integridad del cemento.-** Este parámetro, se debe monitorear para evitar la migración de fluidos de una zona a otra.
- **Equipo subsuperficial.-** Este equipo (válvulas, bomba, unidades selladoras, etc.) debe estar en excelentes condiciones para que cumplan con sus respectivas funciones.
- **Taponamiento de los orificios de la T.R.**

Instalaciones Superficiales.

Las instalaciones superficiales se deben monitorear continuamente, con el fin de diagnosticar la existencia de problemas (mecánicos, eléctricos, químicos).

Las consideraciones del equipo superficial, deben incluir las bombas de inyección, los sistemas de distribución de agua, medición, sistema de tratamiento de agua, separación aceite - agua, corrosión, dimensionamiento de plantas y equipos y manejo de los productos de desperdicio.

Sistema de inyección de agua.

La calidad del agua de inyección debe tener un programa de mantenimiento, de lo contrario, se pueden requerir presiones de inyección altas, para sostener los gastos de inyección requeridos. Además, cuando se emplea agua de mala calidad se pueden generar problemas de corrosión.

REFERENCIAS.

1. Abreu, T.J., Muñoz, F., Silva, J.R. y Loreto, E.G.: "Apuntes de Recuperación Secundaria", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F.
2. Thakur, G.C.: "Waterflood Surveillance Techniques - A Reservoir Management Approach", JPT, (Oct. 1991) 1180.
3. SPE Reprint Series: "No. 2a Waterflooding", Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (1973) 251.
4. Craig, F. F. Jr: "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding", Monograph Series, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (1971) 12.
5. Slider, H. C. : "Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods", Pennwell Books, Tulsa, Oklahoma (1983).

8. SIMULACION MATEMATICA DE YACIMIENTOS.

8.1 GENERALIDADES.

A fin de optimar la explotación de los hidrocarburos en un yacimiento, es necesario pronosticar su comportamiento bajo diferentes condiciones de explotación. Para lograrlo se necesita reproducir el flujo de fluidos del yacimiento por medio de modelos, en forme similar al manejo de los modelos físicos, los cuales se han utilizado inicialmente en el estudio de conificación de agua en los pozos.

Asimismo, los modelos electrolíticos que se utilizaron para medir la distribución de potencial en el campo, a fin de predecir la afluencia de agua del acuífero al pozo, aprovechando, la analogía que existe entre el flujo de corriente eléctrica y el darcyano a través de la arena.

Posteriormente, con el desarrollo del analizador de yacimientos, se obtuvieron mejores resultados, ya que con el modelo electrolítico no se representaba el régimen estacionario (permanente).

Sin embargo, estos últimos modelos presentaban serias limitaciones: escasa confiabilidad en la información para su desarrollo, tiempos excesivos para dar solución a un problema en particular, escasa información geológica y geofísica, entre otras. Además, en alguno modelos matemáticos se consideraban constantes tanto las propiedades petrofísicas del yacimiento como las PVT; es decir, se consideraba al yacimiento como un tanque con propiedades promedio. Por ese motivo, actualmente, para predecir el comportamiento de un yacimiento, se divide al mismo en un conjunto de bloques o celdas, cada una con propiedades promedio (porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, etc.).

De esta manera, la aplicación de los modelos matemáticos permite contar con una mejor descripción en el comportamiento del yacimiento, ya que dichos modelos consideran su heterogeneidad.

Básicamente, los modelos matemáticos se componen de ecuaciones diferenciales que representan el flujo de fluidos, temperatura y/o la concentración de éstos a través del medio poroso. Dichas ecuaciones no tienen solución analítica y, en consecuencia, se deben transformar en un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales por medio de un proceso de discretización, lo cual produce un conjunto de ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales con el tiempo como la variable independiente. Pero estas ecuaciones no lineales todavía no se pueden resolver. Es por ello, que se debe utilizar la linearización para transformar a éstas a un conjunto de ecuaciones algebraicas lineales, (Fig. 8.1).

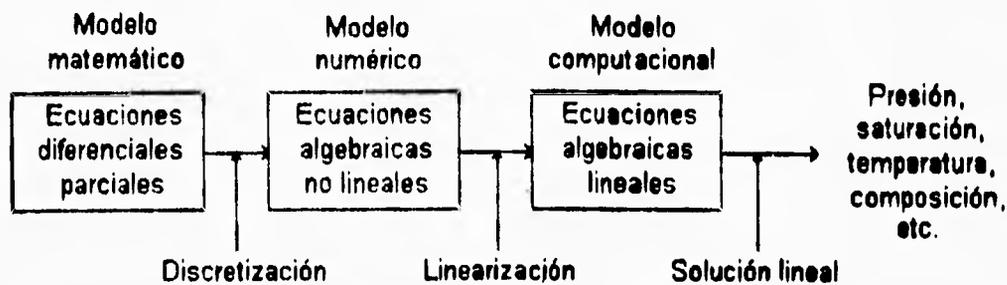


Fig. 8.1 Tipos de modelos.

Actualmente, la simulación es el único medio para describir cuantitativamente el flujo multifásico en yacimientos heterogéneos, así como, para determinar su comportamiento bajo un programa de producción determinado, no sólo por que tomó en cuenta las propiedades del sistema roca-fluidos (yacimiento), sino también por las consideraciones técnicas, la demanda en el mercado, la estrategia de inversión y las leyes gubernamentales.

Como se mencionó en el Capítulo 2 "Administración Integral de Yacimientos", la simulación matemática constituye una herramienta importante tecnológica que coadyuva con el objetivo de la administración, ya que es una combinación altamente especializada de física, química, matemáticas, análisis numérico y sistemas computacionales. Un simulador de yacimientos es una implantación de estas disciplinas.

La simulación es un proceso mediante el cual el conjunto de especialistas, con la ayuda de un simulador numérico, estudia el comportamiento futuro del sistema roca-fluidos.

La figura 8.2 muestra el proceso de simulación.

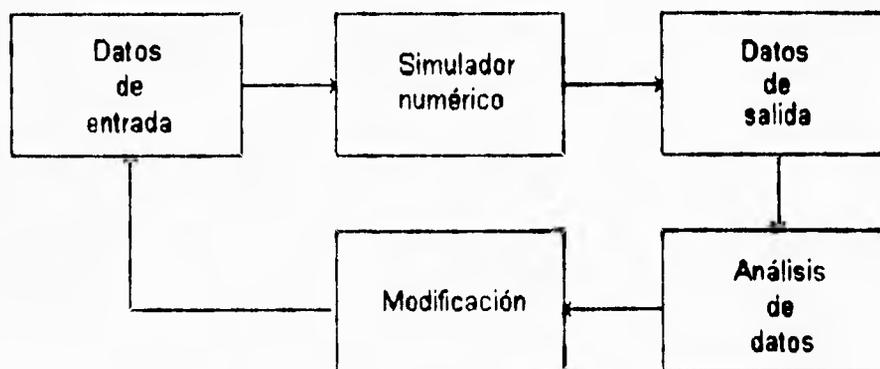


Fig. 8.2 Proceso de simulación.

Tanto la información de entrada como la de salida, tienen un papel importante dentro del proceso de simulación, puesto que a partir de ella, y sobre todo de la última, se toman decisiones sobre la forma más apropiada de explotación de los hidrocarburos

de un yacimiento. La confiabilidad en la información de salida está en función directa, entre otras cosas, de la información de entrada. Es por ello, que la información que alimenta al simulador matemático debe ser suficiente y de buena calidad.

8.2 PLAN DE UN ESTUDIO DE SIMULACION.

Un estudio amplio de yacimientos puede tomar gran cantidad de tiempo para completarlo y, además, puede requerir un gran uso del equipo de cómputo y dedicación del personal capacitado. Los estudios más sencillos generalmente requieren de unos cuantos recursos, y se caracterizan por desarrollarse en tiempos más cortos. Ambos tipos de estudios siguen ciertos planes para lograr que generen la información correcta y detallada al equipo de Administración Integral de Yacimientos, y sobre todo a tiempo para que se pueda utilizar de manera efectiva.

La mayoría de los estudios involucran esencialmente los mismos tipos de actividades; estas son ¹:

- a) Definición del problema.
- b) Adquisición y revisión de la información.
- c) Selección del método de análisis.
- d) Caracterización del yacimiento y diseño del modelo.
- e) Soporte de programación.
- f) Calibración.
- g) Predicción y análisis de resultados.
- h) Reporte.

a) *Definición del Problema.*

El primer paso para desarrollar un estudio de simulación es definir el comportamiento del yacimiento y el problema de operación asociado. Para realizar esto, se debe recopilar suficiente información sobre el yacimiento y sobre su operación, para identificar el tipo de correcciones que éste requiere, el tiempo para su implantación y la forma en que puede contribuir con el objetivo de la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos.

Una vez que se recopile dicha información, se deben definir con claridad los objetivos del estudio; aunque esta fase del proyecto es relativamente corta, tiene un gran impacto en la eficiencia con la cual se dirige un proyecto.

Una vez definidos los objetivos y alcance del estudio, se debe realizar un análisis preliminar del mecanismo de flujo del yacimiento. El análisis se puede

realizar por medio de evaluaciones iniciales, que involucren cálculos manuales, modelos de simulación simplificados, o simplemente una revisión del comportamiento de otros yacimientos que sean similares al estudiado. El propósito de este análisis es identificar el principal mecanismo de empuje y conocer los factores que van a dominar el comportamiento del yacimiento (por ejemplo, conificación, segregación gravitacional, heterogeneidad).

Antes de diseñar o de adquirir el modelo e identificar los datos que se van a requerir para construirlo, se debe determinar el nivel de complejidad que se requiere en el modelo del yacimiento.

b) *Adquisición y Revisión de la Información.*

Generalmente, la información geológica y petrofísica se usa para construir el modelo geológico del yacimiento; en el se debe definir la estructura, espesor, porosidades y permeabilidades, estratificación, fallas y otras características físicas del yacimiento. Esta se debe revisar y reorganizar una vez que se recolectaron, ya que en algunas ocasiones, se obtienen sin razón alguna y no se organizan adecuadamente para poder utilizarla de manera inmediata. Cuando se requiere una revisión detallada de información, el esfuerzo se debe enfocar cuidadosamente, ya que el tiempo que se utilice para ello puede resultar excesivo y tedioso. La revisión debe ser tan amplia como sea necesaria, pero diseñada de tal manera que evite el trabajo innecesario.

Con frecuencia durante la revisión de los datos disponibles existen discrepancias e inconsistencias que se deben resolver. En algunas ocasiones es necesario decidir si la información con que se cuenta es suficiente y si la calidad de la misma es adecuada para construir un modelo de yacimiento preciso que permita alcanzar los objetivos del estudio. Si los datos disponibles son adecuados, los objetivos se deben reorientar, o bien se deben recolectar más datos. Si es necesario recolectar información adicional, se deben establecer prioridades en los requerimientos de la misma y la recopilación se debe realizar en un cierto tiempo que este dentro de lo programado en el proyecto.

c) *Selección del Método de Análisis.*

Los factores que influyen en la selección del método de análisis son: 1) la disponibilidad de simuladores que pueden solucionar adecuadamente los problemas de la mecánica del yacimiento; 2) cambios en la programación que se deban hacer al simulador para representar pozos e instalaciones; 3) el tipo y número de corridas del simulador que se requieran para alcanzar los objetivos fijados en el estudio; 4) tiempo programado, mano de obra, equipo de cómputo y recursos financieros que se disponen para el estudio; 5) la necesidad para poder disponer de medios para corregir datos e información del modelo; 6)

disponibilidad de recursos periféricos que se necesiten para complementar el estudio en el tiempo fijado.

d) Caracterización del Yacimiento y Diseño del Modelo.

e) Soporte de Programación.

Generalmente, se deben adaptar partes del programa de manera específica al problema tratado, una vez que se seleccionó el simulador adecuado y se diseñó el modelo matemático. Las modificaciones más comunes se llevan a cabo por medio de administración de pozos y corrección de resultados.

Los programas de administración de pozos, permiten automatizar la simulación usando la lógica que convierte las condiciones de las operaciones de campo y restricciones en condiciones de frontera matemáticas para el simulador. Una rutina amplia de administración de pozos puede incorporar suficientes pautas lógicas y operativas para hacer más realistas la mayoría de las principales decisiones que se realizan en la Administración Integral de Yacimientos. Desde luego, la rutina no se debe complicar más de lo necesario. En algunos casos, solamente se requiere especificar los gastos de producción o las presiones de fondo. En otros casos, la rutina de administración debe calcular y tomar en cuenta las restricciones impuestas por: las instalaciones superficiales, hidráulica del pozo y de las líneas de flujo, métodos artificiales de producción, metas de producción, y "obligaciones reguladoras" y contractuales.

En general, los aspectos más complicados de la rutina de administración de pozos se requieren solamente durante la fase de predicción del estudio de simulación. Durante la fase de calibración, los gastos de producción que se imponen al simulador se fijan por las historias de producción e inyección, y las condiciones de frontera del pozo son, a menudo, gastos de fluido individuales. Por lo tanto, la calibración puede empezar y el modelo se puede afinar mientras la rutina de administración de pozos se está programando.

f) Calibración.

Una vez que se construyó el simulador del yacimiento, se debe probar para determinar si puede representar su comportamiento. Generalmente, la caracterización del yacimiento que se utiliza en el modelo, se valida con la corrida del simulador con datos de historia de producción e inyección, y comparando tanto las presiones calculadas como el movimiento de fluidos con el comportamiento real del yacimiento. Una prueba más compleja es hacer que el simulador determine el comportamiento de pozos individuales, así como las presiones y el movimiento de los fluidos. Los datos que se utilizan en la calibración varían con el alcance del estudio, pero generalmente incluyen presiones de yacimiento y datos de producción. El proceso de calibración puede

ser simple (en el cual se involucren datos del yacimiento solamente) o complejo (en el que se involucren tanto parámetros del yacimiento como del acuífero).

Los parámetros de entrada del modelo se deben ajustar hasta lograr una correspondencia entre el modelo y el comportamiento esperado, es decir, entre el modelo y las mediciones efectuadas en el yacimiento. Es importante señalar que cuando se ajustan parámetros del yacimiento durante la calibración, lo que se pretende es describir, en forma tan precisa como sea posible, el yacimiento real con los datos disponibles. Normalmente se ajustan: la permeabilidad del yacimiento con los gradientes de presión del campo; la permeabilidad y la extensión areal de las arcillas u otras zonas de baja permeabilidad con el movimiento vertical del fluido; las relaciones entre la permeabilidad relativa y la saturación con distribuciones de saturación dinámica y gradientes de presión; y tamaño del acuífero, porosidad, espesor y permeabilidad con la cantidad y distribución de la entrada de agua.

Una regla general de calibración, consiste variar aquellos parámetros en que se tenga una mayor incertidumbre y la mayor influencia en la solución.

g) Predicción y Análisis de Resultados.

Una vez que se obtuvo una calibración aceptable, el modelo se puede utilizar para predecir el comportamiento del yacimiento y alcanzar los objetivos establecidos en el estudio. Los tipos de comportamiento que se pueden predecir en una corrida incluyen, entre otros: los gastos de producción de aceite, el comportamiento de las relaciones gas - aceite y agua - aceite, los requerimientos de pozos y reparaciones de los mismos, el comportamiento de la presión del yacimiento, información general sobre los requerimientos de instalaciones (por ejemplo, baja presión de separación, mayor volumen de agua de inyección), y estimaciones de la recuperación final.

Uno de los aspectos que ofrece mayor dificultad en la predicción es la evaluación de los resultados obtenidos en las corridas del simulador. Se debe poner atención en la información que se requiere para alcanzar los objetivos del estudio, debido a que los simuladores de yacimientos pueden generar un gran volumen de datos.

h) Reporte.

El último paso en un estudio de simulación es reunir los resultados y establecer las conclusiones que se pudieran generar de éstos. El reporte debe contar con los objetivos del estudio, la descripción del modelo utilizado, y además se deben presentar los resultados y conclusiones en un contexto apropiado para el estudio específico.

8.2.1 Selección y Diseño de un Simulador.

La selección y diseño de un simulador matemático óptimo se basa en las siguientes consideraciones:

El objetivo que se pretende alcanzar con la simulación, es decir, con la información que se desea obtener de este estudio:

- **la precisión en las respuestas requeridas,**
- **la incertidumbre en la caracterización del yacimiento,**
- **la incertidumbre en la información disponible,**
- **la comprensión de los procesos físicos presentes en el yacimiento,**
- **los errores inherentes en las consideraciones hechas en el desarrollo del modelo numérico,**
- **los errores de truncamiento,**
- **el tiempo de que se dispone para alcanzar el objetivo,**
- **requerimientos de personal,**
- **la tecnología de cómputo (hardware) con que se cuenta, y**
- **el capital disponible para realizar el estudio de simulación.**

Es por ello que para la selección del simulador "óptimo" se deben responder preguntas tales como: ¿qué pretendo obtener de la simulación?, ¿con cuánto tiempo dispongo para llevar a cabo el desarrollo del estudio de simulación?, ¿con qué tecnología de hardware cuento?, ¿es ésta capaz de soportar la simulación que pretendo realizar?, ¿qué mecanismo de empuje predomina en el yacimiento?, ¿con qué características del sistema roca - fluidos necesito contar?, ¿qué calidad debe tener esta información?, etc.

Muchos de los factores que se deben considerar son difíciles de cuantificar, y, en consecuencia, el análisis para la selección y el diseño del simulador va a diferir en cada caso.

El mejor modelo del yacimiento es aquel que representa en gran medida los principales aspectos del proceso físico de interés; es recomendable evitar la exageración durante la selección y el diseño de los simuladores, es decir, se debe evitar seleccionar el simulador más complejo y sofisticado.

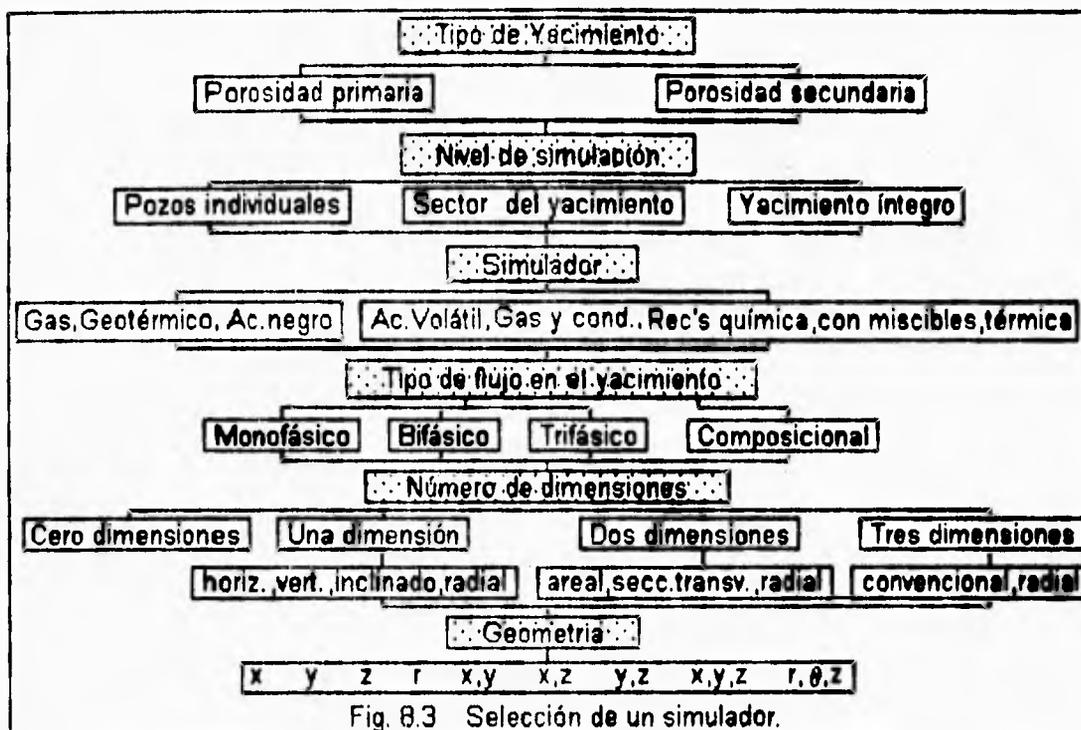
La selección y diseño del simulador idóneo para el estudio que se requiere se puede dividir en tres partes:

- 1. Desarrollo del modelo matemático.**
- 2. Desarrollo del modelo numérico.**
- 3. Desarrollo del modelo computacional (programa).**

Desarrollo del Modelo Matemático.

Este paso consiste en desarrollar el sistema de ecuaciones diferenciales parciales que representen el comportamiento del proceso que se desee modelar.

En la figura 8.3 se muestra una clasificación general de los simuladores, así como los posibles trabajos de simulación que se pueden efectuar.



De acuerdo con esta figura se debe conocer con antelación el tipo de porosidad presente en el yacimiento (primaria, secundaria), determinar el nivel de la simulación que se desea, conocer el proceso que se pretende simular, conocer el tipo de flujo presente en el yacimiento y el número de dimensiones y la geometría en que se desee representar el comportamiento del flujo de fluidos.

Es recomendable seleccionar el número de dimensión más pequeño que sea posible, debido a que los requerimientos de tiempo y de almacenamiento de información se incrementa drásticamente con el número de dimensiones.

Los simuladores de cero dimensiones se utilizan normalmente para estimar el volumen original de aceite, calcular la entrada de agua y la presión del yacimiento. A estos modelos, se les conoce también como modelo tanque o de balance de materia, (Fig. 8.4). Estos simuladores suponen que las propiedades de los fluidos y los valores de presión no varían de punto a punto; en cambio, se consideran valores promedio de estos parámetros a lo largo de todo el yacimiento¹⁴. El yacimiento se supone homogéneo e isotrópico.

