



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS CARBONATADOS
NATURALMENTE FRACTURADOS CON INDICADORES ECONÓMICOS

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO PETROLERO
PRESENTAN:

ALVARADO MEZA ISRAEL

CORRAL GUTIÉRREZ ARTURO

GONZÁLEZ PÉREZ EDER ADRIÁN

DIRECTORA DE TESIS

MARÍA GUADALUPE GALICIA MUÑOZ



MÉXICO D.F.

JULIO DE 2011

AGRADECIMIENTOS

ISRAEL

Quiero dedicar esta Tesis a mi Hermano † Víctor Daniel Alvarado Meza quien siempre vio por mí y me acompañaba en mis momentos más difíciles que pasamos juntos y por haberme tenido demasiada paciencia por eso mil gracias hermano.

Agradezco a Dios por permitirme haber acabado mi carrera y por compartir este momento importante en mi vida con mis seres queridos.

A mi madre María Lourdes quien quiero con todo mi corazón que ha visto por mí, me ha acompañado en mi enfermedad con paciencia y por enseñarme que no hay límites en esta vida, también por haberme apoyado económicamente y entregado todo su amor, espero nunca fallarte como hijo.

A mi padre Víctor al cual quiero, quien siempre está conmigo, ha visto por mí y me ha sabido guiar por un buen camino y siempre me animaba a seguir estudiando para que yo fuera alguien en la vida.

A todas mis tías y a todos mis tíos en general que siempre me apoyaron en todo, muchas gracias.

A mis primas y primos que siempre han sido importantes en mi vida.

A la ingeniera María Guadalupe y al Ingeniero Héctor quienes me extendieron sus manos, espero no haberlos defraudado en ningún momento, por aceptarme para dirigir la tesis, tenerme la paciencia adecuada mientras que hacia la tesis y sobre todo por brindarme su amistad, espero que ésta no termine aquí, espero que dure por siempre.

A mis amigos Arturo y Eder quienes fueron un gran apoyo para que acabara de realizar la tesis y por brindarme su amistad espero no perderla después de habernos titulado, y todos mis otros amigos como lo son Anabel, Roberto, Ingrid, Aarón, Isadora, Luis Enrique, Daniela, Marco, Guadalupe, Alejandro, que siempre han estado conmigo en las buenas y en las malas.

A la UNAM, quien me abrió las puertas para poder forjarme un futuro en sus aulas y a la Facultad de Ingeniería por todo lo que aprendí, mil gracias.

Todo o Nada.

A Dios le pedí fuerzas para grandes logros, me hizo débil para aprender humildemente a obedecer.

Pedí salud para hacer cosas grandes, me dio enfermedad para poder hacer cosas buenas.

Pedí riquezas para poder ser feliz, me dio pobreza para poder ser sabio.

Pedí poder para obtener alabanzas, me dio debilidad para sentir necesidad de Dios.

Pedí todo para poder disfrutar de la vida, me concedió vida para poder disfrutar de todo.

Pedí lujos y fama, me concedió amigos y amor.

A pesar de mí mismo las peticiones que no hice me fueron concedidas.

Dios mío

Entre los hombres soy el más afortunado GRACIAS.

A G R A D E C I M I E N T O S

A mis padres Celia Gutiérrez y Arturo Corral, a mi compañera de vida/colega Luzcenith Reynaga y mi hija Johanna Corral R. que sin su amor, cariño y apoyo esto no hubiera sido posible, a quienes dedico esto principalmente.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, así como a la Ing. Ma. Guadalupe Galicia Muñoz, a mis sinodales y a cada uno de los profesores que con sus enseñanzas y lecciones ayudaron a conseguir este título.

A las Familias Magaña Corral, Parra Carranza, Corral Hueso, Francisco Dolores, Del Razo Blanco, Gonzales Torres, al Lic. Roberto Cervantes, Margarito Barreto, al Prof. Francisco Valentín T., Pedro Landeros y al M.I Lino Jardines, por sus palabras de apoyo y aliento.

A aquellos que sin formar parte de mi familia, estuvieron a mi lado como si lo fueran, Pedro Parra, Cesar Fernández, Iván Ortega, Hugo Salas, Julio, Gloria Bautista, Adrián García, Miguel A. Soto, José Avilés, H, Blanca R., Miguel A. Rosete, J. Darío Vázquez, Raúl Trejo, José Duran, Jesús Ortiz, Gerardo Echavez, Felipe Muñoz, J. Andrés Campos, Roberto Martínez, Omar Muñoz, Raúl Ortiz, Bernardo Pacheco, René Ortiz, Rubí Hernández, Daniel Marure, Juan Ruiz, José Luis Hernández, Sergio Regalado, M. Tonatiuh Rosales, Iru Ricardo, Israel Alvarado, Eder A. González.

A los equipos de futbol americano, Escorpiones Rojos, Carneros de Veterinaria, Pumas Azul y Oro y por ultimo pero no menos importante a todos mis compañeros y compañeras de la facultad de Ingeniería, a cada uno de ustedes y aquellos que olvide mencionar.

GRACIAS.

Atte. Arturo Corral Gutiérrez

"Creo firmemente que la hora más fina de cualquier hombre y su satisfacción más grande, es el momento cuando trabaja con el corazón en una buena causa y está tendido exhausto sobre el terreno de juego después de la batalla de la cual salió vencedor."

Vince Lombardi.

"Déjate!....."

Yo, Eder Adrián González Pérez, quiero agradecer...

Primeramente a Dios, porque sin Él no estaría aquí, cumpliendo este sueño y jamás hubiera podido superar los obstáculos que he tenido en la vida.

A mi familia, a mi padre Adrián González, gracias por tu amor, tus consejos, tu esfuerzo que siempre has mostrado y por sacar adelante siempre a la familia, no sé cómo pagarte todo lo que has hecho por nosotros, te quiero mucho. A mi madre Eduvina Pérez, gracias por todo tu amor, tu apoyo, tus consejos, por tu ayuda y por el esfuerzo que has hecho toda tu vida, te quiero mucho y espero verte muy feliz y sana siempre. A mi hermana Karina Noemí, gracias por esos momentos de diversión y alegría que siempre tuvimos juntos porque de ellas he aprendido mucho. Gracias a los tres porque siempre estuvieron ahí, a cualquier hora y que gracias a su apoyo inmenso lograron que este momento llegara, gracias familia, los amo muchísimo.

A mi esposa, Sara Valverde. Gracias por estos últimos años de compartir ésta aventura juntos. Gracias por tu amor, por cuidarme, por ser como eres, por tu apoyo incondicional, por tu trabajo, por todo el esfuerzo que has puesto siempre. Te admiro mucho y sobre todo te amo con todas mis fuerzas.

A mi hijo Eder. Éste trabajo es por y para ti. Te amo mi pequeño. Gracias por ser esa luz hermosa que hace que todo esto valga la pena.

A todo el resto de mi familia, a todos los González y los Pérez. Gracias por su apoyo incondicional, sus consejos y esos momentos increíbles que hemos pasado.

A toda la familia Valverde Jiménez, mi suegra, mis cuñad@s y concuños, saben que también son mi familia, los quiero mucho a tod@s por igual, gracias por su apoyo siempre.

A mi directora de tesis, la Ing. María Guadalupe Galicia Muñoz, de verdad muchísimas gracias por todo su trabajo, empeño y amistad que nos ha brindado,

por sus consejos, su apoyo y el tiempo que nos ha dedicado estos últimos meses. Gracias a usted estamos aquí y se lo agradeceré eternamente.

A Israel y Arturo, gracias amigos porque sin el trabajo de ustedes esto no sería posible, gracias por su amistad y hermandad que hemos logrado estos últimos años.

A mi amada Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería y a los profesores que en ella laboran y con los que tomé clase.

A los maestros de toda mi vida que recuerdo con mucho afecto, en especial a la maestra Silvia Elvira Herrera Caraveo, la quiero mucho maestra.

A mis amigos y compañeros de toda la vida. A mis compañeros de primero de secundaria: Juan, Yazmín, Adriana, Luis, Erika, Miguel Ángel, Josué, Miriam, Yadira, Vicky, a los cuales acabo de volver. A Daniel, Luis Enrique, Yered y Jorge, gracias por ser tan especiales esos últimos años de secundaria.

De la prepa a mis entrañables compañeros y amigos Alejandro, Oliver, David, Horacio, Irving, Sergio Amed, Sergio Armando, Rey, Mónica, Soren y Rodrigo.

De la facultad a Arturo, Raúl, Gerardo, Darío, Esteban, Andrés, Miguel Ángel, Felipe, José, René "Dark", Jesús, Jorge, Carlos "Archer", Janice, Yoalli, Daniel "Denis", Roberto, Iván, Juan, Marcelino, Carlos "Charles", Owen, Luzcenith, Gabriela, Josué, René, Yasmín, Álvaro, Briseida, Rubí, Israel, Daniel "Danny", Sara y Vero, gracias por ser parte de la pandilla, de mi pandilla.

A mis amigos del club de fans de LGC, también a Enrique "Kikin", Juan Carlos "Juancho", Paulina, Coral, Pamela, Norma, Luis Daniel, Teresa Trejo, al Sr. Mario Martínez y su esposa y a todas las personas especiales que me han ayudado siempre.

Infinita gratitud, aprecio, cariño y hermandad para cada un@ de l@s que están presentes en este agradecimiento.

INDICE

LISTA DE FIGURAS.....	(i)
LISTA DE TABLAS.....	(iv)
RESUMEN.....	(v)
INTRODUCCIÓN.....	(1)

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES Y CONCEPTOS BÁSICOS.

1.1 Definición de yacimiento y yacimiento naturalmente fracturado.....	(3)
1.2 Etapas del yacimiento.....	(4)
1.3 Definiciones de administración.....	(5)
1.4. Administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.....	(6)
1.5. Componentes de la administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.....	(9)
1.6 Importancia de la administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.....	(13)
1.7 Sinergia y trabajo en equipo.....	(14)

CAPÍTULO 2. PROCESO DE ANÁLISIS, ADQUISICIÓN DE DATOS Y APLICACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

2.1 Introducción.....	(20)
2.2 Etapas del proceso de la administración de yacimientos naturalmente fracturados.....	(24)

CAPÍTULO 3. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO.

3.1 Introducción.....	(49)
-----------------------	------

3.2 Geología y estratigrafía de yacimientos naturalmente fracturados.....	(50)
3.3 Información del yacimiento posterior la perforación.....	(52)
3.4 Caracterización estática de yacimientos.....	(58)
3.4.1 Registros geofísicos de pozo.....	(58)
3.4.2 Registro de rayos gama.....	(59)
3.4.3 Registro neutrón.....	(62)
3.4.4 Registro eléctrico.....	(64)
3.4.5 Interpretación de registros geofísicos de pozos.....	(65)
3.5 Caracterización dinámica de yacimientos.....	(66)
3.5.1 Pruebas de variación de presión.....	(68)
3.5.2 Tipos de pruebas de variación de presión.....	(71)
3.5.3 Procedimiento general de análisis de pruebas de variación de presión.....	(72)
3.6 Clasificación estática de yacimientos naturalmente fracturados.....	(75)
3.6.1 Clasificación de Nelson.....	(75)
3.6.2 Clasificación de Aguilera.....	(77)
3.7 Clasificación dinámica de yacimientos naturalmente fracturados.....	(78)
3.7.1. Clasificación de Cinco.....	(78)
3.7.2. Clasificación de Streltsova.....	(81)

CAPÍTULO 4. MODELADO DEL YACIMIENTO.

4.1 Introducción.....	(84)
4.2 Definiciones de características de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.....	(85)
4.3 Geomecánica.....	(90)
4.4 Mecanismos de empuje.....	(103)

4.4.1 Expansión de la roca y del líquido (Expansión roca-fluido).....	(103)
4.4.2 Expansión por gas disuelto liberado.....	(103)
4.4.3 Expansión del casquete de gas.....	(103)
4.4.4 Empuje hidráulico.....	(104)
4.4.5 Por segregación gravitacional.....	(104)
4.4.6 Por empujes combinados.....	(105)
4.5 Reservas de hidrocarburos.....	(105)
4.5.1. Definición de reservas.....	(106)
4.6 Mecanismos de recuperación secundaria y terciaria o mejorada.....	(107)
4.6.1 Inyección de agua.....	(109)
4.6.2 Métodos térmicos.....	(111)
4.6.3 Métodos químicos.....	(113)
4.6.4 Métodos miscibles.....	(114)
4.7 Simulación numérica de yacimientos.....	(115)

CAPÍTULO 5. INDICADORES ECONÓMICOS.

5.1 Introducción.....	(117)
5.2 Indicadores económicos.....	(118)
5.2.1 Valor presente neto.....	(118)
5.2.2 Tasa interna de retorno.....	(120)
5.2.3 Relación beneficio-costos.....	(121)
5.2.4 Eficiencia de inversión.....	(121)
5.3 Elementos básicos para la evaluación económica.....	(121)
5.3.1 Economía.....	(121)
5.3.2 Ingresos.....	(123)

5.3.3 Egresos.....	(123)
5.4 Límite económico.....	(124)
5.5 Ejemplos.....	(124)
5.6 Uso de Excel para aplicar indicadores económicos.....	(128)
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	(135)
6.1 Campo: caso de estudio.....	(137)
BIBLIOGRAFÍA.....	(158)

Lista de figuras

Figura 1.1. Etapas en la vida de un yacimiento.

Figura 1.2. Evolución de la administración integral de yacimientos.

Figura 1.3. Componentes de la administración Integral de yacimientos.

Figura 1.4. Equipo de administración de yacimientos.

Figura 1.5. Sistema tradicional u organización convencional.

Figura 1.6. Sistema actual mediante equipos multidisciplinarios.

Figura 1.7. Integración de recursos para la administración integral de yacimientos.

Figura 2.1. Principales componentes de la administración integral de yacimientos.

Figura 2.2. Aplicación de la metodología de administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

Figura 2.3. Proceso de la administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

Figura 2.4. Relación entre miembros del equipo durante la fase de estimación.

Figura 2.5. Plan general de administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

Figura 2.6. Adquisición de datos.

Figura 2.7. Relación entre miembros del equipo durante la fase de planeación.

Figura 2.8. Desarrollo del plan.

Figura 2.9. Análisis de datos.

Figura 2.10. Conformación del modelo de yacimiento.

Figura 2.11. Historia y pronósticos de producción.

Figura 2.12. Instalaciones superficiales y subsuperficiales.

Figura 2.13. Pasos involucrados en la optimización económica.

Figura 2.14. Relación entre miembros del equipo durante la fase de desarrollo.

Figura 2.15. Relación entre miembros del equipo durante la fase de supervisión.

Figura 3.1. Ambientes sedimentarios.

Figura 3.2. Núcleos de la formación perforada.

Figura 3.3. Puntos de muestreo.

Figura 3.4. Separación flash.

Figura 3.5. Separación diferencial.

Figura 3.6. Respuesta del registro de rayos gamma para distintas formaciones.

Figura 3.7. Representación de registros calibre, rayos gamma y densidad.

Figura 3.8. Principio del registro neutrón.

Figura 3.9. Influencia del gas en registros de porosidad.

Figura 3.10. Modelo dinámico del yacimiento.

Figura 3.11. Concepto de prueba de variación de presión en un pozo.

Figura 3.12. Prueba de decremento de presión.

Figura 3.13. Prueba de incremento de presión.

Figura 3.14. Prueba de gasto variable en un pozo.

Figura 3.15. Representación de la clasificación de Nelson.

Figura 3.16. Simbología utilizada por Cinco.

Figura 3.17., 3.18., 3.19., 3.20. Simbología utilizada por Strelltsova.

Figura 4.1. Modelo representativo de discontinuidades que dominan el flujo de fluidos en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

Figura 4.2. Núcleo deformado por tensión.

Figura 4.3. Núcleo deformado por compresión.

Figura 4.4. Esfuerzo de cizalla en una roca.

Figura 4.5. Gráfica de la deformación contra el esfuerzo (Ley de esfuerzo de deformación elástica lineal).

Figura 4.6. Gráfica de la relación de Poisson contra la profundidad.

Figura 4.7. Gráfica del volumen poroso contra esfuerzo efectivo externo.

Figura 4.8. Gráfica de volumen poroso contra esfuerzo efectivo interno.

Figura 4.9. Mecanismos de recuperación de hidrocarburos.

Figura 4.10. Esquema de entrada de agua a nivel poroso.

Figura 4.11. Inyección de agua.

Figura 4.12. Modelos de inyección.

Figura 4.13. Esquema de la simulación numérica de yacimientos.

Figura 5.1. Inconsistencias entre el VPN y la TIR.

Figura 5.2. Componentes del análisis económico.

Figura 5.3. Limite económico.

Figura 5.4. Esquema de flujo de efectivo.

Figura 5.5. Gráfica de interés contra valor presente.

Figura 5.6. Cálculo de TIR 1.

Figura 5.7. Cálculo de TIR 2.

Figura 5.8. Cálculo de TIR 3.

Figura 5.9. Cálculo de TIR 4.

Figura 5.10. Cálculo de VPN 1.

Figura 5.11. Cálculo de VPN 2.

Figura 5.12. Cálculo de VPN 3.

Figura 5.13. Cálculo de VPN 4.

Figura 6.1. Modelo geológico regional de la brecha productora de la zona de Campeche.

Figura 6.2. Provincias morfoestructurales en que se divide la sonda de Campeche.

Figura 6.3. Provincias morfoestructurales en que se divide la sonda de Campeche.

Figura 6.4. Diagrama de fases para el fluido del pozo.

Figura 6.5.- Pronóstico de producción de gas, (a) con gasto de 50 MMPCD por pozo, (b) con gasto de 8 MMPCD, (c) con gasto máximo por pozo.

Figura 6.6.- Pronóstico de producción de aceite, (a) con gasto de 50 MMPCD por pozo, (b) con gasto de 8 MMPCD, (c) con gasto máximo por pozo.

Figura 6.7.- Presión del yacimiento, (a) considerando un gasto de 50 MMPCD por pozo, (b) considerando un gasto de 8 MMPCD, (c) considerando un gasto máximo por pozo.

Figura 6.8.- Perfil del producción del campo.

Figura 6.9.- Escenarios posibles del campo.

Lista de tablas

Tabla 2.1. Uso de tecnología moderna en la administración integral de yacimientos naturalmente fracturados.

Tabla 3.1. Rocas de alta y baja radioactividad.

Tabla 3.2. Factores que influyen sobre el registro de rayos gamma.

Tabla 3.3. Factores que influyen sobre el registro neutrón.

Tabla 4.1. Valores de la relación de Poisson para varias rocas.

Tabla 4.2. Tabulación del esfuerzo vertical de sobrecarga del yacimiento utilizando el gradiente de sobrecarga.

Tabla 4.3. Promedios de compresibilidad de la formación.

Tabla 4.4. Valores medidos de laboratorio de porosidad total y esfuerzo efectivo.

Tabla 4.5. Características de los arreglos de inyección.

Tabla 5.1.- Año y valor futuro.

Tabla 6.1.- Metas físicas del campo.

Tabla 6.2.- Inversiones en millones de pesos del campo.

Tabla 6.3.- Indicadores económicos del campo.

Introducción

La ingeniería petrolera no consta solo de ecuaciones, investigación, datos experimentales, conocimiento empírico, simuladores, fierros y lodo. Más allá de todo lo anterior que es indispensable, es necesario conocer la forma de planificar, organizar, controlar y poner en práctica todos estos puntos, junto a esto, debemos tener una serie de objetivos bien definidos que nos permitirán alcanzar una meta exitosa.

En nuestro país, dadas las circunstancias políticas y económicas, el petróleo y sus derivados, así como todo lo que gira alrededor de él, es fundamental para llevar un buen desarrollo económico nacional. Por ello, es vital que todos los proyectos de ingeniería petrolera estén desarrollados de tal manera que al final de cada uno de estos obtengamos el mayor valor económico posible.

Para conseguir lo anterior, es necesaria la administración de yacimientos. Con ésta herramienta nos es posible estructurar de mejor manera un proyecto, así, podemos realizar estudios previos, planificar, desarrollar y concluir de una mejor manera un proyecto con los mejores resultados posibles.

En éste trabajo realizamos una propuesta a la teoría ya existente de la administración de yacimientos. Como una aportación a trabajos anteriores, incorporamos a la metodología, la petrofísica para yacimientos carbonatados naturalmente fracturados y la geomecánica, así como indicadores económicos. Se incluyen ejemplos de cómo utilizar el programa Microsoft Excel para obtener dichos indicadores.

Aunado a lo anterior quisimos profundizar en los yacimientos que actualmente son explotados: como lo son los yacimientos naturalmente fracturados. Estos son complejos por sus características, por ello, nos enfocaremos únicamente a los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, Este tipo de yacimientos son el reto actual y futuro.

Nuestra tesis consta de seis capítulos, en cada uno, se desarrolla de la mejor manera posible, el estudio de diferentes aspectos del proceso de la administración, incluyendo la aplicación de la misma.

En el capítulo 1 se presentan conceptos básicos de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados así como de administración de yacimientos y definiciones de geomecánica, los cuales nos darán las bases para desarrollar el trabajo posterior.

En el capítulo 2 se desarrolla el proceso de la administración, se incluyen los componentes de la misma, la metodología y los aspectos y factores que envuelven todo el proceso para una administración ejemplar.

Los capítulos 3, 4 y 5 abarcan los aspectos que se deben considerar, para llevar a cabo una administración exitosa de proyectos de ingeniería petrolera. El proceso se describe cronológicamente, presenta los estudios geológicos, geofísicos, petrofísica, registros de pozo, caracterización estática y dinámica. Se incluye la clasificación propuesta de algunos autores sobre yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

Además se describen los mecanismos de empuje, clasificación de reservas, métodos de recuperación secundaria y mejorada y una reseña de simulación numérica de yacimientos.

En el capítulo 5 se definen indicadores económicos, los cuales son una representación viable y confiable de la rentabilidad de un proyecto, con base en esto podremos elegir dentro de una baraja de posibilidades el más adecuado.

Consecutivamente el capítulo 6 está compuesto por las conclusiones y recomendaciones, Para ello se añade información representativa así como un ejemplo de la aplicación de todo lo anterior.

El desarrollo de éste trabajo no se considera solo como un medio de titulación, si no como un documento de análisis y consulta para generaciones futuras o para cualquier persona que requiera desarrollar algún proyecto de ingeniería petrolera para yacimientos carbonatados naturalmente fracturados u otro tipo de yacimiento

Capítulo 1. Antecedentes y conceptos básicos.

1.1. Definición de yacimiento y yacimiento naturalmente fracturado.

Un yacimiento es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente. Algunos yacimientos están asociados a grandes volúmenes de agua denominados acuíferos³¹. Los hidrocarburos ocupan parcialmente los poros o huecos de la roca almacenadora.

Un yacimiento naturalmente fracturado es un volumen de roca compuesto por un sistema multiporoso que contiene microfracturas, fracturas, microvúgulos, vúgulos, macrovúgulos, poros, garganta de poro y varios tipos de redes de fractura, que varían en su porosidad (mayor o menor) saturado con diferentes cantidades de aceite, gas y agua.

La porosidad primaria es aquella que se desarrolla u origina en el momento de la formación o depositación del estrato. Los poros formados en esta forma son espacios vacíos entre granos individuales de sedimento.

La porosidad secundaria es aquella que se forma debido a un proceso geológico posterior a la depositación del material del estrato o capa. Esta porosidad puede ser: porosidad de fractura que es originada en rocas sometidas a varias acciones de diastrofismo; porosidad vugular que se forma debido a disoluciones de material en la roca. Dentro de éstas también se encuentran las microfracturas, las mesofracturas y las macrofracturas.

En un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado interactúan los elementos del sistema multiporoso, las superficies de los sólidos y la litología con los fluidos que lo saturan, el tipo de interacción entre los medios porosos determina el almacenamiento y el flujo de fluidos.

Un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado se debe representar lo más cercano a la realidad, mediante modelos de simulación numérica, ya que los resultados de sensibilidad se ven influenciados por los datos que contienen las

³¹ Ver todas las referencias al final del trabajo

celdas; esto se logra cuando la velocidad con que viaja la onda de presión en el yacimiento, es igual a la del modelo de simulación, se representa a través de la difusividad hidráulica del sistema multiporoso y fluidos que componen el yacimiento.

La porosidad primaria consta de la porosidad de matriz y las microfracturas, éstas contienen la mayor cantidad del fluido almacenado en el yacimiento y se caracteriza por tener baja capacidad de flujo.

La porosidad secundaria está constituida por las redes de fracturas y cavidades de disolución, éstas, actúan como el medio que conduce a los fluidos con alta permeabilidad y con rangos de almacenamiento bajo, mediano y alto³⁵.

Cada medio poroso tiene características propias, la interacción de los elementos del sistema primario y secundario define una característica, la cual se denomina, propiedad del sistema de doble porosidad. No existen relaciones directas para obtener las características petrofísicas de la roca, debido a su complejidad, variación composicional, estructura interna y otras características intrínsecas. Por ello, se utilizan modelos petrofísicos que representan a los elementos, sus características y su interacción entre ellos, así como el comportamiento de cada sistema poroso.

1.2. Etapas del yacimiento¹².

La vida de un yacimiento comienza con la exploración, con ésta, el descubrimiento del yacimiento y posteriormente su delimitación, para dar paso al desarrollo del este, consecutivamente una etapa de recuperación primaria que puede contar con sistemas artificiales de producción y algunas veces una etapa de recuperación secundaria y/o recuperación terciaria o mejorada, las cuales también pueden contar con sistemas artificiales de producción, hasta llegar al abandono, tal como se muestra en la Figura 1.1.

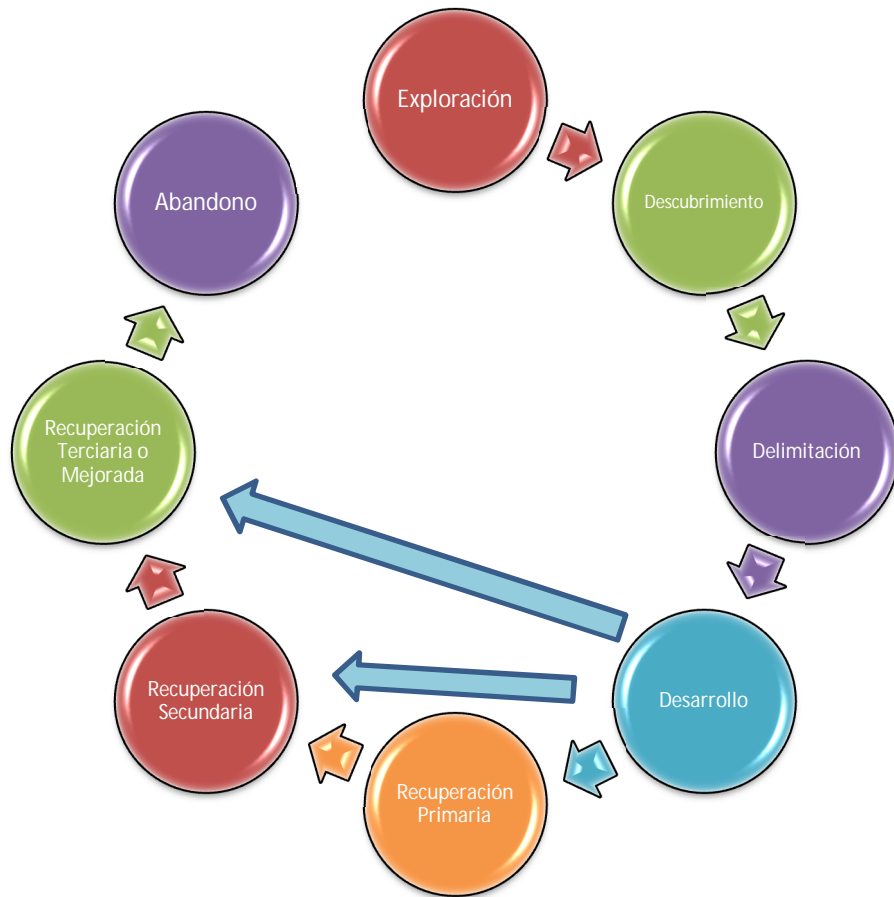


Figura 1.1. Etapas en la vida de un yacimiento.

1.3. Definiciones de administración.

Para hablar de administración de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, es necesario definir todo lo relacionado con la administración de dichos yacimientos.

La administración, es un proceso complejo que requiere recursos de varios tipos para su ejecución. Ésta proviene de dos palabras del latín; ad (hacia, dirección, tendencia) y minister (subordinación u obediencia), y significa: Aquel que realiza una función bajo el mando de otro, es decir, aquel que presta un servicio a otro³⁴.

Algunas definiciones de términos comúnmente utilizados en la administración son las siguientes⁶:

- **Proyecto:** Es un esfuerzo temporal emprendido para generar un producto único, servicio o resultado que requiere un objetivo claro y un alcance delimitado,

personal o tripulación, un programa de trabajo, además de recursos físicos y económicos.

- **Administración de proyectos:** Es una serie completa de tareas y técnicas ordenadas, que se realizan para la ejecución de un proyecto.
- **Alcance.-** Es la suma total de todos los productos y sus características que se planean antes de iniciar cualquier proyecto. El alcance se relaciona con el aspecto económico y físico de las metas establecidas en un principio.
- **Análisis económico.-** Es el conjunto de tareas, conocimientos y técnicas necesarias para identificar las necesidades de las empresas y determinar las soluciones a los problemas empresariales. Las soluciones a menudo incluyen un componente de desarrollo de sistemas, pero también puede consistir en la mejora del proceso o cambio organizacional.
- **Proceso de administración.-** Es un proceso de planificación y control de cualquier tipo de actividad. Esto conlleva muchos más términos, tareas y personas para el buen desarrollo de la misma.
- **Recursos.-** En la terminología de administración de proyectos, los recursos son necesarios para llevar a cabo las tareas del proyecto. En estos se incluyen personas, equipos, instalaciones, financiación o cualquier otra cosa susceptible de definición (por lo general distintos de la mano de obra), necesarios para la realización de una actividad.
- **Tarea.-** Es parte de un conjunto de acciones que se ejecutan durante un trabajo, problema o necesidad.

1.4. Administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados¹².

La administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados es una de las áreas más importantes, debido a la declinación mundial de las reservas y al manejo en los precios del petróleo, siendo los hidrocarburos un recurso energético de gran utilidad, ya que éste es relativamente fácil de comercializar internacionalmente y permite satisfacer diversas necesidades fundamentales.

La administración integral de yacimientos tiene diferentes definiciones según el autor que los puntualice, las definiciones más concretas son las siguientes:

1. La administración de yacimientos se puede definir como la aplicación de los principios científicos que describen los fenómenos que se presentan con el movimiento de los fluidos durante la planeación, desarrollo y explotación de yacimientos de aceite y gas con objeto de desarrollar, explotar y producir campos de aceite y gas con una alta recuperación de hidrocarburos de manera económica aprovechando la energía del yacimiento.

Comprende el análisis de todos los factores que afectan la recuperación de dichos fluidos, estos dependen de las características dinámicas de las rocas, de la distribución o carácter de los fluidos contenidos dentro de ellas, geometrías del yacimiento y su comportamiento bajo diferentes mecanismos de flujo.

2. La administración de yacimientos es un proceso dinámico que involucra un conjunto de decisiones y operaciones mediante las cuales a un yacimiento se le identifica, cuantifica, desarrolla, explota, monitorea y evalúa en todas sus etapas de desarrollo.

En la Figura 1.2., podemos observar el esquema en el cual, la administración de yacimientos ha evolucionado con el paso del tiempo, puntualizando los principales avances que ésta ha manifestado.

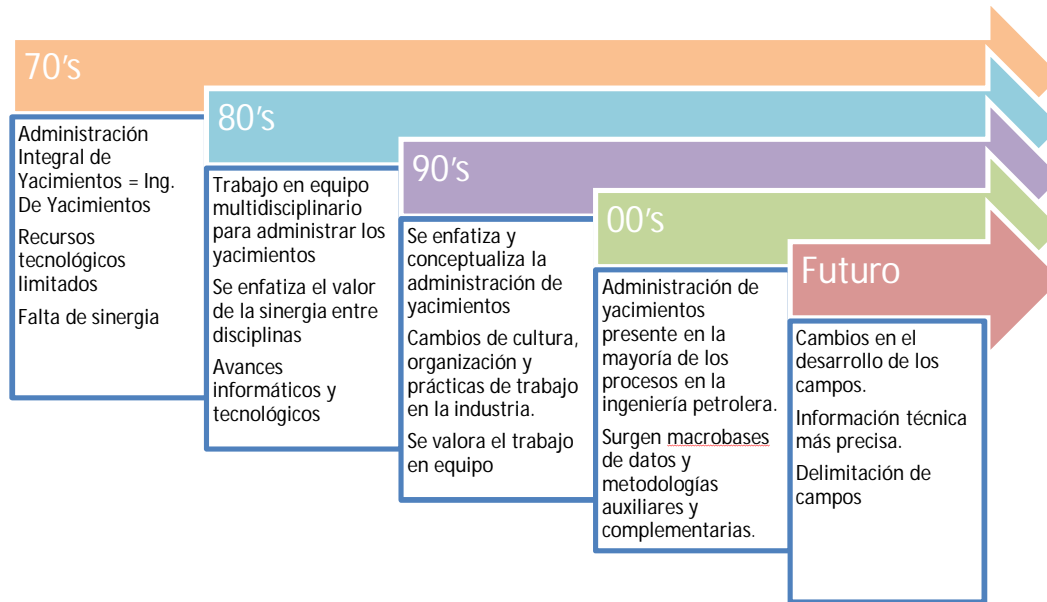


Figura 1.2. Evolución de la administración integral de yacimientos.

Los objetivos principales de la administración integral de yacimientos son:

- Optimización de la recuperación de hidrocarburos.
- Minimizar las inversiones y los costos de operación.
- Maximizar las ganancias obtenidas de un yacimiento.

Dichos objetivos se pueden lograr siguiendo los pasos siguientes:

- Localizar, identificar y definir todos los yacimientos individuales en un campo particular y sus propiedades físicas.
- Deducir el pasado y predecir el comportamiento futuro de los yacimientos.
- Minimizar la perforación de pozos innecesarios.
- Definir y modificar (si es necesario) el diámetro y los sistemas superficiales del pozo.
- Iniciar las operaciones de control al tiempo apropiado.
- Considerar todos los factores económicos y legales pertinentes.

1.5. Componentes de la administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados¹².

La administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados puede conceptualizarse en tres grupos importantes como se muestra en la Figura 1.3.

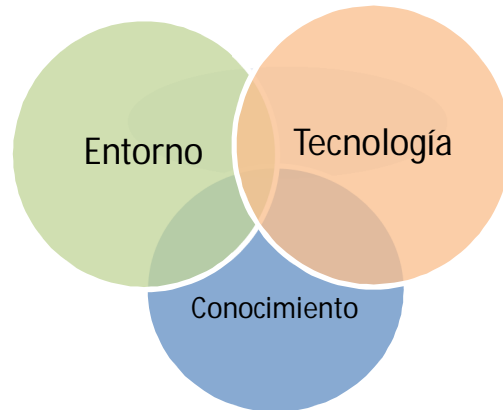


Figura 1.3. Componentes de la administración integral de yacimientos.

Los componentes de la administración integral de yacimientos se definen como:

1. Conocimiento: Los yacimientos naturalmente fracturados exhiben una gran complejidad en su naturaleza a nivel microscópico y macroscópico que incide directamente en una variación de propiedades petrofísicas y de los fluidos. Ésta situación varía entre yacimientos y depende de los eventos geológicos acontecidos durante y posterior a su depositación. El conocimiento del yacimiento es uno de los componentes más importantes en la administración, para seleccionar el esquema de explotación que aplica al campo.

En la administración integral de yacimientos se abarcan varios análisis:

- El primer tipo de análisis es la naturaleza general del sistema. Un yacimiento es una acumulación de hidrocarburos atrapados geológicamente en un sistema comunicado hidráulicamente. La comprensión general de este comportamiento incluye: los fluidos en movimiento y las propiedades de la roca.
- Un segundo análisis proporciona información a nivel macroscópico. Este incluye el conocimiento de los fluidos contenidos en el yacimiento, tamaño y variabilidad, dimensiones geológicas, formación, ambiente de depósito, tipo de roca, profundidad, etc.

- Un tercer análisis proporciona detalles a nivel microscópico. En este se incluye información como porosidad, saturación de fluidos, contenido de matriz, interacción entre los fluidos y la roca, presión capilar, permeabilidad, características de la roca, relación presión-volumen-temperatura, PVT, etc.
 - Un cuarto análisis es la historia de explotación del yacimiento, los eventos ocurridos en el ambiente, la terminación, la estimulación, y otros datos pertenecientes al yacimiento debido a cambios en su condición original.
2. Entorno de la administración. El entorno involucra varios factores, entre los principales están los sociales, políticos, económicos, considerando los requerimientos gubernamentales, ambientales y de seguridad. Para cierto grado, el ambiente administrativo se puede influenciar por actividades públicas y percepciones en la industria petrolera. El entorno influye sobre las acciones que pueden ser tomadas en la administración de yacimientos, pero también provee opciones y oportunidades para crear nuevas iniciativas.
 3. Tecnología. La cual se mantiene en constante cambio y juega un papel fundamental en el éxito de la administración integral de yacimientos naturalmente fracturados. Su identificación, adquisición, transferencia, dominio y uso oportuno impactará los resultados finales del proceso. Ésta tecnología controla las técnicas y operaciones que se pueden utilizar en la explotación de los yacimientos; sin embargo, depende del conocimiento y experiencia adquirida para comprender el comportamiento de los mismos.

Los avances tecnológicos registrados en los últimos años, han permitido; reducir el riesgo exploratorio en la búsqueda de nuevas reservas, aumentar las reservas probadas a través de procesos mejorados de recuperación de aceite, acceder oportuna y eficientemente a las reservas mediante nuevas técnicas de perforación y terminación de pozos, manejar, controlar y transportar de una manera más eficiente los fluidos desde el yacimiento hasta los centros de entrega, todo esto en un entorno de mayor seguridad y protección ambiental.

Así mismo, se han logrado avances importantes en las técnicas de caracterización, modelado de yacimientos y la interacción de éste con las instalaciones subsuperficiales y superficiales.

Las tecnologías recientes de administración de datos técnicos también han impactado positivamente en la administración integral de yacimientos, al permitir un resguardo y acceso eficiente y oportuno de la información, con lo que se ha logrado reducir el tiempo de los procesos y de las operaciones.

La administración integral de yacimientos requiere de un plan de explotación, el cual debe considerar diversos aspectos, tanto técnicos como económicos, además de los componentes básicos de la administración, con el fin de lograr la mayor rentabilidad, éste más que un plan de explotación debe ser una estrategia integrada y bien planeada.

Una buena parte del plan se considera la caracterización del yacimiento con la cual se selecciona el modelo teórico representativo de las condiciones de flujo presentes en el campo.

El descubrimiento de un yacimiento es una etapa donde se carece de datos, por lo que la primera información recolectada es de gran importancia, la cual se puede obtener con: estudios de superficie en la tierra (afloramientos de rocas), reconocimiento aéreo, sensores remotos (emisión y captura de señales sísmicas), etc. Posteriormente se realiza el procesamiento e interpretación de dicha información, con lo que se obtiene una imagen de la estructura del subsuelo, se realiza un análisis para determinar la probabilidad de encontrar hidrocarburos y finalmente se realiza la perforación del pozo exploratorio para confirmar la existencia de un yacimiento petrolero.

