



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS
APLICADA A CAMPOS MADUROS”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

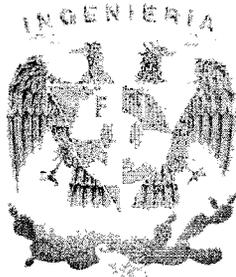
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

MANUEL AGUILAR VILLALOBOS

DIRECTOR DE TESIS:

ING. IVÁN SANTAMARÍA VITE



Ciudad Universitaria, México, D.F.

Junio de 2009



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1-487

SR. MANUEL AGUILAR VILLALOBOS

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Iván Santamaría Vite y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS APLICADA A CAMPOS MADUROS

RESUMEN

INTRODUCCIÓN

- I ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS BAJO UN ENFOQUE EFECTIVO DE TRABAJO - SINERGIA -
 - II EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS
 - III INCREMENTO DE RESERVAS PROBADAS
 - IV LA IMPORTANCIA DE LA SUPERVISIÓN EN LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN
 - V ESTUDIOS INTEGRALES DE YACIMIENTOS
 - VI CASO DE ESTUDIO
 - VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- REFERENCIAS

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

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

Atentamente

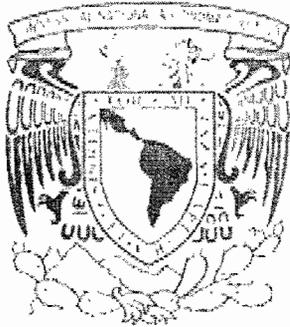
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 2 de Abril de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS APLICADA A CAMPOS MADUROS

Tesis presentada por:

Manuel Aguilar Villalobos

Director de Tesis:

Ing. Iván Santamaría Vite

Jurado del Examen Profesional:

Presidente: Ing. Manuel Villamar Viguera

Vocal: Ing. Iván Santamaría Vite

Secretario: M.I. Tomás Eduardo Pérez Cisneros

1er. Suplente: Dr. Edgar Ramírez Jaramillo

2do. Suplente: Dra. Beatriz Guadalupe De La Torre Sánchez

Manuel Aguilar Villalobos
Iván Santamaría Vite
Tomás Eduardo Pérez Cisneros
Edgar Ramírez Jaramillo
Beatriz Guadalupe De La Torre Sánchez

Administración integral de yacimientos aplicada a campos maduros

Índice

Resumen	X
Introducción	XI
Capítulo 1. Administración integral de yacimientos:	
bajo un enfoque efectivo de trabajo -sinergia-	1
1.1. El papel de la sinergia	2
1.2. La división histórica de la integración de disciplinas	4
1.3. La integración de disciplinas	5
1.3.1. Principios de la administración integral de yacimientos.	6
1.3.2. Talleres de administración integral de yacimientos	12
1.4. Nuevas tecnologías que incorporan las responsabilidades tradicionales	17
1.4.1. Programa <i>Landsat</i>	17
1.4.2. Mapeo por computadora y simulación de yacimientos	18
1.4.3. Sísmica 3D y sismología <i>cross-hole</i>	21
Capítulo 2. Evaluación de yacimientos maduros	23
2.1. Organización y recopilación de datos	23
2.2. Metodología paso-a-paso	33
2.3. Reevaluación de datos subsuperficiales	35
2.3.1. Desarrollo de nuevos mapas a partir de datos existentes	37

2.4. Desarrollo de reporte técnico	38
2.4.1. Adquisición de datos	39
Capítulo 3. Incremento de reservas probadas	41
3.1. Monitoreo y evaluación del método de inyección de agua	41
3.1.1. Eficiencia de barrido	42
3.1.2. Saturación de fluidos	44
3.1.3. Fracturas	46
3.1.4. Distribución de fluidos	46
3.1.5. Propiedades de los fluidos	47
3.1.6. Heterogeneidad del yacimiento areal y vertical	48
3.1.7. Nivel de presión del yacimiento	48
3.2. Monitoreo y evaluación de los métodos de recuperación mejorada	48
3.2.1. Criterios en la evaluación del yacimiento para la selección de procesos de recuperación mejorada	51
3.2.2. Diseño del proyecto de recuperación mejorada	62
3.2.3. Monitoreo y evaluación final del proyecto	82
3.2.4. Proyecto a escala real	82
3.3. Aceite no recuperado (entrampado)	83
3.4. Calibración geológica, con base en la historia de producción	83
Capítulo 4. La importancia de la supervisión en los procesos de recuperación	88
4.1. La supervisión en la administración integral de yacimientos	89
4.2. Los factores clave en la supervisión de la inyección de agua	89

4.2.1. La caracterización de yacimientos y monitoreo del Comportamiento	91
4.2.2. Pozos	96
4.2.3. Instalaciones y operaciones	98
4.3. Mantenimiento de las características y la calidad del agua	99
4.4. Monitoreo	100
4.5. La supervisión: una perspectiva hacia adelante	102
4.5.1. La supervisión temprana desde el inicio del proyecto	102
4.5.2. Automatización del campo y de los sistemas de administración de la información	103
Capítulo 5. Estudios integrales de yacimientos	107
5.1. Antecedentes	107
5.2. Cambio de enfoque	108
5.3. Objetivo de los estudios integrales de yacimientos.	109
5.4. Etapas comunes de los estudios integrales de yacimientos.	110
5.4.1. Construcción del modelo geológico-petrofísico (caracterización estática)	114
5.4.2. Ingeniería básica de yacimientos y de producción	117
5.4.3. Modelo del yacimiento (caracterización estática y dinámica)	121
5.4.4. Simulación numérica de yacimientos.	121
5.4.5. Optimización de las instalaciones superficiales de producción	124
5.4.6. Proceso de recuperación secundaria o mejorada	125

Capítulo 6. Caso de estudio	127
6.1. Delimitación geográfica	127
6.2. Marco geológico – estratigráfico – estructural	128
6.3. Geología petrolera	130
6.4. Potencial del área que comprende el caso de estudio	130
6.5. Proyecto de recuperación secundaria del caso de estudio	130
6.5.1. Instalaciones y equipos	132
6.5.2. Desarrollo del proyecto de inyección	132
6.5.3. Resultados de las pruebas de inyección en “Inyección anticipada de agua”	135
6.5.4. Proyecto “Inyección de agua al complejo Abkatún-Pol-Chuc”	135
6.4.5. Inyección de agua “Proyecto de Inyección Integral de Agua al Complejo Abkatún-Pol-Chuc	135
6.4.6. Resultados. “Proyecto de Inyección Integral de Agua al Complejo APC”	136
6.5. Proyecto de recuperación adicional del caso de estudio	144
6.6. Tablas de datos de los campos (APC)	144
Capítulo 7. Conclusiones y recomendaciones	149
Referencias	152
Apéndice A. Nomenclatura	A-1
Apéndice B. Glosario	B-1

RESUMEN

El presente trabajo describe la importancia, el proceso, aspectos de aplicación y los beneficios de la administración integral de yacimientos aplicada a campos maduros y que también debe y puede aplicarse en yacimientos recién descubiertos, bajo un enfoque de sinergia. Lo anterior surge de la necesidad de maximizar el valor económico de los hidrocarburos e incrementar los factores de recuperación. En cada capítulo se describen los procesos y elementos que contribuyen a aumentar las probabilidades de éxito en el caso de procesos de recuperación secundaria y mejorada en un yacimiento o campo.

INTRODUCCIÓN

Sería difícil concebir nuestra vida diaria sin los hidrocarburos, pese a las innovaciones tecnológicas desarrolladas para intentar sustituirlos, sobre todo en materia de generación de energía alterna.

La importancia que tienen los hidrocarburos se puede englobar básicamente en dos vertientes: la primera y la más importante son los productos derivados del petróleo, que se han vuelto imprescindibles en el mundo moderno, como los combustibles, detergentes, cosméticos, fibras, anticongelantes, lubricantes, solventes, lacas, asfaltos, plásticos, resinas, fragancias, fertilizantes, entre otros, (Chow Pangtay, 1987). Y la segunda, es la actividad laboral y económica que se genera a su alrededor, que involucra su extracción, transporte, procesamiento y almacenamiento, hasta convertirlos en el producto final, que será utilizado por el consumidor. En México, la importancia económica de los hidrocarburos radica en que estos representan la mayor fuente de ingresos para el gobierno federal, que a su vez canaliza estos hacia necesidades –identificadas- de la población y que además de acuerdo a los datos del balance nacional de energía del año 2007, publicados por la Secretaría de Energía, los hidrocarburos proveen el 90 % de la energía primaria en México.

Por lo anterior, es indudable que la demanda de hidrocarburos seguirá incrementando debido al crecimiento poblacional. Los hidrocarburos son un recurso natural no renovable y cada vez se vuelve más complicado encontrar nuevos yacimientos para satisfacer las demandas, por lo que aumentar los factores de recuperación en campos maduros cobra una vital importancia tanto para las compañías petroleras como para la humanidad en general.

Hoy en día las compañías petroleras han comenzado a cambiar sus esquemas de inversión, esto es, en la década de los años 70's, se dedicaba gran parte del presupuesto a la actividad de exploración de tal forma que era relativamente fácil encontrar nuevos yacimientos tan sólo con la aplicación de herramientas geofísicas, además de que los volúmenes encontrados de hidrocarburos eran muy apreciables, sin embargo, a la fecha las inversiones en esta actividad conllevan mayores riesgos, debido a que nada garantiza las fuertes inversiones realizadas además de que las grandes acumulaciones de hidrocarburos ya han sido encontradas, por lo que las compañías consideran que los yacimientos maduros son una excelente área de oportunidad. Por ejemplo, la compañía Ecopetrol expone que algunas razones para invertir en campos maduros son: el aumento de la vida útil del campo, aprovechamiento de la infraestructura disponible para la producción, transporte y almacenamiento de los hidrocarburos, la posibilidad de incrementar las reservas, además de que se obtienen beneficios económicos en un corto periodo de tiempo en comparación con la actividad de exploración. En este mismo contexto, la compañía Petrobras considera atractiva la inversión en proyectos para campos maduros y los agrega dentro de su programa corporativo de exploración y producción. El gerente global del segmento de campos marginales y yacimientos carbonatados de Schlumberger, Usman Ahmed, menciona que el factor de recuperación de campos promedio es de 37 % y que cerca de un 70 % del petróleo producido en la actualidad a nivel mundial, proviene de campos que

tienen más de 30 años en producción, lo que centra el interés de la industria en los campos maduros, así mismo explica que es necesario aplicar la tecnología en forma oportuna y metódica y que la correcta administración integral de yacimientos aumenta el factor de recuperación final.

En las últimas cuatro décadas del siglo XX la tecnología creció en forma acelerada, por lo que hoy en día se cuenta con nuevas y poderosas herramientas que permiten realizar tareas en forma más eficiente, ahorrando tiempo y dinero en cualquier área. Los objetivos de estos importantes cambios son diversos dentro de los cuales resulta importante mencionar, el maximizar las ganancias en cualquier industria, a través de la optimización de los procesos productivos. Por citar un ejemplo, el puente colgante de Tacoma Narrows, en el año de 1940, en el estado de Washington, en los Estados Unidos de América, fue en su tiempo una de las más grandes obras de ingeniería civil, que años después terminó en el fondo del agua, debido a que se despreció el fenómeno de resonancia. Por lo que ahora todas las construcciones, puentes y edificios toman en cuenta este fenómeno. Mejorar no es posible sin tener que incorporar un cambio en la concepción de las ideas y razonamientos. No obstante, la tecnología sólo representa una de las cuatro piezas fundamentales, que forma parte del desarrollo de cualquier industria. Otros dos factores imprescindibles son los recursos humanos y financieros; por ejemplo, la capacitación de personal, fue vista como una pérdida económica, no obstante en la actualidad, en la mayor parte de las empresas se invierte sostenidamente en capacitación, lo que fomenta la sana competencia entre el personal y que se refleja en un mejor desempeño, lo cual a su vez se traduce en una mayor productividad.

Muchas compañías han invertido recursos financieros en tecnología de punta, lo que ha permitido formar recursos humanos competentes para la realización de proyectos, no obstante al final era casi imposible llegar al objetivo o simplemente no se cumplía, se identificó que faltaba un elemento fundamental, una administración integral, esto es, una administración encargada de asignar los recursos en tiempo y forma, además de guiarlos mediante otras disciplinas para alcanzar los objetivos.

La compañía petrolera Statoil, que incrementó el factor de recuperación final del campo Statljord de 49% en 1986 a casi 66% en el año 2000 y que además tiene expectativas de lograr una recuperación del 68%, durante el mismo período, la compañía aumentó el factor de recuperación del campo Gullfaks de 46% a 54%, con una expectativa futura del 62%. Statoil atribuye estas mejoras a la efectividad del manejo de recursos y a la aplicación de tecnología.

La mayoría de la producción de hidrocarburos en México proviene de campos maduros que se encuentran en la etapa de declinación, no obstante, esto no debe verse con pesar, debido a que se tiene una gran área de oportunidad en materia, en la misma forma que lo consideran otras compañías alrededor del mundo.

Adicionalmente, la industria petrolera nacional debe permanecer en un proceso dinámico y de mejora continua -en todos los sentidos-, aunque a diferencia de otras industrias, los proyectos conllevan a invertir cantidades del orden de miles de millones y con altos riesgos. La administración integral de yacimientos, ayuda a aumentar las probabilidades de éxito y

reducir incertidumbres en la actividad de explotación de hidrocarburos, maximizando el valor económico de los mismos, aprovechando y coordinado todos y cada uno de los recursos disponibles, mediante un proceso ordenado.

Este proceso de administración, involucra estudiar todas las unidades o elementos que conforman el proceso de explotación de hidrocarburos. Dado el carácter universal de la teoría de los sistemas, propuesta por Ludwig Von Bertalanffy en 1950, el proceso debe ser considerado como un sistema, constituido por unidades, en el que las unidades se encuentran interrelacionadas y son interdependientes. En esta misma forma la administración integral de yacimientos (Martínez Romero, 2007), considera que, ninguno de sus componentes es independiente de los otros y además expone que, el moderno proceso de administración, involucra el establecimiento de un objetivo o estrategia; y el desarrollo de un plan, el cual debe ser implantado y monitoreado a fin de evaluar sus resultados.

Dentro del Capítulo I, se explica el concepto de la administración integral de yacimientos bajo un enfoque de trabajo aplicando la sinergia así como sus antecedentes históricos; se propone la conformación de un equipo de trabajo y un método para debatir casos de estudio, algunas tecnologías que contribuyen a mejorar la caracterización de yacimientos como la tecnología satelital, la simulación de yacimientos y la sismología, entre otros.

El Capítulo II, trata sobre los datos y su importancia, los cuales deben ser obtenidos de los yacimientos con diferentes herramientas y a diferentes escalas. Así como las fuentes de información de cada uno de los datos, su recopilación, organización y reevaluación cuando ya se encuentran disponibles; la conformación de una base de datos para consulta de los mismos y la descripción de un método ordenado para el estudio del yacimiento o campo.

En el Capítulo III se describen aspectos del yacimiento que afectan a los métodos de recuperación secundaria y mejorada como la eficiencia de barrido, la saturación de fluidos, movilidad, las fracturas, entre otros. Los criterios de evaluación y el proceso de selección del yacimiento para implantar proyectos de inyección de surfactantes, polímeros, alcalinos, CO₂, nitrógeno y métodos térmicos, así como las pruebas de laboratorio y los factores que contribuyen al éxito de cada uno de estos métodos. Se explican las diferentes escalas para realizar proyectos de recuperación mejorada y los elementos del yacimiento que deben tomarse en cuenta.

Mientras que en el Capítulo IV se presentan los aspectos involucrados en la supervisión y monitoreo de los yacimientos e instalaciones con inyección de agua, comprendiendo todas y cada una de sus partes -como un sistema unificado-, los componentes críticos en el diseño e implementación del programa de supervisión, así como la información que puede utilizarse como una herramienta para monitorear el proyecto y las ventajas de utilizar todos estos aspectos.

Por lo que respecta al Capítulo V, en este se explica que es un estudio integral del yacimiento, los modelos y sus componentes que contribuyen a la realización del estudio integral, sus objetivos y etapas, así como las actividades que se realizan en cada una de las etapas del proceso y que deben aplicarse desde el descubrimiento del yacimiento, pero que para un yacimiento en la etapa madura tienen total coincidencia. Entre otras cosas también expone las ventajas de utilizar un modelo de planeación integral de actividades de las diferentes áreas de especialistas para obtener el estudio integral del yacimiento.

Finalmente en el Capítulo VI se muestra el desarrollo y evolución histórica de un caso de inyección de agua a tres campos en la zona del Golfo de México y sus aspectos más relevantes como su geología, estructura, reservas, pruebas y resultados de la implantación de este método de recuperación.

1

ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS BAJO UN ENFOQUE EFECTIVO DE TRABAJO -SINERGIA-

1. Administración integral de yacimientos bajo un enfoque efectivo de trabajo sinergia

La única fuente que es capaz de proveer los hidrocarburos, se encuentra en el subsuelo en un lugar denominado yacimiento. En el cual los hidrocarburos –dadas las condiciones de presión y temperatura-, tienen la capacidad de fluir por sí mismo, desde las profundidades del yacimiento hasta la superficie y es producido hasta que se considera económicamente rentable.

El yacimiento a groso modo tiene su origen en la acumulación de materia orgánica y sedimentos de rocas intemperizadas, degradadas por factores ambientales. Los sedimentos y la materia orgánica son transportados a través de mecanismos naturales, como la acción de corrientes de agua, vientos y glaciares, que proveen el medio de transporte hasta el lugar del depósito. El depósito del material tiene lugar cuando se termina la energía en el ambiente. Por ejemplo. Cuando un río desemboca en el mar o el viento deja de soplar, al lugar del depósito se le conoce como cuenca sedimentaria, donde el material orgánico queda sepultado. El material orgánico depositado se descompone principalmente por la acción de bacterias, presión y temperatura, hasta formar el hidrocarburo, que llega a quedar atrapado por procesos geológicos, este proceso tiene lugar durante millones de años. Dado que la compleja naturaleza del yacimiento es inherente al depósito del material orgánico y sedimentario, que además de los procesos geológicos, dotarán al yacimiento con características muy particulares.

Para que los hidrocarburos puedan fluir del yacimiento a la superficie, debe existir cierta energía que obligue a fluir a los hidrocarburos hasta la superficie, a esta energía se le denomina energía del yacimiento y es proporcionada por distintos mecanismos. conocidos como mecanismos de empuje.

La energía en un yacimiento, se asemeja a la de un corredor, un corredor puede explotar su máxima energía, pero recorrerá una corta distancia y en un lapso de tiempo muy corto. Otro corredor puede trotar y aumentar la eficiencia de su energía y en esta forma recorrer miles de metros y en un lapso de tiempo muy grande, donde la eficiencia es igual a la distancia recorrida, dividida por la cantidad de energía empleada. En otras palabras si un yacimiento o un campo se explotan a altos ritmos de producción, perderá rápidamente su energía en un lapso de tiempo relativamente corto y se obtendrá como consecuencia bajas eficiencias de recuperación, en forma contraria, aumenta su tiempo de vida y el factor de recuperación de los hidrocarburos.

Un yacimiento se compone de un conjunto de espacios porosos, que se denomina volumen poroso, en los que se almacenan los fluidos del yacimiento. Los fluidos tienden a moverse mediante una compleja red de conductos interconectados entre los poros en forma caótica. A la capacidad de la roca para permitir el paso de los fluidos a través de ella se le denomina permeabilidad. Las características de un mismo yacimiento pueden variar a lo largo, ancho y alto, lo que dificulta el paso de los fluidos, siendo las variaciones en permeabilidad una de las principales causas de la oposición al movimiento de los fluidos en el yacimiento, es decir, a menor permeabilidad, mayor oposición al flujo, e incluso se pueden encontrar lugares dentro del yacimiento que son prácticamente impermeables. Estos son solo algunas de las complejidades en el yacimiento que dificultan la explotación de hidrocarburos.

Por otro lado ¿Qué es la administración integral de yacimientos? Para contestar a esta pregunta, se debe tener claro cada uno de los significados de estas palabras. La administración Según (Certo, 1993), es el proceso de alcanzar metas organizacionales trabajando con y por medio de personas y otros recursos organizacionales; (Megginson, Mosley, & Pietri, 1988), la definen como el trabajar con personas para determinar, interpretar y alcanzar los objetivos organizacionales desempeñando las funciones de planeación, organización, contratación de personal, dirección y control. Debido a lo anterior la administración es la ciencia que se encarga de asignar los recursos tecnológicos, humanos y financieros para alcanzar un objetivo organizacional. La palabra integral se refiere a obtener, enlazar y articular los elementos que forman parte de un todo. Un yacimiento está definido como la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos, (PEP, 2007). Por lo anterior la administración integral de yacimientos significa destinar los recursos tecnológicos, humanos y financieros, articulando y tomando en cuenta todos los elementos que son necesarios para llevar a cabo su explotación, donde el objetivo organizacional es maximizar el valor económico de los hidrocarburos contenidos en un yacimiento. Sinergia según, (Chiavenato, 2001), es el término que significa efecto multiplicador de combinar los recursos que, cuando se utilizan en conjunto, producen un efecto resultante mayor que cuando se suman, por lo que un sinergista es alguien que utiliza varias especialidades para optimizar los aspectos de la exploración, explotación y el desarrollo de la industria petrolera. Para el sinergista que efectúa esta función, es necesario que cuente con la total cooperación de geólogos, geofísicos e ingenieros petroleros. Estas disciplinas deben ser completamente coordinadas, usando un enfoque de sinergia debido a que, los costos de exploración, perforación y producción son elevados y se debe hacer un esfuerzo por reducirlos.

1.1. El papel de la sinergia

Tradicionalmente, el personal de exploración busca y descubre áreas con potencial petrolero, mientras que los ingenieros petroleros desarrollan y producen. En cuanto se realiza un descubrimiento, el explorador transfiere la responsabilidad a los ingenieros petroleros, que trabajan con geólogos del área de desarrollo. La planificación del desarrollo y la perforación están incluidas en la jurisdicción de ingenieros petroleros, pero esto no quiere decir que el personal de exploración quede exento de responsabilidad alguna de

estudiar el área a producir, ni mucho menos establece que los ingenieros petroleros estén libres de cualquier obligación adicional como identificar datos que puede tener interés económico.

Esta responsabilidad conjunta tiene dos fases distintas. Primero, tanto los especialistas de geociencias, exploradores, geólogos de desarrollo y los geofísicos, como los ingenieros petroleros deben estar seguros del cambio de un pozo exploratorio a un campo productor que tiene lugar a través de la completa interpretación de toda información, incluyendo las interpretaciones geológicas y geofísicas. Frecuentemente en las primeras etapas del desarrollo, los ingenieros petroleros se encargan de un área de producción, haciéndolo con una vaga descripción de su geología. Los geólogos y los geofísicos tienen como responsabilidad inicial suministrar a los ingenieros petroleros la información completa sobre las complejidades geológicas conocidas o esperadas de toda la zona.

Segundo, los geólogos, los geofísicos y los ingenieros petroleros, deben evaluar el potencial exploratorio a partir de todos los datos nuevos obtenidos del desarrollo de la perforación. Con la finalidad de que este esfuerzo conjunto tenga éxito. Los geólogos deben comprender que los datos de ingeniería son tan válidos como una herramienta exploratoria así como los datos de un registro eléctrico o de cualquier dispositivo geofísico, y deben esforzarse por obtener e incluir la información de ingeniería disponible en todas sus interpretaciones geológicas y/o geofísicas. Al mismo tiempo, los ingenieros petroleros deben darse cuenta que sus datos tienen valor de potencial exploratorio. Deben desarrollar una actitud agresiva e inquisitiva, y dar aviso a los exploradores de todos los datos anormales e importantes que descubren.

El ingeniero petrolero también se beneficia de la actualización de los datos geológicos y geofísicos en las etapas tempranas del desarrollo. El trabajo en conjunto tiene que ser realizado para planear y evaluar todos los pozos.

En la planeación conjunta para la evaluación de los pozos, exploradores e ingenieros deben:

- Usar pozos de desarrollo para explorar siempre que sea posible.
- Utilizar cualquier información disponible.
- Anticipar la información que será requerida, obtenida a partir de los pozos perforados.
- Pueden conseguirse objetivos secundarios derivados de una buena planeación.
- Dirigir los análisis en forma objetiva después de perforar todos los pozos con la finalidad de evaluar si se cumplieron los objetivos.
- Identificar nuevos datos apoyados en la interpretación de la exploración.

Así como los ingenieros petroleros pueden beneficiarse de los datos geológicos y geofísicos adicionales, también los datos de la perforación pueden ser de gran ayuda para que los exploradores puedan encontrar nuevos yacimientos. En una investigación conjunta, todos los registros o estudios para encontrar aspectos estructurales inesperados relacionados con, fallas, adelgazamientos o engrosamientos y los cambios litológicos que pueden indicar zonas con potencial petrolero, o bien posibles yacimientos.

Por lo anterior las tareas siguientes son imperativas para los ingenieros petroleros:

- Observar y explicar las diferencias o los cambios en la presión de fondo, relación gas/aceite, densidad del fluido, contactos entre los fluidos y su análisis.
- Registrar y explicar los cambios en la presión y declinación de los gastos.
- Evaluar la trascendencia de la determinación del límite del yacimiento, para ayudar a localizar falla y establecer posibles riesgos en el yacimiento.
- Comparar la producción del área por el método de balance de materia.

Cada ingeniero petrolero o geólogo reconoce el valor de los datos de exploración en las interpretaciones geológicas, pero en la práctica, no se realiza un verdadero esfuerzo por implantar estos datos.

Si se esperan cubrir las futuras demandas con recursos limitados, entonces los ingenieros geólogos, geofísicos y petroleros, en conjunto y por separado, son responsables en el desarrollo de nuevas herramientas, de técnicas y de innovaciones para ahorrar tiempo y dinero e incrementar las reservas. Por lo que la responsabilidad para la invención científica no puede ser relegada a laboratorios de investigación y desarrollo. En el futuro inmediato, la industria necesitará encontrar nuevos métodos para mejorar los descubrimientos, nuevas maneras de reducir los costos de perforación, nuevos enfoques para la simulación de flujo en porosidades y permeabilidades bajas, nuevos métodos para aumentar la eficiencia de recuperación, y nuevos dispositivos para permitir una mayor precisión de la evaluación del potencial petrolero.

1.2. La división histórica de la integración de disciplinas

Muchos factores han dificultado la interacción entre ingenieros y exploradores. El principal obstáculo es la división histórica de la integración entre geología e ingeniería, o bien la exploración y la producción. Otro obstáculo es la pasividad de la dirección y los supervisores, que no han apoyado en la coordinación y el intercambio de datos entre las disciplinas. En la mayor parte del tiempo ha existido esta negativa actitud, por lo que se ha perdido tiempo, dinero y trabajo. Si existe el apoyo de la alta dirección los miembros de los grupos de trabajo intercambiar datos e ideas y trabajan en conjunto.

En 1930, la geofísica llegó a dominar las iniciativas en la exploración, encontrando prospectos que no podían ser detectados por cualquier otro medio. Por consiguiente, los geólogos quedaron en un segundo plano en referencia a los geofísicos por más de tres décadas.

En 1960, la geofísica había revisado todas las provincias productoras en los Estados Unidos de América, y todas las características subsuperficiales potencialmente prometedoras habían sido encontradas, mapeadas o perforadas. También se hizo evidente que una combinación de la geología y la geofísica se hizo necesaria para encontrar las anomalías del subsuelo que quedaban sin identificar. Aquellos que aplicaron la sinergia con éxito delinearon los prospectos que la geofísica por sí sola no podía identificar. Hasta ese momento, la geofísica todavía no era capaz de determinar con precisión estas trampas. Por lo que los geólogos jugaron un papel crucial en la identificación de estas trampas, pero no deben tratar de hacer el trabajo por sí solos. Sino que deben consultar a los geofísicos para revelar algunas de las pistas que los ayudarán a deducir las ubicaciones de estas trampas.

1.3. La integración de disciplinas

Muchos ingenieros de yacimientos, geólogos y geofísicos se dan cuenta que una buena coordinación de cada una de sus disciplinas, es esencial para el éxito futuro de la industria del petróleo. Con esta premisa y con, los principios de la administración de yacimientos, ellos buscan maximizar el valor económico de los hidrocarburos.

A principios 1970 la mayoría de las personas consideran a la administración de yacimientos como un sinónimo de la ingeniería de yacimientos, además de que esta última fue considerada la disciplina técnica más importante en la administración de yacimientos. Sin embargo, cuando se comprendió mejor el valor de la geología, la sinergia entre geología e ingeniería de yacimientos se generalizó y prometió grandes beneficios. Posteriormente, la administración de yacimientos avanzó a través de varias etapas durante los últimos 30 años lo cual se describe en dos grandes etapas:

- Etapa 1. En 1970, la ingeniería de yacimientos fue considerada el área técnica más importante en la administración de yacimientos y a pesar de los progresos en la tecnología en la ingeniería de yacimientos las consideraciones esenciales de ingeniería fueron descuidadas y en ocasiones no fueron tomadas en cuenta, (Thakur, 1990).
- Etapa 2. Durante los años 70s y 80s, se expuso el valor de la sinergia entre ingeniería y geología, se enfatizó el valor de la descripción detallada del yacimiento, usando geología, geofísica y la simulación de yacimientos, se cuestionó que los exploradores, con herramientas geofísicas, dieran descripciones del yacimiento más precisas para el uso en los cálculos de ingeniería. Se explicó la heterogeneidad del yacimiento como un producto de las complejas variaciones en la continuidad del

yacimiento, las estructuras de las capas y las propiedades del espacio poroso. Por ejemplo: porosidad, permeabilidad y presión capilar, (Thakur, 1990).

Aunque la sinergia proporcionada por esta interacción de geología e ingeniería de yacimientos ha sido benéfica, la administración de yacimientos ha sido menos exitosa en reconocer el valor de otras disciplinas, incluyendo la geofísica, las operaciones de producción, perforación y otras funciones de ingeniería.

Debido a que el objetivo de la administración de yacimientos es maximizar el valor económico de los hidrocarburos en un yacimiento, esto involucra:

- Identificar y definir todo el yacimiento en un campo en particular, al mismo tiempo que sus propiedades físicas.
- Deducir la historia del comportamiento y predecir el futuro de producción del yacimiento.
- Minimizar la perforación de pozos innecesarios.
- Definir y modificar -si es necesario- los pozos y sistemas superficiales.
- Iniciar operaciones de control en el tiempo adecuado.
- Tomar en cuenta todos los factores económicos y legales pertinentes.

Ahora existen mejores técnicas, el conocimiento previo de las condiciones del yacimiento y el procesamiento de datos han sido mejorados debido a la automatización.

Por lo tanto, el propósito de la administración integral de yacimientos es usar todos los datos, la información y los conocimientos disponibles para obtener la máxima recuperación de aceite de un yacimiento de la forma más económica.

1.3.1. Principios de la administración integral de yacimientos

La explotación de yacimientos se compone de tres subsistemas principales que conforman el sistema integral de producción, (Reyes Aguirre, 2006), estos subsistemas son:

- Instalaciones superficiales.
- Pozo.
- Yacimiento.

Los dos primeros dependen del tercero, esto es, dependen de los tipos de fluido (aceite, gas y agua) en el yacimiento, junto con el comportamiento que dicta el dónde y cómo perforar

pozos por lo que descuidar o restar importancia en alguno de los tres sistemas anteriores puede poner en peligro el objetivo del cómo los fluidos deben producirse y procesarse para maximizar las ganancias.

El maximizar las ganancias por ejemplo, hacer un buen trabajo de caracterización de los fluidos y su interacción con la roca - Ingeniería de Yacimientos -, servirá siempre y cuando el diseño del pozo y/o de las instalaciones superficiales sean adecuadas para los fluidos, de no ser así, no se conseguirá la mayor recuperación de hidrocarburos posible.

En la industria se pueden citar ejemplos de errores cometidos cuando se estudia a un yacimiento y aun así se toman decisiones basadas en esos resultados, lo que al final se traduce en problemas con la perforación de pozos, terminación mal aplicada o la equivocada selección de tecnología, que resulta en la construcción de instalaciones superficiales inadecuadas, por lo que el futuro desarrollo se encontrará limitado.

Por lo anterior, el enfoque de sinergia en la administración integral de yacimientos, hace énfasis en la interacción entre varias funciones de la exploración, la producción y la interacción de las funciones de esta industria con la administración, la economía, y las leyes. Este modelo de administración integral multidisciplinario ha dado útiles resultados en diversos proyectos, ver Figura 1.1.

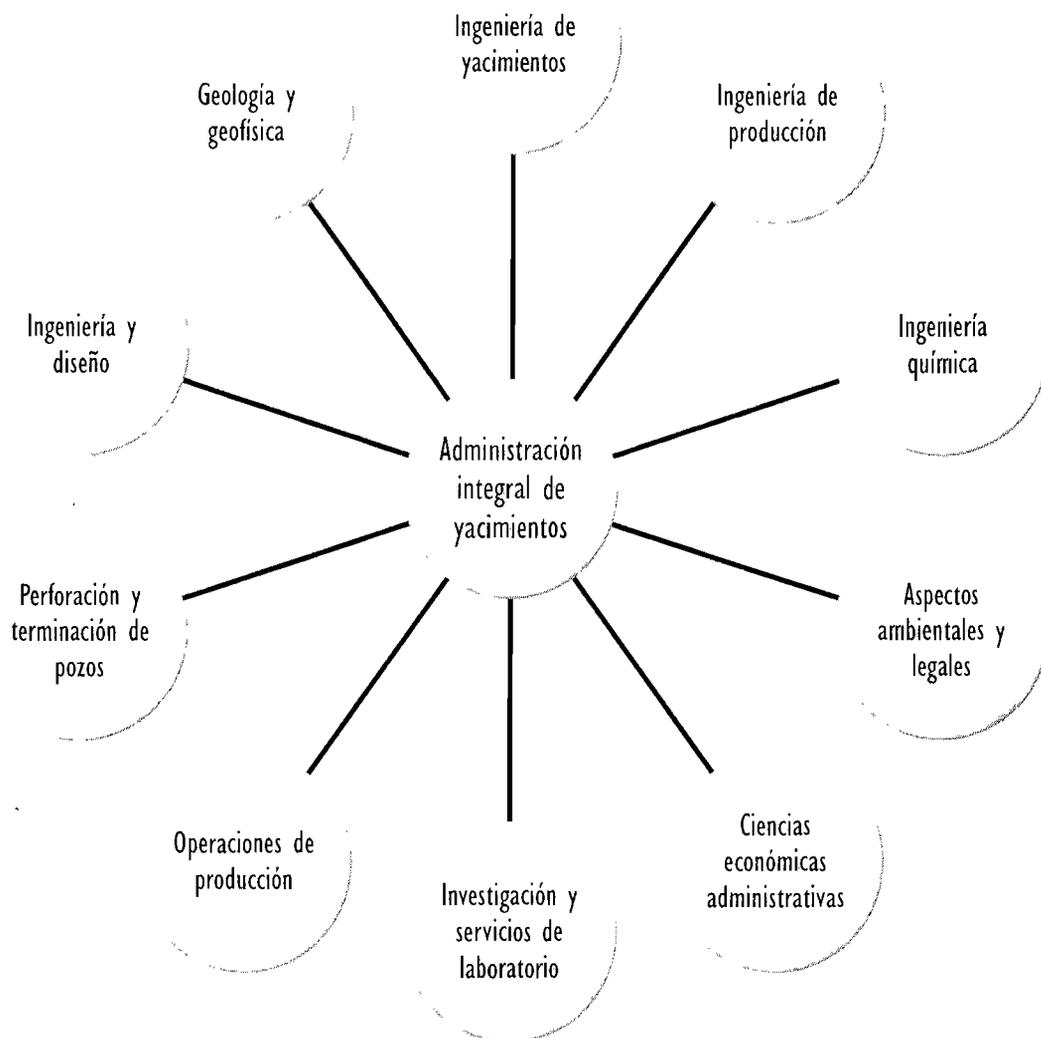


Figura 1. 1. Enfoque de la administración integral de yacimientos, (Thakur, 1990).

Las preguntas siguientes ilustran la filosofía de la sinergia en la administración integral de yacimientos:

1. ¿Cuándo debe comenzar la administración integral de yacimientos?

El tiempo ideal para empezar a administrar un yacimiento es desde su descubrimiento. Nunca es demasiado pronto para empezar el proceso de la administración integral, debido a que la iniciación temprana de un programa coordinado proveerá de una herramienta valiosa de observación y evaluación y también permitirá ahorrar dinero a largo plazo. Realizar pruebas a tiempo puede ayudar a determinar el tamaño de un yacimiento y si sabemos que el yacimiento es relativamente pequeño, podemos evitar perforar pozos innecesarios.

Frecuentemente sucede que, la administración integral de yacimientos no comienza a tiempo y el yacimiento, los pozos y los sistemas superficiales son descuidados por mucho tiempo. Frecuentemente se considera la administración de yacimientos solamente en la etapa de una operación de recuperación secundaria o mejorada. Sin embargo, para que una operación de recuperación secundaria o mejorada sea económicamente rentable, debe tener un programa de administración integral de yacimientos desde el principio.

En algunos aspectos, la administración integral de yacimientos puede ser vista como una analogía en la medicina. No es suficiente para el equipo de administración determinar el estado de salud que guarda un yacimiento y después intentar remediarlo o mejorarlo. Para ser más eficaces, el equipo debe vigilar y atender el estado de salud de un yacimiento y sus subsistemas desde el comienzo.

2. ¿Qué datos se necesitan, y cómo y cuándo se deben recolectar?

Para responder a esta pregunta, se debe seguir un enfoque integral para la recolección de datos, que involucre todas las funciones desde el principio. Antes de recolectar cualquier dato, se debe responder a las preguntas siguientes:

- ¿Los datos son necesarios? ¿Qué se hace con los datos? ¿Qué decisiones resultarán de esta recolección de datos?
- ¿Cuáles son los beneficios de estos datos y cómo se pueden obtener al mínimo costo?

Debe notarse que el equipo de administración del yacimiento debe preparar un programa coordinado de evaluación del yacimiento, para demostrar la necesidad de los datos, los costos y los beneficios para cualquier programa de recolección de datos.

Es importante señalar que la definición y evaluación temprana del sistema del yacimiento son un requisito esencial para su buena administración por lo que los miembros de equipo deben convencer a los directivos de obtener los datos necesarios para valorar el sistema del yacimiento además de que el equipo también debe participar en la toma de decisiones operativas.

3. ¿Qué clase de preguntas se deben hacer cuando se recopilan e interpretan los datos, para asegurar un proceso efectivo de la administración de yacimientos?

Algunas preguntas se muestran enseguida:

- ¿Qué representa la conclusión en estudios realizados?

- ¿Esta conclusión concuerda con los datos? ¿Si es así, por qué? Si no, ¿por qué no?
- ¿Las interpretaciones de los datos son reales?
- ¿Qué suposiciones fueron hechas al recolectar los datos? ¿Estas suposiciones fueron razonables?
- ¿Los datos son confiables?
- ¿Se requieren datos adicionales?
- ¿Se ha realizado un estudio geológico suficiente?
- ¿Se ha definido el yacimiento lo suficiente?

4. ¿Por qué usar un enfoque de equipo para la administración integral de yacimientos?

La exitosa administración integral de yacimientos requiere de un esfuerzo de grupo integrado. Según (Blake, Mouton, & Allen, 1989), cuando varios individuos se reúnen para formar un grupo, cada cual aporta sus conocimientos personales, sus habilidades, sus ideas y sus motivaciones. Esto es que no todas las decisiones son tomadas por un ingeniero de yacimientos, a decir verdad, un miembro del equipo que pueda considerar el sistema como un todo y que cuente con conocimientos de ingeniería de yacimientos, geología, producción, ingeniería de perforación, terminación, comportamiento de pozos y de instalaciones superficiales, puede tomar decisiones. No existen muchas personas que cuenten con experiencia en todas estas áreas, pero muchas desarrollan sensibilidad para integrar las especialidades.

Un esfuerzo de equipo es muy importante, ahora que las compañías están optimizando sus estructuras. La mayoría de las compañías realizan actividades de producción con menos personal, que el que tenían hace solamente cinco años. Al mismo tiempo, la entrada de nuevas tecnologías y la complejidad de los subsistemas del yacimiento y la dinámica laboral hacen difícil volverse un experto en todas las áreas.

5. ¿Cuál es la mejor manera de aplicar el enfoque de equipo en la administración de yacimientos?

Los siguientes pasos se usan para promover el enfoque de equipo:

- Facilitar la comunicación entre las disciplinas: ingeniería, geología, geofísica y del personal de operación.

Realizar reuniones periódicas.

Llevar a cabo foros de debate para que los miembros de cada disciplina presenten sus objetivos a otros miembros de los equipo funcionales.

Desarrollar un ambiente que proporcione confianza y respeto mutuo entre los grupos funcionales.

Dar a conocer con claridad y entendimiento las necesidades a cada miembro del equipo.

- Enfatizar en la necesidad de que el ingeniero desarrolle habilidades, como el conocimiento de la caracterización de las rocas y el ambiente de depósito que son habilidades de un geólogo -hasta cierto punto-, y para el geólogo cultivar algunos conocimientos de la terminación de pozo y otras tareas de ingeniería petrolera que intervengan en el proyecto.
- Exigir que cada miembro de los equipo mantenga uno alto nivel de competencia técnica.
- Establecer un modelo apropiado para el desarrollo de los equipos, que haga énfasis en el comportamiento constante, simultáneo y cooperativo. Los miembros de un equipo de administración de yacimientos deben trabajar en conjunto de la misma manera que un equipo de básquetbol, no como un equipo de carrera de relevos en el que los esfuerzos se vuelven individuales. El enfoque de sinergia en los equipos de trabajo puede tener mayores resultados que la suma de esfuerzos individuales. Los ingenieros de yacimientos no deben esperar que los geólogos terminen su trabajo antes de empezar sus propias actividades. Por ejemplo, es mejor saber antes, que los mapas de isopacas y la producción acumulada de aceite/gas no concuerdan, en lugar de terminar todos los mapas y luego descubrir que la producción acumulada y los mapas indican otra interpretación del yacimiento.

1.3.2. Talleres de administración integral de yacimientos

No basta con formar equipos con personal capacitado de las diferentes disciplinas, es necesario una buena coordinación entre todas las personas del equipo como expone (Margerison & McCann, 1993), la coordinación no debe ser unidireccional y hacia el líder del equipo, ver la Figura 1.2. La buena coordinación entre los miembros de un equipo es bidireccional e involucra a todos y cada uno de los miembros del equipo, ver Figura 1.3.

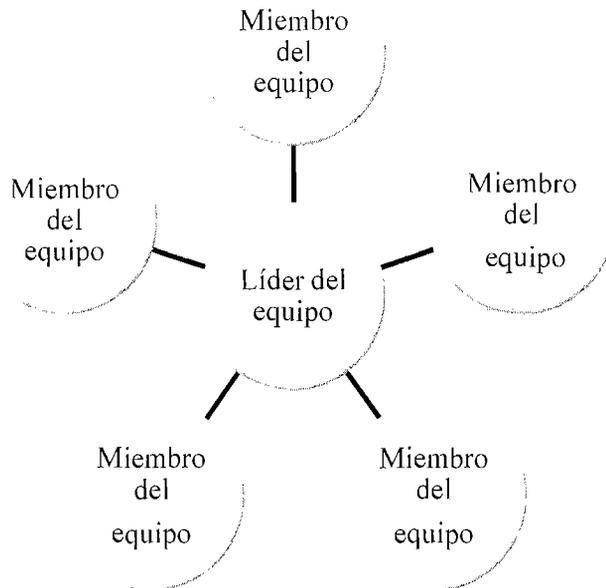


Figura 1. 2. Ejemplo de mala coordinación.

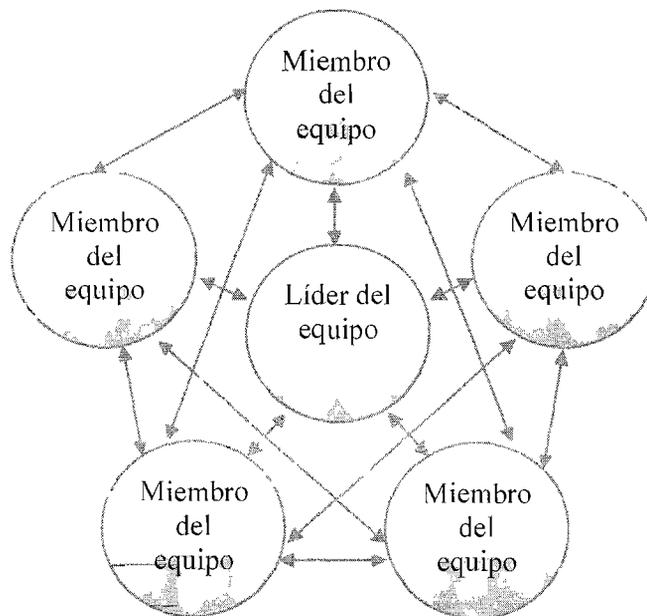


Figura 1. 3. Ejemplo de buena coordinación.

Con los talleres y las conferencias se persigue apoyar la interacción funcional y la cooperación entre los equipos y tiene como propósitos:

- Enfocar la atención en los aspectos prácticos de la administración de yacimientos.
- Definir el objetivo que se tiene en común.
- Fortalecer los esfuerzos para incrementar la producción y/o reservas y minimizar los costos.
- Considerar las estrategias de administración para campos específicos.
- Fomentar el intercambio de ideas entre los grupos de trabajo interdisciplinarios respecto a la estrategia de administración para esos campos.
- Delimitar las áreas de acción claves para los yacimientos en cuestión.
- Recomendar un plan de acción específico, que es el producto de la contribución colectiva de todos los participantes.

Es recomendable que cuando se trabaja en equipo, éste no exceda de 25 personas. (Katzenbach & Smith, 1995) reconocen que un número mayor de personas, pueden ser un equipo, pero lo más probable es que los grupos de ese tamaño se dividirán en subequipos en lugar de funcionar como un solo equipo. Los participantes incluyen un profesionistas de todas las disciplinas, ver Tabla 1.1.

Grupo de debates	Actividades
6 - 8 IY Ingenieros de Yacimientos	<ul style="list-style-type: none"> • Seleccionar 2-3 casos de estudio.
6 - 8 IP Ingenieros de Producción	<ul style="list-style-type: none"> • Presentación por la dirección de la administración.
6 - 8 GG Geólogos y Geofísicos	<ul style="list-style-type: none"> • Presentación (Ideas generales)
2 - 3 IQ Ingenieros Químicos	<ul style="list-style-type: none"> • Casos de estudio
2 - 3 DC Personal de diseño y construcción	<ul style="list-style-type: none"> • Al finalizar 4 grupos de discusión -2 IY, 2IP, 2 G y G, 2 (IQ, D y C, P y PP)
1 - 2 P Personal de perforación	<ul style="list-style-type: none"> • Especificaciones y recomendaciones
3 - 5 PP Personal de producción	<ul style="list-style-type: none"> - a corto plazo - a largo plazo (Análisis costo-beneficio)

26- 37

Tabla 1. 1. Debate sobre los aspectos prácticos de administración integral de yacimientos.

En los talleres se revisan y debaten de dos a tres casos de estudios de campo. Los estudios son escogidos por el personal del área de producción con el acuerdo del director de área. El taller de debate comienza con una presentación del área administrativa, que expresa su filosofía de la administración de yacimientos y esta es una de las sesiones más productivas.

- Esto da la pauta para la interacción informal entre los miembros del equipo y la administración.

Los participantes toman una nueva visión del trabajo bajo el enfoque de la administración además de sensibilizarse con los proyectos, estrategias y bajo qué circunstancias pueden o no ser aprobados. De esto puede aprovecharse la oportunidad de comprender los objetivos de la administración local y minimizar la frustración de los proyectos no aprobados.

El nivel de compromiso y convicción de la administración establece el tono para el taller de debate lo cual aumenta el entusiasmo en los participantes del proyecto.

Las siguientes sesiones son descritas en la Tabla 1.2, en general, la discusión de estos temas es presentada por los miembros del personal en materia. Por lo que una idea general de la discusión sobre el papel de geología en la administración de yacimientos se muestra en la Tabla 1.3.

Presentación (Ideas generales)	Aspectos del papel de la geología en administración de yacimientos.
<ul style="list-style-type: none">• Introducción.	<ul style="list-style-type: none">• Secciones transversales de ambientes sedimentarios y diagramas de fase.
<ul style="list-style-type: none">• Datos requeridos.	<ul style="list-style-type: none">• Determinación de volúmenes de hidrocarburo.
<ul style="list-style-type: none">• Roca y fluido (muestreo y análisis).	<ul style="list-style-type: none">• Petrología del yacimiento.
<ul style="list-style-type: none">• Papel de la geología.	<ul style="list-style-type: none">• Geoquímica.
<ul style="list-style-type: none">• Material sobre los aspectos prácticos de la administración de yacimientos.	<ul style="list-style-type: none">• Consulta de registros de otros pozos e información obtenida por herramientas cable.
<ul style="list-style-type: none">• Casos de estudio.	<ul style="list-style-type: none">• Determinación de los contactos entre los fluidos.
	<ul style="list-style-type: none">• Agua de formación.

Tabla 1. 2. Foros de administración integral de yacimientos -programa típico-.

Tabla 1. 3. Foro de administración integral de yacimientos muestra un esquema sobre los aspectos de la geología.

Después de la discusión general, los participantes presentan una serie de casos de estudio, los cuales están directamente involucrados con las actividades de su trabajo diario y sus presentaciones comúnmente incluyen ideas escritas sobre los temas que se lista en la tabla 1.4. Aproximadamente 6 u 8 personas hacen las presentaciones sobre un caso de estudio y cubren todos los aspectos de un proyecto -incluyendo los aspectos económicos, legales y ambientales-.

- Descripción general de la geología y del comportamiento de campo.
- Trabajo de ingeniería de yacimientos.
- Pozos productores y de inyección.
- Instalaciones superficiales.
- Calidad del agua de inyección.
- Corrosión en las instalaciones.
- Operaciones de producción.
- Operaciones de perforación.
- Evaluación y discusión del caso de estudio.
- Recomendaciones específicas.

Tabla 1.4. Puntos generales del caso de estudio.

Posteriormente, para cada estudio de los casos presentados, el grupo debate en cuatro equipos. Cada equipo cuenta con dos ingenieros de yacimientos, dos ingenieros de producción, dos geólogos y/o geofísicos, y dos personas de una o más de las áreas siguientes:

- Ingeniería de diseño y construcción.
- Gas e ingeniería química.
- Ingeniería de perforación.
- Operación.

Los equipos son compensados con base en su conocimiento en el caso de estudio. Además, cada equipo incluye a miembros con conocimientos sólidos técnico en varios aspectos de la administración de yacimientos.