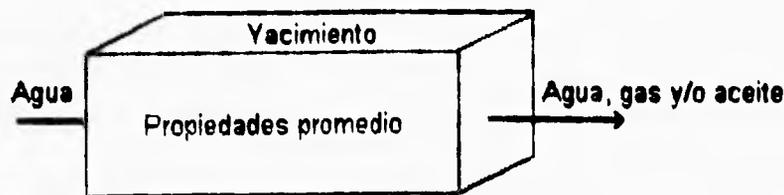


Fig. 8.4 Modelo balance de materia (cero dimensiones).

Los simuladores de una dimensión se utilizan para estimar situaciones muy idealizadas, por ejemplo, en yacimientos con una caracterización muy burda, situación que se presenta en las primeras etapas de la explotación de un yacimiento recién descubierto, o en yacimientos en el que predomina el flujo en una dirección, Fig. 8.5). El simulador de una dimensión en forma radial es útil en pruebas de formación y pruebas de incremento y decremento de presión, debido a que los efectos que provoca en el flujo de fluidos la caída de presión en el pozo a lo largo de todo el yacimiento, no se puede simular directamente con los otros modelos de una dimensión ya que la unidad más pequeña del yacimiento (una celda) es generalmente muy grande, comparada con el volumen del yacimiento que es realmente afectado por las presiones en el pozo.

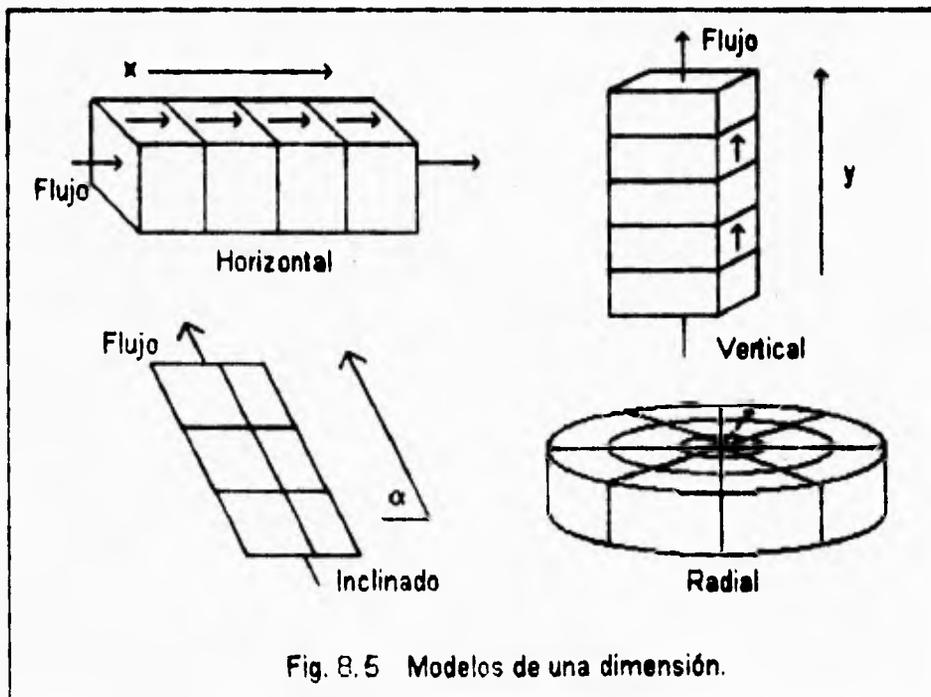


Fig. 8.5 Modelos de una dimensión.

Los simuladores de dos dimensiones (Fig. 8.6) son adecuados en diversas situaciones, por ejemplo, el simulador areal se puede utilizar en yacimientos donde generalmente los espesores son pequeños con respecto a su área y no existe un efecto muy marcado de estratificación.

Los simuladores de dos dimensiones en forma radial se utilizan principalmente en estudios de optimización de pozos, localización de intervalos de terminación, gastos óptimos, análisis de pruebas de pozos, simulaciones de conificación de gas o agua.

Los simuladores de sección transversal se utilizan principalmente en estudios de segregación gravitacional, para describir la distribución vertical de saturaciones en el avance de un frente de gas y/o agua y para obtener curvas de pseudopermeabilidades relativas.

Los simuladores de tres dimensiones se utilizan generalmente en yacimientos de gran espesor que tienen una litología muy compleja y en donde los patrones de flujo son muy complicados, además que presentan grandes variaciones tanto vertical como horizontalmente en las propiedades de la roca y de los fluidos, (Fig. 8.7). Estos simuladores son los más completos ya que consideran los efectos areales y verticales.

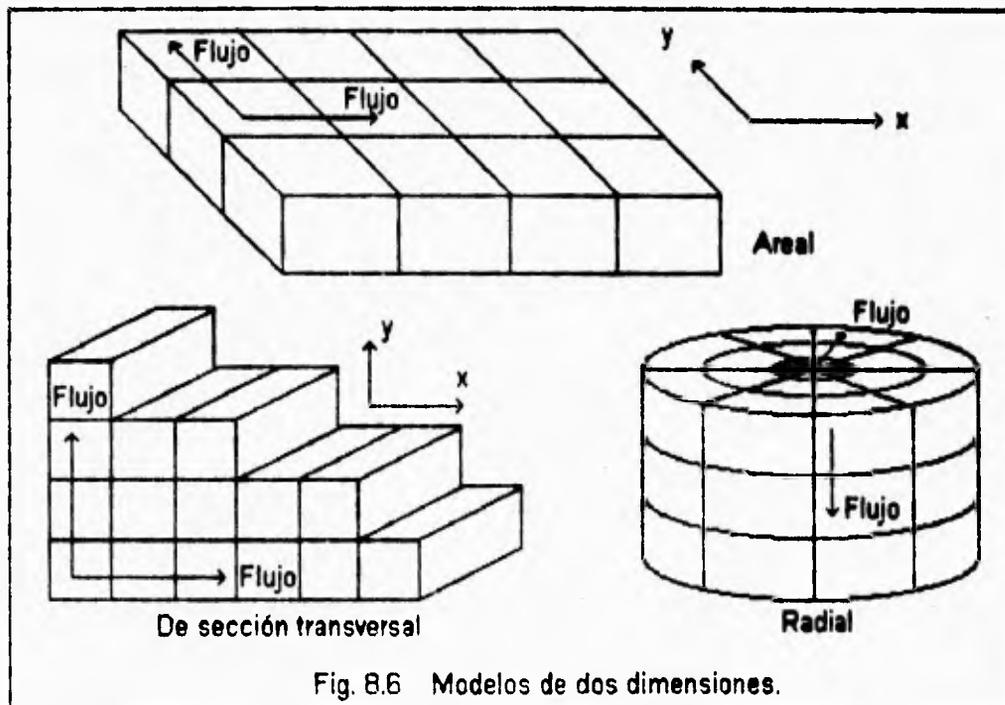
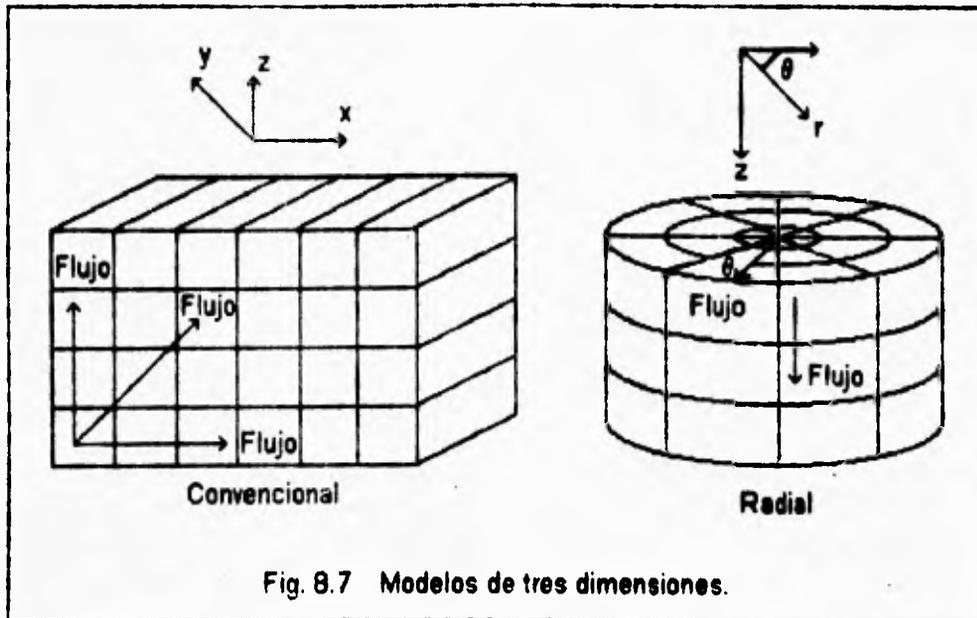


Fig. 8.6 Modelos de dos dimensiones.



El número de dimensiones que se vaya a manejar en el simulador, debe ser lógico con la geometría que se seleccione.

Desarrollo del Modelo Numérico.

Una vez que se tiene el sistema de ecuaciones diferenciales parciales se debe desarrollar a partir del mismo el modelo numérico.

Los principales puntos que se deben considerar para el diseño del modelo numérico son:

- Selección del espacio de discretización y el manejo de no linealidades en el espacio.
- Selección del método para flujo multifásico.
- Tiempo de aproximación y de tratamiento de no linealidad.
- Técnicas de solución para ecuaciones algebraicas.
- Tratamiento de pozos individuales.
- Diseño de controles de corrida - tiempo.

Desarrollo del Modelo Computacional (programa).

Las principales consideraciones que se deben tomar en cuenta en el desarrollo del modelo computacional son:

- Rapidez en la corrida (eficiencia de la programación).
- Optimización de la memoria disponible.

- Estructurar convenientemente el manejo de la entrada y salida de la información.
- Facilidad para reiniciar la corrida.
- Mensajes de diagnóstico.
- Escribir el programa en forma modular, de manera que las rutinas sean fácilmente intercambiables.

Número de Celdas e Intervalos de Tiempo.

Con frecuencia, las ecuaciones diferenciales parciales que describen el flujo de fluidos no se pueden resolver en forma analítica, pero sí numéricamente, reemplazando las ecuaciones diferenciales por ecuaciones en diferencias. En una ecuación en diferencias se tiene implícitamente a la "discretización" que es la subdivisión de distancia y tiempo en incrementos específicos definidos; dicho de otra forma, para utilizar las ecuaciones en diferencias se requiere tratar al yacimiento como si estuviera compuesto de elementos de volumen discretos y para calcular los cambios en las condiciones dentro de cada elemento de volumen sobre cada uno de los diferentes intervalos de tiempo discretos. Los elementos de volumen del yacimiento se conocen como bloques o celdas y los intervalos de tiempo como pasos de tiempo.

Para representar las variaciones en las propiedades del yacimiento, estas deben diferir en cada celda de bloque a bloque. La magnitud del cambio, con la cual una propiedad varía entre bloques vecinos está en función del tamaño de éstos.

La precisión con la cual el yacimiento se puede describir en un modelo y, la exactitud con la cual el flujo de fluidos se puede calcular, dependerán del número de celdas que se utilicen en el modelo. En la práctica, el número de celdas se limita principalmente debido a lo costoso de los cálculos y, al tiempo disponible para preparar los datos de entrada y para interpretar los resultados. En consecuencia, el modelo debe contener suficientes bloques (y dimensiones) para simular el yacimiento y su comportamiento adecuadamente.

El tamaño del intervalo de tiempo debe ser tal que asegure la estabilidad y la convergencia. El primer requerimiento relaciona al máximo intervalo de tiempo estable con el tamaño de la malla. Sin embargo, con el refinamiento de ésta, se va a requerir de una mayor información y el costo de una corrida se incrementa más de lo indicado por la relación de la malla. Además, porque se debe reducir el intervalo de tiempo.

El tiempo de computadora que se necesita para simular el comportamiento de un yacimiento principalmente depende del número de celdas de la malla y de la magnitud del intervalo de tiempo.

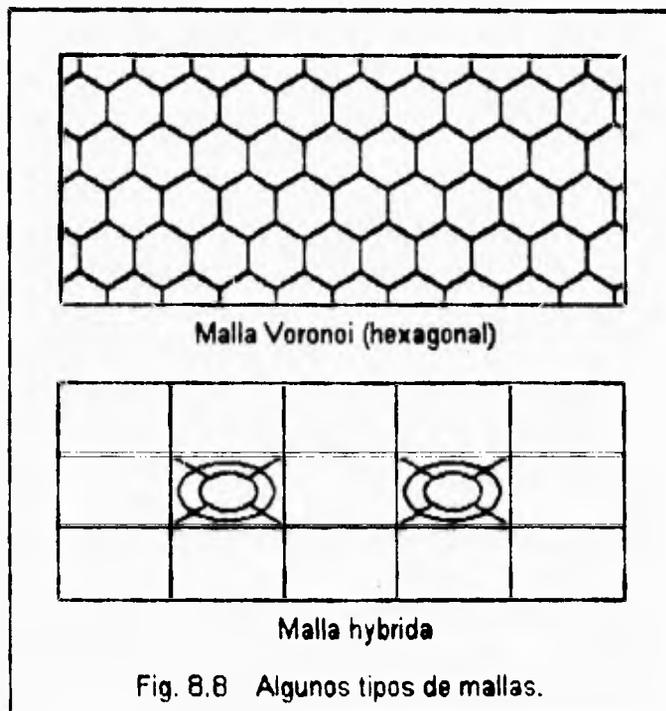
Selección de la Malla.

Entre otras cosas, el simulador predice el comportamiento del yacimiento mediante la solución de ecuaciones de flujo en una malla discreta ¹⁵. En la selección de la malla se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

La geología, tamaño del yacimiento y la cantidad de datos disponibles para la caracterización de éste.

- Tipo de desplazamiento de los fluidos y el proceso de explotación que se quiera modelar,
- La historia del desarrollo del yacimiento (tipo y localización de pozos).
- La aproximación numérica que se desea.
- La paquetería de programación disponible (software).
- Los objetivos del estudio de simulación.
- La calidad del equipo multidisciplinario.
- La aplicación de los conocimientos.
- La disponibilidad del equipo de cómputo (hardware).
- Las restricciones de tiempo y presupuesto del proyecto.

Actualmente, los simuladores comerciales ofrecen diferentes tipos de malla: mallas híbridas, mallas curvilíneas, mallas de Voronoi, mallas dinámicas o la generación automática de las mismas, (Fig. 8.8).



8.2.2 Información Requerida por un Simulador Matemático.

Existen diversos métodos para solucionar problemas que se relacionan con el comportamiento de los yacimientos petrolíferos, como son: pruebas de laboratorio, pruebas de pozos, análisis matemáticos simples, pruebas piloto de campos, correlación de comportamiento con otros yacimientos y simulaciones matemáticas.

Un estudio de simulación matemática involucra varias actividades (subcapítulo 8.2 "Plan de un estudio de simulación"), entre las que se encuentran: la adquisición y revisión de datos. Estos, ya sea en forma tabular, de gráficas y/o en cintas o discos magnéticos los proporcionan un grupo de profesionistas cuya función es caracterizar el yacimiento en estudio.

Es recomendable, que esta información se encuentre almacenada en una base de datos, común para todas las disciplinas que conforman el equipo multidisciplinario que vaya a desarrollar el estudio de simulación. Mediante esto es posible tener unicidad en la información, dicho de otra manera, se evita contar con diferentes magnitudes en parámetros específicos.

La información que requiere un simulador matemático se puede clasificar bajo diversos criterios, por ejemplo: por su origen (información de campo, de laboratorio, de correlaciones empíricas o científicas, de literatura especializada, etc.), por los componentes del sistema (información de la formación, de las rocas, de los fluidos, estado mecánico de los pozos, etc.), por sus áreas de obtención (información geológica, geofísica, de producción, económica, etc.), y por su dinámica. Para contribuir con el objetivo de la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos es muy importante diferenciar los tipos de información de esta última clasificación: estática y dinámica.

La información estática involucra a todos aquellos parámetros cuyas magnitudes no varían a lo largo de la vida productiva del yacimiento, o bien varían de tal modo que no generan grandes cambios en los resultados que se obtienen de cálculos en que se involucren, por ejemplo de este tipo de información son: espesor y extensión de la formación, profundidad y temperatura del yacimiento, tipo de formación, características de las fracturas naturales, fallas geológicas, diámetros de los pozos, porosidades, etc.

Por su parte, la información dinámica, incluye a todos aquellos parámetros cuyas magnitudes varían obedeciendo a los gastos de extracción e inyección de pozos por ejemplos: presión del yacimiento, permeabilidades relativas, saturación de fluidos, mecanismos de empuje, fracturas inducidas, composición de los fluidos, posición de los contactos agua - aceite y gas - aceite, radio de drene, etc.

Con frecuencia, los datos por sí mismos no se pueden aplicar directamente a la solución de la computadora, para ello se debe llevar a cabo un preproceso para

contar con los datos en una forma utilizable. Existen diversas fuentes para la adquisición de un dato específico, y el conjunto de especialistas debe diferenciar y seleccionar el dato de mayor calidad. Algunas veces puede llevar a cabo un promedio de los mismos, si ninguna de las fuentes satisface la calidad deseada por los especialistas. En otras ocasiones, no se cuenta con la información requerida para la simulación, por lo cual éstos deben determinar alguna alternativa para obtener la información deseada³. Algunas de dichas alternativas pueden ser las siguientes: 1) correlacionando la información deseada con otros pozos del mismo yacimiento, o con otros yacimientos del mismo campo que tengan un comportamiento similar al estudiado; 2) estimando la información por medio de correlaciones empíricas que existan en la literatura; 3) aplicando algún método numérico a la base de datos disponible (geoestadística): interpolación lineal, interpolación de Lagrange, regresión lineal, etc.; 4) obteniendo la información de manera directa, ya sea en campo o en laboratorio.

Es importante reiterar, que mientras la calidad de la información que alimenta al simulador sea mayor, la confiabilidad en la información arrojada por el mismo aumenta, y por ende, se tendrá una mejor predicción, lo cual retribuirá al alcance del objetivo de la Administración Integral de Yacimientos.

Los grupos de datos que generalmente se requieren para efectuar una corrida de simulación son los siguientes:

- a. Descripción física del yacimiento.
- b. Mecanismo(s) de empuje presente(s) en el yacimiento.
- c. Propiedades PVT de los fluidos.
- d. Propiedades petrofísicas de las formaciones de interés.
- e. Datos de producción e inyección.
- f. Datos de relación de flujo.
- g. Estado mecánico de los pozos.
- h. Datos económicos.
- i. Otros datos.

a) *Descripción Física del Yacimiento.*

Antes de desarrollar un modelo numérico que represente los fenómenos físicos y/o químicos que se dan en el yacimiento, es indispensable contar de antemano con un modelo geológico de ese yacimiento, (Fig. 8.9). Este modelo geológico debe incluir la siguiente información:

1. Características de la formación productora.
2. Límites del yacimiento.
3. Características del acuífero.
4. Fallas.
5. Discontinuidad en las capas

6. Sistema de fracturas.

El espesor bruto o neto de la formación productora se puede obtener de mapas de isopacas, o bien de las curvas de niveles estructurales. La elevación de la formación se obtiene de los mapas estructurales subsuperficiales del yacimiento. Estos datos se recopilan del análisis de registros de pozo y de la historia de perforación.

La determinación del echado de la formación se puede obtener mediante un registro de echados. Esta información proporciona datos que, una vez que se integra con la demás información geológica local de superficie y de subsuelo, permiten efectuar interpretaciones de tipo estructural (fallas, pliegues) y de tipo de estratificación (intensidad y tipo de estratificación, discordancias, ambientes de depósito, cambios verticales de facies) así como estudios de fracturamiento.

La medición de la profundidad obtenida con los registros de pozo, complementada con el análisis de echados de formación, constituye una fuente importante de información para los estudios de correlación, la determinación de la extensión lateral de los yacimientos y para su extensión estructural. Además, para determinar la continuidad del yacimiento se pueden construir secciones estructurales a partir de los registros geofísicos de pozo con ayuda de núcleos y muestras de canal.

El conocimiento de la orientación preferencial del sistema de fracturas, permite optimar el desarrollo de los campos petroleros (producción e inyección), puesto que puede revelar las trayectorias potenciales de migración de los fluidos de los poros a la formación. El fracturamiento se puede ver directamente en los núcleos, o bien deducir de registros de resistividad, sísmico, de litodensidad, de echados, de temperatura y de espectroscopía de rayos gamma. En realidad, estos registros no permiten "ver" directamente el fracturamiento, sino que su comportamiento "anormal" permite ponerlo en evidencia. Para conocer características de las fracturas tales como su tamaño, distribución, forma de inclinación, dirección, amplitud, grado de cementación y longitud, además de los métodos citados anteriormente, se pueden realizar análisis de afloramiento, perfiles sísmicos y pruebas de producción

Toda esta información se complementa con el análisis de datos de pruebas de presión y sísmica, además de estudios de la mineralogía, estudio deposicional y de los procesos diagenéticos.

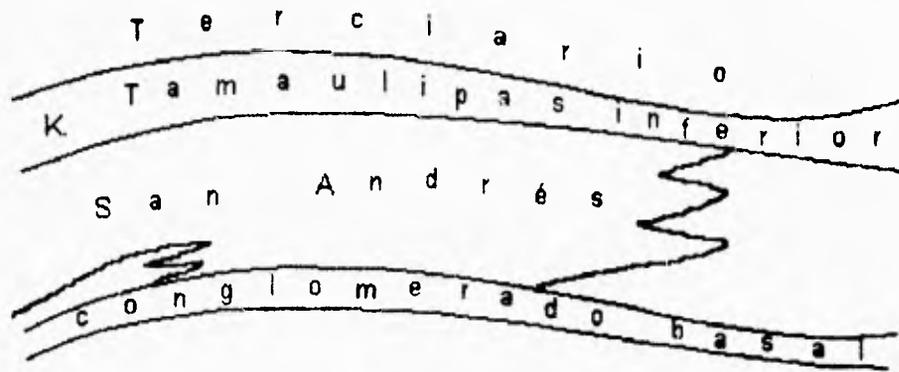


Fig. 8.9 Modelo geológico estructural estratigráfico.