Cuando se determina la existencia de un yacimiento mediante la perforación del primer pozo (exploratorio), se procede a realizar una evaluación del mismo, determinando volúmenes originales de aceite y gas.

Para ello se debe calcular el tamaño del yacimiento (delimitación del yacimiento), adquirir muestras de núcleos y fluidos, realizar la toma de registros geofísicos para determinar las propiedades de la roca, como por ejemplo; porosidad, saturación de agua y aceite, permeabilidad, etc., y llevar a cabo pruebas de pozos (presión-producción) para conocer el comportamiento dinámico de los fluidos en el medio poroso, etc. Con toda esta información se realiza una caracterización del

yacimiento. La descripción que se obtiene en esta etapa es incierta y consecuentemente las decisiones que se toman conllevan el mayor riesgo. En la medida en que se avanza en el desarrollo y explotación del yacimiento, se adquieren nuevos datos que rectifican su modelo y por tanto las decisiones.

Si al realizar una caracterización inicial del yacimiento, se asegura la rentabilidad de éste, se procede a preparar el plan de desarrollo y explotación del mismo. Se inicia elaborando una planeación. En esta etapa el administrador y sus equipos de trabajo deben vislumbrar todos los posibles eventos que podrían ocurrir, opciones y alternativas que pueden ser empleadas, y evaluar las consecuencias económicas de cada una de ellas. Con dicha planeación se determina el número de pozos a perforar así como su ubicación, el estado mecánico de los mismos, los sistemas artificiales de producción e infraestructura de producción y transporte etc., de tal manera que se logre optimizar la recuperación de los hidrocarburos.

En general, es difícil tener una caracterización exacta del yacimiento, ya que la información es escasa e imprecisa, desafortunadamente es en esta etapa cuando se debe elaborar el proyecto de explotación para el yacimiento, el cual se sustenta fuertemente en el modelo geológico del yacimiento.

Al inicio de la explotación se deben tomar decisiones importantes, ya que existen diferentes esquemas de producción con diferentes inversiones iniciales y costos de operación, siendo el reto del ingeniero petrolero definir el que ofrezca mayor rentabilidad económica. Por ello, el tiempo ideal para comenzar la administración integral de yacimientos es en su descubrimiento, sin embargo no siempre es posible.

El inicio temprano de un programa coordinado de administración integral de yacimientos, proporciona un mejor seguimiento y herramienta de evaluación, así como los mejores costos de operaciones. Por ejemplo, pruebas tempranas durante la perforación ayudarán a decidir en dónde sentar las tuberías de revestimiento. Es muy recomendable realizar algunas pruebas tempranas que pueden indicar el tamaño de un yacimiento y de esta manera optimizar la perforación de pozos en la etapa de desarrollo del campo.

Frecuentemente, al inicio de la administración integral de yacimientos no se consideran los sistemas artificiales de producción y la aplicación potencial de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, sino hasta el final de la producción primaria. Varias veces se ha considerado a la administración integral de yacimientos al tiempo de una recuperación secundaria, mejorada o terciaria. No obstante, esto es crítico y para lograr una recuperación secundaria y/o mejorada económicamente exitosa, es necesario tener un buen programa de administración integral de yacimientos.

Las preguntas clave y los problemas a resolver durante la explotación de campos o yacimientos son las siguientes:

- ¿Cuál es el yacimiento que nos gustaría tener?
- ¿Cuál es la geometría externa y cuál es la continuidad del espacio poroso y fluidos?
- ¿En dónde se deben de ubicar los pozos y plataformas?
- ¿Cuánto producirá cada pozo?
- ¿Cómo deben ser perforados y terminados los pozos?
- ¿Qué sistema artificial de producción se debería ocupar?
- ¿Qué método de recuperación secundaria y/o mejorada deberá emplearse?
- ¿El proceso de recuperación secundaria y/o mejorada será necesario y cuándo?
- ¿Cuánto durarán produciendo los pozos?

1.6. Importancia de la administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados⁵.

La industria del petróleo tiene un gran reto, recuperar todo lo que se pueda de aceite y gas remanentes de los yacimientos que han sido explotados durante varios años (maduros), yacimientos marginales o aquellos abandonados por su baja producción para ser rentables.

Lograr este propósito, es un proceso que requiere tiempo y esfuerzo, ya que los diferentes métodos de recuperación en yacimientos de difícil extracción y lentos, requieren de una descripción detallada de éstos, a fin de lograr una

caracterización estática y dinámica del mismo. De la misma forma, es necesario ensayar y analizar la viabilidad de los diversos métodos de recuperación, a través de la aplicación de las tecnologías disponibles.

Además, para que el proceso sea rentable, es preciso un análisis de los costos de requerimientos de pozo, infraestructura de producción y de operación y mantenimiento. Todo lo anterior debe realizarse bajo un marco de seguridad y protección ambiental.

Por otro lado, debemos considerar estudios adicionales que se requieran para el caso de un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado, como nuevos desarrollos tecnológicos, explotación avanzada y simulación numérica de yacimientos, entre otros.

Por lo tanto, la administración integral de yacimientos no es simplemente la creación de un plan de desarrollo, más bien, una estrategia integrada y concienzudamente planeada para la explotación adecuada de los yacimientos, teniendo en cuenta todo lo antes mencionado. La administración integral de yacimientos incluye generar una amplia gama de oportunidades, a través de visualizar y ensayar múltiples opciones factibles, de cuyo análisis se obtienen elementos para decidir, sobre la base de una práctica de administración sana.

1.7. Sinergia y trabajo en equipo^{24,33}.

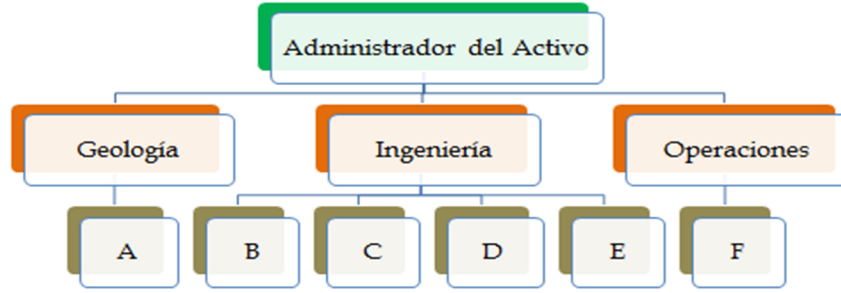
En la administración de yacimientos una de las partes más importantes es la sinergia, esto quiere decir, trabajo de todas las áreas en equipo, ya que de lo contrario, no se alcanzara el objetivo del proyecto.

La administración de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados es una tarea multidisciplinaria como se muestra en la Figura 1.4.



Figura 1.4. Equipo de administración de yacimientos.

Anteriormente se trabajaba de acuerdo al sistema tradicional (convencional) mostrado en la Figura 1.5., en el cual, varios miembros del equipo (geólogos, ingenieros de yacimientos, ingenieros de producción, ingenieros de instalaciones, personal de operaciones y otros) trabajaban sobre un yacimiento o campo bajo sus propios jefes como cabezas funcionales; mientras que en el sistema actual, con enfoque multidisciplinario, los miembros del equipo con enfoque de varias funciones trabajan sobre un yacimiento en particular bajo un líder del equipo.

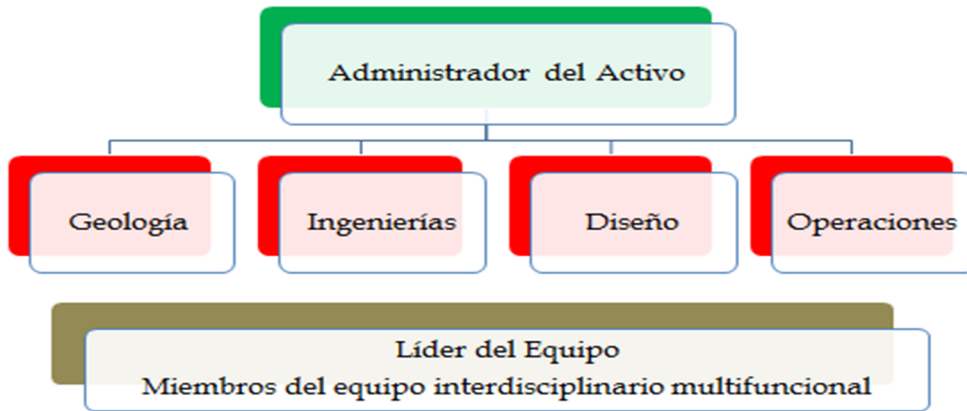


A + B + C + D + E + F = Trabajan en un yacimiento bajo sus propios jefes

Figura 1.5. Sistema tradicional u organización convencional.

El líder del equipo generalmente proporciona una guía diaria y ocasionalmente una guía funcional.

Los equipos (o miembros) administrativamente no informan al líder del equipo, quienes lo informan son las cabezas funcionales y el administrador del activo. Este nuevo sistema se muestra en la Figura 1.6.



Objetivo : Maximizar la rentabilidad del activo a corto y largo plazo

Figura 1.6. Sistema actual mediante equipos multidisciplinarios.

Algunas de las preguntas que deben responderse si se requiere garantizar el soporte de los equipos de trabajo son:

- ¿Los miembros del equipo están trabajando adecuadamente?
- ¿El esfuerzo se ajustó a los hechos; porque si o porque no?
- ¿Existen otras posibilidades de interpretar los datos?
- ¿Las suposiciones son razonables?
- ¿Los datos son confiables?
- ¿Son necesarios datos adicionales?
- ¿Existe un estudio geológico adecuado?
- ¿El yacimiento se definió adecuadamente?

El esfuerzo del equipo de trabajo se puede mejorar de la siguiente manera:

- Facilitando la comunicación entre las diferentes disciplinas de la ingeniería, geología, geofísica, petrofísica, personal de campo, mediante: reuniones periódicas, la cooperación interdisciplinaria enseñándonos objetivos funcionales, construyendo la confianza y el respeto mutuo, y aprender-haciendo. También cada miembro del equipo deberá aprender a ser un buen maestro.
- El ingeniero hasta cierto punto, debe desarrollar el conocimiento geofísico y geológico de las características de la roca y el ambiente de depósito y un geocientista (geólogo o geofísico) conocer acerca de la terminación de pozos y otros trabajos, el ingeniero de producción y de perforación conocer el comportamiento de los yacimientos y los factores que le afectan.
- Cada miembro debe subordinar sus ambiciones y egos a las metas del equipo de administración integral de yacimientos. Así como mantener un nivel alto de competencia técnica.
- Los miembros del equipo deberán trabajar como un equipo de basquetbol más que como un equipo de relevos. Deberá de existir una constante interacción entre las diversas disciplinas.

Algunas veces las prioridades entran en conflicto por los miembros del equipo, esto tiene lugar debido a que esencialmente tienen dos jefes (sus cabezas funcionales y el líder del equipo).

Estos conflictos generalmente se resuelven por la constante comunicación entre el líder del equipo, las cabezas funcionales y el administrador del activo.

Todo trabajo en equipo, se debe proyectar por medio de un análisis costo-beneficio, identificando los atributos específicos; sin embargo, los éxitos pueden ser difíciles.

Algunas de las características más importantes para lograr el éxito en la administración integral de yacimientos son: objetivos claros, comienzo temprano de la administración, equipo multidisciplinario, fortalecimiento y reducción de la supervisión, mínima revisión técnica individual, administración y compromiso, rápida aprobación del proceso, comunicación informal y clarificación de prioridades, revisión periódica, decisiones conjuntas, transferencia de sinergia entre equipos, motivación, visitas del personal administrativo al campo, vigilancia y administración del programa costo-eficiencia e innovación e integración de nuevas tecnologías.

El enfoque de la administración integral de yacimientos está dirigido a los equipos multidisciplinarios, sin embargo, es necesaria la integración de recursos como lo muestra la Figura 1.7., como por ejemplo, la tecnología, la información y de muchas actividades involucradas para el logro de una máxima eficiencia. Su enfoque principal es proporcionar un mejor entendimiento hacia la práctica de administración, ya que ésta promete mejores resultados en los procesos de recuperación de hidrocarburos, para lograr una maximización de la productividad.

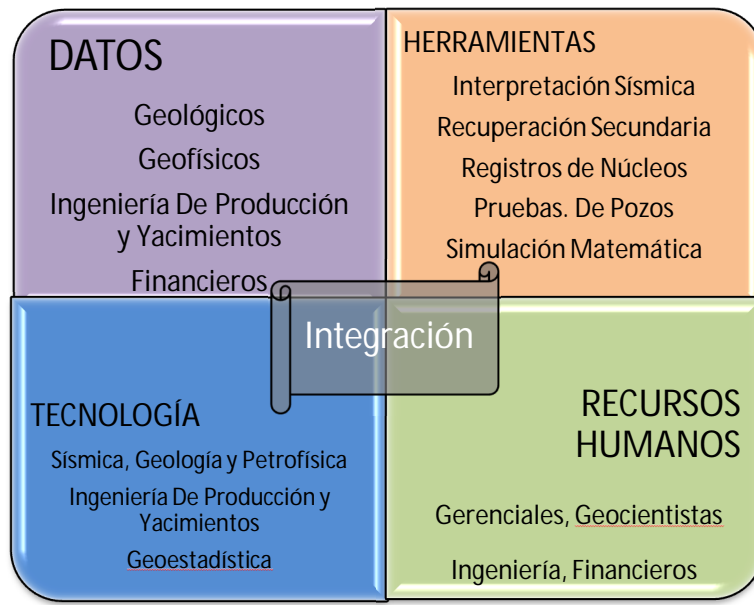


Figura 1.7. Integración de recursos para la administración integral de yacimientos.

Actualmente es de gran importancia que todos los miembros del equipo, conozcan la información que se está manejando en cada especialidad y colaboren mutuamente para obtener resultados exitosos y alcanzar así el objetivo proyectado.

El éxito de la integración de los recursos depende de los factores siguientes:

1. Un entendimiento global de la administración de yacimientos, tecnología y herramientas, a través del entrenamiento y la asignación de trabajo.
2. Franqueza, flexibilidad, comunicación y organización.
3. Trabajo en equipo.
4. Persistencia.

La integración, los avances en la tecnología y su uso correcto se reconocen como el medio para obtener la máxima recuperación económica de los yacimientos.

Es importante enfatizar que el trabajo en equipo y los estudios integrales de yacimientos, son los pilares fundamentales de la administración integral de yacimientos naturalmente fracturados, los cuales se encuentran soportados por la cantidad y calidad de información, la tecnología empleada, teniendo en cuenta el capital humano y la disponibilidad de recursos. Lo cual permitirá la explotación óptima de los hidrocarburos, maximizando el valor económico de los yacimientos

Capítulo 2. Proceso de análisis y adquisición de datos de administración de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

2.1. Introducción.

Éste capítulo tratará, la forma de cómo elaborar un análisis económico aplicado a un yacimiento naturalmente fracturado.

Como sabemos, el principal aspecto del ámbito petrolero, sin duda, es el factor económico. Por ello indiscutiblemente, realizar un análisis económico completo y adecuado es fundamental para obtener los mejores resultados al final de nuestro trabajo, para realizar dicho análisis, es necesario definirlo y conocer su aplicación.

La administración integral de yacimientos naturalmente fracturados es un proceso dinámico y por eso cada componente está sujeto constantemente a cambios o ajustes con el paso del tiempo.

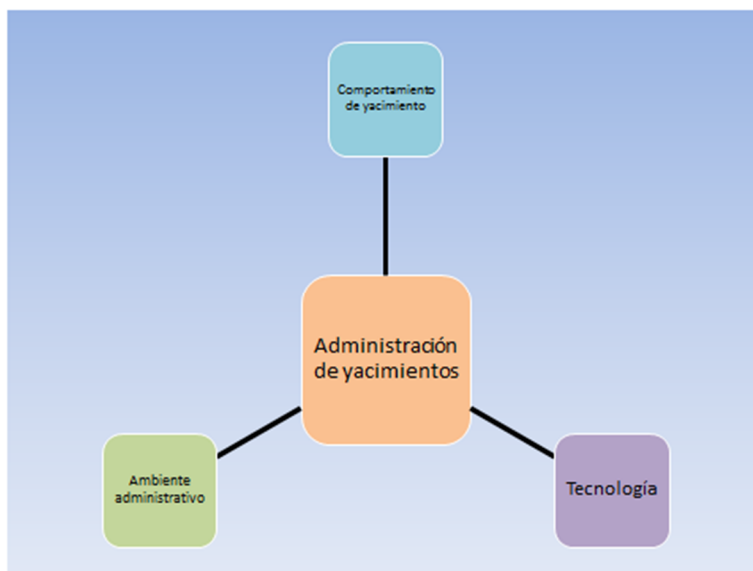


Figura 2.1. Principales componentes de la administración integral de yacimientos.

La administración integral de yacimientos consta de tres puntos trascendentales: la tecnología, el ambiente administrativo; el cual consta de variables como el aspecto económico, seguridad, protección ambiental, ambientes sociales y políticos del entorno, etc.; y el comportamiento de yacimientos, el cual involucra

todos los parámetros que envuelven al mismo. Lo anterior está representado en la Figura 2.1.

La tecnología no ha dado solución definitiva para ciertos problemas, se analiza en la medida en que más se aprende a partir de la información que se va adquiriendo y de cada yacimiento que se maneja.

En la actualidad los geocientistas (geofísicos y geólogos), los ingenieros de yacimientos y de producción, enfrentan la desafiante tarea de manejar los activos de aceite y gas. Un yacimiento no puede conocerse de forma total, pero la información que del se obtenga se complementa conforme pasa el tiempo. Para ello, se requiere una planificación avanzada de los proyectos, tecnologías integradas, así como acceso en tiempo real a los datos de relevancia. Y para poder llevar a cabo todo el desarrollo de la tecnología, debemos aplicar los conocimientos y las teorías en acciones normalmente realizadas en equipo.

La acción es una respuesta al conocimiento; el conocimiento se deriva de la información, dentro de esto, está la información precisa y oportuna, la cual, es esencial para vigilar y controlar con eficiencia las operaciones que se llevan a cabo en todo el proceso administrativo.

Además, el ambiente de la administración está sujeto también a cambios; así, la administración integral de yacimientos es un proceso de cambio continuo, que se aplica desde el descubrimiento del yacimiento hasta su abandono. Por lo ya mencionado anteriormente, el proceso de la administración integral de yacimientos en la industria petrolera demanda el fortalecimiento de los equipos de trabajo mediante el desarrollo constante de su personal en las diversas disciplinas.

El proceso moderno de la administración integral de yacimientos involucra; establecer un objetivo y una estrategia para conseguirlo. El desarrollo de este plan estará basado en la información disponible, y deberá ser monitoreado constantemente, para evaluar los resultados obtenidos, retroalimentando al plan en forma continua e incluso para hacer los ajustes que se requieran. Ninguno de los componentes de dicho proceso es independiente de los otros. La integración

de estos, es esencial para el éxito de la administración integral de yacimientos. Todas estas tareas se muestran en la Figura 2.2.



Figura 2.2. Aplicación de la metodología de administración Integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

El administrador del yacimiento debe saber integrar dichos componentes, comunicar las decisiones y planear las actividades, como respuesta a los objetivos deseados. Es importante que exista una comunicación efectiva, un diálogo abierto entre los integrantes de los equipos de trabajo y entre las diversas disciplinas, constituyendo de esta manera verdaderos equipos de trabajo.

Adquirir la información es un paso importante para lograr la optimización pero no debe pasarse por alto que la medición, manipulación y análisis adecuado de la información es también sumamente trascendental para el éxito de la administración integral de yacimientos. Para llevarlo a cabo, se disponen de sistemas de cómputo. En algunas ocasiones, el problema no es la falta de información, más bien, el uso inadecuado y la mala interpretación de ésta.

La planeación es fundamental en la administración integral de yacimientos fracturados, el administrador y sus equipos, siempre deben tener en cuenta todos los eventos que podrían ocurrir a lo largo de la explotación del yacimiento; así como las opciones y alternativas que pudieran ser implementadas, evaluando las consecuencias económicas de cada una de ellas. Para así, cumplir los objetivos de la administración de la mejor manera.

El plan de administración se mejora cuando se obtiene nueva información durante las etapas de monitoreo y evaluación, ya que este debe ser actualizado, haciendo los ajustes necesarios para lograr el mayor beneficio económico, considerando la disponibilidad de recursos y la demanda del mercado, lo cual impone al proceso un carácter dinámico y cíclico.

Wiggins y Startzman¹² definen el proceso de administración de yacimientos considerando las etapas globales de toda actividad administrativa:

- Definición de metas y objetivos.
- Creación del plan de operaciones para alcanzar las metas y objetivos.
- Monitoreo y control de las operaciones.
- Auditoria de resultados.

Satter y Colaboradores¹² permiten enmarcar las tareas de la administración integral de yacimientos de una manera más estructurada y lógica, estas son:

- Definición de objetivos.
- Formulación del plan de desarrollo.
- Implantación del plan.
- Monitoreo.
- Evaluación del plan.
- Revisión del plan.
- Conclusión del proceso, que se da con el abandono del yacimiento.

De acuerdo a lo anterior, se pueden definir las etapas para el proceso moderno de la administración integral de yacimientos, las cuales se muestran en el esquema de la Figura 2.3.

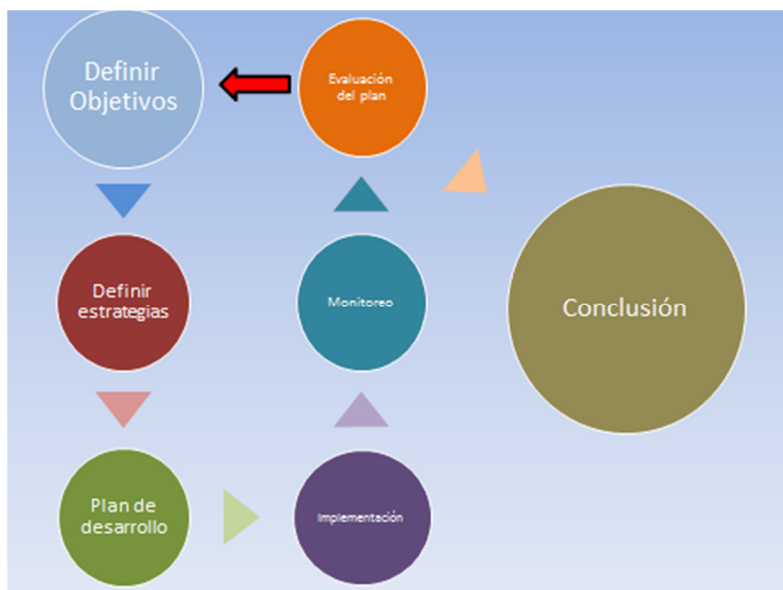


Figura 2.3. Proceso de la administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados³⁴.

Es importante recalcar que el plan de administración puede cambiar por diferentes factores, por ejemplo:

- Por la adquisición de nueva información del campo que cambia el modelo conceptual del yacimiento.
- Precios inestables de los hidrocarburos.
- La posibilidad de aplicación de la tecnología nueva y/o modificada.
- Las decisiones políticas y económicas de los líderes de las compañías.

2.2. Etapas del proceso de la administración de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados^{24,33}.

El proceso de la administración integral de yacimientos naturalmente fracturados es la clave para planear como estudiar y operar al yacimiento en cuestión, este consiste de las etapas descritas a continuación.

- Definición de objetivos y estrategias.

En la primera etapa es necesario conocer el objetivo al que se quiere llegar, y definir estrategias. Es conveniente enfatizar que existen dos tipos de objetivos:

1. El objetivo general de la administración integral de yacimientos naturalmente fracturados, implícito en su definición y que consiste en optimizar el valor económico asociado a la recuperación de hidrocarburos de un yacimiento.
2. El objetivo específico es conforme a los requerimientos de las etapas por las que atraviesa el yacimiento en su vida productiva.

Una descripción detallada y comprensiva del yacimiento (roca, fluidos y acuífero) es esencial para obtener la mejor recuperación y hacer que los ingresos sean los máximos. Lo primordial es la caracterización del yacimiento, ya que esta comienza cuando se realiza un descubrimiento y se evalúa para analizar y obtener las mejores estimaciones del volumen de hidrocarburos en este, reservas recuperables e índices de producción.

Los yacimientos de hidrocarburos tienen una gran complejidad en su naturaleza, tanto a nivel microscópico como macroscópico, que incide directamente en una variación de las propiedades petrofísicas y de los fluidos respecto a la posición. Esta situación, varía entre yacimientos y depende de los eventos geológicos acontecidos durante y posteriormente a su depósito, por ello es de gran importancia conocer perfectamente las características del yacimiento (sistema roca-fluidos), así como de los mecanismos de recuperación, de la perforación y terminación de los pozos, y del comportamiento presión-producción, con el fin de pronosticar su comportamiento futuro, el cual será de gran importancia para su explotación.

Los datos geológicos y geofísicos son elementos muy importantes en la descripción. Un buen ejemplo es la determinación de la continuidad del yacimiento. El primer paso crítico en el proceso de descripción es la identificación de cualquier correlación de capas o estratos en el yacimiento.

La relación entre los miembros del equipo, la cual debe ser durante la estimación del potencial que sigue al descubrimiento de una acumulación de aceite y gas, o ambas. Debe ser un canal de comunicación siempre abierto, los *geofísicos* obtienen mejores datos sísmicos a partir del uso de registros geofísicos y a la actualización en el proceso de cómputo. Estos datos ayudan a definir mucho

mejor las estructuras y la continuidad de zonas impregnadas y no impregnadas. Los geólogos estudian la información que los geofísicos les dan, lo cual es sísmica y evalúan el ambiente de depositación de varios intervalos a partir del análisis de recortes, núcleos y registros. Los ingenieros analizan los datos provenientes de núcleos, registros y pruebas de pozo, los cuales, junto con los resultados de las interpretaciones sísmicas y geológicas permiten una estimación preliminar del aceite y gas in-situ, tamaño del acuífero, reservas y caudales de producción. Figura 2.4.



Figura 2.4. Relación entre miembros del equipo durante la fase de estimación.

Los ingenieros petroleros deben trabajar en conjunto con los geólogos y geofísicos para saber el potencial del empuje por agua. Cálculos sencillos usando las compresibilidades del agua y de la formación (roca) pueden mostrar que el volumen poroso del acuífero necesita ser mucho más grande que el volumen poroso del yacimiento, para que el acuífero tenga un potencial significativo por el empuje de agua.

El éxito de la administración integral de yacimientos naturalmente fracturados también depende de los nuevos desarrollos tecnológicos, que pueden ser empleados para caracterizar los yacimientos, mejorar todas las áreas de operaciones y mejorar los procesos de recuperación de hidrocarburos. Sin embargo, hay que tomar en cuenta que uno debe familiarizarse con las técnicas y las tecnologías apropiadas para reducir los costos e incrementar la eficiencia en

las operaciones, mejorando las instalaciones superficiales y las prácticas, incluyendo procesos de simulación y prácticas de terminación modernas.

En la Tabla 2.1 se observan muchas de las tecnologías disponibles. Estas pueden o no ser apropiadas para todos los yacimientos.

GEOFÍSICA	GEOLOGÍA	INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN	INGENIERÍA DE YACIMIENTOS	PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS
SISMICA 2D	DESCRIPCIÓN DE NÚCLEOS	ECONOMÍA	ANÁLISIS DE REGISTROS	PERFORACIÓN BAJO BALANCE
SISMICA 3D	SECCIONES DELGADAS MICROSCÓPICAS	ADMINISTRACIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS	ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NÚCLEOS	PERFORACIÓN LATERAL Y MULTILATERAL
SECCIONES DE AGUJERO	ANÁLISIS DE IMÁGENES DE RAYOS X	SIMULACIÓN DE FLUJO EN TUBERIAS	ANÁLISIS DE FLUIDOS	PERFORACIÓN RADIAL
TOMOGRFÍA	ANÁLISIS DE ISÓTOPOS ESTABLES	SIMULACIÓN DEL AGUJERO	ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN	PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS
PEFILES SISMICOS VERTICALES	MODELOS DE DEPÓSITO	ANÁLISIS NODAL	BALANCE DE MATERIA	PERFORACIÓN CON TF
SISMICA MULTICOMPONENTE	MODELOS DIAGENÉTICOS	OPTIMIZACIÓN DE REDES	INYECCIÓN DE AGUA	TERMINACIONES INTELIGENTES
REGISTROS DE ONDA DE CIZALLAMIENTO	MAPAS Y SECCIONES TRANSVERSALES	MEDICIÓN EN TIEMPO REAL	MODELOS DE FLUJO A TRAVÉS DE TUBERIAS	TERMINACIÓN TUBINGLESS
	SENSIBILIDAD REMOTA		SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	TERMINACIONES MÚLTIPLES

Tabla 2.1.- Uso de tecnología moderna en la Administración Integral de Yacimientos Naturalmente Fracturados

La tecnología es aprovechada en múltiples situaciones e involucra tanto el ambiente de administración como en el conocimiento del yacimiento. Para ello se necesita una evaluación de la tecnología y si estas ayudara o no a su explotación.

- Costo y valor de la información.

Una de las cosas más importantes es realizar un análisis del costo/beneficio de los datos por adquirir para evitar pérdidas económicas, esto es, lograr el mayor beneficio económico.

El costo de esto abarca los pagos de servicios a compañías y/o depreciación de equipos y personal propios para realizar las mediciones, y en algunas ocasiones, habrá pérdida financiera debida a errores humanos o tecnológicos.

La información es extremadamente valiosa; ya que esta afecta las decisiones a tomar. Sean buenas o malas.

- Plan de desarrollo.

Esta es una de las etapas más importantes del proceso, debido a que es en donde se identifican de manera precisa las acciones a efectuar en el yacimiento y/o se evalúan las consecuencias económicas de sus resultados.

Es muy común utilizar la simulación numérica para analizar las opciones de explotación más viables en un yacimiento, empleando la información disponible, de esta manera es posible generar diversos escenarios factibles de desarrollo, explotación y evaluar sus implicaciones técnicas y económicas.

Todo lo anterior, se aplica con la participación de los integrantes del equipo multidisciplinario. El plan debe contemplar todas estas disciplinas, tal como se muestra en la Figura. 2.5.

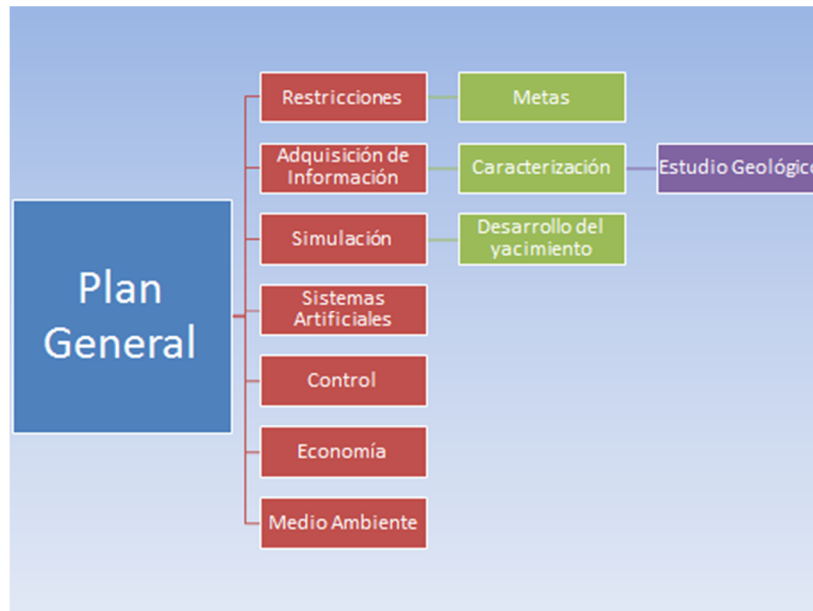


Figura 2.5. Plan general de administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

Las estrategias de desarrollo y explotación dependerán de la etapa en la que se encuentre el yacimiento. La aplicación de la metodología en yacimientos naturalmente fracturados se inicia desde el mismo pozo descubridor y continúa con la caracterización detallada del mismo, su desarrollo máximo, la definición de los sistemas más adecuados de producción, los estudios del comportamiento bajo diferentes esquemas de producción que conlleven a su óptima explotación económica.

Si el campo se encuentra en explotación avanzada, es conveniente revitalizar la producción mediante la perforación de pozos intermedios, la utilización de un sistema artificial de producción o, bien, a través de la optimización de instalaciones.

Será necesario investigar y planear los mejores métodos de recuperación secundaria, terciaria y/o mejorada.

- Planeación de datos

Las preguntas que deben de hacerse en la fase de planeación de un programa de adquisición de datos las cuales son:

1. ¿Por qué la necesidad de los datos?

2. ¿Qué dificultades tendremos al requerir datos de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados?
3. ¿Qué tipos de datos se requieren, cuantos y cuál es su costo?
4. ¿Cuándo son requeridos los datos?
5. ¿Cuándo se usaran los datos?
6. ¿Quién es el responsable de la adquisición de datos?

Es necesario tener en cuenta que algunos datos, solamente pueden obtenerse al principio del desarrollo del yacimiento, en este caso, del yacimiento carbonatado naturalmente fracturado, tales como: información derivada de núcleo, propiedades iniciales de fluidos, contacto de fluidos, y presión inicial del yacimiento carbonatado.

En la toma de registros, se deben definir pozos claves, a los cuales se les toma periódicamente información de núcleos y pruebas de presión, para validar los datos obtenidos de los registros geofísicos.

Los datos sísmicos 3D pueden obtenerse de los campos maduros durante la producción, para una mejor caracterización del yacimiento. Las propiedades de la roca, obtenidas de pruebas de laboratorio; como las permeabilidades relativas de aceite-agua, gas-aceite y gas-agua, y propiedades de fluidos; tales como datos PVT, no siempre están disponibles. Por lo que en estos casos pueden usarse correlaciones empíricas para generar dichos datos.

En la Figura 2.6 se muestran los diferentes tipos de datos que pueden ser recolectados antes y durante la producción.

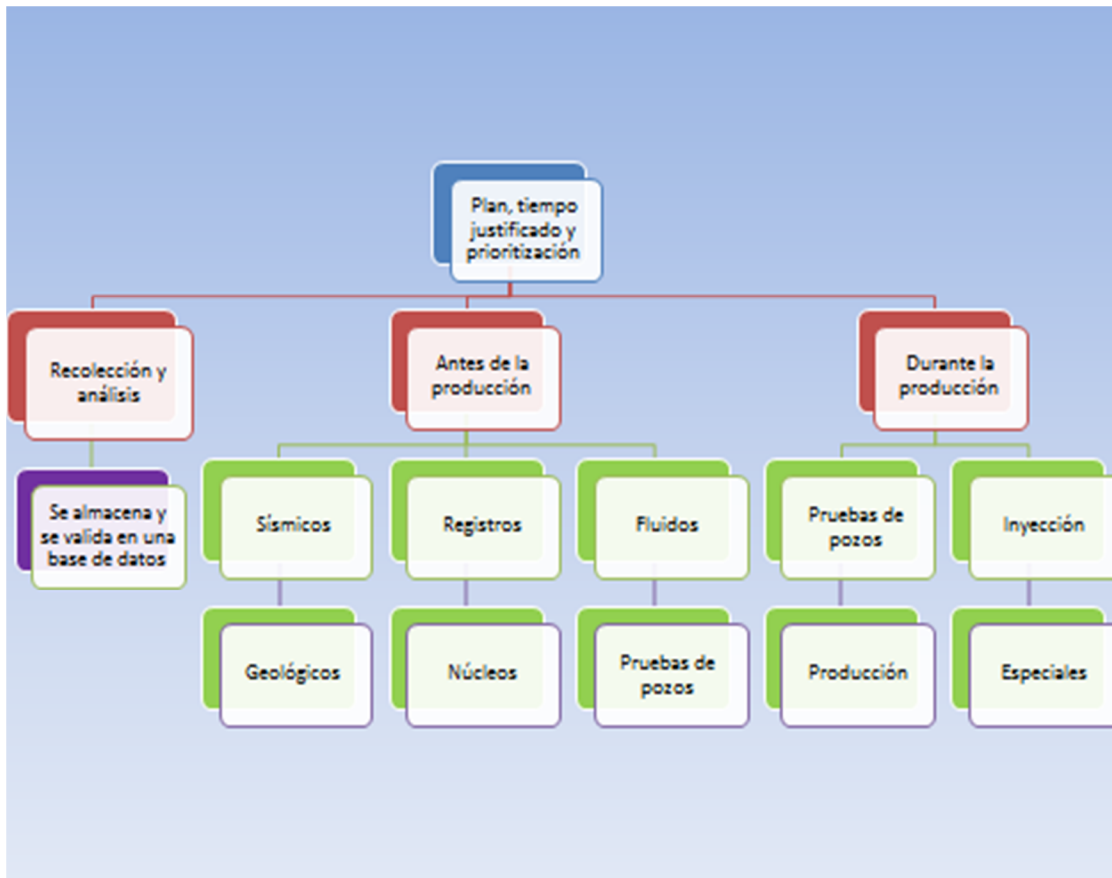


Figura 2.6. Adquisición de datos.

- Características del plan de administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

Idealmente, un plan de administración integral de yacimientos naturalmente fracturado nos da la ventana sobre la vida del yacimiento, o al menos el tiempo o nivel de realización especificado en el mismo como un criterio para su reevaluación. Los objetivos específicos de cualquier plan dependerán del alcance necesario de éste, la etapa en curso del desarrollo del yacimiento, del tipo y escala de las decisiones requeridas; como pueden ser la implementación de un nuevo proceso de evaluación de potencial, optimización de la producción e inyecciones locales, nuevas instalaciones o equipos tecnológicos. Un plan de administración integral de yacimientos al descubrimiento del yacimiento asegurara la recolección de datos vitales para la implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada en un futuro.

El plan debe de ser claro con las actividades de monitoreo y supervisión, incluyendo todos los datos, construcción de la base de datos, análisis y proceso de datos, así como su tolerancia. De tal manera debe recomendar revisiones futuras basadas en criterios específicos, semejantes al comportamiento de los volúmenes de la producción o inyección de fluidos.

El plan de desarrollo y explotación deberá ser accesible y modificable cuando se presente nueva información. Al descubrirse un yacimiento la información es poca; comúnmente se reduce a datos sísmicos, registros geofísicos, núcleos, pruebas de pozos (presión/producción) que nos da el pozo exploratorio, y datos de fluidos del yacimiento. La descripción que de él se tiene en esta etapa es vaga y por lo tanto las decisiones que se toman son muy importantes, tales como el dimensionamiento de las instalaciones de producción, número de pozos a perforar, etc. Este tipo de decisiones nos conllevan al mayor riesgo.

Al finalizar la explotación del yacimiento, su información estará actualizada, ya que al explotarse y desarrollarse, se recolecta gran cantidad de información, pero, en esta etapa poco puede hacerse para influir en la rentabilidad total del yacimiento, porque las principales decisiones para su explotación ya fueron hechas. Por lo que el plan de explotación tiene que ser revisado continuamente durante toda la vida del yacimiento, ya que al meter nueva información, el modelo teórico se ajusta y las predicciones de producción y económicas tienen mayor grado de confiabilidad.