Los equipos trabajan en salones separados, aplicando las siguientes acciones para la solución de problemas:

- Definir los problemas.
- Hablar las diferentes soluciones -incluyendo las alternativas para cada problema-.
- Enlistar los pros y los contras para cada solución.
- Preparar y recomendar soluciones específicas -Tomando en consideración el impacto económico-.

Cada equipo es guiado por un coordinador cuya función es la de asegurar que se mantiene el enfoque y se lleva a cabo el progreso de las tareas.

Después, todos los equipos se reúnen en una sala de trabajo adecuada y presentan sus conclusiones. Cuando un equipo hace su presentación, los miembros de los otros equipos hacen preguntas y realizan comentarios, todas las ideas son anotadas y comentadas. Subsecuentemente. Se realiza una discusión general de estas ideas y se concluye con una lista de las recomendaciones específicas sobre el caso de estudio.

Los talleres sirven como un foro de debate para generar ideas que involucran a todos miembros de equipo para preparar los planes de acción a corto, mediano y largo plazo para los campos. Algunos beneficios adicionales son:

- Enfocar las ideas de los participantes sobre la administración integral de yacimientos.
- Compartir los conocimientos, experiencias, opiniones e ideas de cada persona con todos los participantes.
- Involucrar a todos miembros de los equipo para generar nuevas ideas y preparar los planes.
- Evaluar nuevas contribuciones a través de preguntas y comentarios, además de extraer las ideas más valiosas.
- Desarrollar y entender el objetivo colectivo del equipo y la manera en la que una persona, y al mismo tiempo el resto del equipo, puede contribuir al éxito.

1.4. Nuevas tecnologías que incorporan las responsabilidades tradicionales

La necesidad de unir las áreas de responsabilidad, integrar las nuevas tecnologías y equipos de trabajo más pequeños implica la integración de la geología, los registros geofísicos y las pruebas de pozo para preparar un modelo del yacimiento, ver Figura 1.4.

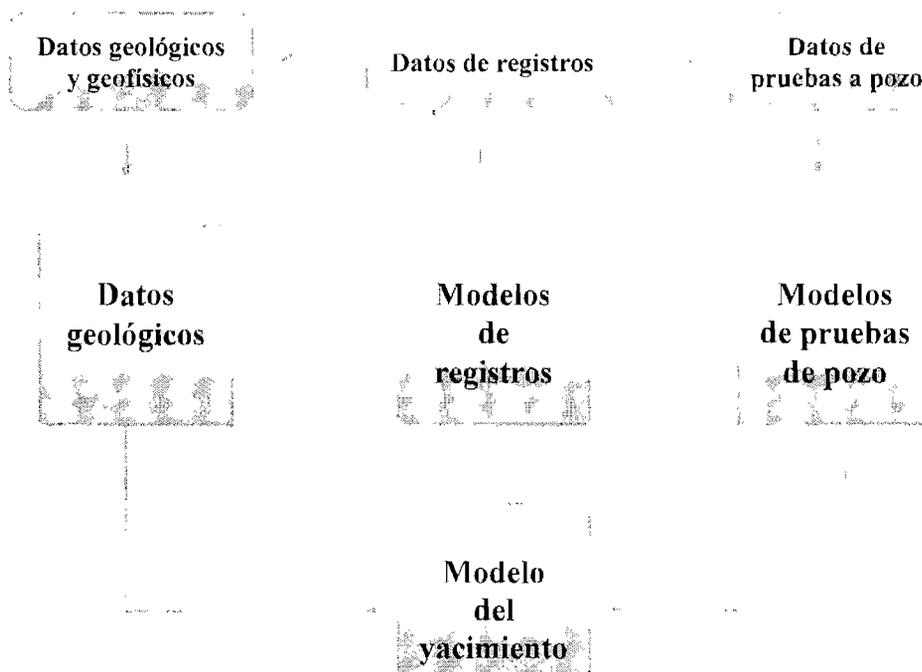


Figura 1.4. Incorporación de todos los datos disponibles dentro del modelo del yacimiento.

1.4.1. Programa *Landsat*

El satélite *Landsat* que examina la superficie de la tierra operado por la *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), es una tecnología que permite que los ingenieros determinen la naturaleza del terreno. En las imágenes de *Landsat* se pueden observar fallas sobre la superficie del terreno que se estudia, lo que puede proporcionar idea de las direcciones de preferencia al flujo, de esta manera se pueden ubicar mejor los pozos, además de ayudar a encontrar características geológicas adversas que podrían obstruir la exploración, (NASA & Short, 2008). Las fallas observadas en imágenes de *Landsat* al combinarlas con imágenes sísmicas pueden proporcionar una importante herramienta para realizar mejores interpretaciones estructurales. Al mismo tiempo, esta tecnología proporciona al ingeniero la oportunidad de aprender sobre la geología de superficie de la zona.

1.4.2. Mapeo por computadora y simulación de yacimientos

Muchas compañías desarrollan *software* para generar modelos geológicos tridimensionales, automatización de la creación de mapas geológicos y secciones transversales mediante datos de exploración. El *software* realiza una integración de la geología en la simulación de yacimientos, ver Figura 1.5, tomando en cuenta los datos geológicos y petrofísicos del yacimiento, que son tomados de los estudios sísmicos, registros de pozos, recortes de perforación, análisis de núcleos entre otros, en el cual los modelos, estructurales, estratigráficos y petrofísicos son conectados directamente al simulador de yacimientos, lo cual permite que el ingeniero de yacimientos maneje complejas descripciones del yacimiento para la planeación del desarrollo del campo. El ingeniero actualiza el modelo del yacimiento con los nuevos datos o interpretaciones y en consecuencia se pueden realizar mapas y secciones transversales rápidamente. Las interpolaciones de porosidad, registros geofísicos y otros datos de pozo son controladas por el marco estratigráfico determinado por el arreglo matricial tridimensional en celdas. Adicionalmente, los especialistas en geología pueden estimar las características del yacimiento para completar la imagen geológica del yacimiento.

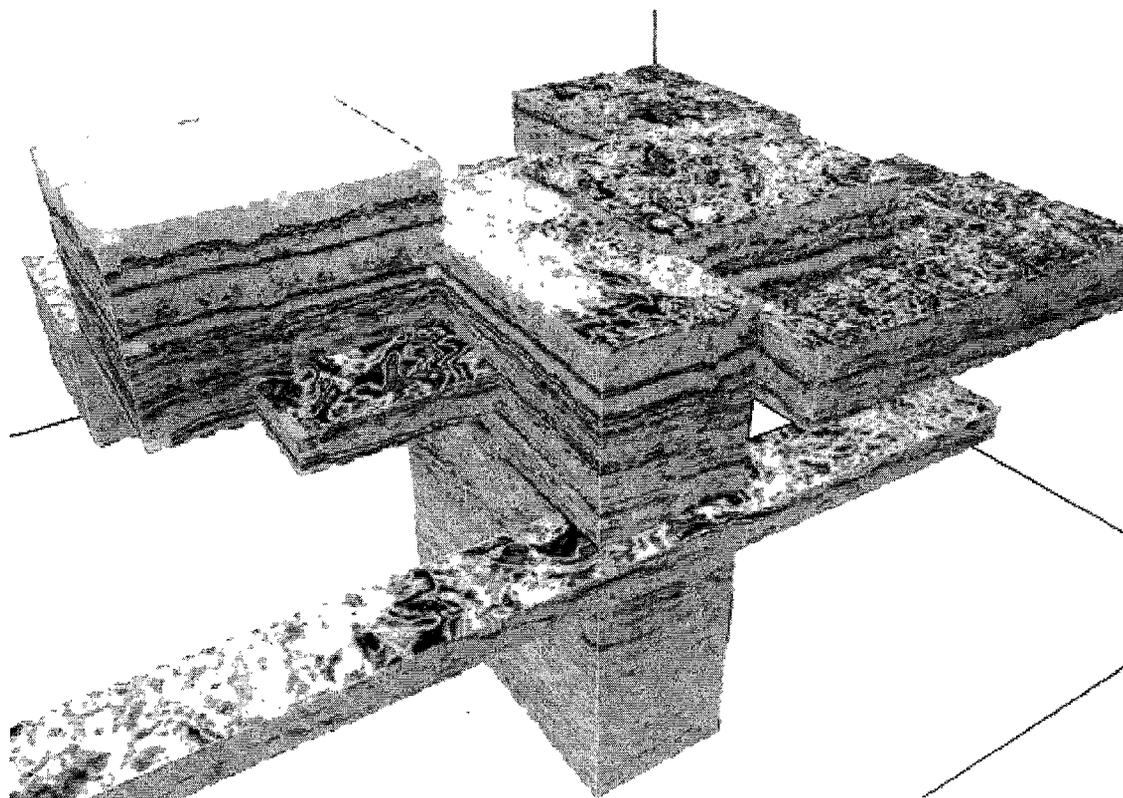


Figura 1. 5. Visualización de sísmica.

El marco estratigráfico puede ser descrito como un conjunto de celdas que controla la interpolación de las propiedades de una roca específica. La estructura está conformada normalmente con la altura de los pozos. En algunas ocasiones se digitaliza la estructura, de un contorno a mano o mapa sísmico que puede ser cuadriculado para proporcionar un control estructural. Los altos estratigráficos proveen los datos sobre las capas de las otras formaciones, que pueden ser consideradas para generar las otras superficies dentro del marco estratigráfico.

En simulación de yacimientos, las clases de roca en el yacimiento están definidas con los datos de estudios de núcleos, registros geofísicos y facies sedimentarias, que son generados para construir el modelo geológico-petrofísico, ver Figura 1.6. Estos datos son importados al simulador del yacimiento, lo que permite diseñar el desarrollo del campo.

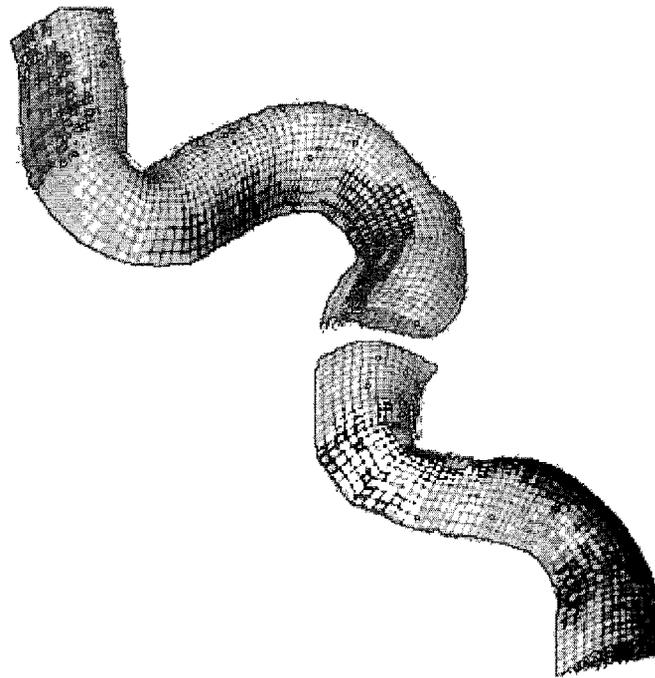


Figura 1.6 Estudio de porosidad.

La simulación de yacimientos es empleada para evaluar el aspecto económico de los campos recién descubiertos. En estos yacimientos, se encuentran heterogeneidades a escalas mucho más finas debido al espaciamiento de los pozos de exploración, estas heterogeneidades pueden ser modeladas por “modelos estocásticos” o por pseudopozos. Un modelo estocástico es aquel en el que la relación entre las variables no es completamente predecible porque existe un elemento aleatorio, o es incorporado a un modelo determinista. Por otro lado, el concepto de pseudopozos permite que un geólogo añada su percepción de la heterogeneidad del modelo del yacimiento, ambas formas pueden ser utilizadas en el *software* para construir el modelo geológico-petrofísico.

En la evaluación de la interpretación geológica, el *software* permite generar y trazar secciones transversales rápidamente, el geólogo puede usar múltiples visualizaciones para verificar la interpretación del modelo. El ingeniero de yacimientos también puede hacer uso de estas secciones para diseñar un simulador –si es necesario-. Estas visualizaciones también señalan datos que pudieron haberse omitido, además de identificar inconsistencias en las interpretaciones que pueden ser corregidas al revisar el modelo.

El modelo geológico-petrofísico 3D y el simulador de yacimientos. La caracterización del yacimiento, en la forma computarizada -modelo geológico 3D-, puede ser importado al simulador de yacimientos. Esta interfaz permite que las porosidades y permeabilidades sean asignadas a bloques individuales en el yacimiento, ver Figura 1.7. La simulación de yacimientos se beneficia de los detalles de un modelo geológico computarizado 3D y es utilizado para planear el desarrollo del campo, monitorear programas de perforación, evaluar el empuje del acuífero y ayudar con el espaciamiento entre pozos.

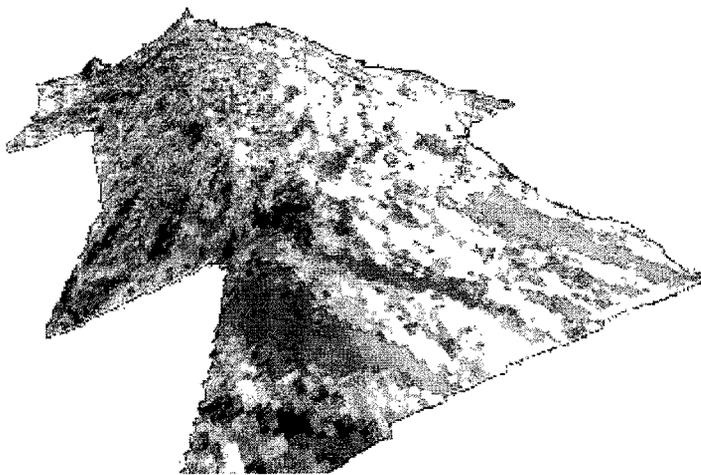


Figura 1. 7. Distribución de propiedades petrofísicas de un yacimiento.

La construcción del modelo geológico permite realizar estudios de sensibilidad económica para diferentes interpretaciones geológicas, considerando diferentes escenarios respecto a los aspectos del yacimiento que impliquen dificultad para determinarse y así variar o combinar parámetros del yacimiento, considerando correlaciones de capas impermeables, heterogeneidades internas o caracterizar el acuífero.

La caracterización 3D del yacimiento también permite preparar diferentes clases de mapas del yacimiento y secciones transversales. Los ingenieros en general preparan las secciones transversales y realizan varios diagramas para obtener una mejor comprensión de las áreas para la simulación. Además, comparan las caracterizaciones geológicas con el modelo para futuros trabajos de simulación y hacer confiables las corridas del simulador. Los modelos 3D permiten que los geólogos actualicen o cambien sus interpretaciones con los nuevos datos. Las distintas interpretaciones son de gran ayuda al revisar la sensibilidad de las interpretaciones geológicas. El modelo puede ser guardado para futuras interpretaciones.

1.4.3. Sísmica 3D y sismología *cross-hole*

Los ingenieros de yacimientos y geólogos están empezando a beneficiarse del uso de datos sísmicos *cross-hole*, también denominados *cross-well* o perfiles sísmicos verticales. De manera inversa para realizar la evaluación de la sísmica, deben aplicarse ideas y razonamientos geológicos e ingenieriles en la interpretación sísmica. Incluso sismólogos experimentados pueden pasar por alto un área de oportunidad debido a su falta de familiaridad con los detalles geológicos y datos de ingeniería obtenidos durante el desarrollo. Por esta razón, los datos geológicos y de ingeniería deben ser examinados y coordinados con los geofísicos para determinar si un área es un buen prospecto para perforar un pozo exploratorio. Muchas de las dificultades en incluir conocimiento geológico y de ingeniería dentro de la sísmica y viceversa, puede ser evitado sólo intercambiando la información y las ideas entre las tres disciplinas.

La sísmica *cross-hole* se está desarrollando como una herramienta importante dentro de la administración de yacimientos, y en los últimos años ha tenido avances notables sobre el entendimiento y la capacidad de obtención de imágenes. Las ondas sísmicas de alta frecuencia, son capaces de recorrer largas distancias entre los pozos. Las aplicaciones se emplean frecuentemente en el monitoreo de procesos de recuperación mejorada, pero el mayor potencial del método es mejorar el conocimiento geológico del yacimiento. Hoy en día ya no se utiliza el concepto de considerar un yacimiento homogéneo, las nuevas tecnologías ayudan a entender que los yacimientos son heterogéneos y complejos, y que pueden contener trampas de aceite sin explotar incluso después de muchos años de producción.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, ha calculado que del 60 al 70 % de aceite móvil originalmente in-situ se queda en el subsuelo cuando un yacimiento es considerado económicamente agotado. Gran parte de este aceite móvil es dejado debido a heterogeneidades del yacimiento, que efectivamente se transforman en un gran banco de aceite en varios cúmulos de aceite aislados. La sismología *cross-hole* ha sido identificada por la industria petrolera como una tecnología crítica que permite identificar este aceite residual. Según, (Blackburn, y otros, 2007), la sísmica *cross-hole* es una técnica exitosa para monitorear procesos térmicos de recuperación mejorada en campos petroleros poco profundos y de baja densidad de aceite. Para realizar este tipo de levantamiento sísmico, se colocan en un pozo a diferentes profundidades los emisores de ondas, estas ondas son emitidas en dirección de un arreglo de receptores colocado en otro pozo, las ondas viajan cuasi-paralelas entre transmisor y receptor a través de las diferentes capas del subsuelo, ver Figura 1.8.

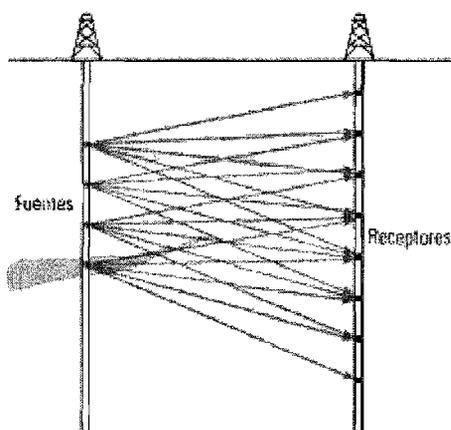


Figura 1. 8. Esquema del proceso de sísmica cross-well, (Blackburn, y otros, 2007) .

Existen varios tipos de levantamientos sísmicos que se clasifican de acuerdo a la geometría del levantamiento, la trayectoria del pozo y la profundidad de los receptores. Todos tienen como finalidad mejorar la caracterización estática del yacimiento, mejorando las visualizaciones sísmicas, que permiten comprender mejor la heterogeneidad del yacimiento. La Figura 1.9, muestra el esquema de un proceso para realizar un perfil sísmico vertical 3D, el perfil puede ser realizado en tierra o costa afuera. La Figura 1.10, muestra la construcción de la representación de un área a partir de los datos de un perfil sísmico 3D.

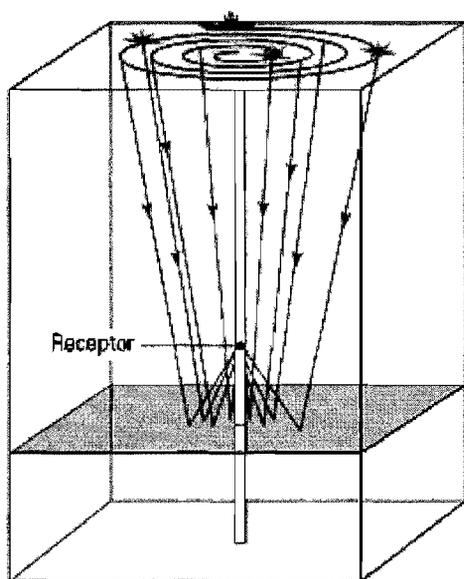


Figura 1. 9. Esquema del proceso de un perfil sísmico vertical 3D, (Blackburn, y otros, 2007).

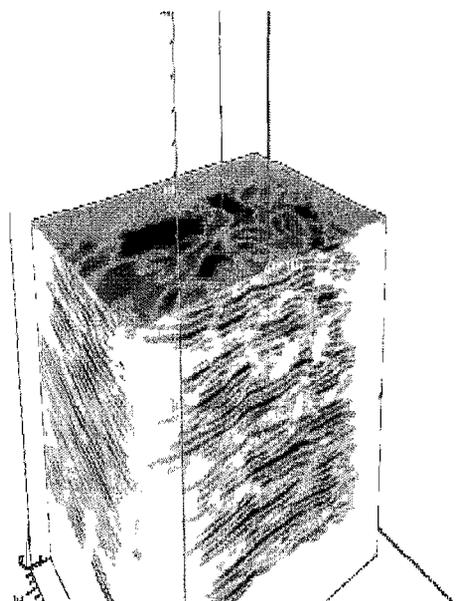


Figura 1. 10. Representación de los datos de un perfil sísmico vertical en un modelo tridimensional, (Blackburn, y otros, 2007).

2

EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS

Registrar, interpretar y aplicar los datos del yacimiento correctamente son algunas de las tareas más importantes que los ingenieros petroleros y geólogos llevan a cabo. La calidad y la cantidad de estos datos condicionan el éxito de subsecuentes estudios de ingeniería y por consiguiente, del proyecto.

2.1. Organización y recopilación de datos

La recolección y manejo de datos son muy importantes para el éxito de proyecto, deben ser planeados cuidadosamente, lo cual implica formular un programa de datos a reunir, en forma sistemática. (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 1991), plantean que, se debe seleccionar un instrumento de medición, este instrumento debe ser válido y confiable, consecutivamente se debe aplicar el instrumento de medición y preparar las mediciones obtenidas para que puedan analizarse correctamente. Además deben tomarse en cuenta los siguientes criterios:

- Primero se debe tener claro el propósito y la aplicación de los datos, es decir, se debe poder explicar por qué se necesita la información y que se va a hacer con ella antes de realizar la recolección de datos.
- Se debe obtener la gama más completa de datos posible entre los yacimientos y los pozos, dado el financiamiento para la recolección de datos.
- Consecuentemente se debe desarrollar y usar un procedimiento para asegurar que los datos recolectados representan las verdaderas condiciones del yacimiento y que pueden ser comparados entre sí, la información obtenida mediante mediciones con otros instrumentos, pueden verificar los datos obtenidos.
- Se deben usar en forma eficaz y exhaustiva los datos recolectados.

La Tabla 2.1, muestra una lista de datos para adquirir del yacimiento, los cuales se pueden dividir en dos grupos: estático y dinámico. Los datos estáticos representan las mediciones directas de propiedades del yacimiento o sus fluidos (por ejemplo, la porosidad, la permeabilidad, la saturación de agua congénita, la temperatura la composición química, ente otros.), mientras que los datos dinámicos se refieren al nivel de fuerza contenida o inducida en el yacimiento por ejemplo: la presión, las propiedades PVT, permeabilidad efectiva, el factor de daño, y los frentes de inyección. Porosidad y permeabilidad son propiedades necesarias para definir el espesor neto. Estas propiedades se miden principalmente a través del análisis de núcleos y el análisis de registros.

Tiempo	Propiedades																						
	Marcador de profundidad	Estructura y área	Hidrodinámica	Espesor de la formación	Espesor neto de la formación	Litología	Propiedades mecánicas	Contactos	Presión	Porosidad	Permeabilidad	Permeabilidad relativa	Saturación de fluidos	Tamaño de poros	Mecanismos de producción		Propiedades de los hidrocarburos	Propiedades del agua	Gastos de producción	Fluidos producidos	Daño al pozo	Eficiencia de recuperación	
Antes de perforar	Gravimetría	2																				Gravimetría	
	Tiempo	2	2											4									
	Velocidad	2	1	2	2	2	2	2	2	2	3	3	4										Sísmica
	Amplitud	3		2	2	2	2	3	2		3	4											
	Tipo	3		3	2	3	3	2	3	4	3	3											
	Analogía regional	2	2	1	2	2	2	2	4	1	2	2	4	2	2	2	1	2					Estudios de Ingeniería y Geología
	conocimiento y mapas																						
Ambientes de depósito	2		2	2	2	2			2	2				3			2						
Durante la perforación	Rango de la perforación	3		2	3	3	3		4														
	Registro de lodos	3		2	3			3	3			3			3								
	Recortes	2		3	4	2	2	2		3	4	3	2		4								
	Núcleos	1		2	1	1	1	2		1	1	1	2	1	3	4	2						
	Toma de núcleos	1	4	4	4			2	1		1		1	4		1	1	2	1				
	Eléctricos	1		1	1	3		1		3	4		1	4									
	Potencial espontáneo	1		1	1	3		2					3	4									
	Sónicos	1		1	1	2	2	1		1	3		2	4		4		4					
	Densidad	1		1	1	2	2	1		1	3		2	4		4		4					
	Rayos Gama	1		1	1	2	2							4									
	Neutrón	1		1		3	3	1		1	3		2	4		4		4					
	Pruebas	2							1	2		2				2	2	2					
	Núcleos	1				1	2	2		2	3		3	3		4		3					
Después de la perforación	Pruebas de flujo	2	2	2	2	2		1	1	4	2	1	1		1	1	1	1	1				
	Presión		2	1					1		1	2				2		1		1			
	Corte de agua		3					2			2	1		1		1		1			2		Producción
	RGA		3					2			2	1		1	1			1			2		
	Historia del yacimiento		1	3				2			2	2		1			1	1	1	1			
	Analogía			1		2	2		1	2	2	2		2	1	2	2	2	2		2		
	Ingeniería y Geología	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	

Tabla 2. 1. Fuente de datos, modificado de (World-Oil, Noviembre 1978).

Código: 1= Mejor fuente de datos, 2= Buena fuente de datos, 3= Fuente de datos media, 4=Fuente de datos pobre.

Son pocos los yacimientos en los cuales se realiza el corte de núcleos, debido a que, los datos de registros geofísicos están disponibles, los registros son correlacionados con las porosidades de los núcleos donde ambos datos se encuentran disponibles. Por ejemplo. En un registro geofísico del tipo sónico, el tiempo para recorrer una distancia equivalente a un pie de la formación, es conocido como tiempo de tránsito Δt , donde este valor es el recíproco de la velocidad de una onda de sonido. El tiempo de tránsito en una formación depende de su litología y porosidad, una vez conocida la litología el perfil sónico sirve como un registro de porosidad. La velocidad del sonido en litologías comunes varía entre 6,000 y 23,000 pies/segundos, para evitar el uso de fracciones decimales pequeñas el valor que se registra es el recíproco de la velocidad en unidades de μ -segundos/pie. Las porosidades de los núcleos son obtenidas de los datos de los registros, si los puntos de datos se encuentran dispersos, el geólogo debe determinar si estas diferencias son causadas por litologías diferentes (ver Figura 2.1).

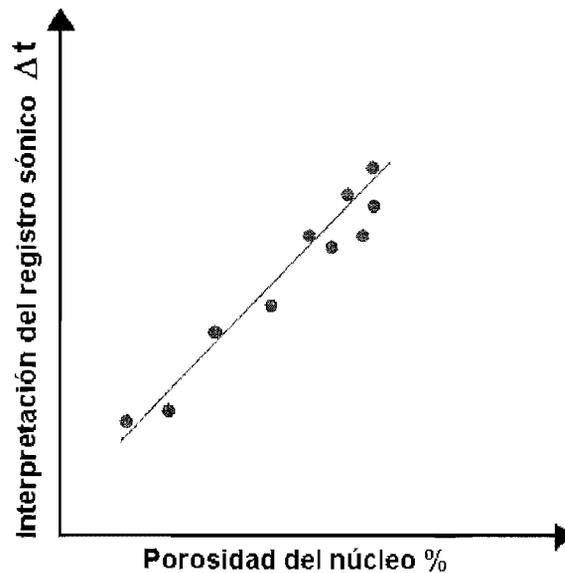


Figura 2. 1. Interpretación de registro sónico y porosidad del núcleo.

Herramientas de registros incluyendo el sónico, densidad y neutrón miden el medio poroso dentro del radio de investigación. La porosidad obtenida de estos registros es un buen indicador para distinguir entre zonas productoras cuando se utiliza en conjunto con los datos obtenidos del microlog. El microlog lee punto a punto los datos y es capaz de detectar el enjarre separando las capas permeables de las no permeables. Los registros existentes deben ser calibrados con nuevos registros y/o datos de núcleos, y luego deben utilizarse para definir las propiedades del yacimiento de las que no se tiene dato alguno.

Según, (Velásquez Franco, 2006), la permeabilidad es una propiedad del medio poroso para permitir el paso de los fluidos y se mide en unidades de Darcy. Existen tres tipos de permeabilidades:

Permeabilidad absoluta. Es la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido, cuando se encuentra saturada al 100% de ese fluido (no depende de las propiedades de los fluidos), la permeabilidad absoluta se define en términos de la Ecuación 2.1.

$$k = \frac{q \mu L}{A \Delta p}$$

Ecuación 2. 1. Ecuación de permeabilidad.

Donde:

k.- Permeabilidad, Darcys.

q.- Gasto, cm^3/seg .

μ .- Viscosidad, cp.

L.- Distancia, cm.

A.- Área, cm^2 .

Δp .- Diferencia de presión, atmósferas.

Permeabilidad efectiva. Es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%.

Permeabilidad relativa. Es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta.

Para la mayoría de los yacimientos maduros, la medición de permeabilidad que se usó en el análisis es generalmente una permeabilidad efectiva al gas, que es extrapolada para obtener la permeabilidad absoluta y corregida debido al efecto de resbalamiento de Klinkenberg, (ver la Figura 2.2). La permeabilidad de un yacimiento puede ser considerada en dos partes: la permeabilidad de matriz y la de fractura.

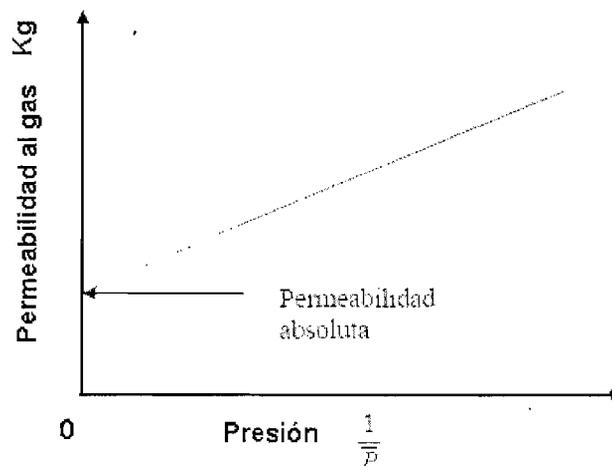


Figura 2. 2. Permeabilidad al gas y efecto Klinkenberg.

En general la permeabilidad vertical es pequeña para las capas estratificadas, así como también la permeabilidad horizontal para los yacimientos no estratificados.

En el caso de yacimientos viejos donde solamente algunos tapones de núcleos fueron estudiados, probablemente no se encuentra ninguna correlación entre los resultados de pruebas de flujo y la porosidad y/o permeabilidad de los núcleos. Pueden crearse mapas de facies y luego ser traslapados para definir características litológicas. Una descripción más detallada del levantamiento de planos de facies está disponible en la parte 2.3.

La saturación de agua congénita está relacionada con la posición estructural, la geometría de poro y la mojabilidad. La cantidad de agua congénita afecta la permeabilidad, en rocas con menor permeabilidad se encuentran cantidades mayores de agua congénita. También, las formaciones con grandes cantidades de arcilla y limo tienen altas saturación de agua congénita.

El método preferido para determinar la saturación de agua congénita es el análisis de núcleos cortados con un fluido base aceite. La mayoría de los yacimientos viejos carecen de estos datos o tienen datos poco representativos debido a la falta de programas de recuperación de núcleos durante la perforación y prácticas de almacenamiento de los mismos.

Otro método para calcular el contenido de agua congénita es el de presión capilar ó el método de núcleos restaurados. Los ingenieros de yacimientos y geólogos comparan la saturación de agua congénita con la saturación encontrada en las pruebas. Si los datos se comparan satisfactoriamente, el método de presión capilar puede ser usado.

La Figura 2.3, ilustra los tipos de datos del yacimiento y del pozo a ser obtenido para un estudio del yacimiento.

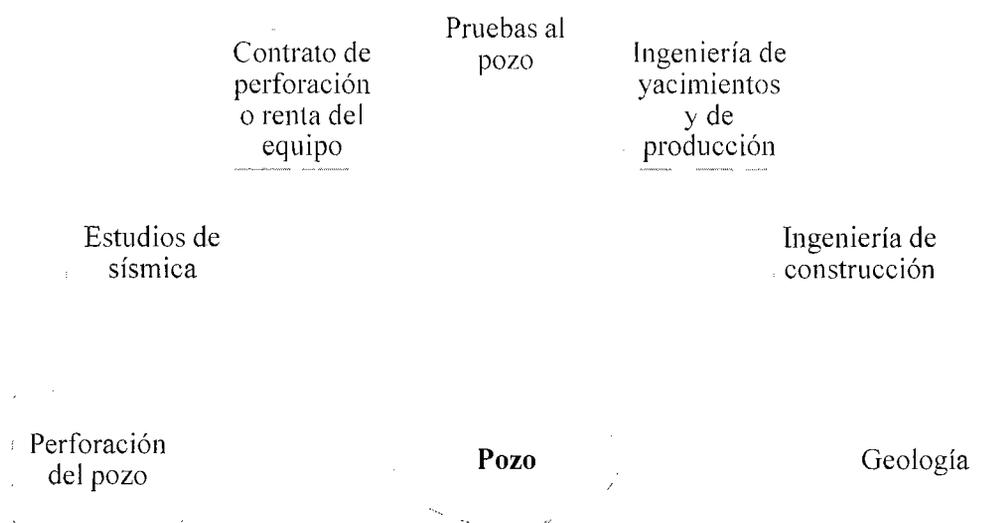


Figura 2.3. Datos del pozo y del yacimiento.

Tablas 2.2 a 2.4 enlistan las fuentes más importantes de estos datos. La Figura 2.4 da una idea general de un plan exhaustivo para el procesamiento de datos del yacimiento.

Mediciones in-situ	Mediciones en superficie	Interpretación geológica
Análisis de recortes y registros de perforación.	Análisis de núcleos	Normalización de registros
Pruebas	Porosidad	Espesor, espesor neto
Muestras de aceite y gas Análisis de recortes	Permeabilidades	Mapas litológicos
Pruebas a la formación	Permeabilidades relativas	Secciones transversales
Permeabilidad	Mojabilidad	Mapas de permeabilidad
Daño Muestra de fluidos	Distribución de fluidos (Agua congénita)	Identificación de arcilla
Medición de propiedades eléctricas, radioactivas, térmicas, entre otros.	Presiones capilares	Estructuras
-Eléctricos	Geometría de poro	Mapas de isopacas
<ul style="list-style-type: none"> • Potencial espontáneo (SP) • Eléctricos no enfocados • Enfocados de conductividad y resistividad • Inducción • Enfocados y no enfocados micro-resistivos • Dieléctricos 	Compresibilidad de la roca	Volumen del yacimiento
-Acústicos	Propiedades del núcleo	
<ul style="list-style-type: none"> • Sónico • Adherencia del cemento 		
-Radioactivos		
<ul style="list-style-type: none"> • Densidad de la formación • Rayos de gamma <ul style="list-style-type: none"> • Neutrón 		
Misceláneos		
<ul style="list-style-type: none"> • Medición de la profundidad • Repetir las pruebas a la formación • Pruebas a los recortes 		

Tabla 2. 2. Datos de evaluación de formación.

Análisis de fluidos (Aceite, gas, y agua)	Datos de presión	Datos de producción e inyección	Registros de terminación y reparación de pozos	Programa químico
<ul style="list-style-type: none"> • Composición de los fluidos • Comportamiento PVT • Compresibilidad • Viscosidad • Densidad • Solubilidad • Cloruros (en el agua de inyección a la formación) 	<ul style="list-style-type: none"> • Datos de la terminación original • Pruebas de presión de fondo • Pruebas de variación de presión • Potencial del pozo • Pruebas de decremento-incremento • Inyección • Presión de fractura • Pruebas de presión de fondo estáticas • Pruebas de interferencia • Gráficas de presión inyección acumuladas • Programas de monitoreo de la presión 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición anual mensual de los volúmenes producidos de aceite, agua y gas • Factor de recuperación • Gastos de inyección y de producción • Relaciones gas/aceite (mediciones anuales, pruebas de producción entre otros) • Pruebas con trazadores radio activos • Documentación de canales de flujo conocidos • Programa de pruebas periódicas 	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluaciones de los informes del pozo • Revisión de terminaciones semejantes • Procedimientos de cementación • Procedimientos de disparos • Historia de simulación • Procedimientos de cementación forzada • Daño a la formación 	<ul style="list-style-type: none"> • Escala de prevención e identificación • Control de parafinas y el control de asfaltos, hidratos, finos y escorias. • Emulsiones • Control de corrosión

Tabla 2. 3. Datos de producción y fluidos del yacimiento.

Producción

Sistemas artificiales

Bombeo mecánico (capacidad de unidad): SPM(Emboladas por minuto), LE (longitud del émbolo), tamaño de la tubería de producción, tamaño de la bomba, ciclos por unidad de tiempo.

Bombeo hidráulico y centrífugo.

Bombeo neumático.

Presión en la tubería de revestimiento y en la tubería de producción.

Instalaciones de separación.

Mediciones precisas

Inyección

Capacidad de planta.

Presión de operación máxima.

Tabla 2. 4. Datos de instalaciones superficiales.

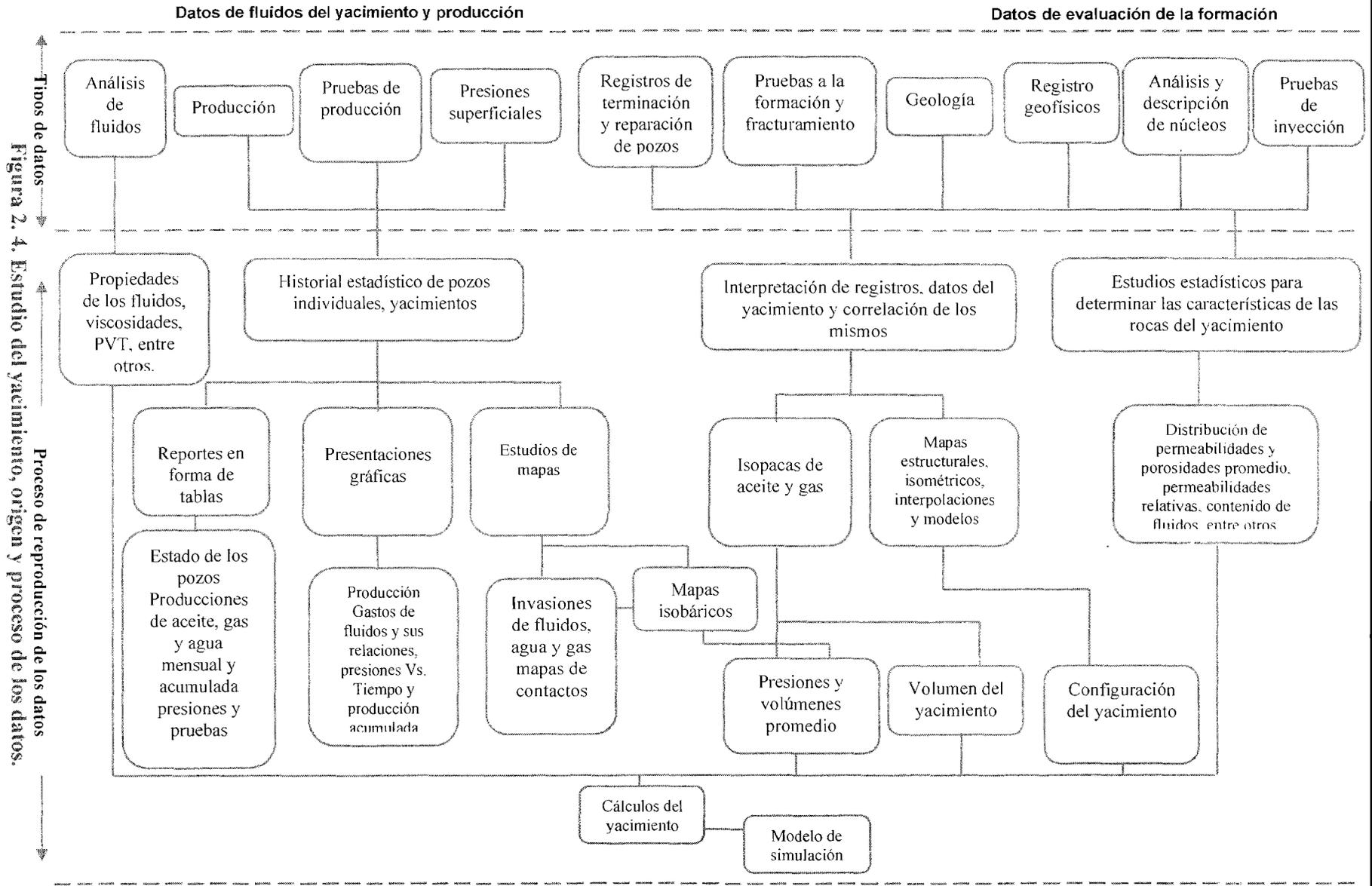


Figura 2. 4. Estudio del yacimiento, origen y proceso de los datos.

Medir, reportar, interpretar, validar y almacenar la información no es suficiente, cuando se realizan estudios en un yacimiento. La información generada cobra sentido cuando se encuentra disponible, esto quiere decir que la información debe ser accesible y además debe estar ordenada en un formato adecuado para ser utilizada.

En décadas pasadas la disponibilidad de la información era un serio problema, porque los especialistas e ingenieros debían recolectar la información de diversas fuentes para realizar estudios y tomar decisiones, pero en muchas ocasiones simplemente la información no se encontraba disponible. Lo anterior implicaba serias pérdidas de tiempo o la toma de decisiones mal fundamentadas con los consecuentes impactos sobre el proyecto.

En la actualidad contar con una base de datos es fundamental para realizar los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos. La base de datos debe contener toda la información que ha sido generada incluyendo los estudios que hicieron posible el descubrimiento del campo o yacimiento, en forma ordenada y estructurada para facilitar su uso. La base de datos debe ser confiable, lo que quiere decir que la información que contiene debe ser válida, editable para permitir la actualización de datos e informes, e interconectable para realizar consultas por los miembros de los equipos, de esta forma se facilita en gran medida los estudios y la toma de decisiones. Una base de datos no debe olvidar los aspectos básicos de seguridad sobre el control de la información.

Un ejemplo práctico de una base de datos es *Finder Enterprise*, según (Brown, y otros, 2000), *Finder* suministra todos los elementos de un sistema integrado de manejo y archivado de datos y cuenta con las funciones de carga, validación, edición e integración, la arquitectura de *Finder* comprende un catalogo de datos que cubre bases de datos maestras e individuales en un ambiente organizado y basado en los pozos. Algunos de sus componentes principales son:

- *Finder*. Almacenamiento general de datos de geología, geofísica y datos de producción y perforación.
- *LogDB*. Sistema general de archivado de registros de pozos.
- *SeisDB*. Sistema de manejo de datos sísmicos para archivar, visualizar y recuperar datos sísmicos masivos.
- *SDMS/PetaSTAR*. Manejo de datos para datos sísmicos basado en estaciones de trabajo.
- *AssetDB*. Sistema de manejo de inventarios de depósitos que les permite a las compañías petroleras almacenar, organizar y controlar una amplia variedad de datos de activos físicos de exploración y producción.
- Como parte del sistema *Finder* de manejo de datos, el *software* de visualización *GeoWeb 3D* permite al usuario visualizar, verificar, seleccionar y recuperar datos de exploración y producción. La Tabla 2.5, es un esquema de una base de datos requerida.

Contenido de base de datos	Patrón de análisis	Fluidos producidos	Asignación zonal	Normalización del tiempo	Producción incremental
Datos de la estructura	Capturar la producción e inyección por modelo	Determinar fluidos del yacimiento producidos	Asignar fluidos de inyección para todas las zonas en un pozo	Determinar la producción incremental programada por pozo	Determinar la producción incremental programada por pozo
Volumen	Asignación del área	Usa los datos PVT y petrofísicos	Calcular volúmenes de reserva, gastos de producción y producción acumulada	Ayudar a que los ingenieros analicen efectos de acumulación en el pozo	Presentación de los resultados basado en tiempos reales
Asignación del área	Usa los datos petrofísicos y PVT	Calcular la producción acumulada y la cantidad acumulada de fluidos inyectados	Uso de perfiles Información, PVT, datos petrofísicos	Ajustar todas las fechas de los eventos "normalizar Tiempo"	Llevar a cabo el evento o esperar el análisis
Volumen poroso con hidrocarburos	Informe de resultados para el usuario especificando modelos por grupos y suma de grupos	Reporte de resultados por grupo y suma de grupos	Incluir el reporte de la inyección	Usar un programa de disminución de la producción	Usar los programas de declinación de la producción
Área	Proporcionar archivos de datos para otros usuarios	Proporcionar archivos de datos para otros usuarios	Reporte sobre los resultados por zona y por pozo	Informe los resultados por pozo y grupo de pozos	Informe los resultados por pozo y grupo de pozos y el gran total
Factor de volumen del aceite			Proporcionar archivos de datos para otros usuarios	Proporcionar gráficos de alta resolución y archivos de datos para otros usuarios	Proporcionar programas de declinación de la producción
Relación gas aceite					
Saturación de agua					
Saturación de aceite residual					
Porosidad					
Espesores estratigráficos					
Datos de eventos realizados					
Documento de identidad de la zona					
Identificación de la terminación					
Evaluación de los trabajos realizados a los pozos					
Volúmenes producidos de					
aceite, gas, agua, CO ₂ y N ₂					
Volúmenes de inyección de gas, agua, CO ₂ , N ₂ y vapor					
Registro de la producción por pozo por cada tipo de fluido					
Códigos de las propiedades del campo o yacimiento					
Número de pozo e identificador único					
Curvas de IPR					

Tabla 2. 5. Esquema de una base de datos.

2.2. Metodología paso-a-paso

En esta sección se describe una metodología gradual para un estudio del yacimiento:

1. Revisión de estudios previos.
2. Revisión del desarrollo y comportamiento del campo que incluye las operaciones de recuperación primaria, secundaria y mejorada, poniendo especial atención en:
 - Mecanismos de empuje.
 - La historia de presión-producción.
 - Factores de recuperación.
 - Relación de movilidad de los fluidos y eficiencia de barrido.
 - Radio de drene de los pozos y su espaciamiento.
 - Condición de los pozos e instalaciones superficiales.
 - Línea de concesión.
 - Curvas de IPR / comportamiento del pozo individual.
3. Establecer los parámetros geológicos, incluir:
 - Configuración general del yacimiento.
 - Distribución de fluidos y movimiento en el yacimiento.
 - Diferencia en las propiedades del espacio poroso.
 - Continuidad y espesor de los estratos.
 - Porosidad.
 - Mapas estructurales.
 - Tipo de roca, porosidad y límites de permeabilidad.
 - Altura de los contactos.
 - Descripción 3D del yacimiento.
 - Secciones transversales de los estratos.

4. Determinar "la producción". Comparar los registros y los datos de núcleo con pruebas de formación efectuadas a través de la sarta de perforación.
5. Estimar aceite original in-situ y el gas original in-situ.
6. Revisar la base de datos y monitorear el programa, incluyendo:
 - Registros y pruebas de pozo.
 - Perfiles de inyección.
 - Registros de terminación y reacondicionamiento de pozos.
 - Análisis de PVT.
 - Permeabilidad relativa, presión capilar, pruebas de inyección de núcleos y mojabilidad.
 - Datos de instalaciones superficiales.
 - Monitoreo del patrón de comportamiento (balance de la inyección areal y vertical).
 - Pruebas de trazadores.
 - Comportamiento del pozo.
7. Uso de simuladores.
 - Ajustar a la historia de producción del pozo.
8. Calcular las reservas (original y remanente) y pronosticar la producción.
 - Datos de geología y evaluación de formación.
 - Mecanismos de empuje.
 - Propiedades de los fluidos.
 - Datos de permeabilidad relativa y de saturación residuales.
 - Reservas.

2.3. Reevaluación de datos subsuperficiales

Cuando se perforan más pozos las interpretaciones y los mapas geológicos cambian, por lo que, el geólogo siempre debe estar reevaluando los datos subsuperficiales. Los registros geofísicos y los núcleos se pueden usar para identificar y correlacionar las rocas del yacimiento determinando las porosidades de las rocas, el potencial y la naturaleza de los fluidos del yacimiento.

Tipos comunes de registros de pozo son:

- Registros de perforación. Tiene como propósito obtener la mayor cantidad de información sobre las características litológicas, mediante el análisis de los recortes y el tiempo de la perforación.
- Registros eléctricos. Miden la habilidad de la roca para conducir la corriente eléctrica, la cual se mide en Ohm-metro y proporciona información sobre la porosidad y los fluidos que contiene la roca.
- Registros de rayos gamma. Mide la radioactividad natural de las formaciones, es útil para evaluar minerales radioactivos como el potasio y el uranio y refleja el contenido de lutita en las formaciones debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas.
- Registro de neutrón. Se utilizan principalmente para ubicar formaciones porosas, responden a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, un mayor valor de lectura corresponde a una menor concentración de hidrógeno y viceversa.
- Registro de potencial espontáneo (SP). Mide el voltaje generado que resulta de las corrientes eléctricas que fluyen en el lodo del pozo, donde las corrientes son de origen electroquímico debido a la interacción del NaCl con las formación, permite detectar cuerpos permeables, límites entre capa y correlacionar estratos.

Los registros son utilizados para identificar y calcular la porosidad y tipos de fluidos en el yacimiento. Dentro de los registros eléctricos más comúnmente usados se incluye el SP (potencial espontáneo), resistivos. Estos registros pueden ser de investigación profunda o somera y son muy valiosos para correlacionar zonas o mostrar las diferencias entre formaciones permeables e impermeables.

En algunos yacimientos, la formación productora, puede ser identificada por la distribución de porosidad. Seleccionado un valor preestablecido de porosidad con el propósito de compararlo con porosidades más grandes que un límite, donde las mayores porosidades serán definidas como la formación productora. La Figura 2.5, muestra en un histograma la porosidad en porcentaje, que representa la capacidad de almacenamiento para un juego de datos del pozo H-50, (Arellano Flores, 2003).

