

5
2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ASPECTOS PRACTICOS DE LA SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS Y SU APLICACION AL CAMPO TRES HERMANOS.

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA:
CARLOS ESQUINCA ESPINOSA

ASESOR: NESTOR MARTINEZ ROMERO



CD. UNIVERSITARIA

1999

27 6211

TESIS CON FALLA DE ORIGEN



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.

*ASPECTOS PRÁCTICOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA
DE YACIMIENTOS Y SU APLICACIÓN AL
CAMPO TRES HERMANOS*

Asesor: Ing. Nestor Martínez Romero

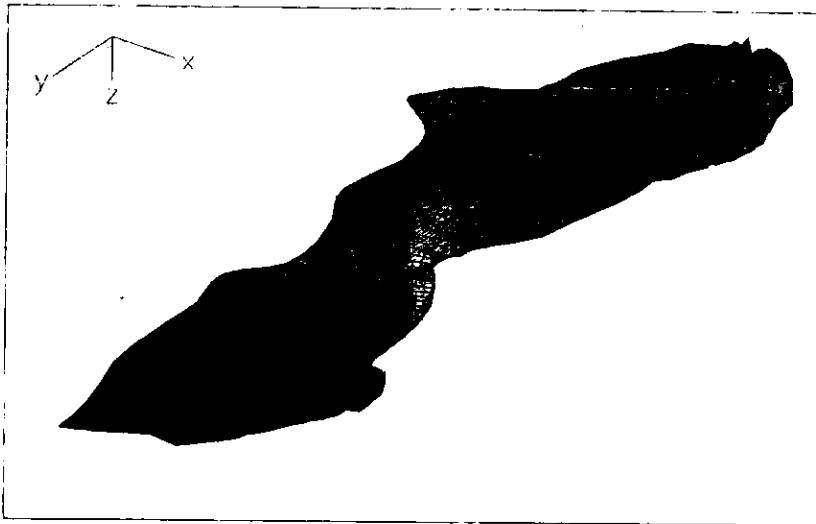
Asesor Externo: Ing. Santos Reyes González.

CD. UNIVERSITARIA 1999

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

*ASPECTOS PRÁCTICOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA
DE YACIMIENTOS Y SU APLICACIÓN AL
CAMPO TRES HERMANOS*



*TESIS QUE PRESENTA:
CARLOS ESQUINCA ESPINOSA*

CD. UNIVERSITARIA, 1999



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-008

SR. CARLOS ESQUINCA ESPINOSA
Presente

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

**ASPECTOS PRACTICOS DE LA SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS Y SU
APLICACION AL CAMPO TRES HERMANOS**

- I DEFINICION DE LAS CARACTERISTICAS DEL CAMPO Y PROBLEMAS INHERENTES A SU HISTORIA DE PRODUCCION Y SUS ALTERNATIVAS FUTURAS DE EXPLOTACION
 - II ADQUISICION, REVISION Y ADECUACION DE LA INFORMACION
 - III ANALISIS DE INGENIERIA BASICA DE YACIMIENTOS Y SISTEMAS DE PRODUCCION
 - IV PROCEDIMIENTOS DE SOLUCION DEL PROBLEMA
 - V ANALISIS Y CORRECCION DEL MODELO GEOLOGICO
 - VI CONSTRUCCION DEL MODELO DE SIMULACION DEL CAMPO
 - VII CORRIDAS INICIALES DE EQUILIBRIO
 - VIII AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESION Y PRODUCCION
 - IX SIMULACION DE ESCENARIOS DE EXPLOTACION COMO PREDICCION
 - X CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Ciudad Universitaria, a 19 de febrero de 1997

EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

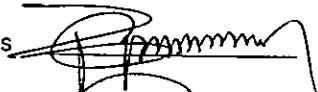
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Alumno: Carlos Esquinca Espinosa
Número de Cuenta 8040993-5
Tesis: "Aspectos Prácticos de la Simulación Numérica de Yacimientos y su Aplicación al Campo Tres Hermanos"