Entre otras cosas, el plan debe contemplar lo siguiente:

1. Señalar las metas que deberán cumplirse para llegar al objetivo final,
2. Establecer las limitaciones técnicas, jurídicas, económicas, ecológicas, etc., bajo las cuales se va a llevar a cabo la administración,
3. Desarrollar un estudio que contenga información sobre la geología regional, estratigrafía estructura del yacimiento o partes que se van a administrar,
4. Caracterizar apropiadamente el yacimiento a fin de tener claro discernimiento macro y microscópico del mismo, así como un adecuado conocimiento del flujo de fluidos en el medio poroso,

5. Realizar estudios de desarrollo del yacimiento que conlleven a optimizar el número de pozos a perforar,
6. Optimizar la perforación y terminación de pozos.
7. Diseñar el sistema superficial de producción que permita la adecuada explotación de los yacimientos,
8. Efectuar los estudios de simulación para predecir el comportamiento del yacimiento y establecer el ritmo de explotación apropiado para las características del mismo,
9. Establecer un estricto control de la explotación del yacimiento desde la etapa inicial,

Durante la planeación, el trabajo detallado de los geofísicos incluye la interpretación de datos sísmicos por medio de la mejora de los mapas del yacimiento y el acuífero. Una mejor descripción del yacimiento se realiza con el análisis de datos de más de 10 pozos perforados por estimación y evaluación del prospecto. La descripción geológica es vital para evaluar el potencial del yacimiento bajo diversas alternativas de operación. Los ingenieros petroleros usan estos mapas en estudios computacionales de yacimientos y el comportamiento de los pozos, para escoger el programa óptimo de inyección de fluidos y el número y localización de los pozos.

La sinergia se define como la reacción que producen dos esfuerzos unidos es mayor a la suma algebraica de las reacciones separadas de los mismos esfuerzos.

Entre los miembros del equipo es necesario que exista sinergia, de ésta manera, los resultados serán mucho mejores que si se hicieran los esfuerzos separadamente como se hacía hasta hace algunos años.

En la Figura 2.7 se muestra un pequeño esquema de cómo aplicar la sinergia en la fase de planeación para poder realizar dicho método de una mejor manera.



Figura 2.7. Relación entre miembros del equipo durante la fase de planeación.

- Análisis y eliminación de datos.

Para tener un buen análisis y reducción de datos, se requiere lo siguiente:

1. Una buena apreciación de lo que pueden hacer los datos en la exactitud de la solución y la toma de la decisión. Como una regla general, se deberá tener más tiempo en los datos que tengan un mayor consecuencia en la calidad de la solución. El análisis de error de la relación entre los datos, la solución y los rangos de error en los datos nos dan una vista en la importancia de cada variable.
2. Un claro entendimiento de los rangos de investigación de los datos, cuando estos son derivados de varias fuentes.
3. Los datos correctos a menudo no se utilizan debidamente.

A continuación se muestran algunas observaciones y sugerencias en el análisis de datos:

1. Todos los datos recientes tienen errores asociados con ellos.
2. Se deben reducir estos errores seleccionando datos que sean de confianza.
3. Datos obtenidos de diferentes lados tienen un diferente impacto en la calidad para la solución.

4. Se deben clasificar los datos en relación a su impacto. Invirtiendo el esfuerzo a medida del impacto.
5. Datos de varias fuentes tienen diferente rango de confianza para cada recurso.
6. Se deben usar los recursos de datos que tienen un rango en común y están dentro de la tolerancia.
7. La tendencia humana es analizar los datos rápidamente y asumir que el análisis no es correcto, pero si el más apropiado.
8. Se debe evitar la tendencia de dar una conclusión demasiado pronto.

Los pasos en la construcción del plan de administración integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados son definidos por Satter y colaboradores, los cuales proponen un plan que consta de 8 pasos. Figura. 2.8²⁴.



Figura 2.8. Desarrollo del plan.

1. Estrategias de desarrollo y agotamiento.

Lo más importante de la administración integral de yacimientos naturalmente fracturados, es saber cómo vamos a desarrollar el campo, distancia entre pozos, número de pozos, esquemas de recuperación (primaria, secundaria, terciaria y/o mejorada) etc.

Por todo lo anterior, los primeros pasos a seguir para desarrollar la estrategia son:

- Definir los objetivos (¿cuánto aceite y/o gas?, este paso es necesario para justificar la escala de esfuerzo),
- Conocer el lugar de la recuperación (¿en dónde está? ¿es móvil o inmóvil, etc.?).
- Conocer las tecnologías de recuperación para obtenerlos (esta tomará primero una evaluación del pasado, por ejemplo, investigar las tecnologías apropiadas para la profundidad de interés),
- Optimizar la implementación de las tecnologías de recuperación,
- Optimizar las tecnologías y procedimientos en las operaciones, y
- Especificar el criterio que determinara la duración del plan en curso.

Muchos proyectos de administración integral de yacimientos naturalmente fracturados no necesariamente consideran dichos pasos. Por ejemplo, algunos proyectos pueden no dirigirse a mejorar la recuperación y concentrarse en la optimización operacional. También es importante considerar lo siguiente:

- ¿Cuál es el nivel de confianza?
- Identificar tecnologías y/o datos que pueden incrementar la confiabilidad.
- ¿Cuál es la relación costo/beneficio de incrementar la confiabilidad con esta nueva información?
- Sopesar el costo contra los recursos disponibles.

El establecer los procesos de la administración integral de yacimientos proporciona las herramientas necesarias para dar respuestas a las preguntas relacionadas con la confiabilidad de datos y el manejo de estos de tal manera que se obtendrá la mejor aproximación a la realidad en los resultados obtenidos.

2. Consideraciones ambientales.

En el desarrollo y en operación de un campo, debe incluir el medio ambiente y ecológico. Las restricciones de la agencia reguladora, también deberán ser satisfechas.

3. Adquisición y análisis de datos.

La definición del modelo de yacimiento, es importante para la selección de la explotación, esto es, la que genera el mayor beneficio económico. El modelo del yacimiento se construye a partir de los datos obtenidos y debe actualizarse hasta el final de la explotación del yacimiento, lo que hace un proceso continuo. Por lo que la medición, manipulación y análisis adecuado de la información es esencial para el éxito de la administración.

Para recolectar información se requiere de un plan detallado y un seguimiento exhaustivo. El plan debe considerar un listado de la información mínima que se requiere, el tiempo de adquisición y como se va a usar. Un aspecto que no debe faltar en el plan es el conjunto de procedimientos que deben seguirse para realizar las mediciones a fin de asegurar la calidad y representatividad de la información como se muestra en la Figura 2.9.

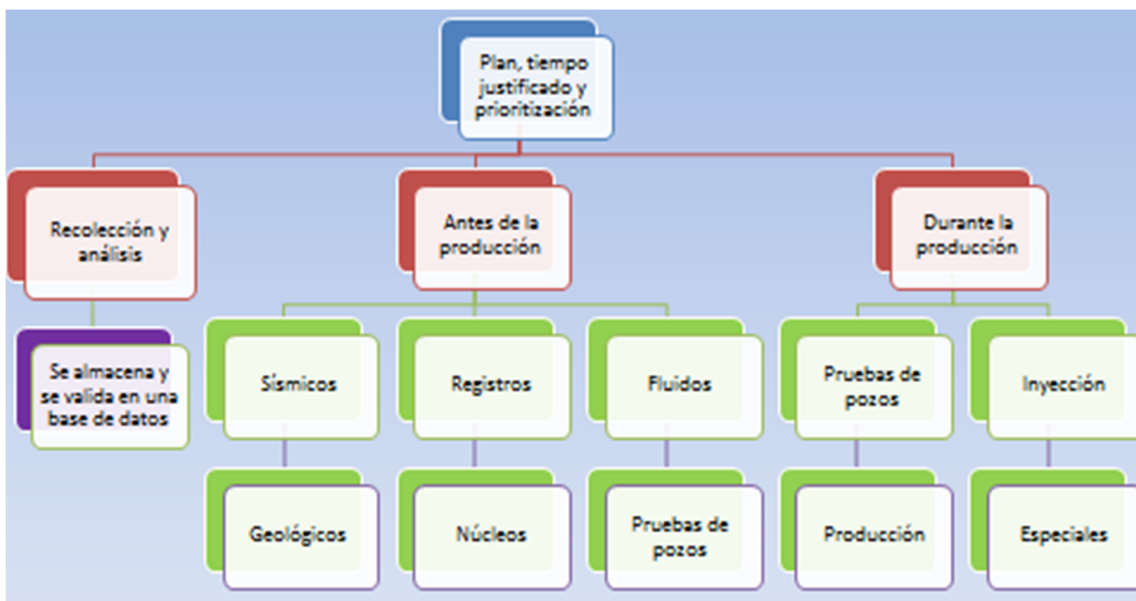


Figura 2.9. Análisis de datos.

Es claro, la importancia que tienen los datos, su adquisición oportuna, su correcta administración, procesamiento y análisis, en la planeación del desarrollo y explotación de un yacimiento. Es también importante mencionar el error asociado a los datos y su evaluación, para ayudar en la toma de decisiones de la administración integral de yacimientos naturalmente fracturados.

4. Modelos geológico y numérico.

El modelo geológico se hace a partir de las mediciones de núcleos y registros de los pozos, extrapolados al yacimiento entero, usando herramientas tales como; geofísica, mineralogía, ambiente de depósito y diagénesis. Éste da la definición de las unidades geológicas y su continuidad, es una parte integral de la geoestadística y últimamente de los modelos de simulación de yacimientos.

La geoestadística ha mostrado ser una técnica apropiada para la estimación de la incertidumbre asociada al modelado de yacimientos y su impacto en la administración integral de yacimientos. Esta técnica es usada en la generación de modelos alternativos de la distribución espacial de propiedades de un yacimiento, que respetan de igual manera todos los datos disponibles y que conducen a diferentes predicciones de su comportamiento.

La rectificación del modelo del yacimiento, que en magnitud y frecuencia es mayor en la etapa temprana de su vida, trae consigo la revisión y rectificación de sus planes de desarrollo y explotación. En la medida que se avanza en la explotación se dispone de mayor información y la incertidumbre asociada a su caracterización será cada vez menor y por lo tanto la toma de decisiones tendrá un menor riesgo. De hecho, el mejor conocimiento de un yacimiento se tendrá en la etapa final de su vida productiva, cuando quizá sea evidente que algunas decisiones tomadas en el pasado, no necesariamente apuntaron en el sentido de agregar valor.

Existen muchos procesos para definir el modelo del yacimiento dependiendo de la información utilizada (Figura 2.10). Algunas de las fuentes mostradas pueden generar un modelo propio y/o conjuntarse para obtener un modelo representativo único.



Figura 2.10. Conformación del modelo de yacimiento.

5. Predicción de la producción y reservas.

La vida económica de un proyecto de recuperación de hidrocarburos, dependen en gran parte del comportamiento de producción del yacimiento bajo las características actuales y futuras. Por lo tanto, la evaluación del comportamiento pasado y presente, así como el pronóstico de su futuro, es un aspecto esencial del proceso de la administración como lo muestra la Figura 2.11.

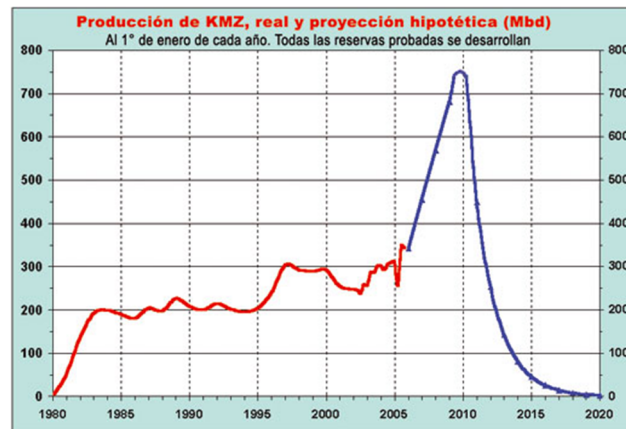


Figura 2.11. Historia y pronósticos de producción.

6. Requerimientos de instalaciones.

Es importante mencionar, que el modelo de yacimiento no constituye el único pilar de sustento para definir la política de explotación, ya que también deben

considerarse; las instalaciones de producción subsuperficiales y superficiales (Figura 2.12). Las instalaciones son el enlace físico con el yacimiento. Cualquier cosa que se realice al yacimiento, se hace a través de ellas. Éstas incluyen: perforación, terminación, bombeo, inyección, transporte y almacenamiento. El diseño y mantenimiento apropiado de las instalaciones, tiene un profundo efecto sobre la productividad del campo.

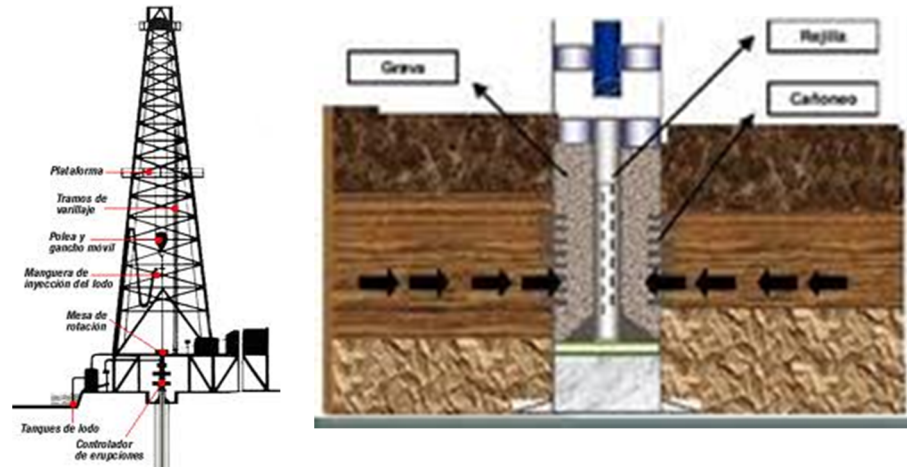


Figura 2.12. Instalaciones superficiales y subsuperficiales.

7. Optimización Económica.

Así como es de gran importancia considerar las instalaciones, es necesario también tener en cuenta los pronósticos de precios de los hidrocarburos, tasas impositivas y costos de operación y mantenimiento para construir un modelo completo que permita simular diversos escenarios de explotación posibles. La optimización económica es la meta final seleccionada por la administración integral de yacimientos. En la Figura 2.13 se presentan los principales pasos involucrados en la optimización económica.



Figura 2.13. Pasos involucrados en la optimización económica.

8. Aprobación del Plan.

Una vez que se tiene la información del yacimiento, así como la certeza de la presencia de hidrocarburos y se han determinado los planes a seguir para la explotación de este, se espera que en base a ello, la dirección tome la decisión de aprobar el plan y/o hacer las modificaciones necesarias, para tener el desarrollo esperado, y consecuentemente el beneficio económico.

Posteriormente a la aprobación se consideran otros pasos indispensables para el proceso de la administración, estos continúan uno tras otro como los anteriores.

- Implementación del plan de desarrollo

Una vez que el plan de desarrollo y explotación es aprobado por la dirección, deberán generarse los programas operativos, y proceder a su implantación. La implementación es la parte más relevante del continuo proceso de la administración integral de yacimientos, en la que se va conociendo cada vez con mayor profundidad al yacimiento y permite ir modificando o actualizando el plan general de administración.

Las operaciones en esta fase consisten principalmente de las actividades siguientes:

- Diseño, fabricación y montaje de instalaciones superficiales y subsuperficiales.
- Desarrollo del programa de perforación y terminación de pozos.

- Adquisición y análisis de datos: registros de pozos, núcleos, datos de pruebas de presión, con el fin de mejorar la caracterización del yacimiento.
- Diseño de una prueba piloto o la implantación a escala de campo de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada de hidrocarburos.
- Actualización continua de la base de datos.

Thakur³³, indica que la implementación exitosa de un plan requiere:

- Comenzar con un plan de acción, involucrando todas las funciones.
- Ser flexible
- Apoyo de la alta dirección.
- Compromiso del personal de campo
- Revisiones periódicas, involucrando a todos los miembros del equipo.

El primer paso implica comenzar con un plan de acción que involucre a todas las funciones. Para muchos administradores de yacimientos es común esforzarse por idear un plan, pero este plan esencialmente no involucra todos los grupos funcionales. No todos los grupos adoptan estos programas y la cooperación entre estos, es inferior al nivel deseado. Si un plan va a ser desarrollado e implantado en forma correcta, éste debe incluir a todas las disciplinas, incluso a la gerencia.

El plan debe ser flexible. Aún si los miembros del equipo preparan planes involucrando grupos funcionales, esto no garantiza el éxito si éste no puede ser adaptado a las circunstancias del entorno.

El plan debe tener soporte gerencial. No sólo debe ser bueno técnicamente, sino que éste debe tener la anuencia o aprobación del más alto nivel gerencial. Sin ese soporte no será aprobado. Así, es necesario tener involucrada a la gerencia, desde “el primer día”.

El plan de administración de yacimientos, no podrá ser implantado apropiadamente, sin el soporte del personal de campo. El personal de campo también tiene que estar enterado y participar de este plan, a fin de que ellos también se entreguen al mismo.

Es fundamental tener reuniones periódicas de revisión, involucrando a todos los miembros del equipo. La mayoría, si no todas estas reuniones, deberán hacerse en las oficinas de campo. El éxito de estas reuniones dependerá de la habilidad de cada miembro del equipo, de enseñar sus objetivos funcionales.

En la Figura 2.14. se observa que cada disciplina tiene un rol en la fase de implementación del plan de desarrollo.

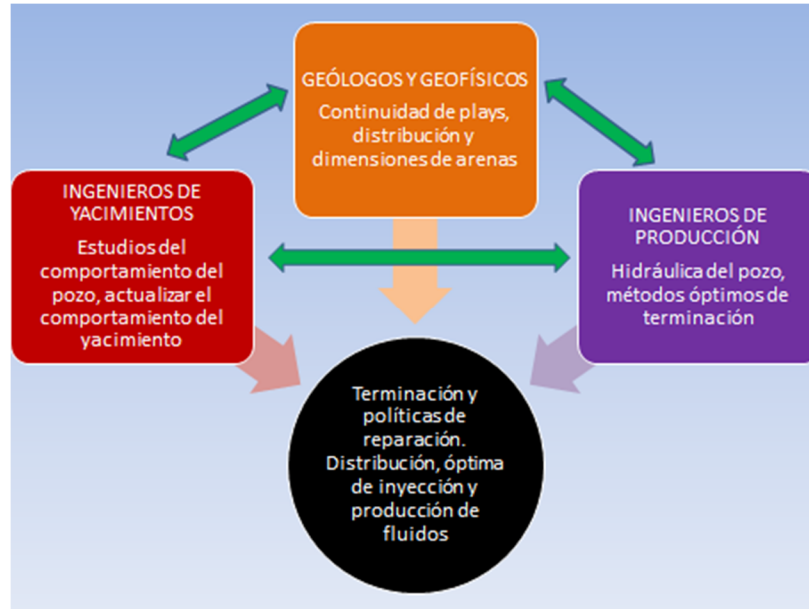


Figura 2.14. Relación entre miembros del equipo durante la fase de desarrollo¹².

- Supervisión y monitoreo.

La supervisión y el monitoreo del plan es una tarea de vital importancia para el éxito de la administración integral de yacimientos. El monitoreo consiste en observar el comportamiento del yacimiento y determinar si concuerda con lo previsto en el plan de la administración. Para que el programa de monitoreo sea exitoso, se requiere del esfuerzo coordinado de los diferentes grupos funcionales desde que inicia la producción del campo. Los ingenieros petroleros, geólogos, geofísicos y el personal de operaciones deberán trabajar conjuntamente con el apoyo de la administración y el compromiso del personal de campo. El monitoreo, que incluye la adquisición y administración de datos, consideran normalmente:

- Producción de aceite, gas y agua por pozo.
- Inyección de gas y agua por pozo.

- Presiones de fondo de pozo, estáticas y fluyendo.
- Pruebas de producción e inyección.
- Perfiles de producción e inyección y algunas otras supervisiones ocasionales.

En proyectos de recuperación mejorada el programa de monitoreo es particularmente crítico debido a la incertidumbre inherente a estos proyectos.

El estudio de datos de presión y comportamiento de varios pozos, a menudo revela la necesidad de cambiar los planes de inyección. En la fase de supervisión de operación del yacimiento, la simulación del yacimiento en 3D puede ser muy útil para cuantificar los beneficios de pozos adicionales.

La Figura 2.15 se observa cómo es que los miembros del equipo deben de estar coordinados en la fase de supervisión del plan.

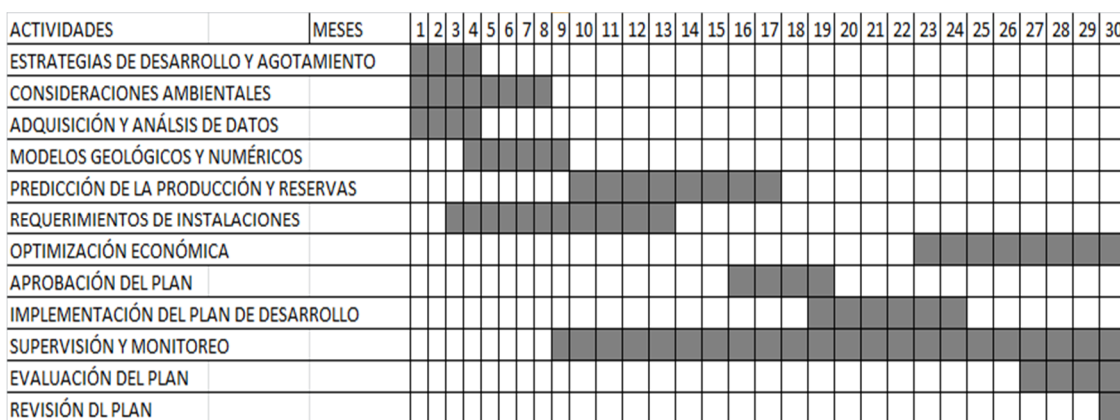


Figura 2.15. Relación entre miembros del equipo durante la fase de supervisión¹².

- Evaluación del plan.

La evaluación del plan se debe hacer periódicamente para asegurar que está siendo aplicado, que está trabajando y que continúa siendo válido.

Es común que el comportamiento del yacimiento no se ajuste exactamente al planeado, por lo que el equipo interdisciplinario deberá establecer criterios técnicos y económicos para determinar el éxito del proyecto. Dependiendo de la naturaleza del proyecto, se podría obtener un éxito técnico, pero un fracaso económico.

El plan necesita ser evaluado, comparando el comportamiento real del yacimiento (esto es, presión del yacimiento, relación gas/aceite, relación agua/aceite y producción) contra el comportamiento calculado.

Holstein y Berger¹² presentan un enfoque para medir la calidad de un programa de administración integral de yacimientos. Identifican y describen las tareas que se realizan en la administración y las clasifican conforme al grupo en que recae la responsabilidad de conducir las, estos son: directivo y operativo.

Diseñaron para cada grupo cuestionarios para medir la calidad alcanzada en el desempeño de sus actividades, tomando como referencia un estándar de las mejores prácticas establecidas por los evaluadores. Reconocen que la definición de mejores prácticas tiende a ser subjetiva y que éstas varían dependiendo del yacimiento o yacimientos involucrados. Los beneficios de la metodología que presentan son: la consideración sistemática de todas las actividades de la administración de yacimientos, una mejor comunicación y entendimiento de los conceptos interdisciplinarios, la identificación de fortalezas que deben conservarse y áreas que deben mejorarse, y un método para medir las mejoras mediante encuestas subsecuentes.

Por su parte, Sawabini y Egbogah¹², presentan un enfoque diferente para evaluar la efectividad de un programa de administración integral de yacimientos. Emplean siete indicadores claves de comportamiento:

- Plan sinérgico de equipo
- Plan de adquisición de datos
- Plan de desarrollo del yacimiento
- Plan de perforación y producción
- Plan de instalaciones superficiales
- Plan de operación y monitoreo
- Plan de evaluación económica

Cada uno de estos indicadores es a su vez dividido en subindicadores a los que se asignan calificaciones y peso para determinar el desempeño de cada indicador y el desempeño global del programa.

No importa que metodología se use, se debe evaluar el programa, para conocer los avances y si los objetivos planteados desde el principio se están alcanzando o hay que corregir para llegar a ellos.

- Revisión del plan.

Los planes y objetivos deberán ser revisados cuando el comportamiento observado no concuerde con el esperado en el plan de administración o cuando las condiciones cambien.

Se deben de responder preguntas, tales como:

- ¿Está trabajando bien?
- ¿Qué necesita hacerse para que éste trabaje?
- ¿Qué podrá funcionar mejor?

A fin de que se pueda decir que se está practicando una administración integral de yacimientos sana, dentro de la revisión del plan está la prueba de confiabilidad que se realiza.

En el desarrollo de nuevas y mejores tecnologías de terminación de instalaciones estáticas, es muy importante tener un enfoque estructurado respecto de las pruebas de confiabilidad. La incuestionable confiabilidad de los medidores y dispositivos de control de flujo es la base sobre la cual se ha de desarrollar la tecnología.

Si bien el mal funcionamiento o error de un sensor en el fondo del pozo significa pérdida de datos, los dispositivos dudosos de control de flujo en fondo de pozo pueden impactar negativamente en el desempeño del pozo, los ingresos provenientes de la producción, los costos operativos, el medio ambiente y la seguridad del personal.

Por otra parte, las pruebas innecesarias en un laboratorio o en instalaciones de pruebas incrementan los costos de desarrollo, originan retrasos en el mercado y finalmente vuelven costoso el despliegue de tecnología. Las pruebas de aptitud son esenciales y se dividen en cuatro categorías básicas:

- Las pruebas de aptitud ambientales verifican que el dispositivo responda a sus especificaciones de diseño bajo un amplio rango de condiciones operativas, incluyendo aplicaciones que tal vez no hayan sido obvias desde un principio.
- Las pruebas de fallas provocan la falla del dispositivo para definir los límites de condiciones operativas extremas, confirmar el análisis de fallas y proporcionar datos valiosos para las pruebas de desgaste y vida acelerados.
- Las pruebas aceleradas garantizan el buen funcionamiento del dispositivo durante la vida útil de diseño.
- Las pruebas de desgaste acelerado se conducen más allá de los límites de las especificaciones del dispositivo, mientras que las pruebas de vida acelerada se hallan dentro de las especificaciones de diseño, pero se efectúan con una mayor frecuencia operativa para dar cuenta del uso acumulativo del dispositivo durante la vida útil de diseño. Después de analizar estos pasos viene la conclusión del plan.
- Causas del fracaso del programa de Administración Integral de Yacimientos.

Hay numerosas razones por las cuales los programas de administración integral de yacimientos fracasan; algunas de estas son:

- Equipo de trabajo desintegrado.
- Inicio tardío del proceso de administración integral de yacimientos.
- Falta de mantenimiento.

Equipo de trabajo desintegrado: Esto ocurre cuando una parte del sistema no está acoplado a un sistema integral (consistente en pozos, instalaciones superficiales y el yacimiento). Por ejemplo: se podrán hacer bien los estudios de fluidos y su interacción con la roca, pero al no considerar el pozo y/o el diseño del sistema superficial no se optimizará la recuperación de aceite y/o gas.

Por lo tanto, la razón más importante por la que un programa de administración integral de yacimientos se desarrolla e implementa pobremente, se debe que el esfuerzo del equipo de trabajo no esté integrado.

Algunas veces las decisiones de operación se hacen porque los integrantes no reconocen la dependencia de un sistema sobre otro, también a veces, es porque los integrantes no tienen el conjunto de conocimientos requeridos en áreas críticas (esto es, geología y geofísica, ingenierías de perforación, yacimientos, producción e instalaciones superficiales).

Inicio tardío del proceso de la administración integral de yacimientos: Cuando la administración integral de yacimientos no se inicia a tiempo, y cuando inicia es por una crisis que ya ocurrió, entonces, el problema que hay que resolver, es mayor.

El inicio temprano de un programa de administración integral de yacimientos, coordinado, podría haber proporcionado una mejor herramienta de monitoreo y evaluación y haber costado menos. Por ejemplo unas pocas pruebas durante la perforación, podrían haber ayudado a decidir si y dónde anclar la tubería de revestimiento. También, realizando algunas pruebas tempranas podrían haber indicado el tamaño del yacimiento.

Falta de mantenimiento: Calhoun¹² describió una analogía entre administración integral de yacimientos y salud. De acuerdo con este concepto, no es suficiente para el equipo de administración determinar el estado de salud del yacimiento y después intentar mejorarlo.

Capítulo 3.- Caracterización del yacimiento.

3.1. Introducción.

Como se ha visto en los capítulos anteriores, es fundamental conocer, aprender y dominar los conceptos básicos y la metodología de la administración de yacimientos.

A partir de éste capítulo se mostrarán en orden cronológico las actividades a realizar en un proyecto de ingeniería petrolera. En principio, la información adquirida, permite la caracterización estática para después, llevar a cabo la perforación. Posterior a esto, la toma de registros y núcleos, análisis de fluidos para caracterizar de forma dinámica el yacimiento. Se incluye en este capítulo la clasificación de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

Una vez obtenida la información, el equipo de caracterización, estructurara, ordenara, clasificará e interpretará dichos datos, para obtener el modelo de yacimiento que considere toda la información obtenida, tomando siempre la de mejor calidad (resolución) y eliminando la que pueda tener errores en la medición o ser incongruente con el comportamiento del yacimiento.

La caracterización dinámica de yacimientos naturalmente fracturados consiste en detectar y evaluar los parámetros de la formación que afectan el comportamiento de flujo, entre los cuales se tiene, la permeabilidad, la porosidad, la anisotropía, las fuerzas capilares y mojabilidad, la estratificación, las fallas geológicas, las discordancias, los acuñamientos, el fracturamiento y la porosidad secundaria⁷.

Un estudio de caracterización de yacimientos, involucra diversas actividades, sobresalen las siguientes:

- 1) Recopilación y validación de la información
- 2) Modelo estático del yacimiento.
- 3) Modelo dinámico del yacimiento
- 4) Simulación numérica
- 4) Plan de desarrollo y plan maestro
- 5) Transferencia tecnológica

Existen dos tipos de caracterización de yacimientos: la caracterización estática y la caracterización dinámica.

3.2. Geología y estratigrafía de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

Para la explotación de los yacimientos se requiere conocer a detalle aspectos geológicos de la roca almacenadora, tanto externos como internos, los cuales pueden englobar en la geometría del cuerpo, que corresponde a los aspectos externos y en la heterogeneidad del medio poroso, que corresponde a los internos. En los aspectos externos se considera, principalmente, la forma, el tamaño y la orientación del cuerpo sedimentario y en los internos están incluidas todas las variaciones petrográficas, mineralógicas y físicas que existen dentro de la masa de roca. Con base en estudios superficiales y subsuperficiales se analizan los ambientes de depósito.

Un aspecto importante para la caracterización estática de yacimientos es determinar el ambiente sedimentario en el que se originó la roca, ya que se tendría un marco de referencia básico para poder determinar sus características distintivas, necesarias para evaluar y explotar los yacimientos en forma apropiada. Los ambientes sedimentarios más comunes pueden observarse en la Figura 3.1.

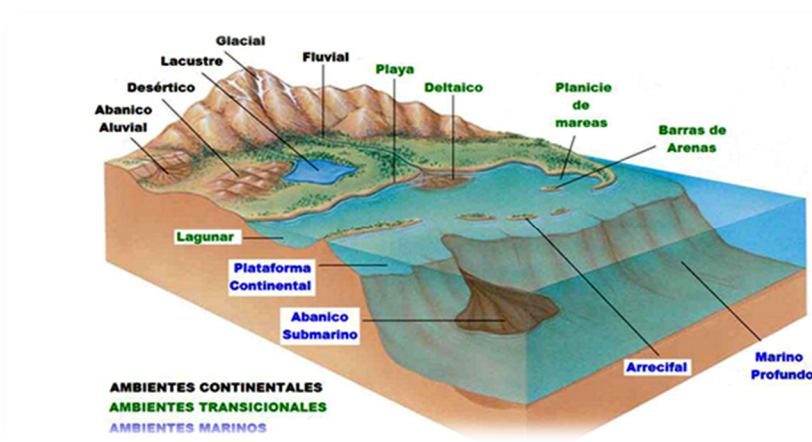


Figura 3.1. Ambientes sedimentarios⁴.

Los cambios diagenéticos son importantes ya que modifican considerablemente las propiedades originales de los sedimentos, alteran la porosidad y permeabilidad de estos, variándolos como receptáculos de agua, gas y aceite.

La diagénesis se refiere a todos aquellos cambios físicos, químicos y bioquímicos que suceden en un depósito sedimentario desde su acumulación original hasta el comienzo del metamorfismo o bien hasta el inicio del intemperismo¹⁷. Estos cambios se llevan a cabo en condiciones de presión y temperatura propias de la superficie y el ambiente de depósito.

Para una buena evaluación estructural de los campos productores, se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Características de las estructuras productoras.
- Fracturas y sus características.
- Fallas geológicas.

Las estructuras sedimentarias se han definido con ciertas características de las rocas tomadas de estos ambientes.

La presencia de fracturas en una roca almacenadora, cuando ésta forma parte de un yacimiento, tiene mucha importancia por su relación con la porosidad. En estos casos es necesario identificar los patrones de fracturas y describir sus parámetros.

Al definir el origen de las fracturas se podrá deducir, entre otra información, el tiempo probable de generación, el alcance estratigráfico del fracturamiento y la distribución de las zonas más fracturadas. En la descripción de las fracturas se deben incluir características tales como: orientación, dimensión, distribución.

La presencia de fallas geológicas en las estructuras productoras da paso a la formación de bloques, separados por los planos de las fallas. La descripción de estos bloques incluye, la profundidad media a la que se localizan, dirección e intensidad de buzamiento. Cada bloque deberá describirse por separado.

Diferencias laterales en las rocas sedimentarias equivalentes que son esencialmente contemporáneas, originan lo que se conoce como facies; en otras palabras, se denomina facies al conjunto de características litológicas y paleontológicas que definen una unidad estratigráfica o conjunto de estratos, y que permite diferenciarlas de las demás. Es común que se divida a las facies, en dos grandes grupos: las litofacies y las biofacies. Se denomina litofacies al conjunto de

características litológicas que definen a un grupo de estratos, o al conjunto de características físico-químicas que reinaron durante el depósito en los mismos (diferencias en relación al tipo de roca). Las biofacies son el conjunto de características paleontológicas de dichos materiales, que son a su vez, reflejo de las condiciones biológicas reinantes durante el depósito (diferencias de aspecto biológico).

3.3. Información del yacimiento posterior a la perforación.

Los datos siguientes son obtenidos después del proceso de perforación. Dicho proceso no se describe en este trabajo.

Los datos obtenidos durante la perforación de un yacimiento son:

- **Análisis de núcleos¹⁷.**

Un núcleo es una muestra de roca subsuperficiales que se obtiene directamente de la formación que se está perforando. Los núcleos representan una porción del yacimiento y proporcionan una valiosa información sobre las características propias de la roca y del sistema roca-fluido. Generalmente para el análisis de laboratorio, son de forma cilíndrica con diámetros que oscilan entre los 4.7 cm y 13 cm, y de longitudes que van de los 10 a los 15 cm. (Figura 3.2).

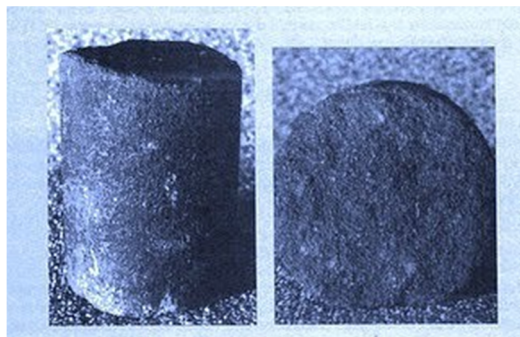


Figura. 3.2. Núcleos de la formación perforada.

En la industria petrolera se reconocen los siguientes tipos de núcleos:

- Núcleos frescos
- Núcleos preservados.
- Núcleos expuestos.

Por su grado de consolidación

- Núcleos consolidados.
- Núcleos no consolidados.

De acuerdo con el tipo de propiedad requerida y la profundidad del intervalo solicitado, los puntos de obtención de núcleos en pozos son los mencionados a continuación y estos se observan en la Figura. 3.3.

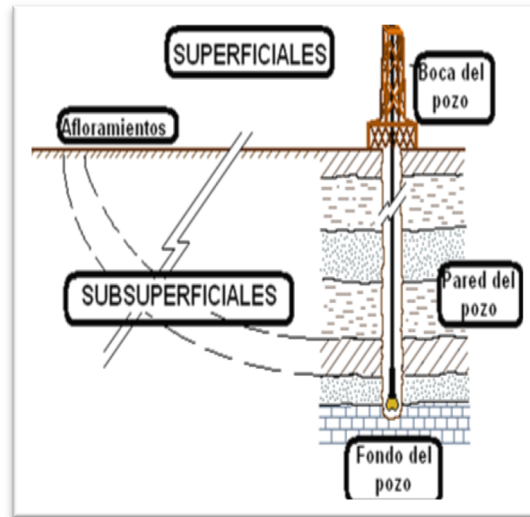


Figura 3.3. Puntos de muestreo.

1. Superficiales

- Afloramientos. Muestras de volumen muy grande (roca intemperizada), a las que se realizan análisis geológicos y petrofísicos básicos de costo regular.
- Boca del pozo. Muestras de volumen pequeño a muy pequeño, a las que se realizan análisis geológicos y petrofísicos limitados, de bajo costo.

2. Subsuperficiales.

- Pared del pozo. Muestras de volumen pequeño, a las que se realizan análisis geológicos específicos.
- Fondo del pozo. Muestras de volumen grande, a las que se realizan análisis geológicos y petrofísicos especiales, de costo elevado a muy elevado.

Los núcleos deben protegerse (empacarse) para evitar que se dañen durante el transporte del pozo al laboratorio; antes de ser analizados deben preservarse para

que no se alteren durante el tiempo que permanezcan almacenados en el laboratorio.

Formas de protección y preservación los núcleos son las siguientes:

- Empacar con cajas de láminas, madera, cartón o algún otro material resistente.
- Empacar en tubos de metal (acero, aluminio) o de plástico.
- Recubrir con plástico.
- Envolver con manga elástica de hule o neopreno.
- Congelar.

La mayoría del personal especializado prefiere clasificar el análisis de núcleos en dos partes; análisis convencional y análisis especiales de núcleos. La selección del tipo de análisis depende en gran parte del tamaño y tipo de muestra y de la cantidad de información requerida.

Los aspectos que se toman en cuenta para efectuar los análisis de muestras de roca son los siguientes:

1. Tipo de muestra.

- Recortes.
- Núcleos de pared del pozo.
- Núcleos de fondo del pozo.
- Aflojamientos.

2. Tipo de roca.

- Porosidad primaria.
- Formación consolidada.
- Formación deleznable.
- Doble porosidad.

3. Tipo de análisis³⁵.

- Convencional a condiciones de laboratorio (saturación de fluidos, S_f , porosidad, ϕ , permeabilidad absoluta, K , resistividad), especial a condiciones de yacimiento (radioactividad, Δt , K_r , p_c ,...). Es uno de los métodos de análisis más

comúnmente usados para determinar las propiedades petrofísicas básicas de una roca. Este tipo de análisis se puede realizar a las muestras siguientes:

Muestras recién cortadas o preservadas para determinar:

- A. Porosidad, ϕ .
- B. Permeabilidad, k .
- C. Saturación de gas, aceite y agua, S_g , S_o , S_w , respectivamente.

El análisis convencional para núcleos completos se emplea cuando el núcleo presenta fracturas o cavidades que no permiten representar las propiedades del yacimiento con el empleo de tapones.