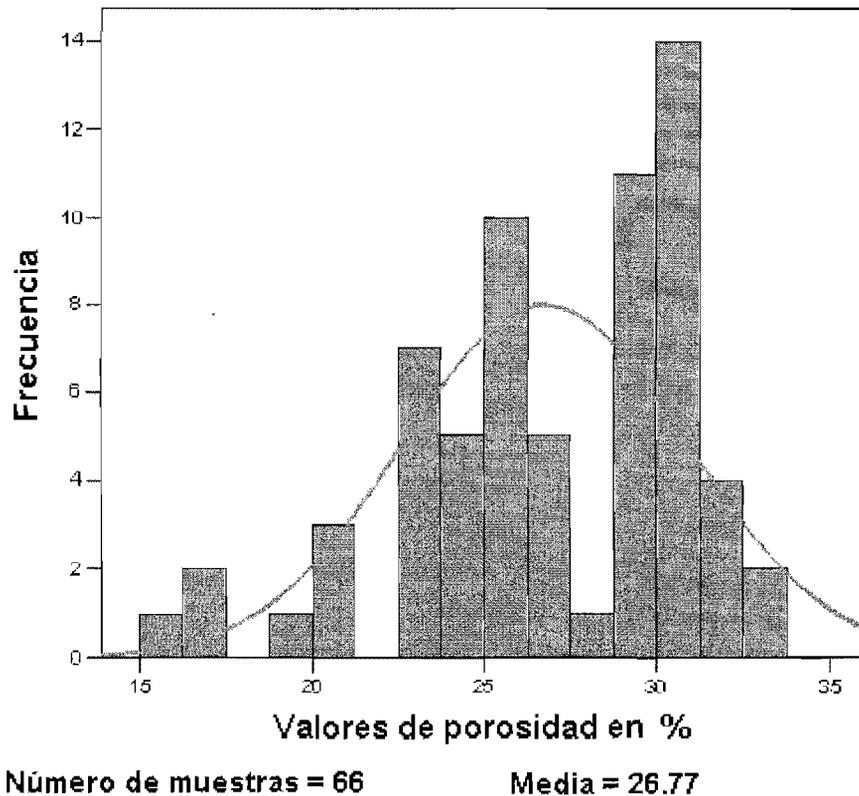


Figura 2. 5. Histograma y distribución de porosidad para muestras de roca en un pozo.

A diferencia de la porosidad, la permeabilidad no representa una distribución normal. Más bien, es una distribución "log-normal". Cuando se toma el logaritmo de la permeabilidad y se grafica junto con la frecuencia entonces, se produce una distribución normal. La permeabilidad, de la misma manera que la porosidad, es utilizada para determinar la formación productora para usarla en los cálculos volumétricos. Se puede seleccionar un valor de permeabilidad límite con base a las muestras que se tienen. Es importante señalar que el concepto de límites en la porosidad y permeabilidad se aplica en forma más adecuada en facies individuales. También, la correlación de porosidad y permeabilidad es más significativa si es llevada a cabo para facies individuales que para el campo entero.

2.3.1. Desarrollo de nuevos mapas a partir de datos existentes

Los mapas ϕh (porosidad/espesor) y kh (permeabilidad/espesor) se construyen para cada zona en un yacimiento o para todas las zonas se calcula la porosidad (ϕ) y el espesor (h) para cada pozo. Estos datos son capturados para generar un mapa ϕh , el procedimiento es similar para preparar mapas de kh .

Los mapas ϕh y kh son sumamente importante en la administración de yacimientos, si se consigue la calibración correcta, los mapas ϕh y kh pueden ser comparados con los datos de producción acumulada, la productividad y la inyectividad del yacimiento, además estos mapas proporcionan medios para controlar la inyección y la producción; y para maximizar areal y verticalmente el área de barrido durante una inyección.

Los gastos de producción y de inyección son gobernados por la distribución de kh , mientras que para conseguir un movimiento areal y vertical uniforme en el frente de inyección, los gastos deben distribuirse de acuerdo con ϕh . En las Figuras 2.6 y 2.7 se representa la posición de un frente de inyección cuando la inyección se ajusta a la capacidad de flujo y al volumen de poro desplazado, respectivamente.

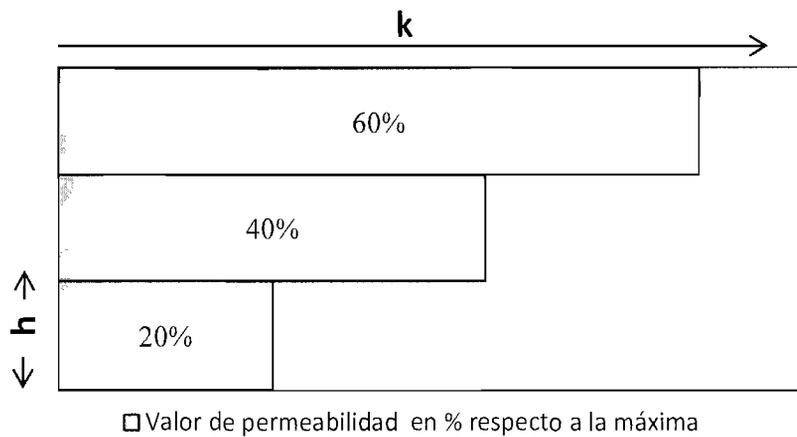


Figura 2. 6. Inyección de agua en un sistema estratificado basado en la kh.

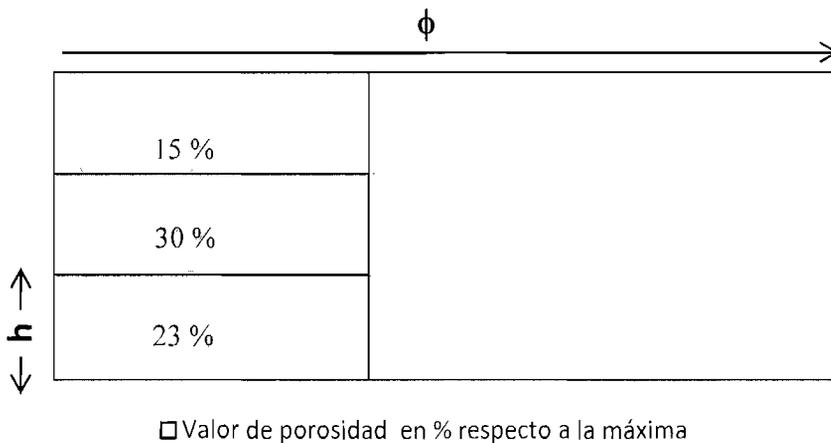


Figura 2. 7. Inyección de agua en un sistema estratificado basado en el volumen de poro.

2.4. Desarrollo de reporte técnico

La evaluación de yacimientos requiere de recolectar, organizar los datos, evaluar la calidad de los datos, analizar los datos y finalmente preparar un reporte. El informe debe contener secciones como:

- Recomendaciones y conclusiones.
- Información como introducción.
- Historia del campo.
- Geología del yacimiento.
- El desarrollo de campo (recuperación primaria, secundaria y/o mejorada).
- Interpretar el trabajo del laboratorio (por ejemplo, pruebas PVT y permeabilidades relativas, realizadas con análisis convencionales de núcleos).
- Análisis del comportamiento del yacimiento.
- Simulación (ajuste de historia y pronóstico) y/o análisis convencionales de ingeniería de yacimientos.
- Descripción de pozos e instalaciones, previendo las modificaciones futuras.
- Consideraciones económicas y proyecciones.
- Información detallada del estudio, en forma de un apéndice.

El apéndice o el cuerpo principal del informe, deben contener una sección sobre los datos que todavía tienen que ser recolectados y la prioridad de adquirirlos.

2.4.1. Adquisición de datos

Una formulada e integrada adquisición de datos de pozos, así como un programa de análisis, son fundamentales para la eficiente administración integral de yacimientos y la administración de recursos individuales. Este programa debe tener los siguientes atributos:

- Diseñado para identificar anticipadamente las necesidades actuales y futuras del proyecto.
- Calidad de los datos entregados y en el momento oportuno.
- Flexibilidad y adaptación a las circunstancias operacionales, económicas, ambientales y legales.
- Fácil de trabajar.
- Atractivas relaciones costo/beneficio.

Un eficiente programa de flujo de datos consiste en:

1. Planificación de datos a obtener.
2. Recolección de datos.
3. Análisis y reducción de datos.
4. Síntesis de datos.

La planeación de datos supone hacer las siguientes preguntas:

- ¿Por qué son necesarios estos datos?
- ¿Quién usará los datos?
- ¿Qué tipo de datos son requeridos?
- ¿Cuántos datos son requeridos?
- ¿Cuál es el costo de adquirir este tipo y cantidad de datos?
- ¿Cuándo son requeridos los datos?
- ¿Cuándo serán usados los datos?
- ¿Quién será responsable de adquirir los datos?

Las consideraciones al recolectar los datos deben ser cuidadosamente supervisadas. Este proceso es primordial e intensivo del personal a cargo, y sus efectos duran tanto como dure el proyecto, por lo que se recomienda considerar los puntos siguientes:

- ¿Dónde deben ser recolectados los datos?
- ¿Con qué frecuencia deben ser recolectados los datos?
- ¿Cuál es el procedimiento correcto para recolectar datos confiables y aplicables?
- ¿Quién auditará los datos para su exactitud y pertinencia?
- ¿Quién creará una base de datos para los datos resultantes?
- ¿Quién mantendrá actualizada la base de datos?

Los procedimientos para la recolección de datos deben diseñarse para asegurar que los datos conseguidos sean de calidad. Buenos conocimientos sobre los procedimientos de adquisición de datos y prácticas, tanto como conocimientos suficientes del tema, son obligatorios para obtener los datos.

La caracterización del yacimiento rara vez se concluye las caracterizaciones evolucionan en cuanto se adquiere más información durante la vida de un yacimiento. Cuando un yacimiento se descubre las principales ocupaciones son determinar el tamaño, la presión inicial del yacimiento, la presencia de casquete de gas y/o acuífero, la saturación de fluidos y gastos de producción, mientras que en la etapa de recuperación secundaria, es necesaria una descripción del yacimiento más detallada, cuando se comienza un proyecto de recuperación mejorada la descripción del yacimiento debe ser aún más detallada. Ningún dato tiene el mismo valor en el tiempo, por lo que se debe utilizar el tiempo necesario para obtener los datos que tienen un efecto mayor sobre la calidad de la solución, así que se tiene que establecer una jerarquía en la adquisición de datos. Esta jerarquía es determinada por los objetivos de la administración integral de yacimientos y en particular por la etapa del yacimiento, el cual se divide en tres etapas: temprana, intermedia y madura.

Durante la fase de caracterización en la etapa temprana, los datos requeridos están relacionados con la productividad y la recuperación final. En el escenario intermedio (el desarrollo) se requiere de una recolección de datos más detallada con el propósito de tener una mejor descripción del yacimiento.

Finalmente, en la etapa madura de la vida de un campo la producción y la recuperación son mejoradas, durante este período, la descripción del yacimiento se detalla para planear apropiadamente los proyectos de recuperación mejorada.

3

INCREMENTO DE RESERVAS PROBADAS

3.1. Monitoreo y evaluación del método de inyección de agua

Una de las aplicaciones de recuperación secundaria más común en campos maduros es la inyección de agua al yacimiento, ver la Figura 3.1, los factores que afectan la implementación de este método son los siguientes:

- Eficiencia de recuperación primaria.
- Saturación de agua congénita.
- Eficiencia de barrido.
- Saturación de aceite residual.
- Encogimiento de aceite crudo.
- Viscosidad de aceite.
- Permeabilidad.
- Consideraciones estructurales.
- Uniformidad de la roca del yacimiento.
- Tipo de la inyección.
- Tiempo de la inyección.
- Factores económicos. Profundidad del yacimiento. Gastos de operación, la disponibilidad del agua.

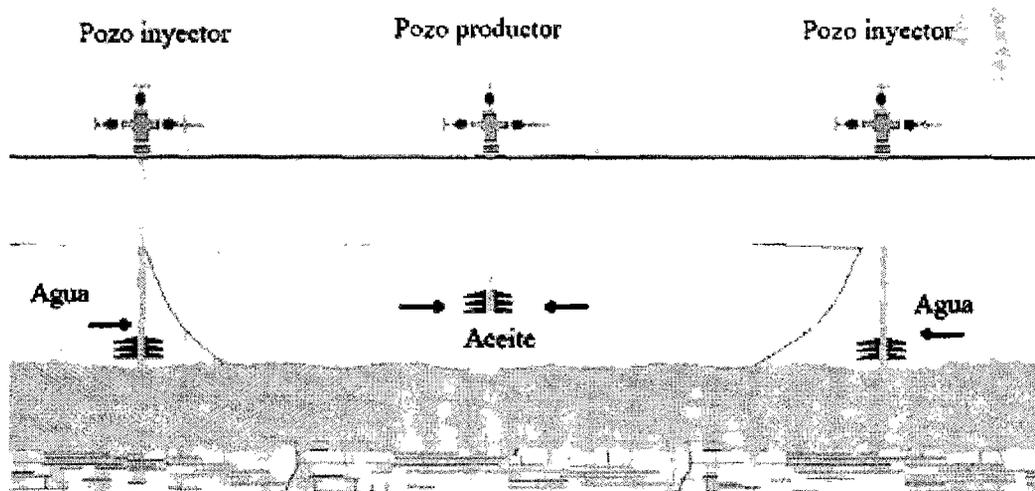


Figura 3. 1. Esquema de la inyección de agua en un yacimiento.

Es posible realizar una inyección exitosa con saturaciones de agua congénita tan altas como el 50%, pero sólo si se encuentra una combinación favorable de los otros factores que están presentes. En general saturaciones de agua congénita más altas incrementan el riesgo involucrado en la inyección.

Generalmente no es problema calcular la eficiencia de recuperación primaria para realizar la inyección si se tienen suficientes datos del yacimiento y de producción. Sin embargo, es difícil calcular los factores de recuperación primarios en campos viejos que tienen datos de producción poco confiables o han sido sometidos a métodos de estudios de registros geofísicos deficientes.

3.1.1. Eficiencia de barrido

Este parámetro está relacionado con variaciones de permeabilidad, saturación de los fluidos y el sistema de fracturas. Las variaciones de permeabilidad presentan una pobre eficiencia de barrido, rápida irrupción y producción de altos gastos de agua, debido a que el factor de variación de la permeabilidad es calculado del análisis de núcleos, es esencial que los datos de núcleo sean recolectados antes de empezar un proyecto de inyección, estos datos también pueden usarse para mostrar zonas de alta permeabilidad e identificar cualquier punto importante de producción de agua excesiva.

Según (Pérez García, 2007), la eficiencia de desplazamiento total de cualquier proceso de recuperación de aceite se considera igual al producto de las eficiencias microscópicas y macroscópicas de desplazamiento, como se muestra en la Ecuación 3.1.

$$r = E_D \times E_V$$

Ecuación 3. 1. Eficiencia de desplazamiento total.

Donde:

r.- Factor de recuperación, fracción.

E_D .-Eficiencia de desplazamiento microscópica, fracción.

E_V .- Eficiencia de desplazamiento volumétrica, fracción.

El valor E_D , refleja la magnitud de la saturación del aceite residual S_{or} , en las regiones contactadas por el fluido desplazante. El valor E_V , es la medida de la efectividad del fluido desplazante para barrer, areal y verticalmente el volumen de un yacimiento y refleja la magnitud de una saturación residual promedio. El valor de E_D se calcula con la saturación de aceite inicial y la saturación de aceite residual como muestra la Ecuación 3.2.

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}}$$

Ecuación 3. 2. Eficiencia de barrido microscópica.

Donde:

E_D .- Eficiencia de barrido microscópica, fracción.

S_{oi} .- Saturación de aceite inicial, fracción.

S_{or} .-Saturación de aceite remanente, fracción.

La Figura 3.2, muestra una zona de alta permeabilidad en la parte superior de una formación. El agua sigue el camino que opone la menor resistencia y tiende a entrar solamente en esta zona. El resultado es una irrupción prematura, con una cantidad importante de aceite que quedará en el yacimiento debido a la mala eficiencia de barrido vertical.

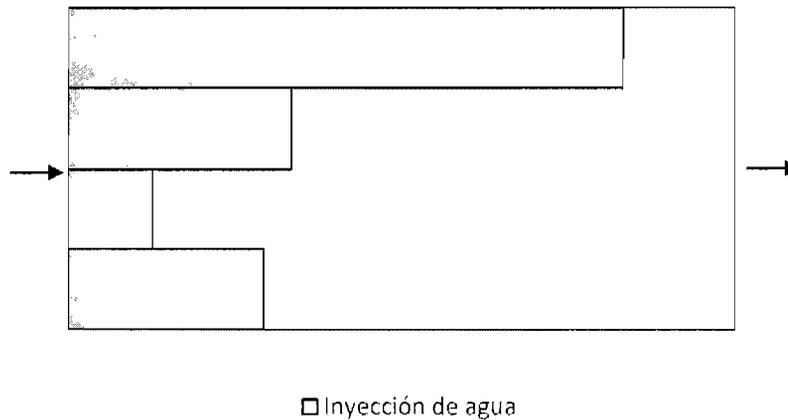


Figura 3. 2. Desplazamiento de agua en un sistema con permeabilidad variable.

3.1.2. Saturación de fluidos

Uno de los factores más importantes responsables en el éxito o el fracaso de una inyección, es la saturación de fluidos al comenzar la inyección. Es difícil tener una inyección de agua económica cuando las saturaciones de agua en el yacimiento son de 50 % ó más. Bajo estas condiciones de altas saturación, la permeabilidad relativa al agua tiene un efecto adverso, que hace difícil formar un banco de aceite, por lo que calcular la relación de movilidad es un factor importante. Según Pérez, la relación de movilidades M se define como la movilidad del fluido desplazante dividida por la movilidad del fluido desplazado como se muestra en la Ecuación 3.3.

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d}$$

Ecuación 3. 3. Razón de movilidad.

Donde:

M .- Razón de movilidades.

λ_D .- Movilidad del fluido desplazante.

λ_d .- Movilidad del fluido desplazado.

Si $M > 1$, el fluido desplazante se mueve más fácil que el fluido desplazado, lo cual no es conveniente porque se provoca una mala eficiencia de barrido del aceite.

La movilidad de un fluido se calcula como la permeabilidad relativa del fluido dividida por su viscosidad, como muestra la Ecuación 3.4.

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f}$$

Ecuación 3. 4. Movilidad de un fluido.

Donde:

λ_f .- Movilidad del fluido.

k_f .- Permeabilidad relativa al fluido.

μ_f .- Viscosidad del fluido.

Las características de la permeabilidad relativa de una roca de un yacimiento son una medida de la capacidad de la roca para conducir un fluido cuando uno o más fluidos están presentes. Estas propiedades de flujo están basadas en la geometría del espacio poroso, mojabilidad, distribución de fluidos y la historia de saturación de los fluidos. Las Figuras 3.3 y 3.4, muestran las curvas de permeabilidad relativa agua/aceite características para un sistema mojado por agua y otro mojado por aceite respectivamente.

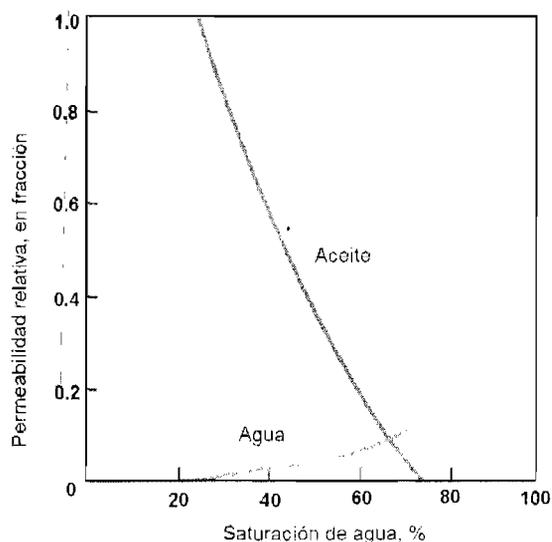


Figura 3.3. Curva de permeabilidad relativa fuertemente mojada por agua.

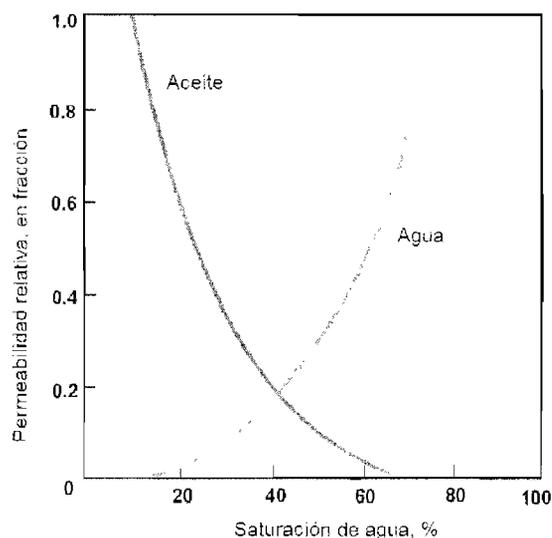


Figura 3.4. Curva de permeabilidad relativa fuertemente mojada por aceite.

Las propiedades del flujo agua/aceite de la roca del yacimiento son generalmente utilizadas para calcular la recuperación de aceite que se puede obtener al fluir agua a través de una roca saturada con aceite. La información de la permeabilidad relativa al agua en condiciones de prueba proporciona el índice de inyectabilidad de agua.

Otro factor importante que se debe considerar en la evaluación para la inyección de agua es la saturación de gas al principio de la inyección. El gas, que es liberado en el yacimiento por la reducción de presión, debe regresarse a su condición inicial. Si la eficiencia de barrido es baja durante una inyección, una porción grande de aceite puede entraparse en los poros y dejará de producirse. Los yacimientos con factores de volumen del aceite (B_o) altos y altas relaciones gas/aceite (RGA) deben inyectarse ligeramente arriba de el punto de burbuja.

3.1.3. Fracturas

Si los pozos de inyección y producción están ubicados a lo largo de una línea paralela a la dirección de las fracturas, ocurrirá una irrupción prematura de agua debido a que el agua se mueve en una línea directa a través de las fracturas hacia los pozos productores, (Figura 3.5.). Por lo tanto, es importante conocer la dirección de fractura antes de diseñar un patrón de inyección. Este factor puede determinar el éxito o el fracaso de una inyección de agua y se pueden utilizar métodos como la sísmica, los trazadores y las pruebas de interferencia para caracterizarlas.

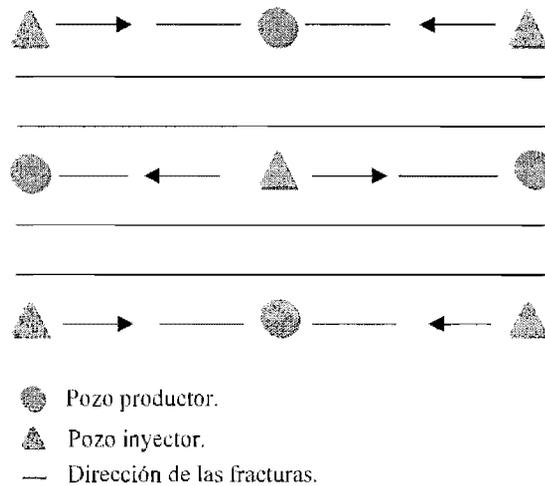


Figura 3. 5. Dirección de las fracturas y localización de pozos.

3.1.4. Distribución de fluidos

En yacimientos en los que los estratos cuenten con alta permeabilidad horizontal y vertical, los fluidos de inyección pueden distribuirse en forma desigual. En estos casos, la parte superior del yacimiento tendrá alta saturación de gas, la parte intermedia contendrá una alta saturación de aceite y la parte inferior tendrá alta saturación de agua, ver Figura 3.6, el agua inyectada en este tipo de yacimientos, tenderá a entrar en las formaciones que tienen altas saturación de gas, lo que causará una invasión, evitando las zonas de aceite. Un problema similar podría existir en yacimientos que se encuentran intercomunicados con un acuífero. En estos casos, el agua podría tender a desplazarse por debajo del aceite.

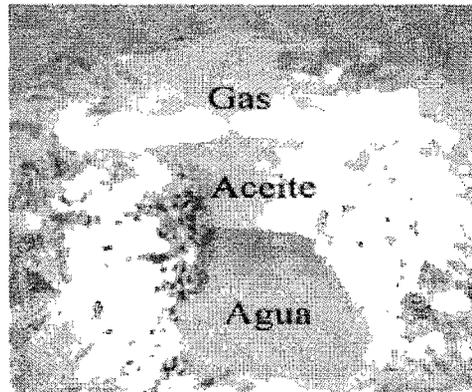


Figura 3. 6. Segregación del aceite y el gas en el yacimiento.

3.1.5. Propiedades de los fluidos

Las propiedades de los fluidos del yacimiento y la inyección de fluidos, afectan el rendimiento de la inyección, (Figura 3.7.). En general, los yacimientos que contienen aceites viscosos funcionan relativamente mal, en respuesta a una inyección de agua, debido fundamentalmente a las relaciones de movilidad y los frentes de inyección que pueden volverse inestables.

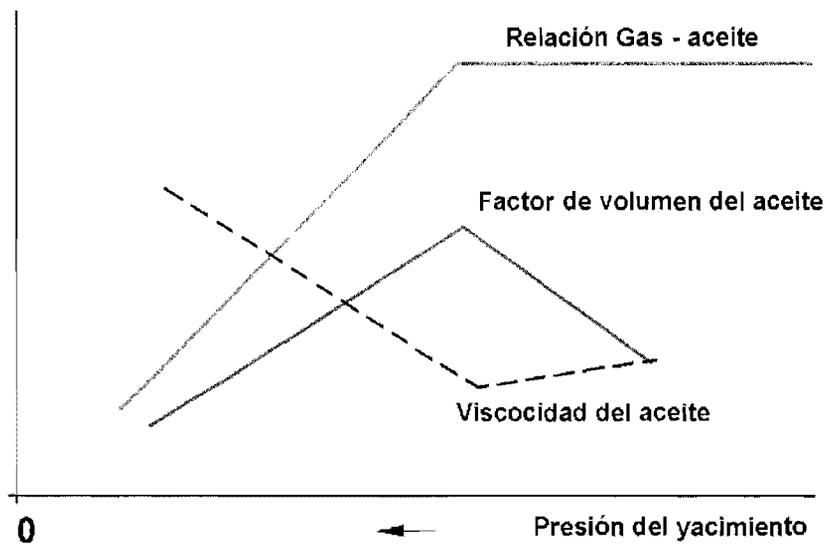


Figura 3. 7. Esquema de variación de las propiedades PVT del aceite.

3.1.6. Heterogeneidad del yacimiento areal y vertical

Áreas de alta y baja permeabilidad en un yacimiento pueden causar una disminución en el rendimiento de la inyección. Una estratificación cruzada también puede afectar el movimiento de fluidos entre los pozos inyectoros y productores, en algunas ocasiones los yacimiento podrían tener planos de puntos débiles, o de fracturas naturalmente cerradas que abren a las presiones de inyección.

Además de estos factores, también debemos considerar el nivel de continuidad del yacimiento entre un par de pozo de inyección-producción.

3.1.7. Nivel de presión del yacimiento

La inyección de agua resulta en máxima recuperación de aceite cuando el nivel de presión del yacimiento está en el punto de burbuja. Existen factores que favorecen la inyección a esta presión como son:

- La viscosidad del aceite del yacimiento está en su valor mínimo, lo que mejora la movilidad y el barrido areal.
- Los pozos productores tienen su índice de productividad más alto.
- La respuesta a la inyección es rápida, debido a que el yacimiento no tiene saturación de gas libre en ese momento.

3.2. Monitoreo y evaluación de los métodos de recuperación mejorada

Varios factores contribuyen en gran medida a la eficiencia de recuperación primaria y secundaria, principalmente los que actúan sobre la distribución del aceite residual. La mayoría de estos factores son relacionados con las características físicas del yacimiento, variaciones en las propiedades del fluido, la energía del yacimiento o mecanismos de empuje. Quizás la combinación más crítica de estas tres variables es la de las características físicas del yacimiento, definidas en relación con el origen del material de depósito, y el mecanismo de empuje.

La tecnología juega un papel importante en la eficiencia de recuperación, así como la matriz de la roca y las propiedades del fluido. A continuación se indican algunas razones esenciales por las cuales el aceite podría ser irrecuperable por métodos de recuperación primaria y secundaria.

- El aceite no se mueve si $K_{ro} = 0$ y es irrecuperable pese a la cantidad de desplazamiento por agua o gas.

- El aceite no se mueve si μ_o es demasiado alta a condiciones del yacimiento para permitir la producción en forma económica o permitir el desplazamiento en forma eficiente por un fluido menos viscoso.
- El aceite se encuentra en zonas con baja eficiencia de barrido. El aceite móvil no puede ser desplazado en un tiempo razonable con el patrón o configuración de inyección y/o perfil de permeabilidad.

La fracción del aceite original producido por una combinación de métodos de recuperación primaria y secundaria varía de yacimiento en yacimiento y depende de las características físicas del aceite y la roca. Sin embargo, grandes cantidades de aceite se deja en el yacimiento.

Si la viscosidad del aceite es alta en comparación con la viscosidad del agua o gas inyectados, el fluido inyectado tiende a buscar la ruta más fácil a través del yacimiento. Esto resulta en canales, o patrones tipo “dactilares”, del fluido inyectado, que evitan barrer gran parte del aceite. La fuerza en la interfase causa que el aceite sea inmisible con el agua o el gas inyectados, y sea retenido en los canales de los poros por capilaridad.

Existen tres factores físicos principales, que impiden mejorar la recuperación de aceite por fluidos de inyección:

1. Alta viscosidad del aceite (baja movilidad del aceite).
2. Fuerzas en la interfase.
3. Heterogeneidad del yacimiento.

El objetivo de cualquier proceso de recuperación mejorada es superar los problemas creados por uno o más de estos tres factores, por lo menos en parte. Para aumentar el proceso de recuperación mejorada se recomienda:

Aminorar el problema de la viscosidad a través de:

- Un disolvente para diluir el aceite o aplicar calor.
- Incrementar la viscosidad del fluido inyectado, añadiendo polímeros solubles en agua de alto peso molecular.
- Para disminuir la S_{or} ,
 - Aumentar los canales de flujo.
 - Cambiar la mojabilidad.
- Incrementar el volumen de barrido.
 - Disminuyendo la relación de movilidad.
 - Suavizar el perfil de permeabilidad.

La heterogeneidad del yacimiento es quizás el problema más difícil a vencer, por lo que en algunas ocasiones colocar geles o barreras de flujos viscosos puede ayudar además del uso de agua viscosa (polímeros). Para el caso especial de la combustión in-situ, existe una distribución natural de los fluidos que tiende a compensar la heterogeneidad.

Por lo anterior, algunos procesos de recuperación mejorada involucran la aplicación de calor y otros no. Por lo que esto hace que en general exista una división natural entre los métodos de recuperación mejorada, que pueden ser térmicos y no térmicos, ver Figura 3.8.

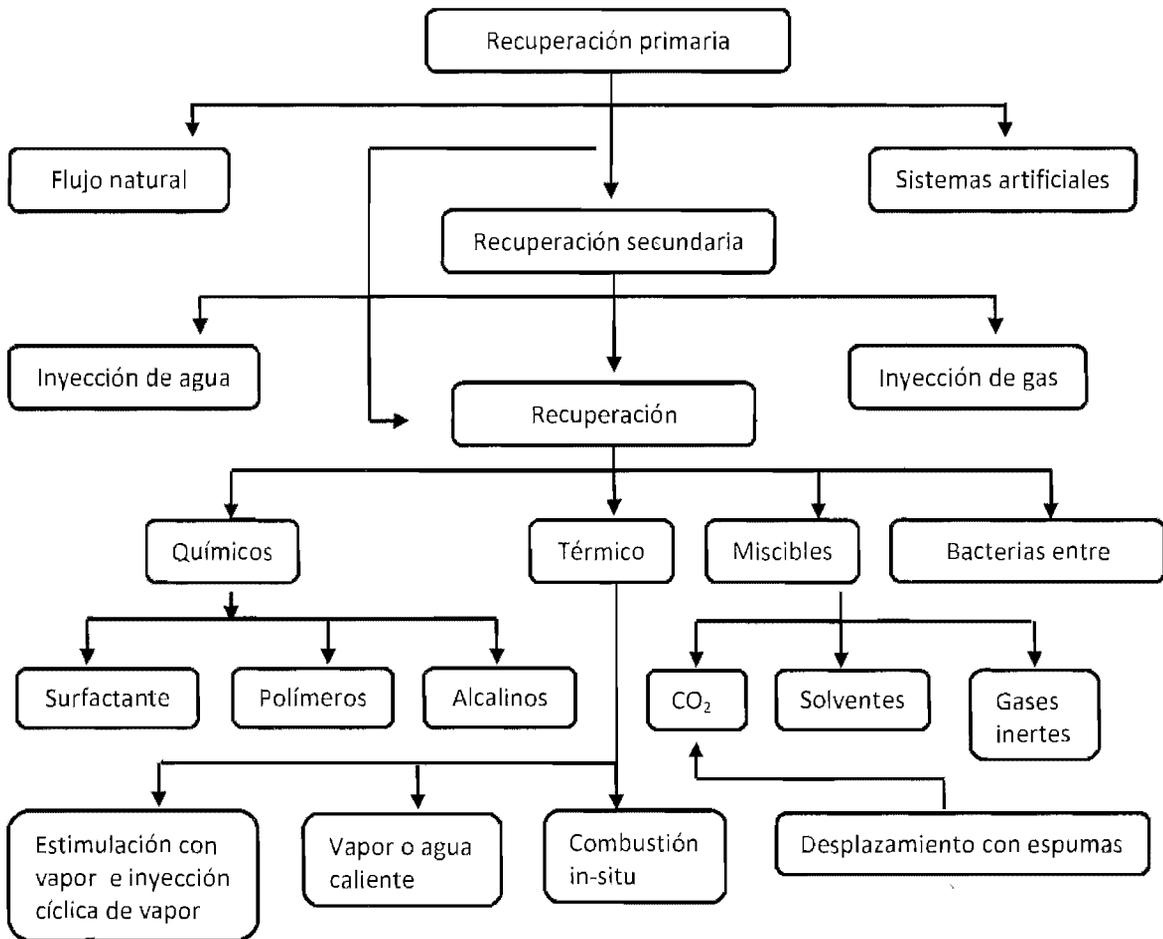


Figura 3. 8. Clasificación de los procesos de recuperación de hidrocarburos.

Los métodos térmicos incluyen inyección de vapor (*steamflooding*), e inyección de aire (*fireflooding*) o combustión in-situ. Los métodos no térmicos incluyen la inyección de químicos como los surfactantes, alcalinos y polímeros (*waterflooding*), la inyección de hidrocarburo miscibles y la inyección de gases inertes. Ningún método es una cura para toda situación. Cada uno debe ser combinado con la ingeniería en los yacimientos específicos.

Como un ejercicio se puede contestar la siguiente pregunta. ¿Por qué es deseable que al iniciar una inyección de agua la presión del yacimiento se encuentre cerca de la presión del punto de burbuja? Además enlistar tres factores que pueden excluir la inyección de algún fluido como un medio para incrementar la recuperación de aceite describiendo brevemente, cómo cada uno de éstos factores puede vencerse.

Solución.

La viscosidad del aceite del yacimiento está en su valor mínimo, lo que mejora la movilidad y el barrido areal, los pozos productores tienen su índice de productividad más alto y la respuesta a la inyección es rápida, debido a que el yacimiento no tiene saturación de gas libre en ese momento.

Los factores que pueden excluir la inyección de algún fluido son:

- Alta viscosidad de aceite (baja movilidad). Se vence decreciendo la viscosidad del aceite, a través de la utilización de solventes o aplicando calor o al utilizar fluidos viscosos durante el proceso de inyección.
- Fuerzas en la interfase. Se reduce al utilizar solventes, inyectando surfactantes o aplicando calor.
- Heterogeneidad del yacimiento. Selección de zonas para inyectar barreras de fluidos viscosos, inyección de polímeros, controlar los perfiles de inyección y una adecuada configuración de la inyección.

3.2.1. Criterios en la evaluación del yacimiento para la selección de procesos de recuperación mejorada

La evaluación consta de:

- Evaluar la información disponible sobre el yacimiento incluyendo la historia de presión-producción, avance de los contactos agua/aceite/gas y los estudios realizados (aceite, roca, agua, geología, entre otros).
- Complementar la información disponible con informes de laboratorio y la evaluación de pruebas de los diferentes procesos de recuperación mejorada.
- Seleccionar los procesos que son potencialmente aplicables y eliminar aquellos que definitivamente no lo son.

Éstos son los primeros pasos para seleccionar un proceso de recuperación mejorada, como etapa posterior se incluye una evaluación adicional de los procesos que son candidatos (en caso de que más de uno satisfaga los criterios de evaluación), el diseño de la prueba piloto, implantación de la prueba piloto, evaluación de la prueba piloto, pronóstico y aplicación a escala industrial. Cada esquema incluye:

- Un resumen del mecanismo del proceso.
- Los criterios de aplicación aproximados basados en el aceite, el agua, litología y propiedades del yacimiento.
- La secuencia de las pruebas del laboratorio utilizadas como parte del proceso de evaluación.

Los resultados de pruebas de laboratorio, junto con el análisis de ingeniería de yacimientos, forman la base para calcular el potencial de un yacimiento candidato a la recuperación mejorada.

Según, (Goodlett, Honarpour, Chung, & Sarathi, 1986), la Tabla 3.1, presenta un resumen de los criterios para la aplicación de métodos de recuperación mejorada.

Parámetros de evaluación	Litología	ENAP Pie	Pro. Pie	Temp. °F	k. mD	φ %	Sor %	Pres. lb/pg ² .	Dens. °API	μ cp @ c.y.	Composición del aceite	Salinidad ppm	Mojabilidad
Inyección de polímeros	Preferentemente arenas	>10	VNC	< 200	> 20	> 20	> 10 móvil	VNC	> 25	< 100	VNC	< 100,000	PMPA
Inyección de surfactante	Preferentemente arenas	VNC	VNC	< 200	> 40	> 20	> 30	VNC	> 25	< 40	Ligeros a intermedios	< 140,000	MPAOPA
Inyección de alcalinos	Preferentemente arenas	VNC	VNC	< 200	> 20	> 20	-	VNC	< 30	< 90	Pequeñas concentraciones de ácidos orgánicos	<100,000	MPA
Inyección de CO ₂	Arenas	Delgadas	> 2,000	VNC	VNC	VNC	> 30	-	> 25	< 15	C5- C12	VNC	MPAOPA
Inyección de Nitrógeno	Arenas o carbonatos	Delgadas	> 4,500	VNC	VNC	VNC	> 30	-	> 35	< 10	Alto % de C1-C7	VNC	MPAOPA
Inyección de aire	Arenas no consolidadas o de alta porosidad	>20	< 11,500	> 150	> 35	> 20	40a50	< 2000	10 a 35	< 50,000	Asfaltenos	VNC	MPAOPA
Inyección de vapor	Carbonatos o arenas no consolidadas	>20	< 3,000	VNC	> 250	> 20	40a50	< 1500	10 a 34	< 15,000	VNC	VNC	MPAOPA
Inyección de bacterias	Arenas o carbonatos	VNC	< 6,000	< 140	> 150	-	VNC	< 3000	> 15	-	No biocidas	< 100,000	MPAOPA

Nota:
 ENPA= Espesor neto del area productora. Pro= Profundidad. Temp.=Temperatura. k= Permeabilidad. φ= Porosidad. Sor= Saturación de aceite remante antes de la inyección.
 Pres= Presión del yacimiento. Dens=Densidad. μ= viscosidad. VNC= Valor no crítico. PMPA= Preferentemente mojado por agua. MPAOPA=Mojado por agua o por aceite. MPA= Mojado por agua.

Los siguientes criterios para la aplicación de métodos de recuperación mejorada son propuestos según, (J. J., F. D., & R. S.).

Inyección de surfactantes. El objetivo principal de este proceso es recuperar el aceite residual, entre un 20 y 40 % que queda atrapado en el volumen de poro, después de la inyección de agua. Como un beneficio secundario, la inyección de surfactantes también puede mejorar la eficiencia de barrido volumétrico. El mecanismo básico es bajar la tensión de la interfase agua/aceite de tal forma que el aceite atrapado es movilizado y desplazado por el fluido inyectado. En otras palabras, opera casi como un desplazamiento miscible, sin las desventajas características de movilidad desfavorable y la segregación gravitacional.

Criterios de evaluación.

- **Aceite**
Viscosidad < 30 cp @ condiciones de yacimiento.
Densidad > 25 ° API de (la viscosidad de aceite es el parámetro más importante).
Composición. Preferentemente ligeros e intermedios.
- **Agua (del yacimiento)**
< 5,000 ppm de calcio y magnesio.
Debe estar disponible agua blanda antes de la inyección.
- **Litología**
Solamente arenas, bajo contenido de arcilla, sin yeso o anhidritas.
- **Yacimiento**
Temperatura < 175 ° F.
So > 30%.
Permeabilidad > 20 mD.
- **Factores favorables**
Formación homogénea.
Barrido de la inyección de agua > 50%.
- **Factores desfavorables**
Alta heterogeneidad.
Alta adsorción de surfactantes.
Degradación del químico con la temperatura.
- **Pruebas de evaluación en el laboratorio**
Análisis de aceite (densidad, viscosidad).
Análisis de agua.
Análisis de minerales.
Pruebas de desplazamiento en el laboratorio.

Inyección de polímeros. Es una modificación de la inyección de agua, en el cuál, compuestos de alto peso molecular, polímeros solubles en agua son inyectados. La recuperación de aceite se incrementa, resultado de mejorar la eficiencia de barrido areal y vertical. El polímero actúa para mejorar la eficiencia de barrido incrementando la viscosidad y reduciendo la permeabilidad al agua. La inyección de polímeros no recuperará aceite residual, pero puede reducir la cantidad del agua requerida para lograr un nivel considerable de recuperación.

Criterios de evaluación.

- **Aceite**
Viscosidad < 150 cp @ condiciones de yacimiento.
Densidad > 15 ° API (la viscosidad es el parámetro más importante).
Composición (valor no crítico).
- **Agua (del yacimiento)**
Preferentemente salinidad baja aun que no representa un valor crítico.
- **Litología**
Arenas, pero se puede utilizar en carbonatos.
- **Yacimiento**
Saturación de aceite >50 %.
Permeabilidad: > 10 mD.
Temperatura: < 200 ° F (aunque existen polímeros para soportar altas temperaturas).
- **Factores favorables**
Buenas condiciones para la inyección de agua.
Alta porosidad.
Alta movilidad de la saturación de aceite.
- **Factores desfavorables**
Excesivas fracturas.
Fuerte entrada de agua.
Casquete de gas.
Contrastes de alta permeabilidad.
Alta salinidad de del agua de formación.
Alto contenido de calcio y arcilla.
- **Pruebas de evaluación en el laboratorio**
Análisis de aceite (densidad, viscosidad, azufre)
Análisis de agua.
Pruebas de desplazamiento en el laboratorio.

Inyección de alcalinos. En una inyección de alcalinos, los surfactantes son generados en la interfase aceite/agua por la reacción entre los alcalinos y el crudo, y son utilizados para mejorar la recuperación por inyección de agua. Los mecanismos del proceso son muy complicados y no se han comprendidos totalmente, pero mejoraron la recuperación de aceite cambiando la mojabilidad de la roca y disminuyendo la tensión en la interfase, que resultan en una emulsión transitoria. Para aceites ligeros ($> 30^\circ$ API), el proceso requiere de concentraciones altas de NaOH (2 – 5 %) lo que resulta en mejorar la eficiencia de desplazamiento. Para aceites pesados ($< 25^\circ$ API), el proceso requiere una concentración de NaOH más baja (0.1 - 1.0 %) y agua de formación con bajas concentraciones de iones de calcio. En este caso, el proceso alcalino será aplicado a aceite con alta viscosidad y puede resultar en la mejoría del desplazamiento y de la eficiencia de barrido.

Criterios de evaluación.

- **Aceite**
Viscosidad < 200 cp @ condiciones de yacimiento.
Densidad de 13 a 35° API (la viscosidad es el parámetro más importante).
Algunos ácidos orgánicos.
- **Agua (del yacimiento)**
Calcio (Ca^{++}) < 500 ppm para bajas concentraciones de alcalinos.
No es un factor crítico para altas concentraciones de alcalinos.
- **Litología**
Arenas preferentemente, contenido de yeso < 0.5 % del volumen.
Consumo de alcalinos por arcilla < 15 meq NaOH/100 gr (miliequivalentes/gramo) de roca.
- **Yacimiento**
Debe concentrarse con el monitoreo de las reacciones entre los alcalinos y los minerales de la roca. La cantidad de alcalinos depende de la temperatura, tiempo, concentración alcalina, los minerales presentes y los tamaños de grano de los minerales.
Temperatura $< 200^\circ$ F.
- **Factores favorables**
Yacimiento parcialmente mojado por aceite.
Alta movilidad de la saturación de aceite.
- **Factores desfavorables**
Fracturas extensas.
Casquetes de gas grandes.
Contrastes de alta permeabilidad.
Altas concentraciones de CO_4 en el agua indica presencia de yeso.

- **Pruebas de evaluación en el laboratorio**

Análisis aceite (densidad, viscosidad, asfaltemos, ácidos y sulfuros).

Análisis agua.

Análisis de minerales.

Tensión en la interfase entre el crudo y los alcalinos.

Reactividad de los alcalinos y la roca.

Pruebas de desplazamiento en núcleos restaurados o preservados.

Inyección de bióxido de carbono. Es un proceso de recuperación mejorada en el que el CO₂ es inyectado dentro un yacimiento y es impulsado por inyección de agua. La inyección alternada de CO₂ y agua es la aplicación más eficaz de éste método lo que generalmente mejora la eficiencia de barrido. Existen tres clases de desplazamientos posibles: totalmente miscible, miscibilidad después de un cierto tiempo de contactos entre el CO₂ y el aceite, e inmiscible. La categoría del proceso de CO₂ para un yacimiento en particular depende de la naturaleza del aceite, la temperatura del yacimiento y la presión del yacimiento. Los aceites con presiones y densidades altas favorecen la miscibilidad y por consiguiente mayores eficiencias de desplazamiento.

Criterios de evaluación.

- **Aceite**

Densidad > 22 ° API.

Viscosidad < 10 cp @ condiciones de yacimiento (valor menos crítico que la densidad).

Composición. Altos porcentajes de hidrocarburos medios de C₅-C₁₂.

- **Agua (del yacimiento)**

Valor no crítico.

- **Litología**

Arenas o carbonatos.

- **Yacimiento**

Presión > 1,100 lb/pg².

Profundidad > 2,000 pie.

Saturación de aceite > 20%.

Permeabilidad > valor no crítico.

- **Factores favorables**

Disponibilidad de CO₂.

Alta profundidad.

Producción escasa, baja permeabilidad vertical.

Formación homogénea.

- **Factores desfavorables**
Fracturas excesivas.
Fuerte entrada de agua.
Casquete de gas.
Alta permeabilidad vertical y horizontal.
Contrastes de permeabilidad.
Suministro y transporte de CO₂, lo que exige elevadas inversiones iniciales.
- **Pruebas de evaluación en el laboratorio**
Análisis de aceite (densidad, viscosidad, azufre).
Pruebas de desplazamiento.

Inyección de vapor. En este método, el vapor es inyectado en el yacimiento a través de uno o más pozos inyectoros. El vapor desplaza el aceite y el agua congénita hacia los pozos productores a través de varios mecanismos de desplazamiento, incluyendo la reducción de viscosidad, aumento de volumen del aceite, la destilación y la segregación gravitacional. Los fluidos producidos son recuperados en los pozos productores. La temperatura en esta zona es la temperatura del vapor. Cuando se utiliza este método, es importante recordar que existe pérdida de calor a través del pozo lo que hace necesario limitar la profundidad de los pozos de inyección.

Criterios de evaluación.

- **Aceite**
Viscosidad (no es un valor crítico).
Densidad de 8 a 25 ° API.
Composición. Valor no crítico.
- **Agua (del yacimiento)**
Las propiedades del agua congénita no representan un valor crítico.
- **Litología**
Arenas con alta porosidad y permeabilidad y preferentemente con bajo contenido de arcillas.
- **Yacimiento**
Espesores > 20 pie.
Profundidad < 5000 pie.
Concentración de aceite > 40%
Transmisibilidad: $kh/\mu_o > 50$ mD-pie/cp.
Permeabilidad > 200 mD.
- **Factores favorables**
Alta porosidad.
Formación productora gruesa.

Alta calidad del agua.
Bajos costos de combustibles.
Utilización de pozos existentes.

- **Factores desfavorables**

Fuerte entrada de agua.
Casquete de gas.
Excesivas fracturas.

- **Pruebas de evaluación en el laboratorio**

Análisis del aceite (densidad, viscosidad y azufre)
Destilación atmosférica y al vacío.
Análisis del agua.
Análisis de minerales en el yacimiento con núcleos.
Predecir la S_{or} para la densidad y las propiedades de destilación.
Pruebas de inyección de vapor para determinar S_{or} .

Inyección de aire. Supone inyectar aire en el yacimiento y quemar una parte del aceite insitu para generar calor, cuando la zona de combustión se mueve a través del yacimiento, una parte del aceite es quemada, pero el resto del aceite, además del agua congénita, se mueve en el yacimiento. También la zona de combustión se mueve a través del yacimiento a una velocidad que depende de la cantidad de aceite quemado y los gastos de inyección de aire.

Criterios de evaluación.

- **Aceite**

Viscosidad < 5000 cp.
Densidad > 10 ° API.
Composición. Asfatenos.

- **Agua (del yacimiento)**

Las propiedades del agua congénita no representan un valor crítico.

- **Litología**

Arenas con alta porosidad.

- **Yacimiento**

Espesores > 10 pie.
Profundidad < 11,500 pie. (Con el fin de evitar fugas de gas en la superficie).
Concentración de aceite > 50%.
Temperatura > 100 ° F.

- **Factores favorables**

Altas temperaturas de yacimiento.
Permeabilidad vertical baja.
Altas profundidades.

Alta porosidad.
Grandes espesores de la formación productora.

- **Factores desfavorables**

Fracturas excesivas.
Casquete de gas.
Fuerte entrada de agua.
Serios problemas de emulsiones.
Fluidos producidos muy corrosivos.

- **Pruebas de evaluación en el laboratorio**

Análisis del aceite (densidad, viscosidad, azufre y calor necesario para la combustión).
Destilación atmosférica y al vacío.
Análisis del agua.
Predecir el consumo del aceite y las propiedades de destilación.
Pruebas para el proceso de combustión y la generación de compuestos corrosivos.
Pruebas de combustión en tubos de reacción adiabáticos.
Pruebas en paquetes de arena o núcleos del yacimiento.

Inyección de nitrógeno. Es un proceso que involucra la inyección de nitrógeno en el yacimiento para aumentar la presión hasta un valor determinado, si dicho valor es lo suficientemente alto, el nitrógeno comienza a formar una mezcla miscible con los hidrocarburos, de tal forma que los hidrocarburos reducen su valor de viscosidad y densidad, para favorecer la relación de movilidad.

Criterios de evaluación.

- **Aceite**

Viscosidad < 0.4 cp @ condiciones de yacimiento.
Densidad > 35 ° API.
Composición. Hidrocarburos ligeros

- **Agua (del yacimiento)**

Las propiedades del agua congénita no representan un valor crítico.

- **Litología**

No es un valor crítico.

- **Yacimiento**

Profundidad > 6,000 pie.
Concentración de aceite > 40 %.
Temperatura: no representa un valor crítico.