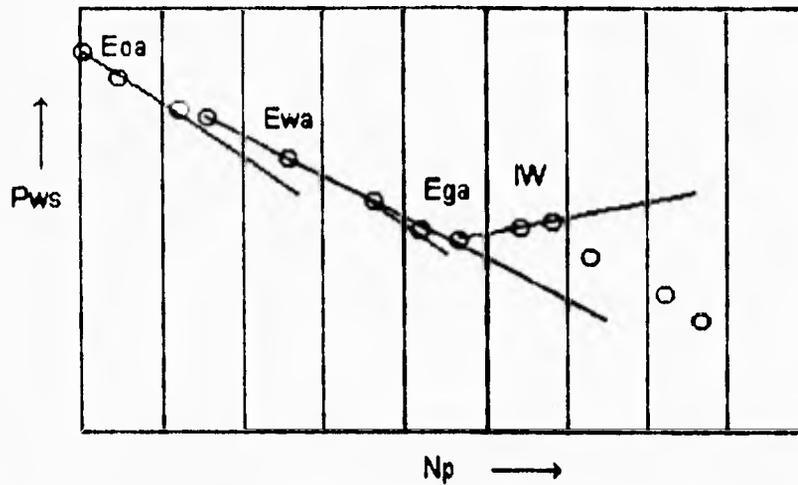
b) Mecanismo(s) de Empuje presente(s) en el Yacimiento.

Es de gran utilidad, conocer el tipo o tipos de mecanismos que se presentan en un yacimiento ya que permiten definir la posición y profundidad de perforación de nuevos pozos, el tipo de terminación de los mismos, predeterminar el tipo de recuperación secundaria y terciaria o mejorada que se puedan aplicar al yacimiento en un futuro y "determinar los gastos de extracción", principalmente.

Los principales mecanismos de desplazamiento son, (Fig. 8.10):

1. Expansión del sistema roca - fluidos.
2. Empuje por gas disuelto liberado.
3. Empuje por casquete de gas.
4. Empuje por agua.
5. Desplazamiento por segregación gravitacional.

Cuando existen condiciones favorables para el desplazamiento por imbibición (fuerzas capilares) es importante considerarlo, ya que puede provocar el flujo de los fluidos y cambiar su distribución en el yacimiento aún antes de que se presente otro tipo de desplazamiento ².



Eoa: Expansión del sistema roca - fluidos. Ega: Empuje por gas disuelto liberado.
 Ewa: Entrada de agua. IW: Inyección de agua.

Fig. 8.10 Mecanismos de empuje.

c) *Propiedades PVT de los Fluidos.*

La importancia de contar con datos confiables de las propiedades PVT de los fluidos presentes en el yacimiento, radica en las continuas evaluaciones que se realizan de las mismas durante la simulación.

Las propiedades PVT de los fluidos son:

1. Factores de volumen de los fluidos, (B_w , B_o , B_g).
2. Viscosidad de los fluidos, (μ_w , μ_o , μ_g).
3. Relaciones de solubilidad de gas en el aceite y en el agua, (R_s , R_{sw}).
4. Compresibilidad de los fluidos, (C_w , C_o , C_g).
5. Densidad de los fluidos, (ρ_w , ρ_o , ρ_g).
6. Factor de compresibilidad del gas, (z).
7. Presión de saturación, (P_b).
8. Comportamiento de fases.

En algunos estudios de simulación es necesario considerar, las variaciones areales y/o verticales de las propiedades PVT de los fluidos del yacimiento con el fin de realizar una buena representación del mismo, (Fig. 8.11 y 8.12). Esto principalmente en yacimientos potenciales, de gran extensión areal y/o de gran buzamiento.

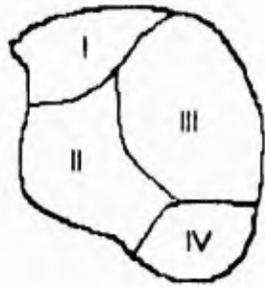


Fig. 8.11 Variación areal.

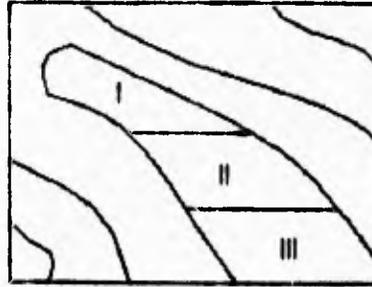


Fig. 8.12 Variación vertical.

La información de la densidad de los fluidos es particularmente valiosa, puesto que revela la fase continua de fluidos a una profundidad determinada, lo que permite establecer los efectos de capilaridad en la zona de transición y predecir la naturaleza del fluido. Esta densidad se puede obtener por medio de registros de producción, como el gradiomanómetro y el densímetro.

Las propiedades PVT de los fluidos se obtienen ya sea por mediciones directas a las muestras de fluidos en el laboratorio, correlaciones, o bien mediante algún método numérico.

d) *Propiedades Petrofísicas de las Formaciones de Interés.*

La información petrofísica que se requiere para efectuar una simulación es:

1. Permeabilidad, (K).

La permeabilidad absoluta se puede obtener por medio del análisis de datos de pruebas de incremento de presión, pruebas de formación, pruebas de fallof, pruebas de interferencia, pruebas de potencial inicial, análisis de regresión lineal, mediciones directas sobre núcleos en el laboratorio o análisis de datos de registros de producción. Es común observar grandes diferencias entre uno y otro método, por lo cual se requiere tener cierta precaución durante el análisis de los resultados, sin embargo, la fuente de información más importante de permeabilidad es la que se obtiene mediante el análisis de pruebas de presión, (Fig. 8.13). Además, se puede hacer una estimación mediante correlaciones empíricas que relacionan a la permeabilidad con parámetros tales como la porosidad, saturación de agua y contenido de arcillas; etc., (Fig. 8.14).

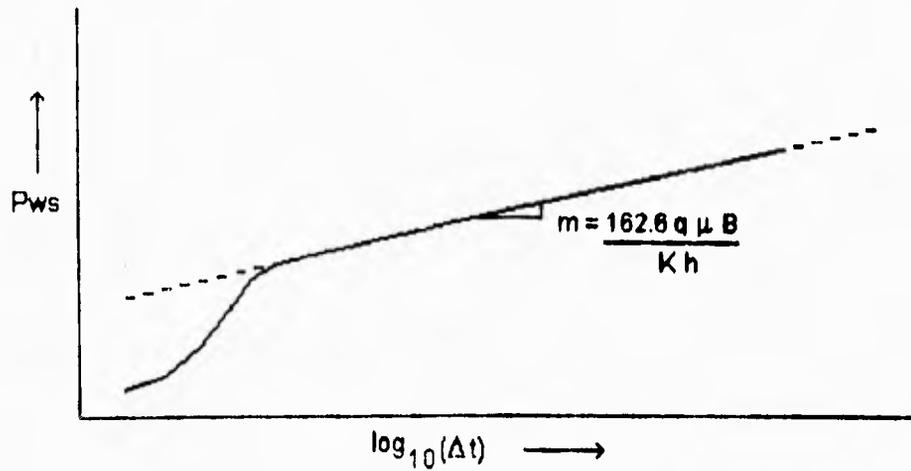


Fig. 8.13 Análisis de pruebas de presión.

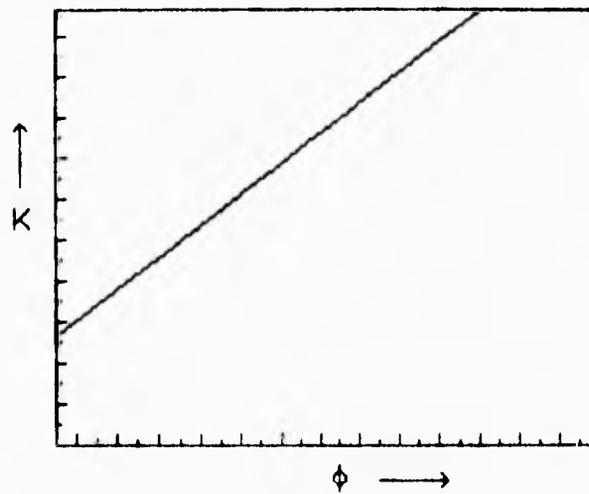


Fig. 8.14 Correlación Porosidad - Permeabilidad.

En yacimientos esencialmente heterogéneos (como los carbonatados) es factible hablar de una permeabilidad promedio, horizontal o vertical. Normalmente, la mayor permeabilidad horizontal se obtiene en la dirección misma de la depositación de los sedimentos, mientras que la permeabilidad vertical puede ser considerablemente inferior, hasta ser casi nula en el caso de laminaciones arcillosas. La permeabilidad vertical se puede obtener por medio de análisis de núcleo de diámetro completo, análisis de registros de pozo o mediante pruebas de pulso vertical con la herramienta MDF (Modular Dynamic Formation).

En yacimientos fracturados, la permeabilidad se puede determinar directamente en el laboratorio, o bien estimar mediante correlaciones empíricas que relacionan a esta d con la amplitud de la fractura 6 .

Actualmente, y gracias al desarrollo y uso de nueva tecnología que es un punto importante en la Administración Integral de Yacimientos, el uso de redes neurales es una forma nueva para predecir o estimar la permeabilidad de la formación, sin el uso de las mediciones realizadas sobre los núcleos en el laboratorio, ni de interrupciones en la producción para la adquisición de información en la prueba de pozo.

Las redes neurales, son sistemas físicos celulares que pueden adquirir, almacenar y usar conocimientos empíricos⁹. Además, se ha visto que ha sido posible predecir y/o estimar la permeabilidad de formaciones altamente homogéneas, (Fig. 8.15).

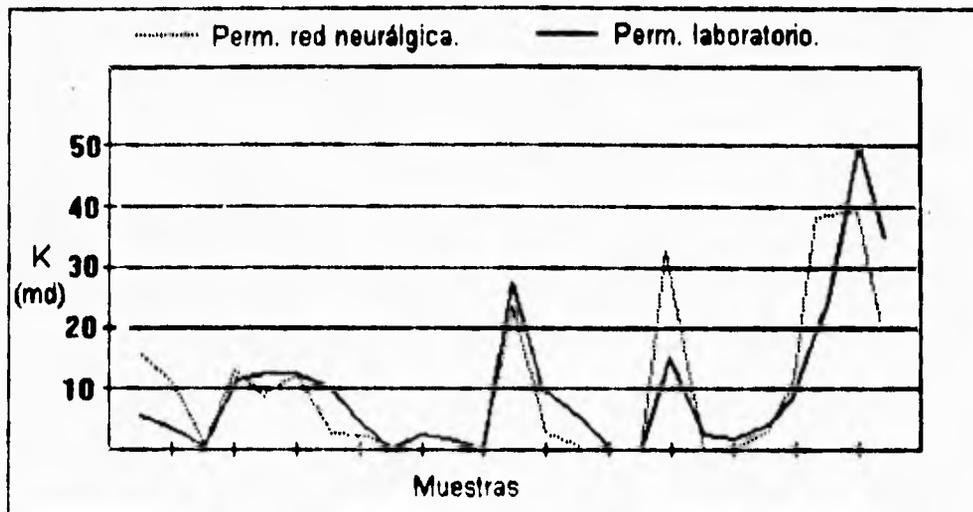


Fig. 8.15 Permeabilidad medida en laboratorio vs Permeabilidad red neurálógica.

2. Porosidad, (ϕ).

En los yacimientos petrolíferos se presentan diferentes tipos de porosidad, como la primaria y la secundaria; esta última puede mejorar considerablemente la capacidad de flujo de la roca.

La porosidad primaria se puede evaluar mediante la realización de mediciones directas sobre núcleos en el laboratorio, correlaciones publicadas o por medio del análisis de datos de registros, como los de densidad de formación, neutrón compensado o sínico, (Fig. 8.16). Cuando se utilizan registros de pozo, es recomendable realizar diagramas de interrelación tales como densidad - neutrón, neutrón - sínico o sínico - densidad para evaluar este parámetro de una manera más aceptable.

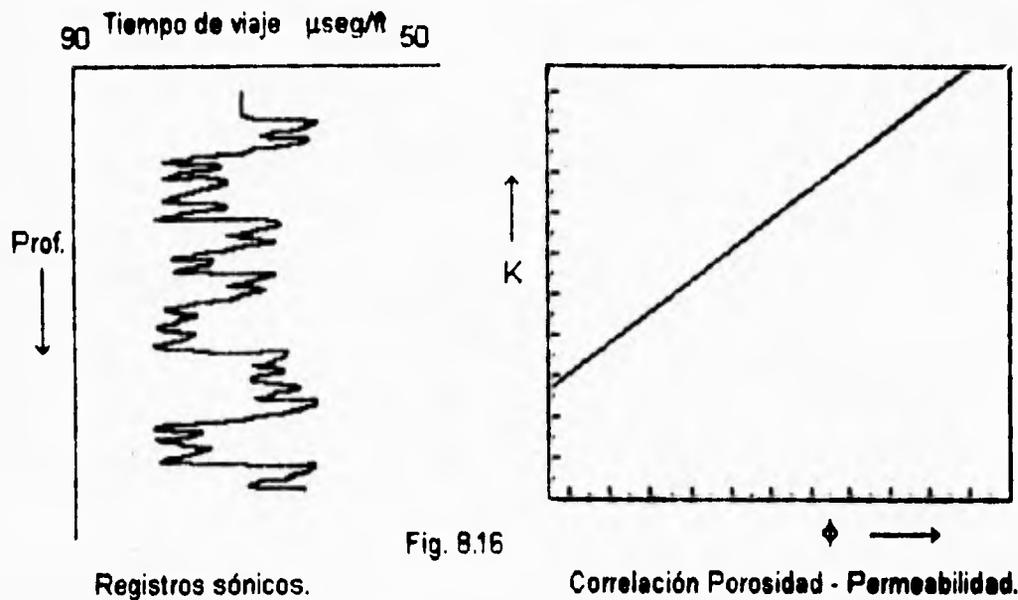


Fig. 8.16

La porosidad de fractura o secundaria, se puede obtener mediante correlaciones matemáticas, en las que se involucra información que se puede obtener por medio de diversos registros (ver fracturamiento en la *Descripción física del yacimiento*).

3. Compresibilidad de la formación, (C_f).

La compresibilidad de la formación se puede obtener por medio de mediciones directas sobre núcleos en el laboratorio o mediante correlaciones publicadas.

4. Permeabilidad relativa, (K_r).

Frecuentemente, La permeabilidad relativa es uno de los datos más difíciles de evaluar. Los tipos de permeabilidad relativa que usualmente requieren los simuladores son: permeabilidad relativa al agua (K_{rw}), permeabilidad relativa al aceite (K_{ro}), permeabilidad relativa al gas (K_{rg}), (Fig. 8.17).

La permeabilidad relativa se puede obtener por métodos como son: mediciones directas sobre núcleos en el laboratorio, utilizando procesos de desplazamiento, cálculos que involucren datos de presión capilar o de campo y por medio de correlaciones publicadas.

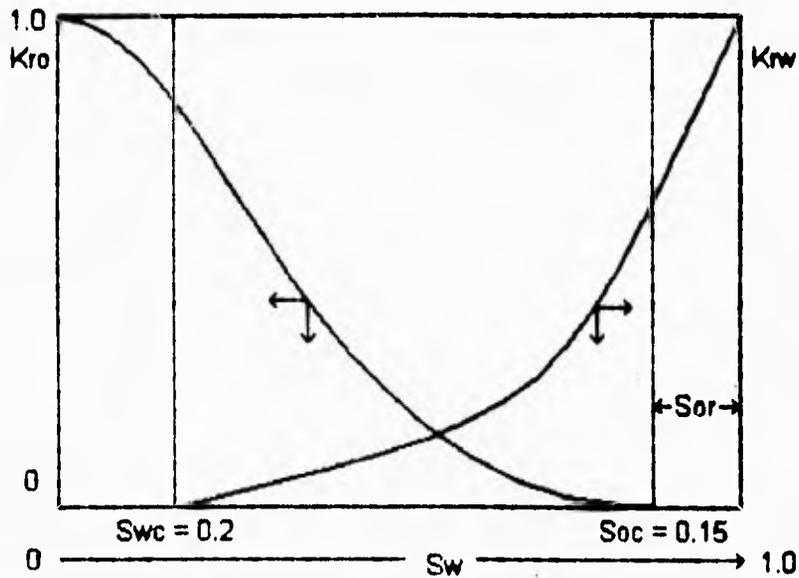


Fig. 8.17 Permeabilidades relativas al agua y al aceite.

5. Saturaciones de fluidos, (S).

La saturación de agua se puede evaluar por medio de análisis de núcleos, datos de presión capilar o registros de resistividad a pozo abierto, (Fig. 8.18). Además, la evaluación de saturación de fluidos se puede inferir de otras técnicas como la de propagación electromagnética (en agujero abierto), tiempo de degradación térmica y espectroscopía de rayos gamma inducidos (en agujero revestido).

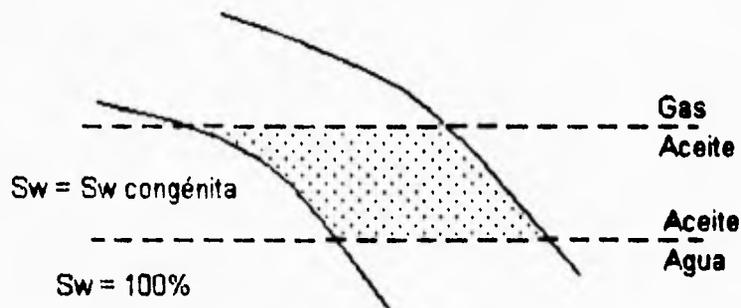


Fig. 8.18 Saturaciones de los fluidos.

6. Presión Capilar, (Pc).

Los datos de presión capilar, al igual que las propiedades PVT de los fluidos, se tienen que evaluar en diversas ocasiones durante la simulación. La presión capilar se obtiene por medio de mediciones de laboratorio, (Fig. 8.19).

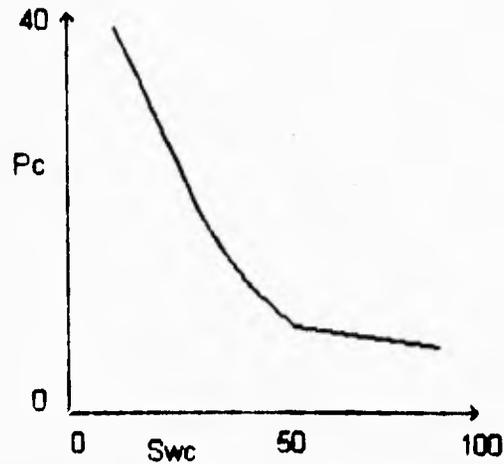


Fig. 8.19 Presión capilar.

7. Contacto Agua - Aceite.

El registro de mediciones de presión, permite obtener gradientes de fluidos de la formación y poner en evidencia los contactos gas - aceite y aceite - agua. Además, el contacto gas - líquido se puede localizar con un registro de neutrón, o bien, elaborando gráficas de profundidad (mvbnm) contra saturación de agua de todos los pozos del yacimiento, (Fig. 8.20).

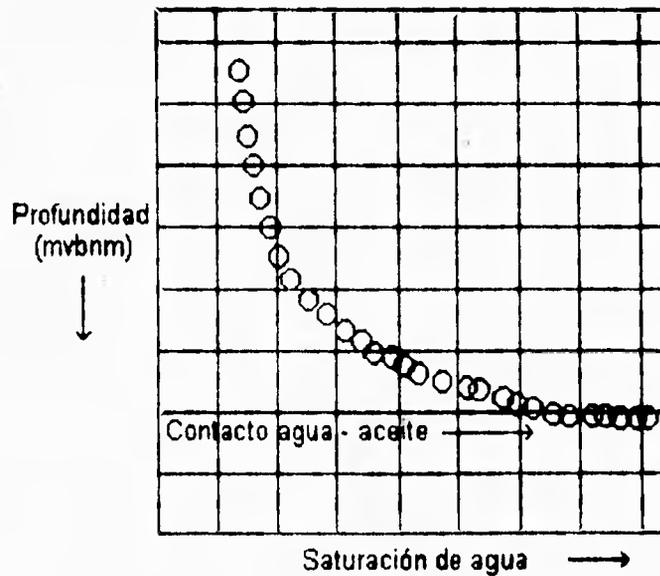


Fig. 8.20 Comportamiento de S_w vs. Profundidad.

e) Información de Producción e Inyección.

Esta información es muy importante en una simulación, ya que la calibración del simulador matemático se realiza con base en ésta. Las mediciones de producción de aceite, agua y gas, así como las de presión a través del tiempo

permiten validar al simulador matemático. Esta información se puede obtener de la historia de producción, (Fig. 8.21). Además, se debe contar con los volúmenes y gastos de inyección en caso de que se esté aplicando alguno de los procesos de recuperación secundaria, terciaria o mejorada. Los gastos se miden con registros de producción como el medidor de flujo continuo, el de flujo con empacador inflable y con herramientas de trazadores radioactivos ⁶.