- Análisis especiales.

Mientras que en los análisis convencionales todas las muestras son estudiadas y analizadas; en el caso de los análisis especiales, tan sólo un número limitado de muestras son analizadas, sean éstas frescas o no, las cuales son seleccionadas en función de sus propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad). Los análisis importantes en el estudio de problemas de yacimiento, consisten de:

- A. Estudio de presiones capilares, p_c .
- B. Mediciones del factor de formación.
- C. Flujo de dos fases y el estudio de las permeabilidades relativas, k_r .
- D. Estudios de pruebas de mojabilidad.

La caracterización petrofísica se realiza mediante la integración de datos que se obtienen de núcleos, registros geofísicos de pozos y pruebas de presión, principalmente. Una correcta correlación de esta información aporta datos para determinar propiedades físicas del medio poroso.

Con el conocimiento de las propiedades petrofísicas es posible determinar el volumen de hidrocarburos existente (por ejemplo, con el método volumétrico), el volumen de hidrocarburos máximo que se puede recuperar, la interacción entre el sistema roca-fluido, así como utilizarlos para la evaluación y calibración de los registros geofísicos.

- Análisis de fluidos¹⁷.

El análisis de los fluidos del yacimiento (aceite, gas y agua), consiste en una serie de pruebas de laboratorio, las cuales se diseñan para obtener propiedades físicas requeridas dentro de un estudio de caracterización de yacimientos. Por lo general, los cálculos de balance de materia son muy utilizados en el estudio de yacimientos y éstos se realizan con la información obtenida de tales análisis. Las propiedades físicas obtenidas, son:

- Presión de saturación burbujeo (p_b) o rocío (p_r).
- Factor de volumen (aceite, B_o , gas, B_g , y agua, B_w).
- Relación de gas disuelto en el aceite (R_s).
- Factor de volumen total (B_t).
- Compresibilidad isotérmica (aceite, c_o , gas, c_g , y agua, c_w).
- Viscosidad (aceite, μ_o , gas, μ_g , y agua, μ_w).
- Factor de compresibilidad, Z .

Estas propiedades están en función de la temperatura y de la presión, desde la presión inicial del yacimiento, pasando por la presión de saturación hasta una presión mucho más baja. Para simular el comportamiento a condiciones de yacimiento, debido al abatimiento de presión por la extracción de los hidrocarburos, se llevan a cabo dos tipos de separación de fluidos, ambos a temperatura de yacimiento, estas son:

a) Separación a masa y composición constante (separación instantánea o flash, Figura 3.4).

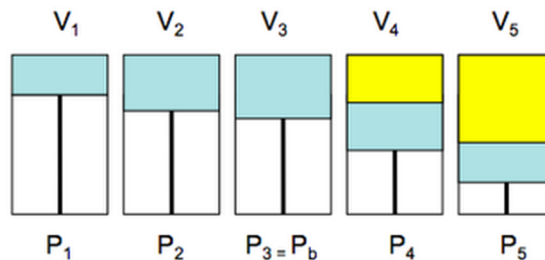


Figura 3.4. Separación flash.

b) Separación a masa y composición variable (separación diferencial).

- Convencional. Extracción de todo el gas liberado en cada etapa de separación, $p < p_b$.
- A volumen constante. Extracción de una parte del gas liberado en cada etapa de separación, $p < p_b$,

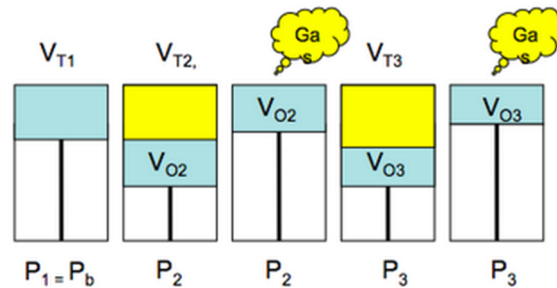


Figura 3.5. Separación diferencial.

Para simular el comportamiento a condiciones de superficie o de separación en el campo, se llevan a cabo separaciones instantáneas o flash a varias condiciones de presión y temperatura.

Si el yacimiento es de espesor grande deben tomarse muestras de hidrocarburos que provengan de distintas profundidades.

- El pozo a muestrear debe cumplir con varias condiciones, dependiendo del tipo de yacimiento, algunas son las siguientes:
- Tener alta productividad (mínima caída de presión en la vecindad del pozo para no tener gas libre o muy poco en la vecindad del pozo).
- No debe producir agua. Si es el único pozo viable a muestrear, considerar este aspecto para colocar adecuadamente el muestreador.
- Tener alta presión de fondo fluyendo a un gasto estabilizado.
- No tener aumento rápido de la relación gas-aceite de producción.

Un fluido que siempre se encontrará acompañando a los hidrocarburos en el medio poroso, es el agua de formación, agua congénita o agua intersticial. El conocimiento de las propiedades del agua de formación es de gran importancia

para la ingeniería petrolera, ya que constituye una gran parte de los parámetros que se necesitan conocer de los yacimientos. Estas propiedades son:

- Composición.
- Densidad, ρ_w .
- Compresibilidad c_w .
- Factor de volumen, B_w .
- Viscosidad, μ_w .
- Solubilidad con hidrocarburos, R_s .
- Tensión interfacial agua-hidrocarburos, σ .

3.4. Caracterización estática de yacimientos¹⁷.

La caracterización estática es un proceso que consiste en realizar diversos estudios para conocer a detalle, cualitativa y cuantitativamente, las características de las rocas productoras de hidrocarburos y de los fluidos presentes en ellas, como son: la geometría de yacimiento y el volumen de hidrocarburos almacenado, las propiedades físicas de la roca y las propiedades fisicoquímicas de los fluidos a condiciones estáticas.

En la caracterización estática no se requiere el movimiento de fluidos en el medio poroso para realizar alguna medición. Los datos provienen de la información sísmica, los datos geológicos, los registros geofísicos de pozo, de la información de la roca y los fluidos a partir de mediciones en laboratorio.

A continuación veremos los conceptos más importantes de la caracterización estática de yacimientos, sus definiciones y algunos esquemas donde se muestran más detalladamente.

3.4.1. Registros geofísicos de pozos¹⁶.

Los registros geofísicos de pozos son una de las herramientas más útiles y poderosas en la obtención de información y exploración petrolera para correlacionar zonas y ayudar en el mapeo de estructuras y la elaboración de planos de isopacas.

Un registro geofísico se define como una representación gráfica de una propiedad física de la roca contra la profundidad.

Principalmente es necesario contar con un registro de litología, uno de porosidad y uno de resistividad, con los cuales será factible caracterizar la formación, logrando identificar zonas porosas y permeables, así como también una zona con posible acumulación de hidrocarburos. En caso de requerir más detalle se deberán incluir otros registros. Estos registros son: potencial espontáneo (SP), densidad, sónico y microresistividad.

3.4.2. Registro de rayos gamma, RG¹⁶.

El registro de rayos gamma representa una medida de la radioactividad natural emitida por las formaciones del subsuelo. Los rayos gamma son ondas electromagnéticas de alta energía que se emiten en varios elementos radioactivos. Las fuentes radioactivas más comunes son potasio (K), uranio (U), y torio, (Th).

En formaciones sedimentarias, el registro responde logarítmicamente al contenido de arcilla de la formación debido a que los elementos radioactivos (U, Th, K) tienden a concentrarse en arcillas. En la Tabla 3.1 se presentan las rocas de alta y baja radioactividad.

El registro RG se puede correr en agujeros revestidos y se puede emplear en lugar del registro SP para detectar las fronteras de la formación.

BAJA RADIOACTIVIDAD	ALTA RADIOACTIVIDAD
Halita (NaCl)	Lutitas
Yeso	Minerales de potasio
Anhidrita	Rocas Igneas
Carbonatos	
Arenas Limpias	

Tabla 3.1. Rocas de alta y baja radioactividad.

Sin embargo, diferentes densidades podrían responder de forma diferente sobre el registro RG, es decir, a más baja densidad, más alta respuesta de rayos gamma. En la Figura 3.6. se observa el comportamiento del registro de rayos gamma para distintas formaciones.

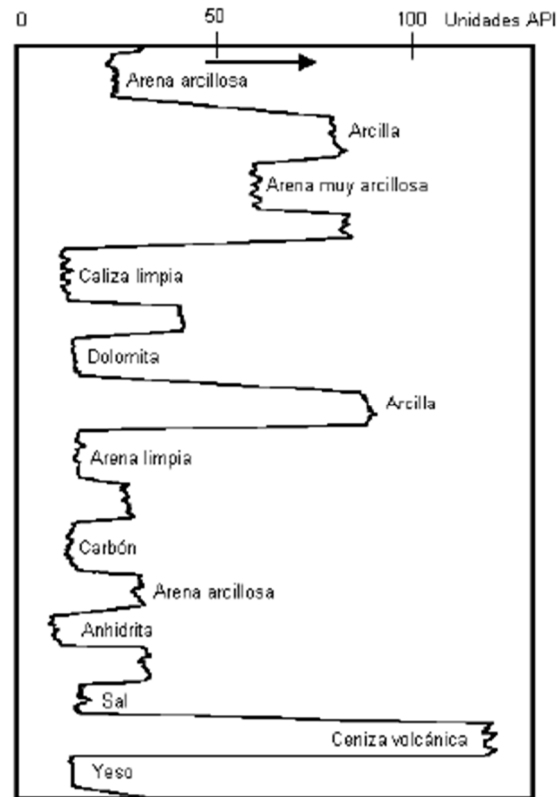


Figura 3.6. Respuesta del registro de rayos gamma para distintas formaciones.

El registro de rayos gamma es útil para:

- Diferenciar litologías.
- Determinar el contenido de arcilla en areniscas o calizas.
- Detectar materiales radioactivos tales como potasio o uranio.
- Correlacionar registros tomados en agujero descubierto con registros tomados en agujero entubado.
- Se emplean en conexión con trazadores radioactivos para determinar el movimiento de los fluidos en la formación por detrás de la tubería
- Localizar arenas hidráulicamente fracturadas.

Las lecturas del registro de RG se afectan por las condiciones del agujero, como se muestra en la Tabla 3.2.

FACTOR		RG
Arcillosidad	Aumenta	Aumenta
Densidad de las rocas (misma cantidad de material radiactivo)	Aumenta	Disminuye
Diámetro del agujero)(densidad del lodo constante)	Aumenta	Disminuye
Densidad del lodo (diámetro del agujero constante)	Aumenta	Disminuye
Espesor del cemento y la tubería	Aumenta	Disminuye

Tabla 3.2. Factores que influyen sobre el registro de rayos gamma.

El registro de rayos gamma tiene las ventajas siguientes sobre el registro de potencial espontáneo:

- Se puede medir cuando el pozo se perfora con lodo muy salado, con lodo base aceite o con gas
- Cuando el pozo esta cementado.

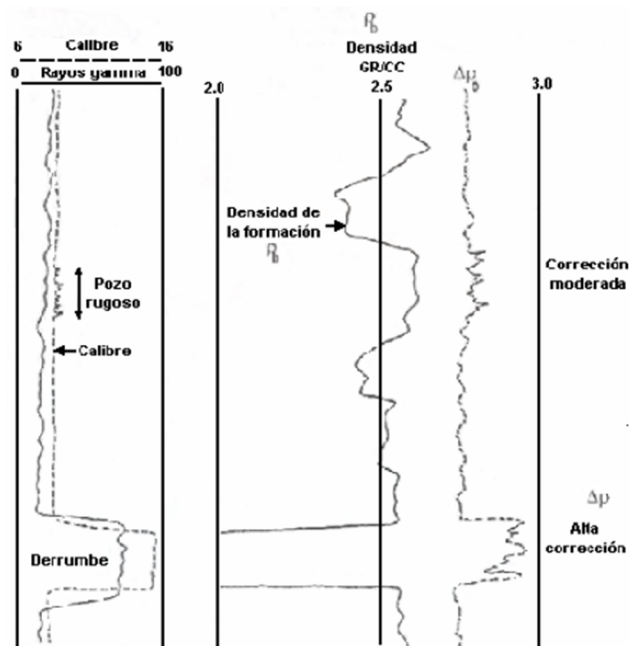


Figura 3.7. Representación de registros calibre, rayos gamma y densidad.

3.4.3 Registro neutrón¹⁶.

Por medio de una fuente radiactiva, colocada en la sonda, se emiten neutrones con alta energía (alta velocidad) a la formación. Estos neutrones chocan con átomos de los materiales existentes en la formación y se desaceleran (pierden energía) hasta alcanzar en poco tiempo un estado tal que se mueven al azar, sin ganar ni perder energía (estado térmico) y en esta situación, los neutrones son captados por varios materiales.

El núcleo receptor se excita y emite un rayo gamma de captura que es registrado por el contador colocado en la sonda alejada de la fuente. Dependiendo de la sonda, se registran los rayos gamma de captura o los neutrones mismos. Figura. 3.8.

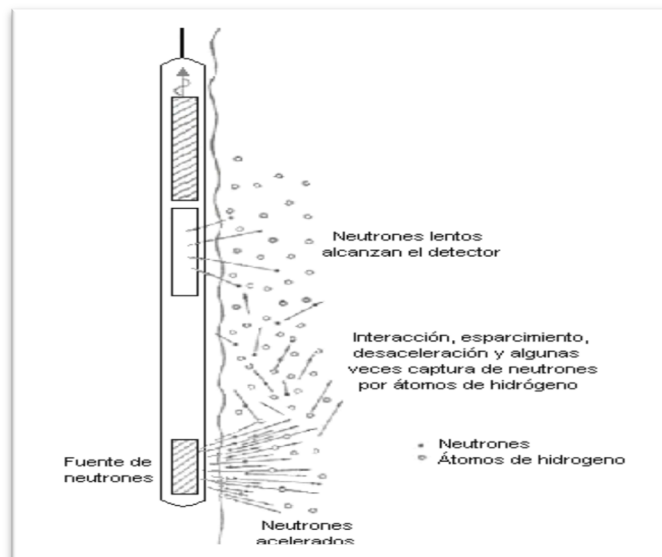


Figura 3.8. Principio del registro neutrón.

El registro neutrón responde básicamente a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, por lo que en formaciones limpias y saturadas con agua y aceite refleja la cantidad de porosidad ocupada por los líquidos ya que en una formación limpia, el hidrógeno se encuentra solo en el agua y aceite. Ambos fluidos contienen aproximadamente la misma cantidad de hidrogeno.

Los factores que influyen sobre el registro neutrón se muestran en la Tabla 3.3.

Factor		Lectura
Arcillosidad	Aumenta	Disminuye
Presencia de gas	Aumenta	Aumenta
Diámetro del agujero	Aumenta	Disminuye
Resistividad del lodo	Disminuye	Disminuye
Densidad del lodo	Aumenta	Disminuye
Espesor del enjarre	Aumenta	Disminuye
Espesor de la tubería y del cemento	Aumenta	Disminuye
Excentricidad de la sonda	Aumenta	Aumenta

Tabla 3.3. Factores que influyen sobre el registro neutrón.

El registro neutrón es útil principalmente para:

- Determinar porosidad
- Determinar litología
- Conocer tipo de fluidos existentes en la formación.

Las zonas de gas pueden ser identificadas mediante la comparación de registros neutrón con otro tipo de registros de porosidad o, en su caso, con análisis de núcleos. En arenas limpias la combinación densidad/neutrón proporciona una clara separación de la formación con gas. El neutrón indica una reducción en porosidad mientras que la densidad muestra un incremento en porosidad.

En la Figura 3.9 se observa el comportamiento de los registros de porosidad para algunas formaciones, con los cuales es posible realizar la detección cualitativa de gas.

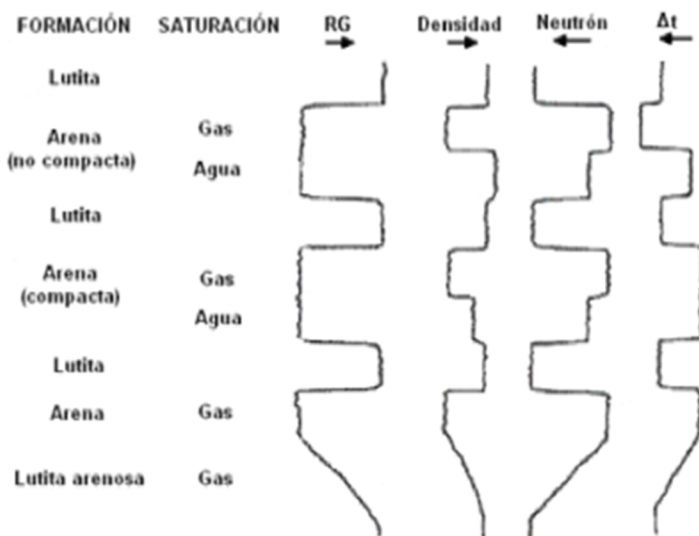


Figura.3.9. Influencia del gas en registros de porosidad.

3.4.4. Registros eléctricos¹⁶.

Al muestrear la formación y sus fluidos, ayudara a determinar, por ejemplo, la presión de formación, contacto entre fluidos, estimar la permeabilidad, estimación de corte de agua, densidad de grano de la roca, litología, contenido de arcilla, la porosidad, etc.

Durante los primeros veinte años de los registros geofísicos de pozos, los únicos estudios eléctricos disponibles fueron los registros eléctricos convencionales y el SP. Miles de ellos se corrieron cada año en pozos perforados alrededor del mundo. Desde entonces se han desarrollado nuevos métodos para medir valores cercanos de R_{xo} (resistividad de zona lavada por el filtrado de lodo) y R_t (resistividad de la zona no invadida). Sin embargo, el convencional, ES (electrical survey), aún se corre en muchas partes del mundo.

En este tipo de registros se hace pasar corriente por la formación a través de electrodos y los voltajes son medidos con algunos otros. Estas mediciones de voltajes proporcionan la resistividad de la roca por la que pasa la corriente, la sonda debe ser corrida en agujeros que contengan fluido conductivo o agua. Cabe hacer notar que la respuesta de estas herramientas es afectada en gran parte por efectos del agujero y las formaciones adyacentes, es por eso que deben realizarse correcciones a este tipo de registros.

Las herramientas de electrodos enfocados incluyen el Laterolog y los registros esféricos enfocados (SFL). Estas herramientas son muy superiores a los dispositivos ES, en presencia de relaciones R_t/R_m más grandes y para contrastes resistivos grandes con capas adyacentes. Son mejores para la solución de capas delgadas.

El registro de inducción fue desarrollado para medir la resistividad de la formación en agujeros conteniendo lodos base aceite. Los sistemas de electrodos no trabajan en estos lodos no conductivos. Se ha visto que las herramientas de inducción tienen muchas ventajas sobre los convencionales para este tipo de pozos; es decir, que estos registros se pueden correr en varios pozos sin importar los tipos de lodos de perforación.

A partir del registro geofísico que mide la conductividad con la profundidad se calcula la resistividad.

Estos registros son los siguientes: microlog, microlaterolog y el proximity. Con la herramienta de microlog se tienen dos elementos de medición con un ligero espaciamiento. Estos elementos tienen diferente profundidad de investigación, los cuales proporcionan la resistividad de un pequeño volumen de enjarre y formación, inmediatos a la pared del agujero.

3.4.5 Interpretación de registros geofísicos de pozos¹⁶.

Una vez que se obtiene el registro geofísico es necesario interpretar los datos obtenidos de él, de esta manera obtendremos perfiles de porosidad, saturación, tipo de fluido, intervalos productores y todos los datos para caracterizar al yacimiento, así como correlacionar datos geológicos con pozos vecinos.

En la interpretación de registros es importante conocer la resistividad del lodo (R_m), la resistividad del filtrado (R_{mf}) y la resistividad del enjarre del lodo (R_{mc}). Cuando no se conocen las dos últimas se pueden calcular matemáticamente apoyados en métodos como el de Lowe y Dunlap, Overton y Lipson, método estadístico y Lowe y Dunlap.

A pesar de que los datos obtenidos por los registros suelen ser correctos, éstos no son 100% confiables, ya que existen datos que no representan fielmente a las características de la formación. Algunas de estas respuestas son degradadas de tal forma que se pueda realizar un buen análisis, por lo que tienen que ser corregidas. Varios tipos de correcciones son debidas a:

- Tubería de revestimiento (casing)
- Condiciones de agujero
- Tipo de lodo
- Equipo
- Hardware
- Personal / cuadrilla de trabajo
- Clima

3.5. Caracterización dinámica de yacimientos⁷.

La caracterización dinámica se puede definir como el proceso mediante el cual se identifican y evalúan los elementos que afectan la explotación de un yacimiento a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema tales como presión, temperatura, flujo y concentración entre otros.

La caracterización dinámica requiere un movimiento de fluidos en el yacimiento para obtener los datos que permitan la caracterización de este. Los datos se obtienen de las pruebas transitorias de presión, los datos de producción, pruebas de formación (DST, MDT), el registro del molinete hidráulico y las pruebas de trazadores.

No es adecuado comparar a la caracterización estática y dinámica ya que ambas tienen ventajas y desventajas, más bien es necesario enfatizar que ambas son complementarias para determinar el modelo dinámico representativo del yacimiento como se observa en la Figura 3.10.



Figura 3.10. Modelo dinámico del yacimiento.

La definición del modelo dinámico del yacimiento es primordial para la selección de la mejor alternativa de explotación, es decir, la que genere el mayor beneficio económico. El modelo se va conformando a partir de los datos disponibles y debe ir afinándose hasta el final de la explotación del yacimiento.

Un buen ajuste del modelo teórico a los datos de campo no necesariamente significa que tengamos buenos resultados, es importante validar éstos con los conocimientos de los ingenieros y especialistas operativos del campo en las diversas áreas que abarca.

La caracterización dinámica toma en consideración los datos aportados por el proceso de caracterización estática obtenida mediante la integración de información geológica, geofísica registros de pozos, petrofísica y PVT.

El objetivo principal de la caracterización dinámica de yacimientos consiste en la detección y evaluación de los elementos que afectan los procesos de flujo presentes durante la explotación de un yacimiento, tales como fallas geológicas, acuñamientos, estratificación, discordancias, doble porosidad, doble permeabilidad y fracturas entre otros. Esto a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, como son; la presión, temperatura, flujo y concentración entre otros elementos⁷. Las mediciones de dichas variables se realizan bajo condiciones de explotación del yacimiento y de aquí su carácter dinámico. Estos elementos se obtienen con las siguientes herramientas:

- Prueba de variación de presión.

- Pruebas de formación.
- Datos de producción.
- Registro de molinete hidráulico.
- Prueba de trazadores.

La metodología para realizar la caracterización dinámica de yacimientos es la siguiente:

- Control de Calidad de la Información.
- Sincronización de Datos de Presión y Producción.
- Corrección de Datos de Presión y Producción.
- Diagnóstico de Geometrías de Flujo.
- Estimación de Parámetros del Yacimiento.
- Cálculo de Volumen de Drene.
- Detección de Interferencia entre Pozos.
- Integración del Modelo de Flujo.

3.5.1. Pruebas de variación de presión⁷.

Aunque existen varios medios para estimar y medir directamente las propiedades petrofísicas y de los fluidos de los yacimientos, las pruebas de variación de presión han demostrado su superioridad al permitir una caracterización denominada dinámica, representativa de los volúmenes grandes de yacimiento comparados con los obtenidos con registros geofísicos de pozo y pruebas de laboratorio (Figura 3.11).

El registro y análisis de pruebas de variación de presión permite conocer algunas propiedades del yacimiento, entender el comportamiento de explotación del yacimiento, optimizar lo que produce el pozo a corto plazo así como maximizar la rentabilidad del yacimiento a largo plazo.

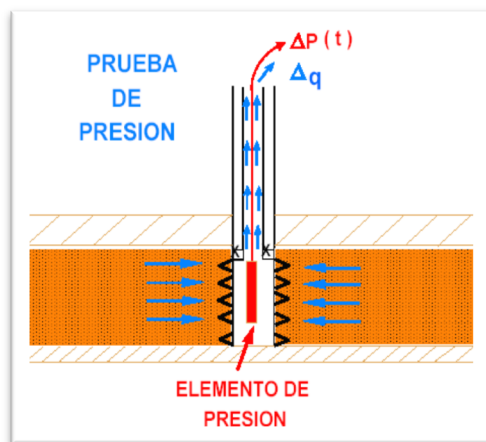


Figura 3.11. Concepto de prueba de variación de presión en un pozo.

Los instrumentos para medir la presión máxima en pozos han sido utilizados desde 1920. Los aparatos de medición que han sido utilizados incluyen, desde el manómetro de Bourdon, el cual registraba las variaciones de presión en una hoja de metal con carbón adherido que posteriormente era leída con el apoyo de un microscopio, los instrumentos de medición continua, tal como la Amerada.

A principios de siglo, el objetivo fue medir la presión de fondo cerrado de un pozo llamada "presión estática" del yacimiento; posteriormente se observó que la rapidez de recuperación de la presión que presentaba un pozo al cerrarse, estaba íntimamente relacionada con las propiedades del yacimiento, de la geometría del pozo, así como del tipo de fluidos producidos.

En una prueba de variación de presión se conoce la señal de entrada aplicada al yacimiento, por ejemplo el caudal de flujo o gasto de producción, y se mide una señal de respuesta del sistema, la cual generalmente es la presión. El propósito del análisis de las pruebas es identificar o caracterizar al sistema yacimiento-pozo, utilizando la información de entrada y salida del sistema.

Cuando se realiza la prueba en un pozo, a ese pozo se aplica el estímulo y en el mismo se mide la respuesta, cuando es en dos pozos, el estímulo se aplica a uno de ellos (pozo activo) y la respuesta se medirá en los dos pozos (pozos observadores) y las pruebas de pozos múltiples, (un subconjunto de las pruebas transitorias de presión) consisten en la medición de una respuesta de presión en pozos de observación, correspondientes a las perturbaciones causadas por la

modificación del gasto en el pozo activo, estas pruebas tienen la ventaja de investigar volúmenes grandes del yacimiento.

En ciertos casos la respuesta que se obtiene en los pozos de observación no corresponde íntegramente al efecto causado por el cambio de gasto en el pozo activo; esto se debe principalmente a la existencia de tendencias de depresionamiento o represionamiento, presentes en el yacimiento por la producción histórica o cierre reciente de los pozos.

Los datos de presión de fondo cuando son adecuadamente registrados e interpretados ofrecen información de gran importancia, tal como, la estimación del volumen original de hidrocarburos, la presión promedio del yacimiento, distancia a discontinuidades de roca o fluidos, distancia a barreras impermeables, extensión y orientación del sistema fracturado, permeabilidad, porosidad, el grado de comunicación entre zonas del yacimiento, las características de una fractura que interseca el pozo, las características de doble porosidad, la estimación de características (condiciones) de entrada de agua, la confirmación de la presencia de casquete de gas, el establecimiento de grado de comunicación de varios yacimientos a través de un acuífero común, el cálculo del coeficiente de alta velocidad en pozos de gas, la estimación del avance del frente de desplazamiento en procesos de inyección, la eficiencia de la terminación, la determinación de daño por penetración parcial, perforaciones, etc.

Los objetivos principales de las pruebas de presión son los siguientes:

- Confirmación de la interpretación geológica y petrofísica.
- Límite de yacimiento.
- Calcular la presión promedio del área de drene
- Detectar las heterogeneidades del yacimiento.
- Hallar el grado de comunicación entre zonas del yacimiento.
- Confirmar la presencia de un casquete de gas.
- Estimar los factores de pseudo-daño (penetración parcial, fluidos de perforación, desviación, fractura, disparos, etc.).
- Estimar el avance del frente de desplazamiento en procesos de inyección.

3.5.2. Tipos de pruebas de variación de presión⁷.

La etapa ideal para efectuar una prueba de decremento de presión es al principio de la explotación, ya que es útil para determinar la permeabilidad (k), el factor de daño (S) y el volumen drenado. La principal ventaja en este tipo de prueba es que es económica (no hay cierre) y la mayor desventaja es la dificultad de tener un gasto constante. Una curva de decremento es simplemente una serie de mediciones de presión de fondo fluyendo hechas durante un período de flujo a ritmo de producción constante Figura 3.12.

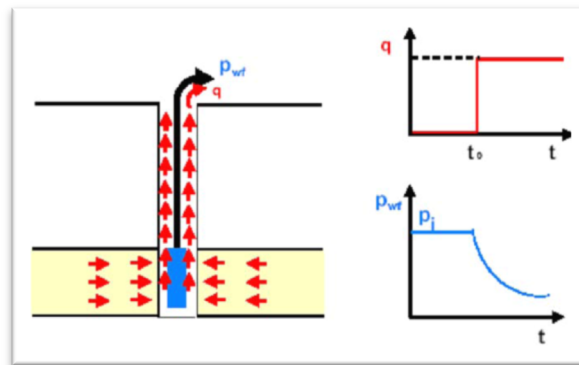


Figura 3.12. Prueba de decremento de presión.

Una prueba de incremento de presión se realiza con el fin de conocer las propiedades del yacimiento, durante esta prueba se tiene que cerrar el pozo y mantener el gasto constante antes del cierre, por lo que se observará un incremento en la presión, como se muestra en la Figura. 3.13.

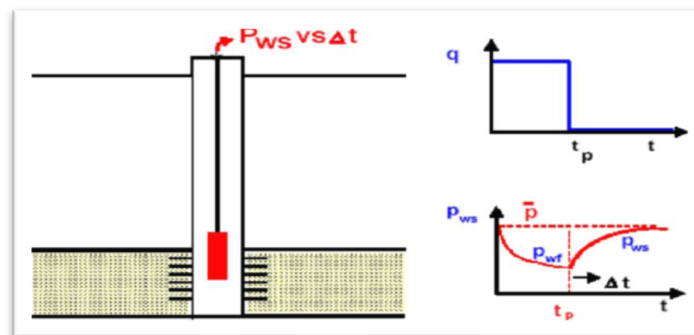


Figura. 3.13. Prueba de incremento de presión.

En la Figura. 3.14. se muestra el comportamiento de una prueba de gasto variable, la cual se puede realizar disminuyendo o aumentando el gasto según sea el caso:

cuando el gasto disminuye la presión aumentará y si el gasto aumenta la presión tiende a disminuir.

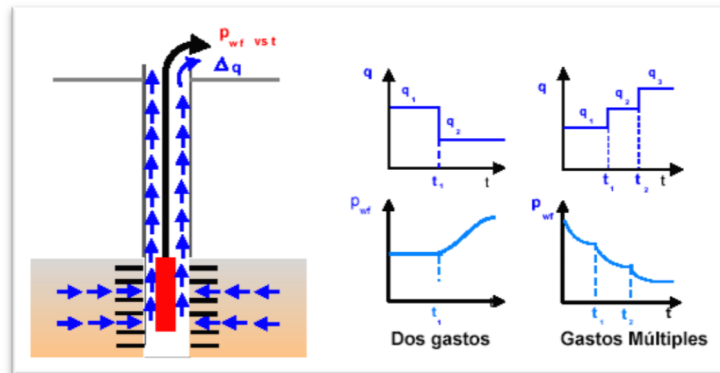


Figura 3.14. Prueba de gasto variable en un pozo.

3.5.3. Procedimiento general del análisis de pruebas de variación de presión⁷.

El análisis de pruebas de variación de presión no incluye solamente a la prueba, también es importante considerar la revisión de las historias de perforación, terminación y reparación de los pozos, los registros geofísicos disponibles, los resultados petrofísicos y PVT, así como el sistema integral e historia de producción. También, merece especial atención por su influencia crucial en el diagnóstico, el análisis de los estudios de geología de exploración y explotación, especialmente la definición del tipo de depósito, diagénesis y los minerales que constituyen la formación. En la medida que se consideren todos los factores mencionados anteriormente, se asegura que la interpretación sea consistente; en caso contrario, se elevan fuertemente las posibilidades de obtener resultados erróneos en el análisis.

Los modelos teóricos de flujo de fluidos en medios porosos, representan con buena aproximación a la realidad física, pero no son exactos. Uno de los objetivos de las pruebas de presión es obtener información útil para alimentar a los simuladores de yacimientos, y es importante tomar en cuenta que algunos de estos datos se manejan como parámetros de variación para el ajuste de la historia del yacimiento. Por tal razón, es muy recomendable asignar a cada prueba un

factor que represente el grado de confiabilidad del análisis. Con base en la calidad de la información utilizada y la bondad de ajuste lograda con el modelo teórico.

A continuación se presenta un procedimiento general de análisis, que puede ser de gran utilidad, pero que de ninguna forma tiene el objetivo de reemplazar el criterio del analista.

- Mediciones de campo: con relación al registro de tiempo contra presión, debe permitirse la estabilización de la señal antes de iniciar la prueba y realizar las correcciones necesarias debidas a la posición de la sonda dentro del pozo, con la mayor exactitud posible. Asimismo, verificar que el gasto del pozo activo se mantenga lo más constante posible y registrar estos cambios en el análisis.
- Filtrado de información: eliminar, en la medida de lo posible, efectos no considerado en el modelo teórico. Esto puede realizarse utilizando filtros de suavizamiento de la señal para superponer efectos aleatorios, y/o técnicas especializadas para eliminar efectos de marea, tendencias de presión, etc.
- Recopilación y validación: recopilar y validar la información adicional que se requiere para el análisis, porosidad, radio del pozo, factores de volumen, compresibilidades, etc. Sólo en caso necesario se recomienda utilizar correlaciones. En caso de desconocer el espesor y la compresibilidad total. Se acostumbra reportar los resultados como kh y ϕc_{th} ; por lo tanto para fines de análisis estos datos se consideran como unitarios.
- Identificación de la geometría de flujo: en pruebas de un solo pozo, existen reglas prácticas para identificar geometrías de flujo. Si al graficar en papel doble logarítmico la función derivada contra tiempo, $t\Delta p'$ vs. Δt , se obtiene un ajuste a una recta en un periodo específico, es posible diagnosticar la geometría de flujo predominante: si la recta tiene pendiente igual a 0.5 se concluye que el periodo está dominado por flujo transitorio lineal, si es 0.25 por flujo transitorio bilineal, si es -0.5 por flujo transitorio esférico, y si es horizontal por flujo transitorio radial. El flujo afectado por la frontera externa o por la influencia de la explotación de otros pozos se denomina a gasto constante (flujo pseudoestacionario) o a presión constante, cuando la recta presenta una pendiente unitaria o mayor que la unidad. En las mediciones de pozos de observación, no es posible estimar la

geometría tan fácilmente, como se considera en el párrafo anterior; en estos casos se hace necesario realizar ajustes con las curvas tipo correspondientes. Esta situación se presenta debido a que sólo en las pruebas en un pozo es posible simplificar las ecuaciones de interpretación. Sin embargo las reglas mencionadas pueden aplicarse al pozo activo y, a partir de la interpretación respectiva, obtener una generalización a la geometría de flujo dentro del yacimiento que sirva de apoyo al análisis en los pozos de observación. Para los casos de pruebas afectadas con tendencias lineales de presión, se deberán utilizar las curvas tipo que contienen otros grupos de ajuste.

- Análisis de consistencia: una vez realizado el ajuste con la curva tipo idónea y ría de flujo. Posteriormente se procede a realizar un análisis de consistencia con técnicas de tipo apoyado en la información geológica, se define el tipo de geometría semilogarítmicas.
- Regresión no-lineal: los resultados obtenidos durante el proceso mencionado anteriormente sirven de vector inicial al proceso de regresión no-lineal, que continúa el procedimiento de análisis propuesto.
- Bondad de ajuste: revisar la bondad de ajuste y aceptar los resultados sólo en el caso en que la variación no explicada, no exceda más del 20%. En caso contrario revisar los datos de entrada y/o cambiar el modelo teórico.
- Presión inicial: estimar la presión inicial para la prueba con base en el procedimiento descrito anteriormente.
- Intervalos de confianza: estimar los intervalos de confianza para cada uno de los parámetros estimados, seleccionando previamente el nivel de confianza.
- Consistencia del análisis: finalmente se procede a revisar la consistencia de los resultados con base en los estudios de geología de exploración y explotación así como con los datos e historia de producción del campo y los pozos. Como se mencionó con anterioridad es importante considerar en este proceso la historia de perforación, terminación y reparación de los pozos involucrados.

3.6. Clasificación estática de yacimientos naturalmente fracturados.

A continuación se describen algunas definiciones de distintos autores cuya clasificación se basa conforme al modelo estático y dinámico.

3.6.1. Clasificación de Nelson²¹.

La clasificación de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados se basa en su apariencia y morfología, dividiendo estos en varios sistemas a los que depende su estructura física y propiedades roca-fluidos, por ejemplo, los sistemas de doble porosidad-simple permeabilidad, sistema doble porosidad-doble permeabilidad y el sistema triple porosidad, etc.

En los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados la liberación del gas, segrega rápidamente hacia la cima del yacimiento, esto se realiza principalmente a través de la red de fracturas presentes en el yacimiento. En la ausencia de una red de fracturas, los yacimientos con baja permeabilidad tienen prácticamente muy poco factor de recuperación, pero cuando se encuentran presentes las redes de fractura se convierten en yacimientos con excelente producción debido a que la fractura permite a los hidrocarburos fluir de la matriz a los pozos.

Los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados tienen una clasificación de:

- Tipo I.- En los que las fracturas proveen tanto la porosidad primaria como la permeabilidad primaria, habitualmente poseen áreas de drenaje grandes por pozo y requieren menos pozos para su desarrollo. En estos yacimientos tienen regímenes de producción iniciales altos pero también están sujetos a rápida declinación de la producción, irrupción temprana de agua y dificultades en la determinación de las reservas.
- Tipo II.- Poseen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz y las fracturas proveen la permeabilidad especial para la productividad. Pueden tener regímenes de producción iniciales sorprendentemente buenos, para una matriz de baja permeabilidad, pero pueden presentar dificultades durante la recuperación secundaria si la comunicación existente entre la fractura y la matriz es pobre.

- Tipo III.- Poseen una alta porosidad y pueden producir sin fracturas, de manera que las fracturas en estos yacimientos proveen permeabilidad adicional.
- Tipo IV.- Las fracturas no suman porosidad y permeabilidad adicional significativa a los yacimientos, si no por el contrario, suelen constituir barreras para el flujo (anisotropía).
- Tipo M.- Poseen alta porosidad y permeabilidad matricial de manera que las fracturas abiertas puede mejorar la permeabilidad, pero las fracturas naturales a menudo complican el flujo de fluidos en estos yacimientos a través de las formaciones de barreras

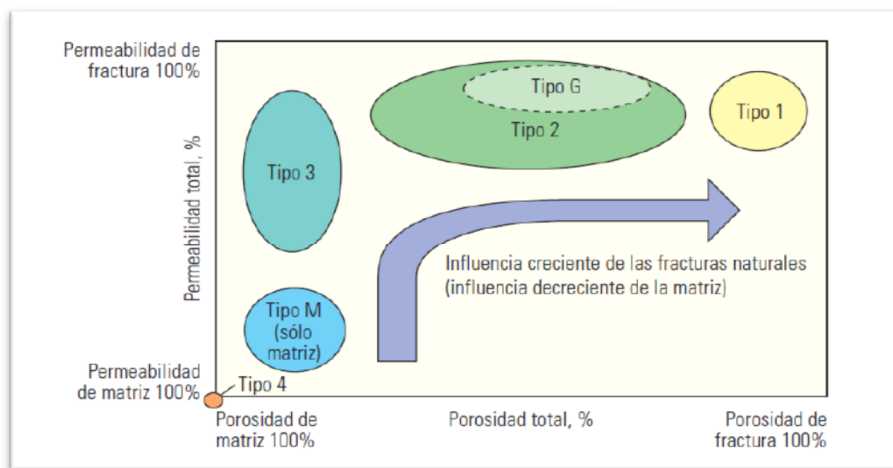


Figura 3.15. Representación de la clasificación de Nelson.