- **Factores favorables**

Altas temperaturas de yacimiento.
Altas profundidades.

Alta porosidad.

- **Factores desfavorables**

Para lograr la miscibilidad se requieren altas presiones e hidrocarburos ligeros.

Fracturas excesivas.

Baja eficiencia de barrido.

- **Pruebas de evaluación en el laboratorio**

Análisis del aceite (densidad, viscosidad y composición)

Pruebas de inyección de nitrógeno para determinar S_{or} .

Pruebas de desplazamiento en núcleos.

Pruebas para determinar la presión de miscibilidad.

Como un ejercicio se puede describir un mecanismo primario por el cual la inyección de surfactantes, polímeros y alcalinos, incrementan la recuperación de aceite y después contestar la siguiente pregunta. ¿Qué proceso de recuperación mejorada es adecuado para un yacimiento que contiene arenas, es no fracturado, con bajo contenido de arcillas y sin casquete de gas? Y que además, se sabe que tiene una densidad de 42 °API, con fuerte entrada de agua al yacimiento, donde la profundidad promedio del yacimiento es de 6,500 pie, con una temperatura y presión promedio de 200 ° F, y de 3,000 lb/pg² respectivamente, el espesor neto de la formación productora es igual a 75 pie y tiene una permeabilidad promedio de 40 mD.

Solución.

La inyección de surfactantes disminuyen la tensión en la interfase de los fluidos, la inyección de polímeros incrementan la eficiencia de barrido debido a que incrementan la viscosidad del agua reduciendo su permeabilidad y finalmente la inyección de alcalinos reducen la tensión en la interfase además de cambiar la mojabilidad de la roca.

De acuerdo a los criterios de evaluación de J. J., F. D., & R. S.

- La inyección con vapor no es aplicable debido a la alta densidad API y baja permeabilidad, a demás de sobrepasar los 5,000 pie de profundidad.
- Para una inyección de aire se prefiere composición con asfaltenos y sin entrada de agua.
- Se excluye la inyección de surfactantes y polímeros porque la temperatura puede degradarlos. La densidad del aceite sobrepasa el rango para la inyección de alcalinos.

La inyección de CO₂ y de nitrógeno, deben considerarse como procesos de recuperación mejorada.

3.2.2. Diseño del proyecto de recuperación mejorada

Este diseño comienza normalmente con una evaluación de todos los yacimientos de aceite de un área geográfica en particular. Dados los recursos financieros y mano de obra necesaria, probablemente todos los yacimientos serían candidatos para algún método de recuperación mejorada. Sin embargo, en la práctica, se debe trabajar dentro de las restricciones financieras y con los recursos humanos con los que se cuente. Se escogen algunos yacimientos (tal vez al final uno) y además el proceso apropiado para la mejor utilización de los recursos de la compañía. Se han desarrollado pruebas de evaluación para ayudar a escoger estos yacimientos. Estas pruebas, al mismo tiempo que el trabajo de evaluación adicional puede ser necesarias para llegar a una selección final.

Evaluación inicial. Es un medio para descartar yacimientos o procesos, como el uso de un agente surfactante en un yacimiento de carbonatos o para yacimientos de aceites viscosos, factores desfavorables, como algún fluido y propiedades del yacimiento, los criterios económicos no deben incluirse en esta etapa debido a que aún no existe una factibilidad técnica.

Ejemplos:

- La presencia de agua en la parte inferior en un yacimiento candidato a la inyección de vapor - esta condición puede ser usada como ventaja en algunos yacimientos de aceite pesado mediante el calentamiento del aceite inmóvil.
- La presencia de iones de calcio y magnesio arriba de las concentraciones específicas -se debe tener la capacidad para acondicionar el yacimiento y diseñar un apropiado sistema de equilibrio entre estos iones antes de la inyección-.
- Criterios basados en la concentración de aceite (ϕS_o , relación agua aceite)- en algunos casos, estos criterios pueden ser en gran medida de naturaleza económica sujetándose a las condiciones económicas prevalecientes.

Una vez que la revisión preliminar se ha llevado a cabo para eliminar la mayoría de los candidatos y procesos por desajustes con las propiedades y métodos, es necesario un proceso de selección secundario o final.

Proceso de selección final. En algunos casos, se necesita un proceso de selección y evaluación final en etapas avanzadas (excepto la prueba de campo) antes de que se pueda hacer una selección final. Incluso después de esta etapa, es necesario comparar dos o más procesos en condiciones de campo antes de implantar el proyecto comercial. Adicionalmente otros trabajos de evaluación como las pruebas de laboratorio puede ayudar en este proceso con base en estudios preliminares de simulación de yacimientos y el análisis económico, incluyendo:

- Pruebas de evaluación en el laboratorio.

Es necesario llevar a cabo pruebas de evaluación apropiadas para mejorar los procesos de recuperación mejorados. En algunos casos, estas pruebas podrían requerir núcleos y/o fluidos del yacimiento que no pudieran estar disponibles por alguna circunstancia. Para estos casos es necesario contar con pozos perforados o pozos exploratorios. También, son necesarias las pruebas de evaluación usuales en mayor o menor cantidad, puede ser necesario llevar a cabo pruebas especiales de laboratorio para valorar el potencial de una modificación viable en alguno de los procesos. Por ejemplo, el desarrollo de un surfactante que sea más tolerante a la sal o de un polímero que soporte temperaturas más altas para yacimientos con grandes reservas. Otro ejemplo es el uso de nitrógeno o en combinación con CO₂, donde sería necesario ampliar el comportamiento de fases y las pruebas de desplazamiento.

- Simulación numérica.

Una tecnología de evaluación son los simuladores numéricos para la recuperación mejorada. Estudios numéricos preliminares utilizando los mejores datos disponibles pueden proporcionar ideas valiosas de los mecanismos del proceso y su viabilidad final bajo las condiciones del yacimiento verdaderas. El trabajo de simulación puede usarse para valorar las modificaciones económicas del proceso, suministrando la justificación para pruebas de laboratorio y estudios numéricos. La simulación también puede usarse para valorar la viabilidad de un nuevo proceso. Ejemplos de esto incluye la evaluación de la inyección de vapor, inyección de agua y la factibilidad de usar la conducción de calor entre arenas finas adyacentes para mejorar la relación de obtención de aceite por cantidad de vapor inyectado.

Otro uso valioso de la simulación es guiar las evaluaciones de los procesos preliminares para generar los datos de recuperación de aceite para estudios económicos preliminares. Puede disponerse de los modelos de recuperación mejorada simples, con el fin de suministrar una herramienta de evaluación para aproximar los primeros cálculos de la fase, en términos económicos de la recuperación de aceite.

- Análisis económico.

El criterio final para evaluar un proceso de recuperación mejorada o un yacimiento en especial es el económico. Deben considerarse algunos factores en la evaluación económica preliminar, esto incluye:

- Ubicación del área en el sitio de interés - ¿El área pertenece a la compañía?, ¿Se deben elaborar acuerdos de participación, en forma equitativa del ingreso generado con base en las Leyes locales?, ¿El área tendrá que adquirirse?
- Disponibilidad y costo de insumos requeridos (incluir agua, químicos, dióxido de carbono, entre otros).

- Consideraciones ambientales relacionadas con la implantación del proceso y la operación y cómo estas consideraciones influirán en el tiempo de arranque y el costo del proyecto.
- Impacto esperado sobre el proyecto.
- El ambiente económico general, que regula los precios futuros del crudo y costos de operación del proyecto.
- Capital de proyecto y costos de operaciones.
- Pronósticos de producción.
- El análisis de riesgo, incluyendo los éxitos económicos históricos.

Usando esta información económica, se puede llegar a una conclusión respecto a la factibilidad del proceso, sin pasar por el proceso de evaluación final. Los resultados económicos preliminares pueden justificar una evaluación más detallada del laboratorio y/o el trabajo de simulación para posteriormente ajustar los cálculos aproximados de recuperación y proyectar la duración, tanto los pozos como la viabilidad técnica. El análisis económico también puede establecer los criterios necesarios para obtener un rendimiento en particular de la inversión, los cuales deben incluir necesariamente la eficiencia de recuperación, un pequeño modelo, duración del proyecto o una combinación de estos factores. Esta información, es usada en el diseño de proyecto real y permite determinar la factibilidad operativa del proyecto. Por ejemplo, un análisis económico puede determinar un espaciado de 10 acres para el éxito económico de una inyección de vapor en un área, pero las condiciones de yacimiento (como las restricciones de gastos de inyección, las pérdidas de calor, entre otros) pueden hacer que una inyección de vapor a esta escala sea poco práctica desde un punto de vista operativo.

En resumen, después de determinar alguna de las combinaciones de los procedimientos de evaluación anteriores, se cuenta con la capacidad de ajustar uno o más yacimientos con un proceso de recuperación mejorado apropiado y económicamente viable. En este momento, se toma una decisión entre iniciar un proyecto a escala de campo, proyecto comercial o una prueba piloto a pequeña escala. Esta decisión se basa en varios factores, que incluyen:

- El número de los supuestos realizados en relación con el proceso pueden incluir.
 - La confiabilidad de los datos respecto al volumen del aceite presente en el yacimiento la saturación de aceite en el comienzo del proyecto.
 - Las características del yacimiento, las propiedades de roca, el movimiento de fluidos y la distribución de saturaciones.

- La confiabilidad de los datos usados para desarrollar la recuperación y pronosticar la vida del proyecto, incluyendo los parámetros de procesos clave como el contenido de minerales de las rocas y/o propiedades del yacimiento.
- Los pasos específicos del proyecto para que funcione como se diseñó (como la posibilidad de usar un preinyección que reduzca la concentración de iones con éxito).

Preguntas respecto a cualquiera de estos factores justificarían una prueba piloto.

- El tamaño de la inversión que implica un proyecto a escala de campo. Una prueba piloto puede justificarse para demostrar la viabilidad técnica a escala de campo cuando existe la necesidad de hacer grandes inversiones, a pesar de la factibilidad de proyecto pronosticada.
- La necesidad de demostrar firmes evidencias de la viabilidad del proyecto para formular acuerdos de participación y justificar incentivos especiales.

Si, por alguna de estas razones, se necesitara una prueba piloto a pequeña escala, se requiere una cuidadosa planeación del proceso, aplicación, seguimiento y evaluación. Lo anterior debe realizarse con un grado mucho mayor, si se toma la decisión de operar a una escala mayor desde el comienzo del proyecto.

Consideraciones en el diseño del proyecto. Ya sea que se esté planeando un proyecto para un campo entero o para un proyecto de evaluación a pequeña escala, el diseño en conjunto y la integración de cada aspecto del proyecto son críticos para el éxito. En un proyecto para todo un campo entero, la medida del éxito es estrictamente económica. En una evaluación a pequeña escala o proyecto piloto, el éxito del proyecto radica en adquirir los datos necesarios para proporcionar una interpretación significativa del rendimiento del proceso, sin considerar los beneficios económicos del proyecto. Las diferentes etapas, o áreas, del diseño del proyecto son aplicables tanto a escala completa como los proyectos piloto. Las únicas diferencias son el grado de aplicación involucrado y el hecho de que un proyecto piloto admite posibilidad para los errores y una oportunidad de mejorar el proceso al mínimo costo, mientras que los mismos errores cometidos en un proyecto para todo un campo o yacimiento pueden significar una pérdida económica considerable. Por consiguiente, teniendo en cuenta su complejidad, la mayoría de los procesos de recuperación mejorada son probados a través de pruebas piloto.

El propósito de una prueba piloto es proveer una interpretación significativa del rendimiento de un determinado proceso de recuperación mejorada (sin considerar el éxito económico del proyecto) adquiriendo los datos en condiciones que sean representativas del campo. Por lo que la comprensión del proceso y la habilidad de implantar el proyecto con confianza a escala real, depende de poder pronosticar el rendimiento de la prueba piloto.

Para aclarar más el objeto de una prueba piloto es necesario establecer que esta prueba es:

- Un experimento en el que el laboratorio es el campo.
 - Un resultado de la simulación del campo.
 - Un lugar para efectuar ensayos y cometer aciertos y errores - antes de que puedan ser demasiado costosos-.
 - Un lugar para identificar las fortalezas y las debilidades del equipo multidisciplinario.
 - Un lugar para desarrollar el control e identificar los datos necesarios para asegurar el éxito de un proyecto.
 - Un lugar para poner a prueba el mejor talento de ingeniería y capacitar a otros ingenieros.
 - Un lugar para conceptualizar y planear en forma intensiva.
 - Un lugar para la mente abierta, la lluvia de ideas y el establecimiento de acuerdos y compromiso.
 - Un lugar para identificar cada problema imaginable (y muchos todavía no imaginables), con sus posibles desviaciones.
- Mientras que una prueba piloto no es....
 - Una proposición para hacer dinero a corto plazo.
 - Una simulación de la totalidad del campo.
 - Un espacio para demostrar "la teoría en acción".

Como un ejercicio, se puede contestar la siguiente pregunta justificando la respuesta. ¿Es verdadero o es falso, que estimar las ganancias de un proyecto es la primera consideración para iniciar una prueba piloto de inyección?

Solución:

Es falso. El objetivo general de una prueba piloto es adquirir datos que proporcionen una detallada interpretación del comportamiento del proceso de recuperación secundaria o mejorada en un yacimiento.

Caracterización del yacimiento. Para pronosticar el rendimiento de un determinado proceso, es necesario conocer las características del yacimiento en el área de prueba o de campo. Para alcanzar este fin, estas características incluyen tanto a los fluidos como a parámetros de la roca del yacimiento y cada proceso requiere conocimientos específicos de las propiedades. Por ejemplo, para operar con éxito una inyección de surfactantes, la roca del yacimiento debe tener bajas cantidades de arcilla, sin yeso o presencia de anhidrita. Por lo tanto se requieren conocimientos detallados de la mineralogía de la roca del yacimiento. Por otro lado, la mineralogía no es un factor importante en la inyección de dióxido de carbono o de polímeros. Ya se han examinado estos parámetros de los procesos específicos. Sin embargo, además de los parámetros específicos de la roca y propiedades de los fluidos, existen parámetros más generales que son críticos para una implantación exitosa de todos los procesos y estos son:

- Saturación de aceite residual.
- Saturaciones de agua y gas.
- Propiedades de flujo de fluidos y datos de equilibrio de las fases.
- Propiedades de roca en la zona (permeabilidad, porosidad y espesor).
- Propiedades de roca en la región.
- Las distribuciones de los fluidos y sus condiciones dinámicas (zonas de agua o acuíferos, casquetes de gas, la presión de los fluidos, el movimiento fluidos, entre otros).

Dada la importancia de estos parámetros para implantar con éxito un proceso de recuperación mejorada, a continuación se describe en forma breve.

- Saturación de aceite residual, S_{or} .

Conocer el volumen de aceite en un yacimiento al inicio de un proyecto de recuperación mejorada es crítico, sobre todo para la evaluación del aspecto económico. La saturación de aceite inicial no es un factor tan crítico en los procesos de recuperación primaria o secundaria, pero en un proceso de recuperación mejorada, que requiere una fuerte inversión, un pequeño error en la saturación de aceite aproximadamente tan pequeño como del 5% del volumen de poro puede representar la diferencia entre el éxito o el fracaso económico del proyecto. La cantidad del tiempo requerido para formar un banco de aceite y llevarlo a un pozo productor también afecta la rentabilidad de inyección de un surfactante.

Por lo tanto, debido a su gran impacto sobre la viabilidad del proyecto, la determinación de la saturación de aceite residual es crítica. Sin embargo, la saturación de aceite residual es un parámetro difícil de medir con precisión en los yacimientos. Normalmente se interpreta como la saturación de aceite remanente en

la zona barrida por procesos de recuperación secundaria, pero el término también es usado para referirse a la saturación promedio en el yacimiento.

Dentro de los métodos existentes para determinar la saturación de aceite residual, incluyen:

- Análisis convencionales o especiales de muestras de núcleos.
- Los cálculos de ingeniería de yacimientos, que van desde los métodos de balance de materia simples a estudios de simulación numérica detallados de procesos de recuperación anteriores.
- Registros de pozos de varios tipos, ver la Tabla 3.2.
- Medición de los cambios de presión en los fluidos de manera independiente o en combinación con análisis de núcleos y/o datos de permeabilidad experimentales.
- Estudios con trazadores químicos.

Cada método tiene ventajas y desventajas, y normalmente se debe buscar utilizar uno o más métodos para verificar y confirmar los valores estimados. Cada método también tiene su propio volumen de muestra. La Tabla 3.2 presenta una comparación cualitativa de la precisión esperada para cada método.

Herramienta Básica	Técnica	Puede ser usado en agujero revestido	Ha sido probado en el campo	Exactitud esperada	
Datos de comportamiento del yacimiento.	Determinación volumétrica.	Si	Si	Pobre	
Pruebas de pozo.	Cambios de presión.				
	Compresibilidad de los fluidos.	Si	Si	Muy pobre	
	Permeabilidad efectiva.	Si	Si	Pobre	
	Relación agua aceite.	Si	Si	Pobre	
Núcleos convencionales.	Medición de la saturación con núcleos frescos.	Núcleos cortados durante la perforación.	Si	Pobre	
	Técnicas usadas en el laboratorio inyección, imbibición, centrifugado etc.	Núcleos cortados durante la perforación.	Si	Pobre a Bueno	
Presión.	Núcleos con lodos especiales.	Núcleos cortados durante la perforación.	Si	Pobre a Excelente	
Trazadores en un solo pozo.	Trazadores reflujo fase acuosa.	Si	Si	Buena a Excelente	
Herramientas de registros geofísicos.	Resistivos.	Convencional.	No	Si	Pobre
		Registro-Inyección-Registro.	No	Si	Buena a Excelente
Neutrón.		Convencional.	Si	Si	Pobre
		Registro-Inyección-Registro con agua.	Si	Si	Buena a Excelente
		Registro-Inyección-Registro con químicos.	Si	Parcialmente	Aceptable a Buena
Resonancia magnética nuclear	Inyección-Registro.	No	Si	Excelente	
Carbón / Oxígeno.	Convencional.	Si	Si	Pobre	
Rayos Gama.	Registro-Inyección-Registro.	Si	No	Desconocida pero puede ser Excelente	
De constante dieléctrica.	Convencional.	No	Parcialmente	Desconocido	

Tabla 3. 2. Herramientas básicas y técnicas para determinar la saturación de aceite residual.

Los análisis de núcleos y registros pueden proveer cálculos aproximados de la saturación de aceite residual y de su distribución vertical, pero solamente en las vecindades del agujero, donde las condiciones pueden ser influidas por prácticas de producción o de inyección. Los cálculos de balance de materia dan un valor promedio de la saturación de aceite para un yacimiento entero. Los estudios de simulación superan esto, dando una distribución de la saturación de aceite areal en forma real tomando en cuenta la historia de producción. Sin embargo, la exactitud del simulador depende de una correcta caracterización del yacimiento (que puede ser obtenida por ajustes en su historia) de producción e inyección. Las pruebas de presión pueden ser simples en una porción grande del yacimiento, pero requieren del conocimiento de las compresibilidades de la roca y del fluido y como resultado puede producir una sola interpretación en casos en los que se encuentran tres saturaciones distintas (aceite, agua y gas). Los métodos de trazadores se diseñan para evaluar volúmenes grandes y predeterminados de un yacimiento, el método da la saturación de aceite promedio para la zona evaluada, balancea el resultado para favorecer la saturación remanente en las zonas más permeables del yacimiento.

Debido a que la saturación de aceite puede cambiar en gran medida de un área a otra. El valor de la saturación de aceite residual en un solo pozo, a pesar de su precisión, no debe usarse para determinar el destino de un proyecto. En pequeñas áreas piloto, se necesita definir el patrón de distribución de toda la zona, que puede involucrar varias pruebas de pozo. Con base en el tamaño del campo, es ideal calcular la saturación para el campo entero. Aunque esto tendrá que ser realizado en una escala mucho menos detallada que la prueba piloto, pero el modelo debe mostrar ser lo suficiente analizado para presentar valores verdaderos del campo. También un buen trabajo de la prueba piloto puede probar que cualquiera de los métodos produce datos confiables.

- La saturación de agua y gas.

La saturación de aceite afecta directamente el éxito económico, mientras que la saturación de agua y gas influye en forma indirecta (éstas son muy importante desde un punto de vista del proceso y de la parte operativa). El volumen y las propiedades del agua en el yacimiento son algunos factores decisivos para elegir entre surfactantes, polímero y procesos alcalinos. La química del agua en el yacimiento determina si los procesos son compatibles con los fluidos inyectados. La química y el volumen de agua también condicionan la necesidad y la extensión del yacimiento a ser acondicionada, lo que incrementa el costo de un proyecto. Una pequeña saturación de gas uniformemente distribuida no afectará ningunos de los procesos en forma significativa incluso por debajo del valor crítico o ligeramente por encima de ella. Sin embargo, la presencia de un casquete de gas de dimensión considerable, o de valores de saturación altos y de distribución uniforme, controlan el movimiento de fluidos inyectados en el yacimiento, lo que puede resultar en la falla del proyecto.

Los métodos disponibles para determinar las saturaciones de agua y gas son generalmente los mismos que para la saturación de aceite residual, aunque algunos métodos requieren de modificaciones específicas, como por ejemplo los registros de pozo. El método de trazadores permite obtener solamente la suma de las saturaciones de

agua y gas, y puede afectarse negativamente por la saturación de aceite que está cerca de la zona invadida por gas.

- Propiedades de flujo de fluidos y datos de equilibrio de fase

Las propiedades de flujo de fluidos (densidad, viscosidad, datos de solubilidad, entre otros), son utilizados para determinar la factibilidad relativa de un proceso, y son los parámetros críticos para realizar los trabajos de simulación numérica para propósitos del diseño. Las pruebas especializadas de fluidos, incluyendo la medición de la tensión en la interfase en un proceso para surfactantes, estudios PVT y de precipitación de asfaltenos por los fluidos inyectados, pruebas para dióxido de carbono, etcétera, todo dependerá del tipo de proceso. Muchos procesos requieren estudios minuciosos del equilibrio de fase como:

- Estudios de comportamiento de la fase aceite/agua/surfactante.
- Generación de datos de equilibrio de fase para procesos miscible, usando combinaciones de fluidos inyectados y aceite del yacimiento.
- Caracterización de comportamiento de los fluidos del yacimiento para los métodos térmicos.

Estos datos son de vital importancia para pronosticar el rendimiento del proceso.

- Propiedades de la roca del yacimiento (Locales)

El conocimiento de las propiedades de la roca, tal como permeabilidad absoluta, porosidad, espesor neto o espesor de la formación y compresibilidad de la formación, permeabilidad relativa y datos de presión capilar, son necesarios para evaluar la factibilidad de un proceso de recuperación. Estos datos son también útiles en el diseño, de la implantación y etapas de evaluación de un proyecto. Parámetros como la permeabilidad en las inmediaciones del pozo, control de fluidos inyectados y producidos afecta la movilidad de los fluidos entre pozos. Éste entorno, determina si un proceso en particular es aplicable a un yacimiento, por ejemplo: los métodos térmicos tienen requisitos de permeabilidad, espesor, viscosidad entre otros, los cuales influyen directamente en los procedimientos operativos como los gastos de inyección y producción, pérdidas de calor, etcétera, lo cual gobierna la vida de un proyecto.

Métodos disponibles para determinar las propiedades de la roca incluyen:

- Análisis de núcleos.
- Registros de pozo.
- Pruebas de presión.

Como se expuso en los casos de la determinación de aceite residual, los núcleos y los registros aportan datos de la distribución vertical de la porosidad y la permeabilidad, pero solamente en la vecindad del pozo. Los análisis de pruebas de presión dan un promedio ponderado de la transmisibilidad, difusividad y la capacidad de almacenamiento de la zona investigada. Esta zona es mucho más grande que cualquier otra probada por la toma de núcleos y registros geofísicos.

Serán necesarios todos estos datos y de todas estas fuentes en el sentido de desarrollar a profundidad la caracterización del yacimiento para procesos de diseño y evaluación. Los datos de cada una de las fuentes, complementados con otros datos del yacimiento, deben obtenerse antes de que los geólogos realicen las correlaciones entre pozos y detallen los mapas del yacimiento. Los estudios de simulación numérica también dependen de todas estas fuentes de datos, particularmente de los datos de pruebas de variación de presión para pronosticar y analizar el rendimiento de proceso.

- Propiedades de la roca del yacimiento (Regionales)

El término regional puede ser utilizado para describir un tamaño preliminar del área o un campo entero. Por lo que dentro de las propiedades de la roca regional se incluyen características como:

- Direcciones de permeabilidad.
- Estratificación.
- Continuidad de las zonas.
- Ángulos de formación.
- Fracturas.
- Fallas.

Estas propiedades del yacimiento, están más allá de nuestro control y pueden afectar significativamente el rendimiento de un proceso el cual parece técnicamente factible. No obstante con base en exhaustivas y precisas pruebas de laboratorio, puede fallar completamente a condiciones del yacimiento, si una o más de estas características se encuentran presentes. La falta de continuidad de una zona puede resultar en grandes extensiones sin barrer o la migración de fluidos a zonas no esperadas. Las tendencias en las direcciones de la permeabilidad y/o la estratificación pueden resultar en grandes extensiones areales o verticales del yacimiento sin barrer respectivamente, resultando en una baja recuperación de aceite (es crítico caracterizar estas propiedades regionales en cualquier prueba piloto).

Un cuidadoso levantamiento de planos geológicos incorpora datos sobre las propiedades locales de la roca y pueden ayudar a definir las diferencias respecto a las regionales. Sin embargo, a veces existe la necesidad de interpolar entre pozos y

enfrentar los problemas obvios que esto implica. La única manera segura de garantizar la continuidad de la zona, es determinar la presencia de fallas y/o fracturas y evaluar las tendencias de dirección de flujo en los fluidos realizando una prueba de variación de presión planeada y analizada. Los métodos de prueba comúnmente utilizados son las pruebas de interferencia o pruebas de pulso. Los datos de pruebas de variación de presión cuando se analizan con el simulador numérico apropiado proporcionan una excelente caracterización de un área regional. Se debe, incluir los modelos de acondicionamiento del yacimiento, como una preinyección o ejecutar las simulaciones asociadas con la determinación del aceite residual usando pruebas con trazadores químicos. La sísmica de alta resolución dota de herramientas adicionales para definir la continuidad de la zona y se requiere en zonas gruesas. Las variaciones regionales en el grosor, la presencia o ausencia de fallas, y otras variaciones estructurales pueden ser mapeadas para ayudar en la caracterización global de un yacimiento.

- Distribución regional de los fluidos y condiciones dinámicas del yacimiento.

La distribución regional de fluidos hace referencia a la presencia o la falta de zonas de agua –acuíferos- y casquetes de gas. Las condiciones dinámicas del yacimiento hacen referencia al potencial en la región para la emigración de fluidos en un área de prueba en particular, la presencia o la falta de zonas de agua o de gas pueden ser determinadas por los mismos métodos utilizados para determinar las propiedades regionales de la roca. El potencial de emigración de los fluidos en la región, es establecido por los gradientes de presión en el yacimiento, inducidos por prácticas de producción/inyección, las que pueden afectar el movimiento del fluido significativamente en la área de prueba y resultar en inyecciones y/o producciones desproporcionadas para los pozos piloto y la emigración de fluidos fuera del área de prueba. Para medir este efecto se requiere utilizar los simuladores numéricos y los modelos (descritos para el comportamiento del yacimiento, o los datos recabados de los acondicionamientos del yacimiento y/o los análisis de las pruebas de variación de presión).

Como se mencionó anteriormente, la presencia de zonas de gas o agua son vistas generalmente como una condición desfavorable para los procesos recuperación mejorada, dado que estas zonas no siempre son perjudiciales, sin embargo, su presencia puede ser a veces la clave para el éxito de un proyecto, por ejemplo:

- El uso de un casquete de gas para implantar una inyección miscible en un yacimiento profundo. En esta instancia, un fluido miscible es inyectado en el contacto gas/aceite y se desplaza por el empuje del gas inyectando en el casquete de gas.
- Inyección de vapor suministrado con la influencia de agua en la parte inferior. En este ejemplo, se proponen dos filas de pozos de inyección de vapor, una fila a la profundidad del contacto aceite/agua, y la otra arriba de esta profundidad. La inyección de vapor tiene lugar en la profundidad inferior durante 2 ó 3 años, seguido por los pozos inmediatamente superiores para empujar el aceite de la parte inferior a la parte caliente del yacimiento.

- El uso de una pequeña zona con agua en la parte inferior de un yacimiento de aceite pesado para distribuir el vapor y calentar el aceite (como se hace en Wabasca, Alberta).

En el análisis final, es crítico conocer la saturación regional de los fluidos que están presentes para planear e implementar cualquier proceso de recuperación.

El proceso y diseño de las operaciones. El diseño de los procesos y las operaciones dependen del detalle del trabajo experimental de laboratorio, de los datos de caracterización de yacimientos y extensos estudios de simulación de recuperación mejorada. Son diseñados los trabajos experimentales de laboratorio para articular el proceso físico, y se establece el trabajo de simulación para representar las verdaderas características del yacimiento y su influencia sobre el proceso.

A continuación se describen las pruebas más relevantes para cada proceso de recuperación mejorada, (obviamente que, existirán excepciones para yacimientos únicos y/o condiciones de fluidos, y éstos tendrán que ser adaptados al problema específico).

- Inyección de surfactantes.
 - Evaluación de la solubilidad del aceite.
 - Detalladas pruebas de fase surfactante/aceite/agua salada, incluyendo los efectos de la salinidad.
 - Medidas de viscosidad y tensión en la interfase.
 - Pruebas de desplazamiento en núcleos preservados para eficiencia de desplazamiento del aceite.
 - Pruebas de permeabilidad relativa para calcular la movilidad de fluidos.
 - Mediciones de la movilidad en surfactantes/polímeros para la evaluación de la estabilidad del banco de aceite.
 - Pruebas de adsorción de sulfonatos sobre muestras de roca del yacimiento.
 - Pruebas de eficiencia de desplazamiento de aceite en núcleos del yacimiento para varios tipos de sulfonatos.
- Inyección de polímeros.
 - Pruebas de compatibilidad del agua inyectada.
 - Determinación del volumen de poro inaccesible, para contar con un conocimiento del rango de permeabilidad.

- Factores de resistencia al flujo como una función de la concentración del polímero para un rango de permeabilidad.
- Determinación de factor de resistencia al flujo del aceite residual.
- Retención –adsorción- del polímero, como una función de la concentración sobre un intervalo de permeabilidad dada.
- Datos de degradación para varios gastos.
- Inyección alcalina.
 - Determinación de las características y composición de las sustancias alcalinas a través de la tensión en la interfase y las mediciones de ángulos de contacto y/o pruebas de desplazamiento usando núcleos preservados para optimizar la concentración caustica.
 - Pruebas de consumo de alcalinos para ayudar en el diseño de la composición del fluido.
- Inyección miscible.
 - Diagramas de presión/composición en el contacto para diferentes fluidos inyectado con aceite del yacimiento.
 - Pruebas de caracterización especial de crudo.
 - Pruebas de desplazamientos en tubo delgados para determinar la eficiencia de desplazamiento y la presión de miscibilidad mínima.
 - Pruebas especiales de permeabilidad relativa.
- Estimulación y desplazamiento con vapor.
 - Caracterización del aceite para determinar la viscosidad y la densidad como una función de la temperatura y la presión tanto como para el comportamiento de los pozos como para cálculos de comportamiento de fase.
 - Datos de permeabilidad relativa, preferentemente a diferentes temperaturas.
 - Pruebas de desplazamiento para determinar la saturación de aceite residual para desplazamiento con vapor.
 - Sensibilidad de las arcillas de la formación al efecto de hidratación.

- Procesos de combustión.
 - Pruebas en tubo de combustión con arena comprimida o roca del yacimiento para determinar el consumo de combustible.
 - Pruebas de craqueo térmico del aceite para ayudar a la identificación de parámetros dinámico.
 - Posibles pruebas de modelo físicos tridimensionales para investigar procesos de recuperación y verificar con el uso de la simulación numérica.

Después de reunir los datos apropiados del laboratorio, es necesario considerar el diseño desde el punto de vista de la implantación real de campo y las operaciones (en este punto es donde se incluye la caracterización real del campo en el diseño). Por lo que es importante supervisar el rendimiento del proceso antes o durante el trabajo de caracterización del yacimiento, usando nuestro mejores cálculos de la representación del yacimiento y las propiedades de sus fluidos.

En esta etapa del diseño del proceso compete incluir:

- Tipo de patrón, la ubicación y el tamaño.
- Duración de proyecto.
- Diseño de los fluidos de inyección (Por ejemplo, peso, tamaño y composición) y los modelos de operación.
- Análisis del comportamiento del yacimiento y el pronóstico de recuperación de aceite.

Cada uno de estos factores es lo suficientemente importante para justificar alguna futura exploración.

- Patrones o arreglos, ubicación y tamaño.

En general, cuando se requiere evaluar un proceso que será utilizado con un arreglo de forma regular, es preferible que el área de prueba tenga los suficientemente pozos para delimitar el área piloto. Dado que esto es económicamente inviable así como ciertos patrones de espaciamiento se recomienda emplear una distribución para un patrón de 5 pozos, ver Figura 3.9. Los patrones de espaciamiento normales ofrecen la mejor combinación de ventajas interpretativas y economías para la operación. Un patrón de espaciamiento normal tiene una dependencia menor sobre la proporción de los fluidos de inyección, de producción y en la movilidad que el patrón de espaciamiento invertido.

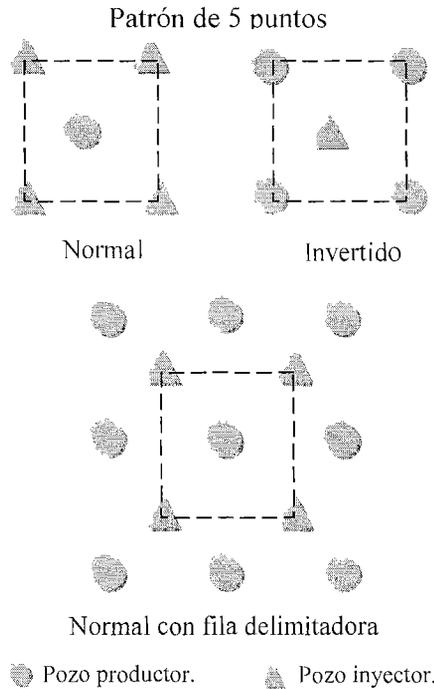


Figura 3. 9. Tipo de patrón de la inyección.

No obstante, cada yacimiento es único, y se pueden necesitar otros patrones de pozo. En todos los casos, el movimiento del fluido dentro del área piloto y su entorno inmediato debe ser simulado, usando las condiciones del yacimiento verdaderas, para ver si los fluidos inyectados están confinados en el área de prueba.

La localización para la prueba piloto debe ser gobernada por el propósito principal, maximizar las oportunidades de conseguir una interpretación significativa. Por lo que es necesario evitar localizaciones de pruebas que pueden plantear problemas en los patrones de flujo. Estos problemas pueden resultar de una falta de continuidad de zona o de una fuerte influencia de pozos productores circundantes. Debemos tratar de escoger una sección homogénea y representativa del yacimiento para evitar problemas de interpretación y dar alguna base para extrapolar los resultados a todo el yacimiento. Este proceso de selección puede descubrir más que un adecuado sitio piloto. Estos sitios deben ser evaluados usando pruebas preliminares, como las pruebas de variación de presión, antes de hacer una selección final.

La selección de un tamaño de patrón es complicado dada la influencia de varios requisitos opuestos el primero de ellos minimizar los costos de la prueba piloto, se recomienda que el área piloto fuera tan pequeña como sea posible sin perder de vista que sea representativa del yacimiento. Posteriormente, el aspecto económico preliminar, el cual puede determinar un tamaño mínimo del patrón para asegurar que la implantación subsecuente sea rentable. Si el rendimiento de los procesos por

vapor, se encuentra influenciado por el tamaño del patrón la pérdida de calor puede ser un factor importante, o mientras que en procesos miscibles o de surfactantes, se necesita asegurar la integridad de la composición, cantidad o volumen. Desde un punto de vista práctico, se debe usar el tamaño mínimo determinado por los aspectos económicos, a pesar de la posibilidad de que incurra en altos costos y un mayor tiempo de implantación, por lo que la alternativa es poner totalmente nuestra confianza en un simulador de recuperación mejorada. Se puede pronosticar el rendimiento de una prueba piloto más grande con toda confianza, si se está completamente seguro de la capacidad de interpretar el rendimiento de una prueba piloto pequeña, o área patrón que correspondería al tamaño determinado por el aspecto económico.

- Duración del proyecto.

Se relaciona directamente con la inyección, producción, el tamaño y patrón de los pozos, por lo que se debe realizar las pruebas adecuadas de variación de presión con el objeto de obtener datos confiables de los índices de inyectabilidad y productividad de los pozos (estas pruebas, deben realizarse durante la caracterización del yacimiento). Con los antecedentes del caso se pueden usar corridas de simulación para pronosticar la vida del proyecto. La duración del proyecto es un tema de especial importancia en procesos térmicos, donde las pérdidas de calor y el consumo de combustible influyen fuertemente en la vida de proyecto.

- Diseño de los fluidos inyectados y modelo de operación.

En lo que respecta al diseño de los fluidos inyectado este se refiere a al peso y cantidad, o al volumen y la composición de fluidos inyectados utilizados de surfactantes, polímeros, alcalinos y miscibles, mientras que los modelos de operación se refieren a los gastos de inyección/producción en los pozos para el tipo de patrón seleccionado, intervalos terminados, contrapresión en los pozos, periodos de inyección para procesos en los que se alternan dos fluidos, como agua y gas entre otros.

El único medio confiable para diseñar cantidad, volumen y composición del fluido es mediante la simulación, usando una correcta interpretación de las condiciones del yacimiento adicionando los datos clave de cada proceso, que son determinados en el laboratorio. Las limitaciones se relacionan con el análisis o los procedimientos en el laboratorio -mencionados anteriormente para cada proceso-. Los procedimientos analíticos simples sufren de una serie limitaciones prácticas, incluyendo la incapacidad para tratar flujos multidimensionales, como el flujo lateral y vertical simultáneamente, los efectos de la segregación gravitacional o incluir las propiedades heterogéneas del yacimiento, así como el uso de la descripción simplificada de los procesos físicos reales.

Utilizar los resultados del laboratorio para diseñar la cantidad y composición de los fluidos plantea varios problemas similares, aunque los parámetros físicos sean manejados correctamente, incluso si se pudiera contar con un yacimiento ideal, es

decir, perfectamente homogéneo, el uso de los datos del laboratorio unidimensionales para el diseño del volumen y composición del fluido inyectado, es peligroso. La distribución del flujo en el patrón de desplazamiento causa el fraccionamiento del cuerpo del flujo de un menor a un mayor grado en los flancos o en los límites del patrón, donde el flujo es divergente, a lo largo de la diagonal que conecta el pozo inyector con el productor. Este comportamiento, junto con la dispersión, produce una menor concentración del fluido inyectado sobre los flancos que sobre la diagonal. Lo cual puede resultar en una prematura entrada de los fluidos inyectados en los flancos, y es una consideración crítica en los procesos de inyección para surfactantes, miscible y alcalinos (este fenómeno no puede ser modelado en una prueba de laboratorio realizada con un sistema lineal debido a las limitaciones prácticas de laboratorio).

El enfoque de simulación para el diseño del fluido tiene la ventaja adicional de ser capaz de modelar muchos volúmenes y composiciones del flujo. Lo cual permite que se optimice el diseño del flujo tanto operacionalmente como económicamente al mismo tiempo, tomando las condiciones existentes y la caracterización del yacimiento.

Un estudio de simulación es necesario para suministrar programas de gastos individuales a cada pozo. Esto permite asegurar el confinamiento óptimo de los fluidos inyectados en el área piloto. Las irregularidades en la transmisibilidad dentro de un patrón pueden requerir reducir los gastos de inyección en un cuadrante del patrón. También, el potencial de migración de los fluidos regionales causado por los pozos circundantes o patrones geométricos irregulares, desestabilizarán los gastos de inyección producción. Se puede optimizar el proceso de estimulación con vapor investigando varias combinaciones de los períodos de inyección/cierre/producción. La influencia de prácticas como la terminación de pozos especializada, por ejemplo, restringir la entrada de fluidos y el efecto de la contrapresión de los pozos pueden ser estudiado y utilizado para desarrollar los patrones de operación para la implantación en el campo.

La inyección de agua es usada en algunos procesos miscibles -notablemente en el proceso de inyección alternada-, agua-gas como un método para controlar la movilidad. Frecuentemente, la relación agua-gas es utilizada para sencillas ecuaciones de velocidad del frente y para las dos fases, asumiendo una distribución uniforme de fluidos y sin efectos de gravedad. Para sistemas homogéneos con mínimos efectos de gravedad, si se llegan a encontrar en un yacimiento real. Por consiguiente, este enfoque fácil de aplicar, es prácticamente inútil. El diseño de la inyección alternada agua-gas sólo puede ser tratado con un simulador apropiado y una caracterización precisa del yacimiento.

- Análisis del comportamiento del yacimiento y los pronósticos de la recuperación de aceite

Un simulador es también una herramienta confiable para pronosticar el rendimiento de un proceso, cuando el diseño de los fluidos y las operaciones están completos,

tendremos en forma global el rendimiento y los datos de recuperación de aceite. Hoy en día, existen en la industria simuladores desarrollados para diseñar y evaluar la mayoría de los procesos de recuperación mejorada.

Equipo de diseño. En esta parte se pretende examinar la necesidad de integrar el trabajo del equipo de diseño, en el proyecto global, en conjunto con los objetivos de la prueba piloto.

Los ingenieros involucrados con el equipo de diseño deben participar en todo el proceso de diseño y exponer sus puntos de vista en los foros o escuchar los debates técnicos. Debido a que el objetivo de una prueba piloto es obtener datos interpretables, por esta razón los ingenieros involucrados en el monitoreo y evaluación del proceso pueden tener necesidades especiales. Estas necesidades deben ser aprobadas en el equipo de diseño, un ejemplo es la necesidad de medir la producción de agua, en el vapor y en estado líquido, en un proyecto térmico, esto es, medir el volumen de vapor producido requiere de separadores y un promedio del vapor condensado, o bien, medir el gasto de la producción de vapor es esencial para pronosticar el rendimiento de proceso.

Otros ejemplos que se pueden mencionar son, incluir los datos de gastos de inyección y de producción en el fondo del pozo, que requiere de terminaciones y equipos especiales y que deber ser integrados en conjunto con el trabajo del equipo de diseño, así como:

- Equipo para monitorear en forma continua los gastos de los fluidos producidos y su composición.
- Equipo necesario para condiciones ambientales especiales, como depuradores de aire en generadores de vapor o compresores de aire.
- Datos generales del equipo de adquisición, asociada a su transferencia y requisitos de almacenamiento.

Adicionalmente en la Tabla 3.3, se resumen de las necesidades generales del equipo.

Las pruebas piloto no sólo son para probar y validar los conceptos del proceso. Son una oportunidad única de evaluar diferentes opciones de equipo, y desarrollar los registros de mantenimiento y los datos de costos de operación, instrumentos para la evaluación económica. Las pruebas de comparación pueden ser hechas sobre cómo el equipo es capaz de manejar el fluido, cómo variar los procedimientos de terminación de pozos, incluyendo el uso de pantallas de arena, aleaciones especiales para soportar la corrosión, la protección tubular, entre otros. Y sistemas de control y monitoreo automático. Los procedimientos de evaluación sistemáticos suministran datos necesarios para seleccionar equipo y desarrollar procedimientos de mantenimiento en proyectos a escala completa.

Diseño de la adquisición de datos. Una adquisición de datos efectiva requiere de personal responsable para esta tarea y debe ser involucrado en el diseño de proyecto. Deben proponer soluciones tanto del proceso como del equipo. También deben considerar utilizar instalaciones para la adquisición de datos automatizados, así como de los medios informáticos para el procesamiento y almacenamiento de los mismos. Un sistema similar

debe desarrollarse para procesar y almacenar datos relativos a los equipos para obtener datos exactos de costos de operación y mantenimiento.

Los datos de los pozos son útiles para monitorear el proyecto con regularidad, tanto como para llevar a cabo el análisis de ingeniería final. De manera similar una serie de programas y aplicaciones informáticos con los datos de mantenimiento de equipos y costos de operación más otros costos del proyecto, proveerán la base para una buena evaluación económica del proyecto.

Método de gas en solución (hidrocarburos miscibles).

1. Compresores multi-etapa, con enfriadores entre etapa, para manejar varios millones $\text{pie}^3/\text{día}$ a un rango de presión arriba de $5,000 \text{ lb/pg}^2$.
2. Equipo para deshidratación de gas.
3. Cabezales de pozo para altas presiones.
4. Modificación de los cabezales para inyección dual (gas y agua).
5. Sistema de inyección separada para agua y solventes.
6. Equipo de múltiples y medidores (montaje de estranguladores) para control individual de los gastos de inyección en el pozo.
7. Equipo automático de paro de emergencia.
8. Equipo cromatográfico en línea para medir la composición de los fluidos inyectados.
9. Bombas proporcionadoras o dosificadoras de gas-LP.
10. Controles para mezclas de más de un flujo de hidrocarburos.

Inyección de CO_2 (miscible).

1. De los puntos anteriores del 1 al 7, con la adición de:
2. Instalaciones para remover el CO_2 del gas producido por aminas o criogenia.
3. Instalaciones inhibitoras de corrosión.
4. Instalaciones de separación para recuperar el CO_2 de los preventores, (si está es la fuente de suministro).

Inyección de surfactantes/micro-emulsión.

1. Tanques de almacenamiento para salmueras, agua dulce y concentrados de fluidos micro-emulsión.
2. Tanque de compensación o tanque igualador.
3. Bombas proporcionadoras o dosificadoras para mezcla de fluidos micro-emulsiones (salmueras, agua, y concentrados de surfactantes).
4. Equipo de monitoreo para la salinidad en fluidos de micro-emulsiones
5. Mezcladores para polímeros en solución.
6. Filtros para soluciones de polímeros.
7. Reductores o atrapadores de oxígeno para disminuir la corrosión para poliacrilamidas en solución.
8. Estranguladores para el control y distribución de polímeros al pozo.
9. Bombas estándar para inyección de agua (Nota: Los puntos 5 al 9 estarán involucrados si se utiliza inyección de polímeros).

Combustión seca y alternada.

1. Compresores multi-etapa, con enfriadores entre etapa, para manejar varios millones $\text{pie}^3/\text{día}$ de aire a un rango de presión arriba de $4,000 \text{ lb/pg}^2$.
2. Filtros de aire.
3. Cabezales de pozo para altas presiones para los pozos inyectoros.
4. Estranguladores para controlar los gastos de aire en los pozos.
5. Aleaciones especiales de acero para la parte baja del pozo inyector accesorios tubulares (para soportar la corrosión extrema del aire, agua y altas temperaturas).
6. Equipo de ignición de fondo, tales como calentadores eléctricos, mecheros de gas o calentadores catalíticos.
7. Removedor de hierro del agua de inyección.
8. Programa de control de corrosión.
9. Instalaciones para tratar emulsiones.
10. Equipo de análisis de gas para detectar O_2 en el gas producido.

Para manejar vapor.

1. Generadores de vapor: tipo *Skid-mount* (potátiles) arriba de $20 \times 10^6 \text{ BTU/hr}$ y de 1500 a 2500 lb/pg^2 , o planta central con capacidad de $100 \times 10^6 \text{ BTU/hr}$. El tipo *Skid-mount* tiene la ventaja de tener líneas de flujo cortas y por lo tanto menores pérdidas de calor.
2. Agua blanda.
3. Empacadores de fondo para altas temperaturas.
4. Juntas de expansión y accesorios tubulares.
5. Protección para líneas y cabezales.

Tabla 3. 3. Requerimientos de equipo para procesos de recuperación mejorada.

Evaluación Económica. Una evaluación económica realizada, mientras que un proyecto se encuentra en etapa preliminar, proporciona la justificación inicial para detallar el diseño del proyecto. La terminación de un diseño detallado, incluyendo la caracterización del yacimiento, dando la oportunidad de hacer una actualización económica usando datos más precisos del comportamiento y rendimiento del yacimiento y datos de costos más realistas. Si, después de esta nueva evaluación económica, el proyecto todavía es económicamente factible, la prueba final o el proyecto pueden seguir adelante.

3.2.3. Monitoreo y evaluación final del proyecto

Cuando en el proceso, el equipo y el diseño de la adquisición de datos han sido integrados, la evaluación del proyecto debe resultar sin complicaciones. Los datos son necesarios para el proceso y la evaluación económica. Una simulación completa del proceso, como se recomienda en la etapa de diseño, proporciona las directrices de funcionamiento del proyecto y datos de rendimiento para comprar a la prueba piloto o el rendimiento del proceso. Procesos de reevaluación y planes de contingencia deben desarrollarse para proveer medios de modificar el rendimiento, utilizando los estudios apropiados de simulación cuando el verdadero rendimiento se desvía de lo esperado. La habilidad de cambiar el diseño del proceso cuando es necesario, provee nuevas pautas operativas que pueden salvar un proyecto del fracaso.

Al terminar un proyecto, la evaluación final debe proporcionar una base confiable para pronosticar el rendimiento del proceso en forma garantizada bajo las diferentes condiciones de campo. Si esto es posible, la prueba piloto puede ser clasificada como un éxito. Debido a la complejidad del mecanismo del proceso y la necesidad de incluir las condiciones verdaderas del yacimiento, esta evaluación final del proceso se basará en el simulador usado para el diseño de proceso.

Frecuentemente, el modelar el rendimiento del proceso resulta en la modificación de la caracterización del yacimiento y conlleva a una mejor comprensión del mecanismo del proceso. Incluso si la prueba piloto no es un éxito económico u operacional, es importante identificar las razones que llevaron a esta situación. Aunque esto puede involucrar costosas evaluaciones después de la falla, como la perforación de otros pozos para la toma de núcleos, esto es necesario para comprender las razones del fracaso, atendiendo esta causa se contará con las bases para modificar el proceso y para la posibilidad de su éxito eventual.

3.2.4 Proyecto a escala real

Una prueba piloto exitosa debe proveer toda la información necesaria para la implantación del proceso de todo un campo. Validar la simulación del proceso mediante el uso de un simulador numérico global provee medios para ejecutar el proceso bajo diferentes condiciones de campo del área piloto, además permite establecer pronósticos confiables de recuperación para la evaluación económica final de un proyecto comercial, tanto como las pautas de operación corregidas, si fuera necesario. Un simulador validado también proporciona los medios para la modificación de pruebas del proceso y puede ayudar a mejorar el rendimiento.

Un equipo confiable, datos de mantenimiento y costos, así como registros de pruebas comparativas entre equipos, proporcionan una base completa para seleccionar el mejor equipo para una prueba piloto o comercial y para realizar el análisis económico final. Los conocimientos adquiridos durante las diversas pruebas en la caracterización del yacimiento durante el proyecto piloto serán usados para desarrollar un enfoque simple, pero seguro para definir las propiedades críticas del yacimiento necesarias para una implantación exitosa en la totalidad del campo.