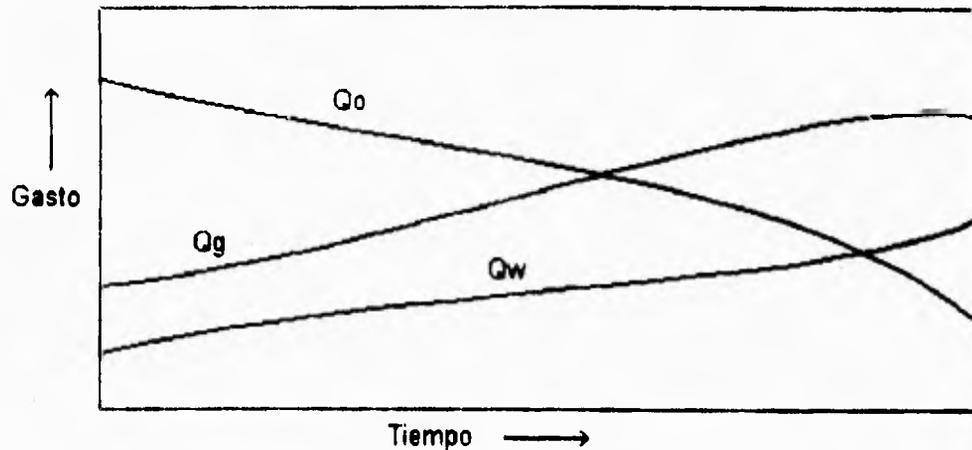


Fig. 8.21 Historia de producción.

f) *Datos de Relación de Flujo.*

La información de este tipo que se requiere es:

1. Índice de productividad (J).
2. Índice de inyectividad.
3. Gasto óptimo de flujo (Q_o).
4. Máxima caída de presión permisible ($P_{ws} - P_{wf}$).

g) *Estado Mecánico de los Pozos.*

En realidad, en un simulador matemático de yacimientos no se requiere de este tipo de información; pero en ocasiones a este tipo de simulador se acoplan otros que representen el flujo de fluidos a través de tuberías verticales (vgr. pozos verticales), horizontales (vgr. pozos horizontales) o inclinadas (vgr. pozos direccionales). Los simuladores que sirven de apoyo al modelo matemático de yacimientos, se conocen como simuladores periféricos.

Es por ello que en algunos estudios de simulación se requiere conocer:

1. Tipo de pozo (vertical, horizontal, direccional).
2. Profundidad máxima del pozo.
3. Características del aparejo de producción (diámetros, grados, profundidades y tipo de terminación).

4. Características de las tuberías de revestimiento (diámetros, grados, profundidades de asentamiento).
5. Características del sistema artificial de producción (bombeo neumático, bombeo mecánico, etc.).

h) Información Económica.

Esta información es de gran trascendencia ya que mediante ésta es posible definir la factibilidad de desarrollar un proyecto. Por ello, en el análisis de los estudios de simulación se debe considerar la siguiente información:

1. Precio del barril de petróleo.
2. Precio del gas.
3. Costo del pozo.
4. Límite económico.
5. Máximas relaciones gas - aceite y agua - aceite con las que se piensa operar.
6. Mínima presión de fondo fluyendo.
7. Gastos de operación (incluyendo mantenimiento).
8. Costo del barril producido.

i) Otros Datos.

Existe otro tipo de información que se requiere conocer en una simulación, por ejemplo: el daño a la formación, las reparaciones mayores o menores realizadas, tipo de flujo presente en el yacimiento, profundidad del yacimiento, diámetro del estranguladores, características de las instalaciones superficiales de producción (longitud y diámetro de la tubería de descarga, condiciones de operación de la batería de separación y de los tanques de almacenamiento, etc.), temperatura y tipo de régimen en la tubería de producción (burbuja, bache, transición, niebla anular), etc.

8.2.3 Sinergia en el Manejo de la Información.

De acuerdo con la gran variedad de información que se requiere para realizar un estudio de simulación, se puede deducir que debe existir sinergia dentro del grupo multidisciplinario que realice dicho estudio. Sinergia no sólo en el hecho de que cada disciplina proporcione la información que de ella se pudiera generar, sino en las propuestas o recomendaciones que pudiera aportar a la solución de un problema o a la implantación de un nuevo método desde el punto de vista de su disciplina; como lo señalan los cánones de la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos.

En realidad, en un estudio de simulación no existen límites en cuanto a la participación de diversas especialidades, pero para fines prácticos se puede hacer la siguiente división: preproceso, proceso, posproceso.

Antes del proceso de simulación (preproceso), es imperiosa la necesidad de, como ya se ha visto con antelación, seleccionar o crear el simulador matemático idóneo para el objetivo específico deseado. En esta selección deben participar sin duda alguna disciplinas como la ingeniería química, la petrolera (en el área de yacimientos) y la de computación.

En el proceso de simulación es preciso que colaboren de manera muy estrecha aquellas disciplinas que así lo requieran, es decir, aquellas cuyas áreas sean las portadoras de la información que alimentará al simulador matemático; específicamente, estas disciplinas pueden ser: las ingenierías geológica, geofísica y petrolera, esta última en todas sus áreas. Cabe reiterar y hacer énfasis que el proceso de simulación no es exclusivo de la Ingeniería de Yacimientos.

Posterior al proceso de simulación (posproceso), y durante la generación de la información al cabo de dicho proceso, es indispensable y obligada la presencia de la ingeniería económica, la de construcción y diseño y la de yacimientos.

Por otro lado, para llevar a cabo un estudio de simulación es recomendable contar con equipos de cómputo (hardware) y con paquetería (software) que estén acordes con el objetivo específico de la simulación; dicho de otra manera, no se requiere, en algunos casos, el simulador matemático más complejo que represente el comportamiento íntegro del yacimiento, ni el equipo más sofisticado que exista en el mercado. Para escoger las características de tal o cual equipo o paquetería, es muy importante el intercambio de ideas entre el ingeniero en computación y el ingeniero de yacimientos.

8.3 INFORMACION OBTENIDA POR MEDIO DE UN SIMULADOR.

Antes de llevar a cabo un estudio de simulación es preciso fijar el propósito del mismo, es decir, se debe establecer la información que se desea conocer de la simulación.

Debido a los avances que se han desarrollado tanto de hardware como de software, es posible encontrar en la actualidad simuladores muy sofisticados que permiten simular procesos complejos que se desarrollan en el yacimiento durante la implantación de ciertas alternativas de producción. La tecnología en la simulación de yacimientos es constantemente mejorada, es por ello, que en el mercado se tienen simuladores que representan el comportamiento de los yacimientos con mayor aproximación a la realidad.

Como se mencionó anteriormente, existe una gran variedad de simuladores que permiten entre otras cosas:

- Determinar el volumen original de aceite.
- Conocer el mecanismo(s) de empuje presente(s) en el yacimiento.
- Conocer la posición de los contactos gas - aceite y aceite - agua.
- Predecir el comportamiento del yacimiento completo o solo de una parte bajo ciertas condiciones de producción.
- Conocer el avance frontal del agua en yacimientos con empuje hidráulico.
- Conocer las eficiencias de recuperación areales.
- Estimar la recuperación total del yacimiento bajo diversas condiciones de producción.
- Determinar y optimar el mecanismo de recuperación secundaria o terciaria idóneo para continuar explotando el yacimiento.
- Determinar el espaciamiento óptimo entre pozos.
- Conocer el número y la profundidad a la que serán perforados nuevos pozos de desarrollo.
- Ver la conveniencia de efectuar reparaciones futuras a los pozos.
- Calcular el volumen de gas que se producirá a tiempos y espacios específicos.
- Pronosticar y optimar la explotación primaria del yacimiento.
- Elaborar un programa de producción.
- Obtener la sensibilidad de los resultados, a las variaciones en las propiedades petrofísicas del yacimiento o a las propiedades PVT de sus fluidos, cuando se duda de la calidad de las mismas.
- Evaluar parámetros del yacimiento que permitan realizar un estudio económico del mismo.

La confiabilidad en las predicciones del comportamiento futuro depende, entre otras cosas, de la cantidad de datos disponibles para la calibración. Aun, con una buena calibración del simulador, la confiabilidad en las predicciones disminuye conforme se trata de predecir periodos prolongados. Por lo tanto, es recomendable actualizar el

estudio de simulación después de un cierto período de tiempo, efectuando nuevas calibraciones con una nueva historia de producción.

Además existen simuladores, aunque no de yacimientos propiamente, que una vez que se acoplan a estos últimos permiten llevar a cabo un estudio técnico - económico más detallado del yacimiento, y por ello, constituyen también una herramienta poderosa para la Administración Integral de los Yacimientos Petrolíferos; a éstos se les conoce como simuladores periféricos.

Algunos de estos simuladores permiten:

- Optimizar procesos de acidificación y fracturamiento.**
- Conocer el comportamiento de los fluidos dentro de la tubería de producción.**
- Optimizar la perforación de los pozos, determinando la rotación y el peso óptimos sobre la barrena.**
- Optimizar trabajos de terminación de pozos.**
- Determinar el sistema artificial de producción adecuado para el pozo y optimar sus condiciones de operación.**
- Optimizar las instalaciones superficiales de producción.**
- Optimizar los sistemas de recolección.**

Como se puede notar, existe una gran variedad de estudios que se pueden realizar con ayuda de los simuladores matemáticos de yacimientos y complementar con los simuladores periféricos.

Presentación de la Información que genera un Simulador.

Como se ha mencionado, existe una gran variedad de simuladores con diferente propósito. Generalmente, la información que genera un simulador no se presenta en forma explícita y, consecuentemente, no es posible conocer la solución al objetivo deseado de una manera clara e inmediata.

En realidad, los simuladores generan una gran cantidad de líneas al final del proceso de simulación, y por lo mismo se debe llevar a cabo un análisis detallado y concienzudo de la misma, y sobretodo dedicar más atención en los resultados que se buscan para alcanzar el objetivo del estudio. Esas líneas constituyen normalmente, la presión y la saturación de fluidos en cada uno de los diferentes bloques que conforman el yacimiento.

Existen algunos simuladores que se les implementan ciertos paquetes de cómputo (software) para permitir presentar la información en una forma más clara, normalmente en forma de gráficas.

La calidad de la información que se obtiene por medio del simulador es de gran trascendencia, ya que con base en ella se toman decisiones, que sin duda alguna tienen una repercusión en aspectos económicos de la actividad íntimamente relacionada con el estudio de simulación y, lógicamente, con la máxima redituabilidad de la explotación del yacimiento.

8.3.1 La Simulación en otras Disciplinas.

El uso de la simulación no es exclusivo de la predicción del comportamiento del yacimiento, sino que tiene una amplia gama de aplicaciones en otras disciplinas. En el subcapítulo "8.3 Información obtenida por medio de un Simulador" se enlistaron algunas de las aplicaciones que tienen los simuladores periféricos. A continuación se citan ciertas aplicaciones que tienen estos simuladores en otras disciplinas.

a) *La simulación en la Geología.*

En realidad, la simulación es recomendable utilizarla desde los inicios de la explotación de un yacimiento recién descubierto, pero no como una herramienta predictiva, sino como una herramienta para crear el modelo geológico del yacimiento. La interacción del especialista en simulación, generalmente el ingeniero de yacimientos en la creación de este modelo es patente, con las ingenierías geológica, geofísica, perforación y producción.

Es obvio, que el primer modelo geológico que se genere va a distar mucho de la realidad por la carencia e incertidumbre de la información, pero va a permitir tener un panorama general sobre el tipo de estructura y algunas otras características de la roca que almacena a los hidrocarburos, como la porosidad y la permeabilidad. Este primer modelo, aunque grosso modo, va a permitir estimar el potencial económico del yacimiento, y con ello la factibilidad de llevar a cabo la explotación del mismo.

Este modelo geológico se debe ir actualizando conforme se vaya obteniendo nueva información, lo cual sucede con el desarrollo del yacimiento; esa actualización va a permitir tener un mejor entendimiento de la geología del yacimiento, y consecuentemente se tomarán decisiones más acertadas sobre su forma de explotación.

Pero la construcción del modelo geológico con la ayuda de la simulación no solo se debe realizar en yacimientos recién descubiertos, sino que también se debe incluir a aquellos que tienen un cierto período de explotación, ya que se pueden realizar rectificaciones en la forma de explotarlos.

b) *La Simulación en la Geofísica.*

La Geofísica, desde su origen, siempre ha tenido un papel muy importante dentro de la exploración y explotación de los yacimientos petrolíferos, siendo en la exploración donde se acrecentó su uso, con el desarrollo de nueva tecnología, como la sísmica tridimensional. Sin embargo, también es de gran importancia en la explotación, la sísmica tridimensional, que con la ayuda de la simulación, permite tener un conocimiento más amplio sobre el tipo de estructura del yacimiento petrolífero, para de ésta forma realizar una estimación de las dimensiones del mismo.

La simulación permite determinar en forma visual y con gran detalle la estructura, y además "viajar" sobre la misma; con esta herramienta se pueden observar las deformaciones geológicas del yacimiento.

La información que se obtiene mediante la Geofísica se complementa con la generada de las pruebas de presión. Una vez que se integra toda esta información, con la geológica, permite desarrollar un mejor modelo geológico del yacimiento.

c) *La Simulación en la Producción de Hidrocarburos.*

Actualmente, no existen métodos aceptados universalmente para predecir la producción de arena ³³, pero si existen modelos analíticos que evalúan el impacto que ésta tiene sobre la producción.

También existen modelos que simulan los esfuerzos que se generan en aparejos de producción, en los cuales mediante un programa de cómputo, se puede variar el gasto y simular la circulación de fluidos a través de la camisa ³².

d) *La Simulación en la Perforación y en la Terminación de Pozos.*

En la perforación de pozos, es necesario establecer un programa de las actividades que se deben de realizar durante el desarrollo de la misma. Actualmente, dentro del área de perforación, existen simuladores que entre otras cosas permiten: determinar la velocidad de rotación y el peso sobre la barrena, el tipo de fluido que se deben emplear, diseñar la sarta de tuberías de revestimiento, de perforación, etc. Antes de correr este tipo de simuladores se requiere conocer el tipo de litología que será atravesada, información que se puede obtener mediante el modelo geológico; además se debe establecer un programa de toma de información que pueda ser de gran utilidad para posteriores actividades. De lo anterior se deduce la interrelación que debe tener el especialista de perforación con el equipo multidisciplinario que originó el modelo geológico del yacimiento.

En la terminación de pozos existen programas de cómputo que permiten diseñar las actividades en ésta etapa. Estos programas realizan el diseño de la cementación de tuberías, de las tuberías de revestimiento, de los disparos, etc.

e) La Simulación en otras Areas.

Otra aplicación de la simulación se tiene en los trabajos de estimulación, y especialmente en el fracturamiento de las formaciones productoras. Estos simuladores pueden determinar el gasto y la presión de inyección óptimos, además de calcular las características de las fracturas inducidas, como su amplitud, dirección y longitud. En este tipo de operaciones se requiere que exista comunicación entre diversas disciplinas, como la Geología, Geofísica y Producción.

También existen simuladores que permiten realizar, dentro del ámbito del transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos, el análisis de su flujo transitorio en las etapas de diseño y reacondicionamiento del ducto, entre otras, con la finalidad de evitar fugas y las consecuencias que éstas tendrían en la población, equipo y medio ambiente ³¹.

Como se puede notar, la simulación tiene una gran variedad de aplicaciones dentro de las operaciones involucradas con el yacimiento petrolífero, desde su descubrimiento, y más aun, desde su exploración hasta su abandono. También se puede mencionar que cualquier trabajo de simulación requiere de diferente calidad, cantidad y tipo de información para su ejecución, así como la colaboración de diversas disciplinas que puedan contribuir con el estudio de la simulación.

Fuentes de Error en los Resultados Calculados.

A continuación se enlistan las principales fuentes de error que se tienen en un estudio de simulación ¹⁶:

- Errores inherentes en las suposiciones hechas durante el desarrollo del modelo numérico.
- Errores de truncamiento, debido al reemplazo de las ecuaciones diferenciales en derivadas parciales por ecuaciones en diferencias. La solución de las ecuaciones en diferencias difieren de la solución exacta de las ecuaciones diferenciales originales.
- Error por redondeo, debido a los cálculos de las ecuaciones en diferencias finitas efectuados por la computadora. Generalmente estos son despreciables comparados con los otros errores.
- Error debido a una mala caracterización del yacimiento.

Tal vez este último tipo de error sea el que afecte de manera más importante en los resultados que se obtienen de la simulación, además es uno de los más difíciles de determinar debido a que la descripción real del yacimiento nunca se conoce con precisión. La combinación de análisis de muestras, pruebas de presión, registros geofísicos y estudios geológicos proporciona una mejor idea sobre la naturaleza de la distribución de porosidades y de permeabilidades, además de la geometría del yacimiento. Sin embargo, la mejor manera de obtener una descripción del mismo es determinando la caracterización de éste, que resulta del mejor parecido entre el comportamiento calculado y el que se observa en un período disponible de la historia de producción. Es importante, realizar análisis de sensibilidad a aquellos datos en los cuales se tenga incertidumbre.

Conclusiones.

En este capítulo se analizó la importancia de utilizar la simulación matemática de yacimientos como un método, principalmente, para seleccionar los procesos de recuperación primaria, secundaria y mejorada adecuados para la explotación óptima de los yacimientos. Además, se vio el papel que desempeña la información en los estudios de simulación.

Es muy importante señalar que en los estudios de simulación matemática confluyen una gran diversidad de disciplinas debido a que en este proceso se requiere una vasta cantidad de información geológica, geofísica, de producción, química y económica, entre otra. Puesto que sólo existe una oportunidad para explotar el yacimiento petrolífero, es necesario que esta sea la que mejor contribuya con el objetivo de la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos.

La simulación matemática de yacimientos es la herramienta idónea para estudiar diversas alternativas de producción, y de los resultados que se generen de los procesos, se puede señalar la forma óptima de explotación bajo diversos escenarios.

Por lo anteriormente expuesto la información que alimenta al simulador numérico debe ser fidedigna, de tal manera que represente con la mayor aproximación posible al yacimiento; además debe ser oportuna, para ello es necesario que se establezca un programa de adquisición de información de ser posible desde el descubrimiento del yacimiento; justificable, para evitar llevar a cabo la adquisición de información que sea innecesaria; actualizada, para considerar las posibles variaciones en la magnitud de algunos parámetros en futuras simulaciones; y suficiente, para evitar lo mas que sea posible asumir consideraciones en el modelo. Además, esta información se debe analizar en forma multidisciplinaria, ya que de esta manera se puede tener una mejor comprensión de las propiedades del sistema roca - fluidos, así como de los fenómenos físico - químicos que en el se desarrollan, y más aún del sistema petrolero total.

Una vez que se cuenta con el simulador numérico y con la información que lo alimenta, la calidad de la información que genera este proceso ya no depende de

ningún especialista. Aquella va a estar en función, simple y sencillamente, del modelo numérico manejado y de las características de la información de entrada. La importancia de la información que se obtiene radica en el uso que se puede dar de ella, y su buen o mal uso depende del análisis que se realice sobre ella. En este análisis deben participar tantas disciplinas como se requieran para que de esta manera, se pueda tener un mejor y más amplio panorama sobre las operaciones que se proyecten implementar.

8.4 ANTECEDENTES DEL YACIMIENTO FLYMOCH.

En este subcapítulo se realiza, de manera general, el análisis del estudio de simulación matemática del yacimiento Flymoch, bajo diversas alternativas de producción, con el fin de hacer énfasis en el papel que tiene la información en la Administración Integral de Yacimientos. Este estudio se realizó con ayuda del simulador matemático ECLIPSE100.

Producción.

La producción del yacimiento Flymoch inició en el año 1990. Se requirió realizar la predicción del comportamiento de éste a partir del mes de Julio de 1994 y hasta el año 2015, bajo diferentes escenarios o alternativas de producción. La simulación, incluyendo tanto calibración como predicción, consistió en poner como restricción los gastos de producción al simulador ECLIPSE100 y calcular, mediante éste, parámetros tales como: la presión, RGA, producción acumulada (N_p) y la fracción de agua producida (f_w).

Debido a que se contaba con información de producción de aceite (Q_o) confiable, no se requirió realizar ningún tipo de interpolación para contar con los posibles valores ausentes. Es conveniente mencionar que el casquete de gas que presentaba el yacimiento no se reportó a su debido tiempo, lo que suscitó serios problemas durante la calibración del simulador. Inicialmente, la explotación del campo se llevó a cabo mediante seis pozos de producción, pero al inicio del estudio de simulación se contaba solamente con cuatro de ellos, debido al cierre de dos pozos por alta producción de agua.

Estudio Geológico - Geofísico.

Se trata de un yacimiento terrestre con aceite de bajo encogimiento y con entrada de agua, con un volumen de aceite inicial de 23.28 MMBls. De acuerdo con estudios geológico - geofísicos, se determinó que este yacimiento pertenece a un canal de arena (paleocanal), en el que sus condiciones petrofísicas varían de tal manera que el yacimiento se pudo dividir en tres regiones con permeabilidad relativa diferente.

La región central tiene la característica de contar con una alta producción, no así en las regiones restantes en las que se tiene un valor menor. La división anterior se llevó a cabo con el objetivo de tener un mejor control del yacimiento.

En cuanto al acuífero, no se logró su adecuada caracterización por escasez de información, más aun, fue necesario complementarla con estudios de gabinete y laboratorio. De este acuífero solo se pudo determinar que el empuje de agua se presentaba en tres frentes: un empuje de fondo y dos laterales. El tamaño del acuífero es de tal magnitud que, según estudios realizados, posiblemente este sea común a otros yacimientos petrolíferos.

El yacimiento se representó por medio de una malla de $14 * 41 * 5$ capas, incrementos de tiempo de un mes (en la calibración) y variables (en la predicción); la malla se colocó en el sentido preferencial del flujo de fluidos presente en el yacimiento.

Análisis de Sensibilidad.