La capacidad de almacenamiento de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados está relacionada a altas proporciones de aceite y costos, pero en muchos casos esto puede sobreestimar los cálculos de producción de los pozos. Debido a que el aceite se almacena en fracturas, pero principalmente se almacena en la matriz.

Si la permeabilidad de la matriz es muy baja, como consecuencia el aceite fluye de la matriz a las fracturas de forma muy lenta y con dificultad de explotación.

Para ello, la clasificación de acuerdo al sistema matriz-fractura se establece como:

- Simple porosidad: en el sistema únicamente existe un solo medio para el flujo de los fluidos. Ya sea, la matriz el medio de flujo, las fracturas, o el sistema matriz-fracturas, actuando juntas al mismo tiempo.
- Doble porosidad: el sistema aporta dos medios de flujo para la mezcla de fluidos, dependiente de las propiedades de la matriz y de las fracturas. El flujo se realiza por todo el medio de fracturas y de la matriz hacia las fracturas
- Doble porosidad-doble permeabilidad: existen dos medios de flujo, los fluidos fluyen de las fracturas hacia otras fracturas, de la matriz hacia las fracturas y el flujo natural dentro de la matriz.

3.6.2. Clasificación de Aguilera¹.

No todos los yacimientos fracturados son iguales. La recomendación de Aguilera es iniciar una clasificación del yacimiento de acuerdo a:

- **Geología:** desde un punto de vista geológico las fracturas se pueden clasificar por ser tectónicas (plegamiento y/o falla), regionales, de contracción (diagenéticas) y superficiales. Históricamente la mayoría de la producción de hidrocarburos ha sido obtenida de fracturas de tipo tectónico, seguidas de las fracturas regionales y después por fracturas de contracción.
- **Sistema Poroso:** para esta clasificación se pueden tener las clases de porosidad definidas primero por la geometría de los poros y después por su tamaño. En la geometría se encuentran incluidas las categorías de poro; intergranular, intercrystalina, vugular y fractura. La combinación entre cualquiera de estas categorías puede originar un comportamiento de doble o inclusive de múltiple porosidad. En el tamaño del poro está incluido la megaporosidad, macroporosidad, mesoporosidad y microporosidad.
- **Almacenamiento de hidrocarburo:** desde el punto de vista de almacenamiento las fracturas se pueden clasificar del tipo A, B o C. Muchos yacimientos que de otra manera podrían ser considerados como no productivos, se hacen rentables gracias a la presencia de fracturas. En los yacimientos de Tipo A el almacenamiento de hidrocarburos en su mayoría (o totalidad) se encuentra en la matriz, y una pequeña cantidad de almacenamiento en la fractura, de todas

formas la matriz por lo general tienen muy baja permeabilidad mientras que las fracturas tienden a ser de mayor permeabilidad. Existen muchos yacimientos con fracturas de tipo tectónicas donde su porosidad primaria (matriz) tiende a ser extremadamente baja y por consecuencia no contribuye al almacenamiento de hidrocarburos. Es este caso un número grande de microfracturas debe estar presente para jugar el papel de matriz. Esto se debe al origen de fracturas de tipo tectónico que se dan desde macro escala hasta escala de grano, en este caso, las micro y macrofracturas, se componen de un sistema de doble porosidad. En los yacimientos de Tipo B aproximadamente la mitad del almacenamiento de hidrocarburos está en la matriz y la otra mitad en la fractura. La matriz se encuentra muy compacta y las fracturas son mucho más permeables que la matriz. En yacimientos de Tipo C, todo el almacenamiento se da en las fracturas sin aporte de la matriz, esto hace que para este tipo las fracturas proporcionen tanto almacenamiento como la permeabilidad necesaria para lograr una producción que sea rentable.

Distintos análisis proporcionan detalles a nivel microscópico. En este se incluye información como porosidad, saturación de fluidos, contenido de matriz, interacción entre los fluidos y la roca, presión capilar, permeabilidad, características de la roca, relación presión-volumen-temperatura, PVT, etc.

Otro tipo de estudio es el de la historia de explotación del yacimiento, los eventos ocurridos en el ambiente, información durante la perforación, la terminación, la estimulación, y otros datos pertenecientes al yacimiento debido a cambios en su condición original.

3.7. Clasificación dinámica de yacimientos naturalmente fracturados.

Respecto a la clasificación dinámica los autores son Cinco y Streltsova, cuyas teorías se muestran a continuación:

3.7.1. Clasificación de Cinco¹⁰.

Cinco clasificó los yacimientos naturalmente fracturados en función del comportamiento de flujo en el medio poroso:

1. Modelo de Yacimientos Homogéneamente Fracturado.
2. Modelo de Yacimientos Compuesto o Región Múltiple.
3. Modelo de Yacimiento Anisotrópico.
4. Modelo de Fractura Simple.
5. Modelo de Doble Porosidad.

En la Figura 3.16 se muestra la representación física que cada modelo tiene en el análisis de pruebas de presión considerado durante el proceso de caracterización de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

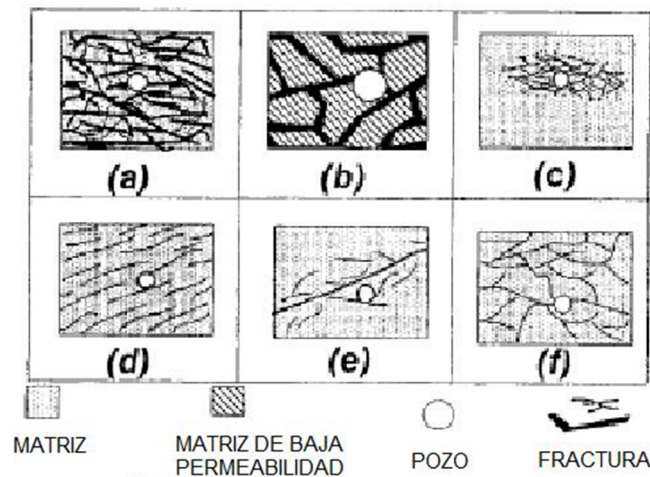


Figura 3.16. Simbología utilizada por Cinco.

Modelo de yacimientos homogéneamente fracturado: este modelo las propiedades para representar de la fractura que son constantes y no varían a través del yacimiento.

- Las fracturas y el bloque de matriz actúan como un solo medio de tal manera que la producción de los fluidos se debe a la expansión simultánea de ambos elementos y a la transferencia de fluidos entre ellos. Estos comportamientos se presenta en yacimientos sumamente fracturados con pequeños bloques de matriz (a) o en yacimientos muy fracturados donde los fluidos están contenidos principalmente en el sistema de fracturas (b). El comportamiento de presión en estos yacimientos está controlada por la capacidad de flujo de la formación (k_h): por la porosidad de la roca (Φ_m), de la viscosidad del fluido, y compresibilidad total del sistema C_f .

- Modelo de yacimientos compuesto o de región múltiple: Son yacimientos que están fracturados regionalmente (c) y se pueden considerarse como sistemas compuestos por dos regiones: una zona de alta transmisibilidad y otra de baja. En este caso el yacimiento tiene un comportamiento de un sistema radial compuesto y los pozos producen de la región fracturada con alta productividad que de la región no fracturada, el yacimiento es caracterizado por la capacidad de flujo de cada región (k_h) y (kh).
- Modelo de yacimientos Anisotrópicos: Los yacimientos naturalmente fracturados, que presentan planos paralelos de fracturas (d), se le llama anisotrópicos por que la permeabilidad permanente en dirección de las fracturas es mayor que la permeabilidad en la dirección normal de las fracturas. Este medio poroso tiene una permeabilidad máxima y una mínima. La caracterización de estos yacimientos puede realizarse utilizando las pruebas de interferencia y se recomienda correr mínimo tres pruebas en tres pozos de observación.
- Modelo de Fractura determinante: Éste comportamiento se presenta cuando un pozo produce cerca de una fractura grande y es posible obtener altos gastos de flujo. La fractura determinante está representada como una falla permeable que actúa como un canal de flujo que drena las regiones del yacimiento localizadas en las lejanías del pozo (e). En estos yacimientos existe la posibilidad que la fractura este comunicada con un acuífero, produciendo a un tiempo dado agua en lugar de hidrocarburo. Los parámetros de caracterización en este sistema comprenden la conductividad de la fractura, $k_f b_f$, la distancia media de la fractura x_f , la distancia entre el pozo y la fractura, d_f y la capacidad de flujo de la formación, k_h .
- Modelo de Doble Porosidad: Este modelo considera que el yacimiento está compuesto por dos medios: fracturas y bloques de matriz. Las fracturas son los canales de flujo en el yacimiento y los hidrocarburos están contenidos tanto en el bloque de matriz como en las fracturas (f). Los modelos desarrollados consideran una forma regular de los bloques de matriz y la transferencia de fluido entre la matriz y la fractura ocurre en condiciones pseudoestacionarias. Los bloques de matriz son representados por cubos, paralelepípedo, cilindros o esferas. El

comportamiento de la doble porosidad se caracteriza por variables adimensionales: difusividad adimensional de la matriz, área de interacción adimensional matriz/fractura, A_{FD} ; daño adimensional, S_{mfd} .

3.7.2. Clasificación de Streltsova³².

Streltsova, clasificó los yacimientos naturalmente fracturados por la forma en los que los fluidos se encuentran distribuidos en los dos medios del sistema matriz-fractura.

- Yacimiento Fracturado: En este medio, la porosidad de la matriz contiene la mayor cantidad de volumen de fluido almacenado y la porosidad de la fractura constituye la transmisibilidad de la zona. El fluido se produce solamente por fractura (Figura 3.17).



Figura 3.17. Clasificación utilizada por Streltsova.

- Yacimiento Puramente Fracturado: En este medio, la permeabilidad y porosidad de la matriz son despreciables ($k_m=0$, $\phi_m=0$), es decir que el almacenamiento de los fluido en el yacimiento y la producción hacia el pozo se realiza solamente por las fracturas (Figura 3.18.).

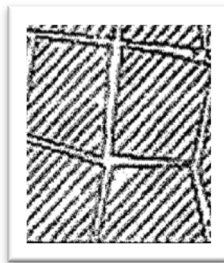


Figura 3.18. Clasificación utilizada por Streltsova.

- Yacimiento de Doble Porosidad: El volumen de fluido almacenado tanto en la matriz como en la fractura son del mismo orden de magnitud y la transmisibilidad

del sistema es función de las fracturas. La respuesta de presión tiene un comportamiento característico de tres segmentos; dos son líneas rectas paralelas semilogarítmicas unidas por una curva transitoria. La respuesta inicial refleja características homogéneas de las fracturas y la respuesta a tiempo grande refleja la producción del fluido solo por la matriz. La transferencia de flujo de la matriz a las fracturas se representa por la curva transitoria. Sin embargo, se debe considerar que en un análisis de presión no siempre se puede observar los tres segmentos, debido a que la primera línea recta de respuesta se puede confundir con los efectos de almacenamiento o bien el tiempo de prueba no es suficientemente grande para registrar la respuesta de matriz (Figura 3.19).



Figura 3.19. Clasificación utilizada por Streltsova.

- Yacimiento Heterogéneo: La fractura está llena de material cuya permeabilidad es más baja que de la matriz (Figura 3.20).

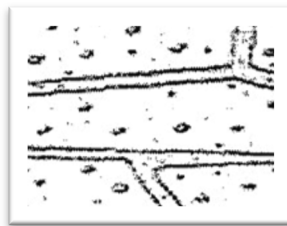


Figura 3.20. Clasificación utilizada por Streltsova.

Durante algunos años se ha reconocido que los modelos de doble porosidad describen en forma adecuada el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados y en forma adecuada el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados y en algunas ocasiones también los yacimientos multicapas, con características contrastantes de alta permeabilidad.

Algunas características particulares sugieren clasificar los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados en base al comportamiento del modelo de

flujo que refleja el yacimiento durante el proceso de producción, casos como formaciones altamente heterogénea limitados por fracturas laterales conductivas tienen una respuesta de presión con presencia de flujo lineal a tiempos cortos y a tiempos largos cuando la presión transitoria alcanza la distancia del grupo de fracturas, el comportamiento de presión refleja características de flujo radial, estas son características típicas de respuesta de presión en pozos interceptados por fracturas hidráulicas.

Capítulo 4. Modelado del yacimiento.

4.1. Introducción.

En éste capítulo extenderemos el modelado del yacimiento e igualmente características cronológicas de cómo llevar a cabo una buena administración del yacimiento. Se incluyen definiciones que ayudarán en la toma de decisiones sobre costos y manejo de efectivo, que se analizarán en capítulos subsecuentes.

Aunque los ingenieros de yacimientos son los principales involucrados en el modelado, los geólogos, geofísicos e ingenieros de producción, son también responsables de participar activamente, proporcionando datos, revisando y verificando resultados del análisis del comportamiento del yacimiento.

Un aspecto importante para predecir el comportamiento del yacimiento, es el mecanismo de recuperación que predomina en cada una de las etapas de explotación del mismo. La producción inicial de hidrocarburos de un yacimiento se obtiene mediante el uso de su energía natural, por lo que a esta etapa de producción se le conoce como producción primaria.

Cuando se incrementa la energía natural por inyección de fluidos (gas, agua y combinaciones gas/agua) como fluidos desplazantes para ayudar la recuperación de aceite, o bien, se reinyecta el gas producido en yacimientos de gas y condensado, se entra en una etapa de recuperación secundaria.

En algunos yacimientos puede convenir implantar un proceso de recuperación secundaria y/o mejorada antes de que concluya la etapa de producción primaria. Después de haber aplicado al yacimiento un proceso de recuperación secundaria un proceso de recuperación terciaria se implementa. Podría incluso ser más conveniente implantar directamente un proceso de recuperación mejorada y omitir la etapa de recuperación secundaria.

Normalmente en un yacimiento actúan varios mecanismos de recuperación, en cada etapa de explotación, uno de ellos es el que predomina. Es común, durante la vida productiva de un yacimiento, evidenciar cambios de un mecanismo de producción a otro, y estos cambios pueden ocurrir de manera natural, o bien ser

ocasionados como el producto de la implantación de procesos programados por los administradores del yacimiento para optimizar la recuperación de hidrocarburos.

4.2. Definiciones de características de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados¹⁹.

Debido a que un yacimiento naturalmente fracturado se compone de sistemas multiporosos, para su análisis de compresibilidad, es necesario primero definir y comprender varios conceptos de geología y petrofísica. A continuación se definen los puntos importantes, así como su notación.

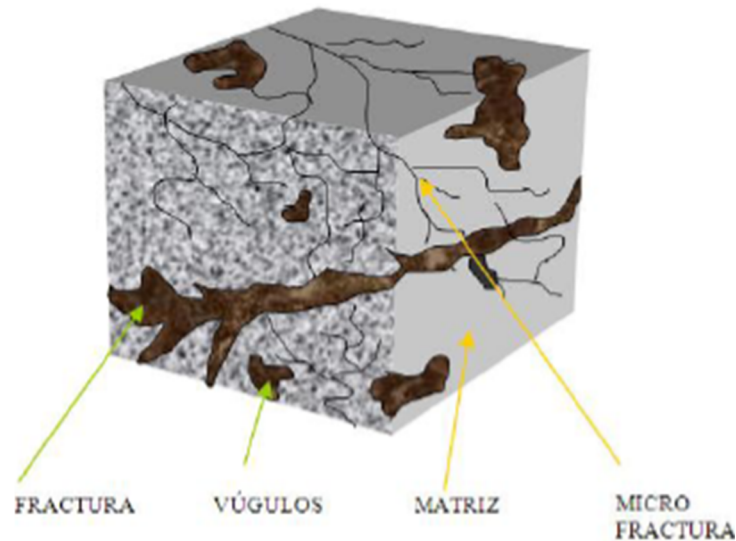


Figura 4.1. Modelo representativo de discontinuidades que dominan el flujo de fluidos en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

• Volumen total de roca carbonatada con porosidad múltiple (V_b).

El volumen total de roca carbonatada con porosidad múltiple es, la adición del volumen de sólidos (V_s), el volumen de los poros de la matriz (V_{pm}) y el volumen poroso secundario (V_{psec})

$$V_b = V_s + V_{pm} + V_{psec} \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

V_b = Volumen total de roca

V_s = Volumen de sólidos

V_{pm} = Volumen de poros de la matriz

V_{psec} = Volumen poroso secundario

• **Volumen poroso total de una roca carbonatada con porosidad múltiple.**

Es el volumen poroso matricial más el volumen poroso secundario.

$$V_{pt} = V_{pm} + V_{psec} = V_b - V_s \dots\dots\dots(2)$$

Donde:

V_{pt} = Volumen poroso total.

• **Volumen total de matriz.**

Es el volumen de sólidos de la matriz más el volumen poroso de la matriz.

$$V_{bm} = V_s + V_{pm} = V_b - V_{psec} \dots\dots\dots(3)$$

Donde:

V_{bm} = Volumen total de matriz.

V_b = Volumen total de roca carbonatada.

• **Porosidad total de una roca carbonatada ϕ_t .**

Es el volumen poroso total dividido entre el volumen total de roca.

$$\phi_t = \frac{V_{pt}}{V_b} = \frac{V_{pm} + V_{psec}}{V_s + V_{pm} + V_{psec}} \dots\dots\dots(4)$$

Donde:

V_b = Volumen total de roca carbonatada.

V_s = Volumen de sólidos.

V_{pm} = Volumen poroso matricial.

V_{psec} = Volumen poroso secundario.

• **Porosidad secundaria ϕ_{sec} .**

Es el volumen del sistema poroso secundario (fracturas y vórgulos) de una roca carbonatada dividido entre el volumen total de roca.

$$\phi_{sec} = \frac{V_{psec}}{V_b} = \frac{V_{pt} - V_{pm}}{V_s + V_{pm} + V_{psec}} = \frac{V_b - V_s - V_{pm}}{V_s + V_{pm} + V_{psec}} \dots\dots\dots(5)$$

Donde:

V_{pt} = Volumen poroso total.

V_b = Volumen total de roca carbonatada.

V_s = Volumen de sólidos.

V_{pm} = Volumen poroso matricial.

V_{psec} = Volumen poroso secundario.

• **Porosidad matricial ϕ_{ma} .**

Es el volumen poroso de la matriz dividido entre el volumen total de roca.

$$\phi_{ma} = \frac{V_{pm}}{V_b} = \frac{V_{pt} - V_{psec}}{V_s + V_{pm} + V_{psec}} = \frac{V_b - V_s - V_{psec}}{V_s + V_{pm} + V_{psec}} \dots\dots\dots(6)$$

Donde:

V_{pt} = Volumen poroso total.

V_b = Volumen total de roca carbonatada.

V_s = Volumen de sólidos.

V_{pm} = Volumen poroso matricial.

V_{psec} = Volumen poroso secundario.

• **Volumen poroso matricial en función de la porosidad matricial y del volumen total de roca**

$$V_{pm} = \phi_{ma} V_b \dots\dots\dots(7)$$

Sustituyendo el volumen total de roca tenemos una expresión más completa.

$$V_{pm} = \phi_{ma} [V_s + V_{pm} + V_{psec}] \dots\dots\dots(8)$$

Donde:

ϕ_{ma} = Porosidad matricial.

V_s = Volumen de sólidos.

V_{pm} = Volumen poroso matricial.

V_{psec} = Volumen poroso secundario.

• Porosidad intrínseca matricial ϕ_{ima}

Es el volumen poroso matricial de la matriz de una roca entre el volumen total de matriz

$$\phi_{ima} = \frac{V_{pm}}{V_{bm}} = \frac{V_{pm}}{V_s + V_{pm}} \dots\dots\dots(9)$$

Ésta porosidad es obtenida de núcleos que no contienen porosidad secundaria

• El volumen poroso matricial utilizando la porosidad intrínseca y el volumen total de matriz.

$$V_{pm} = \phi_{ima} V_{bm} \dots\dots\dots(10)$$

Sustituyendo el volumen total de matriz:

$$V_{pm} = \phi_{ima} [V_s + V_{pm}] \dots\dots\dots(11)$$

• Porosidad intrínseca matricial en función de la porosidad matricial van Golf Ratch).

Igualando los volúmenes porosos matriciales de registros y núcleos con baja porosidad secundaria:

$$\phi_{ma} V_b = \phi_{ima} [V_s + V_{pm}] \dots\dots\dots(12)$$

Despejando la porosidad de matriz referida al volumen de roca

$$\phi_{ma} = \frac{\phi_{ima} [V_s + V_{pm}]}{V_b} \dots\dots\dots(13)$$

Sustituyendo el volumen total de matriz, se obtiene la porosidad matricial en función de la porosidad intrínseca matricial y porosidad secundaria

$$\phi_{ma} = \phi_{ima} \frac{[V_b - V_{psec}]}{V_b} = \phi_{ima} [1 - \phi_{sec}] \dots\dots\dots(14)$$

• Porosidad intrínseca matricial (núcleo) en función de la porosidad matricial y de la porosidad secundaria.

$$\phi_{ima} = \frac{\phi_{ma}}{[1 - \phi_{sec}]} \dots\dots\dots(15)$$

• **Porosidad total en función de la porosidad secundaria y la porosidad matricial.**

Dividiendo el volumen poroso total entre el volumen total de roca:

$$\frac{V_{pt}}{V_b} = \frac{V_{pm}}{V_b} + \frac{V_{psec}}{V_b} \dots\dots\dots(16)$$

Aplicando las definiciones se obtiene la porosidad total como la suma de la porosidad matricial y la porosidad secundaria:

$$\phi_t = \phi_{ma} + \phi_{sec} \dots\dots\dots(17)$$

• **Porosidad total en función de la porosidad intrínseca matricial y de la porosidad secundaria.**

$$\phi_t = \phi_{ima} [1 - \phi_{sec}] + \phi_{sec} = \phi_{ima} + \phi_{sec} - \phi_{ima} \phi_{sec} \dots\dots\dots(18)$$

• **Porosidad secundaria en función de la porosidad total y la porosidad matricial.**

$$\phi_{sec} = \phi_t - \phi_{ma} \dots\dots\dots(19)$$

• **Fracción Volumétrica Secundaria, f_{vs}**

Es la relación la cual ha sido definida como el volumen poroso secundario entre el volumen poroso total.

$$f_{vs} = \frac{V_{psec}}{V_{pma} + V_{psec}} = f_v \frac{\phi_{sec}}{\phi_t} \dots\dots\dots(20)$$

• **Coefficiente de partición, f , (Partition Coefficient, PACO).**

Es la relación entre la porosidad secundaria, debido a los poros más grandes (cavidades de disolución, fisuras y fracturas, etc.) con el respecto a la roca sin considerar el volumen poroso de la matriz, dividido entre la porosidad total.

$$f = \frac{\frac{V_{psec}}{V_b - V_{pm}}}{\frac{V_{pm} + V_{psec}}{V_b}} \dots\dots\dots(21)$$

$$f = \frac{\phi_t - \phi_{ma}}{\phi_t [1 - \phi_{ma}]} = \frac{\phi_{sec}}{\phi_t [1 - \phi_{ma}]} \dots\dots\dots(22)$$

4.3. Geomecánica.

La Geomecánica es la disciplina que estudia las características mecánicas de las rocas²⁶. Los conceptos básicos de geomecánica se basan en la propiedad elástica de la roca para resistir y recuperarse de una deformación causada por una fuerza. Los conceptos básicos para describir esta propiedad de la roca se conocen como esfuerzos de deformación. Las fuerzas son transferidas a través de los esfuerzos.

- Esfuerzo σ .

Se define como la fuerza que actúa sobre la sección transversal de un sólido:

$$\sigma = \frac{F}{A} \dots\dots\dots(23)$$

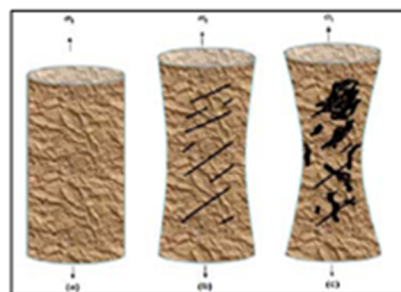
Donde:

F = fuerza [kg]

A = área, [cm²]

- Esfuerzo de tensión.

Este se produce cuando una fuerza se aplica perpendicularmente al área de un sólido de longitud L y diámetro D, y hacia fuera del cuerpo donde actúa originando una elongación del sólido y una reducción en el diámetro.

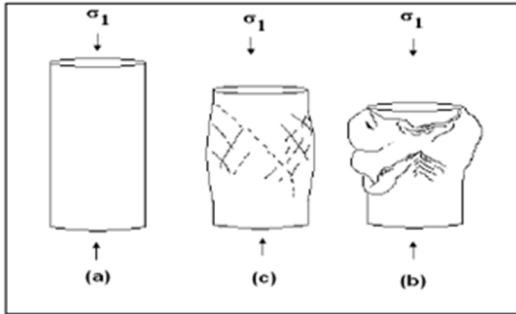


(a): núcleo sin deformación.
(b): núcleo con 20% tensión a 3970 *psi.*
(c): núcleo con 20% tensión a 6540 *psi.*

Figura 4.2. Núcleo deformado por tensión.

- Esfuerzos de compresión.

El esfuerzo de compresión se produce cuando la fuerza se aplica perpendicularmente y hacia adentro del cuerpo donde esta actúa originando una reducción en la longitud del sólido y un incremento en el diámetro del mismo:



(a): núcleo sin deformación.
 (b): núcleo con 20% tensión y presión de confinamiento a 3970 psi.
 (c): núcleo con 20% tensión y presión de confinamiento a 6540 psi.
 σ_1 indica la dirección del esfuerzo principal máximo.

Figura 4.3. Núcleo deformado por compresión.

• Esfuerzo de cizalla.

El esfuerzo de cizalla se produce cuando una fuerza se aplica tangencialmente a una sección transversal de un cuerpo. Origina una deformación por desplazamiento sin considerar un cambio de volumen. Por otro lado, la orientación de la sección transversal relativa a la dirección de la fuerza también se considera. Como la fuerza no actúa perpendicular a la orientación del área, es necesario descomponer la fuerza en sus componentes normal y perpendicular a la sección transversal descompresiva:

$$\tau = \frac{F_p}{A} = \frac{F \sin\theta}{A} \dots\dots\dots(24)$$

Esfuerzo Normal:

$$\sigma = \frac{F_n}{A} = \frac{F \cos\theta}{A} \dots\dots\dots(25)$$

F_p = fuerza perpendicular [psi]

F_n = fuerza normal [psi]

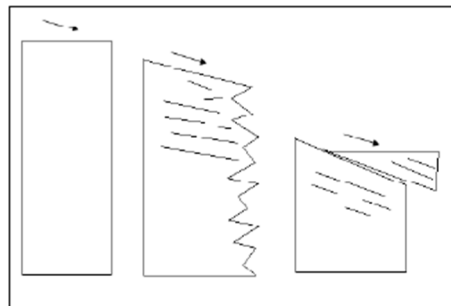


Figura 4.4. Esfuerzo de cizalla en una roca.

- Deformación ϵ .

Es el cambio en la longitud y espesor del material bajo la influencia de un esfuerzo de tensión, compresión o cizalla. Resulta de esfuerzos de tensión y de compresión

Deformación longitudinal

$$\epsilon_L = \frac{\Delta L}{L} \dots\dots\dots(26)$$

Donde

ΔL = alargamiento longitudinal pies

L = longitud original pies

- Deformación Transversal.

$$\epsilon_T = \frac{\Delta d}{d} \dots\dots\dots(27)$$

Donde:

Δd = cambio de diámetro en un núcleo, pies alargamiento longitudinal pies.

D = diámetro en un núcleo [pies].

La deformación de cizalla es el resultado de un esfuerzo de cizalla (relación entre la deformación longitudinal y la deformación transversal):

$$\epsilon_C = \frac{\epsilon_L}{\epsilon_T} = \tan\theta \dots\dots\dots(28)$$

Donde:

θ = ángulo de deformación.

Las propiedades elásticas de las rocas pueden determinarse en forma dinámica y estática: las propiedades elásticas son medidas directamente de pruebas de laboratorio, ver figura anterior de esfuerzo y tensión.

Las propiedades elásticas dinámicas se calculan a partir de los valores medidos por el registro de densidad de la roca, tiempo de tránsito compresional y de cizalla,

debido a que se calculan utilizando las ecuaciones de propagación elástica de las ondas acústicas en un medio sólido.

- Ley de Hooke

EL módulo de Young es conocido como La Ley de Hooke, establece que la deformación ϵ de un material elástico es directamente proporcional a la fuerza aplicada F_y :

$$\epsilon = \frac{\Delta L}{L} = \frac{F_y}{AE} \dots\dots\dots(29)$$

Donde:

ΔL = alargamiento longitudinal pies

L = longitud original pies

E = módulo de Young

A = sección transversal de la pieza estirada

F_y = fuerza aplicada psi/pie²

Es la relación entre el esfuerzo de tensión o de compresión y la deformación correspondiente, es una medida de la dureza de la roca. Se aplica en materiales elásticos hasta el límite de elasticidad o ruptura.

Las constantes elásticas describen las propiedades elásticas del material para condiciones donde existe relación lineal entre el esfuerzo efectivo y la deformación resultante, explicando la transición de frágil a dúctil.

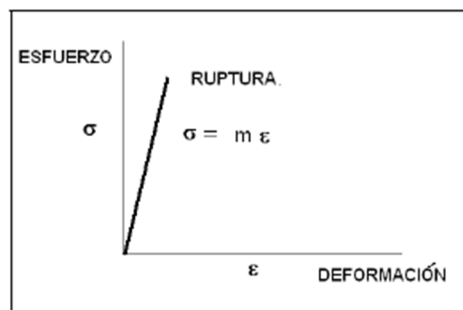


Figura 4.5. Gráfica de la deformación contra el esfuerzo (Ley de esfuerzo de deformación elástica lineal).

- Relación de Poisson, ν .

Es una medida de la deformación total de una roca respecto a su deformación longitudinal, bajo la acción de un esfuerzo, depende de la composición mineralógica de la roca.

$$\nu = \frac{\varepsilon_T}{\varepsilon_L} = \frac{-\frac{\Delta A}{A}}{\frac{\Delta L}{L}} \dots\dots\dots(30)$$

Utilizando la teoría de medios dispersos se ha demostrado que cuando se conoce la litología de la formación y los valores de la relación de Poisson de cada elemento mineralógico, como se muestra en la siguiente tabla, se puede obtener la relación de Poisson de la roca sin fluido:

$$\nu_b = f_{sh}\nu_{sh} + f_{dol}\nu_{dol} + f_{cal}\nu_{cal} \dots\dots\dots(31)$$

f_{sh} = fracción volumétrica de arcilla

f_{dol} = fracción volumétrica de dolomita

f_{cal} = fracción volumétrica de caliza

ν_{sh} = relación de Poisson de la dolomita

ν_{dol} = relación de Poisson de la arcilla

ν_{cal} = relación de Poisson de la caliza

Varenas arcillosas	ν_{sh}	ν_{dol}	ν_{cal}	ν_{sal}	Velásticos
0.5	0.4	0.31	0.2	0.25	0.25

Tabla 4.1. Valores de la relación de Poisson para varias rocas.

La compresibilidad de poro de un yacimiento es función de la relación de Poisson y del esfuerzo efectivo y este último se debe a dos tipos de presión:

- Presión de poro
- Presión de confinamiento.
- Presión de poro, P_p .

Los fluidos que saturan los poros de la roca ejercen esfuerzos hidrostáticos hacia fuera y es conocida como presión del yacimiento. El gradiente de presión de poro ∇P_p , se obtiene dividiendo la presión de yacimiento entre la profundidad.

- Presión de sobrecarga σ_2 .

La presión de sobrecarga (confinamiento) se debe al peso de las capas suprayacentes al yacimiento, aumenta a medida que se incrementa la profundidad

$$\sigma_z = \left[\frac{\rho_s + [\rho_w S_w + \rho_o S_o + \rho_g S_g] \phi_t}{10} \right] \dots\dots\dots(32)$$

ρ_s = densidad de lo solidos g/cm^3

ρ_w = densidad del agua g/cm^3

ρ_o = densidad del aceite g/cm^3

ρ_z = densidad del gas g/cm^3

h = profundidad [m]

σ_z = presión de sobrecarga kg/cm^2

- Esfuerzo efectivo (Presión Efectiva de Sobrecarga, PES).

El esfuerzo efectivo, es el esfuerzo al que es sometida la estructura rígida de la roca, es la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión de poro, afectada por un coeficiente que depende de la elasticidad de la roca y se calcula con el modelo siguiente:

$$E_e = \frac{[1+\nu]}{3[1-\nu]} [\sigma_2 - P_p] \dots\dots\dots(33)$$

Donde:

ν = Relación de Poisson de la roca, que es función de la litología, adimensional.

σ_2 = esfuerzo vertical de sobrecarga kgf/cm^2

P_p = presión de poro kg/cm^2

Cuando los fluidos son extraídos del yacimiento, la presión de sobrecarga permanece constante mientras que disminuye la presión de poro, incrementándose así el esfuerzo efectivo. Provocando que los sólidos de la roca y los fluidos se expandan y la porosidad total consecuentemente disminuya. (Figura 4.6)

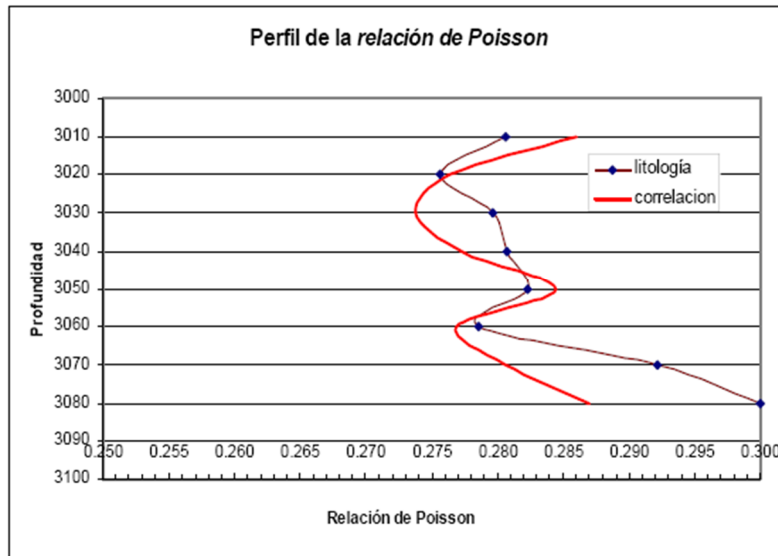


Figura 4.6. Gráfica de la relación de Poisson contra la profundidad.

El gradiente de esfuerzo efectivo DE se obtiene dividiendo esfuerzo efectivo Ee entre la profundidad. El gradiente de esfuerzo efectivo se incrementa de 0.5 a 0.75 psi/pie en promedio.

Los factores que ejercen una influencia importante en la caracterización geomecánica se muestran en la tabla siguiente:

Porosidad promedio ϕ	Presión de sobrecarga σ_z
Fracción	Kg/cm ²
0.30	99.93
0.21	97.3
0.27	206.56
0.33	69.37
0.24	69

0.15	112.7
0.01	178.2
	833.06

Tabla 4.2. Tabulación del esfuerzo vertical de sobrecarga del yacimiento utilizando el gradiente de sobrecarga.

• Módulo de la Roca K

Módulo de Roca k es la relación del esfuerzo hidrostático con respecto a la deformación volumétrica:

$$K = \frac{E_e}{[2(1-\nu)]} \dots\dots\dots(34)$$

Coefficiente de Biot es la relación entre la consistencia de la roca y la compresibilidad de la misma.

Compresibilidades

• Compresibilidad C

La compresibilidad se defina como el cambio de volumen con respecto a la variación de esfuerzo efectivo sobre un volumen determinado, a temperatura constante:

$$C = -\frac{1}{V} \left[\frac{\partial V}{\partial E_e} \right]_T \dots\dots\dots(35)$$

Donde:

V= volumen m³

Ee= esfuerzo efectivo psi

• Compresibilidad de poro C_p

La compresibilidad de poro se expresa en términos de su reducción de volumen poroso con el esfuerzo efectivo

$$C_p = -\frac{1dVp}{VpdE_e} = -\frac{1}{V\phi_t} \frac{d(Vp\phi_t)}{dF_e} = \frac{1}{\phi} \frac{d\phi_t}{dE_e} \dots\dots\dots(36)$$

Si el volumen poroso de una roca disminuye al aumentar el esfuerzo compresivo, entonces la derivada es negativa, por lo que el signo negativo convierte a la compresibilidad de poro en un valor positivo.

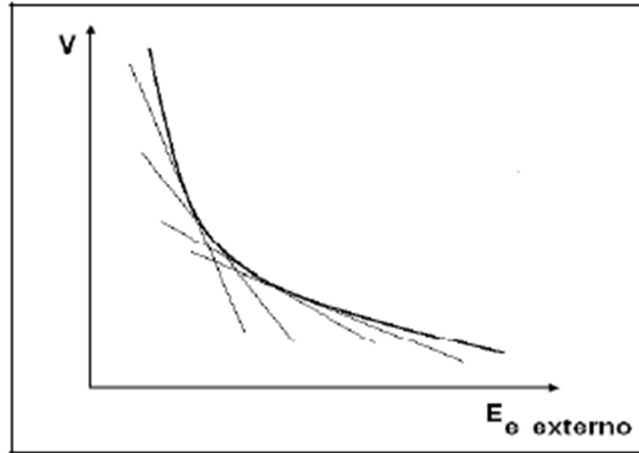


Figura 4.7. Gráfica del volumen poroso contra esfuerzo efectivo externo.

Debido a que el valor de la derivada (pendiente) varía con el esfuerzo, generalmente, la derivada es menor al aumentar el esfuerzo compresional, pero el volumen poroso es menor, por lo que normalmente se considera el valor de la compresibilidad.

Por otro lado al aumentar el esfuerzo tensional, el volumen poroso de una roca aumenta entonces la derivada es positiva y no necesita el signo menos (Figura 4.8).

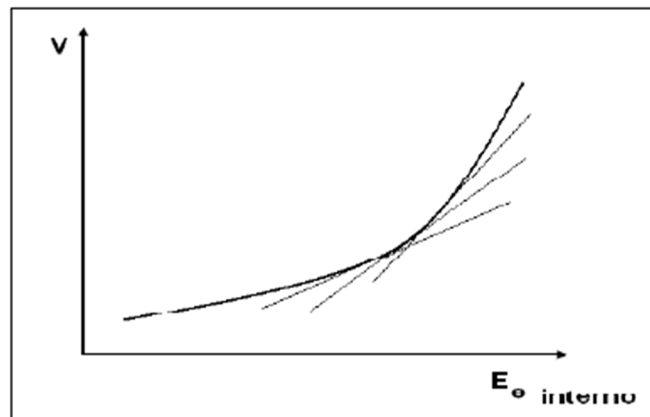


Figura 4.8. Gráfica de volumen poroso contra esfuerzo efectivo interno.