En resumen, si la prueba piloto ha validado los procedimientos de interpretación del proceso, éste puede ampliarse con seguridad de éxito económico.

3.3. Aceite no recuperado (entrampado)

En el momento de determinar la eficiencia de la inyección, es necesario calcular el efecto de la migración de aceite de las zonas inyectadas en el yacimiento a zonas que contienen poca agua. Calcular estos efectos requiere de datos sobre el volumen, la presión y la historia de producción del yacimiento.

Las oportunidades para nuevas terminaciones en los pozos deben evaluarse con un mirada hacia recuperar el aceite entrampado, y maximizar la eficiencia de barrido en las futuras operaciones. Estas nuevas terminaciones pueden involucrar hacer más profundo el pozo y/o perforar intervalos adicionales para exponer mayor cantidad de la formación en la zona de aceite, o taponar para reducir excesiva producción de agua.

Por ejemplo, en la producción de pozos cercanos, o de los que se encuentren adyacentes, a los pozos inyectores, puede ocurrir un fenómeno de canalización de agua inyectada, resultando en altos cortes de aguas. Trabajos de perfil de inyección, seguido del uso de material reductor de filtrado en los pozos y en algunos casos, taponamiento selectivo en pozos productores, pueden aliviar este problema.

Si las diferencias entre las propiedades del yacimiento en zonas adyacentes son considerables, por ejemplo, si una zona es mucho más permeable que las otras, se debe tener la capacidad de reducir la excesiva canalización de agua y la cantidad de aceite entrampado, inyectando las zonas por separado. Si este enfoque es económicamente poco atractivo, o si las diferencias en las propiedades de la zona son mínimas, se sugiere correlacionar registros, por ejemplo; de rayos gama y de neutrón en un pozo revestido, para el pozo inyector y los pozos circundantes, y perforar o fracturar los pozos adecuados.

3.4. Calibración geológica, con base en la historia de producción

La caracterización del yacimiento es fundamental para diseñar, operar y evaluar una inyección de agua o un proyecto de recuperación mejorada. Esto determina en gran medida la selección de un plan de inyección y el modelo para calcular el rendimiento del proyecto. El desarrollo de una caracterización del yacimiento, que requiere mucho tiempo de cómputo y recursos humanos, debe empezar en la vida temprana de un yacimiento. Por lo

que es importante destacar que la caracterización de un yacimiento es un proceso iterativo. Cada caracterización requiere modificaciones, así como la interacción entre geólogos, geofísicos e ingenieros trabajando en un campo maduro.

El yacimiento Elk Basin Madison proporciona un ejemplo de este proceso iterativo, e ilustra la importancia de obtener gran cantidad de datos durante el desarrollo del campo con el propósito de que la geología de yacimiento pueda ser definida lo antes posible e incluida en los planes de inyección de agua.

Durante la inyección de agua en el campo Elk en Wyoming, Montana, E.U.A. se utilizó una corrección en la caracterización del yacimiento para ayudar a interpretar los datos de producción observados. En el inicio del programa de inyección, la irrupción de agua se presentó rápidamente en los pozos interiores y causó diferentes problemas, que resultó en la disminución de la producción. Los resultados iniciales de la inyección fueron analizados y se realizó una revisión en la caracterización del campo para modificar el programa de inyección de agua y perforar nuevos pozos productores en áreas poco desarrolladas. El resultado fue un incremento de la recuperación final de 62 MMB, o el 8% de aceite originalmente in situ.

El proceso de desarrollar la caracterización de un yacimiento involucra muchas tareas:

- Identificar y mapear el yacimiento y las rocas que no pertenecen al yacimiento.
- Determinar y mapear las propiedades de la roca, por ejemplo; porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.
- Determinar el ambiente de depósito.
- Determinar el número y la distribución de las zonas del yacimiento.
- Establecer la continuidad del yacimiento y de las rocas del área circundante.
- Evaluar el modelo del yacimiento teniendo en cuenta el comportamiento de la producción.

La inyección de agua en la Unidad Denver en el campo Wasson San Andres al Oeste de Texas, en los E.U.A., ilustra cómo fueron usados los conceptos geológicos para rediseñar una inyección de agua. Este campo produce de los Carbonatos San Andrés a una profundidad de aproximadamente 5,000 pie. El intervalo productor varía de 500 a 300 pie en su espesor. El mecanismo de producción principal fue empuje por gas en solución.

La inyección de agua fue iniciada en este campo en el año de 1964, usando un patrón periférico, donde el agua fue inyectada debajo del contacto agua/aceite, ver Figura 3.10. Debido a que el yacimiento se consideró continuo, se infirió que inyectar agua debajo del contacto agua/aceite, se crearía un borde de agua con empuje desde el fondo. Usando este

modelo de yacimiento, se esperaba que el agua inyectada se moviera lateral y verticalmente en la formación productora.

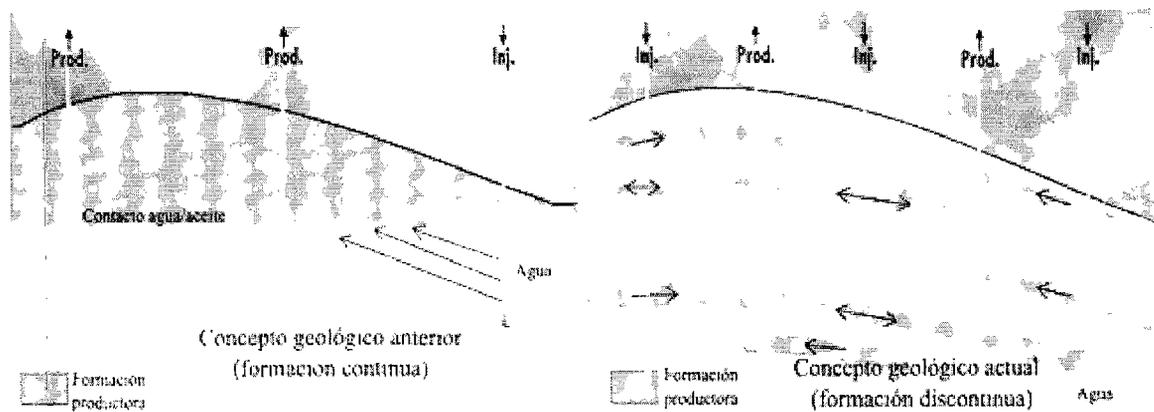


Figura 3. 10. Uso de los conceptos geológicos en la inyección de agua en el Campo Wasson, San Andrés, Texas, F.U.A. modificado de (Dr. Ghauri, 1980)

La inyección periférica no alcanzó el rendimiento que se esperaba. La inyección fue lenta desde los pozos de la periferia seleccionados para la inyección de agua, la roca del yacimiento tenía muy poca calidad. Los pozos productores que se ubicaban más lejos de los inyectoras fallaron en la respuesta. El volumen del agua inyectada era tan bajo que la respuesta era lenta y limitada para la primera fila de pozos productores. Mientras que la combinación de una inyección inadecuada, mala continuidad del yacimiento y las largas distancias causaron que la inyección periférica fallara.

El ejemplo de la Unidad Denver muestra cómo la geología puede ser reinterpretada teniendo en cuenta la historia de producción. Estudios geológicos detallados indicaron que el intervalo productor podía dividirse en 10 zonas discontinuas. Estas zonas fueron mapeadas verticalmente y lateralmente sobre las distancias en varias ubicaciones de los pozos. Los mapas identificaron barreras verticales en la permeabilidad que restringían la cantidad de flujo entre las zonas.

Estos estudios geológicos detallados también mostraron que las zonas productoras eran discontinuas a grandes distancias, y no serían inyectadas con el espaciado de 40 acres seleccionado para el proyecto. Como resultado, se desarrolló un nuevo modelo geológico en el cual el yacimiento fue representado como una serie de zonas productoras continuas y discontinuas. La continuidad de la zona productora fue definida como la parte en la zona productora hidráulicamente conectada entre dos pozos en el espaciado de pozos existentes del campo. Basados en este estudio de continuidad, el equipo de proyecto comenzó a perforar sobre un espaciado de 20 acres con el objetivo de incrementar la continuidad la zona productora para la inyección de agua.

El diseño de un proceso de recuperación primaria o mejorada se basa en un modelo geológico particular del yacimiento. Para un proceso de desplazamiento, como una inyección de agua o un proceso de recuperación mejorada, la eficiencia volumétrica de barrido depende de contactar la mayor cantidad del yacimiento tanto como sea posible. Los planes de inyección dependen de saber cómo el espacio poroso se encuentra conectado entre un pozo inyector y uno productor, tanto como dentro de todo el yacimiento. La caracterización del yacimiento es en general un modelo geológico que describe la distribución espacial de fluido, propiedades de roca y saturaciones para el yacimiento.

Como se ha mencionado, la caracterización del yacimiento es un proceso dinámico. La caracterización cambia en cuanto la información adicional se encuentra disponible, por ejemplo, la caracterización del yacimiento es en general muy simple en el momento del descubrimiento. Se vuelve más compleja cuando la producción primaria madura, se termina la perforación y/o se adicionan pruebas de variación de presión que proporciona datos sobre las características de flujo cerca de los pozos productores. La Tabla 3.4, indica etapas en el proceso de desarrollo de una caracterización de un yacimiento.

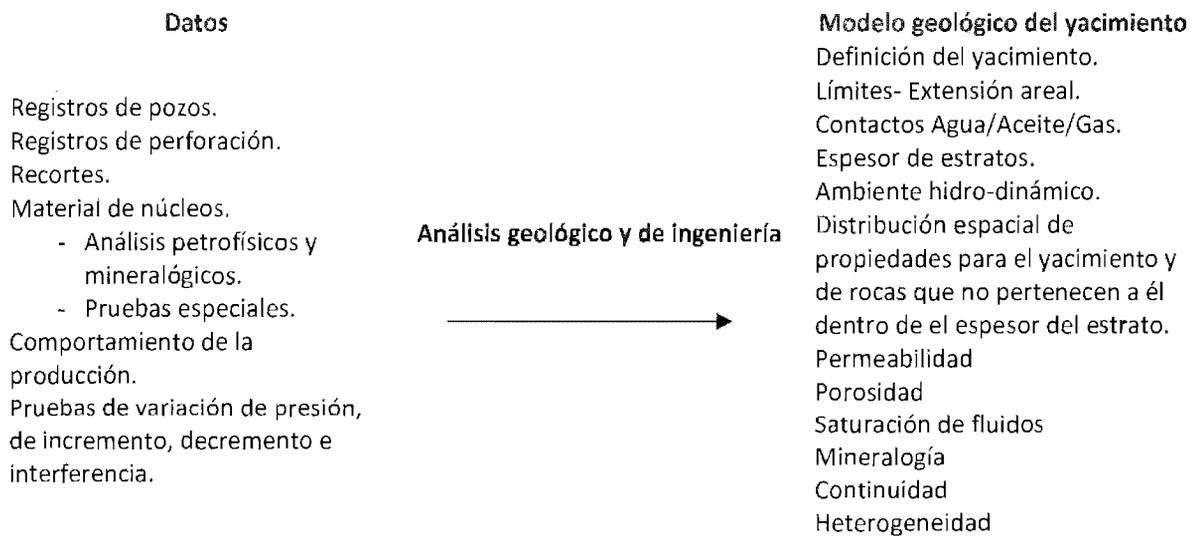


Tabla 3. 4. Esquema que representa el desarrollo de la caracterización de un yacimiento.

El objetivo de la caracterización debe ser definir tanto las rocas del yacimiento como las rocas que no pertenecen propiamente a él, ya que las rocas que no pertenecen al yacimiento actúan como una barrera al flujo. El modelo es obtenido por interpolación de datos en los pozos. El método involucra datos geológicos, análisis de ingeniería, como una considerable experiencia de campo.

Hasta hace poco, una gran cantidad de modelos geológicos fueron realizados por geólogos o ingenieros que trabajaban por separado. Históricamente, la caracterización del yacimiento ha sido dejada a los geólogos, que desarrollan mapas geológicos y secciones transversales, y generalmente tuvieron poco interés en relación a sus descripciones geológicas con datos

de ingeniería y de producción. Ingenieros de yacimientos y de producción eran responsables de desarrollar los planes de inyección y pronosticar el rendimiento. Los mapas y otra información geológica fueron utilizados para correr las simulaciones y llevar a cabo los cálculos de ingeniería de yacimientos. Durante la simulación, generalmente los mapas geológicos fueron modificados cuando dejaron de corresponder a la producción primaria o a la historia de inyección.

Por lo que el desarrollo de la caracterización de yacimientos se ha realizado a partir de la necesidad de mejorar el pronóstico de modelos de simulación de yacimientos, dirigir inyecciones existentes y diseñar otros procesos de recuperación mejorada. Desarrollar una caracterización, de la misma manera que una administración integral de yacimientos eficaz, requiere interacción entre geólogos, geofísicos e ingenieros. Esta interacción permite que las suposiciones geológicas y las interpretaciones puedan ser comparadas con el comportamiento verdadero del yacimiento como los documentos de historia de producción y pruebas de presión, proporcionan herramientas para verificar que las propiedades físicas utilizadas en los simuladores aseguren ser consistentes con las interpretaciones geológicas.

4

LA IMPORTANCIA DE LA SUPERVISIÓN EN LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN

La inyección de agua ha generado miles de millones de barriles y es uno de los métodos más importantes y económicos para mejorar la recuperación de aceite. Cuando los precios del petróleo fluctúan mueven las técnicas de recuperación mejorada dentro y fuera de la factibilidad económica, por lo que ésta se hace más importante para optimizar la recuperación.

La administración integral de yacimientos en una inyección de agua no se limita a la ingeniería, al informe geológico inicial, a la justificación económica o a la aprobación del proyecto por la administración. Se manejan una serie de actividades continuas que se extienden desde antes de que la inyección de agua comience, hasta el momento en el que la recuperación secundaria se vuelve poco rentable, o se cambia a la recuperación mejorada.

Por lo que al aplicar el enfoque de la administración de yacimientos para la supervisión de la inyección, es posible formular un sistema con base en:

- Caracterización del yacimiento.
- Fluidos y su comportamiento en el yacimiento.
- La perforación y la operación de pozos.
- Procesamiento de fluidos en superficie.

Todas estas partes están interrelacionadas en un sistema unificado, por lo que la función de la administración integral de yacimientos en el monitoreo de la inyección, tiene como fin, proporcionar la información necesaria para controlar las operaciones y obtener la máxima recuperación de hidrocarburos con máxima rentabilidad de un yacimiento.

Los pronósticos iniciales de producción podrían no coincidir con el comportamiento verdadero y las diferencias pueden ser el resultado de tomar el promedio de los datos del campo en el modelo del pronóstico, una descripción geológica inadecuada, o bien, problemas en la terminación de pozos. Lo que hace necesario resolver cualquier diferencia y mejorar el rendimiento del campo, a través del control en el monitoreo.

Las pautas para administrar la inyección deben incluir:

- La caracterización del yacimiento.
- La estimación de áreas productoras que contienen aceite recuperable.
- El análisis de patrones de comportamiento de producción.

- La recolección de datos.
- La realización de pruebas a los pozos.
- El monitoreo de la presión del yacimiento.
- Ingresar la información de los pozos en una base de datos.

4.1. La supervisión en la administración integral de yacimientos

Por definición la administración integral de yacimientos se establece como el uso razonable de diferentes técnicas para maximizar el valor económico de los hidrocarburos en un yacimiento. El enfoque de administración integral de yacimientos aplicada a la supervisión de una inyección de agua, comienza con entender el proyecto como un sistema unificado conformado por pozos, instalaciones superficiales y yacimiento. Los tres componentes deben considerarse en forma equilibrada para maximizar la recuperación de aceite en forma económica y rentable. Asimismo, es obligatorio un esfuerzo de equipo interdisciplinario para desarrollar e implantar un programa exitoso de administración de yacimientos.

4.2. Los factores clave en la supervisión de la inyección de agua

En el pasado, la atención se orientó principalmente en el análisis del comportamiento del yacimiento. Sin embargo, como el enfoque de administración de yacimientos se vuelve más común, la industria ha necesitado incluir los pozos, las instalaciones, el sistema de agua y las condiciones operativas en programas de supervisión. Según (Talash, 1988) los aspectos claves para la supervisión en un ciclo de inyección de agua, se muestran en la Figura 4.1, y sus respectivos elementos se muestran en la Tabla 4.1.

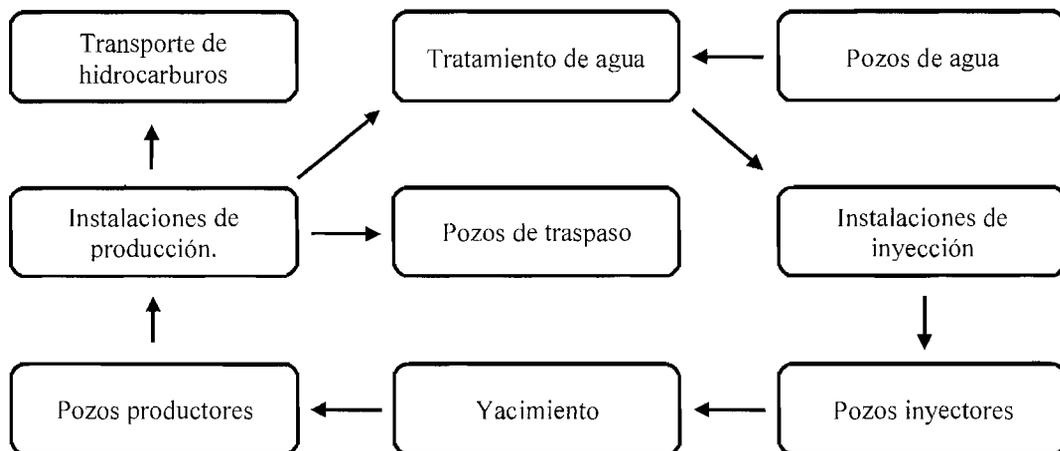


Figura 4. 1. Ciclo de inyección de agua.

Yacimiento	
<ul style="list-style-type: none"> - Presión - Gastos - Volúmenes - Cortes - Muestras de fluidos 	<ul style="list-style-type: none"> - Curva de presión acumulada vs. inyección acumulada - Desviación de fluidos - Balance del patrón de inyección - Reordenamiento del patrón de inyección
Pozos	
<ul style="list-style-type: none"> - Perforación - Registros de producción/inyección - Inyección de agua en zona objetivo - Trazadores - Integridad del cemento - Equipo de fondo 	<ul style="list-style-type: none"> - Fracturas en el agujero - Daño a la formación - Perforaciones de los disparos tapadas u obstruidas - Condición de bombeo
Instalaciones	
<ul style="list-style-type: none"> - Producción/Inyección 	<ul style="list-style-type: none"> - Equipo de monitoreo
Sistema de agua	
<ul style="list-style-type: none"> - Calidad del agua - Presencia de <ul style="list-style-type: none"> · Gases disueltos corrosivos. · Minerales. · Sólidos disueltos. · Sólidos suspendidos. - Análisis de iones. - P.H. 	<ul style="list-style-type: none"> - Corrosividad. - Contenido de aceite. - Sulfuros de hierro. - Análisis en el sitio o en laboratorio. - Datos recolectados. <ul style="list-style-type: none"> · Pozos productores. · Pozos inyectoros. · Sistema de inyección.

Tabla 4. 1. Supervisión de la inyección de agua.

Los siguientes elementos son componentes críticos en el diseño e implantación de un programa completo de supervisión de inyección de agua:

- Generar una descripción del yacimiento precisa y detallada.
- Obtener una historia del comportamiento del yacimiento.
- Obtener métodos para estimar la eficiencia de barrido y la recuperación de aceite en las etapas de la declinación.
- Monitorear la inyección y producción de los pozos (incluir el registro de gastos, presiones y fluidos).
- Dar seguimiento al mantenimiento de la calidad del agua y cualquier tratamiento que requiera esta.
- Llevar a cabo el mantenimiento apropiado para cada instalación.

- Dar seguimiento al rendimiento de cada instalación.
- Comparar el rendimiento correctivo y programado mensualmente, en sentido de monitorear el comportamiento y la eficacia de la inyección.
- Diseñar un sistema de información de administración integral de yacimientos y un sistema para controlar el rendimiento, que dependa de obtener datos de comportamiento preciso de cada pozo.
- Diagnosticar los problemas existentes y potenciales, así como proveer las posibles soluciones de los mismos.
- Auditar la rentabilidad económica del proyecto.
- Desarrollar y mantener el equipo de trabajo en todas las operaciones.

Un programa de supervisión en la inyección de agua puede fallar, debido a la falta de trabajo en equipo entre los ingenieros, los geólogos y el personal de operaciones de campo por lo que para reducir al mínimo este riesgo se requiere de un enfoque de trabajo de equipo multidisciplinario y efectivo, haciendo que todas las disciplinas, se involucren en el proceso de administración y que cada una comprenda los requisitos, necesidades y razones fundamentales de los otros grupos funcionales los siguientes aspectos muestran una idea general para la implantación de un programa de administración de yacimientos.

- Comenzando con un plan de la acción flexible, que involucre todas las funciones.
- Contar con patrocinio-soporte de la administración.
- Seleccionar personal de campo comprometido.
- Efectuar reuniones periódicas de evaluación, que involucren a todos los miembros del equipo, cooperación interdisciplinaria para mostrar cada uno de sus objetivos funcionales.

4.2.1. La caracterización de yacimientos y monitoreo del comportamiento

Características físicas del yacimiento. Todas las características del yacimiento deben definirse: permeabilidad, porosidad, espesor, variaciones areales y verticales, distribución de la saturación de aceite areal y vertical, contactos agua/aceite, aceite/gas, anisotropía (sistema de fractura orientado o permeabilidad direccional), compresibilidad y esfuerzos en la roca, continuidad del yacimiento y la porción que contiene la mayor parte del aceite recuperable. La administración de una inyección precisa, también requiere de conocimientos detallados sobre los aspectos estructurales del yacimiento.

Comportamiento en la etapa de recuperación primaria. Pozos con relativamente alta producción acumulada pueden indicar alta permeabilidad y porosidad, un fuerte espesor de la zona productora, o la existencia de otra zona productora. Por otro lado, los pozos con relativamente baja producción acumulada pueden indicar malas condiciones mecánicas, daño al pozo o intervalos productores aislados.

Relación gas/aceite. Una disminución en la relación gas/aceite puede indicar que los fluidos inyectados están remplazando correctamente a los fluidos producidos. El incremento de la relación gas/aceite puede indicar que existe un déficit en el remplazo de los fluidos producidos por los inyectados.

Gráficas de producción. Al elaborar gráficas del porcentaje de aceite producido en escala logarítmica contra la recuperación acumulada durante el proceso de recuperación secundaria, es posible calcular futuras recuperaciones, o mostrar mejoras en el rendimiento con la inyección de agua que resulta de un perfil de inyección más uniforme. La Figura 4.2, ilustra la curva de rendimiento de una exitosa inyección de agua y la Figura 4.3, muestra varios ejemplos de inyecciones.

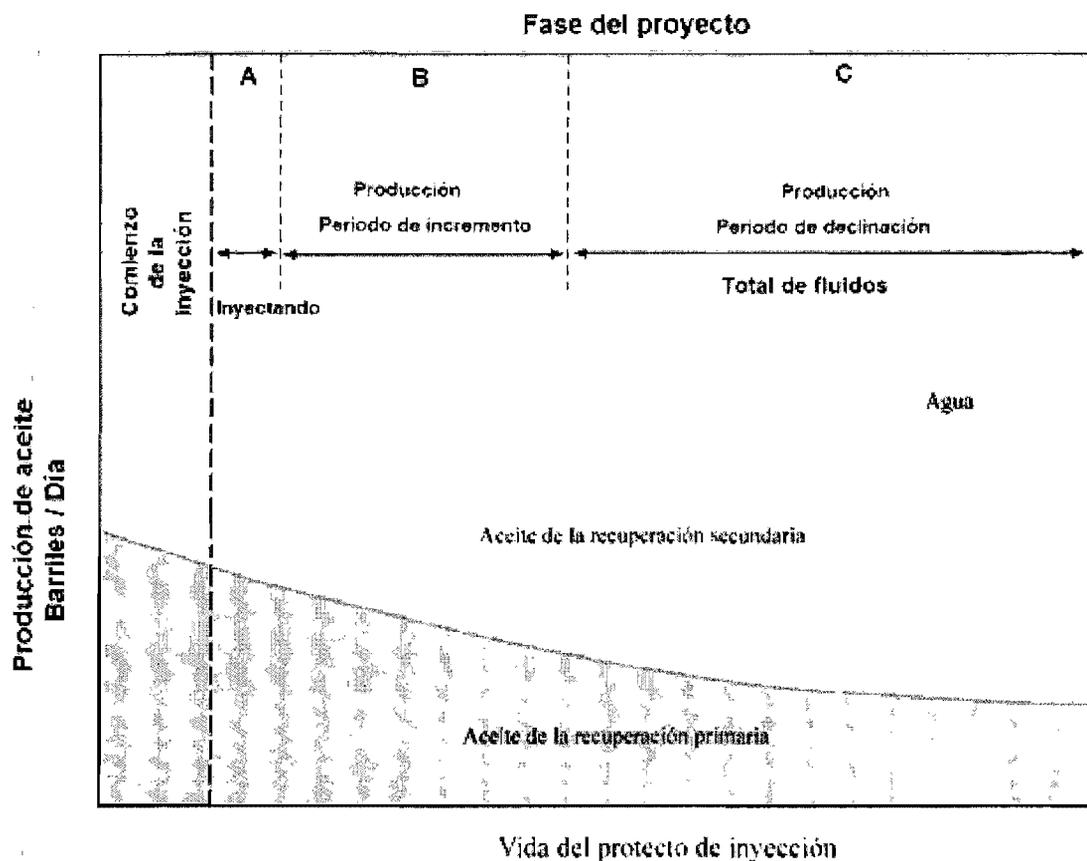
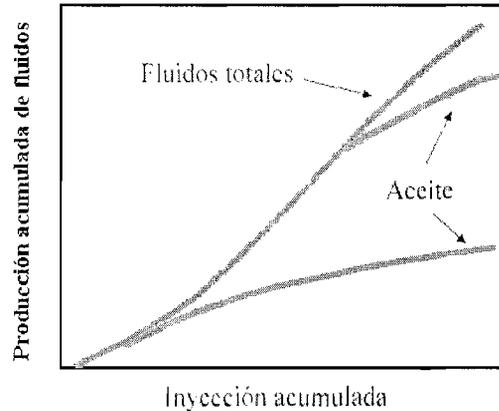
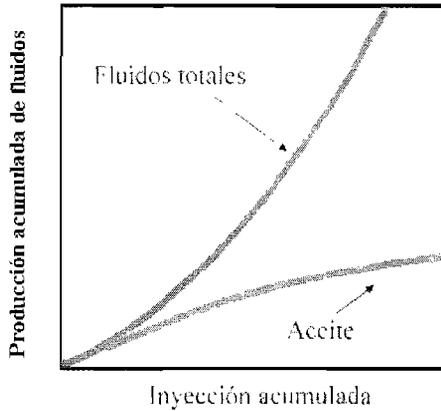


Figura 4. 2. Rendimiento típico de una inyección de agua con éxito.

Pendiente de la curva total de fluidos

Desviación del aceite y curva total de fluidos



- 45° indican que la inyección es igual a la extracción.
- Menor de 45° indica que el fluido sale del patrón.
- Mayor de 45° indica que la extracción excede la inyección.

- Desviación con baja acumulación indica una irrupción temprana.
- La pendiente en la curva de aceite indica que la recuperación adicional pudo realizarse con inyección continua, con la actual configuración de inyección / producción.

Figura 4. 3. Gráficas inyección/producción acumulada de fluidos.

Mapas del frente de la inyección. Estas visualizaciones muestran la localización de varios frentes de inyección. Estos mapas permiten distinguir las áreas del yacimiento que han sido barridas por la inyección del agua de las que no. Por lo que se puede usar las siguientes ecuaciones para calcular el radio del banco de aceite y el radio del banco de agua antes de terminar la inyección.

$$r_{ba} = \left[\frac{5.615(Q_{ia})(E_1)}{\pi(\phi)(h)(S_{gci})} \right]^{1/2}$$

Ecuación 4. 1. Radio del banco de aceite.

Donde:

r_{ba} .- Radio del banco de aceite, pie.

ϕ .- Porosidad, fracción.

h .- Espesor de la formación, pie.

Q_{ia} .- Inyección de agua acumulada, barriles.

S_{gci} .- Saturación de gas al inicio de la inyección, fracción.

E_1 .-Eficiencia de inyección en la capa (fracción del volumen de agua que entra en la capa donde se está llevando a cabo la inyección).

$$r_{wb} = r_{bo} \left[\frac{S_{gci}}{S_{wbt} - S_{wc}} \right]^{1/2}$$

Ecuación 4. 2. Radio del banco de agua.

Donde:

r_{wb} .- Radio del banco de agua, pie.

S_{wbt} .- Saturación de agua promedio detrás del frente, fracción.

S_{wc} .- Saturación de agua congénita, fracción.

Si las zonas se correlacionan de pozo a pozo y si la comunicación vertical es limitada, se puede dibujar un mapa de frentes de inyección para cada zona. El mapa de frentes puede ser usado para identificar áreas que no son inyectadas y también para perforar pozos con oportunidad con el propósito de mejorar la inyección.

Como un ejercicio se puede calcular el radio del banco de aceite de una inyección de agua dada la siguiente información.

Inyección de agua acumulada= 1.9×10^6 barriles.

Saturación de gas al comienzo de la inyección=.15

Porosidad promedio=0.22

Espesor de la zona= 80 pie.

Eficiencia de inyección en el estrato = 0.7

Saturación de agua promedio detrás del frente de inyección=0.75

Saturación de agua congénita= 0.25

$$r_{ba} = \left[\frac{5.615(Q_{ia})(E_i)}{\pi(\phi)(h)(S_{gci})} \right]^{1/2}$$

$$r_{ba} = \left[\frac{5.615(1.9 \times 10^6)(0.7)}{\pi(0.22)(80)(.15)} \right]^{1/2}$$

$$r_{ba} = 950 \text{ pie}$$

$$r_{wb} = r_{bo} \left[\frac{S_{gci}}{S_{wbt} - S_{wc}} \right]^{1/2}$$

$$r_{wb} = 950 \left[\frac{0.15}{0.75 - 0.25} \right]^{1/2} = 520 \text{ pie}$$

Gráfica de presión-inyección acumulada. Esta técnica, es utilizada para analizar los datos del pozo de inyección y puede proporcionar una gran cantidad de información respecto a las características de un pozo inyector, como se muestra en la Figura 4.4. Esto se encuentra basado en una curva de presión acumulada contra inyección acumulada.

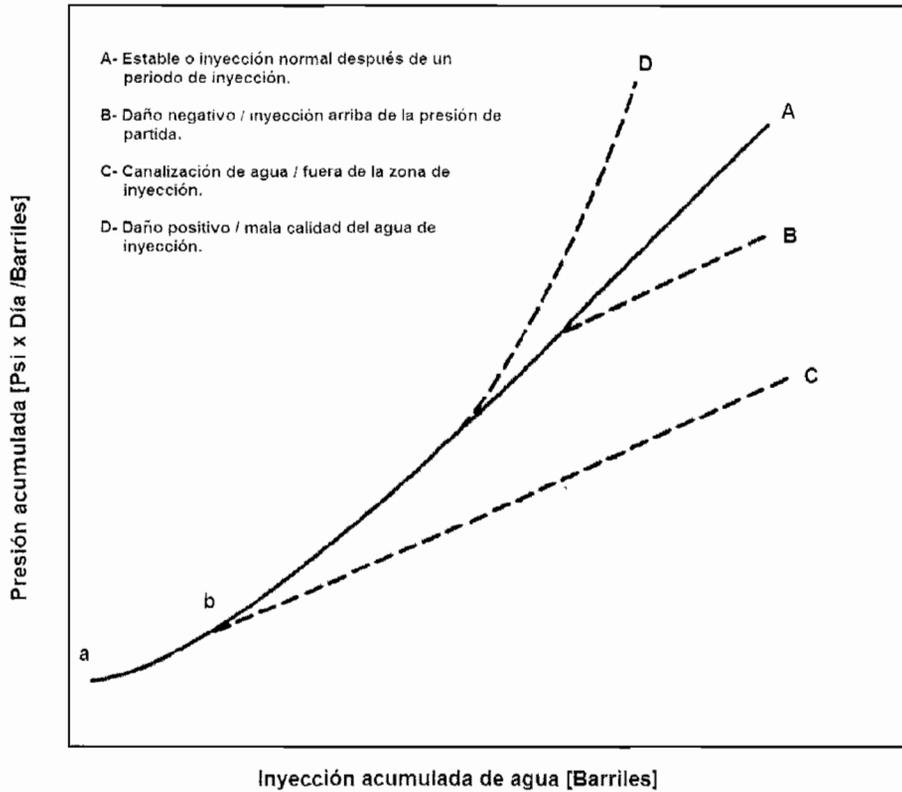


Figura 4. 4. Gráfica de presión-inyección acumulada bajo diferentes condiciones.

Al comenzar la vida de un pozo inyector, el radio de la zona de agua aumenta con el tiempo, causando la pendiente cóncava hacia arriba, como indica el segmento ab en la Figura 4.4. Después, la línea bA indica una inyección estable o normal. Una pendiente que incrementa cóncava hacia arriba generalmente indica un daño positivo o mala calidad del agua de inyección línea D. Sin embargo, podemos conseguir una pendiente similar cuando diseñamos un tratamiento para el pozo para mejorar la eficiencia volumétrica de barrido. En este caso, la pendiente aumentará al principio y luego se mantendrá constante.

La línea B muestra una disminución en la pendiente, indicando daño negativo o inyección por encima de la presión de partida. Podemos verificar la presión de partida realizando pruebas de gastos de paso. Un valor muy bajo de la pendiente, como se muestra en el segmento bC, podría indicar canalización o inyección fuera de la zona.

Control de la inyección. Si todos pozos alcanzaran simultáneamente los puntos de inyección, es decir, si grandes volúmenes de aceite fueran producidos de pozos con grandes volúmenes de poro se obtiene una inyección con máxima recuperación y ganancia, desde entonces la vida del proyecto tendría los mínimos gastos de operación. Desafortunadamente, esta condición es difícil de conseguir en la vida real. Donde hay grandes diferencias en los volúmenes de poro, a cada pozo se le debe asignar gastos de producción/inyección, con base en las fracciones del volumen de poro.

Balance del patrón. Restringir la emigración de aceite a través de patrones límite mejora la recuperación de aceite y reduce el volumen del agua reciclada. Podemos utilizar un patrón balanceado generalmente para incrementar la eficiencia de barrido. Además, realinear patrones de inyección en conjunto con patrones balanceados proporcionan oportunidades de incrementar la recuperación de aceite. Incluso un simple trabajo de modelado del yacimiento puede ser una gran ayuda con respecto a esto.

Análisis del agua producida. Si hay una diferencia importante en salinidad entre el agua inyectada y producida, se puede monitorear el contenido de cloruro en el agua para detectar la irrupción del agua de inyección.

Exámenes del perfil de inyección. Exámenes periódicos del perfil de inyección pueden detectar formaciones taponadas, inyección fuera de la zona objetivo, zonas ladronas y zonas de baja inyección. Podemos seguir la trayectoria de la historia de inyección en cada zona usando datos obtenidos de examinar el perfil de inyección para asignar volúmenes de inyección.

4.2.2. Pozos

Factores claves que es necesario considerar:

- Áreas problemáticas. Formaciones tapadas, inyección fuera de la zona objetivo y perfiles de inyección no uniformes causado por estratificación son áreas problemáticas. Estas causan lo mayoría de los problemas en las operaciones de inyección y dan origen a baja eficiencia de barrido vertical. Básicamente, las capas con alta permeabilidad sirven como conductos para la inyección de agua, resultando en canalizaciones y baja eficiencia de barrido.
- La terminación de pozos. Las condiciones de la tubería de revestimiento y/o la adherencia del cemento juegan un papel importante en la supervisión de la inyección de agua. Malas condiciones en el cemento puede causar que el agua fluya detrás de la tubería de revestimiento. Las secciones de los pozos sin revestir en pozos productores e inyectoras son indeseables, así como también, pozos fracturados, que puede reducir considerablemente la eficiencia de barrido. Estas condiciones no impiden una exitosa inyección, pero requieren mayor concentración de los esfuerzos de supervisión.

- Prueba de inyección al pozo. Esta prueba es realizada con el objetivo de optimizar el rendimiento de la inyección para maximizar la diferencia de presión, minimizar el daño, asegurando la correcta distribución de agua, y monitorear la extensión de las fracturas.
- La calidad de los pozos productores (malos inyectores hacen malos productores).
- Conversión de pozos productores. Pozos con alta producción de gas son cerrados para acelerar el proceso.
- Contrapresión. Si los pozos productores no conducen el fluido producido a las instalaciones adecuadamente, la contrapresión en estos puede causar flujo cruzado. Por consiguiente, las zonas con baja presión no podrán producir.
- Cambio en los perfiles de inyección. Esto puede ser realizado con equipo de inyección selectiva, perforación selectiva, una cementación forzada de baja presión, acidificación y bloqueo de la zona ladrona a partir de tratamientos con polímeros.
- Remover con regularidad el material acumulado en los pozos como depósito de arenas.
- La terminación y sus técnicas. Esto incluye la limpieza del agujero, la terminación y sus fluidos y la instalación de empacadores.
- Selección de tubería de producción.
- Capas resistentes a la corrosión.
- Escariación.
- Recomendaciones específicas. Esto incluirá recomendaciones respecto a pozos de inyección y producción, pozos productores de agua y cabezales.
- Regulación del flujo. Se considera regular el flujo en superficie, regulación en el fondo en forma individual contra la de la fila de pozos inyectores.
- Control del perfil. Este control podría incluir polímeros, cementación, métodos químicos y bacteriológicos.

4.2.3. Instalaciones y operaciones

La literatura de la supervisión de agua es generalmente orientada en general al rendimiento del yacimiento. El éxito global de un proyecto es fundamentalmente afectado por las operaciones diarias realizadas en el campo. Mientras que los ingenieros de yacimientos y los geólogos tienen un papel muy importante en la interpretación del yacimiento y la optimización de la inyección, el personal que dirige diariamente las instalaciones y operaciones de campo, recolectan información y diagnostican problemas mecánicos, eléctricos o químicos existentes y potenciales.

Consideraciones que deben incluirse en el equipo superficial:

- Instalaciones superficiales de producción y almacenamiento.
- Bombas de inyección.
- Distribución de agua.
- Medidores.
- Filtrado y tratamiento del agua.
- Separación del aceite del agua.
- Corrosión.
- Plantas y dimensionamiento de equipo.
- Manejo y separación de productos de desecho.

Como un ejercicio se pueden listar cuatro razones para realizar pruebas de perfil de inyección.

Solución:

- Detectar formaciones perforadas o taponadas.
- Detectar flujo fuera de la zona objetivo.
- Detectar zonas ladronas o de baja inyección.
- Asignar volúmenes de inyección.

4.3. Mantenimiento de las características y la calidad del agua

Si la calidad del agua disminuye, se requieren altas presiones de inyección para mantener los gastos de inyección deseados. También, si se tiene mala calidad de agua se incrementan los problemas de corrosión. El sistema de inyección debe protegerse contra la corrosión para conservar su integridad física y prevenir la generación de corrosión por productos.

Idealmente, la calidad del agua debe adecuarse para asegurar que el yacimiento no tenga problemas de obstrucción y que la inyectabilidad se mantenga durante toda la vida del proyecto. Frecuentemente, las consideraciones de costos desaniman a operadores para utilizar agua de buena calidad. En realidad, cualquier análisis costo-beneficio debe sopesar el costo de obtener y conservar el agua con buena calidad, contra las pérdidas generadas por la disminución en la recuperación de aceite y el incremento de costos para terminar el trabajo y las operaciones de remediación de éste problema.

El nivel en la calidad del agua puede variar. Las formaciones más estrechas requieren mejor calidad de agua. El agua con poca calidad puede ser inyectada a presiones superiores, pero inyectarla a través de fracturas puede reducir la eficiencia de barrido.

Aunque no es posible generalizar los estándares mínimos requeridos para el agua de inyección en una formación en particular, se sugiere realizar pruebas sobre el lugar en cuestión para definir los requisitos de la calidad del agua de inyección. Otras consideraciones respecto al sistema de agua son:

- Origen del agua (fuente externa, de pozos o separada).
- Requisitos en la calidad del agua (Origen del agua – compatibilidad del agua producida con el agua de inyección – Interacción con la roca del yacimiento (hidratación de arcillas) formación de aceite emulsionado, corrosión, bacterias (reducción de sulfatos, óxidos de hierro en el agua, producción de ácidos orgánicos) y organismos marinos, control del pH, gases corrosivos en solución (CO_2 , H_2S , O_2), sólidos totales disueltos y sólidos suspendidos (contenido de hierro, sulfato de bario), inhibidores de corrosión (no muy solubles), cierre y apertura de las instalaciones de inyección, programa de tratamiento para asegurar la calidad del agua para la formación y para reducir la corrosión).
- Otras consideraciones importantes (la separación agua- aceite, la filtración (estación de recolección, planta de tratamiento, tipos de filtros, filtros en cabezales), tratamiento de desechos, pozos de agua (sólidos, productos de corrosión, bacterias), agua superficial (oxígeno, bacterias, organismos marinos, sólidos inorgánicos suspendidos).

4.4. Monitoreo

En esta sección, se enlistan algunos de los indicadores y criterios comúnmente utilizados para monitorear el rendimiento de proyecto.

Yacimiento

- Presión
 - Prueba de nivel de fluidos, usando equipo de prueba portátil.
 - Repetición de las pruebas de formación, incluyendo pruebas de incremento, decremento.
 - Medición general de la presión del campo para determinar gradientes de presión y utilizarlos para balancear los gastos de inyección y de producción.
- Gastos
 - Aceite, agua, gas, inyección y producción.
 - Cortes de agua.
 - Relación gas aceite.
 - Pruebas individuales a pozos y asignación de pozos de producción/inyección.
- Balance del patrón.
 - Control sobre la inyección en la formación.
 - Eficiencia de barrido areal y vertical (empleando modelos de flujo).
- Reordenamiento del patrón de inyección.
- Observación y monitoreo de pozos.
- Barrido del yacimiento y aceite entrampado.
- Comunicación de fracturas.
- Zonas ladronas y canales de flujo.
- Volumen de poro inyectado.
- Segregación gravitacional, digitación y conificación.

Pozos

- Registros de producción/inyección.
 - En agujero descubierto y en agujero revestido.
 - Temperatura/trazadores.
- Inyección de agua en zona objetivo.
- Gráficas de presión-inyección acumuladas.
- Trazadores (para un solo pozo y entre pozos).
- Integridad del cemento.
- Equipo de fondo.
- Equipo superficial.
- Fracturas en el pozo.
- Daño en el fondo y perforaciones tapadas.
- Condición de paro.
- Corrosión e inhibición de incrustaciones.
- Curvas de IPR.
- Curvas de injectividad.

Instalaciones

- Producción/inyección.
- Equipo de monitoreo y de mantenimiento.

Sistema de agua

- Presencia de gases corrosivos disueltos (incluyendo CO₂, H₂S, O₂).
- Presencia de minerales, crecimiento bacteriano, sólidos disueltos y sólidos suspendidos (incluyendo su concentración y composición).
- Análisis de iones.
- PH.

- Monitoreo de la corrosión.
- Aceite (Disperso o emulsionado).
- Contenido de sulfuro de hierro.
- Análisis de laboratorio o en sitio.
- Recolección de datos en los pozos fuente de agua, en pozos inyectores de agua y en varios puntos en el sistema de inyección.

Como un ejercicio se pueden listar las razones más importantes por las cuales es importante mantener la calidad del agua de inyección.

Solución:

Mantener la inyectividad y evitar taponamiento en el yacimiento además de mantener la eficiencia en cuanto a los costos debido a que se protege al equipo de corrosión y se evitan problemas.

4.5. La supervisión: una perspectiva hacia adelante

En los próximos años, se prestará mayor atención a la supervisión. Las siguientes tres áreas en particular denotaran un papel creciente, la supervisión temprana, la automatización y la administración de información y el uso de un enfoque de equipo para todos los aspectos de la administración integral de yacimientos.

4.5.1. La supervisión temprana desde el inicio del proyecto

Programar apropiadamente la implantación de la supervisión y el monitoreo de barrido volumétrico tiene un profundo efecto sobre la eficiencia de recuperación final, por lo anterior la eficiencia de recuperación puede aumentarse del 20 al 45 %. Con este punto en mente, el objetivo debe ser maximizar el barrido volumétrico al comenzar la vida del proyecto. Diseñar inyecciones con pozos de observación y monitoreo permite que el equipo de yacimientos comprenda cómo está funcionando la inyección en el yacimiento, lo que permite tomar acciones correctivas utilizando el método más adecuado para el control de agua.

4.5.2. Automatización del campo y de los sistemas de administración de la información

Un sistema completo de monitoreo, se compone de diversos sensores, que miden la tasa de flujo, la densidad del fluido, la presión y la temperatura en el fondo del pozo, entre otros. Los sensores instalados en la superficie miden la tasa de flujo multifásico y la presión. Los datos obtenidos por los sensores son enviados a una computadora donde se almacenan o se transmiten para su análisis. Este tipo de sistemas es capaz de tomar una medición por cada segundo del día y produce más de 31 millones de datos por año. Una vez que llegan al usuario, los datos son analizados y empleados para optimizar la producción. Los sistemas automatizados representan grandes ventajas, por ejemplo, si todos los pozos de un campo se cierran, los sensores de fondo pueden medir la presión promedio del yacimiento, lo que constituye un componente clave para estimar la tasa de declinación y las reservas, además de obtener medidas útiles para la simulación de yacimientos. En los proyectos de inyección de fluidos, los sensores de presión de instalación permanente en el fondo del pozo se utilizan para monitorear continuamente la presión, de esta forma se puede realizar el desplazamiento del aceite con mayor efectividad, los sensores de instalación permanente también ayudan a determinar la tasa óptima de producción cuando existe la posibilidad de producción de arena conificación de agua a altas tasas de flujo.

Una declinación en la presión de superficie puede indicar el agotamiento del yacimiento o una obstrucción en el fondo, lo que representa un problema que no puede ser resuelto sólo con datos de la presión de superficie, sin embargo si se dispone de las mediciones de presión de superficie y de fondo, es posible diagnosticar los problemas de producción de inmediato. Por ejemplo, si las curvas de presión de superficie y de fondo se siguen una a la otra con una tendencia declinante, es probable que la causa sea el agotamiento del yacimiento. Por el contrario, si la presión de superficie disminuye pero la presión de fondo permanece constante o aumenta, se puede establecer que existe un bloqueo en la tubería de producción.

Según (Eck, y otros, 2000), la compañía, *Shell Offshore, Inc.*, ha instalado sensores en forma permanente en cada uno de los 10 pozos que opera en el área Enchilada de la zona continental del Golfo de México, ver Figura 4.5, los sistemas de monitoreo permanente instalados en el fondo de los pozos fueron instalados en septiembre de 1997 y hasta la fecha operan en forma correcta. La unidad de adquisición de datos de Shell captura las mediciones de presión en la superficie y en el fondo en intervalos aproximados de 30 segundos, lo cual permite analizar las tendencias y archivar los datos de presión a largo plazo. Por lo tanto, los ingenieros utilizan las mediciones de superficie y de fondo para diagnosticar o prevenir los problemas de producción y proponer soluciones. La automatización, junto con los sistemas de administración de la información, mejora los análisis técnicos y el control. Por lo que la habilidad para controlar el rendimiento futuro dependerá de que tan bien documentemos y utilicemos los datos pasado y presentes.

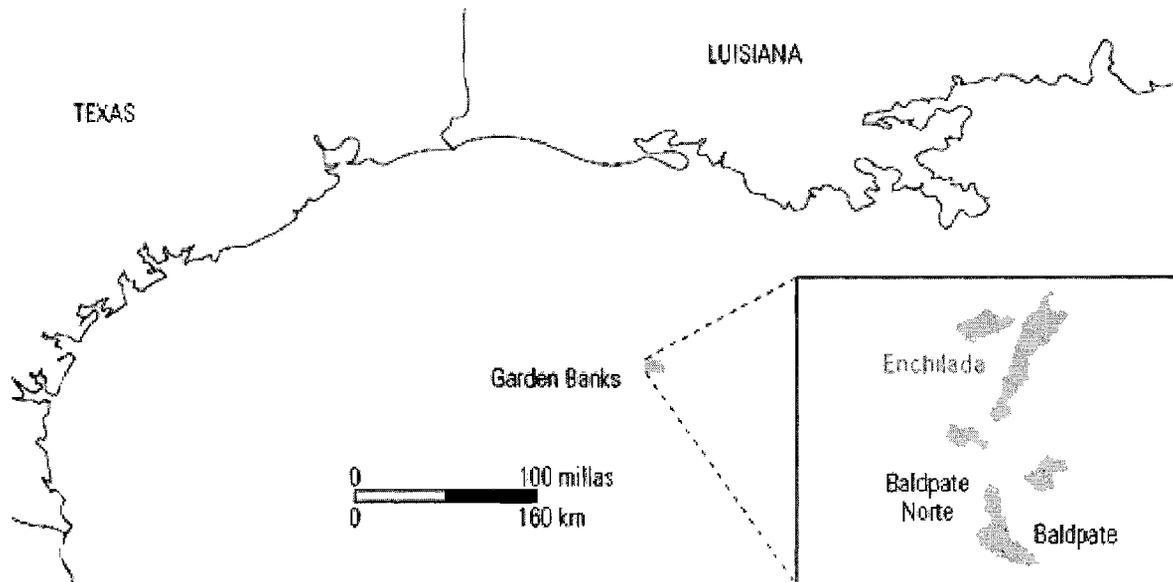


Figura 4. 5. Campo Enchilada incluye varios bloques en la zona marina Garden Banks, en Luisiana, F.P.A. (Eck, y otros, 2000)

Mucha de la experiencia se pierde cuando el personal ha dejado de laborar por alguna razón. Además de esta consideración inmediata, en general es más fácil transferir la experiencia a nuevos profesionistas si se dispone de un sistema de administración de información. Por consiguiente, tenemos que construir un sistema de administración de la información, que incluye conocimientos heurísticos esto significa la capacidad de un sistema para realizar de forma inmediata innovaciones. Desarrollar y aplicar el *software* que utilizarán sistemas inteligentes (los sistemas expertos) serán de gran importancia en el futuro.