Antes de comenzar con la simulación fue necesario llevar a cabo un análisis de sensibilidad a parámetros del yacimiento, como su permeabilidad, y del acuífero tales como: su extensión, potencia y porosidad.

Durante la simulación fue necesario hacer cambios en algunos parámetros que no se tenían o que eran dudosos. Para ello, se solicitaba nuevamente la información o, en su defecto, se apoyaba en departamentos especializados que podían dar su punto de vista.

A continuación se muestra la calibración de se obtuvo del simulador, y posteriormente la predicción bajo diferentes escenarios de explotación.

Simulación.

Calibración del simulador.

En algunas ocasiones se pueden presentar problemas, debido a la escasez de información relativa a la historia de producción del yacimiento, como son:

1. Los datos medidos de la presión media del yacimiento son pocos y el período de tiempo (del orden de meses) entre las presiones reportadas es muy grande (gráfica 1), y además,
2. existe un gran período de tiempo (alrededor de 3.5 años) a partir del inicio de producción del primer pozo del yacimiento (gráfica 2), con gran incertidumbre en la información que se midió de RGA.

Afortunadamente, y de acuerdo con la información obtenida por medios de los análisis PVT, se pudo determinar que se trataba de un yacimiento bajosaturado, y además se observó que existía un rango de presión considerable entre la media del yacimiento (4700 psi, aprox.) y la de saturación. Por ello, y para el ajuste de la historia utilizando el simulador matemático ECLIPSE100, se pudo deducir que la falta de información de presiones y de RGA's no dificultaría tanto la calibración del simulador, ya que el abatimiento de presión del yacimiento es mínimo a través del tiempo en el período de bajosaturación y la RGA en el mismo período permanece constante.

Una vez que se analizó la información de presiones y de RGA's y se observó que no mostraba incongruencias se llevó a cabo el ajuste del volumen de hidrocarburos del yacimiento, actividad que no representó problema alguno y de la cual se obtuvieron resultados tolerables. El volumen de hidrocarburos calculado por el simulador fue 24.5 MMBIs, 5.04% mayor del volumen medido. Posterior a esto, se dio inicio a la calibración del simulador.

Después de trece corridas del simulador ECLIPSE100 se obtuvo el ajuste de la historia (gráfica 1 y 2). Haciendo un análisis de los resultados obtenidos se pueden hacer observaciones de cada una de las siguientes gráficas:

Tiempo - Presión:

De la gráfica 1 se puede decir que el ajuste fue lógico, esto debido al comportamiento que tiene la presión en los yacimientos que se encuentran en el período de bajosaturación. Al observar esta gráfica no es apropiado decir si el ajuste de la historia de presión es o no tolerable, debido a la escasez de historia de producción.

Tiempo - Gasto:

En esta gráfica se puede observar que a mediados del año 1991 existen diferencias entre los gastos calculados y los medidos. Esto se debe a la escasez de información que se obtuvo, quien no reportó el cierre de un pozo.

Tiempo - Producción Acumulada:

De esta gráfica se puede notar que el ajuste fue casi un éxito. Existen pequeñas diferencias entre los valores medidos y calculados, pero se puede decir que la calibración de estos parámetros es aceptable.

Tiempo - RGA:

En la gráfica 2 es ineludible señalar nuevamente la incertidumbre en la información de RGA durante un buen período de tiempo. De esta gráfica se pueden hacer dos

comentarios: en el período de incertidumbre en la información (Enero 1990 - Junio 1994) se puede decir que el ajuste, al igual que en la gráfica tiempo - presión de la figura 3, fue lógico ya que el valor de RGA en el período de bajosaturación es constante. Por otro lado, en el período de existencia de información, el ajuste fue "aceptable", calificativo dado por el cliente, atribuible a la falta de calidad en la información proporcionada por él. En algunos puntos de la gráfica existen diferencias considerables que son adjudicables a la inadecuada medición de la información en el área de trabajo. Nota: el valor de la RGA que se obtuvo de correlaciones a partir de la densidad del aceite, puesto que no se contaba con información confiable de aquel parámetro por fallas en la medición de tipo operativo. No fue sino hasta mediados del año 1993 cuando se comienza a tener información más confiable de RGA.

Tiempo - Fracción de Agua

En esta gráfica, al igual que la anterior, el ajuste fue "aceptable". Esto debido a la escasez de información medida y a la mala calidad de la existente, lo cual ocasionó que resultara poco confiable.

Predicción del Comportamiento del Yacimiento.

Una vez que se realizó la calibración del simulador matemático ECLIPSE100 se procedió a realizar la predicción del comportamiento del yacimiento Flymoch con diversos escenarios de producción. A partir de esto se dispuso el cierre de pozos: cuando el porcentaje de agua producida alcanzara un cierto valor, se tuviera un cierto gasto de producción, o bien una cierta presión de fondo fluyendo. A continuación se presentan las predicciones con diversas alternativas de producción.

a) Caso Base.

Los resultados de esta predicción se muestran en las gráficas 3 y 4. Esta primera alternativa consideró constante la cuota de producción, en los cuatro pozos de producción, que se tenía al momento de la simulación. De acuerdo con los resultados obtenidos se puede destacar lo siguiente:

- Hasta el año 2015 (200 BPD aprox.), el yacimiento seguiría estando en la etapa de bajosaturación; esto se puede notar por el comportamiento de la RGA (gráfica 4) y por la comparación entre la última presión calculada y la presión de saturación. En el año 2015 se tendría una producción acumulada de aproximadamente 5.5 MMBls. De acuerdo con la predicción se prevé el cierre de tres pozos: uno en el año 2000, otro en el 2004 y el tercero en el 2005.
- El comportamiento del porcentaje de agua, fw (gráfica 4), está en función del gasto de producción (gráfica 3). Cuando se cierra un pozo disminuye la fw, pero se vuelve a incrementar después de un tiempo.

b) Alternativa gasto máximo.

Los resultados obtenidos con esta alternativa se muestran en las gráficas 5 y 6. Aquí, la simulación consistió en hacer producir los hidrocarburos con el gasto máximo que pudiera aportar la formación. De esta simulación se puede destacar lo siguiente:

- El yacimiento sería rentable (de considerarse así un gasto de 1000 BPD) hasta mediados del año 1988, ya que en ese momento se cerrarían todos los pozos y, lógicamente, el gasto se abatiría hasta cero barriles por día. En ese momento se tendría una producción acumulada de 5.8 MMBls y el yacimiento se encontraría indiscutiblemente en la etapa de bajosaturación.
- Se presentarían variaciones en la presión debido a los cambios drásticos en el gasto. La presión una disminución considerable durante el período en que se tuviera una reducción del gasto máximo, y un ligero incremento al estabilizarse el gasto debido al empuje de agua.
- Se tendría un gran incremento en la producción acumulada en un breve período de tiempo, de 2.25 MMBls a 4.55 MMBls entre Junio de 1994 y Junio de 1995, aproximadamente.
- El porcentaje de agua se incrementaría de manera alarmante durante el período Junio de 1994 - Junio de 1995 a consecuencia de los altos gastos de producción.
- La RGA tendría un comportamiento constante debido a que el yacimiento siempre estaría en la etapa de bajosaturación.

c) Alternativa Reparación de Pozos.

- Los resultados obtenidos con esta alternativa se muestran en las gráficas 7 y 8. Esta consistió en suponer que se lleva a cabo la reparación de un pozo. El tiempo de reparación de pozos se estimó en tres meses. De los resultados obtenidos de esta simulación se puede destacar lo siguiente:
- Se llevaría a cabo la reparación de solamente un pozo en 1995. No fue posible realizar la reparación de algún otro puesto que los restantes estaban produciendo en la cima del yacimiento. Además, se cerrarían dos pozos: en el año 2000 y en el 2004.
- Hasta el año 2015, el yacimiento seguiría estando en la etapa de bajosaturación; esto se puede notar por el comportamiento de la RGA (gráfica 8) y por la comparación entre la última presión calculada y la presión de

saturación. En ese año se tendría una producción acumulada de aproximadamente 5.5 MMBIs.

- El porcentaje de agua se va incrementando gradualmente, este comportamiento está influenciado por los gastos de producción.

d) *Alternativa pozos adicionales.*

- Los resultados obtenidos con esta alternativa se muestran en las gráficas 9 y 10. Esta alternativa en suponer la perforación de nuevos pozos de desarrollo; la perforación se llevaría a cabo en aquellas celdas que tuvieran un cierto valor de saturación de aceite. El tiempo de la perforación de un pozo se estimó en seis meses. De los resultados obtenidos con esta nueva simulación se puede destacar lo siguiente:
- Debido a que la RGA permanece constante hasta el año 2015, el yacimiento seguiría estando en la etapa de bajosaturación. En ese año se tendría una producción acumulada de aproximadamente 7.6 MMBIs.
- De acuerdo con la predicción, se perforarían dos pozos adicionales a mediados del año 1995, lo que se traduciría en un incremento de producción, y por otro lado, se cerrarían cinco pozos: a mediados del año 2000, en el 2003, a mediados del 2006 y en el 2103.
- El comportamiento del porcentaje de agua es irregular debido a las variaciones de los gastos de producción, los cuales lógicamente estarán influenciados por la puesta en producción de los nuevos pozos de desarrollo y los pozos que estén siendo cerrados.

De este estudio se pueden hacer los siguientes comentarios:

1. No fue necesario hacer una predicción con la alternativa inyección de agua, ya que el yacimiento se encontraba subyacente por un acuífero de una gran dimensión,
2. Tampoco con la alternativa inyección de gas, ya que el yacimiento se encontraba en presencia de un casquete de gas, cuya presión, aunado al empuje de agua, permitieron que la declinación de la presión del yacimiento fuera mínima.
3. La alternativa gasto máximo es ilógica desde el punto de vista práctico y por lo mismo innecesaria, pero se llevó a cabo a petición del cliente.
4. El período de predicción solicitado por el cliente es muy grande, y se podría decir que es una estimación burda de las condiciones a las que se encontrara el yacimiento en el año 2015.

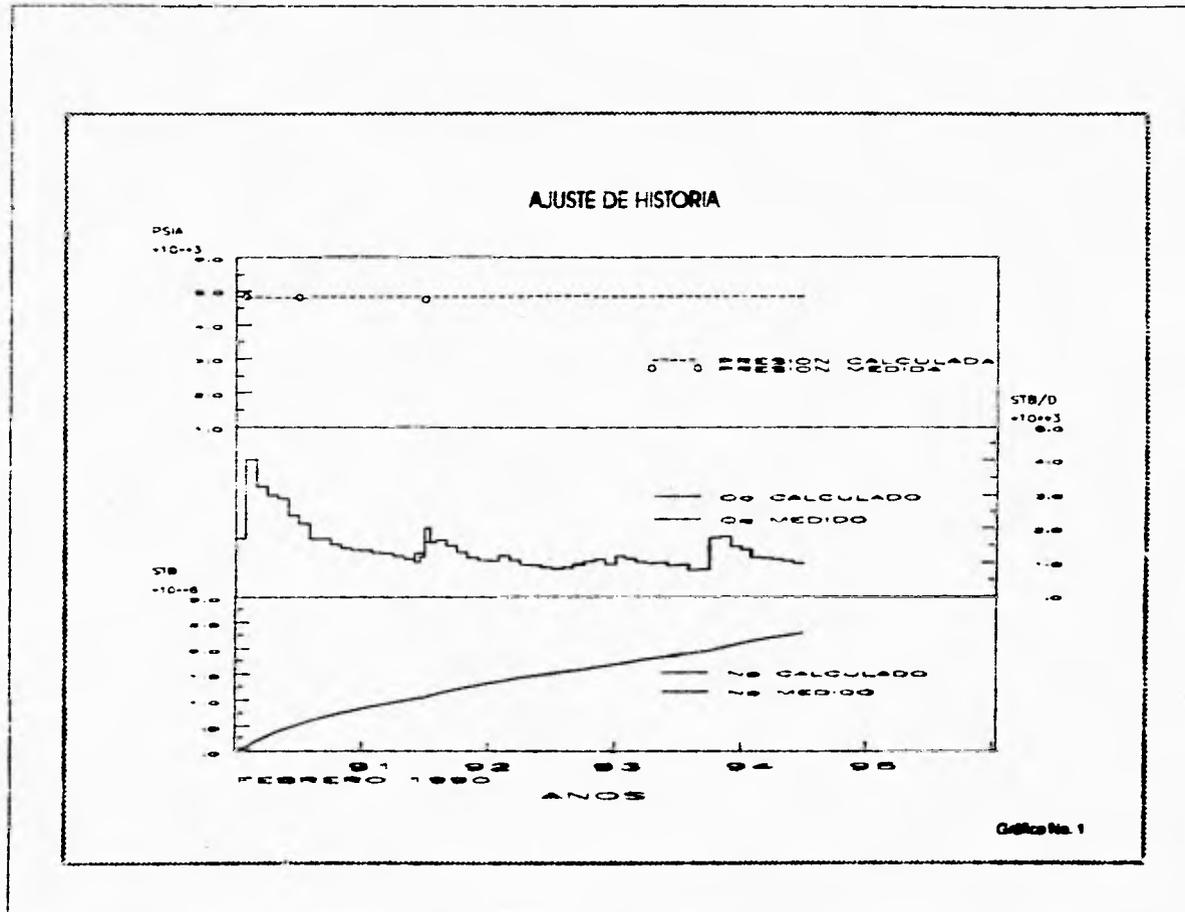
5. **No fue posible determinar la alternativa óptima que se pudiera aplicar al yacimiento Flymoch, debido a que no se contaba con la información económica que permitiera seleccionarla.**

Conclusiones.

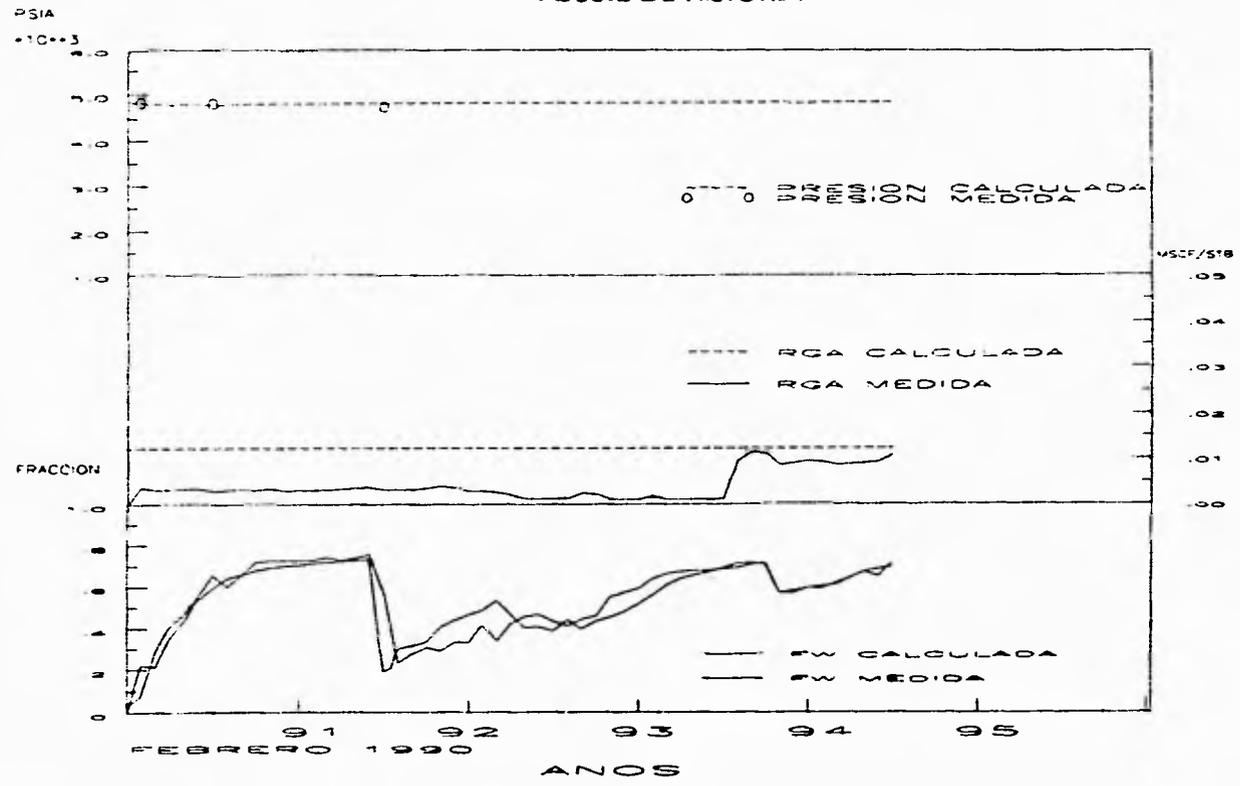
El análisis del estudio de simulación matemática del yacimiento Flymoch se realizó de manera efímera y escueta, no con el fin de inquirir la alternativa óptima aplicable al yacimiento, sino ver el papel y la importancia de la información requerida y obtenida por la simulación matemática en la Administración Integral de Yacimientos. Del estudio anterior se puede concluir lo siguiente:

- **En los estudios de simulación confluye toda la información geológica, petrofísica, económica, de los fluidos presentes en el yacimiento y datos de producción, entre otros.**
- **Al momento de descubrir un yacimiento es necesario establecer un modelo geológico "burdo" que permita determinar la factibilidad económica de la explotación del yacimiento.**
- **La información obtenida de las diversas alternativas de simulación representa, aunque no de manera íntegra, el comportamiento que tendría el yacimiento bajo alguna de éstas. La selección óptima no sólo va a depender de la información técnica calculada, sino también del análisis económico de las estudiadas; tomando en cuenta para esto último las cuotas de producción predestinadas (internas y externas), el comportamiento del precio del barril de petróleo en el mercado y de la planeación estratégica que se esté siguiendo del o los yacimientos.**
- **La validez de la información obtenida por medio de los simuladores matemáticos va a estar en función del modelo que represente al yacimiento, de la confiabilidad que se tenga en la información que lo alimente y de la congruencia en la variación que se realice sobre dicha información.**
- **Se debe establecer, de manera oportuna, un programa de toma de información, de ser posible desde la exploración del yacimiento. Esto para evitar un dispendio de tiempo y capital en la toma de información no requerida en un futuro. Asimismo se podría crear, aunque burdamente, un modelo geológico, por medio del cual se determinaría la factibilidad económica de la explotación del yacimiento.**
- **Debe existir comunicación, o mejor aun sinergia, entre las diversas disciplinas involucradas con la información que va a alimentar al simulador matemático, para que las variaciones requeridas se realicen dentro de una tolerancia**

adecuada. La sinergia debe involucrar también a los especialistas encargados de realizar el análisis económico de las alternativas que se hayan estudiado.