En la tabla siguiente se muestran los promedios de compresibilidad de acuerdo a estudios de laboratorio de la formación:

Formación	Cp/psi⁻¹
Arena consolidada	4 – 5 x 10 ⁻⁶
Caliza	6 – 5 x 10 ⁻⁶
Arena semiconsolidada	20 – 5 x 10 ⁻⁶
Arena no consolidada	30 – 5 x 10 ⁻⁶
Arena altamente no consolidada	100 – 5 x 10 ⁻⁶

Tabla 4.3. Promedios de compresibilidad de la formación.

- Modelo propuesto con comportamiento de ley de potencias de compresibilidad de poro.

La compresibilidad de poro se define como la variación de porosidad total con respecto al esfuerzo efectivo por cada unidad de porosidad con el modelo siguiente:

$$C_p = \frac{-1}{\phi} \frac{d\phi}{dE_e} \dots\dots\dots(37)$$

Donde:

ϕ_t = porosidad total real, fracción

E_e= Esfuerzo efectivo psi

En la tabla siguiente se muestran valores experimentales de porosidad total vs esfuerzo efectivo, normalmente en el laboratorio se incrementa la presión de confinamiento y se deja constante la presión de poro o se decrementa la presión de poro y se mantiene constante la presión de confinamiento.

Φ_n (Adimensional)	ϕ_e (Adimensional)	ϕ_t (Adimensional)
0.10	1000	0.1291
0.10	2000	0.1290
0.10	3000	0.1290
0.10	4000	0.1289

Tabla 4.4. Valores medidos de laboratorio de porosidad total y esfuerzo efectivo.

Los datos muestran que para diferentes litologías el comportamiento de la porosidad total real con respecto al esfuerzo efectivo puede representarse en forma de ley de potencias:

$$\phi_t = \phi_{ti} E_e^{-b} \dots\dots\dots(38)$$

Donde:

ϕ_{ti} = porosidad total inicial, fracción

b= exponente fraccional de reducción obtenido experimentalmente, adimensional

La derivada de la porosidad total con respecto al esfuerzo efectivo

$$\frac{d\phi_t}{dE_e} = -b\phi E_e^{[b+1]} \dots\dots\dots(39)$$

Sustituyendo la porosidad total actual y la derivada de la porosidad total en la definición de compresibilidad de poro y simplificando se obtiene la compresibilidad de poro con comportamiento de ley de potencias.

$$C_p = \frac{-1}{\phi E_e^{-b}} [-b\phi E_e^{[b+1]}] = \frac{b}{E_e} \dots\dots\dots(40)$$

Si el coeficiente de la ecuación anterior, se expresa en función del esfuerzo efectivo elevado a un exponente de tortuosidad muy pequeño.

$$b = E_e^g \dots\dots\dots(41)$$

Donde:

g= exponente de tortuosidad, adimensional

Sustituyendo el exponente fraccionario de reducción de porosidad que está en función del esfuerzo efectivo y del exponente de tortuosidad en la compresibilidad de poro con comportamiento de ley de potencias y agrupando sus exponentes:

$$G=1-g \approx 0.95 \dots\dots\dots(42)$$

- Compresibilidad de poro en función de la porosidad.

Despejando de la ecuación:

$$\phi_t = \phi_{ti} E_e^{-b} \dots\dots\dots(43)$$

El esfuerzo efectivo en función de las porosidades y el inverso del exponente fraccional, se obtiene:

$$E_e = \left(\frac{\phi_t}{\phi_{ti}} \right)^{-\frac{1}{b}} \dots\dots\dots(44)$$

La compresibilidad de poro en función de la porosidad se obtiene, sustituyendo en el módulo de comportamiento de la ley de potencias:

$$C_p = \left(\left(\frac{\phi_t}{\phi_{ti}} \right)^{\frac{1}{b}} \right)^{-G} = \left(\frac{\phi}{\phi} \right)^{G_M} \dots\dots\dots(45)$$

Donde:

$$G_M = \frac{G}{b} \dots\dots\dots(46)$$

G_M = exponente que resulta de dividir el exponente fraccionario modificado del esfuerzo efectivo entre el exponente de tortuosidad del cambio de porosidades.

La compresibilidad de poro en función de las porosidades totales, inicial y actual de dos ecuaciones anteriores:

$$C_p = \frac{\phi_{ti}^{G_M}}{\phi_t^{G_M}} = \phi_U^{-G} \phi_t^{G_M} \dots\dots\dots(47)$$

La porosidad total inicial es una constante, elevada a otra constante y proporciona un valor constante:

$$A = \phi_{ti}^{-G_M} \dots\dots\dots(48)$$

El modelo de comportamiento de ley de potencias de compresibilidad de poro se obtiene en función de la porosidad total actual, sustituyendo queda:

$$c_p = A \phi_t^{-G_M} \dots\dots\dots(49)$$

En valores experimentales se observó que la correlación de Hall proporciona compresibilidad de poro 35 veces más alta en carbonatos naturalmente fracturados.

Entonces el modelo propuesto de compresibilidad utilizando ley de potencias es:

$$C_p = E_e^{-0.005} \dots\dots\dots(50)$$

A partir de la definición se pueden obtener modelos de compresibilidad de poro en función de la porosidad total ϕ_t y del esfuerzo efectivo E_e .

La formación es mejor representada por la litología que por la porosidad:

$$C_p = f(\text{litología}, E_e)$$

Donde:

$$c_p dE_e = \frac{d\phi_t}{\phi_t} \dots\dots\dots(51)$$

Integrando:

$$c_p [E_e]_{E_{ef}}^{E_{ei}} = \ln \phi_t \Big|_{\phi_{ti}}^{\phi_{tf}} \dots\dots\dots(52)$$

Evaluando:

$$C_p [E_{ef} - E_{ei}] = \ln \left(\frac{\phi_{tf}}{\phi_{ti}} \right) \dots\dots\dots(53)$$

Despejando la compresibilidad de poro:

$$C_p = \frac{\ln \left(\frac{\phi_{tf}}{\phi_{ti}} \right)}{E_{ef} - E_{ei}} \dots\dots\dots(54)$$

$$C_p = \frac{f(Dol, cal, sh)}{E_{ef} - E_{ei}} \dots\dots\dots(55)$$

4.4. Mecanismos de empuje³¹.

Los métodos de recuperación primarios usan la energía natural del yacimiento, estos son:

4.4.1. Expansión de la roca y del líquido (Expansión roca-fluido $P_i > P_b$)

El mecanismo principal se debe al empuje del gas y a la expansión del petróleo. El efecto de la expansión del agua y de la roca es pequeño si se compara a la energía de un gas libre altamente expansible. La eficiencia de recuperación sobre el punto de burbuja esta normalmente en el rango de 3% o menos. La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente está en el rango de 5 a 30 % del petróleo original in-situ. Los factores que tienden a favorecer una alta recuperación incluyen alta gravedad API (baja viscosidad), alto GOR de solución y homogeneidad de la formación.

4.4.2. Expansión de gas disuelto liberado ($P_i < P_b$ o P_{sat}).

Este es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de los yacimientos del mundo. En un yacimiento con empuje por gas en solución no existe capa de gas o empuje por agua. El gas disuelto se va liberando conforme la presión decae en el yacimiento. Este se acumula y aumenta, manteniendo la presión del yacimiento. De ésta manera el aceite y el gas llegan a superficie.

4.4.3. Expansión del casquete de gas.

Para este tipo de yacimiento se considera que la presión inicial del mismo, es exactamente igual a la presión del punto de burbuja. Esto ocurre debido a que en el transcurso del tiempo geológico, debe existir el equilibrio entre el petróleo y el gas. Con el casquete de gas, el petróleo mantiene la máxima cantidad de gas en solución. A medida que la presión del yacimiento se reduce (por efecto de la producción), el casquete se expande, causando un desplazamiento inmisible del petróleo. La eficiencia de recuperación promedio para un yacimiento con casquete de gas es del orden de 20 a 40 % del petróleo original in situ.

Las características del yacimiento que originan que la expansión del casquete de gas tenga mayor recuperación son:

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

La predicción de la recuperación puede ser obtenida por técnicas de simulación numérica o por cálculos de balance de materia.

4.4.4. Empuje hidráulico.

En este tipo de yacimiento no existe casquete de gas, por lo tanto la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al yacimiento de aceite originando Intrusión o Influjo lo cual, no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmisible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

4.4.5. Por segregación gravitacional.

En un yacimiento con empuje por segregación, el gas libre a medida que sale del petróleo, se mueve hacia el tope del yacimiento mientras que el petróleo hacia abajo debido a la permeabilidad vertical. Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del yacimiento. Aunque algunos de estos yacimientos no tienen un casquete de gas inicial, la recuperación será mayor si este existe. Un mecanismo similar denominado drenaje gravitacional ocurre si el yacimiento tiene un gran buzamiento. En este caso el petróleo se mueve hacia abajo y el gas hacia arriba, pero el flujo es paralelo al ángulo de buzamiento, en vez de perpendicular a este. En la mayoría de los casos el drenaje gravitacional y empuje por segregación se consideran como el mismo mecanismo.

4.4.6. Por empujes combinados.

La combinación de los empujes en los Yacimientos se origina debido a las condiciones del sistema roca fluido, que permiten la existencia de más de un tipo de empuje siendo uno de estos el predominante, pudiendo dar una mayor movilidad a los fluidos.

En un yacimiento se puede tener empuje por casquete de gas como energía primaria y en la parte inferior, la presencia de un acuífero que favorezca al aporte de energía.

4.5. Reservas de hidrocarburos⁵.

Reservas se definen como; aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas.

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización, deben clasificarse como recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos, cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles⁵ pueden estar basadas en futuras condiciones económicas. Cabe destacar que en general, las cantidades de hidrocarburos no deben ser clasificadas como reservas a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable.

4.5.1. Definición de reservas³⁷

- Reservas Probadas

Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con "razonable certeza" que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones. Las reservas probadas pueden ser sub-divididas en desarrolladas y no desarrolladas.

El establecimiento de condiciones económicas actuales, debe incluir precios históricos del petróleo y los costos asociados, estos, pueden involucrar un promedio para determinado período que debe ser consistente con el propósito del estimado de reservas.

En general, las reservas son consideradas probadas si la producción comercial futura del yacimiento esta soportada en pruebas de formación o producción actuales. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades actuales de reservas de petróleo y no a la productividad de un pozo o yacimiento.

En ciertos casos, las reservas probadas pueden ser asignadas sobre la base de registros de pozos y/o análisis de núcleos que indican que el yacimiento contiene hidrocarburos y es análogo a yacimientos en la misma área, donde están produciendo o han demostrado que son factibles de ser producidos sobre la base de pruebas de formación.

- Reservas no probadas.

Las reservas no probadas, pueden ser estimadas asumiendo condiciones económicas futuras, diferentes a las vigentes a la fecha del estimado. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y desarrollo tecnológico puede ser expresado por una clasificación apropiada de las cantidades de reservas en probables y posibles. Las reservas no probadas se dividen en probables y posibles.

- Reservas probables

Las reservas probables son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería, sugieren que son menos ciertas que las probadas. En este contexto, cuando se usen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 50 % de que la cantidad a ser recuperada será igual o excederá a la suma del estimado de reservas probadas más las probables.

- Reservas posibles

Las reservas posibles son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas, que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilicen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades a ser recuperadas serían iguales o excederían la suma de las reservas probadas más probables y más posibles.

4.6. Mecanismos de recuperación secundaria y terciaria o mejorada¹⁴.

Los métodos de recuperación secundaria incrementan la energía natural del yacimiento, mediante inyección de fluidos, con dichos métodos se dejará como remanente a una tercera parte a la mitad del aceite original. Aún más, con ciertos yacimientos de aceite pesado, en arenas y lutitas hay recuperaciones despreciables por estos métodos. Así, es justificable que las técnicas de recuperación mejorada de aceite deban ser empleadas para recuperar estas enormes fuentes de energía. La Figura 4.1 muestra las etapas de explotación de un yacimiento, este comienza por una etapa de recuperación primaria; la cual puede ser mediante flujo natural o sistemas artificiales de producción, posteriormente la recuperación secundaria, mediante inyección de agua o gas (mantenimiento de presión) y finalmente la recuperación terciaria o mejorada, con algún método térmico, químico, miscible u otros.

Es importante resaltar que los sistemas artificiales de producción pueden o no estar presentes en las etapas posteriores al agotamiento natural y que en algunos casos es posible omitir la etapa de recuperación secundaria.

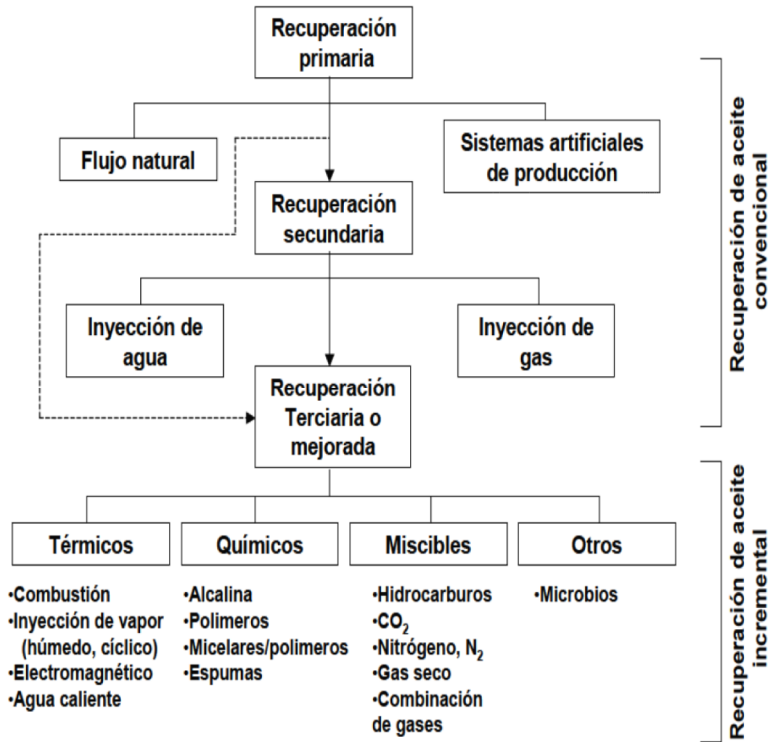


Figura 4.9. Mecanismos de recuperación de hidrocarburos.

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

- Alta viscosidad del aceite
- Fuerzas interfaciales
- Heterogeneidades del yacimiento.

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

Los procesos de recuperación mejorada pueden ser clasificados como:

- Métodos térmicos: estimulación con vapor, inyección de vapor, inyección de agua caliente y combustión in-situ.
- Métodos químicos: polímeros, surfactantes, cáusticos y micelares.

- Métodos miscibles: gas hidrocarburo, bióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂), gas de combustión, inyección alternante miscible-inmiscible, etc.

4.6.1. Inyección de agua.

La inyección de agua es el método dominante entre los métodos de inyección de fluidos, e indudablemente a este método se debe el elevado nivel actual de los ritmos de producción y de reservas en Estados Unidos y Canadá. Este se emplea posterior a la recuperación primaria y contribuyen sustancialmente en la producción actual y en la recuperación de hidrocarburos. Los ingenieros de yacimientos son responsables del diseño de la inyección, predicción del comportamiento y determinación de las reservas. Ellos comparten responsabilidades con los ingenieros de producción para la implantación, operación y evaluación del proyecto de inyección, de diseño, de operación, etc.

Su popularidad se explica por:

- Disponibilidad general del agua
- La relativa facilidad con la que se inyecta, debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección
- La facilidad con la que el agua se extiende a través de una formación de hidrocarburos.
- Su costo es relativamente menor que otros fluidos.
- Eficiencia del agua para el desplazamiento de aceite.

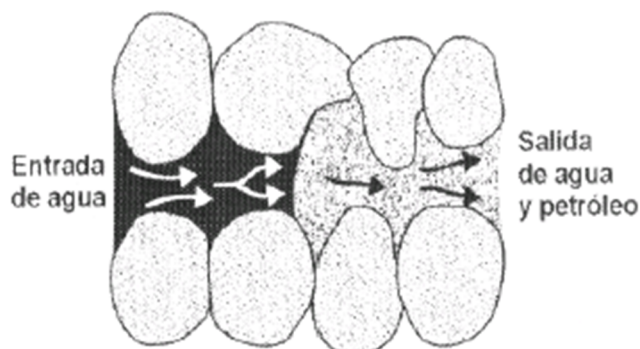


Figura 4.10. Esquema de entrada de agua a nivel poroso.

Una de las primeras consideraciones en la planeación de un proyecto de inyección de agua, es localizar una fuente accesible de agua para la inyección.

- El agua no debe ser corrosiva. El sulfuro de hidrógeno y el oxígeno son dos fuentes comunes de problemas de corrosión.
- El agua no debe depositar minerales bajo condiciones de operación.
- El agua no debe contener sólidos suspendidos, debido a que pueden causar taponamiento de los poros de la formación productora.
- El agua inyectada no debe reaccionar para causar hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en la formación. La importancia de ésta consideración depende de la cantidad y tipo de minerales arcillosos, así como de las sales minerales disueltas en el agua inyectada y la permeabilidad de la roca.
- El agua de inyección debe ser compatible con el agua presente inicialmente en la formación.

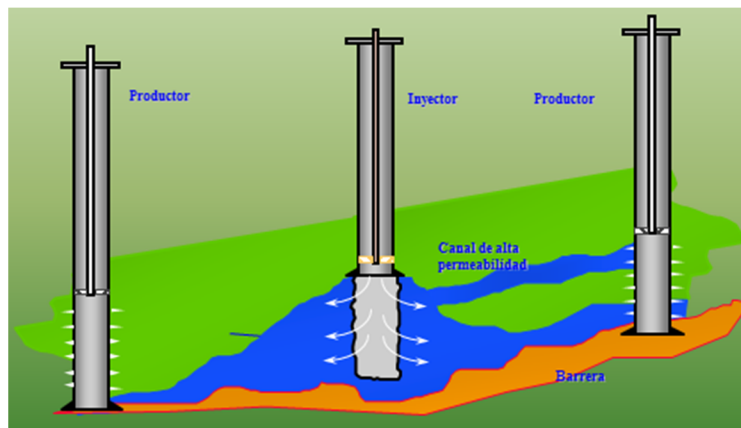


Figura 4.11. Inyección de agua.

ARREGLO	RELACIÓN ENTRE POZOS DE PRODUCCIÓN Y DE INYECCIÓN	PATRÓN DE PERFORACIÓN REQUERIDO
Cuatro pozos	2	Triángulo equilátero
Cuatro pozos en líneas oblicuas	2	Cuadrado
Cinco pozos	1	Cuadrado
Siete pozos	1/2	Triángulo equilátero
Siete pozos intervenidos (un solo pozo de inyección)	2	Triángulo equilátero
Nueve pozos	1/3	Cuadrado
Nueve pozos intervenidos (un solo pozo de inyección)	3	Cuadrado
Empuje en líneas directas	1	Rectángulo
Empuje en líneas alternas	1	Líneas alternadas de pozos

Tabla 4.5. Características de los arreglos de inyección.

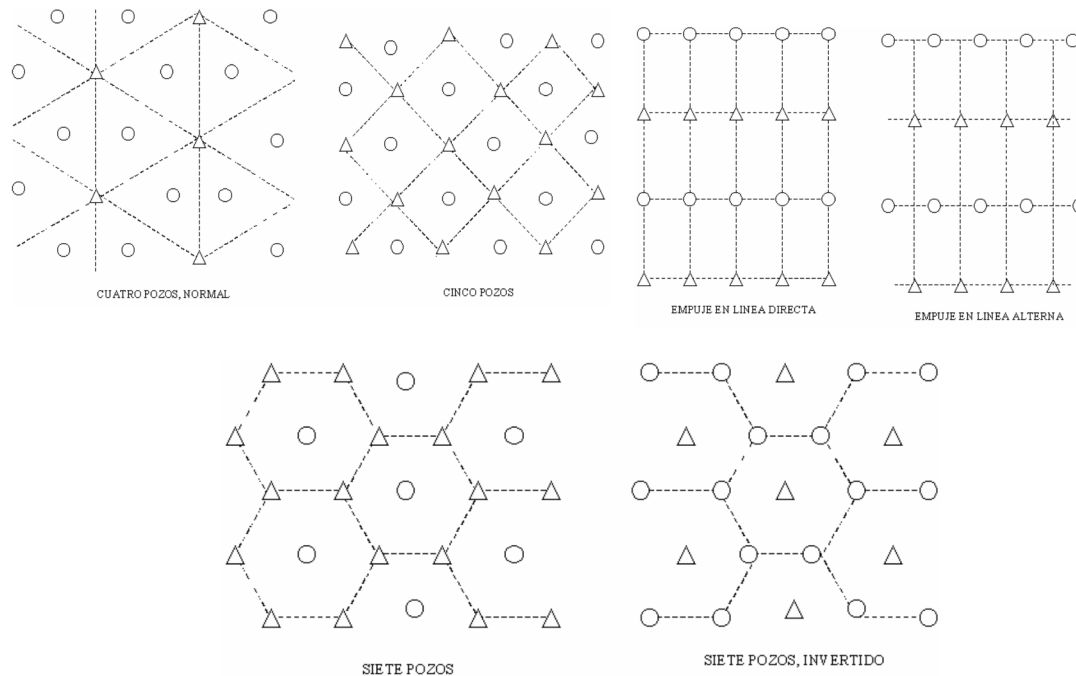


Figura 4.12. Modelos de inyección.

La inyección de agua se define como, el ritmo de inyección por unidad de presión diferencial entre pozos inyectoros y productores. Una drástica declinación de la inyectividad de agua ocurre durante el periodo temprano de inyección en un yacimiento agotado por empuje de gas en solución.

Hay muchos métodos para predecir el comportamiento de la inyección de agua; siendo los clásicos los siguientes:

Método de Buckley & Leverett

Método de Stiles

Método de Dykstra-Parson

4.6.2. Métodos térmicos.

Los métodos o procesos térmicos son aquellos en los cuales por medio de algún fluido se le transfiere energía calorífica al yacimiento, el objetivo principal de estos métodos es disminuir la viscosidad de los fluidos del yacimiento, como consecuencia del incremento de la temperatura y de esta forma incrementar la movilidad de los fluidos, así como tener una relación de movilidades más favorable.

Existen 4 formas básicas de aplicar la técnica de recuperación mejorada por métodos térmicos, estos son:

- Estimulación con vapor.
- Desplazamiento por medio de vapor.
- Inyección asistida por drenaje gravitacional.
- Combustión In-situ.
- **Inyección de vapor.**

De todos los métodos de recuperación mejorada, la estimulación con vapor ha sido el proceso más exitoso. En este tipo de inyección, el vapor es continuamente inyectado al pozo a un alto ritmo por un corto tiempo, para reducir la viscosidad del aceite y mover el aceite hacia los pozos productores. El vapor inyectado forma una zona de vapor que avanza lentamente. Adelante de la zona de vapor se forma un banco de aceite y se mueve hacia el pozo productor. El ritmo de aceite se incrementa y luego declina. Cuando el ritmo llega a ser bajo, el proceso se repite hasta que éste deja de ser económico. Cuando se detecta producción de vapor en los pozos, se reduce el ritmo de inyección.

En la inyección de vapor cíclica (Cycle Steam Injection), los pozos tienen una etapa de inyección, una de cierre y otra de producción, esto para que el vapor emita su calor hacia los fluidos del yacimiento. Para que sea posible el desplazamiento de inyección de vapor continua, es necesario que primero se realice una inyección cíclica.

- **Combustión “in-situ”**

La combustión in-situ, consiste en el inicio de una combustión en el yacimiento y la inyección de aire para mantener dicha combustión, quemando algo del aceite crudo.

La más común de todas las técnicas, es la combustión progresiva. Una de las variantes de esta técnica es la combinación de combustión progresiva e inyección de agua y otra variante es la combinación regresiva. En este proceso se usa aire y agua, los cuales son los fluidos más abundantes y baratos. En estos procesos, alrededor de un 10% del aceite original se quema para generar calor. Los

componentes más ligeros del aceite son acarreados hacia adelante de la zona quemada, degradándose el aceite, mientras que los componentes más pesados se queman. La zona de combustión adquiere una temperatura de 600°C. Como resultado de la quema de aceite, se generan grandes volúmenes de gas de combustión. Por tanto, la corrosión es el principal problema en este proceso.

4.6.3. Métodos químicos

Los procesos de invasión de químicos constituyen sólo una pequeña cantidad de los procesos de recuperación mejorada (<1%) en los Estados Unidos de Norteamérica, de los 26 proyectos en 1992. Este proceso requiere de condiciones muy favorables en la inyección de agua, debido a que éstas son modificaciones de proyectos de inyección de agua. Esta técnica es aplicable a aceites que son más viscosos que los indicados para inyección de agua, pero menos viscosos que los aceites que se recuperan con métodos térmicos. En la aplicación de los métodos químicos, se requieren yacimientos de permeabilidad moderada, preferentemente sin presencia de casquete de gas, ni alto contenido de arcilla. A continuación se describen algunos tipos de recuperación mediante métodos químicos.

• Inyección de polímeros.

El objetivo de la invasión con polímeros es proporcionar mejor eficiencia de desplazamiento y de barrido volumétrico durante un proyecto de inyección de agua. Los polímeros mejoran la recuperación ya que:

- Incrementan la viscosidad del agua.
- Reducen la movilidad del agua en el aceite.
- Disminuyen la tensión interfacial entre el agua y el aceite, además de la que existe entre el fluido y el medio poroso.

• Inyección de surfactantes-polímeros.

La invasión con surfactantes-polímeros, también llamada “micelar-polímero”, o inyección de microemulsiones, consiste en la inyección de un bache de agua que contiene surfactante electrolito, un solvente y posiblemente un hidrocarburo. Estas sustancias reducen la tensión interfacial y producen una alta recuperación.

- **Inyección cáustica.**

La inyección cáustica o alcalina involucra la inyección de químicos, tales como hidróxido de sodio, silicato de sodio o carbonato de sodio.

4.6.4. Métodos miscibles.

La invasión con miscibles consiste en la inyección de un gas o un solvente que es miscible con el aceite. Como resultado, la tensión interfacial entre los dos fluidos (aceite y solvente) es muy baja y da lugar a una eficiencia de desplazamiento microscópica muy eficiente. El fluido desplazante puede ser un solvente hidrocarburo que se mezcla con el aceite al primer contacto. El desplazamiento con gas enriquecido, como propano o LPG, es miscible al primer contacto en todas las proporciones. Con gas a alta presión (por ejemplo, CO₂ o N₂), el desplazamiento del aceite toma lugar por contacto. Alrededor del 40% del total de la RMP es por inundación miscible / inmisible de agua.

- **Inundación con miscibles de hidrocarburo.**

Consiste en la inyección de hidrocarburos ligeros a través del yacimiento para formar una invasión miscible. Son usados tres diferentes métodos:

- En el primer método, usando un bache de gas licuado petróleo (LPG), el agua es inyectada con el gas en forma alternada, de tal forma que mejora la relación de movilidades entre el solvente y el gas.
- En el segundo método de gas enriquecido, los componentes ligeros son transferidos del gas al aceite. Se forma una zona miscible entre el gas inyectado y el aceite del yacimiento y esta zona desplaza al aceite hacia adelante.
- En el tercer método de empuje de gas a alta presión, en el cual los pocos condensables del gas (metano y etano) llamados trazas, se da el fenómeno de la evaporación de las moléculas del crudo a la fase gaseosa y las trazas (condensables) forman un pequeño banco de condensables. Por lo tanto existe miscibilidad del banco de condensables con el aceite y con el gas inyectado.

- **Inundación con bióxido de carbono.**

Esta se lleva a cabo inyectando grandes cantidades de CO₂ (15% o más del volumen de poros impregnado de hidrocarburos) al yacimiento. El desplazamiento miscible por CO₂ es similar al empuje de gas por vaporización, con la diferencia que aquí cubre un rango más amplio de componentes (C2 a C3). Como resultado, el CO₂ es aplicable a un rango más amplio de yacimientos a una presión de miscibilidad más baja que la del gas de vaporización.

- **Inundación con nitrógeno y gas de combustión.**

Estos procesos son los métodos de recuperación que usan gases no hidrocarburos, más baratos para desplazar el aceite en sistemas que pueden ser miscibles o inmiscibles, dependiendo de la presión y composición del aceite.

Tanto el nitrógeno como el gas de combustión, son menos efectivos que los gases hidrocarburos (inferior al CO₂) desde el punto de vista de la recuperación del aceite.

El N₂ tiene menor viscosidad, más pobre solubilidad en el aceite y requiere de una presión mucho más alta para generar miscibilidad.

4.7. Simulación numérica de yacimientos²³.

Es imposible el desarrollar soluciones analíticas para muchos problemas, las razones más comunes son las heterogeneidades y las formas irregulares de los yacimientos.

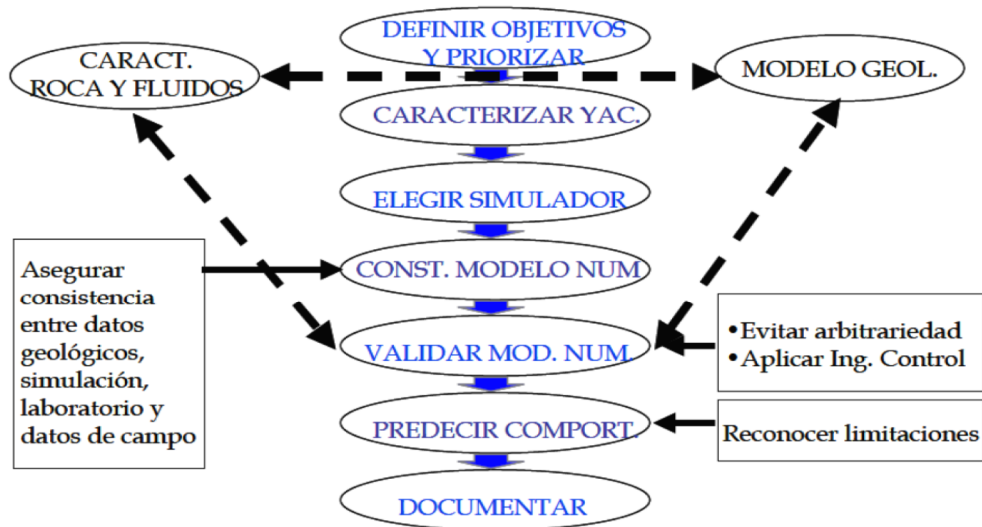
La ecuación que gobierna el flujo en los yacimientos de hidrocarburos, es una ecuación diferencial no lineal en derivadas parciales, la cual únicamente puede resolverse numéricamente.

Por lo tanto, la simulación de yacimientos, es un método viable para resolver dichos problemas y se ha convertido en el método estándar de resolución de problemas de flujo de fluidos en medios porosos, en el área de ingeniería de yacimientos.

La simulación numérica de yacimientos es un proceso mediante el cual el ingeniero, con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores

para describir con cierta precisión, el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento.

Los simuladores de yacimientos juegan un papel muy importante en los procesos modernos de administración integral de yacimientos. Estos son usados para desarrollar el plan de administración del yacimiento, así como monitorear y evaluar su comportamiento. El proceso de simulación numérica de yacimientos puede realizarse siguiendo la secuencia mostrada (Figura 4.13).



(Saliery & Toronyi, 1988)

Figura 4.13. Esquema de la simulación numérica de yacimientos.

El análisis de resultados se requiere para validar los escenarios de explotación simulados.

En este momento se tiene que responder preguntas como:

- ¿Son reales los resultados que arroja el simulador?
- ¿Qué tan pesimistas u optimistas son cada uno de ellos?
- ¿Qué parámetros del simulador influyen en los resultados?

Los resultados de los escenarios de explotación llevarán a formar un caso base de explotación, el cual se analizará económicamente y se implantará en la administración de la explotación del yacimiento.

Capítulo 5. Indicadores económicos.

5.1. Introducción³⁰.

Para realizar la evaluación económica de un proyecto petrolero, podemos utilizar indicadores económicos, los cuales ayudarán a establecer un margen de ganancias económicas y por lo tanto la rentabilidad de éste. Los criterios de evaluación se basan en la determinación de los costos y el impacto económico. En éste proceso intervienen conceptos los cuales modificarán los costos de inversión, así como el beneficio económico que se obtendría de cada proyecto petrolero evaluado.

Una de las ventajas de la administración de proyectos petroleros, además del beneficio económico, son los factores sociales, estos otorgarán un beneficio a la comunidad.

La evaluación del plan debe ser a detalle y tomará en cuenta los indicadores económicos para decidir su rentabilidad, así como, tomar en cuenta los cambios o fluctuaciones de estos que deben tomarse en cuenta para ajustarse. Un ejemplo de una variación que se toma en cuenta diariamente es el cambio del precio del barril de crudo, el cual afecta directamente los costos de proyectos. Para realizar dicha evaluación, es necesario considerar algunos conceptos de suma importancia.

Dentro de la industria petrolera es común utilizar algunos indicadores económicos, en este trabajo se considerarán los más significativos y relevantes que nos ayudarán a elegir de entre varios proyectos cual es el mejor, esto mediante el análisis de costos, tiempos y formas.

En el ámbito ingenieril petrolero, los indicadores económicos nos ayudan a realizar un análisis económico en actividades como:

- La perforación de pozos exploratorios y delineadores
- El desarrollo de campos
- El mejoramiento de proyectos ya existentes
- La adquisición y venta de propiedades.

Los indicadores económicos que se verán son: el valor presente neto, la tasa interna de retorno, la relación beneficio costo e incluiremos los factores de oferta y demanda.

A continuación mostraremos las definiciones de los indicadores económicos, algunas ecuaciones, gráficas y ejemplos de cómo se utilizan en la industria petrolera.

5.2. Indicadores económicos^{3,6,21,30}.

Algunas definiciones que se utilizarán en el desarrollo del capítulo para entender los indicadores económicos son:

- **Interés:** Es un índice utilizado para medir la rentabilidad de los ahorros o el costo de un crédito o proyecto. Éste se da en porcentaje.
- **Tasa de interés:** La tasa de interés es el porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo, determinando lo que se refiere como el precio del dinero en el mercado financiero
- **Retorno:** Son los beneficios o dinero neto que se tiene que devolver, resultando de una inversión o un préstamo.
- **Costo del dinero:** Es la diferencia que se obtiene entre el tipo de interés que se paga por tener dinero y el que se obtiene por tener efectivo en un depósito a plazo fijo.
- **Costo de oportunidad:** Es el sacrificio de las alternativas abandonadas al producir una mercancía o un servicio. Por ejemplo: el costo de edificar 50 viviendas es igual al de una escuela o algún otro servicio a la comunidad, que hubiera podido edificarse en su lugar.

5.2.1. Valor presente neto.

El valor presente neto es uno de los criterios económicos más utilizados, consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera el proyecto y comparar la equivalencia con la inversión inicial.

El valor del dinero en el tiempo es un concepto que se refiere al hecho que un peso en el futuro vale menos que un peso hoy. También considera que la inflación disminuirá el valor del dinero.

Cuando la equivalencia es mayor que la inversión inicial, es recomendable aceptar el proyecto. La fórmula usada para calcular el valor presente neto es:

$$V.P.N. = S_0 + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

V.P.N. = Valor presente neto

S_0 = Inversión Inicial

Valor Presente Neto



Es la sumatoria del Valor Presente de los Flujos de Caja de un Proyecto

$$VPN = FC_0 + \frac{FC_1}{(1+TD)^1} + \frac{FC_2}{(1+TD)^2} + \frac{FC_3}{(1+TD)^3} + \dots + \frac{FC_n}{(1+TD)^n}$$

- Si: $VPN > 0$ Proyecto Rentable
- $VPN = 0$ Mínima Rentabilidad
- $VPN < 0$ Se Rechaza el Proyecto

Como podemos observar, el valor obtenido de VPN nos dirá si el proyecto puede aceptarse y seguirse o no.

Otra forma de obtener el valor presente neto es regresar los valores futuros al valor presente sin sumatorias, con una sola multiplicación y una potenciación. La ecuación es:

$$VP = VF \left(\frac{1}{(1+i)^n} \right)$$

Donde:

VP.- Valor presente

VF.- Valor futuro

i.- Tasa de interés a un tiempo n

n.- Número de años

5.2.2. Tasa interna de retorno.

Es la tasa de interés a la cual el valor presente de flujo de caja es cero o sea que los flujos negativos actualizados y los flujos positivos actualizados sumados dan cero. Se calcula por aproximaciones sucesivas. Sí:

- TIR > TMAR → El proyecto es rentable y se considera una buena opción para invertir
- TIR = TMAR → La rentabilidad es mínima y pone en peligro el logro del proyecto
- TIR < TMAR → Se rechaza el proyecto debido a que las ganancias son menores a la inversión.

Donde:

TIR → Tasa interna de retorno.

TMAR → Tasa mínima aceptable de rendimiento.

La TIR se puede calcular de varias maneras, extrapolarlo gráficamente o por iteraciones. Mediante iteraciones se utiliza la siguiente ecuación:

$$VF_i * (1/(1 + i)^{n_i}) + VF_{i+1} * (1/(1 + i)^{n_{i+1}}) + \dots = 0$$

Desventajas de la TIR:

1. Complejidad de Cálculo.
2. Posibilidad de múltiples TIR.
3. Posibilidad de Inconsistencia con el VPN (Figura 5.2).
4. Penaliza proyectos con retornos tardíos.

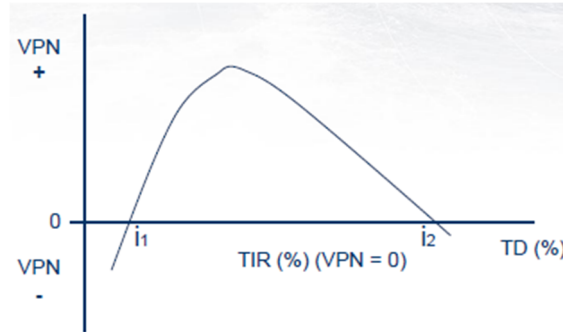


Figura 5.2. Inconsistencias entre el VPN y la TIR.

5.2.3. Relación beneficio-costos.

Este método se originó en Estados Unidos en 1936 para el control de inundaciones y dice que todos los beneficios (B) calculados deberán exceder los costos (C).

$$B - C > 0$$

5.2.4. Eficiencia de Inversión.

Se define por eficiencia de la inversión (EI) a la rentabilidad que se obtiene por cada unidad monetaria invertida.

Se define como el cociente entre el VPN del proyecto y el valor presente de las inversiones realizadas:

$$E.I. = \frac{\text{Valor Presente del Proyecto}}{\text{Valor presente de la inversión total}}$$

5.3. Elementos básicos para la evaluación económica.

5.3.1. Economía⁶.

Para comprender los indicadores económicos es necesario, saber lo que es la economía. Esta incluye el uso eficiente y la administración de recursos limitados con el propósito de obtener la máxima satisfacción de las necesidades materiales humanas.

¿Por qué hacer un análisis económico en la Industria Petrolera?

Esto es necesario debido a los múltiples factores que afectan la rentabilidad de los proyectos, la fluctuación de precios del crudo y gas, como son:

- Grandes periodos de tiempo entre las inversiones y la ganancia resultante.
- Las decisiones son tomadas en ambientes de gran incertidumbre y riesgo.
- Los factores técnicos interactúan con los económicos en una forma compleja.
- La estructura de los impuestos y los contratos son muy particulares.
- Los costos operativos incrementan con el tiempo mientras en otras industrias típicamente declinan.