La automatización por computadora y la base de datos. El rendimiento de la producción mejora como consecuencia de almacenar e interpretar la información obtenida. Muchas compañías petroleras han reunido datos de operaciones y creado sistemas de procesamiento, los cuales son diseñados para obtener información precisa, en el momento oportuno, además de procesar y condensar los datos en forma fácil de usar. La mayoría de estos sistemas están basados en computadoras o asistidos por computadoras. Las computadoras personales se utilizan con frecuencia en la supervisión de campos petrolero, y han sido muy útiles en variedad de operaciones de campo.

Aunque automatizar las operaciones de campo y automatizar la supervisión de campos son dos temas esencialmente distintos, los campos petroleros del futuro no dudarán en implantar ambos programas dentro de un totalmente automatizado sistema de administración de campos. A decir verdad, podemos suponer razonablemente que un sistema automatizado de operaciones de campo tendrá que ser monitoreado muy de cerca utilizando un programa de supervisión sofisticado.

Muchos operadores están activamente comprometidos en desarrollar e instalar sistemas automatizados para futuros campos. Ellos están desarrollando y manteniendo *software* para monitorear y controlar una amplia gama de operaciones de campo y plantas de operación, usando estaciones maestras y unidades con terminales remotas. La estación maestra está equipada con sistemas de alarma que pueden notificar al personal de situaciones anormales o potencialmente peligrosas. Un sistema de alarma utiliza altas frecuencias para examinar e identificar condiciones críticas que requieren atención inmediata. Un ejemplo de un sistema de alarma transmite sobre radios del campo, teléfonos y otros medios de localización personal usando una computadora especialmente equipada. Otro sistema de alarma tipo parlante, combina y aumenta las características de los otros sistemas de alarma mencionados y también tiene la capacidad única de emitir alarmas verbales.

La estación maestra también provee un extenso rango de datos en las operaciones que ocurren en el campo o planta. Se pueden generar reportes personalizados para cubrir requerimientos específicos de cada localización. El personal de campo puede interactuar directamente con el sistema, para llevar a cabo funciones de mantenimiento y modificando la base de datos cuando es requerido.

Cada campo tiene sus propias características y peculiaridades y por consiguiente, es difícil especificar cómo recoger, documentar y analizar los datos relativos a las operaciones de campo. Sin embargo, existen algunos factores en común, los suficientes para justificar consideraciones en el diseño y prácticamente en cualquier sistema computarizado, por ejemplo:

- Automatización de pruebas de pozo y supervisión de sistemas de control de la producción para áreas de bombeo, pozos, instalaciones satélite e instalaciones de tratamiento y almacenamiento. Estas instalaciones aceleran la producción, ahorran energía y reducen gastos de mantenimiento.
- Micro computadoras basadas en sistemas automatizados, efectúan pruebas de acumulación de presión en el bombeo de los pozos a la superficie midiendo y analizando los datos en tiempo real y en la ubicación del pozo. Estos sistemas de prueba tienen una ventaja abrumadora sobre la tecnología existente proporcionando información de acumulación de presión en forma instantánea, esto permite que el operador elija la mejor estrategia para cubrir los objetivos de prueba.
- Debido a que una inyección o un proyecto de recuperación mejorada son una parte integral de la administración de operaciones del campo, sus necesidades de supervisión podrían ser programadas dentro de cualquier sistema de supervisión automatizado.

Los archivos del yacimiento. Es sumamente importante reunir y preservar toda la información pertinente respecto a un yacimiento. La habilidad para administrar futuros rendimientos dependerá en gran medida de mantener toda la información necesaria.

En casos donde los archivos del yacimiento se mantienen mal actualizados, los geólogos e ingenieros pueden gastar aproximadamente 60 a 80 % de su tiempo recolectando datos. Por consiguiente, los ingenieros y los geólogos tienen solamente un 20 a 40 % de su tiempo restante para el análisis y la preparación del informe. Un sistema completo de archivos del yacimiento permite que ingenieros y geólogos tengan mayor tiempo para dedicarse al verdadero trabajo que les concierne.

Actuando en base a la información. No es suficiente recolectar, almacenar y mantener los datos; los verdaderos beneficios vienen de actuar en base a esta información. Por ejemplo, el nuevo concepto geológico podría diferir enormemente respecto al anterior, y puede requerir que se modifique el diseño de la inyección para contactar las unidades productoras.

El enfoque de administración integral de yacimientos para la supervisión de la inyección involucra un sistema que incluye la caracterización del yacimiento, los fluidos y su comportamiento en el yacimiento, la creación y operación de pozos y procesamiento de fluidos en superficie. El esfuerzo de un equipo integrado puede maximizar el valor económico de los hidrocarburos. Toda decisión en relación con un proceso de recuperación debe tomarse por un equipo que considere el sistema entero, en lugar de considerar un sólo aspecto.

5

ESTUDIOS INTEGRALES DE YACIMIENTOS

El estudio integral de un yacimiento hace referencia al hecho de estudiar toda la información que se encuentra disponible sobre un yacimiento. Asimismo en un campo maduro, la información que se ha generado a lo largo de la explotación de un yacimiento, proporciona el medio para conocer su naturaleza.

5.1. Antecedentes

En forma tradicional, la planeación de un estudio de yacimientos, se divide generalmente en tres fases, que son, el modelo geológico-petrofísico o modelo estático, ingeniería básica de yacimientos o modelo dinámico y el modelo de simulación numérica. Estas tres fases se llevan a cabo en ese orden. Sin embargo, en estricto sentido, el estudio no es integral debido a que esta forma de llevar a cabo el estudio, no toma en cuenta la nueva información disponible, además limita y dificulta la interacción entre cada una de las diferentes fases y disciplinas, por lo que es poco efectivo. Lo anterior, puede generar retrasos para concluir el estudio del yacimiento. Cada fase del proyecto genera una parte de la información que será utilizada en la siguiente fase, pero tendrá dificultad para ser integrada en fases anteriores que ya se han concluido.

La planeación secuencial es el tipo de programa de trabajo que se aplica de manera tradicional en muchos estudios integrales de yacimientos, es sencillo de aplicar y sigue un orden lógico para coordinar las actividades que componen el estudio integral del yacimiento éstas se relacionan de la misma forma que las pistas de un disco compacto de audio, esto es, que no pueden escucharse dos pistas distintas al mismo tiempo, o bien, una actividad comienza hasta que termina la anterior, ver Figura 5.1.

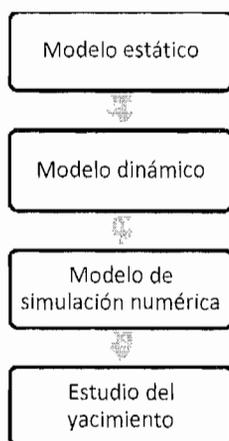


Figura 5. 1. Fases de un estudio de yacimiento.

5.2. Cambio de enfoque

El estudio integral de yacimientos bajo un enfoque efectivo de trabajo –sinergia–, plantea la interacción entre los diferentes especialistas, así como la disponibilidad de la información generada hacia todos los miembros de los equipos. Por lo que el programa del estudio integral debe planearse para intercambiar información entre las tres fases de construcción de los diferentes modelos. Cosentino, 2001, estableció que el modelo geológico-petrofísico termina con el cálculo del volumen de aceite originalmente in-situ, mientras que las subsecuentes modificaciones basadas en cálculos de ingeniería de yacimientos son pobremente integradas o no consideradas, por lo que es mejor considerar terminado el modelo geológico-petrofísico hasta que los datos de ingeniería de yacimientos estén validados e integrados en el modelo geológico-petrofísico. En tanto se llevan acabo estas labores es posible comenzar las tareas que conciernen a la simulación numérica a partir de los datos disponibles, lo que ayuda a validar los datos de construcción de los diferentes modelos (lo cual puede lograrse mediante la cooperación entre las diferentes especialidades).

Planeación integral. En el marco de un estudio integral de yacimientos, se puede intercambiar una gran cantidad de información entre los modelos estático, dinámico y el modelo de simulación numérica. Por lo anterior, un sistema de planeación abierta, debe considerarse, en el sentido de explotar todas las oportunidades de integración, tanto de los datos, como de las diferentes especialidades. Esta simple observación muestra una nueva visión sobre el enfoque de la planeación secuencial para diseñar el diagrama de flujo de un estudio de yacimiento. Las premisas para que pueda referirse como un estudio integral son:

- Oportunidad de integración. Cada fase y equipo debe ser capaz de tomar ventaja del trabajo efectuado en el contexto de otras fases y disciplinas.
- Reducir el tiempo de elaboración. Un equipo integrado debe ser capaz de terminar el proyecto aún antes de lo planeado.

Por otra parte, la planeación integral propone que todas las fases del estudio deben estar idealmente efectuadas al mismo tiempo. Esto es prácticamente imposible, debido a que siempre existe dependencia entre actividades. Sin embargo la idea básica de una planeación integral es clave, tanto como sea posible realizar actividades simultáneas. Por ejemplo, el modelo de simulación puede comenzar aún cuando los datos no sean definitivos, la fase de construcción del modelo, puede iniciarse utilizando datos provisionales, lo cual permitirá un realineamiento de la información con respecto a los otros modelos del estudio integral e identificar en forma anticipada discrepancias en los datos de cualquier modelo, además toma en cuenta los datos que aportan los otros modelos. En la medida en que los datos definitivos llegan o estén disponibles, estos pueden ingresarse al modelo. En esta forma la planeación integral permite que los modelos sean terminados casi en forma simultánea y tomando en cuenta toda la nueva información generada, ver Figura 5.2.

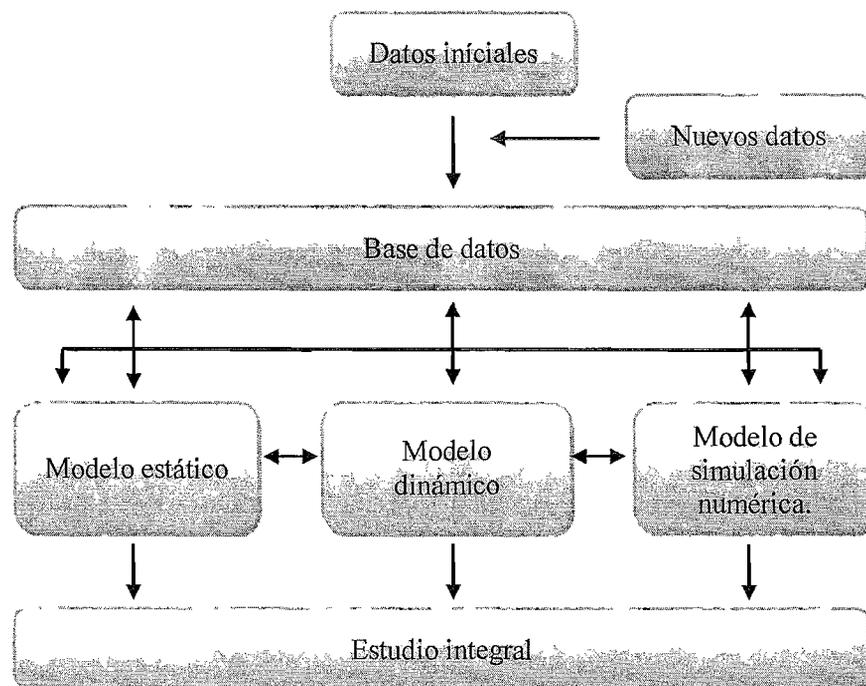


Figura 5. 2. Esquema de un estudio integral de yacimientos.

5.3. Objetivo de los estudios integrales de yacimientos

Un yacimiento o un campo se pueden extrapolar al caso de conocer una persona, en un inicio no se tiene ningún conocimiento de sus cualidades, habilidades, fortalezas y debilidades, en esta forma pedirle que realice ciertas actividades es complicado, por lo que sólo con el tiempo y con base en su desempeño, se pueden caracterizar sus cualidades, habilidades, entre otros. De esta manera se le pueden asignar actividades que desempeñe en forma eficaz de acuerdo a sus habilidades, además de dotarlo con herramientas que mejoren su desempeño y fortalezcan sus debilidades de tal manera que sea cada vez más productiva. De la misma manera cuando se descubre un yacimiento, es complicado predecir qué cantidad de hidrocarburos puede aportar, conocemos poco acerca de sus características y cuál será la mejor manera de producir esos hidrocarburos. Por lo que, el objetivo de los estudios integrales es articular toda la información que se obtiene de los estudios del yacimiento y de esta manera se tomen las decisiones más adecuadas para su explotación, esto mismo conlleva a ahorrar tiempo y dinero. Estos estudios integrales deben realizarse desde el principio y por etapas, para planear el desarrollo del campo, su optimización e implantación de un proceso de recuperación secundaria o mejorada.

Durante las primeras etapas que incluyen el descubrimiento y desarrollo del campo, se incluyen otras tareas que deben ser llevadas en forma simultánea a la toma de información -siempre que esto sea posible-, como la construcción del modelo geológico-petrofísico, ingeniería básica de yacimientos y de producción, modelo del yacimiento (caracterización estática y dinámica) y simulación numérica, mismos que deben actualizarse y concretarse de acuerdo a la nueva información y de los resultados últimos obtenidos.

5.4. Etapas comunes de los estudios integrales de yacimientos

Los estudios integrales tienen generalmente un orden, el cual tiene que ver con la vida productiva del campo y con la información que se obtiene desde su descubrimiento. Estos estudios adquieren una gran importancia cuando el yacimiento o el campo se encuentran en la etapa madura, por lo que desde el inicio del descubrimiento toda la información obtenida debe ser correctamente tomada, reportada, interpretada, validada, almacenada y además debe cumplir con el requisito de estar disponible, si esto se cumple facilitara en gran medida la toma de decisiones sobre la mejor forma de explotar el yacimiento y finalmente poder maximizar el valor económico de los hidrocarburos. Las etapas comprendidas en la explotación de campos se pueden englobar en: descubrimiento, desarrollo del campo, optimización del campo, recuperación secundaria y mejorada y abandono del campo.

- Descubrimiento.
 - Levantamientos sísmicos regionales.
 - Levantamientos sísmicos del campo.
 - Estudios batimétricos –si son requeridos-.
 - Información de pozos –exploratorios-.
 - ~ Registros geofísicos.
 - ~ Recortes de la perforación.
 - ~ Estados mecánicos de pozos.
 - ~ Relación de núcleos cortados.
 - ~ Relación de muestras para estudios PVT.
 - Resultado de pruebas realizadas.
 - ~ Núcleos.
 - ~ PVT.
 - ~ Agua de formación.
 - ~ Fósiles.
 - Presión inicial del pozo.
 - Pruebas de presión.
 - ~ Incremento.
 - ~ Decremento.
 - Análisis petrofísicos y especiales.

Desarrollo del campo

Con base en la información anterior, es posible planear y dar inicio a la explotación y desarrollo del campo, etapa en la que nuevamente y para cada pozo debe tomarse la misma información que en la etapa anterior, que incluye desde el punto de información de pozos hasta el punto de análisis petrofísicos especiales, aunque por cuestiones económicas la toma de información puede verse limitada en algunos puntos (por ejemplo, el corte de núcleos), es deseable obtener la mayor cantidad de información en la medida que los recursos financieros lo permitan, pero debe recordarse que a largo plazo la toma de información puede verse como una inversión a largo plazo que en determinado momento puede marcar la diferencia en términos de tiempo y costos, esto es, que en el futuro cercano se necesitaran esos datos para realizar operaciones de optimización del campo y será necesario obtenerlos, teniendo que invertir más tiempo, lo que tiene como consecuencia perder costos de oportunidad. Además de esta información y conforme comienzan a producir los pozos, existe nueva información disponible y estudios por realizar, los cuales incluyen:

- Desarrollo del campo.
 - Historia de presión-producción por pozo y por campo.
 - Pruebas de trazadores.
 - Pruebas de interferencia.
 - Pruebas de calidad de los fluidos producidos (incluyendo agua).
 - Secciones estructurales.
 - Secciones transversales.
 - Evaluación petrofísica -promedio del yacimiento-.
 - Elaboración de secciones transversales.
 - Balance de materia y simulación del yacimiento.
 - Datos de pozos -incluyendo problemas y su respectiva solución-
 - Estudios de comportamiento de flujo en las instalaciones superficiales y en los pozos.

Optimización del campo

Estas operaciones conciernen al mejoramiento en las instalaciones de producción, esto es, perforación de nuevos pozos, que permita -por un lado- mantener la plataforma de producción en el corto plazo, estos nuevos pozos a mediano plazo pueden facilitar la implantación de una prueba piloto, debido a lo anterior la ubicación de estos nuevos pozos debe analizarse detallada y estratégicamente. Realizar reparaciones mayores en los pozos -si es necesario- y establecer con claridad las causas. Si fuera necesario es posible implantar sistemas artificiales de producción, debido a que se tiene toda la información de las etapas anteriores. Disminuir la contrapresión en los pozos u optimización los sistemas artificiales de producción. En esta etapa también, es posible realizar evaluaciones sobre el comportamiento de los equipos y su interacción con las condiciones climatológicas del lugar, así como analizar su comportamiento hacia los fluidos, ya sean superficiales o subsuperficiales, lo cual ayudará a seleccionar las especificaciones de los equipos durante el proceso de la recuperación secundaria o mejorada, pero no hay que olvidar que es necesario tomar en cuenta los problemas y las soluciones que se han presentado en los pozos a lo largo de la explotación del campo, la diferencia de ésta etapa con respecto a la anterior, es que puede hacerse una evaluación global de los equipos. La información que debe obtenerse incluye:

- Optimización del campo.
 - Problemas y evaluación del comportamiento de instalaciones subsuperficiales.
 - ~ Equipos.
 - ~ Fluidos.
 - Problemas y evaluación del comportamiento de las instalaciones superficiales.
 - ~ Equipos.
 - ~ Fluidos.
 - Datos de nuevos pozos.

Recuperación secundaria y mejorada

Esta etapa refleja las actividades descritas en las etapas anteriores. Cobrando interés en la inversión en tiempo y forma de toda la información adquirida, si los estudios realizados cuentan con información correctamente tomada, reportada, interpretada, validada y almacenada, las probabilidades de éxito de una recuperación secundaria o mejorada aumentan considerablemente. De esta manera es posible articular toda la información generada hasta esta etapa, con la finalidad de seleccionar el mejor método de recuperación secundaria o mejorada, esto es, conociendo la estructura del yacimiento, su comportamiento, direcciones de preferencia al flujo, calidad de los fluidos que produce, la

interacción de los fluidos con los equipos superficiales y sub-superficiales entre otras, en alguna forma se conoce anatómica y fisiológicamente al yacimiento, con excepción de un detalle, que no se sabe su comportamiento ante la implantación de un sistema de recuperación secundaria o mejorada. Por lo que los pozos que se perforaron en la etapa anterior, y que fueron necesarios para la optimización del campo y que además, fueron planeados estratégicamente -siempre y cuando esto sea posible- servirán para la implantación de una prueba piloto evitando gastos para perforar nuevos pozos, además se debe construir un modelo de simulación de recuperación secundaria o mejorada con base en los estudios e información generada por lo que, este simulador proveerá una herramienta más que contribuirá al éxito de la recuperación mejorada o secundaria. La información que es crítica obtener durante la realización de la prueba piloto incluye los siguientes aspectos:

- Prueba piloto.
 - Establecer si es necesario precondicionar el yacimiento.
 - Establecer volúmenes de inyección de fluidos.
 - Comprobar la eficiencia de barrido obtenida en el laboratorio.
 - Establecer el arreglo de pozos inyectoros más adecuados.
 - Especificaciones de equipos necesarios.
 - Evaluación global de la prueba.
 - ~ Establecer que puede mejorar el proyecto de recuperación.
 - ~ Establecer posibles riesgos.

Cabe aclarar que antes de la implementación de la prueba piloto, se ha optado por el mejor método de recuperación con base en anteriores pruebas de laboratorio y la factibilidad técnica y económica del proyecto.

Por último, se procede a la ejecución del proyecto de recuperación a escala comercial, que debe incluir la realización del modelo de simulación del campo entero, que respalda el proyecto en forma comercial, además de apoyar actividades del programa de monitoreo y supervisión y ajustes en los gastos de inyección. Es importante ante llevar a cabo el programa de mantenimiento para evitar problemas con los equipos.

5.4.1. Construcción del modelo geológico-petrofísico (caracterización estática)

Entrada de datos geológicos. La mayoría de los yacimientos no son homogéneos, presentan diferencias complicadas en la continuidad, en el espesor de los estratos y otras propiedades, incluyendo porosidad, permeabilidad y presión capilar. Los yacimientos son subdivididos en forma areal y vertical con base en las propiedades de la roca. La complejidad de las características de roca del yacimiento es un desafío para los científicos e ingenieros en ciencias de la tierra, requieren aplicar las tecnologías y experiencia disponibles en forma sistemática para mejorar la recuperación de aceite y gas.

Con el paso de los años, los científicos e ingenieros comprendieron el valor del sinergismo entre sus funciones. Desde hace 15 años, se ha hecho énfasis sobre el valor de la caracterización detallada del yacimiento, empleando conceptos de geología, geofísica e ingeniería. Los científicos tienen el reto de obtener descripciones más precisas del yacimiento para los cálculos de ingeniería. La naturaleza y el grado de heterogeneidad del yacimiento causado por las complicadas diferencias en su continuidad, espesores y otras propiedades deben ser comprendidas antes de que se puedan desarrollar las proyecciones de producción en forma precisas o monitorear las operaciones de recuperación secundaria o mejorada en curso. El objetivo de la administración integral de yacimientos no puede ser alcanzado sin identificar y definir todas las propiedades individuales del yacimiento y en particular en un campo.

La mejor manera identificar y cuantificar la estructura de la roca y las variaciones del espacio poroso es a través del uso integrado de ingeniería y tecnología en ciencia de la tierra. Los estudios del yacimiento son más efectivos cuando geólogos e ingenieros los determinan en forma conjunta desde el principio.

Este enfoque requiere un acuerdo entre otros profesionales para la tecnología empleada y el conocimiento de los principios y conceptos fundamentales sobre los que se basa dicha tecnología. Estos acuerdos y conocimientos propician el libre intercambio de ideas que constituye la base de las actividades de la sinergia.

El modelo geológico-petrofísico

Es una representación de los datos e interpretaciones obtenidas de los levantamientos sísmicos (ver Figura 5.3), mapas estructurales, mapas de facies, registros geofísicos, recortes de perforación, estudios de núcleos, entre otros, que aporta los elementos necesarios para definir estructural y estratigráficamente el yacimiento. La distribución de las características petrofísicas de las rocas, se relacionan con la energía y el ambiente de depósito. Cuando dos o más pozos se han perforado, es posible correlacionar la información que se ha obtenido entre ellos, de tal forma que se pueden obtener secciones transversales escaladas, que representan secciones del campo o del yacimiento (Villamar Viguera, 2007).

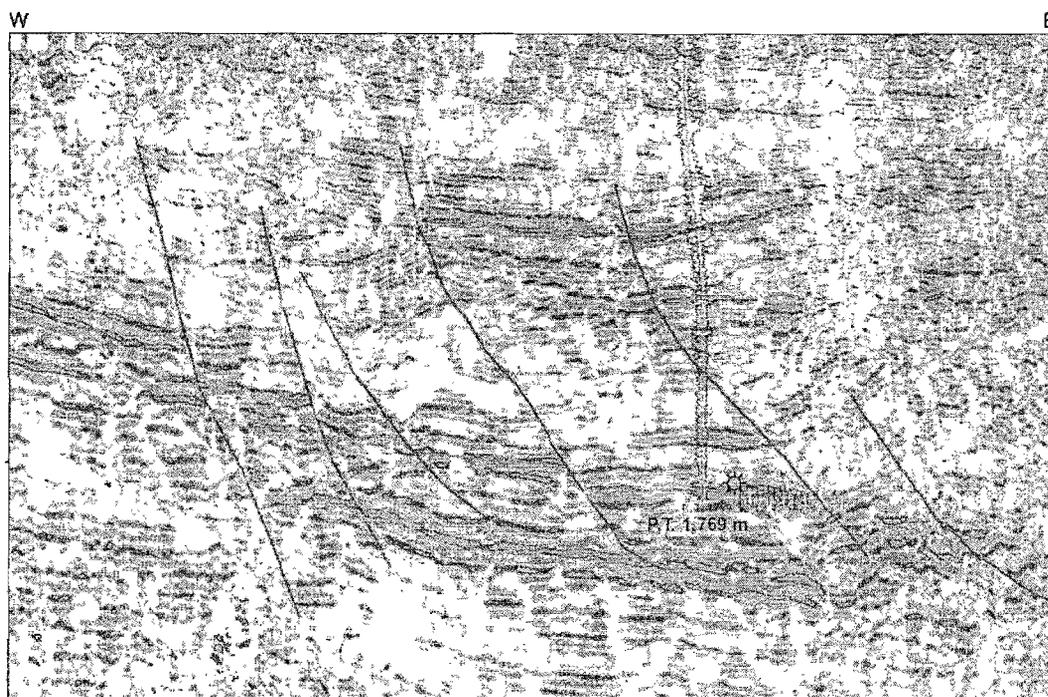


Figura 5. 3. Sección sísmica que muestra la interpretación estructural en la que se aprecia el horizonte productor (PEP, 2007).

La información sísmica es convertida a profundidad y los datos estratigráficos son utilizados para construir la arquitectura del yacimiento, posteriormente las propiedades petrofísicas, porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos, obtenidas a partir de los registros geofísicos y del análisis de núcleos, se distribuyen dentro de las facies apropiadas. Para analizar la información petrofísica es necesario emplear métodos estadísticos que permitan obtener valores representativos de la distribución de las propiedades petrofísicas del yacimiento. La definición de las capas debe realizarse con base en una secuencia estratigráfica, esto es, se deben distribuir espacialmente las características, respetando las relaciones de las facies vertical y lateral, basados en sus ambientes de depósito.

Con la finalidad de seguir un enfoque integral, toda la información antes descrita, debe ser correctamente tomada, reportada, interpretada, validada, almacenada y debe estar disponible en la base de datos, para que los diferentes especialistas comiencen a trabajar en forma conjunta en los modelos respectivos, cada especialista tiene la obligación de comunicar y aportar datos a sus pares para enriquecer la base de datos.

Proceso de mapeo geológico. El propósito del levantamiento de planos geológicos es encontrar trampas que contengan aceite y/o gas, y una vez que se identifican, deben aplicarse los conceptos geológicos para conseguir el desarrollo más eficiente del recurso. Sin embargo, es importante recordar que estos mapas geológicos nunca se concluyen, cuando se perforan otros pozos o los pozos viejos son reexaminados, se genera nueva información y los mapas pueden ser corregidos.

Los datos de pozo utilizados para preparar mapas geológicos, comúnmente incluyen:

Mapas estructurales y secciones

Estas visualizaciones se construyen sobre cualquier formación, las disconformidades o formaciones productoras se identifican y se correlacionan a través de los registros geofísicos. Las estructuras pueden ser definidas por los límites de la formación, disconformidades, fallas, domos salinos y representadas en mapas o en secciones transversales.

Mapas de isopacas

Estos mapas usan contornos para mostrar diferentes espesores de las rocas entre dos planos de referencia, los mapas de isopacas brindan un método simple para mostrar la distribución de una unidad geológica en tres dimensiones. En la misma forma pueden ser trazadas las capas de cada una de las formaciones, los mapas de isopacas pueden ser preparados en minutos y detallados para un área en especial, o pueden ser realizados para estudios regionales.

Mapas de Facies

Existen varias clases de mapas de facies usadas en exploración, sin embargo se utilizan con mayor frecuencia los mapas de litofacies, que distinguen diferentes tipos de litología. Casi toda formación o grupo de las formaciones se encuentran dentro de límites estratigráficos definidos, pero dentro de estos límites un tipo de roca puede corregir lateralmente en otro mapa. Una de las formas más simples es dibujar un círculo alrededor de cada ubicación de los pozos, y representar los porcentajes de la composición de las diferentes rocas en la formación productora por rebanadas, como una gráfica de pastel.

Los mapas de litofacies son muy útiles al definir varios tipos de roca o la correlación de varias propiedades del yacimiento, incluyendo porosidad y permeabilidad, y se vuelven más significativos cuando se aplican a un tipo de roca en específico.

Mapas Paleo-geológicos

Estos mapas muestran la paleo-geología de una superficie antigua también representan la geología de un área durante varios períodos geológicos en el pasado.

Estos mapas varían extensamente en escala y detalle, dependiendo de la cantidad de la información disponible y el propósito para el que son construidos.

Como un ejercicio se pueden relacionar los mapas geológicos de la columna de la izquierda con su correspondiente descripción en la columna derecha.

- | | |
|-------------------------|---|
| 1) Mapa estructural. | a) Representa una superficie en el pasado del tiempo geológico. |
| 2) Mapa de isopacas. | b) Distingue entre cambios litológicos, formaciones y características de la roca. |
| 3) Mapa de facies. | c) Definido por los límites de la formación, disconformidades, fallas, domos salinos. |
| 4) Mapa paleontológico. | d) Representa variación de espesor de las capas de roca entre dos planos de referencia. |

Solución: 1-c, 2-d, 3-b, 4-a.

5.4.2. Ingeniería básica de yacimientos y de producción

En términos generales, la ingeniería básica de estas dos grandes áreas, tiene como objetivo construir el modelo dinámico del yacimiento, el cual establece el movimiento de fluidos dentro del yacimiento, dentro de las tareas que competen a la ingeniería de yacimientos y de producción se encuentran; el monitoreo de las presiones en los pozos productores y del yacimiento, el avance en los contactos agua/aceite y aceite/gas, realizar e interpretar pruebas presión, clasificar el tipo de yacimiento, calcular el volumen original de hidrocarburos, determinar los mecanismos de producción del yacimiento y clasificar las reservas.

La clasificación del yacimiento se realiza con base en los resultados de estudios de laboratorio de las muestras de fluido, estos estudios son comúnmente denominados P.V.T. (presión, volumen y temperatura) y tienen por objetivo, describir el comportamiento de los fluidos a diferentes presiones, a demás de conocer la composición de los hidrocarburos, entre otros. De las muestras que se obtienen de los diferentes pozos, se obtienen valores representativos para todo el campo. Según (Garaicochea, 1972) los yacimientos se clasifican en:

- Yacimientos de aceite. Son aquellos que presentan un valor de densidad relativa mayor de 0.8 y tienen un valor de relación gas aceite (RGA) menor de $200 \frac{\text{m}^3_{\text{gas}}}{\text{m}^3_{\text{aceite}}}$.
- Yacimientos de aceite volátil. Son aquellos que presentan un valor de densidad relativa con rangos que puede variar entre 0.74 y 0.80. Tienen un valor de relación gas aceite (RGA) que puede variar en un rango de 200 y $1,500 \frac{\text{m}^3_{\text{gas}}}{\text{m}^3_{\text{aceite}}}$.
- Yacimientos de gas y condensados. Son aquellos que presentan un valor de densidad relativa con rangos que puede variar entre 0.74 y 0.78. Tienen un valor de relación gas aceite (RGA) que puede variar en un rango de 1,500 y $12,000 \frac{\text{m}^3_{\text{gas}}}{\text{m}^3_{\text{aceite}}}$.

- Yacimientos de gas húmedo. Son aquellos que presentan un valor de densidad relativa menor de 0.74. Tienen un valor de relación gas aceite (RGA) que puede variar en un rango de 10,000 y 20,000 m³_{gas}/ m³_{aceite}.
- Yacimientos de gas seco. Producen un líquido ligero y transparente -si lo hay- y tienen un valor de relación gas aceite (RGA) mayor de 20,000 m³_{gas}/ m³_{aceite}.

Esta clasificación se utiliza sólo como una guía práctica, debido a que una clasificación más apropiada conlleva a utilizar otros parámetros, como la composición de los hidrocarburos que produce el yacimiento, el valor de presión del punto de burbuja y la presión inicial del yacimiento así como valores de temperatura, viscosidad del aceite, factor de volumen del aceite, entre otros.

Para calcular el volumen original de hidrocarburos es necesario tener los datos anteriores y se realiza en dos formas distintas; método volumétrico y por balance de materia.

Método volumétrico. Este método toma los datos de estudios de núcleos que han sido correlacionados con los registros geofísicos para obtener valores de saturación de fluidos y volumen poroso de la roca, estos valores deben ser representativos del yacimiento y en forma general para calcular cualquier valor de volumen de fluidos se aplica la Ecuación 5.1.

$$V_f = V_p \times S_f$$

Ecuación 5. 1. Cálculo del volumen de un fluido en el yacimiento.

Dónde:

V_f .-Volumen de fluido.

V_p .- Volumen poroso de roca.

S_f .- Saturación de fluido, fracción.

Método de balance de materia. Este método, se encuentra básicamente en función de los fluidos producidos, los cambios de presión en el yacimiento y la compresibilidad del sistema, además de que considera valores promedio del yacimiento y es muy útil para verificar los resultados de un simulador de yacimientos, donde los resultados obtenidos no serán iguales, pero si tendrán que ser aproximados. Otra utilidad es la de calcular los índices de empuje, es decir, los mecanismos por los cuales produce el yacimiento. Según (Craft & Hawkins, 1959), la ecuación del método se fundamenta en que el desplazamiento de fluidos del yacimiento -fluidos producidos-, se obtiene mediante la expansión de los componentes del sistema roca-fluido y un elemento de entrada al sistema, como el agua, que ingresa al yacimiento mediante la acción de un acuífero asociado, ver la Ecuación 5.2.

$$E_o + E_w + E_f + W_e = N_p B_o + W_p B_w$$

Ecuación 5. 2. Mecanismos de producción de un yacimiento bajosaturado.

Si a la Ecuación 5.2, se le resta en ambos lados de la igualdad el término del agua producida a condiciones de yacimiento, es decir, el término $(W_p B_w)$ y luego se divide por $(N_p B_o)$ se obtiene la Ecuación 5.3, que calcula los índices de empuje debidos a la expansión del aceite con su gas disuelto, expansión del agua de formación, expansión de la roca y la entrada de agua, respectivamente. Los valores están dados en fracción para un yacimiento bajosaturado.

$$\frac{E_o}{N_p B_o} + \frac{E_w}{N_p B_o} + \frac{E_f}{N_p B_o} + \frac{W_e - (W_p B_w)}{N_p B_o} = 1$$

Ecuación 5. 3. Índices de empuje en yacimiento bajo saturado.

Cada término de expansión equivale a lo siguiente:

$$E_o = \frac{NB_{oi}}{1 - S_w} S_o C_o \Delta p$$

Ecuación 5. 4. Expansión del aceite con su gas disuelto.

$$E_w = \frac{NB_{oi}}{1 - S_w} S_w C_w \Delta p$$

Ecuación 5. 5. Expansión del agua.

$$E_f = \frac{NB_{oi}}{1 - S_w} C_f \Delta p$$

Ecuación 5. 6. Expansión de la formación.

Donde:

- E_o .- Expansión del aceite con su gas disuelto.
- E_w .- Expansión del agua de formación.
- E_f .- Expansión de la roca.
- W_e .- Entrada de agua.
- N_p .- Volumen de aceite producido @ C.S.
- B_o .- Factor de volumen de aceite.
- W_p .- Volumen de agua producida @ C.S.
- B_w .- Factor de volumen del agua.
- B_{oi} .- Factor de volumen del aceite inicial.
- Δp .- Diferencia de presión.
- S_o .- Saturación de aceite, fracción.
- C_o .- Compresibilidad del aceite.
- S_w .- Saturación de agua, fracción.
- C_w .- Compresibilidad del agua.
- C_f .- Compresibilidad de la formación

Pruebas de variación de presión tiene el propósito de caracterizar al sistema yacimiento-pozo, mediante la información de entrada y salida del sistema, donde generalmente la señal de entrada al yacimiento es el gasto y la señal de salida o de respuesta es la presión. Cuando los datos de presión de fondo 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 interceptan el pozo, características de doble porosidad, la estimación de la entrada de agua, confirmación del casquete de gas, la comunicación de varios yacimientos a través de un yacimiento común, entre otros (Martínez Romero, 2003). Por otro lado, las pruebas de laboratorio a núcleos, establecen la permeabilidad relativa a los diferentes fluidos, pruebas de presión capilar y pruebas para determinar la mojabilidad de la roca.

Este tipo de pruebas y cálculos, anteriores proporcionan el medio para establecer el modelo dinámico en el yacimiento, a diferentes escalas. Por ejemplo a escala de campo con las pruebas de variación de presión y escala pequeña y micro, con el estudio de permeabilidades en núcleos y la mojabilidad del sistema respectivamente, estos datos son parámetros de entrada que se pueden utilizar en un simulador numérico de yacimientos.

5.4.3. Modelo del yacimiento (caracterización estática y dinámica)

El modelo estático y el modelo dinámico convergen para obtener la representación más adecuada del yacimiento, estos modelos deben ser consistentes entre sí, de no serlo, deben revisarse las contradicciones.

5.4.4. Simulación numérica de yacimientos

Estos simuladores juegan un papel muy importante en los procesos modernos de administración de yacimientos y tienen diferentes usos. Por ejemplo, para desarrollar el plan de administración del yacimiento, así como para monitorear y evaluar su comportamiento o para implantar un sistema de recuperación secundaria o mejorada.

La simulación numérica de yacimientos es un proceso mediante el cual el ingeniero, con la ayuda de un *software* que involucra un modelo matemático, integra toda la información obtenida de la caracterización estática y la caracterización dinámica para describir, con cierta precisión, el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento. En la industria existen variedad de simuladores numéricos que pueden integrar distintas funciones, pero es debido aclarar que existe una clasificación para los trabajos de simulación, aunque puede construirse un simulador en especial para un fin determinado.

Los trabajos de simulación se clasifican (Trejo Reyes, 2007) por:

Tipo de yacimientos. Hace referencia al tipo de roca que contiene los hidrocarburos. Este es fracturado o no fracturado.

Nivel de simulación. Se relaciona con la porción del yacimiento que se toma en cuenta en el estudio, es decir, puede ser en un pozo, en una región del yacimiento, o en todo el yacimiento.

Tipo de simulación. Involucra el tipo de fluido a ser simulado, el fluido puede ser: gas, aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, inyección de químicos, inyección de miscibles y de recuperación térmica.

Tipo de flujo. Se refiere al número de fluidos que serán involucrados en el simulador. Los flujos pueden ser monofásico, bifásico, trifásico y composicional.

Numero de dimensiones. Se relaciona con el nivel de interacción entre los fluidos y las celdas del yacimiento, la simulación se realiza desde la dimensión cero, que es un modelo que no considera heterogeneidades, hasta las tres dimensiones, la geometría de un simulador es función del número de dimensiones.

El proceso de simulación numérica sirve para conocer el comportamiento del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento, estimar bajo diferentes escenarios de producción el factor de recuperación del aceite, estimar el volumen original de aceite, optimizar los sistemas de recolección, determinar los efectos de la ubicación de los pozos productores y

su espaciamiento, realizar programas de producción, modelar distintos mecanismos de recuperación secundaria o mejorada y realizar evaluaciones económicas. De lo anterior, se desprende la importancia de cada uno de los datos que se obtienen, para alimentar la base de datos con la que trabajará el simulador, cuando los datos tienen calidad y son representativos del yacimiento, los cálculos que efectúa el simulador se apegan a un comportamiento real.

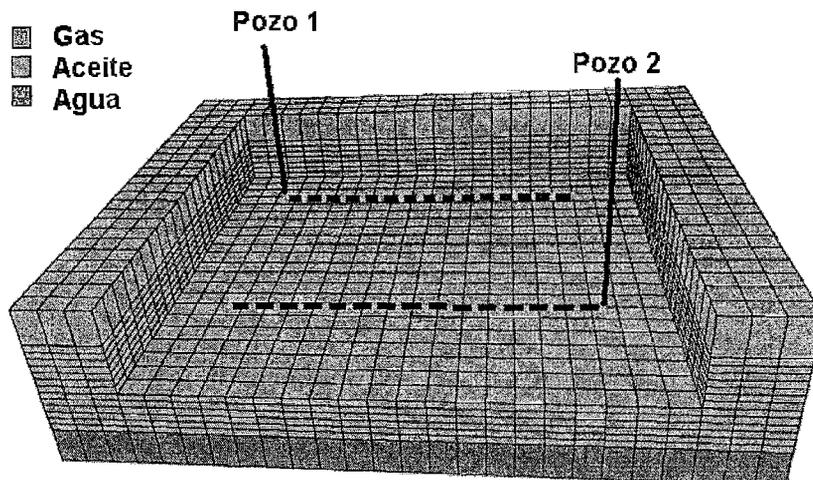


Figura 5. 4. Modelo simple de un yacimiento con dos pozos, modificado de (Oilfield-Review-Summer, 2001).

Al finalizar el proceso de simulación numérica se concluye el modelo del yacimiento, lo anterior no quiere decir que los datos no deban ser actualizados, por el contrario, el campo se mantiene en constante desarrollo y todos los datos nuevos obtenidos de cualquier estudio o de pozos nuevos, deben incluirse tanto en la base de datos como en el modelo, en esta forma, el proceso en las etapas de recuperación secundaria y mejorada será más sencillo.

Clasificación de reservas. Es una tarea que compete más a la ingeniería de yacimientos, pero que utiliza toda la información que fue generada para el estudio integral por todas y cada una de las disciplinas, de esta forma el nivel de incertidumbre de las heterogeneidades del yacimiento disminuye y tiene como consecuencia el aumento en la cantidad de reservas y la maximización del valor económico de los hidrocarburos. La clasificación tiene como finalidad brindar certeza en la producción de hidrocarburos, en ésta forma se clasifica y cuantifica el total de hidrocarburos de un volumen original con base en toda la información disponible, por otra parte la certificación de la reservas ayuda a conseguir financiamiento a tasas de interés preferenciales para desarrollar proyectos. La siguiente clasificación se realiza con base en los siguientes organismos internacionales como: la *Securities and Exchange Commission (SEC)*, *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, la *American Association of Petroleum Geologists (AAPG)* y el *World Petroleum Council (WPC)*, ver Figura 5.5.

Volumen original de hidrocarburos total							
Volumen original de hidrocarburos no descubiertos			Volumen original de hidrocarburos descubiertos				
			No económico		Económico		
Incertidumbre	No recuperable	P r e s c r i b i o n	No recuperable	C o n t i n g e n t e s	Estimación baja		P r o d u c c i o n
		Estimación central			Probada + probable		
		Estimación alta			Probada + probable + posible		

Figura 5. 5. Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.

Volumen original de hidrocarburos total. Es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen. Son recursos potencialmente recuperables, debido a que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada y que también depende de circunstancias comerciales, tecnológicas y de la información disponible.

Volumen original de hidrocarburos no descubiertos. Es la cantidad de hidrocarburos, que aún no ha sido descubierta, pero que ha sido inferida y evaluada a una cierta fecha.

Recursos prospectivos. Es el estimado a una fecha dada, de la porción potencialmente recuperable de un volumen original de hidrocarburos no descubiertos. La cuantificación de recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde un cierto volumen original de hidrocarburos ha sido descubierta, e incluso en ocasiones hasta producido. Al considerar el nivel de incertidumbre, la magnitud de éstos puede corresponder a una estimación baja, central o alta.

Volumen original de hidrocarburos descubiertos. Es la cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas. El volumen original descubierta puede ser clasificado como económico y no económico. Es económico cuando existe generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos.

Recursos contingentes. Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas a una fecha dada, las cuales potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas, pero que bajo las condiciones económicas de evaluación a esa fecha, no son consideradas

comercialmente explotables, o bien, donde la evaluación de la acumulación no se ha concluido.

Reservas. Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Es conveniente mencionar que todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. 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.

Reservas probadas (también llamadas 1P): Volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas actuales, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada.

Reservas probables: Son aquellas reservas no probadas en las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario, si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 % de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Reservas posibles: Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

5.4.5. Optimización de las instalaciones superficiales de producción

Un yacimiento o un campo, atraviesa por diferentes etapas, las cuales son el producto de la clasificación de las necesidades de explotación de un yacimiento.

Cuando el campo comienza su etapa madura las presiones y la producción comienzan su declinación, por lo que las instalaciones de producción ya no tienen su máxima eficiencia, ya que estas son planeadas, para operar a ciertas presiones y gastos, por lo que la optimización de las instalaciones juega un papel fundamental. Lo que implica que las instalaciones tendrán que modificarse y en algunos casos cambiarse, para transportar y almacenar los fluidos que produzca el yacimiento.

La producción de fluidos con el paso del tiempo puede variar dependiendo de las características del yacimiento, puede comenzar a producir mayor cantidad de agua o gas y disminuir la producción de aceite. Como consecuencia de la disminución en la presión, el aceite libera su gas disuelto, lo que aumenta su viscosidad, de esta forma impide que fluya con relativa facilidad con la que lo hacía anteriormente. Los cambios en la presión tienen otras consecuencias, como pueden ser depósitos de hidrocarburos sólidos en los pozos. Los depósitos tienen lugar durante toda la vida del yacimiento, pero pueden acentuarse en esta etapa del yacimiento. La contrapresión en los pozos, producto de la presión causada por la columna hidrostática aunada a la disminución de la presión y el depósito de sólidos provoca que la producción disminuya. También generalmente la producción de agua incrementa. Todo lo anterior obliga a realizar modificaciones en los aparejos de producción y en las instalaciones superficiales e incluso de ser necesario deben cambiarse.

Los aparejos de producción como las instalaciones superficiales, estarán en función de las características de los fluidos producidos por los yacimientos, en esta etapa al cambiar tales aparejos, debe tenerse presente la posibilidad de instalar un sistema artificial de producción, o la implantación de un sistema de recuperación secundaria o mejorada. Actualizar la base de datos constantemente con la información generada en etapas anteriores, toma sentido, la información generada ayudará a planear las modificaciones en las instalaciones para optimizar la producción del campo, además se podrá consultar en la base de datos, el comportamiento de los equipos en uso y si es necesario sustituirlos por otros nuevos, que se adecuen mejor a las condiciones ambientales o disminuyan los problemas que ya se han presentado, o incluso prevengan nuevos problemas.

Es importante destacar que la planeación de optimización de las instalaciones superficiales del campo, se puede comenzar a realizar antes de llegar a la etapa madura del campo, debido a que se dispone de información actualizada en la base de datos, sobre el comportamiento del campo, como un beneficio adicional puede planearse y en un momento dado, aprovechar altos precios en el valor del crudo para comprar el equipo necesario. Esto es una forma más de maximizar el valor económico de los hidrocarburos.

5.4.6. Proceso de recuperación secundaria o mejorada

Para implantar un proceso de recuperación secundaria o mejorada, se debe disponer de un estudio integral, en el caso de no tenerlo, éste debe realizarse lo más detalladamente posible para aumentar las probabilidades de éxito, también es preciso remarcar, que el éxito de un proyecto de recuperación mejorada, tiene como consecuencia el aumento en la cantidad de reservas. La Figura 5.6 esquematiza, la continuidad del estudio integral con el propósito de aprovechar de la mejor forma, todo el trabajo que involucra un estudio integral del yacimiento.

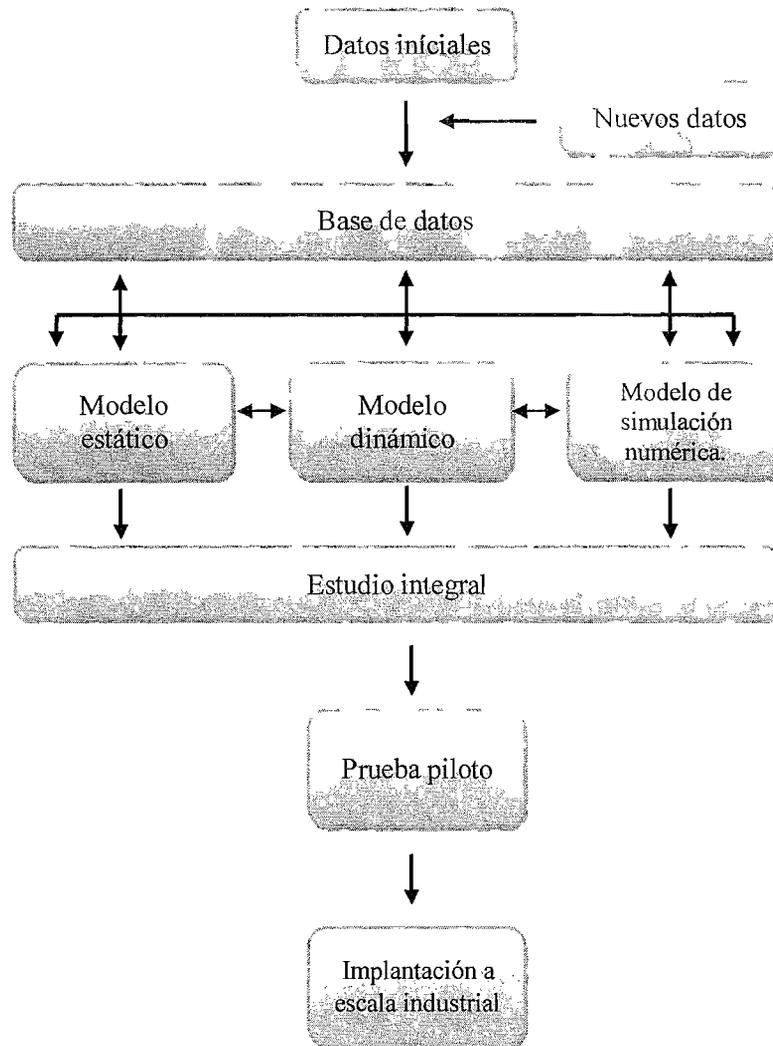


Figura 5. 6. Continuidad del proceso del estudio integral de un yacimiento.

En ningún momento debe perderse el cambio de enfoque, que se planteó en el inicio del capítulo, es decir, los procesos a realizar en la vida de un yacimiento deben planearse lo más simultáneamente posible y en forma ordenada.

6

CASO DE ESTUDIO

Para la integración y concepción de este caso, se contó con el apoyo y las facilidades otorgadas por Pemex Exploración y Producción en específico del personal del área de diseño del Activo Integral Litoral de Tabasco y del Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc. Así mismo todos los datos del proyecto de inyección de agua en los campos Abkatún, Pol y Chuc fueron obtenidos de publicaciones oficiales de PEP.

6. 1. Delimitación geográfica

La ubicación geográfica del complejo (registros de Pemex Exploración y Producción, 2006), Abkatún-Pol-Chuc (APC), se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, sobre la plataforma continental y el talud, dentro de la Región Marina Suroeste de Pemex Exploración y Producción (PEP). El complejo está administrado por la unidad denominada Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc. El complejo se localiza a 140 km al Noreste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco y se compone por los siguientes campos Abkatún, Pol y Chuc incluyendo la zona de inyección de agua.