PRESIDENTE: Ing. Manuel Villamar Vigueras



VOCAL: M.I. Néstor Martínez Romero



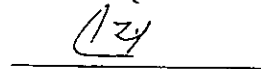
SECRETARIO: M.I.. Maximino Meza Meza



PRIMER SUPLENTE: Ing. Salvador Macías Herrera



SEGUNDO SUPLENTE: Ing. Carlos Lira Sil



CONTENIDO

ASPECTOS PRÁCTICOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS Y SU APLICACIÓN AL CAMPO TRES HERMANOS

RESUMEN	i
INTRODUCCIÓN	ii
CAPÍTULO I	
DEFINICIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO Y PROBLEMAS INHERENTES A SU HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y SUS ALTERNATIVAS FUTURAS DE EXPLOTACIÓN.	1
I.1 LOCALIZACIÓN REGIONAL.	1
I.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO A SUS FLUIDOS PRODUCIDOS.	1
I.2.1 Yacimientos de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento.	1
I.2.2 Yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento.	2
I.2.3 Yacimientos de gas y condensado.	3
I.2.4 Yacimientos de gas húmedo.	3
I.2.5 Yacimientos de gas seco.	3
I.3 MECANISMOS DE EMPUJE DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.	5
I.3.1 Expansión de la roca y sus fluidos.	6
I.3.2 Empuje por gas disuelto liberado.	6
I.3.3 Empuje por casquete de gas.	7
I.3.4 Empuje por agua.	9
I.3.5 Empuje por segregación gravitacional.	11
I.3.6 Combinación de empujes.	11
I.4 IDENTIFICACIÓN DE LOS MECANISMOS DE EMPUJE PREDOMINANTES EN EL YACIMIENTO.	12
I.5 CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.	14
I.5.1 Localización regional del campo Tres Hermanos.	14
I.5.2 Clasificación del campo Tres Hermanos.	15
I.5.3 Identificación de los mecanismos de empuje para el campo Tres Hermanos.	17

CAPÍTULO II

ADQUISICIÓN, REVISIÓN Y ADECUACIÓN DE LA INFORMACIÓN

		21
II.1	OBJETIVOS GENERALES.	22
II.2	DATOS GENERALES.	22
II.3	ANÁLISIS DE REGISTROS.	22
II.4	ANÁLISIS RUTINARIOS DE NÚCLEOS.	23
II.5	ANÁLISIS ESPECIALES DE NÚCLEOS.	23
II.6	GEOLÓGICOS Y GEOFÍSICOS.	23
II.7	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.	24
II.8	ARCHIVOS DE LOS POZOS.	25
II.9	PRUEBAS DE POZOS.	25
II.10	HISTORIA DE PRODUCCIÓN.	25
II.11	CARACTERÍSTICAS SUPERFICIALES.	26
II.12	ESTUDIOS GENERALES.	26
II.13	BASE DE DATOS CONSTRUIDAS DURANTE ESTUDIOS PREVIOS.	27
II.14	CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.	28
II.14.1	Objetivos generales.	28
II.14.2	Datos generales.	28
II.14.3	Análisis de registros.	29
II.14.4	Análisis rutinarios de núcleos.	29
II.14.5	Análisis especiales de núcleos.	30
II.14.6	Datos geológicos y geofísicos.	30
II.14.7	Propiedades de los fluidos.	32
II.14.8	Archivos de los pozos.	33
II.14.9	Pruebas de pozos.	34
II.14.10	Historia de producción.	34
II.14.11	Instalaciones superficiales.	35
II.14.12	Datos de los estudios generales.	36

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE INGENIERÍA BÁSICA DE YACIMIENTOS Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

		37
III.1	ANÁLISIS DE LA HISTORIA PRESIÓN – PRODUCCIÓN.	37
III.2	REGIONES PETROFÍSICAS.	43
III.3	ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO TRES HERMANOS.	49
III.4	BALANCE DE MATERIA.	53

CAPÍTULO IV

	SOLUCIÓN DEL PROBLEMA	58
IV.1	TIPO DE YACIMIENTO.	58
IV.2	NIVEL DE SIMULACIÓN.	60
IV.3	TIPO DE SIMULADOR.	61
IV.4	TIPO DE FLUJO EN EL YACIMIENTO.	64
IV.5	NÚMERO DE DIMENSIONES.	66
IV.6	MODELO GEOLÓGICO.	71
IV.7	CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.	71

CAPÍTULO V

	ANÁLISIS Y CORRECCIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO	74
V.1	INFORMACIÓN REQUERIDA.	74
V.2	CORRECCIONES AL MODELO GEOLÓGICO.	76
V.2.1	Fallas.	76
V.2.2	Contornos.	76
V.2.3	Información del pozo.	77
V.2.4	Coordenadas X, Y.	77
V.2.5	Contactos agua-aceite (w/o).	77
V.2.6	Relación de espesores totales con respecto a los netos (NTG).	77
V.3.	CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.	78