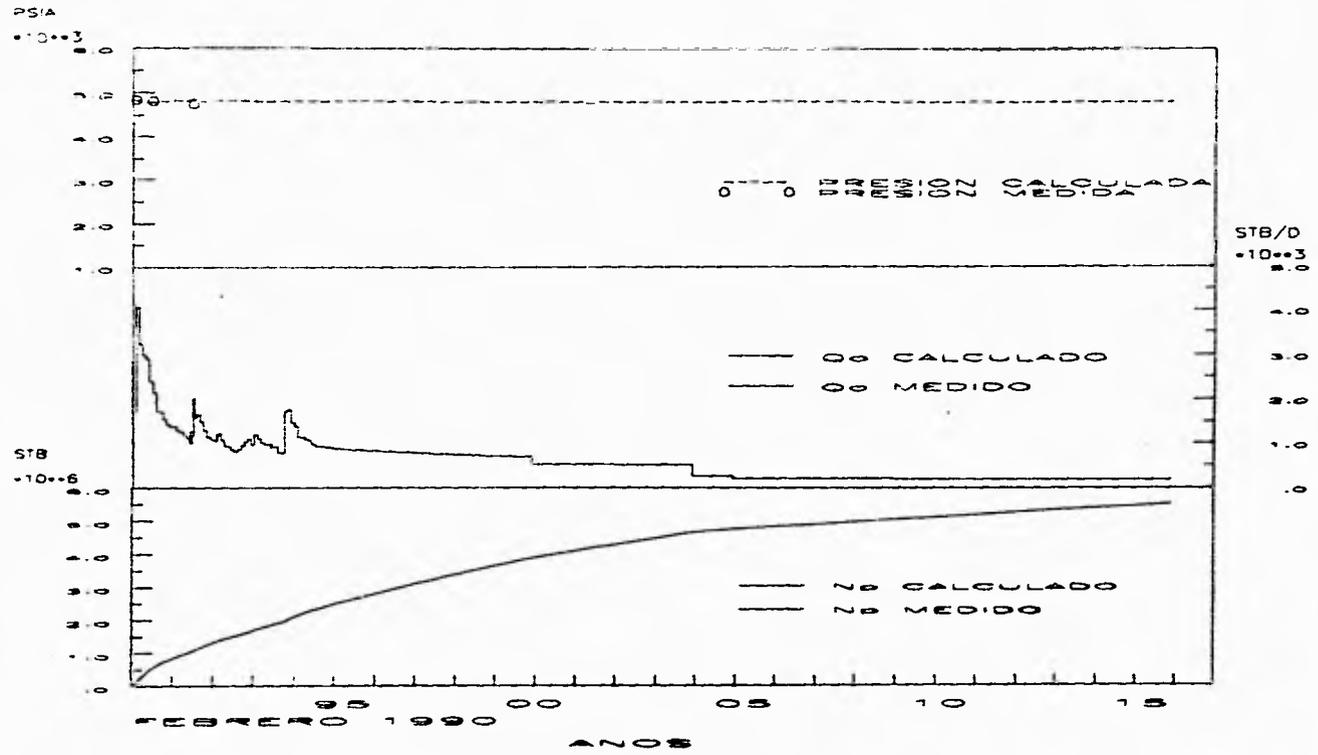


AJUSTE DE HISTORIA



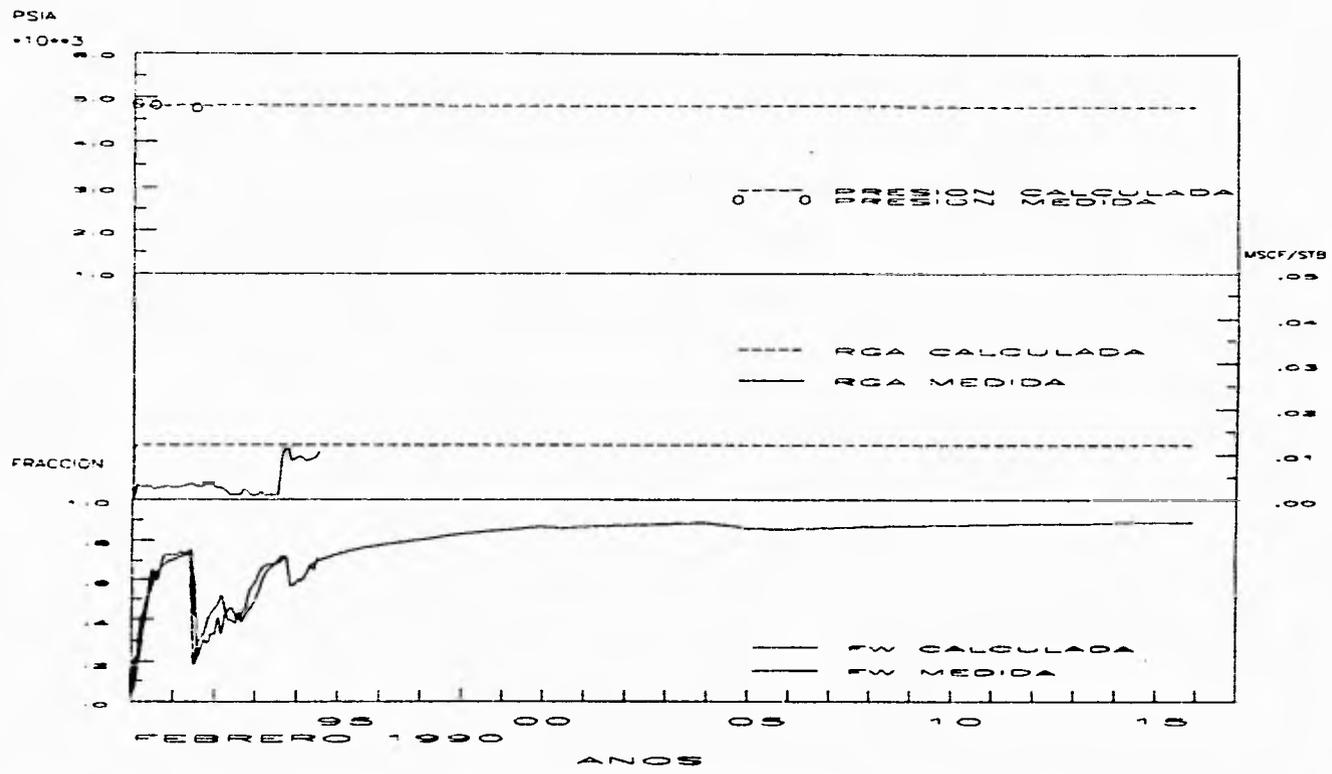
Gráfica No. 2

CASO BASE



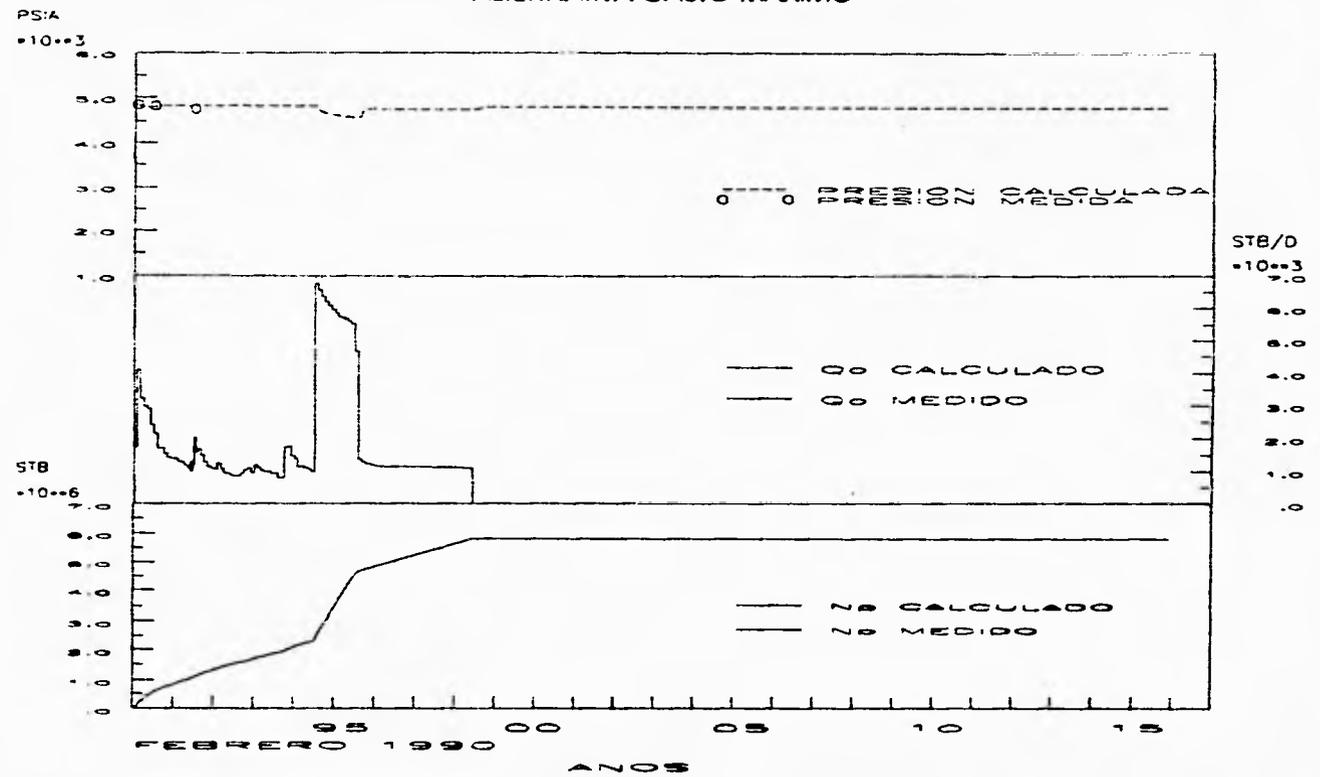
Gráfica No. 3

CASO BASE



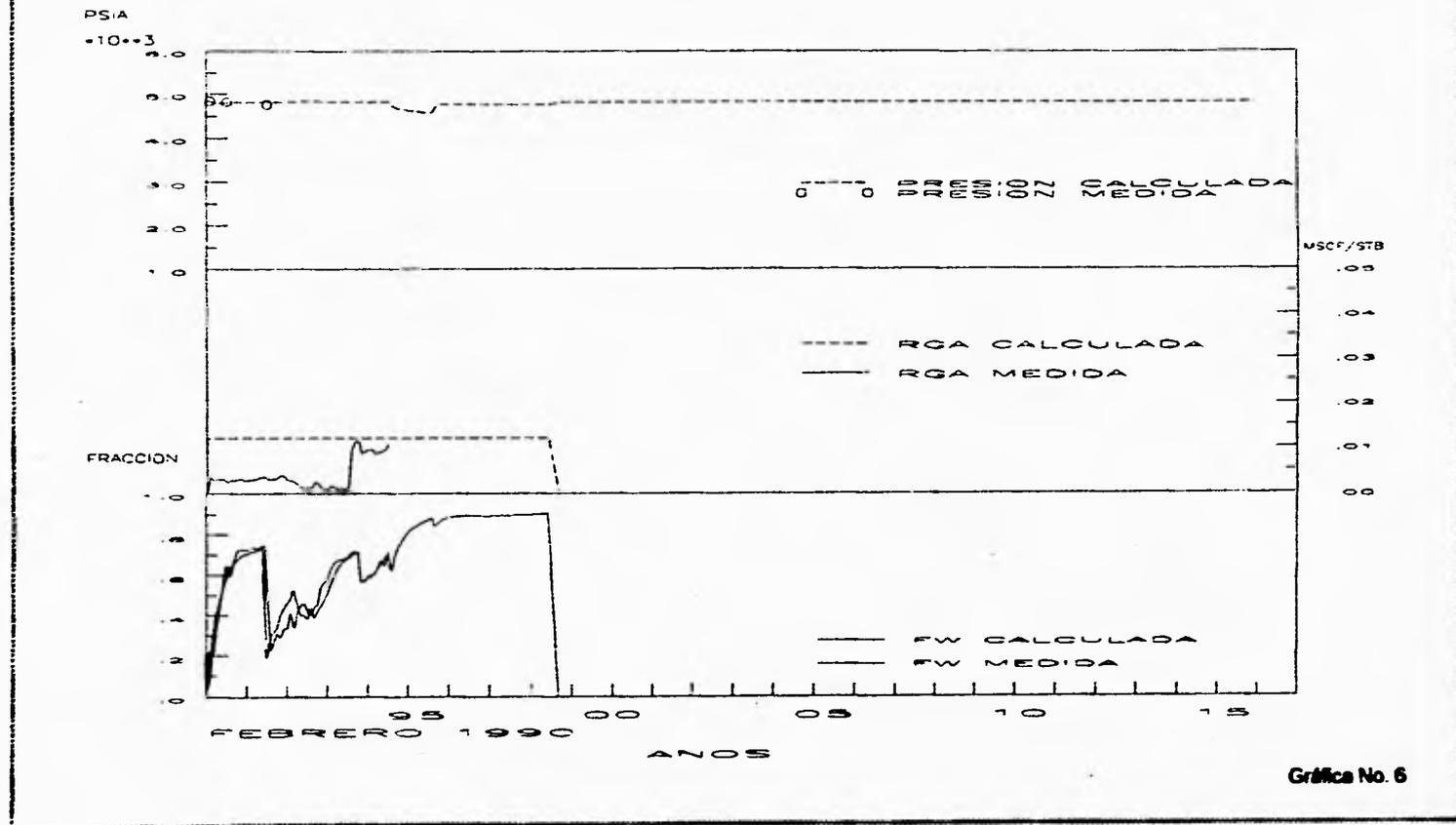
Gráfica No. 4

ALTERNATIVA GASTO MAXIMO

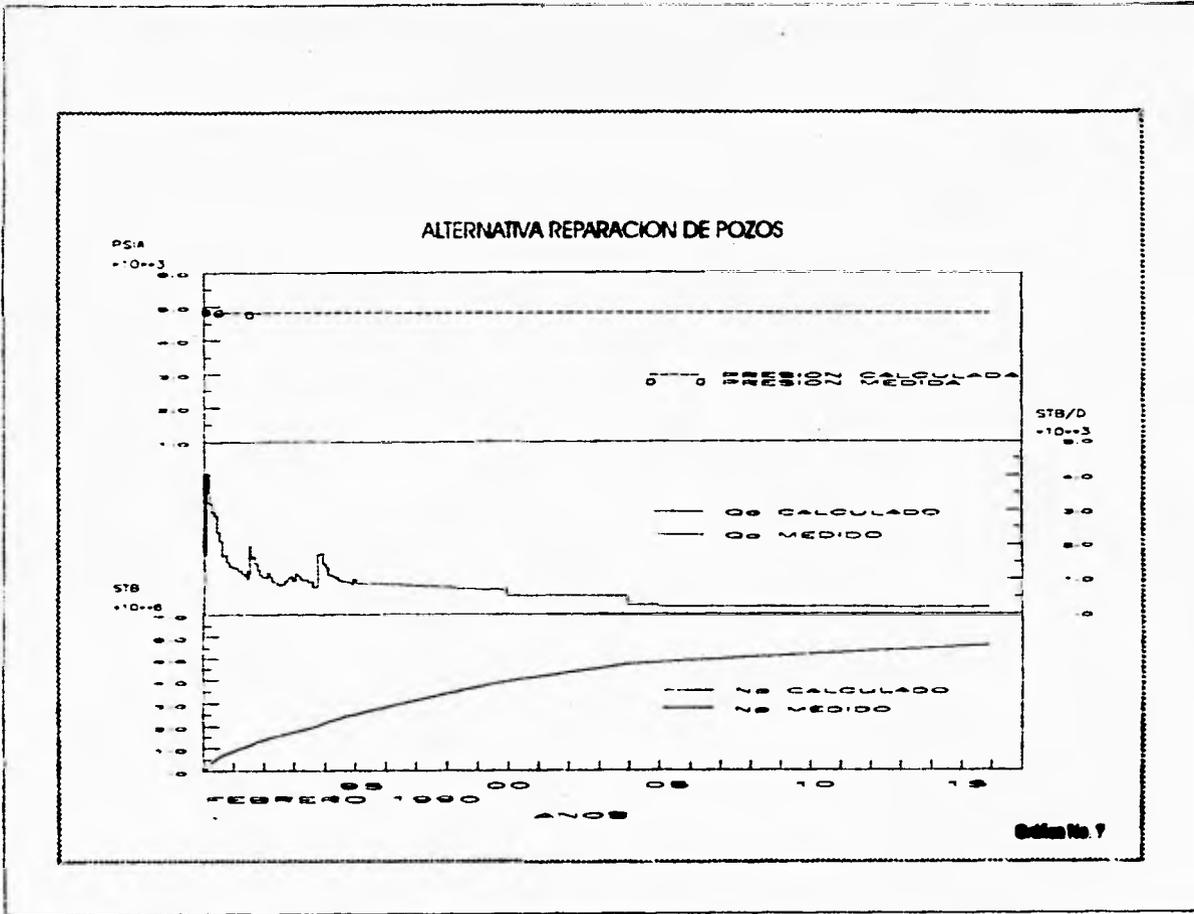


Gráfica No. 5

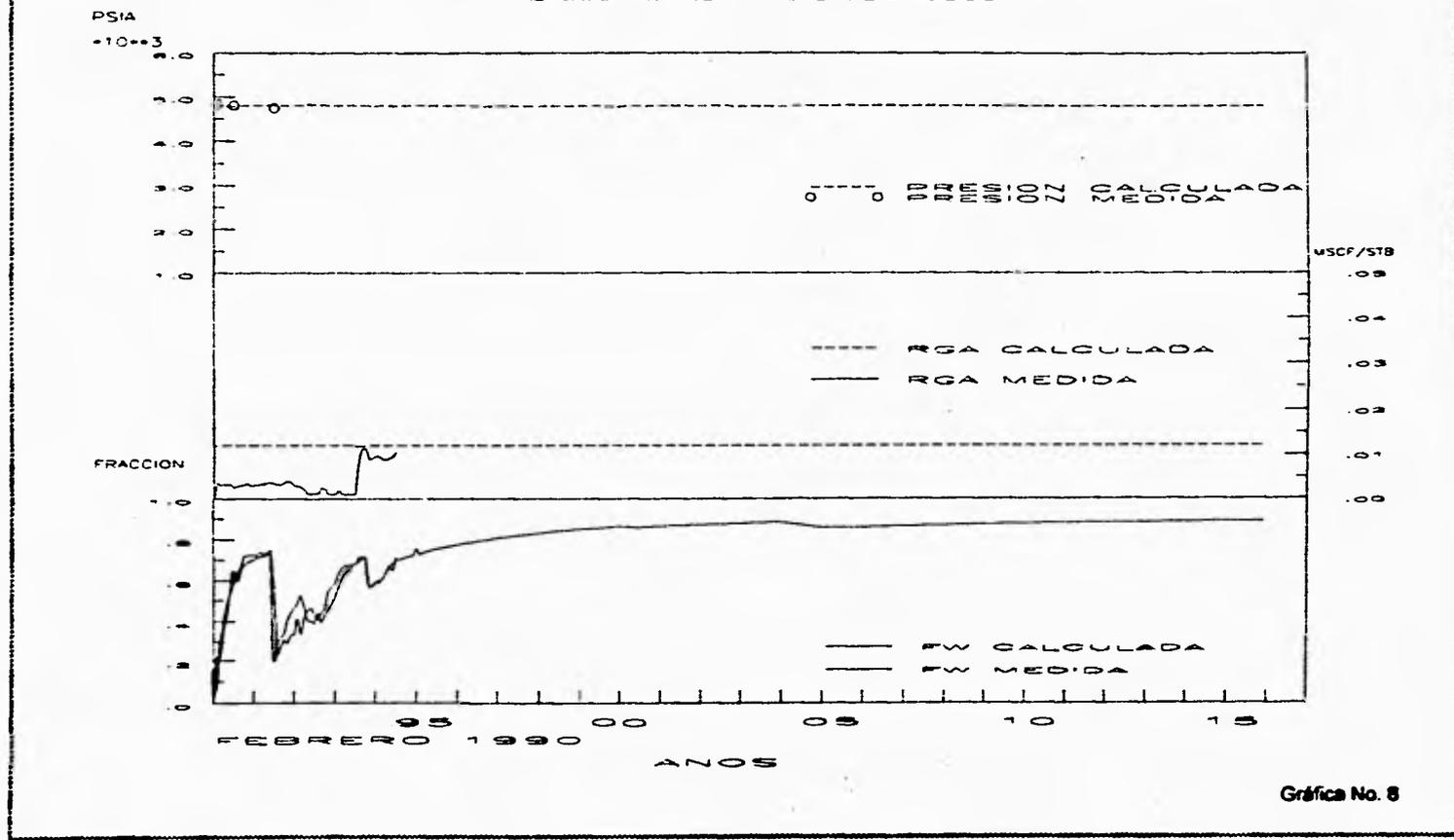
ALTERNATIVA GASTO MAXIMO



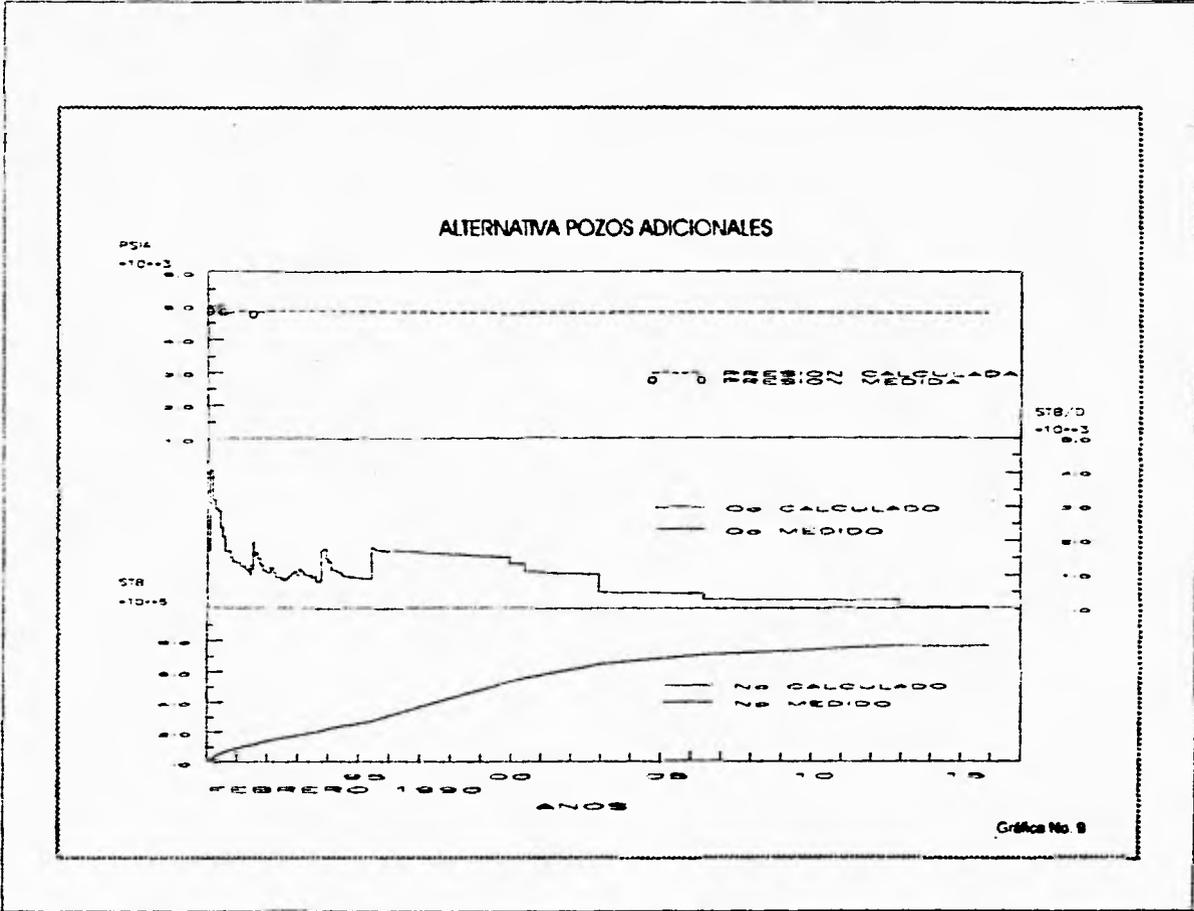
Gráfica No. 6



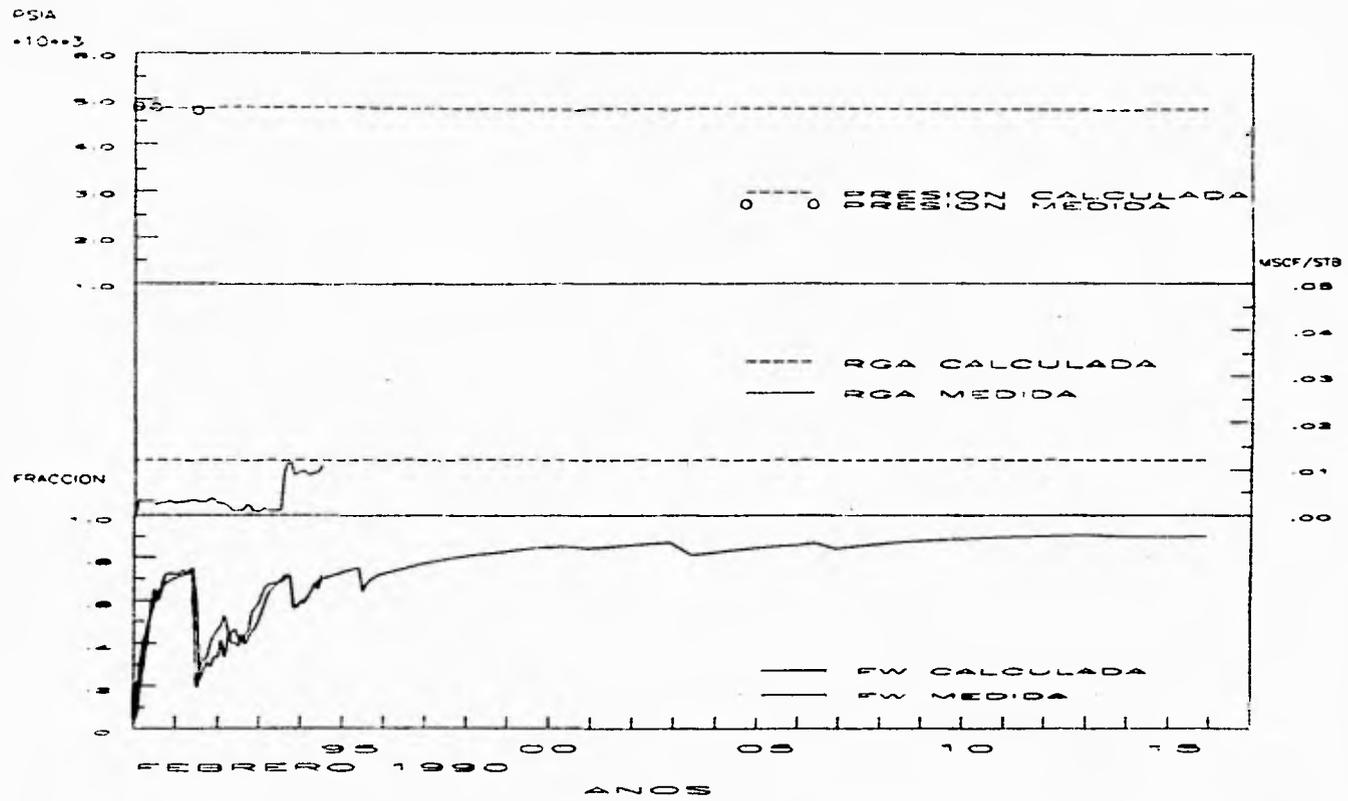
ALTERNATIVA REPARACION DE POZOS



Gráfica No. 8



ALTERNATIVA POZOS ADICIONALES



Gráfica No. 10

REFERENCIAS.