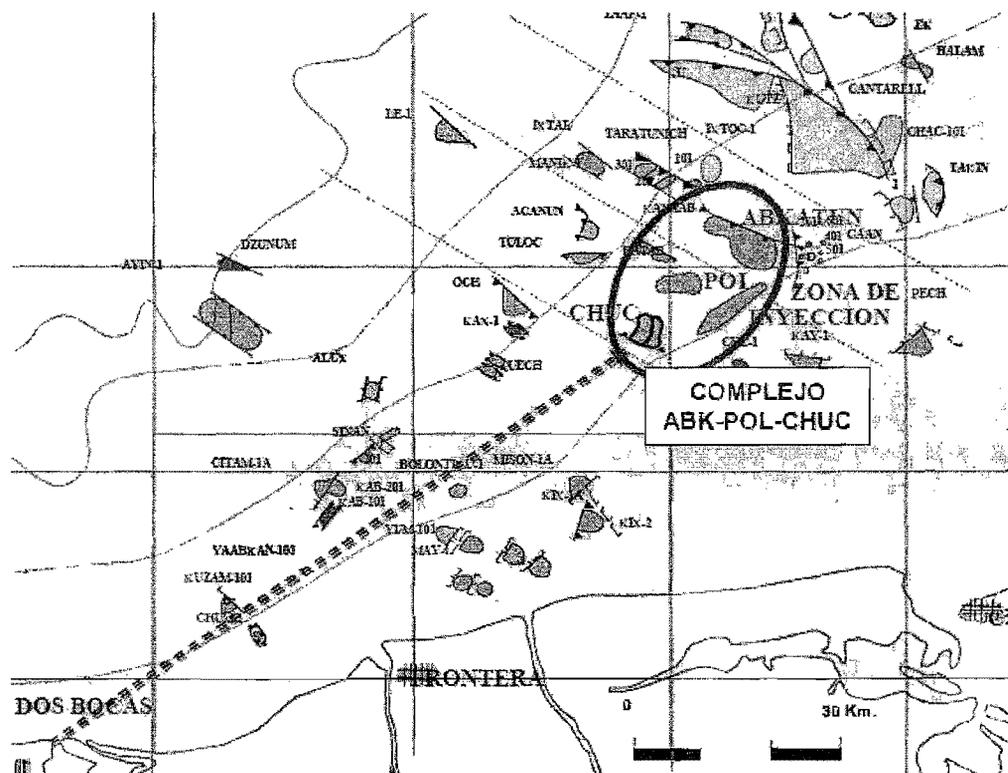


Figura 6. 1. Localización del complejo Abkatún-Pol-Chuc.

Historia de los campos

Campo Abkatún. El campo fue descubierto en 1979, al perforar el pozo exploratorio Abkatun-1A, e inició su explotación en junio de 1980, alcanzando una producción máxima de 510 Mbpd de aceite en enero de 1984 y el desarrollo inicial del campo concluyó en 1985.

Campo Pol. Fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio Pol-1 en el año de 1980 resultando productor de aceite y gas con gastos de 37.26 Mbpd de aceite y 947.8 Mpcd de gas, se inició su explotación en marzo de 1981.

Campo Chuc. Descubierto en el mes de septiembre de 1982 mediante la perforación del pozo exploratorio Chuc-1, resultando productor de aceite ligero con un gasto inicial promedio de 30 Mbd. En el año de 1984 después de la perforación del pozo Chuc-101 en el mes de mayo del año de 1984, se confirmó que el campo se extendía en dirección SW. El bloque Este, inició su explotación en el año de 1982 y el bloque Oeste del campo inició su explotación en el año de 1984.

6. 2. Marco geológico – estratigráfico – estructural

La Región se ubica al occidente de la plataforma cretácica de Yucatán, con rasgos estructurales similares a los del área Chiapas-Tabasco. La columna sedimentaria marina comprende los periodos Jurásico a Terciario. Los ambientes de depósito varían de plataforma a cuenca.

Campo Abkatún. La estructura geológica se encuentra conformada por un anticlinal orientado en dirección NW-SE, limitado al norte por una falla inversa, al Este por una falla normal y al Sur y Oeste por un bajo estructural.

La columna litológica se compone de calizas dolomisadas con abundante presencia de fracturas y vóculos. Las formaciones productoras son Brecha del Paleoceno (BP), Cretácico Superior (KS), Cretácico Medio (KM) y (KI) Cretácico Inferior las cuatro formaciones tienen un promedio bruto de 850 m que corresponden a un espesor neto de 240 m. La extensión aproximada del campo es de 71 km². El contacto agua-aceite original se encontró a una profundidad de 3,810 mvbnm.

Campo Pol. Es un anticlinal orientado en la dirección Este- Oeste limitado al Norte, al Este al Sur y al Oeste por un bajo estructural. La formación (BP), se encuentra conformada por una litología de calizas dolomisadas con abundante presencia de fracturas y vóculos, la formación (KS) se encuentra compuesta calizas calcarenitas, las formaciones del (KM) y (KI) no son comercialmente explotables, las cuatro formaciones contienen un espesor promedio bruto de 230 m y un espesor neto de 128 m. La extensión aproximada del campo es de 58 km². El contacto agua-aceite original se encontró a una profundidad de 3,960 mvbnm.

Campo Chuc. El campo se encuentra en un anticlinal orientado en una dirección NE-SW. En la parte inferior se compone de un cuerpo salino orientado en la misma forma que la estructura anticlinal sin llegar a ser intrusivo y que divide al yacimiento en dos bloques Este y Oeste, en el que el primero tiene una extensión de 21 km² y el segundo de 20 km², conformado por las formaciones productoras BP, KM y KI. Las formaciones contienen un espesor promedio bruto de 450 m correspondientes a un espesor neto de 264 m y el contacto agua aceite se determino a 3,900 mvbnm.

En la Figura 6. 2, puede observarse un mapa que contiene la configuración de la cima de la Brecha del Paleoceno y el sistema de fallas.

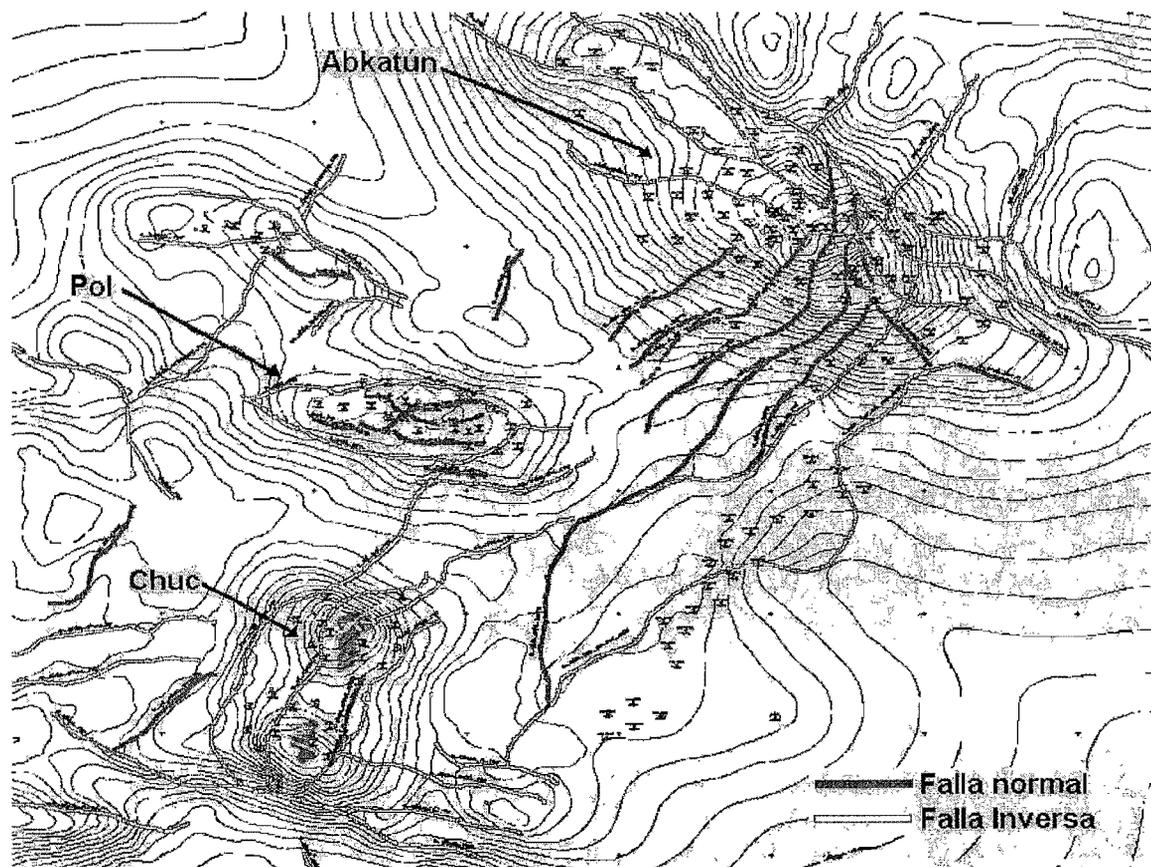


Figura 6. 2. Mapa estructural formación Brecha del Paleoceno del complejo Abkatún-Pol-Chuc, modificado de (Rosales & Sánchez, 2000) .

6. 3. Geología petrolera

A continuación se enlistan las características de la geología petrolera de la provincia geológica de la Sonda de Campeche en la Región Marina Suroeste.

Rocas.

- Brechas calcáreas dolomitizadas del Paleoceno.
- Calizas y brechas dolomitizadas y dolomías del cretácico.
- Calizas dolomitizadas y dolomías del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).
- Arenas eólicas del Jurásico Superior Oxfordiano (JSO).

Trampas.

- Plegamientos anticlinales afallados.

6. 4. Potencial del área que comprende el caso de estudio

El volumen original estimado de hidrocarburos para los campos Abkatún, Pol y Chuc es de 5,044, 2,253 y 2053 MMb respectivamente, sumando un total de 9,350 MMb.

Activo Integral APC cuenta con reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2008, ver la Tabla 6.1.

Aceite [MMb]	Volumen Original (N)	Reserva
Probadas	13,826.8	490.9
Probables	1,653.5	461.8
Posibles	1,660.3	287.6

Tabla 6. 1. Reservas de aceite del Activo (APC).

6. 5. Proyecto de recuperación secundaria del caso de estudio

El proyecto de recuperación en los campos (APC) se clasifica como un método de recuperación secundaria mediante la inyección de agua, cuyo propósito es el de mantener la presión en el sistema, sostener la plataforma de producción y aumentar el factor de recuperación final.

La idea del proyecto se concibió en el año de 1983 bajo el nombre de "Proyecto de Inyección de Agua al acuífero asociado en el campo Abkatún", después de instalar dos plataformas Abkatún-I y Abkatún-J y la perforación de dos pozos en Abkatún-I se decidió tomar información del año de 1985 a 1988, lo que transformó el proyecto en una prueba

piloto bajo el nombre “Inyección anticipada de agua”, en 1985 los campos Abkatún, Pol y Chuc registran una declinación de presión con similares pendientes, debido a esto se realiza una segunda etapa donde se extiende el proyecto de inyección a los tres campos bajo el nombre “Inyección de agua al complejo Abkatún-Pol-Chuc” y en una tercera etapa en el año de 1988, se contempla un nuevo proyecto de inyección denominado “Proyecto de Inyección Integral de Agua al Complejo Abkatún-Pol-Chuc”.

El sistema de inyección “Proyecto de Inyección Integral de Agua al Complejo Abkatún-Pol-Chuc”, inició operaciones el 20 de marzo de 1991, a través del complejo de Inyección de Agua, el cual se compone de tres plataformas: Tratamiento y Bombeo (PTB), Plataforma de Control y Servicios (PCS) y una Plataforma Habitacional (PIH) ver Tabla 6.2. Adicionalmente el sistema cuenta con cinco Plataformas Satélite de Inyección (PSI), con un total de 24 pozos inyectoros perforados, la Figura 6.3, muestra esquemáticamente la configuración del proyecto.

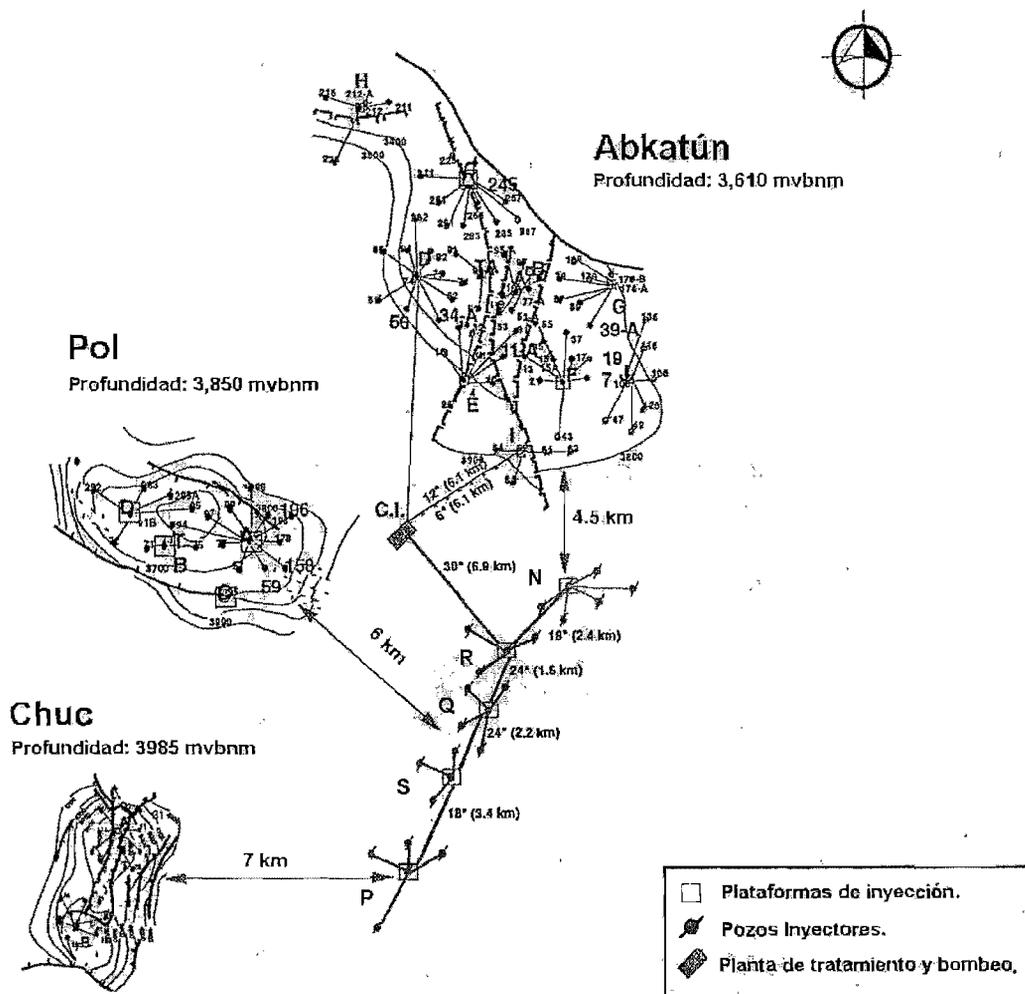


Figura 6. 3. Sistema Integral de Inyección de Agua del Complejo Abkatún-Pol-Chuc.

6. 5. 1. Instalaciones y equipos

Tipo de instalaciones	No. de unidades	Observaciones
Plataforma	8	1 Plataforma de Tratamiento y Bombeo (PTB), 1 Plataforma de Control y Servicios (PCS), 1 Plataforma Habitacional (PIH), 5 Plataformas Satélite de Inyección (PSI)
Planta de Inyección	1	Cuenta con 8 unidades de captación con capacidades de 190,000 bpd cada una.
	3	Turbo-bombas con capacidad de 250,000 bpd cada una.
	5	Unidades de bombas reforzadas con capacidad de 250,000 bpd cada una.
	1	Módulo de filtración con 10 unidades con capacidad de 125,000 bpd cada una.
	1	Modulo de desaeración con 4 unidades con capacidad de 250,000 bpd.
Ductos	5	6,900 m lineales de 30 pg de la PTB a las PSI-R. 1,600 m lineales de 24 pg de la PSI-R a las PSI-Q. 2,200 m lineales de 24 pg de la PSI-O a la PSI-S 3,400 m lineales de 18 pg de la PSI-R a la PSI-N. 3,400 m lineales de 18 pg de la PSI-S a la PSI-P.
Pozos inyectoros	24	PSI-N (6), PSI-R(4), PSI-Q(5), PSI-S(4), PSI-P(5)

Tabla 6. 2. Equipos del Sistema Integral de Inyección de Agua del Complejo Abkatún-Pol-Chuc.

6.5.2. Desarrollo del proyecto de inyección

En 1983 el campo Abkatún operaba con 22 pozos y en ese mismo año se empleó un modelo de simulación numérico trifásico tridimensional, con una pobre caracterización del yacimiento con el objetivo de analizar el comportamiento del campo Abkatún bajo la implantación de la inyección de agua con diferentes políticas de explotación.

Después el proyecto inyección de agua se hizo extensivo a los campos Pol y Chuc, debido a la alta declinación en la presión de los tres campos, dando inicio a la operación del proyecto "Inyección anticipada de agua" el 31 mayo de 1985 y hasta el 18 marzo de 1988.

La zona de la prueba se localiza al sur del campo Abkatún, teniendo como objetivo inyectar agua de mar tratada en la interfase agua-aceite del yacimiento. Mediante la plataforma Abkatún-I, con capacidad de 5 pozos inyectoros y una planta de tratamiento de agua de mar de 30,000 bpd, la Figura 6.4, esquematiza la configuración de la prueba de inyección.

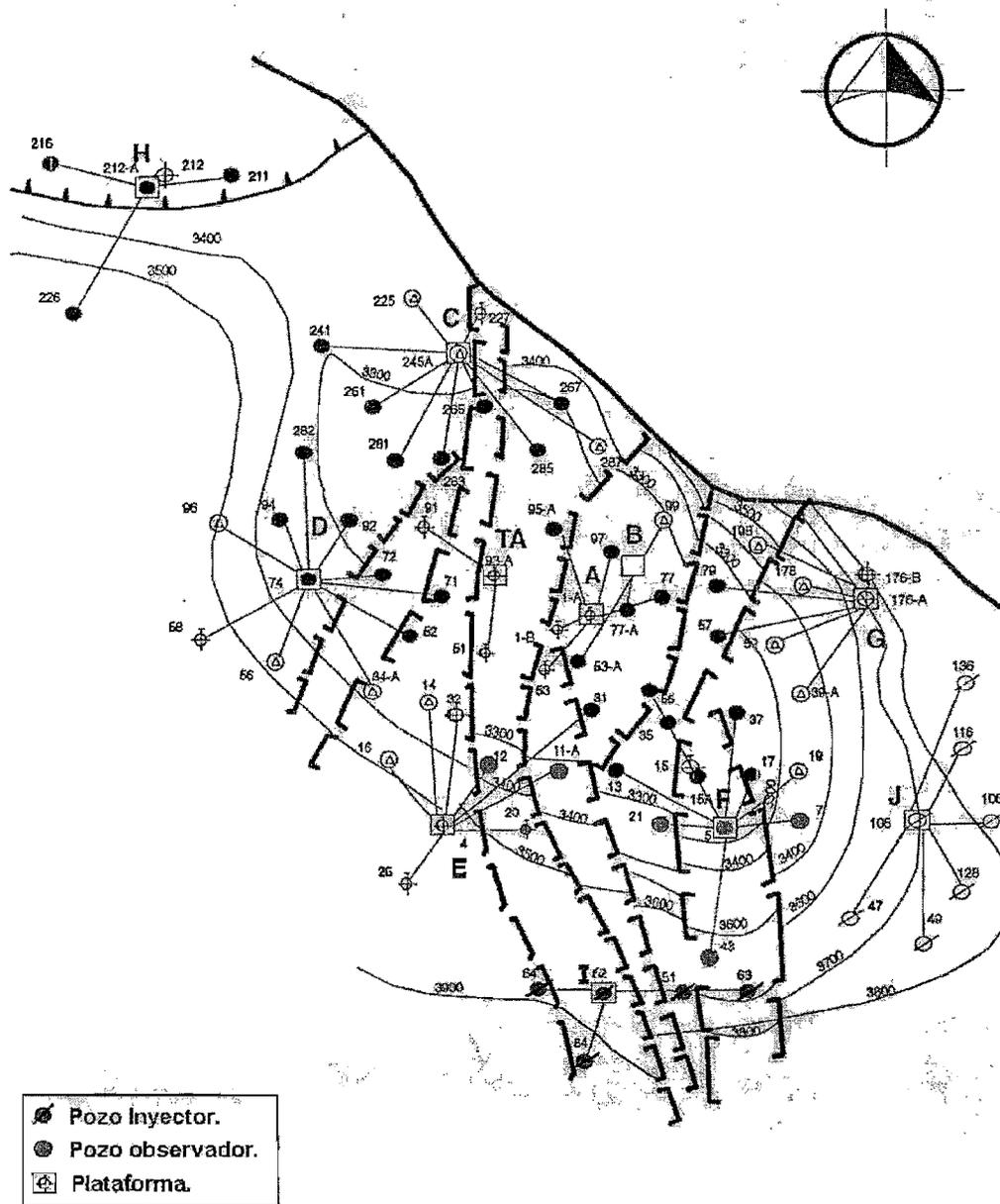


Figura 6. 4. Configuración de la prueba de inyección.

Premisas de la prueba de inyección:

1. Obtener información y experiencia en este tipo de proyectos en yacimientos costa afuera.
2. Estudiar la inyección periférica de agua al acuífero común en la zona.
3. Determinar la conectividad en la zona de los yacimientos, mediante pruebas de interferencia.

Pruebas realizadas, toma de información y monitoreo de la inyección. La determinación de la capacidad de inyección de los pozos, perfiles de admisión de los pozos inyectoras, se realizó mediante el uso de registros de temperatura y de presión. Se estableció un programa de control mediante el muestreo y análisis de los fluidos producidos en los pozos observadores (Abk11-A, Abk-12, Abk-20, Abk-5, Abk-7, Abk-21 y Abk-43), para determinar la presencia de trazadores radiactivos inyectados desde los pozos (Abk-61, Abk-62, Abk-64, Abk-63) y en esta forma establecer las tendencias de preferencia al flujo, ver Tabla 6.3. Por otro lado se realizó el monitoreo de los perfiles de incrustación y corrosión, ajustes en las cuotas de producción antes de la inyección en los pozos productores con la finalidad de evitar irrupciones de agua prematuras, así como la realización de pruebas de interferencia en el mes de agosto de 1984 entre los pozos de la plataforma Abkatún-E y después en los pozos de la plataforma D, C y F del mismo yacimiento.

Pozo de inyección	Trazador	Fecha de inyección.
Abk-61	Iridio-192	Junio 10 de 1985.
	Iodo-125	Agosto 30 de 1986.
	Iodo-125	Diciembre 6 de 1987.
Abk-62	Tritio	Junio 13 de 1985.
Abk-64	Iodo-125	Noviembre 27 de 1985
	Iridio-192	Septiembre 25 de 1986
	Iridio-192	Noviembre 12 de 1987
Abk-63	Cobalto-57	Febrero 28 de 1988

Tabla 6. 3. Trazadores inyectados en los pozos.

El 10 de septiembre de 1986, fue cerrado el campo Abkatún durante tres días, para comprobar si este yacimiento y el campo Pol, estaban comunicados. Se introdujo un sensor de presión de alta sensibilidad en el pozo Pol-79, el cual comenzó a registrar 52 horas después del cierre un incremento de presión y al abrir nuevamente a producción el campo Abkatún cuatro días después cambio la tendencia en la presión de positiva a negativa.

El 23 de octubre de 1986, fue cerrado el campo Chuc y en el pozo Chuc-31, se registra un decremento en la presión, lo que es un comportamiento anormal en un campo cerrado. Con lo cual se concluyó que Chuc está asociado al mismo acuífero del campo Abkatún y del

campo Pol. Adicionalmente en marzo de 1987 se terminó el pozo Pek-1, localizado a 13 km al Este del campo Chuc y al realizarle una prueba en la formación Brecha Paleoceno resulta invadida con agua de 120,000 ppm y donde se mide una presión estática de 351.7 kg/cm^2 @ 4,290 mvbnm. En este pozo se observó una declinación en la presión por el efecto de extracción de hidrocarburos en los campos Abkatún, Pol y Chuc.

6. 5. 3. Resultados de las pruebas de inyección en “Inyección anticipada de agua”

1. Alto riesgo de canalización al inyectar en la zona cerca del contacto agua/aceite.
2. La presencia Tritio en los pozos productores muestreados, Indicó tiempos rápidos de surgencia entre pozos productores y pozos inyectoros.
3. Existencia de comunicación hidráulica en toda el área de interés.
4. Confirmación de la existencia de sistemas de fractura en la parte central del campo, con alto riesgo de canalización en el caso de inyectar cerca de la interfase agua/aceite.

6. 5 .4. Proyecto “Inyección de agua al complejo Abkatún-Pol-Chuc”

En el año de 1985 la producción en los campos (APC) registra una declinación de presión con similares pendientes por lo que se plantea el proyecto de inyectar agua en la interfase agua/aceite a los tres campos, con gastos promedio de inyección de 13 Mbpd/pozo y suponiendo pruebas de inyectividad se planea inyectar con una presión de 210 kg/cm^2 , con la necesidad de instalar 8 plataformas de inyección y la perforación de 76 pozos, compartiendo una planta de tratamiento y acueductos que no fue realizado debido a los resultados de la de la prueba piloto.

6. 4. 5. Inyección de agua “Proyecto de Inyección Integral de Agua al Complejo Abkatún-Pol-Chuc”

Después de los resultados se planteó el nuevo esquema del proyecto, “Proyecto de Inyección Integral de Agua al Complejo Abkatún-Pol-Chuc” en el año de 1998, el cual fue puesto en operación el 20 de marzo de 1991. Se seleccionó una zona de inyección para instalar cinco plataformas y perforar 24 pozos inyectoros, en una franja de 13 x 3 km, orientada en dirección SW-NE y a 6 km de distancia en promedio, de los campos Abkatún, Pol y Chuc, con una profundidad de la Brecha Paleoceno, de 4,300 mvbmr.

Objetivos.

1. Mantener la presión en los yacimientos de los campos del Complejo APC.
2. Incrementar el factor de recuperación de aceite, de 39% por comportamiento primario a 42% por recuperación secundaria, a través de un proceso de inyección de agua para tener un beneficio de 749 [MMbbls].

Los elementos para implantar la inyección integral de agua se basaron en la información y experiencia obtenida durante la prueba piloto.

1. Pruebas de compatibilidad del agua de inyección con agua de formación.
2. Pruebas de Interferencia.
3. Inyección de trazadores.
4. Toma de registros de producción.
5. Pruebas de inyectividad.
6. Pruebas PVT.
7. Registros geofísicos.

Una vez iniciada la inyección de agua, se procedió a llevar un monitoreo y un control estricto de la presión y de los fluidos aportados de los pozos productores de los yacimientos de los campos, con la finalidad de definir las adecuaciones necesarias en la optimización del sistema integral de inyección.

En forma simultánea, se realizó una prueba de interferencia para verificar físicamente, los efectos del inicio de la inyección de agua, teniendo tiempos muy cortos de respuesta: de seis a diez horas, en dos de los pozos registrados (pozos de observación), no obstante que la distancia entre ellos era de hasta 7 km.

El cumplimiento del programa establecido de la cuota de inyección de agua, se vio afectado por la falta de pozos terminados, falla de equipo de filtración y disponibilidad del equipo de alta presión, operando de esta forma -con dificultades-, hasta finales de 1992.

6. 4. 6. Resultados. “Proyecto de Inyección Integral de Agua al Complejo APC”

Abkatún. La inyección de agua comenzó en marzo de 1991 y se reflejó en el mes de septiembre de 1991, para diciembre de 2005, la presión se mantuvo en un valor de 210 kg/cm² a un ritmo de producción de aceite de 31 Mbpd. La producción acumulada de aceite en el comportamiento primario fue de 1,974 MMb que representa un factor de recuperación del 39% y de 153 MMb adicionales por recuperación secundaria donde la suma de ambas recuperaciones corresponde a un factor de recuperación de 42%, y donde aún queda una reserva remanente por extraer de 41MMb, la cual se estima obtener hasta septiembre de 2013 con lo que se obtendría un factor de recuperación de 43% de un volumen original de 5,044 MMb.

Pol. Alcanza su máxima producción en marzo de 1991, con una producción de 169 Mbpd y se esperaba que para octubre de 1991 presentara una caída en la producción a un valor de 121 Mbpd, pero debido al efecto de inyección de agua se logra mantener una plataforma de producción de 170 Mbd hasta agosto de 1993, donde inicia la declinación de producción.

La producción de aceite a diciembre de 2005 fue de 15 Mbpd y una presión de 235 kg/cm². El volumen acumulado producido de aceite fue de 789 MMb por comportamiento primario que representa el 35% del volumen original que corresponde a 2,253 MMb y 131 MMb adicionales por recuperación secundaria, alcanzando factores de recuperación 41% de la reserva original correspondiente para el año 2010.

Chuc. Alcanzó una producción máxima en enero de 1999 y sostuvo una plataforma de producción de 160 Mbpd hasta agosto de 2000, donde comienza su declinación. La presión promedio para el bloque Este fue de 243 kg/cm² a diciembre de 2005, mientras que para el bloque Oeste fue de 195 kg/cm² con un volumen acumulativo de 424 y 323 MMb respectivamente que suman 747 MMb. Se explota a 113 Mbpd y alcanza un factor de recuperación de 29% de comportamiento primario mientras que por recuperación secundaria alcanza un 36%. Para el año 2015 se proyecta lograr un factor de recuperación de 32% por primaria a 43% por recuperación secundaria de una reserva original de 2053 MMb.

Los resultados en el complejo APC muestran que el proyecto cumplió con el objetivo de evitar el depresionamiento abrupto de los yacimientos.

Las gráficas, A y B de la Figura 6.5, describen el comportamiento de producción de aceite y de la presión del yacimiento respectivamente, en el campo Abkatún.

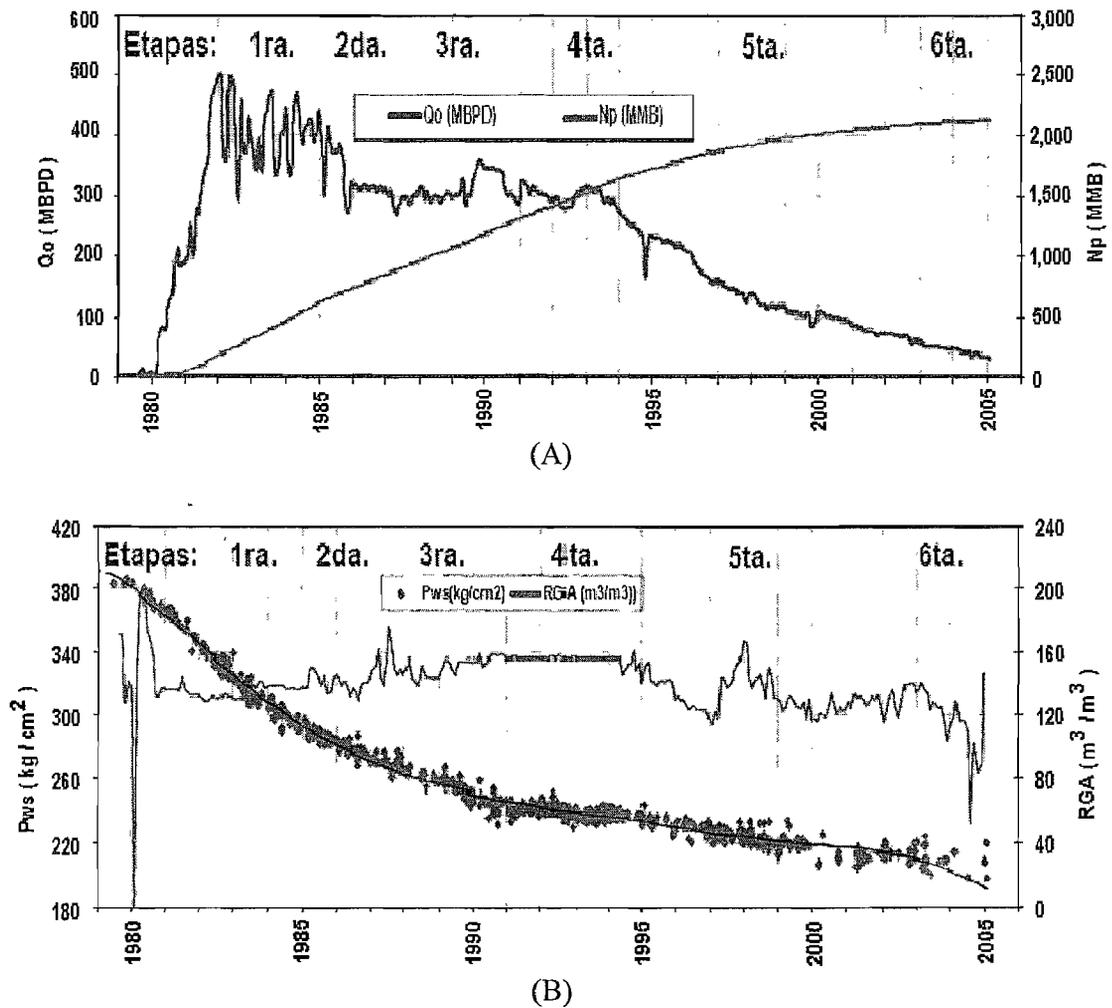


Figura 6. 5. Gráfica de presión-producción de aceite del campo Abkatún, (PEP, 2006).

La sección A de la Figura 6.5 muestra tres ejes con valores, eje vertical izquierdo, eje horizontal y eje vertical derecho, en el eje vertical izquierdo se muestran los valores correspondientes a los gastos de producción promedio anualizada, es decir, el valor promedio de producción de aceite durante un año en unidades de Mbd, al cual le corresponde la línea que presenta fluctuaciones crecientes y decrecientes. En el eje horizontal, se muestra el intervalo de tiempo en años, que va del año de 1979 al año 2005. El eje vertical derecho muestra los valores de producción de aceite acumulada en unidades de MMb, es decir la suma de las producciones anuales y al cual le corresponde la línea creciente. La sección B de la Figura 6.5, se compone de tres ejes, vertical izquierdo, horizontal y vertical derecho. El eje vertical izquierdo muestra la presión estática del yacimiento en unidades de kg/cm^2 y al cual le corresponden los valores de la línea que presenta tendencia decreciente. En el eje horizontal, se muestra el intervalo de tiempo en años, que va del año de 1979 al año 2005. El eje vertical derecho muestra los valores medidos de la relación gas-aceite promedio en unidades de m^3/m^3 y al cual le corresponde la línea que presenta fluctuaciones crecientes y decrecientes a lo largo del horizonte.

En la sección B de la Figura 6.5, se puede observar que en el periodo de los años 1980 a 1982 existe una fuerte declinación en la presión del yacimiento. Por lo que se concibe el proyecto inicial de inyección de agua en el campo Abkatún llamado “Inyección de Agua al acuífero asociado en el campo Abkatún” que tiene como premisa evitar el depresionamiento abrupto del campo. El campo se mantiene como un yacimiento bajo-saturado con un promedio en el valor de presión de $210 \text{ kg}/\text{cm}^2$ al año 2005, el valor de presión de saturación del aceite del campo es de $175 \text{ kg}/\text{cm}^2$.

Ambas secciones de la figura 6.5 pueden dividirse en seis etapas:

1^{ra} y 2^{da} etapa. Refieren el desarrollo hasta alcanzar 35 pozos productores, manifestando caídas de presión de hasta $95 \text{ kg}/\text{cm}^2$, ver sección B de la Figura 6.5. Inicio de la “Inyección de Agua Anticipada”, sin incremento de presión, pero si se produce una rápida irrupción de agua en pozos productores reduciendo la producción.

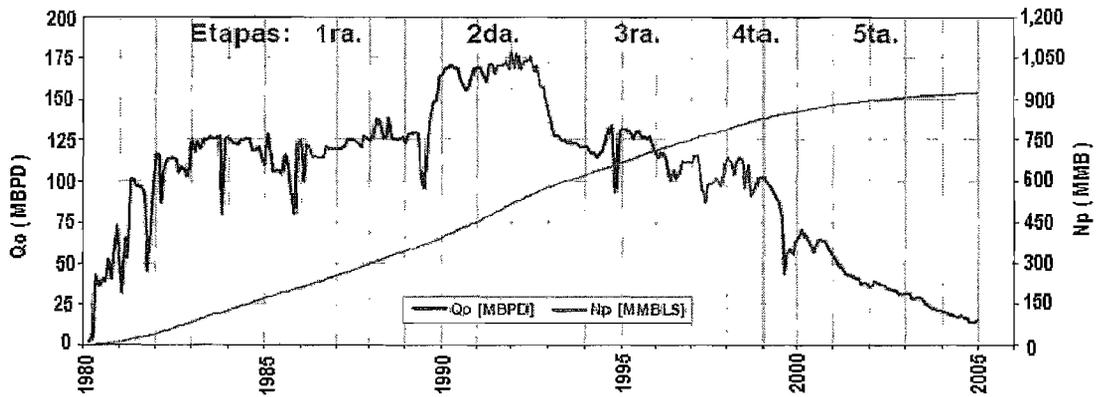
3^{ra} etapa. Se perforan más pozos hasta alcanzar 39 pozos productores, aumento de la producción de aceite ver sección A de la Figura 6.5, pero con una tendencia de presión decreciente, ver sección B de la Figura 6.5.

4^{ta} etapa. Inicia la “Inyección Integral de agua al Complejo APC” que logra una disminución en la tendencia de caída de presión, ver sección B de la Figura 6.5, hasta el año de 1994, se presenta flujo fraccional reduciendo el número de pozos productores a 32.

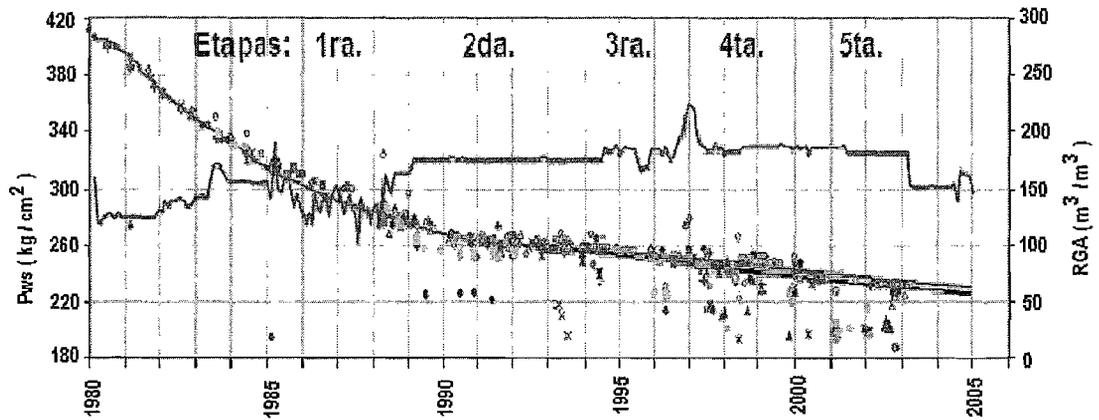
5^{ta} etapa. Cierre de pozos debido a producción de agua, número de pozos productores 13, se observa una declinación de la presión de $20 \text{ kg}/\text{cm}^2$.

6^{ta} y última etapa. Se implanta un sistema artificial de tipo bombeo electro-centrifugo se mantienen los 13 pozos productores y también se observa una disminución en la producción de aceite, sección A de la Figura 6.5.

Las gráficas A y B de la Figura 6.6, describen el comportamiento de producción de aceite y de la presión del yacimiento respectivamente, en el campo Pol.



(A)



(B)

Figura 6. 6. Gráfica de presión-producción de aceite del campo Pol, (PEP, 2006).

La sección A de la Figura 6.6 muestra tres ejes con valores, eje vertical izquierdo, eje horizontal y eje vertical derecho, en el eje vertical izquierdo muestra los valores correspondientes a los gastos de producción promedio anualizada, es decir el valor promedio de producción de aceite durante un año en unidades de Mbd, al cual le corresponde la línea que presenta fluctuaciones crecientes y decrecientes. En el eje horizontal, se muestra el intervalo de tiempo en años, que va del año de 1980 al año 2005. El eje vertical derecho muestra los valores de producción de aceite acumulada en unidades de MMB, es decir la suma de las producciones anuales y al cual le corresponde la línea creciente. La sección B de la Figura 6.6, se compone de tres ejes, vertical izquierdo, horizontal y vertical derecho. El eje vertical izquierdo muestra la presión estática del yacimiento en unidades de kg/cm^2 y al cual le corresponden los valores de la línea que presenta tendencia decreciente. En el eje horizontal, se muestra el intervalo de tiempo en

años, que va del año de 1980 al año 2005. El eje vertical derecho muestra los valores medidos de la relación gas-aceite promedio en unidades de m^3/m^3 y al cual le corresponde la línea que presenta fluctuaciones crecientes y decrecientes a lo largo del horizonte. Ambas secciones pueden dividirse en cinco etapas de acuerdo con la historia del campo, las cuales se describen a continuación:

1^{ra} etapa. Desarrollo del campo en el periodo de 1981 a 1991 con un máximo de 18 pozos productores y una presión inicial de 405 kg/cm^2 , en la sección B de la Figura 6.6 se puede observar alta declinación en la presión de 405 kg/cm^2 a 264 kg/cm^2 .

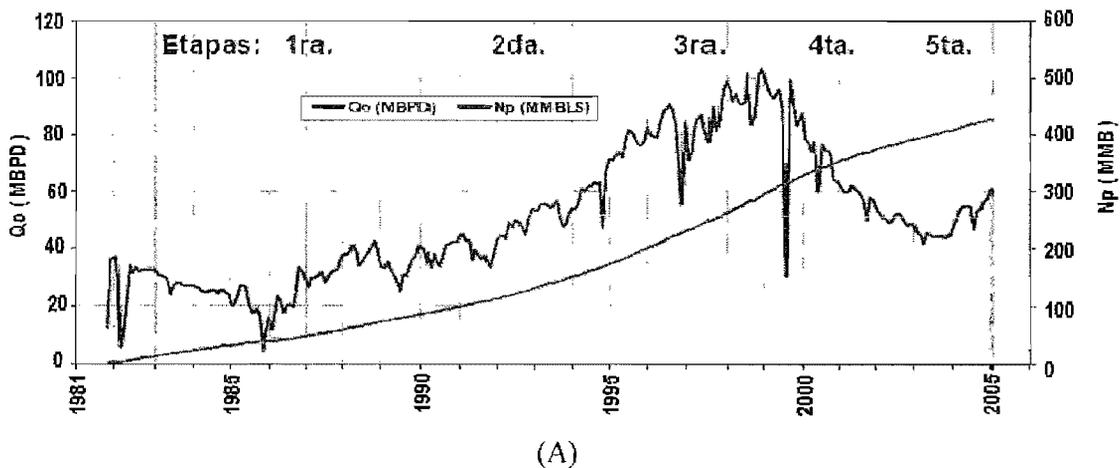
2^{da} etapa. La sección A de la Figura 6.6 muestra una producción sostenida con un pico de 176 Mbd hasta 1993, durante esta misma etapa se lleva a cabo la “Inyección Integral de agua al Complejo APC”, que logra reducir la tendencia de presión.

3^{ra} etapa. Cierre de pozos reduciendo a solo 13 de los 18 pozos productores por alto flujo de agua, disminución de la producción de 170 a 117 Mbd, ver sección A de la Figura 6.6, se realizan reparaciones en los pozos para corregir la entrada de agua.

4^{ta} etapa. Alcanza la presión de saturación que tiene un valor de 245.1 kg/cm^2 . Debido a los altos cortes de agua y carencia de presión se decide optimizar las instalaciones de producción para reducir la contrapresión de los pozos de esta forma se logra elevar la producción de 86 a 111 Mbd.

5^{ta} etapa. Declinación de la producción de 67 Mbd a 16 Mbd los pozos productores de la formación BP tuvieron que cerrarse por alta aportación de agua.

Las gráficas, A y B de la Figura 6.7, describen el comportamiento de producción de aceite y de la presión del yacimiento respectivamente, en el bloque del campo Chuc-Este.



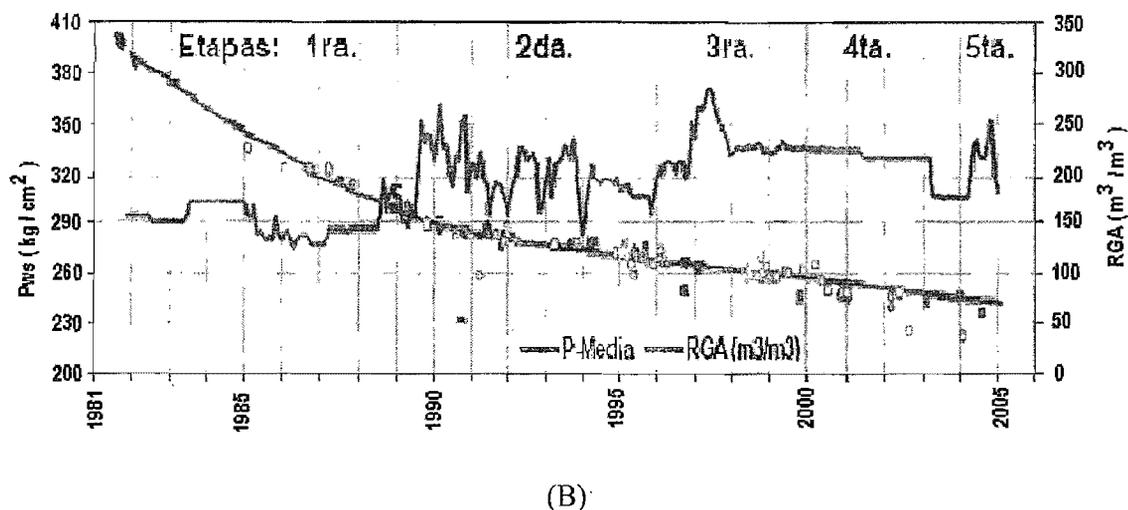


Figura 6. 7. Gráfica de presión-producción de aceite del campo Chuc-Este, (PEP, 2006).

La sección A de la Figura 6.7 muestra tres ejes con valores, eje vertical izquierdo, eje horizontal y eje vertical derecho, en el eje vertical izquierdo muestra los valores correspondientes a los gastos de producción promedio anualizada, es decir el valor promedio de producción de aceite durante un año en unidades de Mbd, al cual le corresponde la línea que presenta fluctuaciones crecientes y decrecientes. En el eje horizontal, se muestra el intervalo de tiempo en años, que va del año de 1981 al año 2005. El eje vertical derecho muestra los valores de producción de aceite acumulada en unidades de MMb, es decir la suma de las producciones anuales y al cual le corresponde la línea creciente. La sección B de la Figura 6.7, se compone de tres ejes, vertical izquierdo, horizontal y vertical derecho. El eje vertical izquierdo muestra la presión estática del yacimiento en unidades de kg/cm^2 y al cual le corresponden los valores de la línea que presenta tendencia decreciente. En el eje horizontal, se muestra el intervalo de tiempo en años, que va del año de 1981 al año 2005. El eje vertical derecho muestra los valores medidos de la relación gas-aceite en unidades de m^3/m^3 y al cual le corresponde la línea que presenta fluctuaciones crecientes y decrecientes a lo largo del horizonte. Ambas secciones pueden dividirse en cinco etapas de acuerdo con la historia del campo, las cuales se describen a continuación:

1^{ra} etapa. Desarrollo del campo en el periodo que comprende los años 1982 a 1989 con 7 pozos productores, la presión inicial del campo fué de $399 \text{ kg}/\text{cm}^2$. En la sección B de la Figura 6.7, se puede observar alta declinación de la presión en este periodo, que disminuye hasta $296 \text{ kg}/\text{cm}^2$, con un pico máximo de producción de 42 Mbd, ver la sección A de la Figura 6.7.

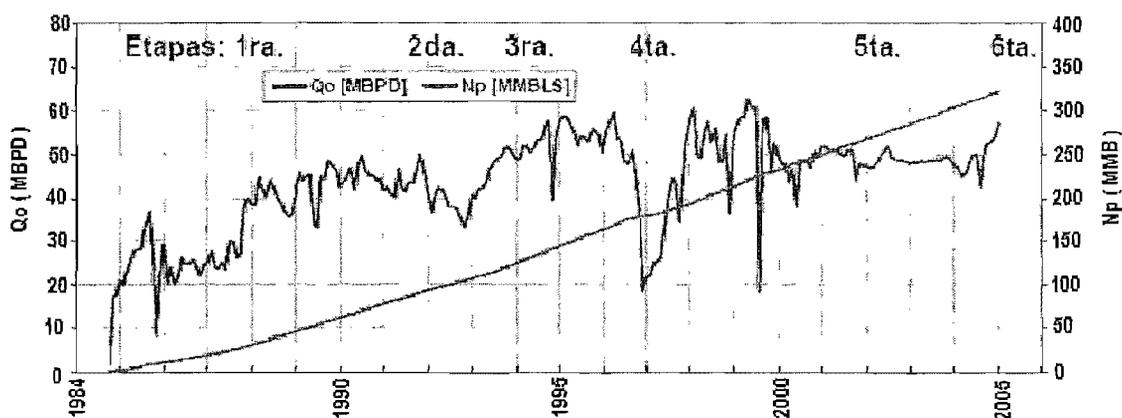
2^{da} etapa. Se efectuaba el mantenimiento de presión por la inyección "Inyección Integral de agua al Complejo APC" aumentando la producción de aceite hasta 63 Mbd, ver la sección A de la Figura 6.7. Como una consecuencia de la inyección disminuye la tendencia en la caída de presión, ver la sección B de la Figura 6.7.

3^{ra} etapa. Perforación de 3 pozos adicionales sumando un total de 10 pozos productores, efectuando reparaciones en pozos debido al alto flujo de agua, aumentando la producción de 63 a 103 Mbd, ver sección A de la Figura 6.7.

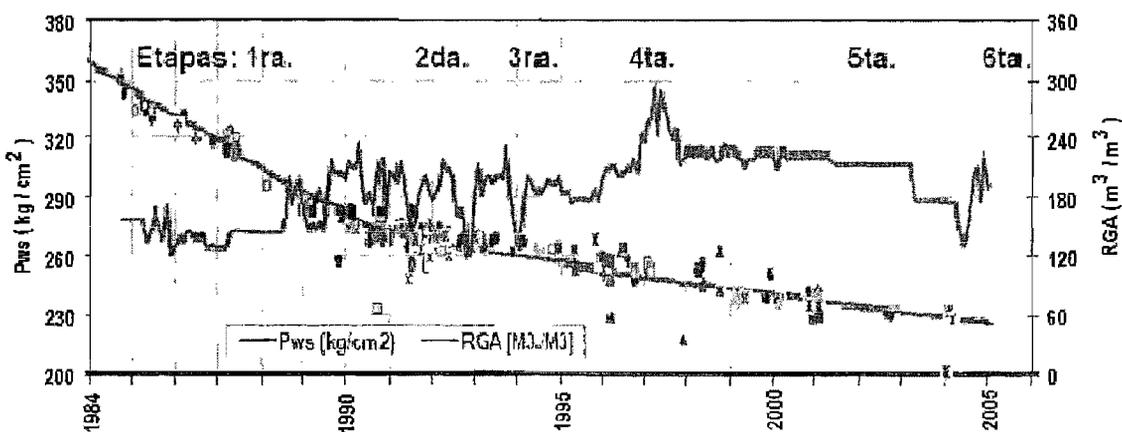
4^a etapa. Cierre de pozos por alta aportación de agua, como consecuencia, se reduce la producción a 61 Mbd, ver sección A de la Figura 6.7.