Esto se debe considerar al llevar a cabo un proyecto, para obtener el máximo beneficio. Este análisis está dirigido a verificar la viabilidad de estas acciones y a comparar los resultados del proyecto. Sus productos y efectos, con los recursos necesarios para ser alcanzados

La industria petrolera en México, destina las ganancias obtenidas de las ventas, exportaciones y demás tipos de comercialización del crudo y gas, a beneficios sociales, seguridad, desarrollo y empleo. Por todo lo anterior, el desarrollo de éste trabajo está enfocado en este aspecto, ya que es de vital importancia tener una buena administración y una buena evaluación de proyectos utilizando los indicadores económicos aquí mostrados.

Así es que como vemos, las ganancias obtenidas tienen siempre un bien común que es el bien social.



Figura 5.1. Componentes del análisis económico.

5.3.2. Ingresos

Un ingreso es la cantidad que recibe una empresa por la venta de sus productos o servicios. Para la industria petrolera definiremos:

- Volumen de producción.

Son valores estimados a partir de una extrapolación de la ejecución en el pasado utilizando un simulador o ecuaciones matemáticas.

- Precios.

Precio es el valor monetario

5.3.3. Egresos

Un egreso se define como la salida de dinero que una persona o empresa debe pagar para un artículo o por un servicio. Para la industria petrolera definiremos:

- **Regalías**

Es el valor deducido de utilidad el cual usualmente no tiene obligación de cubrir gastos de producción y se deduce directamente de la utilidad bruta.

- **Costos de operación**

Son los costos de producir y mantener una propiedad día a día. Son deducidos de la utilidad bruta a fines de declaración de impuestos.

- **Inversiones**

Es capital de perforación, exploración, equipos y facilidades. Se clasifican en tangibles e intangibles. La depreciación de capital es utilizada para los cálculos de impuestos.

- **Impuestos**

Son un mecanismo de recolección de recursos aplicado por los gobiernos de los países. Se aplica en forma de un porcentaje aplicado al resultado de la utilidad operativa menos la depreciación del capital.

5.4. Limite Económico.

El límite económico usualmente se refiere a un punto en el tiempo después del cual continúan operaciones de la propiedad ya no es comercialmente rentable.

Este límite económico es derivado antes de impuesto, ya que los impuestos son pagados a nivel corporativo y la decisión de discontinuar la producción de petróleo típicamente no afecta los impuestos corporativos.

Limite Económico Diario

$$\text{Limite Económico} = \frac{\text{Costo por día}}{\text{Utilidad por Unidad}}$$

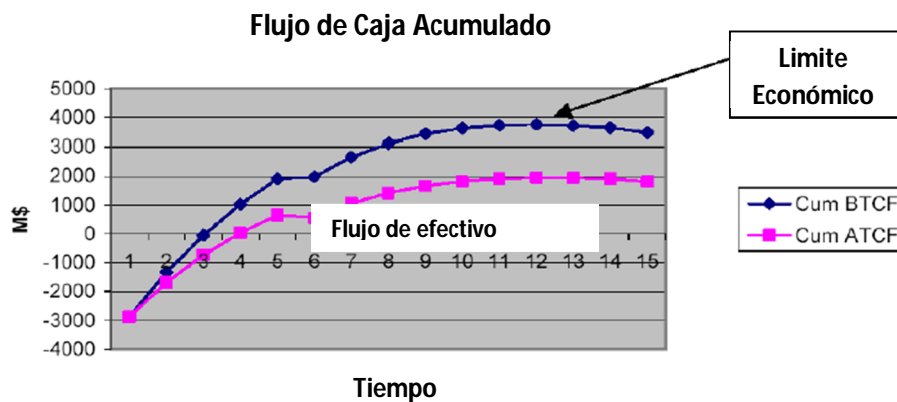


Figura 5.4. Limite Económico.

5.5. Ejemplos.

- Limite Económico

Cual es el limite economico en barriles por día si los costos operativos son de 120,000 dólares al mes y el precio del petroleo es de 95 dólares por barril.

$$\text{Limite Economico} = \frac{\left(\frac{120,000}{30}\right)}{95}$$

$$\text{L.E.} = 42.03 \text{ [barriles por día]}$$

De el caso anterior, el resultado nos indica que para poder mantener funcionando la plataforma, es necesario extraer al menos 42.03 barriles por día. En caso de no extraerlos, el costo de la plataforma sería mayor que los ingresos por la venta del hidrocarburo y por ende, se tendrían pérdidas.

- Taza Interna de Retorno (Ejemplo 1).

Se quiere realizar una inversión para adquirir equipo de perforación, dentro del éste equipo se incluyen todos los componentes del sistema de izaje, de circulación, el sistema rotatorio y el sistema de control. Todo lo anterior tiene un costo (costo inicial), pero a su vez, va generando ganancias.

En la siguiente tabla se muestran los flujos de efectivo por cada año, los años posteriores a 2010 han sido calculados considerando un interés fijo del durante todo el lapso de tiempo.

Año	Vf [dólares]
2010	-1,440,000
2011	246,825
2012	308,565
2013	370,278
2014	431,991

Tabla 5.1. Año y valor futuro.

$$VF_i * (1/(1 + i)^{n_i}) + VF_{i+1} * (1/(1 + i)^{n_{i+1}}) + \dots = 0$$

$$(-1,440,000 (1 / (1 + i)^1)) + (246,825 (1 / (1 + i)^2)) + (308,565 (1 / (1 + i)^3)) + (370,278 (1 / (1 + i)^4)) + (431,991 (1 / (1 + i)^5)) = 0$$

Despejando $i = -0.021$, por lo tanto la TIR -2.1%.

- Taza Interna de Retorno (Ejemplo 2).

Se compró un predio de 1000 m² para construir el área de oficinas en Villahermosa, Tabasco hace 20 años en \$20,000.00 y hoy se vendió en \$55,000.00. El promedio de pago anual de impuestos fue de \$600.00 ¿Cuál es la tasa de retorno que arrojó la inversión?.

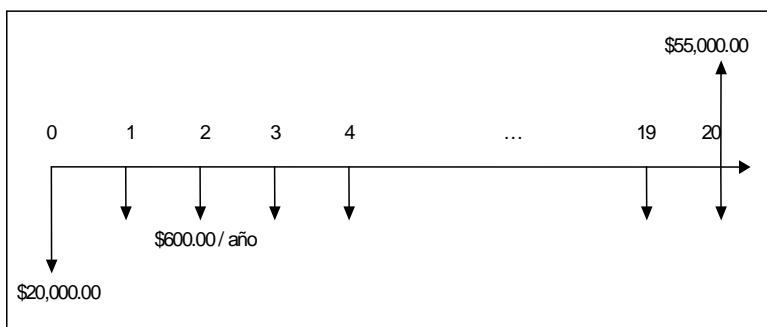


Figura 5.5. Esquema de flujo de efectivo.

Ahora calculamos el valor presente de a dos distintos valores de tasa de interés de tal manera que el valor presente de uno sea positivo y uno negativo.

El primer valor se calcula con un interés del 3%.

TASA DE INTERES	----->	0.03% ANUAL
INVERSIÓN INICIAL	----->	-20,000.00
V. P. DE \$600.00 POR 20 AÑOS	----->	-8,399.00
V. P. DE \$55,000.00 DE HACE 20 AÑOS	----->	+30,400.00
VALOR PRESENTE	----->	<hr/> +1,470.00

Obtenemos un valor de 1470.

Ahora obtenemos el segundo valor presente con un interés del 3.5%

TASA DE INTERES	----->	0.035% ANUAL
INVERSIÓN INICIAL	----->	-20,000.00
V. P. DE \$600.00 POR 20 AÑOS	----->	-8,450.00
V. P. DE \$55,000.00 DE HACE 20 AÑOS	----->	+27,600.00
VALOR PRESENTE	----->	<hr/> -940.00

Ahora graficamos el interés contra el dato de valor presente y obtenemos una línea recta.

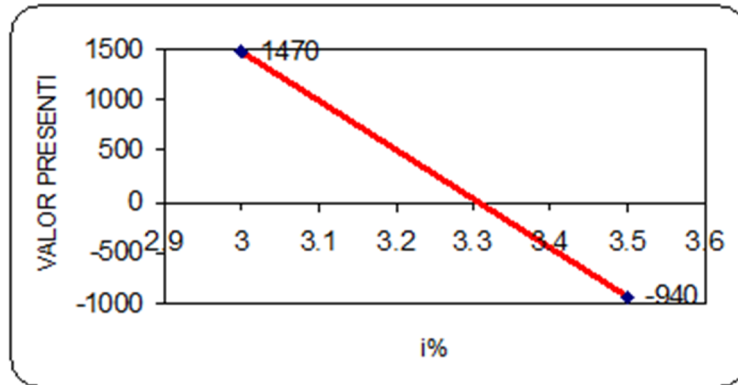


Figura 5.6. Gráfica de interés contra valor presente.

La línea recta anterior cruza el eje de las abscisas aproximadamente en el valor de 3.31, de ésta manera, el valor de TIR es dicho valor.

$$\text{TIR} = 3.31\%$$

- Valor Presente.

Se desea hacer una inversión en un equipo BEC (Bombeo Electrocentrífugo sumergido) nuevo. Su costo es de \$10,000,000 que representa un ahorro de \$40,000.00 anual, la vida estimada del equipo es de 5 años con una recuperación al último año de \$20,000.00.

Se desea calcular el valor presente con una tasa del 25%.

$$V.P. = -100,000 + \frac{40,000}{(1+.25)^1} + \frac{40,000}{(1+.25)^2} + \frac{40,000}{(1+.25)^3} + \frac{40,000}{(1+.25)^4} + \frac{20,000}{(1+.25)^5} = 14,125$$

Debido a que el valor presente es un valor positivo, se recomienda adquirir el equipo, ya que al final se obtendrá una ganancia.

Como se observa, el utilizar el valor presente neto nos define el valor en efectivo que vamos a recuperar al final, a comparación de la TIR que solo nos expresa un valor porcentual positivo o negativo.

- Relacion Beneficio-Costo

Se estiman los beneficios que se obtendrán al inyectar bacterias en un yacimiento en \$10,600,000. El sistema de recuperación mejorada se definió debido a un estudio hecho con anterioridad y al ver que las otras opciones no eran viables. Los

costos del tratamiento y de operación se estimaron en \$ 6,500,000.00. Determinar la relación beneficio costo (B/C).

Como ya vimos, la relación beneficio costo es una simple relación, de la cual observaremos que el valor resultante sea mayor a uno para decidir si el proyecto es rentable.

$$B/C = 10,600,000 / 6,500,000 = 1.63$$

Dado que el valor de B/C es mayor a uno, puede considerarse el proyecto como rentable.

5.6. Uso de Excel para aplicar indicadores económicos.

Existen varios programas especializados en llevar a cabo tareas relacionadas con los indicadores económicos. Sin duda el programa más utilizado en estos tiempos para operaciones matemáticas y como hoja de cálculo es Excel de Microsoft, tanto por su alcance como por su difusión, y aunque no es específico para el uso de indicadores económicos, es uno de los más utilizados.

De aquí en adelante todas las instrucciones y pasos a realizar serán aplicables en el programa Microsoft Excel 2010 y se denominará únicamente como Excel.

En primer lugar, debemos saber que las funciones que se utilizan como indicadores económicos están agrupadas bajo la categoría “funciones financieras” dentro de las funciones de Excel. Las funciones más utilizadas son “TIR” y “VAN”, las cuales se desarrollaron en éste capítulo.

- Cálculo de TIR en Excel (Función TIR).

Para el cálculo de la TIR primero abriremos el programa. Posteriormente se crea una tabla con dos columnas. En la primera se coloca el tiempo n de cada flujo de efectivo (el tiempo puede ser en meses, años, etc.). En la otra columna se indica el valor presente de cada flujo para el año indicado.

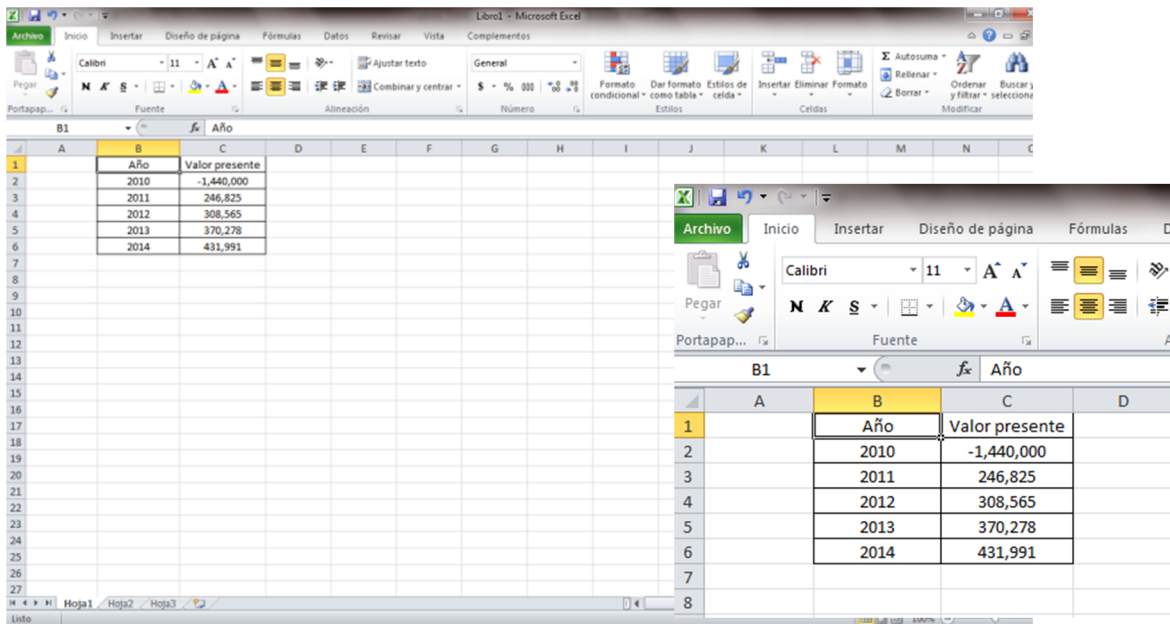


Figura 5.7. Cálculo de TIR 1.

Ahora en una celda aparte se escribe la fórmula “=TIR”, se elige la función TIR y aparece el siguiente mensaje:

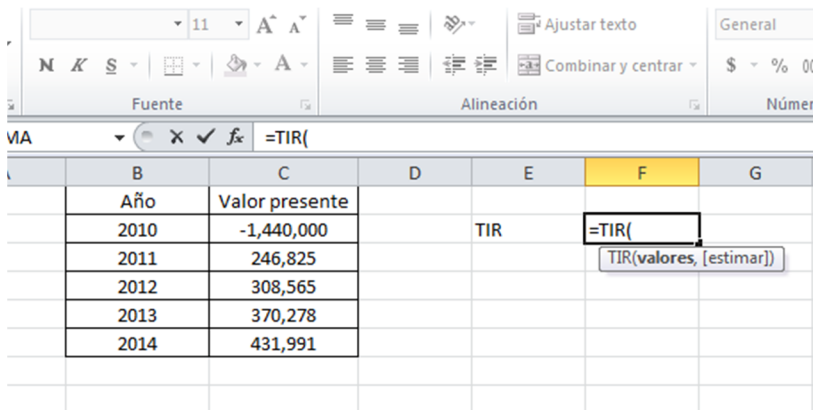


Figura 5.8. Cálculo de TIR 2.

La sintaxis de la función TIR tiene los siguientes argumentos (argumento: valor que proporciona información a una acción, un evento, un método, una propiedad, una función o un procedimiento).

Valores.- Una matriz o una referencia a celdas que contienen los números para los cuales desea calcular la tasa interna de retorno.

El argumento valores debe contener al menos un valor positivo y uno negativo para calcular la tasa interna de retorno.

TIR interpreta el orden de los flujos de caja siguiendo el orden del argumento valores. Asegúrese de escribir los valores de los pagos e ingresos en el orden correcto.

Si un argumento matricial o de referencia contiene texto, valores lógicos o celdas vacías, esos valores se pasan por alto.

Estimar.- Un número que el usuario estima que se aproximará al resultado de TIR.

Excel utiliza una técnica iterativa para el cálculo de TIR. Comenzando con el argumento estimar, TIR reitera el cálculo hasta que el resultado obtenido tenga una exactitud de 0,00001%. Si TIR no llega a un resultado después de 20 intentos, devuelve el valor de error #¡NUM!.

En la mayoría de los casos no necesita proporcionar el argumento estimar para el cálculo de TIR. Si se omite el argumento estimar, se supondrá que es 0,1 (10%).

Si TIR devuelve el valor de error #¡NUM!, o si el valor no se aproxima a su estimación, realice un nuevo intento con un valor diferente de estimar.

A	B	C	D	E	F
	Año	Valor presente			
	2010	-1,440,000		TIR	=TIR(C2:C6,5)
	2011	246,825			
	2012	308,565			
	2013	370,278			
	2014	431,991			

Figura 5.9. Cálculo de TIR 3.

Finalmente se presenta el valor de TIR.

	B	C	D	E	F
	Año	Valor presente			
	2010	-1,440,000		TIR	-2%
	2011	246,825			
	2012	308,565			
	2013	370,278			
	2014	431,991			

Figura 5.10. Cálculo de TIR 4.

- Cálculo de VPN (VNA en Excel).

En Excel la función para el cálculo del VPN se llama VNA. Esta función devuelve el valor presente neto a partir de un flujo de efectivo y de una tasa de interés. Vemos que esta función tiene un argumento más que la función para el cálculo de la TIR, la tasa de interés.

Se debe tener en cuenta, que Excel tiene en cuenta los pagos futuros como ocurridos al final de cada período, por lo que el primer valor que se indique en la matriz de pagos será actualizado a la tasa de interés que indiquemos. Por esto no se debe incluir a la inversión inicial en esta matriz, sino que la matriz debe incluir sólo los pagos futuros.

	B	C	D	E	F	G
	Año	Valor presente				
	2010	-1,440,000		TIR	-2%	
	2011	246,825		VPN	=VNA(
	2012	308,565			VNA(tasa, valor1, [valor2], ...)	
	2013	370,278				
	2014	431,991				

Figura 5.11. Cálculo de VPN 1.

La sintaxis de la función VNA tiene los siguientes argumentos (argumento: valor que proporciona información a una acción, un evento, un método, una propiedad, una función o un procedimiento).

Tasa.- La tasa de interés a lo largo de un período.

Valor1; valor2;.- Valor1 es obligatorio, los valores siguientes son opcionales.

Valor1; valor2;.- Deben tener la misma duración y ocurrir al final de cada período.

VNA usa el orden de valor1; valor2;. Para interpretar el orden de los flujos de caja. Asegúrese de escribir los valores de los pagos y de los ingresos en el orden adecuado.

Los argumentos que son celdas vacías, valores lógicos o representaciones textuales de números, valores de error o texto que no se pueden traducir a números, se pasan por alto.

Si un argumento es una matriz o una referencia, sólo se considerarán los números de esa matriz o referencia. Se pasan por alto las celdas vacías, valores lógicos, texto o valores de error de la matriz o de la referencia.

La inversión VNA comienza un período antes de la fecha del flujo de caja de valor1 y termina con el último flujo de caja de la lista. El cálculo VNA se basa en flujos de caja futuros. Si el primer flujo de caja se produce al principio del primer período, el primer valor se debe agregar al resultado VNA, que no se incluye en los argumentos valores.

Si n es el número de flujos de caja de la lista de valores, la fórmula de VNA es:

$$VNA = \sum_{i=1}^n \frac{\text{valores}_i}{(1 + \text{tasa})^i}$$

B	C	D	E	F
Año	Valor presente			
2010	-1,440,000		TIR	-2%
2011	246,825		VPN	
2012	308,565			
2013	370,278			
2014	431,991			
Datos	Descripción			
10%	Tasa anual			
-10000	Costo inicial			
3000	Rendimiento año 1			
4200	Rendimiento año 2			
6800	Rendimiento año 3			

Figura 5.12. Cálculo de VPN 2.

Se ingresa la fórmula, el primer valor es la tasa de interés, del segundo al último valor son los flujos de efectivo. Como se observa, el primer valor es separado por una coma, los otros datos son separados por dos puntos.

B	C	D	E	F
Año	Valor presente			
2010	-1,440,000		TIR	-2%
2011	246,825		VPN	<code>=VNA(B9,B10:B13)</code>
2012	308,565			
2013	370,278			
2014	431,991			
Datos	Descripción			
10%	Tasa anual			
-10000	Costo inicial			
3000	Rendimiento año 1			
4200	Rendimiento año 2			
6800	Rendimiento año 3			

Figura 5.13. Cálculo de VPN 3.

Ya ingresada la fórmula solo se da "enter" y aparece el valor presente neto de los flujos futuros con esa tasa de interés.

F3 fx =(VNA(B9,B10:B13))					
A	B	C	D	E	F
	Año	Valor presente			
	2010	-1,440,000		TIR	-2%
	2011	246,825		VPN	\$1,188.44
	2012	308,565			
	2013	370,278			
	2014	431,991			
	Datos	Descripción			
	10%	Tasa anual			
	-10000	Costo inicial			
	3000	Rendimiento año 1			
	4200	Rendimiento año 2			
	6800	Rendimiento año 3			

Figura 5.14. Cálculo de VPN 4.

Conclusiones y recomendaciones

El propósito de ésta tesis ha sido sentar las bases para tener un nuevo enfoque y desarrollo de la administración integral de yacimientos, basado en conceptos económicos aplicado a proyectos Petroleros.

El uso de la administración de yacimientos es una herramienta de suma utilidad para el manejo de la información y recursos de todo tipo ya que facilitará el trabajo, debido a la estructuración en la que se basa. Esto genera menores pérdidas de tiempo y recursos.

La administración de yacimientos es un instrumento capaz de adaptarse, por ello a pesar de ser una metodología, puede existir una forma alterna de ordenar todos los factores de un proyecto para su realización sin que el resultado se modifique de manera significativa.

En la industria petrolera, el principal factor involucrado es la remuneración económica, todos los proyectos de nuestra área, requieren de una inversión inicial fuerte. La forma de asegurar que ésta inversión sea productiva es el uso de la administración de proyectos, con la cual, se obtendrá una mejor ganancia económica en pro de la sociedad.

La sinergia, dentro de todo este compendio de ideas, debe anteponerse por encima de factores personales, ya que los resultados finales serán mucho más rápidos y de mejores consecuencias para el equipo. El trabajo en equipo es fundamental, por ello es necesario tener personal calificado y con la actitud correcta. Un modelo propuesto de equipo de trabajo es el siguiente:

- La administración funcional designa a los miembros del equipo para trabajar sobre un proyecto, con tareas específicas en mente.
- El equipo reporta al administrador del activo para este proyecto; también el equipo y administrador del activo selecciona a su líder, cuya responsabilidad es coordinar todas las actividades que mantiene informado a dicho administrador

- Los miembros del equipo preparan un plan de administración integral del yacimiento el cual define sus metas y objetivos, involucrando a todos los grupos funcionales. El plan es entonces presentado al administrador del activo, recibiendo la retroalimentación del administrador y haciendo los cambios apropiados. El plan es aprobado y publicado a todos los miembros del equipo para el desempeño de su función dentro del mismo.
- La evaluación del comportamiento de los miembros del equipo es guiada por sus cabezas funcionales, participándole al líder del equipo y administrador del activo.
- Los equipos son recompensados con un reconocimiento y un premio en efectivo al término de sus tareas. Estos proporcionan una motivación extra para que los miembros del equipo se desempeñen mejor.
- Cuando las metas del proyecto cambian (de desarrollo primero a procesos secundarios), la composición del equipo también cambia, al incluir miembros con la experiencia requerida.

Estos también proporcionan una oportunidad de cambiar a los miembros del equipo. La autorización de los gastos por proyecto son inicialmente propuestos por los miembros del equipo. Sin embargo, el supervisor de operaciones de ingeniería y/o el administrador del activo, tiene la autoridad final de ratificar la aprobación.

En conjunto con la administración de yacimientos, se debe tener en cuenta la importancia que tienen los indicadores económicos. Éstos nos mostrarán si el proyecto realizado es viable económicamente y si se puede llevar a cabo.

Otra de las funciones de los indicadores económicos, es indicar en que parte temporal de nuestro proyecto podemos realizar cambios para que este sea rentable, esto en el caso del valor presente.

En el caso del valor presente, la ventaja que tiene sobre la TIR y la relación beneficio costo, es la representación del valor económico real, esto facilita a decidir entre varios proyectos sin tener que descifrar este valor de los otros indicadores, por ello que para nosotros parece la mejor opción para decidir entre dichas aspiraciones.

Las recomendaciones que planteamos son las siguientes:

- Para realizar una buena administración del yacimiento, es necesario que los datos obtenidos para los estudios previos y durante el desarrollo de dicha administración sean confiables, esto nos acercara más a un mejor resultado en todos los aspectos.
- El uso de Microsoft Excel nos facilitará los resultados en tiempo y forma, por ello, su uso hará pronta la toma de decisiones para la aplicación dentro del proyecto.
- La actualización es un punto importante dentro de todo el proceso de administración, el cual no debe estancarse, es necesaria la actualización periódica para agregar datos nuevos que puedan cambiar la visión del proyecto.
- La combinación de décadas de conocimiento de la industria petrolera y el profundo compromiso por una inversión continua en la investigación, hacen posible la base para impulsar el desarrollo y la especialización de actividades susceptibles a generar tecnología que permita optimizar la explotación de los hidrocarburos, que garanticen el futuro de la industria petrolera.
- Con el fin de observar la aplicación del proceso de administración integral de yacimientos, se presenta un panorama general de dicha metodología aplicado en un campo petrolero de nuestro país, un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado.

6.1. Caso de Estudio.

Antecedentes.

El área de levantamiento de campo se encuentra aproximadamente a 127 km. al noroeste de la Ciudad del Carmen, Campeche.

El sitio propuesto para TEKEL – 1 se encuentra en las coordenadas (utm, zona 15). Los tirantes de agua en el área TEKEL-1 varían desde aproximadamente 113 m. en la cima de un afloramiento, en la esquina sureste del área hasta 130 m. en la esquina noroeste con una pendiente regional hacia el oeste de aproximadamente 0.3 por ciento (0-2 grados). El fondo marino es irregular en todas partes del área de estudio debido a la presencia de afloramientos de roca y

depresiones. Los afloramientos están distribuidos de manera aleatoria a través del área.

La trampa es estructural y se define como anticlinal alargado orientado NW – SE limitado en 3 direcciones por falla inversa y solo hacia el NW cierra por buzamiento. La roca almacén está representada, en la parte superior, por brechas calcáreas dolomitizadas, depositadas en facies de talud y en la parte inferior, calizas fracturadas del mar abierto del Cretácico.

El pozo Ayatsil – 1. (Brecha 5007 m.) Se perforó con el objetivo de encontrar acumulación comercial de hidrocarburos en las rocas del Cretácico, localizándose a 1032.5 m. al S 73°10'37".55" W del pozo Phop – 1 a 11.28 km. al S 76°16'31'31.36" E del pozo Ayatsil – 1 a 9.37 km. al N 80°49'57.8"W el pozo Maloob – 103 y a 16.55 km. al N 39°53'39.65" W del pozo Ku – 101.

Estructuralmente este pozo se encuentra hacia la culminación de una estructura anticlinal orientada NE – SW. Resultando para el nivel de la brecha más bajo 710m, 250 m. y 1148 m. que los Pozos Phop – 1, Maloob – 103 y Tson DL – 1 respectivamente, durante la perforación se observaron manifestaciones de hidrocarburos en rocas del Reciente Pleistoceno la etapa del Cretácico se perforó en su segundo agujero con lodo de 0.95 gr/cm^3 sin observar manifestaciones con pérdida parcial de circulación.

Para la Caracterización del yacimiento es fundamental el conocimiento de los siguientes aspectos:

- El modelo geológico regional, que incluye el estilo estructural y el modelo estratigráfico sedimentológico.
- El modelo del yacimiento o el sistema poroso, es decir, la calidad de la roca almacén como resultado de la diagénesis y su efecto en las propiedades petrofísicas de las rocas.
- Las propiedades petrofísicas de las rocas a partir de los registros geofísicos, mismas que son calibradas con el modelo de presión capilar (análisis de núcleos), de donde se obtienen espesores, porosidad, permeabilidad, volumen de hidrocarburos y las propiedades mecánicas de las rocas.
- La trampa definida mediante la interpretación sísmica, donde se obtiene la geometría, volumen, fracturas y la naturaleza de los esfuerzos que intervienen en su formación.

Modelo estratigráfico.

La estratigrafía es importante para identificar el tipo de roca que se caracteriza. En el caso de nuestra tesis nuestra estratigrafía debe ser regional para el golfo de México. Ya que es la de mayor interés económico. Figura 6.1 jurásico superior Oxfordiano.- las rocas del oxfordiano (grupo Ek-Balam, Ángeles – Aquino, 1996), están representada por areniscas y lutitas bentoníticas que gradúan hacia la cima areniscas calcáreas y limolitas con anhidrita. Los espesores típicos encontrados en el Complejo Cantarell son promedio entre 450 m.

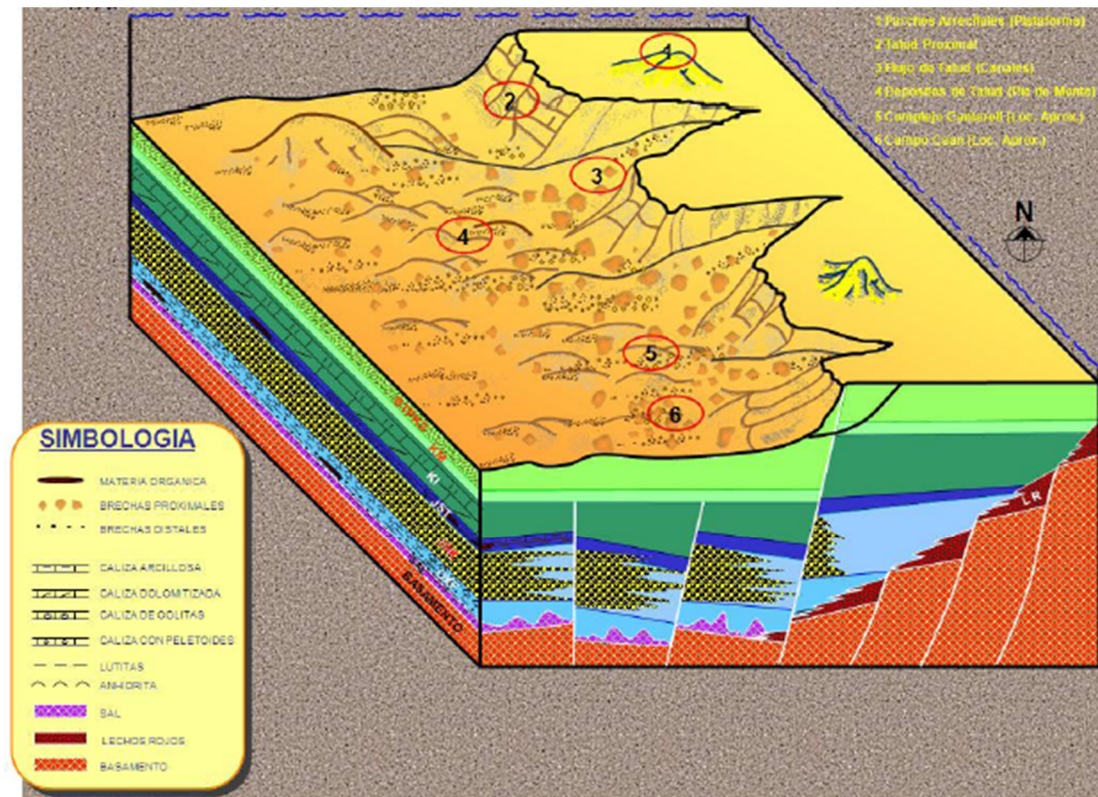


Figura 6.1. Modelo geológico regional de la brecha productora de la zona de Campeche.

Jurásico Superior Kimmeridgiano. Las rocas de kimmeridgiano (grupo Ek-Balam, Ángeles – Aquino, 1996), están representadas en la porción inferior por limolitas y lutitas con escasas intercalaciones de caliza, son propias de ambiente de aguas de poca profundidad. Los espesores promedios son de 500 m.

Jurásico Superior Titoniano. Las rocas de Titoniano (formación Edzna, Ángeles – Aquino, 1996), están representadas en el área por dolomías o arcillosas de color oscuro y lutitas con abundante contenido de materia orgánica; esta se depositaron en un ambiente de mar abierto de acuerdo con sus características se consideran como rocas generadoras de hidrocarburos. Estas rocas representan

excelentes microfósiles índice. Los espesores típicos en el Complejo son de 140 m.

Cretácico inferior. Corresponde a una caliza dolomitizada microcristalina a criptocristalina depositada en un ambiente de mar abierto, a pesar de la dolomitización se lograron identificar algunos microfósiles pertenecientes a esta edad en los yacimientos del Complejo. Los espesores son muy variables oscilando entre 180 m hasta casi 600 m, esto fue debido a la reactivación de algunas fallas y basculamiento de algunos bloques durante el depósito.

Cretácico Medio. Sobre los sedimentos del Cretácico Inferior, descansa un cuerpo de rocas carbonatadas depositadas en un ambiente de mar abierto, la edad es válida por microfósiles planctónicos y el Cretácico Inferior está constituido por calizas dolomitizadas que abarca hasta la porción occidental de la estructura y por calizas en algunas áreas. Los espesores típicos de esta formación son muy uniformes de 130 m. aproximadamente brecha terciaria.

Paleoceno - Cretácico Superior. La parte superior está constituida por fragmentos mudstone – wackstone dolomítico, crema claro a gris claro de aspecto brechoíde cementado por un lado calcáneo bentonítico microcristalino con pirita diseminada, fracturamiento caótico y cavidades de disolución, presentan algunas fracturas selladas por dolomitas arcillosas.

La porosidad primaria es de tipo intercristalina, y la secundaria es de fracturas y cavidades de disolución de 10 a 15 %.

La parte media de esta formación está constituida por dolomía color crema y café claro, microcristalina en partes de cristalizada con pirita diseminada, fracturas y microcavidades de disolución.

La parte inferior está constituida por una brecha calcárea dolomitizada de colapso de color crema claro y café claro constituida por fragmentos angulosos de mudstone, wackstone y packstone de bioclóstos e intraclástos, así como por fragmentos de dolomía. Los espesores típicos de esta unidad son de 280 m.

Paleoceno Inferior. Sobre las rocas carbonatas del mesozoico descansan discordantemente las primeras rocas del terciario, representadas por una brecha constituida en su mayor parte por fragmentos muy pequeños de dos a tres cm. de caliza dolomitizada en menor porcentaje de fragmentos de calizas de plataforma del Cretácico Medio y Superior.

Paleoceno Superior.- están formadas por sedimentos terrígenos, lutitas con intercalaciones de caliza, en estos depósitos sobresale el contenido de

sedimentos bentoníticos producto de la alteración de sedimentos volcánicos provenientes de la intensa actividad volcánica que hay en el continente.

Modelo petrofísico.

La evaluación petrofísica del campo se llevó a cabo en cinco etapas:

1. Disponibilidad de la información.

Se obtuvieron curvas básicas de potencial natural, rayos gamma, resistividad, sísmico, densidad y neutrón, en los intervalos en donde dichas curvas presentaron baja calidad o no se obtuvieron, se tomaron datos de núcleos en esos intervalos, de las pruebas de producción y de los pozos vecinos.

2. Verificación de la litología.

Se observaron tendencias de calizas, dolomías y una mezcla arcillosa de ambas, que varían con la profundidad en cada pozo. Este reconocimiento se realizó a efecto de tener una idea de las formaciones presentes y calibrar la litología que se obtuvo de los pozos, con la litología que se describió en las muestras de canal y los núcleos.

3. Cálculo de parámetros petrofísicos mediante graficas cruzadas.

Parámetros como resistividad del agua de formación son calculados mediante una gráfica cruzada de resistividad-porosidad, empleando valores de factor de formación, m (exponente de cementación), n (exponente de saturación), a (factor de tortuosidad), resistividad de la formación, porosidad obtenida de registro neutrón-densidad etc.

4. Correcciones ambientales.

Las correcciones ambientales se realizaron en los pozos que se evaluaron y están en función del tipo de herramienta que se utilizó en cada uno de ellos. Las correcciones generales se efectúan donde el software lo solicita y está en función de la información disponible.

Correcciones al registro de rayos gamma con la finalidad de obtener el verdadero valor de la radioactividad natural, se deben corregir las deflexiones de la curva por

excentricidad del detector dentro del pozo, diámetro del agujero, diámetro de la herramienta y densidad del lodo.

Correcciones al registro de resistividad para la distancia de la sonda a la pared del pozo, la densidad del lodo, diámetro del agujero y salinidad de la formación. No se hicieron correcciones por efecto de invasión, debido a que la curva de resistividad profunda muestra efectos moderados de invasión.

Correcciones al registro de densidad debido a que la herramienta contiene un patín sensible a la geometría del agujero, las correcciones para este registro incluyen los efectos de revoque y rugosidad.

5. Cálculo de la curva de temperatura y el volumen de arcilla.

La curva de temperatura se calculó en cada uno de los pozos utilizando la temperatura de fondo (T_f) y la temperatura de superficie (T_s). El cálculo del volumen de arcilla se llevó a cabo en los pozos que se involucraron en la interpretación empleando los datos de rayos gamma, el cual es un indicador de arcillosidad.

Modelo estructural.

La aplicación de la geología estructural, permite describir el tipo de trampa donde se acumula la mayor cantidad de hidrocarburos, además de ser una base importante en la evaluación petrofísica y por consiguiente en la discretización de la porosidad en los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

La dinámica que conlleva a la formación de las trampas estructurales que constituyen los grandes yacimientos de la sonda de Campeche se sintetiza en tres estilos estructurales desarrollados cronológicamente en tres etapas.

La primera etapa se llevó a cabo durante el pre-jurásico hasta el jurásico superior, está caracterizada por esfuerzos distensivos, como consecuencia de la apertura del Golfo generando bloques escalonados que giraron en sentido paralelo al bloque de Yucatán, dando lugar a fallas normales escalonadas sensiblemente verticales que afectan los niveles estratigráficos más bajos incluyendo la sal y el

basamento. Dichos bloques escalonados fueron rellenados posteriormente por sedimentos más recientes producto de la erosión de las rocas preexistentes.

La segunda etapa se llevó a cabo durante el cretácico, está caracterizada por esfuerzos compresivos que alabearon estos bloques plegando los sedimentos alojados entre los bloques reinyectando la sal a niveles superiores. Como consecuencia de estos movimientos las rocas plegadas fueron erosionadas de la plataforma de Yucatán subacuáticamente, flujos de detritos y abanicos submarinos que dieron lugar a la formación de Brechas carbonatadas que se acumularon en las zonas de talud desarrolladas por estos bloques escalonados en la porción oriental de la Sonda de Campeche.

La tercera etapa se llevó a cabo entre el Mioceno Inferior y el Oligoceno Superior. Está caracterizada por un movimiento transgresivo consecuencia del evento Chiapaneco que dio como resultado el plegamiento de toda la secuencia sedimentaria y reinyectando la sal a niveles superiores, generando fallas transcurrentes que a su vez ocasionaron grandes cabalgamientos como los observados en el bloque Sihil y en los campos Ku-Maloob-Zap en la porción oriental de la región Marina.

Modelo geológico.

La validación del modelo geológico es muy dinámica y se realizan a medida de que cada uno de los modelos estratigráfico, estructural, sedimentológico y petrofísico se integran a la caracterización geológica del yacimiento. El hecho de mantener una sinergia o apoyo constante durante la interpretación de cada modelo, se realizan los ajustes que sean necesarios, que garanticen un modelo geológico funcional para que de ésta manera la incertidumbre sea mínima.