1. Garaicochea, F.: "Apuntes de Comportamiento, Primario de los Yacimientos", Facultad de Ingeniería UNAM, México D.F., 1972.
2. Crichlow, H. B.: "Modern Reservoir Engineering - A Simulation Approach", Prentice - Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1977.
3. Hernández, M.A. y Domínguez G.C.: "Apuntes de Simulación Matemática de Yacimientos", Facultad de Ingeniería UNAM, México D.F., 1984.
4. Abdus, J.E., Varnon y Hoang, M.T.: "Integrated Reservoir Management", JPT (Dec. 1994) 1057.
5. Valderrabano, A., Rayon, R., Osorno, J.A. y Rodríguez, R.: "Apuntes de Evaluación de la Producción", Facultad de Ingeniería UNAM, México D.F.
6. Schulumberger: "Evaluación de Formaciones en México - Septiembre de 1984", 1984.
7. Elsayed, S.A., Baker, R., Churcher, P.L. y Edmunds, A.C.: "Multidisciplinary Reservoir Characterization and Simulation Study of The Weyburn Unit", JPT (Oct. 1993) 932.
8. Mohaghegh, S.: "Neural Network: What it Can Do for Petroleum Engineers", JPT (Jan. 1995) 42.
9. Aziz, K. y Settari, A.: "Petroleum Reservoir Simulation", Elsevier Applied Science Publishers LTD, England, 1979.
10. SPE Reprint Series: "Numerical Simulation II No. 20", Published by Society of Petroleum Engineering, Richardson, Texas, 1986.
11. Steiner, P.: "First and Second International Forum on Reservoir Simulation", Leoben, Austria, 1989.
12. Fisher, W.G.: "Oil Field Development Techniques", Capítulo 11 (Reservoir Simulation), Proceeding of the Daqing International Meeting 1982, published by AAPG Studies in Geology # 28, Tulsa, Oklahoma, 1989.
13. Aziz, K.: "Reservoir Simulation Grids: Opportunities and Problems", JPT (July 1993) 658.
14. Coats, K.H.: "Use and Misuse of Reservoir Simulation Models" Numerical Simulation No. 11", SPE Reprints Series, Texas, 1973.

9. LA INFORMACION EN LA EVALUACION ECONOMICA.

9.1 GENERALIDADES.

Comúnmente se usan tres criterios para evaluar opciones de desarrollo: factibilidad técnica, campo económico y daño al medio ambiente.

Los criterios económicos por los cuales las opciones de inversión se evalúan generalmente son: la tasa interna de retorno, el valor neto presente y el tiempo en que se recupera la inversión. Sin embargo, el costo técnico por unidad de volumen de producción (costo por barril), aunque es un criterio menos elaborado, influye directamente sobre la naturaleza del proyecto y su operación. Se puede considerar como un criterio preliminar para iniciar un proyecto. El costo por barril se define por la inversión y costos de operación, a través de la vida productiva del proyecto (en términos monetarios).

Para la estimación de costos se debe tomar en cuenta lo siguiente:

1. **Consideraciones económicas:** tasas de cambio, costos de exportación y almacenamiento.
2. **Consideraciones de perforación.**
3. **Consideraciones técnicas y del yacimiento.**

Para cada opción de desarrollo establecida, es necesario determinar:

a) **Costos de Perforación.**

Es necesario considerar los costos, por día de materiales y equipo, requeridos en las operaciones de perforación y terminación de pozos. Así mismo, establecer el tiempo para perforar un pozo ya sea marino o terrestre.

b) **Capital requerido.**

c) **Costos de Operación.**

Estos se obtienen, después de considerar los costos de perforación y los relativos al dimensionamiento de tuberías e instalaciones. Los costos totales de operación se calculan a partir de la vida productiva del yacimiento. Entre dichos costos están: distribución de gastos, costos de supervisión, gastos de honorarios, transporte y compresión, costos de capital, mantenimiento posterior,

terminaciones no previstas, los generados por contratos operativos, necesidades de equipo futuro, costos promedios por unidad de producción, etc.

Para efectos de comparación se divide el costo total entre las reservas, y de ésta manera se obtiene el costo por barril.

Por otro lado, se debe realizar un análisis de sensibilidad, en el cual se pueden variar los siguientes parámetros:

1. Número de pozos.
2. Gastos de producción.
3. Construcción de instalaciones nuevas.
4. En caso de plataformas marinas, tirante de agua.
5. Tomar en cuenta únicamente pozos productores (no inyectores).

También es importante realizar un análisis de ganancias, y para esto existen paquetes de cómputo que proporcionan un panorama económico del desarrollo de un campo. Estos paquetes requieren de la siguiente información: perfil de producción, costos de operación, capital, precio del crudo, estimación de la inflación, calidad del aceite y las tasas de cambio. En cuanto a los resultados que se obtienen están: ganancias, impuestos, flujo neto de efectivo, valor neto presente y la tasa interna de retorno.

Asimismo, es fundamental realizar un análisis de sensibilidad a parámetros económicos tales como: tarifa de exportación, precio del crudo y costo del capital, entre otros.

9.2 INDICES ECONOMICOS EN LA INGENIERIA PETROLERA.

Debido a la necesidad que tiene el Ingeniero Petrolero de trabajar en grupos multidisciplinarios, es importante que éste mejore sus bases en lo relativo a aspectos económicos. Por lo anterior, surge la inquietud en este trabajo, de repasar algunos de estos conceptos propiciando que el lector amplíe sus conocimientos en el área.

Debido a que el valor del dinero cambia con el tiempo, es necesario saber que si se tiene una cantidad presente, ésta puede redituar ciertas ganancias (intereses) en un periodo de tiempo. El interés es el costo por el uso de dinero, por lo tanto, para el que lo usa y para el prestador representa un ingreso.

Para establecer el valor del dinero, se requiere especificar la tasa de interés, el capital y el período de tiempo. Existen dos tipos de interés: a) simple y b) compuesto.

a) Interés Simple.

Se puede definir mediante la siguiente expresión:

$$\text{Interés} = (\text{capital}) \cdot (\text{tasa de interés}) \cdot (\text{período de tiempo}) \quad 9.1$$

La tasa de interés es una fracción (% o interés/100), y el período de tiempo es un año o múltiplo de años.

b) Interés Compuesto.

La fórmula que se utiliza para calcular este interés es:

$$\text{Interés} = [(1 + i)^n - 1] \times \text{capital} \quad \dots \quad 9.2$$

Donde:

i = tasa de interés por período (fracción).

n = número de periodos.

Ejemplo 9.1:

Si se invierte una suma de 2,000 pesos en el banco, a una tasa de interés simple del 12%, determinar:

- a) El interés, si el dinero se mantiene por un año en el banco.
- b) El interés, si el dinero se mantiene solo por seis meses.
- c) El interés, si el dinero permanece 90 días.

Solución:

- a) Interés = $2,000 \cdot 0.12 \cdot 1 = \240.00
- b) Interés = $2,000 \cdot 0.12 \cdot (6/12) = \120.00
- c) Interés = $2,000 \cdot 0.12 \cdot (90/360) = \60.00

Ejemplo 9.2:

Se invierten 2,000 pesos a una tasa de interés anual de 12%. Calcular la cantidad de interés para un año si:

- a) El interés es compuesto mensualmente.

- b) El interés es compuesto cada cuatro meses.
 c) El interés es compuesto anualmente.

Solución:

a)

$$i = 12/12 = 1\%$$

$$n = 1 \text{ año} \cdot 12 = 12$$

$$\text{Interés} = [(1 + 0.01)^{12} - 1] \cdot (2,000) = \$ 253.65$$

b)

$$i = 0.12/4 = 0.03$$

$$n = 12/3 = 4$$

$$\text{Interés} = [(1 + 0.03)^4 - 1] \cdot (2,000) = \$ 251.02$$

c)

$$i = 12\% \quad n = 1$$

$$\text{Interés} = [(1 + 0.12)^1 - 1] \cdot (2,000) = \$ 240.00$$

Valor Presente de Suma Futura.

Para trasladar una suma futura de dinero a valor presente, se usa la siguiente ecuación:

$$\text{Valor Presente} = [1 / (1 + i)^n] \quad \dots 9.3$$

Ejemplo 9.3:

Calcular el valor presente de la suma de 5,000 pesos, que se recibirán 5 años después a partir de hoy. Se asume que la tasa de interés compuesta es de 12%.

Solución:

$$\text{Valor Presente} = [1 / (1 + 0.12)^5] = \$ 2,837$$

Valor Presente de Sumas Anuales.

Al final de cada periodo de tiempo es necesario llevar la suma a valor presente, con su equivalencia respectiva a moneda nacional. Para calcular el valor presente de una anualidad o sumas anuales, se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{Valor Presente} = \text{Valor Anual} [(1 + i)^n - 1 / i \cdot (1 + i)^n] \quad 9.4$$

- b) El interés es compuesto cada cuatro meses.
 c) El interés es compuesto anualmente.

Solución:

a)

$$i = 12/12 = 1\%$$

$$n = 1 \text{ año} \cdot 12 = 12$$

$$\text{Interés} = [(1 + 0.01)^{12} - 1](2,000) = \$ 253.65$$

b)

$$i = 0.12/4 = 0.03$$

$$n = 12/3 = 4$$

$$\text{Interés} = [(1 + 0.03)^4 - 1](2,000) = \$ 251.02$$

c)

$$i = 12\% \quad n = 1$$

$$\text{Interés} = [(1 + 0.12)^1 - 1](2,000) = \$ 240.00$$

Valor Presente de Suma Futura.

Para trasladar una suma futura de dinero a valor presente, se usa la siguiente ecuación:

$$\text{Valor Presente} = [1 / (1 + i)^n] \dots 9.3$$

Ejemplo 9.3:

Calcular el valor presente de la suma de 5,000 pesos, que se recibirán 5 años después a partir de hoy. Se asume que la tasa de interés compuesta es de 12%.

Solución:

$$\text{Valor Presente} = [1 / (1 + 0.12)^5] = \$ 2,837$$

Valor Presente de Sumas Anuales.

Al final de cada periodo de tiempo es necesario llevar la suma a valor presente, con su equivalencia respectiva a moneda nacional. Para calcular el valor presente de una anualidad o sumas anuales, se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{Valor Presente} = \text{Valor Anual} [(1 + i)^n - 1 / i(1 + i)^n] \quad 9.4$$

Ejemplo 9.4:

La inversión en un pozo petrolero rendirá 10,000 dólares, por cada uno de los próximos 5 años. Si la tasa mínima de retorno deseada por PEMEX es 15% anual, ¿Cuál sería el valor presente de los ingresos recibidos, por un período de 5 años?

Solución:

$$\text{Valor Presente} = 10,000 \left[\frac{(1 + 0.15)^5 - 1}{0.15 \cdot (1 + 0.15)^5} \right] = 33,521 \text{ dólares.}$$

Valor Futuro de suma Presente.

La siguiente ecuación se usa para convertir sumas presentes a su valor futuro:

$$\text{Valor Futuro} = \text{Valor Presente} [(1 + i)^n] \quad \dots 9.5$$

Ejemplo 9.5:

Si hoy en día se invierte una suma de 10,000 pesos, a una tasa de interés compuesta de 12% cada 4 meses, ¿Cuál sería el valor de ésta suma al final de 5 años?

Solución:

$$i = 12/4 = 3\% \quad , \quad n = 4 \text{ meses} \cdot (5) = 20$$

$$\text{Valor Futuro} = 10,000 [(1 + 0.03)^{20}] = \$ 18,061$$

Valor Futuro de Sumas Anuales.

La siguiente ecuación se usa para calcular el valor futuro de sumas anuales:

$$\text{Valor Futuro} = \text{Valor Anual} \left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i} \right] \quad \dots 9.6$$

Ejemplo 9.6:

Considerando la inversión del ejemplo 9.4, calcular el valor futuro de la anualidad de 10,000 dólares, a una tasa mínima de retorno de 15%.

Solución:

$$\text{Valor Futuro} = 10,000 \left[\frac{(1 + 0.15)^5 - 1}{0.15} \right] = 67,424 \text{ dólares.}$$

Equivalente Anual de Sumas Futuras.

La siguiente ecuación se usa para convertir una suma futura, a su anualidad equivalente:

$$\text{Equivalente Anual} = \text{Valor Futuro} [i / (1 + i)^n - 1] \quad \dots 9.7$$

Equivalente Anual de Sumas Presentes.

Un valor presente se convierte a su equivalente anual mediante la siguiente expresión:

$$\text{Equivalente Anual} = \text{Valor Presente} [i*(1 + i)^n / (1 + i)^n - 1] \quad \dots 9.8$$

Valor Presente de Anualidad Diferida.

Este concepto se puede utilizar, cuando de una inversión se esperan ganancias hasta después de un cierto periodo de tiempo. Para ilustrar lo anterior, se muestra el siguiente ejemplo.

Ejemplo 9.7:

Petróleos Mexicanos (PEMEX) realizará una inversión, la cual le generará cero ingresos para los tres primeros años. En el cuarto de los ocho años totales, la inversión redituará 10,000 dólares/año. Calcular el valor presente de ésta última anualidad, si la tasa mínima de retorno es de 12% anual. Utilizar las ecuaciones 9.4 y 9.5.

Solución:

$$\text{Valor Presente} = 10,000 [(1 + 0.12)^5 - 1 / 0.12*(1 + 0.12)^5] = 36,048 \text{ dólares.}$$

$$\text{Valor Futuro} = \text{Valor Presente de los 5 años}$$

$$\text{Valor Futuro} = 36,048 [(1 + 0.12)^3] = 25,658 \text{ dólares.}$$

Para una mejor comprensión del ejemplo anterior, se muestra el siguiente esquema, (Fig. 9.1):

Los conceptos anteriores, proporcionan las bases para determinar índices económicos como: valor neto presente (NPV), valor neto futuro (NFV), equivalente neto anual (NAV) y anualidad neta diferida (AND).

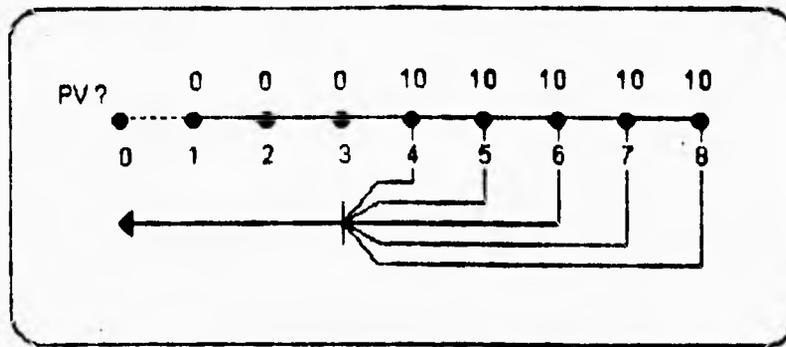


Fig. 9.1 Diagrama de flujo de efectivo del ejemplo 9.7.

Tasa Interna de Retorno (ROR).

Se define como el interés al cual el valor neto presente es exactamente igual a cero. La tasa interna de retorno se determina por una de las dos siguientes formas: a) interpolación y b) por gráficas. Para determinar el ROR por interpolación, es necesario encontrar dos tasas de interés que proporcionan un NPV positivo y otro negativo. El ROR se determina por interpolación lineal utilizando la siguiente ecuación:

$$ROR = \frac{NPV_A}{NPV_A - NPV_R} (i_R - i_A) + i_A \quad \text{---- 9.9}$$

9.2.2 Depreciación.

Las propiedades, plantas y equipos son categorías de activos que se mantienen para la producción de ingresos en un negocio.

La depreciación es una pérdida en el valor material o funcional del activo fijo tangible, (no sujeta a agotamiento), y la cual se debe fundamentalmente al uso y desmejoramiento de la propiedad.

Depreciación de Unidades de Producción.

Este método se utiliza cuando se determina que la vida del activo, depende de cuanto se ha usado o lo que producirá, preferentemente al paso del tiempo. La actividad se puede medir en horas, días, meses, años, el número de artículos producidos, u otras unidades. La siguiente expresión se utiliza para establecer la tasa de depreciación:

$$\text{Tasa de depreciación} = \frac{\text{Costo} - \text{Valor de Salvamento}}{\text{Nivel de Actividad Total de Vida}} \quad \text{9.10}$$

La carga de depreciación por cada año se calcula multiplicando la actividad por período por la tasa de depreciación.

Ejemplo 9.8:

Se adquirió un equipo de perforación en 1,300,000 dólares. Se estima que éste será capaz de perforar un total de 10,000,000 [ft]. En el primer año de servicio, el equipo perfora 155,000 [ft], y en el segundo 100,000 [ft]. Después de esto, el equipo se puede vender en 150,000 dólares. ¿Cuál es la depreciación para los dos años?

Solución:

$$\text{Tasa de Depreciación} = \frac{1,300,000 - 150,000}{10,000,000} = 0.115 \text{ (dólares/ft)}$$

Depreciación para el primer año = $155,000 \times 0.115 = 17,825$ dólares.

Depreciación para el segundo año = $100,000 \times 0.115 = 11,500$ dólares.

Valor Esperado.

Esta es una herramienta que responde al riesgo e incertidumbre, en una evaluación económica.

Las palabras riesgo e incertidumbre se consideran como sinónimos. Dicho valor, se puede expresar en cualquier cantidad tal como: valor monetario, barriles, pies de formación productora, porosidad y acres.

9.3 EVALUACION ECONOMICA DE PROSPECTOS.

La evaluación económica de prospectos es un método común para determinar pozos que serán incluidos en programas de perforación. La evaluación del prospecto exploratorio requiere del establecimiento de muchos aspectos, que desde luego tienen un valor de posibilidad. Cuando los prospectos se presentan a la gerencia (para revisión), se debe realizar un análisis para tomar en cuenta estos resultados. El análisis financiero debe incluir varios resultados, considerando pequeños o grandes descubrimientos, pozos secos o gastos de producción no económicos.

La ecuación general para la evaluación de prospectos es:

$$\text{Decisión} = (\text{potencial de hidrocarburos}) + (\text{aspectos económicos}) + (\text{riesgo}) \quad 9.11$$

Además, existen otros factores que afectan los prospectos tales como: costos de exploración, estudios sísmicos adicionales; costos del pozo exploratorio y del desarrollo del yacimiento; productividad del pozo; número de pozos de desarrollo y dimensionamiento de las instalaciones. Las reservas cambian conforme el mecanismo de empuje llega a ser más aparente. Tanto el incremento como el decremento del precio de los hidrocarburos afectan los prospectos económicos e impuestos. Asimismo, las políticas gubernamentales los pueden afectar. Desafortunadamente, la mayoría de éstos factores son difíciles de controlar, y lo mejor que un analista puede hacer, es realizar estimaciones apropiadas basadas en información disponible.