5^a y última etapa. Implementación del sistema artificial tipo bombeo neumático, que incrementa la producción de 44 a 60 Mbd, ver sección A de la Figura 6.7. En ésta última etapa, la presión promedio del campo se encuentra una unidad por encima de la presión de saturación que es de 243 kg/cm², ver la sección B de la Figura 6.7.

Las gráficas, A y B de la Figura 6.8, describen el comportamiento de producción de aceite y de la presión del yacimiento respectivamente, en el bloque del campo Chuc-Oeste.



(A)



(B)

Figura 6. 8. Gráfica de presión-producción de aceite del campo Chuc-Oeste, (PEP, 2006).

La sección A de la Figura 6.8 muestra tres ejes con valores, eje vertical izquierdo, eje horizontal y eje vertical derecho, en el eje vertical izquierdo muestra los valores correspondientes a los gastos de producción promedio anualizada, es decir el valor promedio de producción de aceite durante un año en unidades de Mbd, al cual le corresponde la línea que presenta fluctuaciones crecientes y decrecientes. En el eje horizontal, se muestra el intervalo de tiempo en años, que va del año de 1984 al año 2005. El eje vertical derecho muestra los valores de producción de aceite acumulada en unidades de MMB, es decir la suma de las producciones anuales y al cual le corresponde la línea creciente. La sección B de la Figura 6.8, se compone de tres ejes, vertical izquierdo, horizontal y vertical derecho. El eje vertical izquierdo muestra la presión estática del yacimiento en unidades de kg/cm^2 y al cual le corresponden los valores de la línea que presenta tendencia decreciente. En el eje horizontal, se muestra el intervalo de tiempo en años, que va del año de 1984 al año 2005. El eje vertical derecho muestra los valores medidos de la relación gas-aceite en unidades de m^3/m^3 y al cual le corresponde la línea que presenta fluctuaciones crecientes y decrecientes a lo largo del horizonte. Ambas secciones pueden dividirse en seis etapas de acuerdo con la historia del campo, las cuales se describen a continuación:

1^{ra} etapa. Desarrollo del bloque Oeste del campo de 1984 a 1989 con un número máximo de nueve pozos productores, en la sección B de la Figura 6.8, se puede observar una alta declinación de la presión de 350 a 270 kg/cm^2 , se incrementa la producción hasta 45 Mbpd de aceite ver sección A de la Figura 6.8.

2^{da} etapa. La producción disminuye de 45 a 33 Mbpd, ver sección A de la Figura 6.8. En esta etapa se realizó la “Inyección Integral de agua al Complejo APC” y se tiene un menor efecto sobre el bloque a la inyección de agua.

3^{ra} etapa. Se desarrollan pozos productores adicionales y se incrementa la producción a 58 Mbpd, ver sección A de la Figura 6.8, declina ligeramente la presión manteniéndose cercana a 300 kg/cm^2 , ver sección B de la Figura 6.8.

4^{ta} etapa. Accidente en la plataforma Chuc-A, cierre de pozos de 1997 a 1998, se restablecen las cuotas de producción y se mejoran. Optimización de las instalaciones para reducir la contrapresión en los pozos, instalación de un separador remoto en Chuc-A. La producción alcanza un pico de hasta 62 Mbpd en 1998.

5^{ta} etapa. Cierre de pozos por baja presión, consecuentemente la producción disminuye a un valor de 49 Mbpd, ver sección A de la Figura 6.8, se mantiene la tendencia en la presión durante cuatro años.

6^{ta} y última etapa. Implantación del sistema artificial de producción del tipo bombeo neumático reincorporando pozos a producción e incrementando la producción a 57 Mbpd de aceite, ver sección A de la Figura 6.8. La zona Oeste del campo Chuc mantiene un promedio de la presión estática de 226 kg/cm^2 al año 2005 sin alcanzar el valor de presión de saturación, que tiene un valor de 213 kg/cm^2 .

6. 5. Proyecto de recuperación adicional del caso de estudio

Se contempla un proyecto de recuperación secundaria mediante la inyección de nitrógeno (N₂), este proyecto aún se encuentra en una etapa de planeación.

6. 6. Tablas de datos de los campos (APC)

Datos generales	Abkatún	Pol	Chuc (Oeste)	Chuc (Este)	Unidad de medida
Descubrimiento	1979	1980	1984	1981	Años
Inicio de explotación	1980	1981	1984	1982	Años
Tipo de fluido	Aceite ligero y gas asociado	---			
Área	71	58	21	20	Km ²
Tirante de agua	30	34	30	30	m

Tabla 6. 4. Datos generales de los campos (APC).

Datos geológicos-estructurales	Abkatún	Pol	Chuc (Oeste)	Chuc (Este)	Unidad de medida
Espesor promedio bruto	850	230	450	450	m
Tipo de trampa	Anticlinal, orientado NW-SE Asociado a un acuífero	Anticlinal alargado con orientación Este-Oeste, asociado a un acuífero	Anticlinal, alargado con orientación NE-SW, asociado a un acuífero	Anticlinal alargado con orientación NE-SW, asociado a un acuífero	---
Formaciones productoras	Brecha del Paleoceno, Cretácico Superior y Medio	Brecha del Paleoceno, Cretácico Superior, Medio e Inferior	Brecha del Paleoceno Cretácico Medio e Inferior	Brecha del Paleoceno Cretácico Medio e Inferior	---
Litología	Calizas dolomizadas, con abundante presencia de fracturas y vórgulos	Calizas dolomizadas, con abundante presencia de fracturas y vórgulos	Calizas dolomizadas, con abundante presencia de fracturas y vórgulos	Calizas dolomizadas, con abundante presencia de fracturas y vórgulos	---

Tabla 6. 5. Datos geológicos- estructurales.

Datos de profundidad y contactos	Abkatún	Pol	Chuc (Oeste)	Chuc (Este)	Unidad de medida
Profundidad media del yacimiento	3,610	3,690	4,150	4,015	mbnm
Contacto agua-aceite original	3,810	3,961	-----	3,900	mybnm
Contacto agua-aceite actual	3,180	3,750	3,800	3,825	----

Tabla 6. 6. Datos de profundidad y contactos.

Datos de los fluido	Abkatún	Pol	Chuc (Oeste)	Chuc (Este)	Unidad de medida
Densidad del aceite	28	31	32	30	°API
Viscosidad @ c.y.	0.58	0.3	0.45	0.25	cp
RGA promedio	128	141	140	225	m ³ /m ³

Tabla 6. 7. Datos de los fluidos.

Datos de la roca	Abkatún	Pol	Chuc (Oeste)	Chuc (Este)	Unidad de medida
Permeabilidad media (k)	1,000-5,000	1,000-4,000	3,000	3,000	mD
Saturación inicial de agua (Swi)	12-25	14	14	20-25	%
Porosidad (ϕ)	8.2	9.9	6.9	6.9	%

Tabla 6. 8. Datos de la roca.

Datos de presión y temperatura	Abkatún	Pol	Chuc (Oeste)	Chuc (Este)	Unidad de medida
Presión inicial (Pi)	386.0	405.0	369.7	399.0	kg/cm ²
Presión de saturación (Pb)	175.0	245.1	213.0	243.0	kg/cm ²
Presión @ 2005	210.8	235.7	226.0	244.0	kg/cm ²
Temperatura del yacimiento (Ty)	135	140	142	142	°C

Tabla 6. 9. Datos de presión y temperatura.

El complejo Abkatún-Pol-Chuc a la fecha ha producido por más de 25 años, además se encuentra prácticamente en el ocaso de la recuperación secundaria, de tal forma que presenta una etapa de declinación avanzada en la producción de aceite. Por otro lado el volumen original del complejo es de 9,350 MMB –ver la Tabla 6.7- de los cuales se tiene un factor de recuperación de 41 % al año 2005 –ver Figura 6.9-, por lo que aún se encuentra un volumen de hidrocarburos remanente del volumen original de 5,556 MMB que representa el 59 % de dicho volumen.

Campo	Volumen de la recuperación primaria MMB	Volumen de la recuperación secundaria MMB	Volumen remanente MMB	Volumen original MMB
Abkatún	1,974	153	2,917	5,044
Pol	789	131	1,333	2,253
Chuc (Este y Oeste)	599	148	1,306	2,053
Total	3,362	432	5,556	9,350

Nota: Valores al año 2005

Tabla 6. 10. Volúmenes de hidrocarburos de los campos Abkatún, Pol y Chuc.

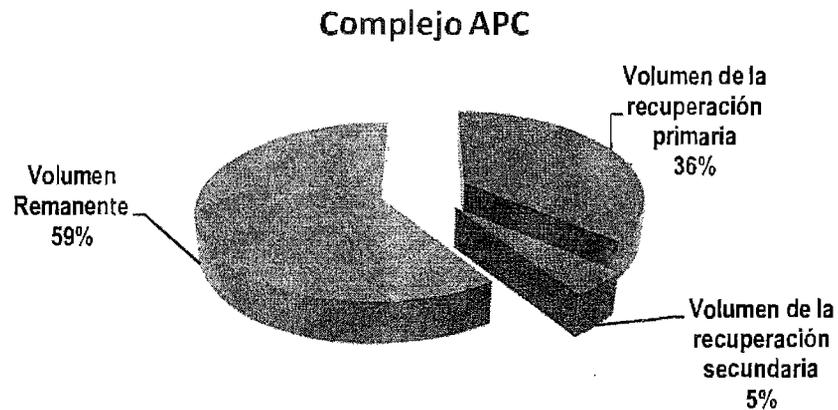


Figura 6. 9. Porcentaje de los volúmenes de recuperación durante las etapas de recuperación primaria y secundaria en el complejo Abkatún-Pol-Chuc (APC).

Extraer los hidrocarburos remanentes no es una tarea sencilla y se dificulta aún más cuando las características de los yacimientos son demasiado complejas -como las que presentan los campos en cuestión-, no obstante, se disponen de experiencia, personal altamente calificado y de nuevas tecnologías que hace 30 años no existían, debido a lo anterior y a la gran cantidad de hidrocarburos remanentes, se sugiere implantar un proceso de recuperación mejorada, tomando como base la administración integral de yacimientos aplicada a campos maduros -de la cual se han obtenido buenos resultados alrededor del mundo-, para cada uno de los tres campos, con la premisa de maximizar el valor económico de los hidrocarburos y aumentar el factor de recuperación en los campos que comprenden el complejo APC. Así mismo de acuerdo con la información de estos campos y tomando en cuenta los criterios de evaluación para yacimientos propuestos a un método de recuperación mejorada de J. J. Taber, se puede comentar que:

- La inyección de surfactantes puede presentar dificultades debido al contenido de yeso en la formación y la temperatura mayor a 79 °C que presentan dichos campos.
- La inyección de polímeros puede ser una buena opción si es posible diseñar algún polímero que tolere la temperatura de los yacimientos de hasta 142 °C.
- La opción de inyección de alcalinos presenta dificultad debido a la temperatura.
- La inyección de CO₂ se dificulta en cuanto a que presenta problemas de corrosión en las instalaciones, disponibilidad de la materia prima, costo de adquisición elevado entre otros.
- Debido a la fuerte entrada de agua y las excesivas fracturas, la inyección de vapor no debe considerarse.

- La inyección de aire, sólo debe ser utilizado en arenas.
- La inyección miscible de nitrógeno se presenta como una buena opción y que de acuerdo a los criterios de evaluación este método requiere de una densidad mayor a 35 °API, viscosidad de menor de 0.4 cp, alto porcentaje de hidrocarburos ligeros, una saturación de aceite promedio mayor de 40%, la composición de la formación pueden ser arenas o carbonatos con fracturas y alta permeabilidad, la profundidad puede ser mayor de 6,000 pie y la temperatura no es un valor crítico, además se dispone de una planta de producción de nitrógeno entre otras ventajas. Aunque en una primera revisión y de acuerdo a los criterios de selección la inyección de nitrógeno parece ser la mejor opción, deben realizarse los estudios correspondientes, con el fin de establecer la factibilidad técnica, que será sustentada con minuciosos análisis de laboratorio para abrir la posibilidad a una eventual implantación del método en el marco de la administración integral de yacimientos para aumentar las probabilidades de éxito en la aplicación del método.

7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En décadas pasadas existieron muchos proyectos, procesos y operaciones de campo que han alcanzado con numerosos éxitos, todos o algunos de sus objetivos planteados desde el inicio, sin que exista en el sentido estricto de la oración “una verdadera administración de yacimientos”, lo cual conllevó a correr riesgos innecesarios o tal vez generaron situaciones de incertidumbre. Sin embargo los riesgos e incertidumbres siempre se encuentran presentes en las prácticas de la industria de explotación de los hidrocarburos y son justificables -necesarios- cuando existen bases teóricas fundamentadas en la razón que apuntan y se orientan hacia el éxito o bien hacia los proyectos, procesos y operaciones que pueden realizarse careciendo de dichos fundamentos teóricos medios y herramientas no aplicadas -riesgo innecesario- que permitan disminuir tales riesgos, lo que conlleva a aumentar las probabilidades de pérdidas económicas y la frustración del equipo y la alta dirección.

El proceso administrativo como tal, involucra el establecimiento de la estrategia, el desarrollo de un plan, su implantación y monitoreo, la evaluación, retroalimentación y terminación, modificar tal proceso es equiparable a modificar el método científico, ya que dicho proceso es la base de la administración en general, sin embargo son perfectibles la forma de llevar a cabo cada una de las etapas del proceso, como lo es la planeación y la organización, en lo que al respecto existen variedad de teorías. Otra área de oportunidad importante son las herramientas tecnológicas que contribuyen a alcanzar satisfactoriamente cada uno de los objetivos. Es decir, se puede mejorar los recursos o su integración, de los cuales la administración se vale para alcanzar los objetivos planteados y donde estos últimos dependerán de la naturaleza de los proyectos. Es por esto que se recomienda como siguiente paso plantear la realización de sistemas expertos en administración integral de yacimientos, que contengan la información disponible sobre los diversos proyectos y operaciones de campo ya realizadas en otros campos y yacimientos y con todo este cúmulo de experiencia aprovechar el conocimiento en proyectos anteriores y poner especial atención en los puntos críticos de cada uno de los diferentes proyectos. Como soporte el sistema podría contar con indicadores y parámetros económicos y emitir una recomendación basada en la probabilidad, que conlleve a tomar las decisiones con el menor de los riesgos.

En la implantación del proceso de la administración integral de yacimientos a nivel de un proyecto, de un proceso o de una operación de campo se identifican necesidades diferentes, por lo que se recomienda descomponer cada componente en sus unidades más fundamentales y plantear en cada una de ellas y en forma organizada, la necesidad de cada elemento, cómo es que debe funcionar y el objetivo que debe conseguir, planteando primeramente su factibilidad técnica y después su factibilidad económica, es decir esperar el momento oportuno para planear las estrategias que permitirán alcanzar cada uno de los

objetivos de los elementos cuidando siempre que no se pierda su integración con los demás. Por lo que respecta al desarrollar un plan de ejecución, este debe ser flexible y adaptable, si se están alcanzando los objetivos planteados, también es necesario ejecutar el plan de monitoreo y evaluación de lo contrario corregir la falla y si es necesario replantear las estrategias o la ejecución del plan y por último concluirlo.

La administración integral de yacimientos aplicada en forma adecuada; maximiza el valor económico de los hidrocarburos, aumenta los factores de recuperación en los yacimientos, y es fácil de implementar a campos maduros. Lo cual no quiere decir que su complejidad sea elemental, debido a que coexisten heterogeneidades inherentes a la naturaleza del yacimiento, por lo que en este trabajo se establece una guía práctica y metodológica que aumenta las probabilidades de éxito en cualquier proyecto de campo a través de grupos multidisciplinarios los estudios integrales y mediante el estudio y monitoreo de cada uno de los componentes de los yacimientos y operaciones que se llevan a cabo, además de evaluarlos en forma objetiva para llevarlos al buen término, corrigiendo los problemas y eliminando riesgos.

La administración integral de yacimientos; sugiere la asignación y distribución de los recursos humanos, tecnológicos y financieros en forma óptima, implementando técnicas adecuadas referentes a la organización y planeación utilizando el concepto de sinergia entre todas las áreas y cada una de las disciplinas que contribuyen a la explotación de hidrocarburos de un yacimiento o campo, lo que permite mejorar su propio desarrollo, por lo que la administración integral de yacimientos dada su naturaleza es un concepto dinámico, así como la integración de las diferentes especialidades que participan, por lo que esta disciplina continuará evolucionando.

El presente trabajo a diferencia de la publicación anterior conocida como “*Administración integral de yacimientos: enfoque moderno de trabajo en equipo*” está orientada principalmente al área de aplicación de la administración integral de yacimientos en campos maduros, en el cual además de describir los mecanismos de recuperación mejorada se incluyen los criterios de evaluación de yacimientos, propuestas de un equipo de trabajo y una perspectiva unificada de los estudios integrales de yacimiento, además de presentar como se conjugan cada uno sus elementos con el fin de alcanzar la implantación de una prueba piloto, explicando sus particularidades y las diferencias que existen con las pruebas de campo a otras escalas, haciendo especial énfasis en el monitoreo y supervisión de una inyección de agua y algunas tecnologías que son aplicadas en la explotación de yacimientos.

La metodología descrita en el presente trabajo ya ha sido implantada y probada por muchas compañías, por lo que el presente trabajo no pretende que se reinventen o generen nuevos esquemas, lo que pretende es poner al alcance la experiencia e información disponible, a todo aquel que quiera involucrarse en este apasionante mundo de la ingeniería petrolera y en particular de la administración integral de yacimientos. Estos esquemas han sido desarrollados por el Dr. Ganesh Thakur quien es uno de los pioneros en desarrollar esta metodología y que forma parte del presente trabajo a través de sus diversas publicaciones.

Por otra parte, en lo que respecta al caso de estudio los datos del proyecto de inyección de agua en los campos del Golfo de México fueron obtenidos, analizados y validados con publicaciones oficiales durante una estancia profesional en las instalaciones de PEP (Pemex Exploración y Producción) y de dónde se constató que los estudios integrales para implantar una prueba piloto, son un producto de las recomendaciones, asesorías y experiencias de especialistas y expertos en materia -ingenieros de campo-, además se sugiere la implantación de un método de recuperación mejorada en el marco de la administración integral de yacimientos aplicada a campos maduros.

Finalmente en relación al temario de la signatura de administración integral de yacimientos en el plan de estudios 2006 de la carrera de ingeniería petrolera y con base en el material descrito en este trabajo, se recomienda incluir en dicho temario un apartado con los elementos críticos a ser evaluados en cada uno de los procesos de recuperación secundaria y mejorada en el sentido del monitoreo y supervisión de cada uno de los procesos en respuesta a su implantación, es decir, después de tomar en cuenta los factores que intervienen para la selección del método de recuperación secundaria o mejorada, apuntar hacia los factores clave en lo que se debe enfocar la atención para cada uno de los procesos, por ejemplo; Según Talash en el caso de una inyección de agua los factores clave que deben monitorearse son:

- Los pozos de agua.
- Las instalaciones de inyección.
- Los pozos inyectoros.
- El yacimiento.
- Los pozos productores.
- Las instalaciones de producción.
- Los pozos de traspaso.
- El transporte de hidrocarburos.

Otro aspecto fundamental son los tipos de pruebas de campo que existen, como son:

- La prueba piloto.
- La prueba a pequeña escala.
- La comercial o de escala total.

Para las cuales, se debe incluir sus diferencias y los fines e importancias que tiene cada una de ellas.

Por último, se puede incluir un tópico relacionado a las últimas tecnologías aplicadas en algún aspecto de la explotación de hidrocarburos y como es que estas contribuyen a maximizar el valor de los hidrocarburos en el yacimiento campo.

Lo anterior tendrá como resultado enriquecer el objetivo general de la asignatura que es que *“El alumno aprenderá de la metodología de la administración integral de yacimientos y su aplicación durante todo el proceso de la vida productiva de un yacimiento petrolero”*

REFERENCIAS

1. Ahmed, U. (s.f.). Obtenido de <http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish04/aut04/editorial.pdf>
2. Arellano Flores, J. Á. (2003). *Tesis Análisis de riesgos y toma de decisiones para la industria petrolera*. México: Facultad de Ingeniería U.N.A.M.
3. Blackburn, J., Daniels, J., Dingwall, S., Hampden-Smith, G., Leaney, S., Joel, L., y otros. (2007). *Levantamientos de sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical*. Oilfield Review Winter.
4. Blake, R. R., Mouton, J. S., & Allen, R. L. (1989). *Como trabajar en equipo*. Colombia: Grupo Editorial Norma.
5. Brown, T., Burke, T., Kletzky, A., Haarstad, I., Hensley, J., Murchie, S., y otros. (2000). *Entrega de datos a tiempo*. Oilfield Review.
6. Certo, S. C. (1993). *Administración Moderna*. México: McGraw-Hill.
7. Chiavenato, I. (2001). *Administración Teoría, Proceso y práctica*. Bogotá: McGraw-Hill.
8. Chow Pangtay, S. (1987). *Petroquímica y Sociedad*. México: Fondo de Cultura Económica.
9. Cosentino, L. (2001). *Integrated reservoir studies*. Paris: Technip.
10. Craft, B. C., & Hawkins, M. F. (1959). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Prentice-Hall.
11. Don Leet, L., & Judson, S. (1979). *Fundamentos de geología física*. México: Limusa.
12. Eck, J., Ewherido, U., Mohammed, J., Ogunlowo, R., Ford, J., Fry, L., y otros. (2000). *Monitoreo en el fondo del pozo: su evolución*. Oilfield Review.
13. Ecopetrol. (abril - mayo). *Carta petrolera*. Edición 108.

14. Garaicochea P., F. (1972). *Apuntes de comportamiento primario de los yacimientos*. México: Facultad de Ingeniería U.N.A.M.
15. Garaicochea P., F., & Benitez H., M. Á. (1983). *Apuntes de terminación de pozos*. México: Facultad de Ingeniería U.N.A.M.
16. Garaicochea P., F., Bernal Huicochea, C., & López, O. O. (1991). *Transporte de hidrocarburos por ductos*. México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.
17. Goodlett, G. O., Honarpour, M. M., Chung, F. T., & Sarathi, P. S. (1986). *The Role of Screening and Laboratory Flow Studies in EOR Process Evaluation*. SPE.
18. Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (1991). *Metodología de la investigación*. México: McGraw-Hill.
19. J. J., T., & F. D., M. (1983). *Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery*. New México: SPE.
20. J. J., T., F. D., M., & R. S., S. (1997). *EOR Screening Criteria Revisted-Part 2: Applications and Impact of Oil Prices*. SPE.
21. Katzenbach, J. R., & Smith, D. K. (1995). *La sabiduría de los equipos*. México: Compañía Editorial Continental.
22. Margerison, C., & McCann, D. (1993). *Administración en equipo*. Buenos Aires: Ediciones Macchi.
23. Martínez Romero, N. (2007). *Apuntes de la clase de Administración integral de yacimientos*. México: Facultad de Ingeniería U.N.A.M.
24. Martínez Romero, N. (2003). *La caracterización dinámica, un factor clave para la administración de los yacimientos petrolíferos*. México: Trabajo de ingreso a la Academia de Ingeniería como Académico Titular en la Comisión de Especialidad de Ingeniería Petrolera.
25. Megginson, L. C., Mosley, D. C., & Pietri, P. H. (1988). *Administración*. México: Compañía Editorial Continental.
26. NASA, & Short, N. M. (30 de Junio de 2008). *The Remote Sensing Tutorial*. Obtenido de http://rst.gsfc.nasa.gov/Sect5/Sect5_5.html y http://rst.gsfc.nasa.gov/Sect2/Sect2_9.html

27. Oilfield-Review-Summer. (2001). *Mejoramiento de los yacimientos virtuales*.
28. PEP. *Complejo Abkatún-Pol-Chuc, Historia del Proyecto Integral de Inyección de Agua*. Gerencia de Producción Región Marina.
29. PEP. (2007). *Informe anual Recuperación Secundaria y Mejorada en México*.
30. PEP. (2006). *Inyección de agua en yacimientos naturalmente fracturado asociados a un acuífero común, Versión 1*.
31. PEP. (2007). *Las reservas de hidrocarburos de México*. México.
32. PEP. (2008). *Las reservas de hidrocarburos de México*. México.
33. PEP. (1998). *Plataforma Abkatún-I, Evaluación Final de la Inyección Anticipada*. Cd. Del Carmen, Campeche: Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos División de Recuperación Secundaria y Mejorada.
34. Pérez García, T. E. (2007). *Apuntes de la materia Recuperación mejorada*. México: Facultad de Ingeniería U.N.A.M.
35. Petrobras. (s.f.). Obtenido de http://www2.petrobras.com.br/Petrobras/espanhol/plataforma/pla_campos_petroleo.htm
36. Reyes Aguirre, J. M. (2006). *Apuntes de la materia Comportamiento de pozos*. México: Facultad de Ingeniería U.N.A.M.
37. Rosales, A. C., & Sánchez, A. (2000). *Abkatún-Pol-Chuc Integrated Study: The Value of information*. Villahermosa, México: SPE.
38. Satter, A., & Ganesh C., T. (1994). *Integrated petroleum reservoir management a team approach*. Oklahoma: Penn Well Publishing Company.
39. Schlumberger. (2008). Obtenido de <http://www.slb.com/content/services/software/geo/petrel/index.asp>
40. Schlumberger. *Interpretación de perfiles Volumen I - Fundamentos*. New York.

Referencias

41. Talash, A. W. (1988). *An overview of waterflood surveillance and monitoring*. JPT.
42. Thakur G., C. (1998). administracion de yacimientos. *SPE* .
43. Thakur G., C. (1990). Reservoir Management: A Synergistic Approach. *SPE* .
44. Thakur G., C. (1996). *What is reservoir management?*
45. Total. (s.f.). Obtenido de http://www.total.com/static/en/medias/topic1026/mature-fields_2007.pdf
46. Trejo Reyes, G. (2007). *Apuntes de la materia de Simulación matemática de yacimientos*. México: Facultad de Ingeniería U.N.A.M.
47. Velásquez Franco, M. C. (2006). *Apuntes de la materia Principios de mecánica de yacimientos*. México: Facultad de Ingeniería U.N.A.M.
48. Villamar Viguera, M. (Diciembre de 2007). Notas del curso Caracterización de yacimientos. Facultad de Ingeniería U.N.A.M.
49. Weber, W. J., & Borchart, J. A. (2003). *Control de la calidad del agua Procesos fisicoquímicos*. Reverté.
50. World-Oil. (Noviembre 1978).

APÉNDICE A

NOMENCLATURA

Nomenclatura	Significado	Unidad de medida
A	Área	cm ² , m ² , km ² o acres
APC	Abkatún- Pol-Chuc	---
B _f	Factor de volumen	m ³ a c.y. /m ³ a c.s. o pie ³ a c.y./pie ³ a c.s. m ³ de aceite con su gas disuelto a c.y./m ³ de aceite a c.s. o pie ³ de aceite con su gas disuelto a c.y./pie ³ de aceite a c.s.
B _o	Factor de volumen del aceite	m ³ de aceite con su gas disuelto a c.y./m ³ de aceite a c.s. o pie ³ de aceite con su gas disuelto a c.y./pie ³ de aceite a c.s.
B _{oi}	Factor de volumen del aceite inicial	m ³ de aceite con su gas disuelto a c.y./m ³ de aceite a c.s. o pie ³ de aceite con su gas disuelto a c.y./pie ³ de aceite a c.s.
BP	Brecha del Paleoceno	
bpd	barriles por día	158.98 lt/ día
BTU	Unidades térmica británicas	1,054.35 Joules
B _w	Factor de volumen del agua	m ³ de agua con su gas disuelto a c.y./m ³ de agua a c.s. o pie ³ de agua con su gas disuelto a c.y./pie ³ de agua a c.s.
c.s.	Condiciones base o estándar	
c.y.	Condiciones de yacimiento	---
C _f	Compresibilidad de la formación	(m ³) ⁻¹ o (pie ³) ⁻¹
cm	centímetros	---
C _o	Compresibilidad del aceite	(m ³) ⁻¹ o (pie ³) ⁻¹
CO ₂	Bióxido de carbono	---
CO ₄	Tetra óxido de carbono	---
cp	centipoises	gr /cm-seg
C _w	Compresibilidad del agua	(m ³) ⁻¹ o (pie ³) ⁻¹
DST	pruebas de formación efectuadas a través de la sarta de perforación	---
E _i	Eficiencia de inyección	Fracción
E _D	Eficiencia de desplazamiento microscópica en fracción	Fracción
E _f	Expansión de la roca	Barriles, m ³ o pie ³
E _o	Expansión del aceite con su gas disuelto	Barriles, m ³ o pie ³
ER _p	Eficiencia de recuperación primaria	Fracción
E _v	Eficiencia de desplazamiento volumétrica	Fracción
EVB	Eficiencia de barrido volumétrico	Fracción
E _w	Expansión del agua de formación	Barriles, m ³ o ft ³
ft	Pie	---
gr	gramo	---
h	altura o espesor	metros o pie
Hr	Horas	---
IPR	Comportamiento de afluencia	---
JSK	Jurásico Superior Kimmeridgiano	---
JSO	Jurásico Superior Oxfordiano	---
k	Permeabilidad	mildarcy
k _f	Permeabilidad relativa al fluido	mildarcy
k _g	Permeabilidad al gas	mildarcy

<i>KI</i>	Cretácico Inferior	---
<i>km</i>	kilómetros	---
<i>KM</i>	Cretácico Medio	---
<i>KOH</i>	Hidróxido de potasio	---
<i>K_{ro}</i>	Permeabilidad relativa al aceite	fracción
<i>KS</i>	Cretácico Superior	---
<i>L</i>	Longitud	m, cm, pie, pulgadas
<i>lb</i>	Libras fuerza	---
<i>LE</i>	Longitud del émbolo	cm, pulgadas
<i>ln</i>	Logaritmo natural	---
<i>log</i>	Logaritmo base 10	---
<i>LP</i>	Líquido de petróleo	---
<i>m</i>	metros	---
<i>m</i>	metros	---
<i>M</i>	Razón de movilidades	Fracción
<i>mbnm</i>	metros bajo el nivel del mar	m
<i>Mbpd</i>	Miles de barriles por día	---
<i>mD</i>	milidarcy	cm ²
<i>meq</i>	miliequivalentes	---
<i>mg</i>	miligramos	---
<i>MMb</i>	Millones de barriles	---
<i>Mpcd</i>	Miles de pies cúbicos por día	---
<i>mvbmr</i>	metros verticales bajo la mesa rotaria	m
<i>mybnm</i>	metros verticales bajo el nivel del mar	m
<i>N</i>	Volumen original	Barriles, m ³ o pie ³
<i>N₂</i>	Nitrogeno	---
<i>NaCl</i>	Cloruro de sodio	---
<i>NE</i>	Noreste	---
<i>NO</i>	Noroeste	---
<i>N_p</i>	Volumen de aceite producido a condiciones estándar	Barriles, m ³ o pie ³
<i>°F</i>	Grados Fahrenheit	---
<i>O₂</i>	Oxígeno	---
<i>°API</i>	Grados API	---
<i>°C</i>	grados Celsius	---
<i>P</i>	Presión	libras/pulgada ² kgf/cm ² , absoluta o manométrica
<i>P</i>	Presión	libras/pulgada ² kgf/cm ² , absoluta o manométrica
<i>p.p.m.</i>	partes por millón	---
<i>P.T.</i>	Profundidad total	metros, pies
<i>Pb</i>	Presión de burbuja	libras/pulgada ² , absoluta o manométrica
<i>PCS</i>	Plataforma de control y servicios	---
<i>pg</i>	pulgadas	---
<i>PH</i>	Potencial de hidrogeno	---
<i>Pi</i>	Presión inicial	libras/pulgada ² kgf/cm ² , absoluta o manométrica
<i>PIH</i>	Plataforma habitacional	---
<i>psi</i>	libras por pulgada cuadrada manométricas	---
<i>PSI</i>	Plataforma satélite de inyección	---
<i>psia</i>	libras sobre pulgada cuadrada absoluta	---
<i>PTB</i>	Plataforma de tratamiento y bombeo	---
<i>PVT</i>	Presión, volumen y temperatura	---
<i>Pws</i>	Presión del fondo estática	libras/pulgada ² , absoluta o manométrica

q	gasto	$m^3/\text{día}$, barriles/día o $\text{pie}^3/\text{día}$
Q_i	Gasto de inyección de agua	$m^3/\text{día}$, barriles/día o $\text{pie}^3/\text{día}$
q_i	Gasto de la inyección de agua	$m^3/\text{día}$, barriles/día o $\text{pie}^3/\text{día}$
Q_{io}	Gasto de inyección de agua acumulada	barriles, metros^3 o pie^3
Q_o	Gasto de aceite	$m^3/\text{día}$, barriles/día o $\text{pie}^3/\text{día}$
q_w	Gasto de agua	$m^3/\text{día}$, barriles/día o $\text{pie}^3/\text{día}$
R	Razón gas aceite instantánea a condiciones estándar	m^3 de gas/ m^3 de aceite
r	Factor de recuperación	Fracción
R_{ba}	Radio del banco de aceite	pie
r_{bw}	Radio del banco de agua	pie
RGA	Relación gas aceite a condiciones estándar	pie^3 / barril
r_{ob}	Radio del banco de aceite	pie
$Rs.$	Relación de solubilidad	pie^3 de gas disuelto a c.s./ barriles de aceite a c.s.
SE	Suroeste	---
$seg.$	Segundo	---
S_f	Saturación de fluido	Fracción
S_{gci}	Saturación de gas al comienzo de la inyección.	Fracción
S_o	Saturación de aceite	Fracción
S_{oi}	Saturación de aceite inicial	Fracción
S_{or}	Saturación de aceite remanente	Fracción
S_{or}	Saturación de aceite residual	Fracción
SP	Potencial espontáneo	Fracción
SPM	Emboladas por minuto	---
SW	Suroeste	---
S_w	Saturación de agua	Fracción
SW	Suroeste	---
S_{wbt}	Saturación de agua promedio detrás del frente de inyección	Fracción
S_{wc}	Saturación de agua congénita	Fracción
T_y	Temperatura del yacimiento	$^{\circ}\text{F}$ o $^{\circ}\text{C}$
V_f	Volumen de fluido	barriles, metros^3 o pie^3
V_p	Volumen poroso	metros^3 o pie^3
W_e	Entrada de agua	Barriles, pie^3 o m^3
W_p	Volumen de agua producida @ C.S.	Barriles, pie^3 o m^3
$3D$	Tridimensional	---
$\%$	porcentaje	---
Δt	Tiempo de transito	microsegundos-pie
ϕ	Porosidad	Fracción
ϕh	Porosidad espesor	---
kh	Permeabilidad espesor	---
λ_D	Movilidad del fluido desplazante	mD/cp
λ_d	Movilidad del fluido desplazado	mD/cp
λ_f	Movilidad del fluido	mD/cp
μ	Viscosidad	centipoises
μ_f	Viscosidad del fluido	centipoises
μ_o	Viscosidad del aceite	centipoises
π	Pi	3.1416
Δp	diferencia de presión	libras/pulgada ² kg_f/cm^2

APÉNDICE B

GLOSARIO

Adsorción. Acumulación o concentración de sustancias en una superficie o interfase. El proceso puede ocurrir en una interfase que separa a dos fases, tales como líquido-líquido, gas-líquido, gas-sólido, o líquido-sólido. El material que se concentra en la superficie o se adsorbe se llama adsorbato y la fase adsorbente se llama adsorbente.

Absorción. Es un proceso en el cual las moléculas o átomos de una fase interpenetran casi uniformemente en los de otra fase constituyéndose una solución con esta segunda.

Aceite original. Cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, se puede expresar tanto a condiciones de yacimiento, como a condiciones de superficie.

Acre. Unidad de área equivalente a 43,560 pie² o 4,046.85 m².

Acuífero. Rocas permeables y porosas que permiten la transmisión y almacenamiento del agua.

Agua congénita. Agua que queda atrapada en un depósito sedimentario al tiempo que tal depósito se asienta.

Alcalino. Elementos situados en el grupo IA de la tabla periódica de elementos y que reaccionan con el agua para formar hidróxidos.

Anticlinal. Configuración de las rocas estratificadas que se pliegan, en que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta. Arco con la convexidad hacia arriba. El inverso de un anticlinal es un sinclinal.

Arcilla. Silicatos hidratados finamente cristalinos, que se forman como resultado del intemperismo de los silicatos minerales tales como el feldespato, la piroxena y la anfíbola. Las arcillas más comunes pertenecen a los grupos de la caolinita, montmorillonita e illita.

Arena. Partículas clásticas, compuestas comúnmente del mismo mineral cuarzo.

Asfalteno. Sustancia bituminosa, sólida o semisólida, de color café a negro. Se encuentra en estado natural, pero también se puede inducir su formación debido a las actividades de explotación en un yacimiento.

Banco de aceite. Volumen de aceite acumulado en un yacimiento por efecto de mecanismos de recuperación secundaria y mejorada.

Barrido. Significa desplazar el aceite de los poros de la roca para ser producido mediante la utilización de otro fluido.

Brecha. Roca sedimentaria clástica formada por fragmentos angulares de tamaño tal que un porcentaje apreciable del volumen de roca consta de partículas de tamaño gránulo o más grande.

Caliza. Roca sedimentaria compuesta en gran parte por el mineral calcita CaCO₃, formada ya sea por procesos orgánicos o por procesos inorgánicos. La mayoría de las calizas tienen textura clástica, particularmente la cristalina, son comunes. Las rocas carbonatadas, caliza y dolomita, constituyen cerca del 22 % de las rocas sedimentarias expuestas sobre el nivel del mar.

Campo. Área que consta de uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo a los mismos

aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas. Pueden existir dos o más yacimientos en un campo separados verticalmente por una capa de roca impermeable o lateralmente por barreras geológicas, o por ambas.

Campo maduro. Es aquel que ha pasado su pico máximo de producción y comienza a declinar, donde el mecanismo de producción ha sido de forma natural sin inducir o agregar energías externas que modifiquen sus condiciones originales.

Casquete de gas. Acumulación de fluidos en fase gaseosa en la parte más alta de la estructura de un yacimiento.

Compactación. Reducción del espacio poroso entre granos individuales como consecuencia de la presión de los sedimentos superyacentes o de las presiones resultantes de los movimientos terrestres.

Condiciones estándar. Son definidas por los reglamentos de los estados o países. En el estado de Texas las condiciones base son: $p=14.65 \text{ lb/pg}^2$ absoluta y $T=60^\circ \text{ F}$ en México se consideran de $p=14.69 \text{ lb/pg}^2$ absoluta y $T=60^\circ \text{ F}$.

Configuración de la inyección. Posición entre pozos productores e inyectores.

Craqueo. Procedimientos de calor y presión que transforman a los hidrocarburos de alto peso molecular y punto de ebullición elevado en hidrocarburos de menor peso molecular y punto de ebullición.

Disconformidad. Discordancia en la cual las capas de los lados no coinciden litológicamente.

Dolomía. Nombre de la roca que se compone principalmente del mineral dolomita.

Dolomita. Mineral compuesto de carbonato de calcio y magnesio, $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$.

Domo de sal. Masa de NaCl, normalmente de forma cilíndrica que ha sido empujada a través de los sedimentos circundantes hasta su posición actual. Las rocas receptoras que están encima y a los lados de los domos salinos retienen algunas veces petróleo y gas.

Drene. Cuando se reduce la saturación del fluido que moja.

Encogimiento. Es la disminución de volumen que experimenta una fase líquida por efecto de la liberación del gas disuelto y por su contracción térmica. El factor de encogimiento es el recíproco del factor de volumen de formación.

Enjarre. Es la formación de una capa de arcilla impermeable por depósito de los fluidos de perforación en la pared del agujero de un pozo en perforación.

Espesor neto. Resulta de restar al espesor total las porciones que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos.

Espesor total. Espesor desde la cima de la formación de interés hasta un límite vertical determinado por un nivel de agua o por un cambio de formación.

Estratificación. Estructura producida por el depósito de sedimentos en estratos o capas.

Estratigrafía. Parte de la geología que estudia el origen, composición, distribución y sucesión de estratos rocosos.

Exploración. Actividad realizada por geólogos y geofísicos para localizar yacimientos de hidrocarburos.

Facies sedimentarias. Acumulación de depósitos que muestran características específicas y gradúan lateralmente a otras acumulaciones sedimentarias formadas al mismo tiempo, pero que presentan características diferentes.

Factor de recuperación. Es la relación existente entre el volumen original de aceite, o gas, a condiciones atmosféricas y el volumen original de un yacimiento.

Factor de volumen del aceite. Factor que relaciona la unidad de volumen de fluido en el yacimiento con la unidad de volumen en la superficie. Se tienen factores de volumen para el aceite, para el gas, para ambas fases, y para el agua. Se pueden medir directamente de una muestra, calcularse u obtenerse por medio de correlaciones empíricas.

Falla. Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.

Falla inversa. Falla en la que el bloque del techo parece haberse movido hacia arriba con relación al bloque de piso.

Falla normal. Masa de roca en la que el bloque del techo parece haberse movido hacia abajo en relación con el bloque de piso.

Fase. Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida.

Fractura. Forma en la que un mineral se rompe cuando no tiene clivaje.

Fuerza capilar. Es el resultado de los efectos combinados de las tensiones en la interfase y de superficie, de tamaño y forma de los poros y del valor relativo de las fuerzas de cohesión de los líquidos, es decir, de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos.

Gas original. Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Geofísica. Ciencia que se ocupa de la investigación indirecta de la estructura del subsuelo utilizando las propiedades físicas y

aun químicas de las rocas, por medio de equipos y métodos especiales basados en el principio de que en cada lugar de observación todas las partes del subsuelo, en proporción a la distancia, manifiestan y denotan su presencia por medio de sus propiedades físicas. Los métodos geofísicos están encaminados a localizar estructuras geológicas favorables para la existencia de depósitos de valor comercial. En la exploración petrolífera el método geofísico más utilizado es el de la sismología.

Geología. Conjunto organizado de conocimientos referentes a la tierra; incluyendo tanto la geología física como la geología histórica.

Geología histórica. Rama de la geología que trata de la historia de la tierra incluyendo tanto la vida sobre la tierra como los cambios físicos sufridos por ella.

Gravedad API. Es la gravedad específica de un aceite crudo expresada en términos de los grados API, que se calcula mediante la siguiente relación: $API = (141.5 / \text{densidad relativa del aceite}) - 131.5$

Imbibición. Cuando aumenta la saturación de fluido que moja.

Instalaciones superficiales. Se refiere a los equipos conformados que van desde la cabeza del pozo hasta los tanques de almacenamiento.

Interfase. Se compone del prefijo "inter" de origen latino que significa "en medio de". Fase se refiere a los estados de la materia, líquido sólido y gas, por lo que interfase se refiere a en medio de las fases.

Ion. Partícula cargada que se forma cuando un átomo o un grupo de átomos neutros ganan o pierden uno o más electrones.

Irrupción. Volumen de agua producida por efecto de una inyección de agua.

Línea de descarga. Es una tubería que permite transportar la mezcla de hidrocarburos desde el pozo hasta el separador.

Litología. Rama de la geología que trata de las rocas, especialmente de su tamaño de grano, del tamaño de las partículas y de sus características físicas y químicas.

Lodo de perforación. Fluido empleados en las labores de perforación rotatoria de pozos, para remover el recorte del fondo, enfriar y limpiar la barrena, mantener estables las paredes y reducir la fricción entre las paredes del pozo y la herramienta de perforación (pueden ser base agua o base aceite).

Lutita. Roca sedimentaria detrítica de grano fino constituida por partículas del tamaño limo y arcilla, de cuarzo, feldespato, calcita, dolomita y otros minerales.

Mapa de facies. Distingue entre cambios litológicos, formaciones y características de la roca.

Mapa estructural. Descripción de los límites de la formación, alturas, fallas, pliegues, domos salinos y disconformidades.

Mineralogía. Ciencia que se dedica a la identificación de minerales y el estudio de sus propiedades, origen y clasificación.

Miscibilidad. Propiedad que tienen los fluidos para mezclarse entre ellos en todas proporciones sin separarse en fases.

Mojabilidad. Es la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otro fluido y se mide por el ángulo de contacto. Si la roca es mojada por aceite se dice que es oleofílica y si lo es por agua será hidrófila.

Núcleo. Muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación, con el fin de determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos, y

otras propiedades asociadas a la productividad.

Núcleo en estado original. Es aquel núcleo que ha sido obtenido y almacenado de forma que preserva la mojabilidad original del yacimiento.

Núcleo limpio. Es aquel núcleo en el cual han sido removidos todos los fluidos y materiales orgánicos mediante solventes.

Núcleo restaurado. Es aquel que ha sido limpiado, y restauradas las condiciones originales de presión, temperatura y fluidos que contenía.

Permeabilidad. Facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella. Es un factor que indica si un yacimiento es, o no, de buenas características productoras.

Polímero. Sustancia que consta de grandes moléculas formadas por muchas unidades pequeñas que se repiten, llamadas monómeros. El número de unidades que se repiten en una molécula grande se llama grado de polimerización. Ejemplos de polímeros son el polietileno y el polipropileno.

Porosidad. Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Pozo. Es un agujero que se perfora en las rocas del subsuelo desde la superficie hasta el yacimiento y donde se instalan tuberías y accesorios que permiten extraer los hidrocarburos, desde el yacimiento hasta la superficie en forma controlada.

Pozo de inyección. Pozo que se utiliza para inyectar fluidos y compuestos a un estrato rocoso.

Pozo exploratorio. Perforación realizada en un área en donde al momento no existe producción de aceite y/o gas, pero que los estudios de exploración petrolera establecen

probabilidad de contener hidrocarburos. La perforación exploratoria es una técnica directa que consiste en hacer un pozo a través de las diferentes estructuras del subsuelo, tomando datos y muestras del mismo en forma sistemática, de los cuales se puede derivar información precisa de las características de cada capa rocosa y de la posibilidad de encontrar acumulaciones explotables de hidrocarburos.

Presión capilar. Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferente la roca. También se define la presión capilar como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y de repeler al no mojante.

Presión de fondo. Presión medida en el fondo del pozo.

Presión original. Presión que prevalece en un yacimiento que no ha sido explotado. Es la presión que se mide en el pozo descubridor de una estructura productora.

Prueba de formación. Procedimiento que utiliza la sarta de perforación con el fin de determinar la capacidad productiva, presión, permeabilidad o extensión de un yacimiento, o una combinación de lo anterior, aislando la zona de interés con empacadores temporales.

Prueba piloto. Es aquél proyecto que se lleva a cabo en un pequeño sector representativo de un yacimiento, en el cual se efectúan pruebas similares a las que se llevarían a cabo en toda el área del yacimiento. El objetivo es recabar información y/o obtener resultados que puedan ser utilizados como base de estudios convencionales o de simulación matemática de todo el yacimiento.

Punto de burbuja. Presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Radio de drene. Distancia desde la que se tiene flujo de fluidos hacia el pozo, es decir, hasta la cual llega la influencia de las

perturbaciones ocasionadas por la caída de presión.

Recortes de perforación. Pedazos de rocas removidas durante las operaciones de perforación de pozos de exploración y producción.

Recuperación mejorada. Es la recuperación de aceite por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y que modifican el comportamiento dinámico de los fluidos residentes. La recuperación mejorada no se restringe a alguna etapa en particular de la vida del yacimiento (primaria, secundaria o terciaria).

Recuperación primaria. Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para desplazar los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.

Recuperación secundaria. Técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas, con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.

Registros geofísicos. Representa la información sobre las formaciones del subsuelo obtenidas por medio de herramientas que se introducen en los pozos, y son de tipo eléctrico, acústico y radioactivo. El registro también incluye información de perforación y análisis de lodo y recortes, de núcleos y pruebas de formación.

Relación de solubilidad. Son los pies cúbicos de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura, por cada barril de aceite en el tanque, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar.

Relación gas-aceite. Son los pies cúbicos de gas producido por cada barril de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación como presión temperatura y etapas, afectan el valor de dicha relación.

Reserva de hidrocarburo. Volumen de hidrocarburos medido a condiciones estandar, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación.

Saturación de fluidos. Porción del espacio poroso ocupado por un fluido en particular, pudiendo existir aceite, gas y agua.

Saturación crítica. Saturación de fluidos a la cual comienza su movimiento.

Saturación irreductible. Saturación de fluido a la cual la saturación crítica es igual a cero.

Saturación residual. Es aquella que se tiene después de un periodo de explotación en una zona determinada del yacimiento.

Secciones transversales. Representación de un corte perpendicular al plano horizontal de la corteza terrestre que tiene como finalidad correlacionar columnas litológicas.

Separador. Es un recipiente metálico que puede trabajar a alta presión que permite separar mezclas de aceite, gas y agua en corrientes independientes.

Simulación numérica de yacimientos. Modelo matemático que representa el modelo de un yacimiento, mediante el cual es posible pronosticar su comportamiento.

Sísmica. Estudio realizado a la corteza terrestre mediante la inducción de vibraciones y que permite obtener características estructurales de la corteza terrestre.

Sorción. Incluye la adsorción y la absorción conjuntamente, es una expresión general para un proceso en el cual el componente se mueve desde una fase para acumularse en otra, principalmente en casos en que la segunda fase es sólida.

Surfactante. Producto químico que reduce la tensión superficial de los líquidos facilitando la miscibilidad.

Tanque de almacenamiento. Es un recipiente metálico de gran capacidad que permite almacenar los hidrocarburos.

Tensión en la interfase. Es el resultado de los efectos moleculares por los cuales se forma una interfase que separa dos fluidos. En el caso de una interfase gas-líquido, se le llama tensión superficial.

Terminación de pozos. Conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie, mediante la perforación de la tubería de revestimiento, de explotación, que es la que aísla la zona productora.

Trazadores. Cualquier material que viaje con la fase de fluido inyectado, que no reaccione con la formación, conexiones, tubulares, que tenga concentraciones ambientales insignificantes en los fluidos del yacimiento y que no tienda a permanecer en el yacimiento, que sea estable en condiciones de inyección, en el yacimiento y la actividad de producción, que pueda ser detectado a bajas concentraciones y seguro ecológicamente.

Viscosidad. Es la resistencia que oponen los fluidos al movimiento cuando se les aplica un esfuerzo cortante.

Vúgulos. Cavidades en las rocas carbonatadas por el efecto de ácido carbónico formadas después de la sedimentación.

Yacimiento. Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

Yeso. Sulfato de calcio hidratado $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. Mineral suave común en las rocas sedimentarias.