Se debe determinar la mejor interpretación que se ajuste a los modelos previamente interpretados. El modelo geológico de un yacimiento debe estar acorde a los comportamientos de producción de dicho yacimiento y debe dar respuestas a todos los cambios ocurridos a lo largo de la explotación del mismo.

El marco geológico regional de la zona marina del Golfo de México está compuesto por elementos sobre los cuales ocurrieron diferentes eventos

sedimentarios, estratigráficos y estructurales relacionados con la apertura del Golfo de México, también llamadas provincias morfoestructurales, que son:

- La plataforma de Yucatán
- Pilar Akal
- Fosa de Macuspana
- Fosa de Comalcalco
- Planicie de Domos Salinos
- Macizo de Chiapas

La secuencia sedimentaria está representada principalmente por rocas terrígenas en el terciario y por rocas carbonatadas en el Mesozoico, mención aparte merece la sal que constituye el depósito más antiguo de la sonda de Campeche.

Las rocas terrígenas son principalmente lutitas que empaquetan cuerpos delgados de arenas. Es notable la presencia de bentonitas en toda la secuencia sedimentaria, principalmente en la columna terciaria donde se encuentran formando parte tanto de lutitas como de las arenas; a la que, traída durante el depósito por corrientes eólicas y acuáticas se le considera una de las principales fuentes de aporte de silicio y magnesio.

Los lodos calcáreos están integrados al depósito como resultado de la erosión de la Plataforma de Yucatán, constituyendo delgadas capas o cementando las rocas terrígenas.

La plataforma de Yucatán y el Macizo de Chiapas, sobre las cuales ocurrieron diferentes eventos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales relacionados con la distensión del Golfo de México (Figura 6.2), son las principales zonas que suministran material a las cuencas.

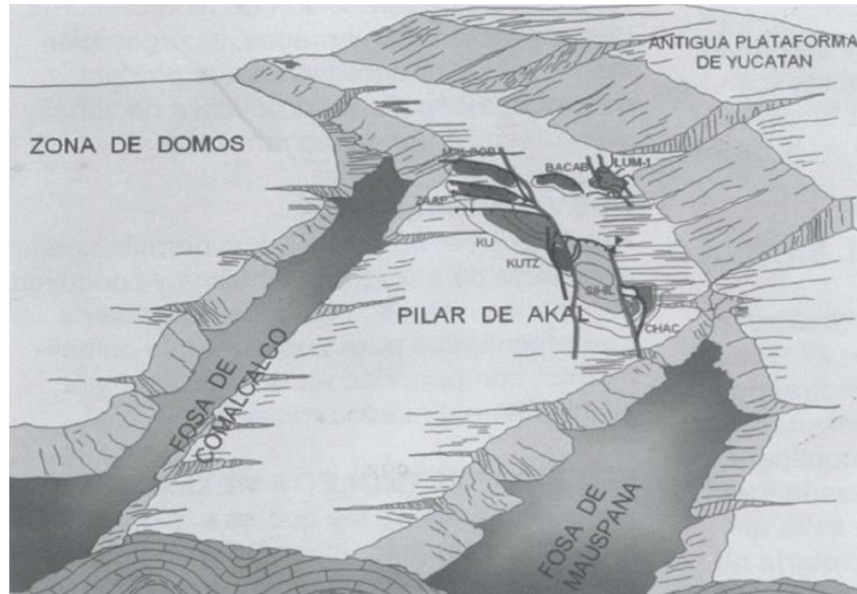


Figura 6.2. Provincias morfoestructurales en que se divide la Sonda de Campeche.

El pilar Akal posee aproximadamente más de 100 campos con volúmenes originales en promedio de 600 mil millones de barriles (con aceites ligeros de 45 °API a extrapesados de 8 °API). Los factores de recuperación oscilan entre el 15 y el 40%.

El pilar de Akal es considerado como la mayor área de oportunidad, debido a que sólo se han desarrollado las trampas visibles para la tecnología convencional, pero existen un gran número de trampas que no han sido consideradas.

Desde los inicios del Jurásico, hacia el oriente de la Sonda de Campeche se tuvo la presencia de una plataforma (Plataforma de Yucatán) al oriente y un continente (Macizo de Chiapas) al sureste. Estos elementos constituyeron la fuente de aporte de los sedimentos depositados durante el Mesozoico tardío y todo el terciario en la Sonda de Campeche.

Como culminación del ciclo tectónico durante el Mioceno-Plioceno, ocurrieron esfuerzos distensivos que dieron lugar a un sistema de fallas que delimitan la continuidad hacia el mar de las cuencas de Macuspana y Comalcalco. (Figura 6.3)

Esto generó una topografía muy irregular que condicionó los depósitos que constituyen los yacimientos del Terciario tardío. Dicha topografía dio lugar a la clasificación de la Sonda de Campeche y a las seis provincias morfoestructurales.

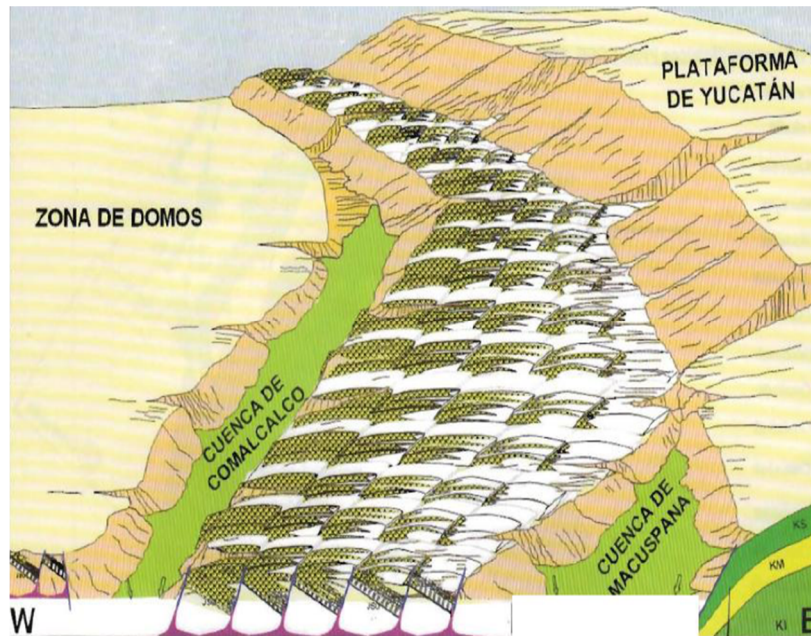


Figura 6.3. Provincias morfoestructurales en que se divide la Sonda de Campeche.

Modelo de simulación.

La malla de simulación se construyó de la siguiente manera:

- a) Los límites areales del yacimiento se definieron por medio de los datos sísmicos, particularmente las fallas.
- b) El mapa de la cima del yacimiento se utilizó para definir su forma estructural y el número de capas a utilizarse en el modelo numérico definido por las propiedades de la roca de la formación.
- c) Con la información obtenida en los incisos anteriores, se procedió a discretizar el modelo numérico en forma areal (división en bloques), en 20 bloques en la dirección X y 50 bloques en la dirección Y.
- d) La discretización vertical (división en capas) del modelo se hizo tomando en cuenta la subdivisión del yacimiento en cuatro unidades de flujo. Por lo tanto, las dimensiones de la malla de simulación son de 20 x 50 x 4 para un total de 4,000 bloques.

El modelo de simulación considera el análisis PVT composicional de los fluidos, el modelo estático y el modelo dinámico. Inicialmente se analizó la caracterización de los fluidos del pozo en estudio.

En cuanto a la caracterización del fluido, es importante mencionar que las muestras que se emplearon en el análisis de laboratorio fueron tomadas en superficie y posteriormente recombinadas para obtener la composición original del fluido en el yacimiento. La Figura. 6.4., muestra el diagrama de fases para el fluido del pozo. Dado que la presión inicial y temperatura del yacimiento se encuentran entre el punto crítico y la cricondenterma, se confirma que se trata de un yacimiento de gas y condensado. Se observa, que para una temperatura del yacimiento de 182° C y partiendo de una presión inicial de 666 kg/cm², se interseca en la envolvente una presión de rocío de 350 kg/cm², la cual coincide con el dato medido en el laboratorio. De acuerdo a las curvas de calidad, el volumen de líquido que se quedará en el yacimiento al término de la explotación será del orden del 15% si la composición no varía en gran medida.

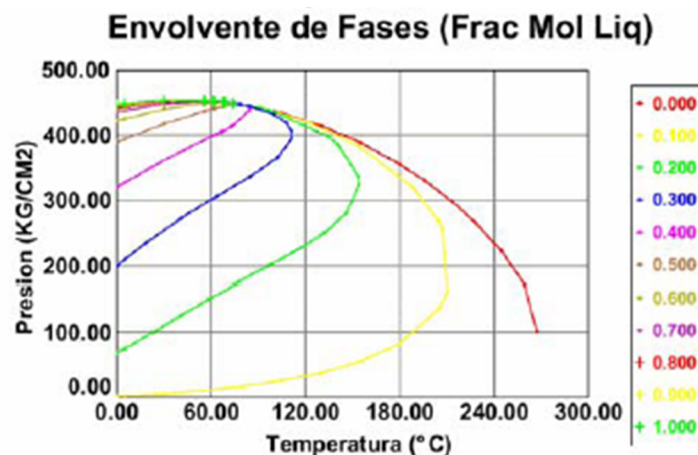


Figura 6.4. Diagrama de fases para el fluido del pozo.

Posterior a la caracterización del fluido, se cargó el modelo estático en el simulador. Inicialmente se importaron los mapas de cimas y bases del yacimiento, considerando la cima del cretácico medio como la cima del yacimiento y la cima del cretácico inferior como la base del yacimiento, quedando esta como límite vertical convencional dado que no pudo determinarse la profundidad del contacto

agua-gas en el pozo. La distribución de las propiedades estáticas se realizó basada en las cuatro unidades de flujo definidas por el modelo estratigráfico.

La permeabilidad y los parámetros del modelo de doble porosidad fueron obtenidos de la prueba de presión obtenida del pozo. A partir de dichos valores y considerando un modelo cúbico del bloque de matriz, se calculó la porosidad de las fracturas. La permeabilidad de la matriz fue tomada de los datos de la simulación del campo vecino.

Finalmente, tratando de ajustar el comportamiento de los campos conocidos en el área, se diseñó un acuífero no muy potente que permitiera simular la presencia del mismo. Por analogía con campos vecinos y considerando el sistema de esfuerzos máximos, se llegó a la conclusión que el acuífero actuaría en la dirección este-oeste. Este fue considerado a partir de un modelo analítico, con sus respectivas tablas de tiempo y presión adimensional. Se tomaron las mismas propiedades petrofísicas del yacimiento para el acuífero.

En resumen, el modelo de inicialización se elaboró con las características principales siguientes:

- Modelo de doble porosidad.
- 4 unidades de flujo (estratos).
- Malla de simulación de 20 x 50 x 4 (ancho, largo, alto).
- Se consideró el contacto gas-agua como la base del cretácico medio (5759.5 m).
- Presión inicial del yacimiento de 666 kg/cm².
- Para las fracturas, se consideró un comportamiento lineal para la permeabilidad relativa y presión capilar cero.
- Los valores de tamaño de bloque de matriz y porosidad de fractura se estimaron a partir de la prueba de incremento de presión tomada al pozo.
- Se consideró un arreglo cúbico del bloque de matriz con una longitud de 11.77 pies.
- La porosidad de fractura oscila entre 1.04 % y 2.6%.
- Permeabilidad de matriz equivalente a la del campo vecino (0.1 md).
- La permeabilidad efectiva del sistema se calculó de 6.22 md.

- Los pozos se terminan en la capa superior del Cretácico Medio.

Los escenarios de explotación simulados presentan las características siguientes:

- Período de predicción de 15 años.
- Explotación del yacimiento con 7, 10 y 14 pozos de desarrollo.
- Para cada número de pozos se consideró escenarios de producción de gas de 8 MMPCD, plataforma de 50 MMPCD y gasto máximo de gas (16.8 MMPCD/pozo).
- Los valores de reserva de gas y condensado se obtuvieron de un escenario de producción a condiciones límites (50 años).
- Presión mínima en la cabeza del pozo de 135 kg/cm².
- Explotación de los pozos con tubería de producción de 3 ½”.

Pronósticos de producción de gas y condensado.

Como se ha comentado es muy importante establecer el número y la posición óptima de los pozos en el yacimiento, la cual permita determinar el mejor escenario de explotación. Para tal efecto, se establecieron tres diferentes escenarios en función del número de pozos. En las Figuras 6.5, 6.6 y 6.7, se muestra el comportamiento futuro de la producción de gas y condensado, así como la presión media para diferentes escenarios de explotación.

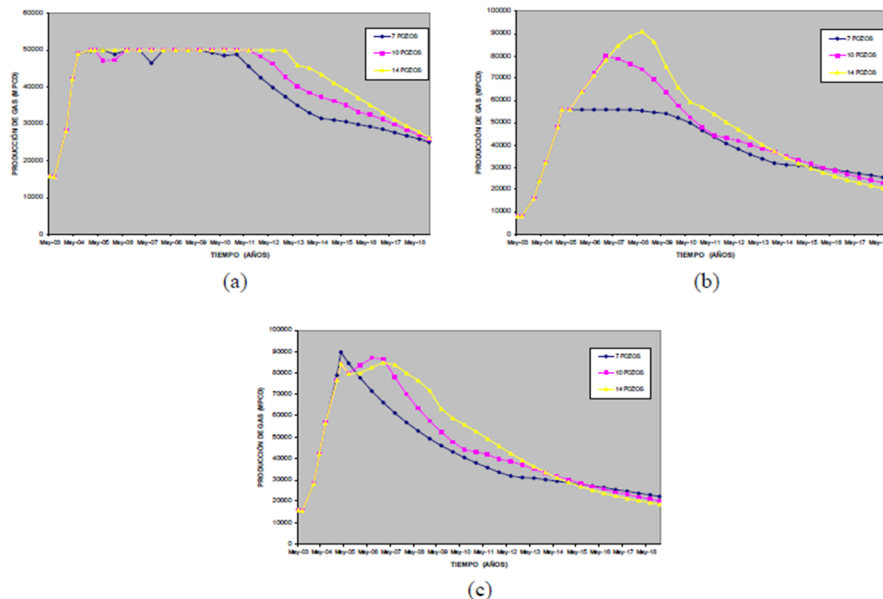


Figura 6.5. Pronóstico de producción de gas, (a) con gasto de 50 MMPCD por pozo, (b) con gasto de 8 MMPCD, (c) con gasto máximo por pozo.

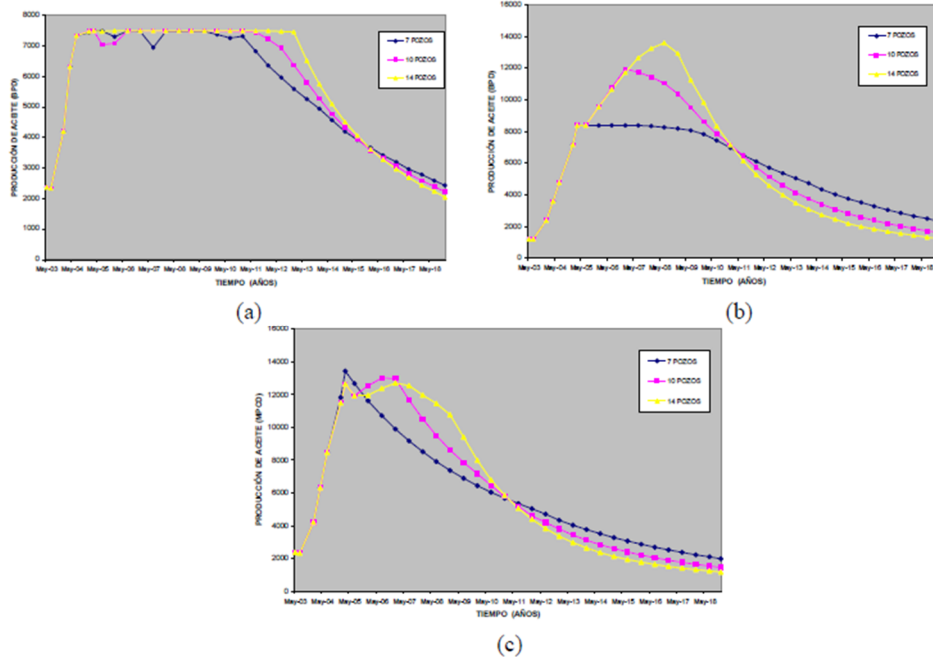


Figura 6.6. Pronóstico de producción de aceite, (a) con gasto de 50 MMPCD por pozo, (b) con gasto de 8 MMPCD, (c) con gasto máximo por pozo.

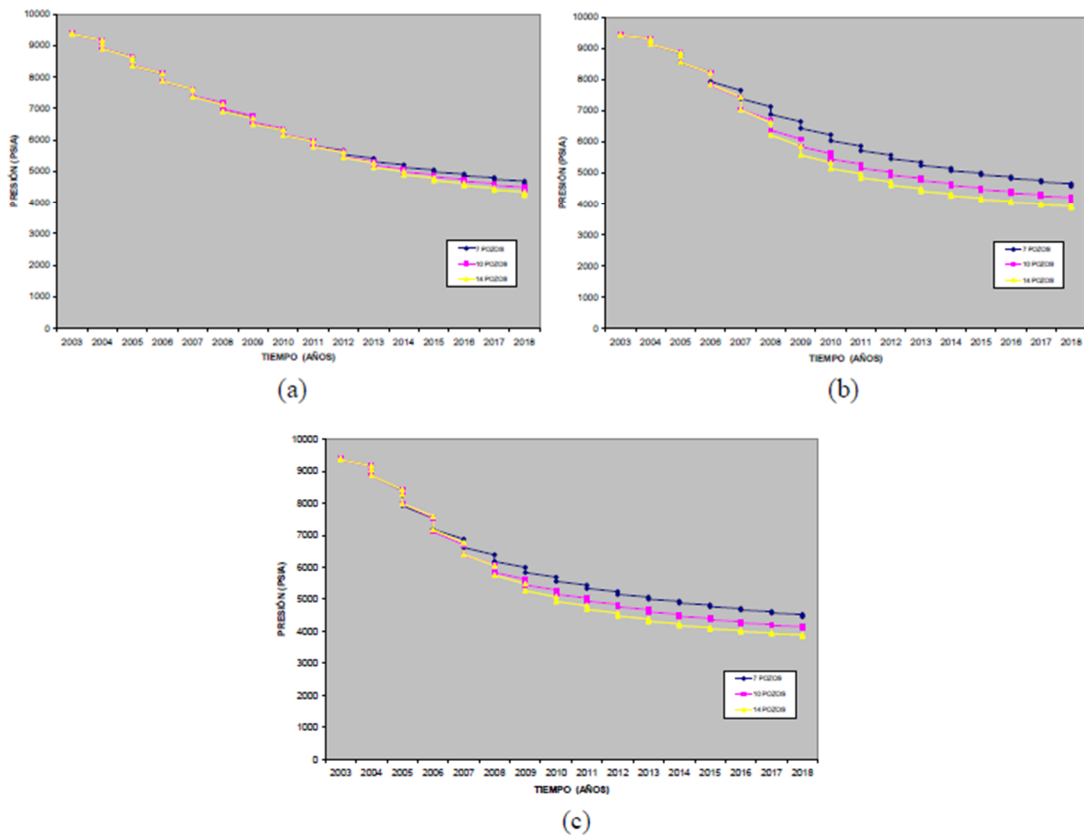


Figura 6.7. Presión del yacimiento, (a) considerando un gasto de 50 MMPCD por pozo, (b) considerando un gasto de 8 MMPCD, (c) considerando un gasto máximo por pozo.

Para determinar el mejor escenario de producción, esto estará en función de los resultados de la evaluación económica.

Diseño y costos de la infraestructura de explotación.

Tradicionalmente PEMEX Exploración y Producción (PEP), ha diseñado y construido instalaciones de explotación, en las que no se ha aprovechado la energía aportada por los yacimientos de alta presión, lo que ha originado un uso excesivo de sistemas de control y equipos dinámicos para disminuir la presión de los pozos, con objeto de procesar los hidrocarburos separados dentro de las instalaciones, y posteriormente, volver a incrementarla para el transporte de los mismos hasta los puntos de venta.

Aunado a esto, los procesos utilizados para el manejo del gas separado no han sido muy eficientes, por lo que se tienen problemas de condensación de líquidos durante su transporte, provocando disminución de área efectiva de flujo en los ductos y altos costos de operación y mantenimiento por concepto de inhibidores de corrosión y corridas de diablos de limpieza para el mantenimiento.

De acuerdo a la ubicación geográfica del campo y considerando la perforación de pozos terrestres y marinos, la infraestructura de explotación deberá considerar:

- Batería de separación para recibir, procesar y separar las diferentes fases de fluidos aportados por los pozos del campo Costero,
- Un octápodo de perforación–producción (incluye sistema de separación trifásica de medición) y un oleogasoducto de 3 km hasta la batería Costero, para la recolección y transporte de la producción de los pozos marinos.
- Líneas de descarga de 1.5 km cada una, para transportar la producción de los pozos terrestres hasta la batería.
- Gasoducto de 45 km, de batería a las instalaciones de producción para el transporte del gas separado.
- Oleoducto de 33.5 km, de batería a las instalaciones para el transporte del aceite separado.

Evaluación económica.

Las metas físicas con las cuales se llevó a cabo este proyecto, son las que se muestran en las Tablas 6.2 y 6.3.

PROGRAMA	AÑOS			TOTAL
	2008	2009	2010	
Perforación de pozos		3	3	6
Terminación de pozos		3	3	6
Reparación mayor	1		1	1
Líneas de descarga		2		2
Sistema de separación y medición			1	1

Tabla 6.1. Metas físicas del campo.

PROGRAMA	AÑOS			TOTAL
	2008	2009	2010	
Desarrollo de campos	9.0	433.2	230.2	672.4
Intervenciones mayores a pozos	5.0		22.1	27.1
Instalaciones comunes de producción		5.8	15.4	21.1
TOTAL	14.0		267.7	720.6

Tabla 6.3.- Inversiones en millones de pesos del campo.

El perfil de producción incremental del campo es el que se muestra a continuación (Figura 6.8)

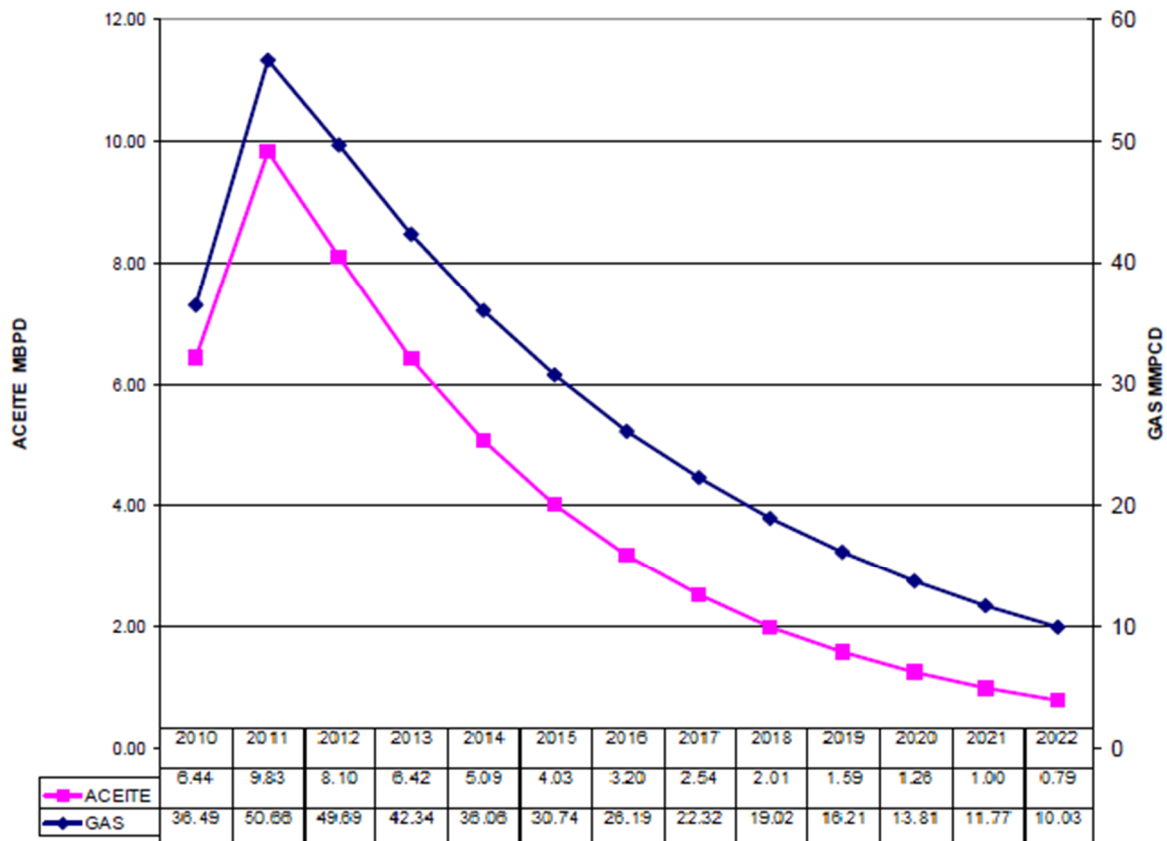


Figura 6.8. Perfil de producción del campo.

Mediante el análisis económico realizado se obtuvieron los indicadores económicos mostrados en la Tabla 6.4.

Valor presente neto (pesos)	2543.4
Tasa interna de retorno (%)	112.9
Periodo de recuperación (años)	4
Relación beneficio costo (pesos/pesos)	2.7
Costo de producción (Dls/Barril)	5.25

Tabla 6.4.- Indicadores económicos del Campo.

El proyecto se documentó en el año 2010 bajo las siguientes premisas:

- Evaluado a precios del 2010.
- Las premisas económicas corresponden al ciclo de planeación 2010-2011,

- El costo promedio de las perforaciones se consideró de 112 millones de pesos y la reparación de 27.1 millones de pesos, mientras que la infraestructura requería de 21.1 millones para las líneas de descarga y el sistema de separación.
- La producción máxima se consideró en el 2011 con 56.7 MMPCD, iniciado en el 2010.

Con el fin de establecer la mejor alternativa del desarrollo del proyecto, tanto técnica como económicamente, se procede a realizar una evaluación económica de los tres escenarios principales de producción de gas, provenientes del modelo dinámico del yacimiento con sus respectivas inversiones, costos asociados, número de pozos e infraestructura propuesta para la explotación del campo. (Figura 6.9).

		Numero de pozos	Inversión MMPesos	Producción MMMPC
Escenario 1 Plataforma de Producción de 50 MMPCD	→	7	2,206	199.5
	→	10	2,964	209.9
	→	14	4,044	218.1
Escenario 2 Plataforma de Producción de 8 MMPCD por pozo	→	7	2,349	201.1
	→	10	3,107	243.7
	→	14	4,187	262.2
Escenario 3 Máxima Producción	→	7	2,349	216.6
	→	10	3,107	233.6
	→	14	4,187	255.0

Figura 6.9. Escenarios posibles del campo.

La evaluación económica fue realizada considerando las inversiones y beneficios de producción, utilizando los precios de los hidrocarburos vigentes del estudio de mercado preparado por PEMEX en 2010. Los factores de costos de operación y mantenimiento y transporte, así como el tipo de cambio y la tasa de descuento corresponden a las premisas establecidas para el ciclo de planeación 2009-2010.

Los datos anteriores son elementos necesarios para realizar el análisis económico y el desarrollo del campo. Estos datos son supuestos para éste ejercicio y no son representativos del mismo, su uso es solo para ejemplificar una forma de realizar un proceso de administración de proyectos y el análisis económico, los cuales nos

van a permitir elegir entre varias opciones la que más beneficios nos proporcione el yacimiento.

Conclusiones y recomendaciones para el desarrollo del campo.

Las principales conclusiones de este estudio son las siguientes:

- Los procesos diagenéticos son un factor de suma importancia para el riesgo en la roca almacén, a lo largo de toda la estructura.
- Debido a que son yacimientos de gas a condiciones iniciales de presión y temperatura, se utilizaron valores de corte de 1% en la porosidad, un valor de volumen de arcilla de 40% y una saturación de agua de 50%. El contacto gas-agua se consideró a la profundidad de 5 780 mbmr.
- Las 4 unidades de flujo que se utilizaron en la simulación numérica, se obtuvieron analizando cuidadosamente las curvas de resistividad, densidad y las características petrofísicas de los cuerpos de los yacimientos, apoyándose en los núcleos obtenidos.
- De acuerdo al análisis PVT composicional, se trata de un yacimiento de gas y condensado.
- Los volúmenes originales de hidrocarburos calculados en la inicialización del modelo, coinciden con los reportados oficialmente de acuerdo a los resultados de la simulación. Entre 7 y 10 pozos, se encuentra el número óptimo de pozos que permite el mayor volumen incremental de hidrocarburos por pozo.

Del análisis económico se puede concluir:

- El proyecto es rentable en cualquiera de los escenarios considerados y el análisis de sensibilidad le da un margen amplio tanto en inversión, volumen y precio.
- La producción recuperada en cualquier escenario es del 40 al 50 por ciento de la reserva 2P que es de 109.6 MMBPCE.
- El escenario 2, con 10 pozos tiene como indicadores:
$$\text{VPN} = 3,474 \text{ MMPesos}, \text{ TIR} = 42.3\%$$
- El escenario 1, con 7 pozos tiene las siguientes indicadores:
$$\text{VPN} = 2,890 \text{ MMPesos}, \text{ TIR} = 39.0\%$$

- Los escenarios que se consideran apropiados son los que corresponden al de 7 pozos con una plataforma de 50 MMPCD y al de 10 pozos si la producción por pozo se mantiene en 8 MMPCD.
- El escenario que más se ajusta al monto en autorización es el escenario 1 con 7 pozos si se considera la inversión en valor presente. Bajo la premisa que se autoriza el incremento por cambio de monto y alcance.
- La recuperación de producción es del 40%.
- El VPN es superior al originalmente planteado.
- El análisis de sensibilidad muestra que una disminución en el precio de 50% sigue siendo rentable.
- Este escenario da flexibilidad, al poder reconsiderar posteriormente la perforación de más pozos, en función a los resultados.
- Una optimización de costos de perforación permitiría considerar un número mayor de pozos si así fuera necesario.

La aplicación de tecnología en las etapas de planeación de la perforación, juega un papel determinante en la detección de áreas de oportunidad que optimicen las operaciones, obteniéndose como resultado una reducción de los tiempos y costos de intervención.

El trabajo en equipo de las diferentes disciplinas que integran un proyecto de esta magnitud (geología, geofísica, yacimientos, perforación, producción e infraestructura), da como resultado un alto valor agregado a la planeación y evaluación de los proyectos de inversión.

Las recomendaciones que se dan como resultado del presente estudio son las siguientes:

- Aplicar esta metodología para el diseño y análisis de construcción de pozos en los proyectos de inversión similares al proyecto del Campo.
- Realizar análisis de secuencias estratigráficas integrados, a fin de vincular los cambios del nivel eustático del mar en este campo, con los que se tienen registrados en el Golfo de México.

- Cortar el mayor número posible de núcleos en las unidades de flujo más importantes, con el propósito de elaborar modelos sedimentarios y petrofísicos más precisos que permitan simulaciones dinámicas confiables y consecuentemente, maximizar el valor económico de nuestras reservas.
- Tomar registros de imágenes para definir la distribución de las fracturas dentro del yacimiento.
- Tomar registros a efecto de mejorar las evaluaciones, principalmente los de densidad y neutrón compensado, que son los que nos permiten detectar zonas de gas (efecto crossover). Así como tener la posibilidad de detectar fracturas mediante registros del tipo: Resistividad (separación entre curvas de esférico enfocado y lateral), Litodensidad (alta actividad delta rho y alta lectura de absorción fotoeléctrica), Sónico (disminución de la energía de cizalla), y Calibración (ovalidad del agujero).
- Adquirir sísmica 3D de alta resolución que cumpla con los requisitos para llevar a cabo las caracterizaciones geológicas.
- Es conveniente analizar el costo de los pozos, ya que se incrementaron de manera importante respecto al planteamiento original

Durante la perforación de los pozos se recomienda el uso de tecnología de análisis de operaciones en tiempo real, para crear una historia documentada de todas las actividades del pozo.

Se recomienda realizar un estudio de inyección de gas (cíclica) al considerar que se trata de un yacimiento del tipo de gas y condensado (a condiciones iniciales de P y T, el yacimiento contiene sólo gas), y de esta manera recuperar la mayor cantidad posible de condensados.

Los datos anteriores son elementos necesarios para realizar el análisis económico y el desarrollo del campo. Estos datos son supuestos para éste ejercicio y no son representativos del mismo, su uso es solo para ejemplificar una forma de realizar un proceso de administración de proyectos y el análisis económico, los cuales nos van a permitir elegir entre varias opciones la que más beneficios nos proporcione el yacimiento.

Bibliografía

1. Aguilera R., 2003: **“Geologic and Engineering Aspects of Natural fractured Reservoir”** Canadian Society of Exploration Geophysical Recorder. February.
2. Aguilera R., 1995: **“Naturally Fractured Reservoirs”**, PennWell Books.
3. Álvarez Caso. F.; **“Evaluación Económica, Técnica y Financiera de Proyectos de Ingeniería”**. Notas del curso de licenciatura. Facultad de Ingeniería. UNAM.
4. Arellano Gil Javier Ing., 2007: **“Geología de Explotación del Petróleo. Notas del Curso de Licenciatura”**. Facultad de Ingeniería. UNAM
5. Arévalo Villagrán, J.: **“Administración Integral de Yacimientos. Notas del Curso de Licenciatura y Posgrado”**. Facultad de Ingeniería. UNAM.
6. Benítez Eslava Edgardo Dr., **“Introducción al Análisis Económico Empresarial. Notas del Curso de Licenciatura”**. Facultad de Ingeniería. UNAM.
7. Castro Herrera Israel Ing., 2007: **“Caracterización Dinámica de Yacimientos. Notas del Curso de Licenciatura”**. Facultad de Ingeniería. UNAM.
8. Cinco Ley Heber Dr., **“Well Test Analysis for Naturally Fractured Reservoir”**. Enero. 1996.
9. Cinco Ley Heber Dr. et al, **“The Transient Behavior for Fractured Reservoir with Multiple Block Size”**. SPE 14168. Septiembre 1985.
10. Cinco Ley Heber Dr., **“Caracterización de Yacimientos. Notas del Curso de Posgrado”**. Facultad de Ingeniería. UNAM.
11. Craig F.F. y cds. 1975.; **“Optimized Recovery Through Continuing Interdisciplinary Cooperation”**. JPT. Pag.755.
12. Fiwier M.L. y Young M.A.. **“Some Practical Aspects of Reservoir Management”**. Artículo SPE 37333
13. Gachuz Muro Herón M.I., 2009: **“Administración Integral de Yacimientos. Notas del Curso de Licenciatura”**. Facultad de Ingeniería. UNAM.

14. Galicia Muñoz María Guadalupe Ing., 2011: **“Recuperación Secundaria y Mejorada. Notas del Curso de Licenciatura”**. Facultad de Ingeniería. UNAM
15. Galicia Muñoz Susana Ing., 2009: **“Geomecánica Aplicada a yacimientos Naturalmente Fracturados para Determinación de la Compresibilidad de la Formación”**. Tesis de Licenciatura. UNAM. Director de Tesis, M.I. Héctor Pulido.
16. Guillot Merchand Guillermo Ing., 2010: **“Manual Básico para la Interpretación de Registros Geofísicos de Pozo”**. Tesis de licenciatura. UNAM. Director de tesis: Bernardo Martell A.
17. Herrera Gómez Rafael Dr., 2008: **“Caracterización Estática de Yacimientos. Notas del Curso de Licenciatura”**. Facultad de Ingeniería. UNAM.
18. Lucia. F. Jerry., **“Carbonate Reservoir Characterization. An Integred Approach”**. Second Edition. 2007.
19. Lugo Ruiz Miguel Ángel Ing., 2010: **“Discretización de la Porosidad de los Yacimientos Naturalmente Fracturados”**. Tesis de licenciatura. UNAM. Director de tesis, Guadalupe Galicia M.
20. Martínez Romero Néstor Dr., 2010: **“Administración Integral de Yacimientos. Notas del Curso de Licenciatura”**. Facultad de Ingeniería. UNAM.
21. Nelson, Ronald A., **“Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs”**, Second Edition. 2001.
22. Neri Flores Ulises Ing., 2009: **“Evaluación de Proyectos de Ciencias de la Tierra. Notas del Curso de Licenciatura”**. Facultad d Ingeniería. UNAM.
23. Osorio Peralta Oscar Ing., 2010: **“Simulación Numérica de Yacimientos. Notas del Curso de Licenciatura”**. Facultad de Ingeniería. UNAM.
24. Peregrino Chávez Nancy Ing., 2005: **“Administración Integral de Yacimientos Petroleros: Enfoque Moderno de Trabajo en Equipo”**. Tesis de licenciatura. UNAM. Director de tesis, Néstor Martínez R.

25. Pérez Salas, N. 2000: "**Administración de yacimientos**". Tesis para obtener el título de ingeniero petrolero. Facultad de Ingeniería. UNAM.
26. Pulido Bello H. y Galicia Muñoz G, 2006: "**Discretización de la Porosidad Total en Porosidad de Matriz y en Porosidad Secundaria**". Artículo SPWLA. Congreso internacional de registros en México. Abril
27. Rodríguez de la Garza, F. 2001: "**La Administración de Yacimientos en México; Situación Actual y Perspectivas**". Publicación del Colegio de Ingenieros de México. Vol. 11., No. 3, Julio-Septiembre
28. Rodríguez Nieto Rafael Dr., "**Caracterización de Yacimientos de Doble Porosidad con Tamaño Múltiple de Bloques de Matriz**". Tesis doctoral, Director: Dr. Heber Cinco Ley. Cd. Universitaria. Febrero 2000.
29. Rodríguez Nieto Rafael Dr., 2008: "**Un Nuevo Modelo el Aprendizaje**" Facultad de Ingeniería. UNAM.
30. Solórzano Centeno, Luzbel Napoleón., "**Administración de Empresas Petroleras de Exploración y Producción**"
31. Steffani, Octavio Ing., "**Comportamiento de Yacimientos. Notas del Curso de Licenciatura**". Facultad de Ingeniería. UNAM.
32. Streltsova, TD, "**Well Pressure Behavior of Naturally Fractured Reservoirs**", Paper SPE 10782, presented at The California Regional Meeting San Francisco Cal. March 24-26. 1982
33. Thakur, G.C., 1990: "**Reservoir Management; A Synergistic Approach**" Artículo SPE 20138. Midland, Texas.
34. Thakur, G.G., 1996: "**What is Reservoir Management**" Artículo JPT. Pags. 520-525.
35. Villamar Vigueras Manuel Ing., 2004: "**Caracterización de Formaciones. Notas del Curso de Licenciatura**". Facultad de Ingeniería. UNAM.
36. Warren, JE y Root, PJ, "**The Behavior of Naturally Fractured Reservoir**". Soc Pet. Eng J. Septiembre 1963. Vol. 3. 243-245.
37. www.pemex.com