Debido a que la decisión involucra el potencial de hidrocarburos (tamaño del yacimiento), es necesario (cuando se tengan otros prospectos en la región) comparar el número de pozos exploratorios con la cantidad de descubrimientos.

9.3.1 Reservas.

Se puede suponer el tamaño del volumen de hidrocarburos, aunque representa cierta inconveniencia, por lo que, un método para determinar este volumen considera todos los componentes involucrados, los cuales se pueden multiplicar y así, de ésta manera, obtener una distribución de las reservas, (Fig. 9.2). Esta es una aproximación ingenieril, y se puede aplicar en áreas donde exista información disponible y adecuada. El método Monte Carlo combina estos componentes para llegar a la distribución de reservas.

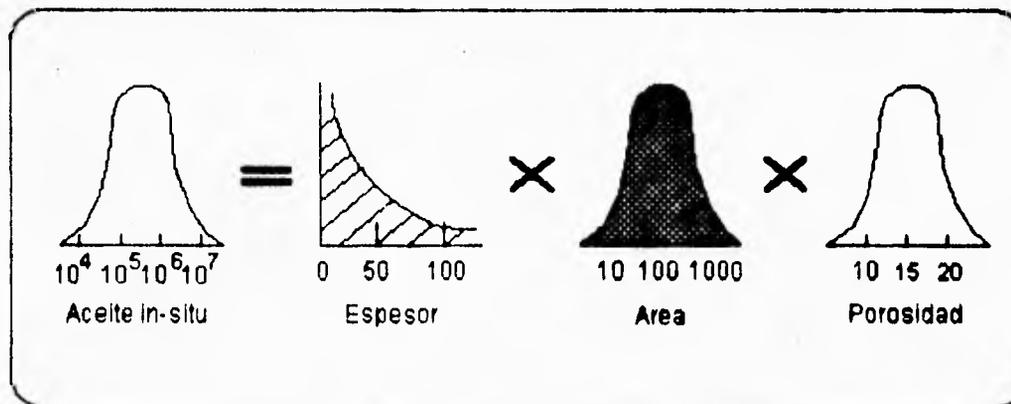


Fig. 9.2 Cálculo de la distribución de reservas a partir de los componentes.

Factor de Oportunidad.

Para determinar el factor de oportunidad y el tamaño de las reservas, existen diferentes métodos que generalmente se clasifican como objetivos y subjetivos. Los métodos objetivos utilizan distribuciones de frecuencia y procedimientos más

analíticos; los subjetivos son procedimientos intuitivos que dependen de la experiencia personal.

Las ventajas del análisis subjetivo son: su relativa simplicidad y rapidez, este se aplica principalmente en áreas no exploradas en las que solo se cuenta con este método. Estos procedimientos se pueden clasificar como se indica en la figura 9.3.

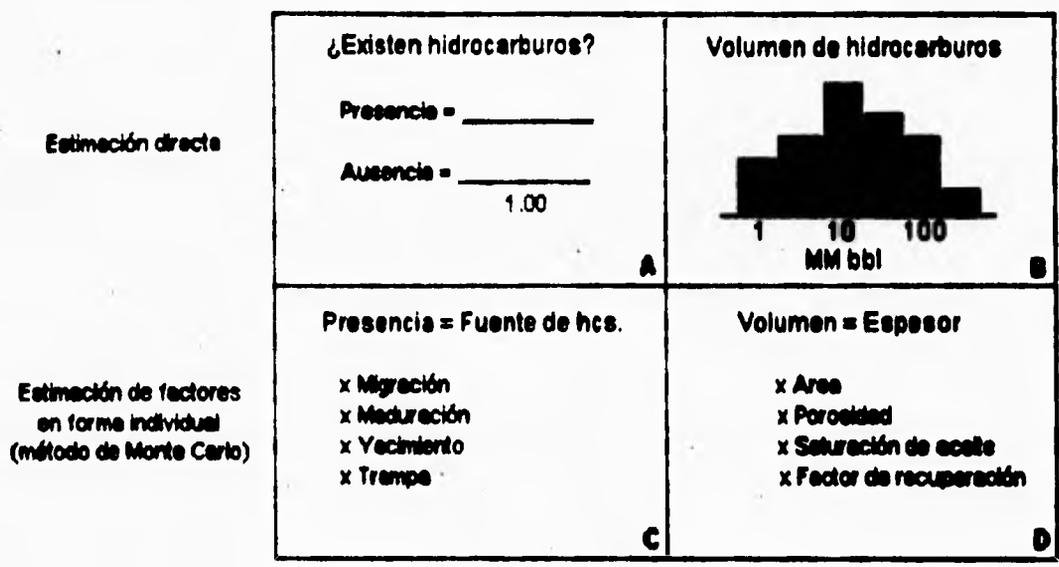


Fig. 9.3 Clasificación de los procedimientos para una estimación subjetiva.

La estimación directa del factor de oportunidad, se puede basar en la experiencia que se tiene de la comparación de otros prospectos del área. Sin embargo, esta comparación se ve limitada ya que en ocasiones no se cuenta con información disponible de éstos.

Para este mismo fin, se pueden considerar cinco factores generales:

1. Existencia de una fuente para la generación de hidrocarburos.
2. Existencia de una ruta de migración.
3. Existencia de condiciones favorables del yacimiento (permeabilidad y porosidad).
4. Existencia de una trampa.
5. Tiempo geológico adecuado.

No obstante, estos factores son difíciles de evaluar durante la perforación del pozo.

9.3.2 Predicción Económica del Comportamiento de un Campo.

Un método general para la evaluación económica del comportamiento, integra información de costos, operativa, de yacimientos y financiera. De este tipo de

estudios, se pueden determinar los límites económicos de un campo petrolero y analizar la afluencia de los precios de crudo sobre los costos de operación.

Los campos petroleros como otros negocios se deben operar para maximizar ganancias, sin descuidar las obligaciones de seguridad, salud y calidad ambiental. Por lo cual, la predicción del comportamiento debe reflejar ésta filosofía en las actividades del campo, en los costos y en la producción. Es necesario identificar las actividades y operaciones que no resulten económicas, con el objetivo de corregirlas o bien, suspenderlas. Aunque esto puede reducir los gastos de producción del campo, el cierre de porciones de éste, puede maximizar su flujo de efectivo. Tal operación, se denomina predesarrollo. Esta puede involucrar grupos de pozos, proyectos o instalaciones superficiales de proceso.

9.4 COSTOS EN LA PERFORACION DE UN CAMPO PETROLERO.

Es necesario considerar los costos durante la perforación, como una medida de productividad y eficiencia, ya que con éstos se puede revisar si el proyecto se está realizando conforme a lo planeado.

La perforación de los pozos se debe realizar dentro de los estándares de tiempo internacionales, debido a que cada día de retraso de las actividades se dejan de percibir ingresos, (Fig. 9.4). Por lo anterior, y el actual aumento de competitividad, surge la necesidad de formar grupos multidisciplinarios que optimen el proceso, lo cual se traduce en reducción de costos.

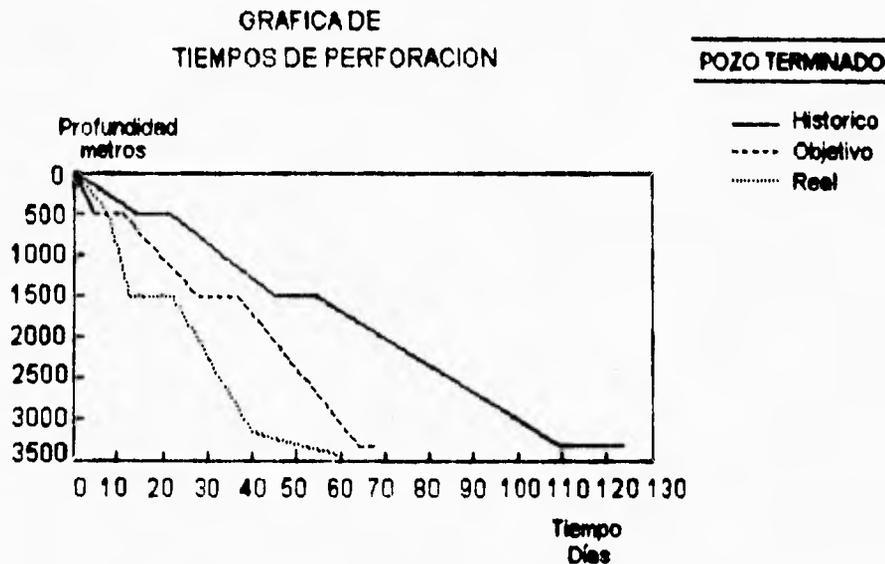


Fig. 9.4 Gráfica de Tiempos de Perforación.

Para establecer un plan de perforación, es necesario contar con información de las actividades por pozo; justificación de los gastos de cada uno de éstos, para determinar el presupuesto; conocer claramente los costos generados por la perforación, terminación y mantenimiento de pozos; así como tener una visión de las ganancias o pérdidas por errores internos y externos,

La tabla 9.1 muestra algunos de los errores que se cometen, y que elevan el costo de las operaciones realizadas en la perforación, así como su causa y consecuencia.

En términos generales, el costo del pozo está determinado por la suma de los gastos de operación y los de inversión, (Fig. 9.5).

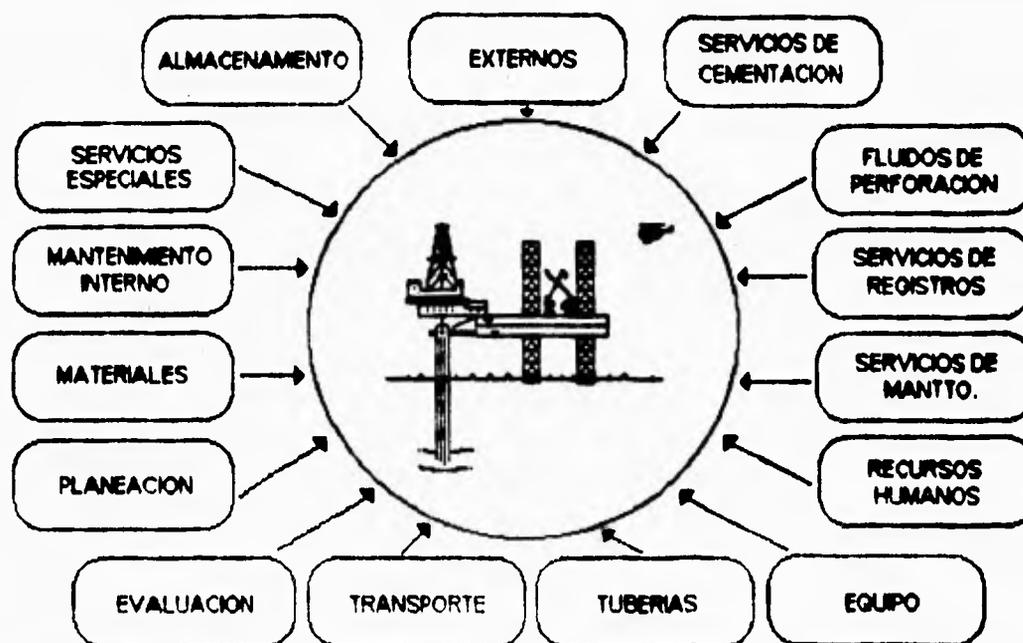


Fig. 9.5 Estimación del costo del pozo.

| ERROR | CAUSA | CONSECUENCIA |
|--|--|--|
| Desconocimiento de los costos de la Perforación, Terminación y Mantenimiento de Pozos. | No es prioritario el tiempo y el costo, el objetivo es perforar. | Incremento en la inversión para las actividades involucradas (reducción de ganancias). |
| Incumplimiento de los programas de trabajo. | Evaluación no calificada de los costos. | Retrasos considerables en la Perforación. |
| Servicios a destiempo. | No se vigila que las actividades se realicen a tiempo. | Retrasos en el avance de la Perforación. |

Tabla 9.1 Problemas que incrementan los costos en la Perforación de Pozos.

Para llevar a cabo el monitoreo financiero diario de un pozo, es necesario dividir en áreas principales, (Fig. 9.6) las especialidades involucradas en la perforación de un pozo.

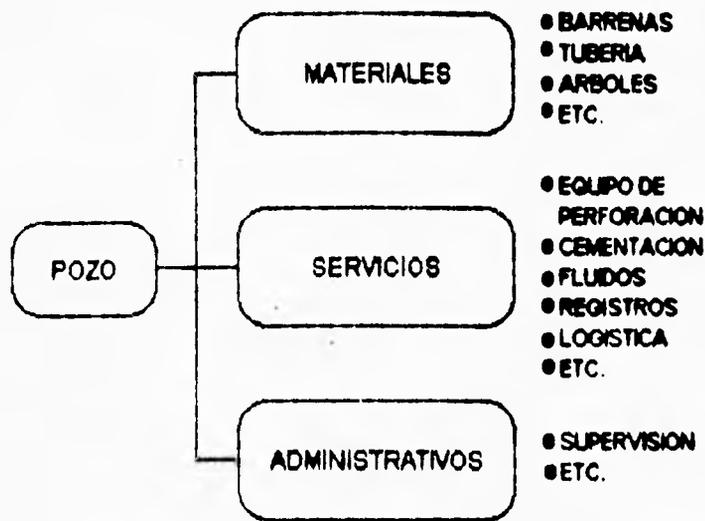


Fig. 9.6 Areas principales para el monitoreo diario de un pozo.

9.5 APLICACION DEL ANALISIS ECONOMICO EN LA RECUPERACION MEJORADA.

Un análisis económico puede ayudar a determinar: 1) si las limitaciones técnicas impiden el desarrollo de un proceso práctico, 2) que características del proceso son más sensitivas en el estudio económico, y 3) la influencia del tiempo sobre los procesos económicos.

El objetivo de este tipo de análisis, es determinar el flujo óptimo de efectivo, índices económicos (tasa de retorno, valor presente, etc.) y recuperaciones de hidrocarburos.

Información Requerida para un Proyecto de Recuperación Mejorada.

Para que sea factible realizar un proyecto de recuperación mejorada, se requiere entre otra información de la siguiente:

1. Litología.
2. Porosidad y Permeabilidad.
3. Espesor del Yacimiento.
4. Profundidad promedio de la formación productora.
5. Temperatura del Yacimiento.

6. Mecanismo de empuje prevaleciente.
7. Localización de contactos gas-aceite y agua-aceite.
8. Distribución de saturaciones.
9. Volumen Original de Hidrocarburos.
10. Volumen remanente de aceite y gas.
11. Presión inicial del yacimiento.
12. Producción diaria promedio de aceite y gas.
13. Planos de localización de pozos.
14. Planos de cimas y espesores.
15. Curvas de permeabilidad relativa.
16. Estudios disponibles de petrofísica y PVT.
17. Secciones del campo.

En lo relativo a la información de carácter económico, es necesario conocer:

1. Costos de tuberías.
2. Costos que se generan por la perforación.
3. Costos de reparación y mantenimiento de pozos.

Para analizar de manera objetiva la factibilidad de un proyecto, se requiere determinar:

1. Flujo de efectivo anual.
2. Flujo de efectivo acumulado.
3. Tiempo de cancelación.
4. Relación costo/beneficio.
5. Eficiencia de la inversión.

La mayor parte de los costos e inversiones relacionados con la inyección de CO₂ o agua, se calculan por medio de simuladores en los cuales se requiere realizar un análisis de sensibilidad para determinar el conjunto de operaciones que resulten más económicas. PetroCalc 3 es un simulador de este tipo, con el cual se generan pronósticos económicos relacionados con el aceite y gas para más de 20 años. El programa incluye un perfil de valor neto presente, tasa interna de retorno, relación ganancia/inversión, y otros criterios económicos. También predice la capacidad que tiene la formación para aportar fluidos, factores de recuperación, programas para pozos de aceite o gas, cálculos volumétricos, factor de riesgos para prospectos, cálculos del volumen del yacimiento a partir de isopacas, entre otras.

Las técnicas de recuperación mejorada de hidrocarburos, se caracterizan por requerir grandes inversiones de capital. Los conceptos más importantes en esta inversión inicial, son: el costo de la planta de inyección, la adecuación y reparación de pozos del arreglo, costo de adquisición de instalaciones y protección de tuberías.

REFERENCIAS.

1. Jenner, G.P., Tweedle, J.A.: "Economic Evaluation of Subsea Development Option in the North Sea", JPT (Dic. 1991) 1484.
2. Doering, M.A.: "Acquisition Pitfalls: Operating-Cost Forecast", JPT (Sept. 1993) 858.
3. Anders, J.: "Incorporation Risk in Exploration Economics", World Oil (Sept. 1994) 49.
4. Mian, A.M.: "Petroleum Engineering (Handbook for the Practicing Engineer)", Pennwell Books, 1992.
5. Bradley, M.E.: "Forecasting Oilfield Economic Performance", JPT (Nov. 1994) 965.
6. Pariani, G.J., McColloch, K.A.: "An Approach to Optimize Economics in the West Texas Co₂ Flood", JPT (Sept. 1992), 984.
7. Arriola, A., Moctezuma, A.E.: "Factibilidad de Aplicación de Procesos de Recuperación Mejorada en la Región Norte: Campo Tres Hermanos", Revista Ingeniería Petrolera (Mayo 1994).
8. Ramos, H., De la Garza, R.J.: "Metodología para la Estimación, Control y Evaluación del Costo en la Perforación de Pozos (Un enfoque diferente)", Revista Ingeniería Petrolera (Dic. 1993).

COMENTARIOS Y CONCLUSIONES.

Por lo anteriormente expuesto, queda establecido que los equipos multidisciplinarios son fundamentales, en la recopilación, transferencia y aplicación de la información, lo cual tiene como objetivo el mayor aprovechamiento económico de los hidrocarburos de un yacimiento, esencia de la Administración Integral de Yacimientos. Del presente trabajo se puede establecer lo siguiente:

- La adquisición de información se debe planear para cualquier etapa de explotación del pozo (producción, perforación, terminación, etc.), considerando los requerimientos y las limitantes (en cuanto a recursos económicos, técnicos y de tiempo), todo esto con el objetivo de evitar tener información innecesaria, o de carecer de la indispensable.
- Debido a la importancia que reviste la tecnología en la Industria Petrolera, es necesario conocer los avances que en ésta se generan, con el objetivo de implantarla en yacimientos específicos y así de esta forma, obtener un mayor beneficio económico por la recuperación de hidrocarburos.
- La caracterización de los yacimientos cobra una gran importancia en el diseño de la perforación de los pozos en un yacimiento petrolífero, y en consecuencia en el desarrollo del mismo. Un conocimiento adecuado de las características del sistema roca - fluidos va a permitir que se generen mayores oportunidades para obtener un mayor beneficio económico en la explotación de los yacimientos.
- La adquisición de las propiedades del yacimiento se puede lograr durante la perforación de los pozos, y a través de la vida productiva de los mismos. Por ello, el programa de perforación debe considerar, entre otras cosas, la toma de información, como registros geofísicos y muestras de rocas y fluidos. La información así obtenida resulta útil para confirmar y actualizar la información geológica y geofísica existente.
- Sin lugar a dudas, la planeación del desarrollo de un campo petrolífero es una función sumamente importante en la búsqueda del objetivo de la Administración Integral de Yacimientos. En esta planeación se deben determinar, entre otros parámetros, el número óptimo de pozos y el espaciamiento entre los mismos para obtener el máximo beneficio económico de los hidrocarburos de un yacimiento mediante su energía natural. Pero también en dicha planeación se debe prever la implantación de algún método de recuperación secundaria o terciaria que contribuyan con la explotación económica del yacimiento.
- En la actualidad, existe una gran variedad de métodos de recuperación secundaria o terciaria; para seleccionar el más adecuado se debe contar con un amplio conocimiento de las características del sistema roca - fluidos, las cuales van a tener una gran influencia en el arreglo de pozos (productores e

inyectores). La eficiencia de barrido de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento va a depender de este arreglo de pozos, así como de otros parámetros, como: la relación de movilidades, las fracturas horizontales y verticales y las fuerzas gravitacionales.

- Una vez que se implanta el método de recuperación secundaria o terciaria, previa selección, es imprescindible llevar al cabo el monitoreo del mismo. Esto se logra a través de información del yacimiento, como la presión y los gastos del mismo, y el avance del frente de agua.
- Hoy en día, los simuladores numéricos representan una poderosa herramienta para la Administración Integral de Yacimientos Petrolíferos. Mediante los mismos es factible seleccionar la mejor alternativa de explotación del yacimiento, sin necesidad de explotarlo y de esperar meses o años para determinar su eficiencia. Sin embargo, también los simuladores numéricos pueden llegar a representar una herramienta "inútil" para la selección de la mejor alternativa de explotación.
- Los datos que alimentan el simulador son el resultado de la recopilación y unificación de la información obtenida a través de diversas etapas en el descubrimiento y explotación del yacimiento: exploración, perforación, terminación, estimulación y explotación (incluyendo los tres tipos de energía, primaria, secundaria y terciaria). Esta información se puede obtener de diversas formas: análisis de muestras de rocas y fluidos, de registros geofísicos, de registros de producción y de pruebas de presión, etc.
- El conjunto de especialistas debe tener suficiente información, para analizar el comportamiento de los yacimientos y predecir la producción de hidrocarburos, bajo diferentes alternativas de explotación. Mucha de esta información se puede obtener a partir de las pruebas de variación de presión.
- Siempre se debe estar consciente que los costos totales involucrados con la perforación, terminación y producción de los yacimientos, son de vital importancia para la planeación de la Administración Integral de Yacimientos.