CAPÍTULO VI

	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	80
VI.1	CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA DE SIMULACIÓN.	80
VI.2	DISCRETIZACIÓN DEL MODELO.	86
VI.3	CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.	87

CAPÍTULO VII

	CORRIDAS INICIALES Y DE EQUILIBRIO	91
VII.1	INICIALIZACIÓN.	91
VII.2	CORRIDAS DE EQUILIBRIO.	92
VII.2	CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.	95

CAPÍTULO VIII

AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN	96
VIII.1 PARÁMETROS DE AJUSTE DE HISTORIA.	97
VIII.2 ESTRATEGIA GENERAL PARA AJUSTAR LA HISTORIA DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN	98
VIII.3 CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.	98
VIII.3.1 Parámetros que fueron variados para ajustar la historia de presión-producción.	99
VIII.3.2 Estado final del ajuste de historia.	100

CAPÍTULO IX

SIMULACIÓN DE ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN.	105
IX.1 PLANEACIÓN DE LOS CASOS DE PREDICCIÓN.	105
IX.2 SELECCIÓN DE LOS CASOS DE PREDICCIÓN.	106
IX.3 DATOS REQUERIDOS PARA LA PREDICCIÓN.	106
IX.4 TRANSICIÓN DEL AJUSTE A LA PREDICCIÓN.	107
IX.5 CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.	107
IX.5.1 Integración y calibración de los índices de productividad.	108
IX.5.2 Predicción de agotamiento natural.	108
IX.5.3 Predicción de pozos verticales intermedios (pozos de relleno).	109
IX.5.4 Predicción de pozos verticales intermedios junto con pozos horizontales.	111
IX.5.5 Predicción de 2 pozos horizontales.	112
IX.5.6 Predicción de reparaciones mayores.	112
IX.5.7 Predicción de conversión de pozos a bombeo neumático.	114
IX.5.8 Predicción de reinyección de gas.	115

CAPÍTULO X

CONCLUSIONES	117
REFERENCIAS	119

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera, desde sus inicios, se ha enfrentado a una serie de problemas de carácter técnico, los cuales se han ido resolviendo a la par de su desarrollo histórico con la aplicación de los conocimientos científicos y la adaptación de tecnología de punta en cada una de sus áreas. De estos avances surge la simulación numérica de yacimientos, como una herramienta que no sólo permite reproducir el comportamiento de su historia de producción y presión, sino también conocer el comportamiento futuro bajo diferentes esquemas de explotación, mediante la aplicación de los simuladores matemáticos especializados, lo que permite conocer los yacimientos y sus condiciones actuales con mayor claridad, para poder tomar decisiones sobre la selección del esquema de producción más eficiente.

La metodología para describir la simulación numérica aplicada que se plantea en este trabajo, corresponde a una primera parte en la cual se exponen los conceptos teóricos generales que pueden ser aplicados a cualquier tipo de yacimientos, seguido de su respectiva aplicación práctica al campo Tres Hermanos, el cual es de aceite negro, de litología semifracturada con múltiples regiones de equilibrio.

La simulación numérica de yacimientos hace uso de sistemas de cómputo, o manejo de software especializado, como se menciona en este trabajo acerca de la utilización de los programas de "ECLIPSE 100", GRID, GRAF, y VFP, para desarrollar la simulación numérica práctica del campo Tres Hermanos.

En la simulación numérica de yacimientos intervienen todas las áreas de la ingeniería petrolera; además es importante mantener un buen nivel en el dominio de la conceptualización no sólo de la ingeniería de yacimientos, sino también de su representación numérica, para lograr la creación de un modelo que sea representativo de las características y comportamiento de un yacimiento y, por lo tanto, poder hacer predicciones futuras confiables.

Este trabajo pretende establecer un primer acercamiento del ingeniero de yacimientos a la comprensión de los aspectos prácticos que son aplicados en los estudios de simulación numérica de yacimientos.

RESUMEN

Este trabajo contiene todas las etapas de un estudio de simulación numérica de yacimientos, empezando por la definición de las características del campo y los problemas inherentes a la historia de presión-producción, además de exponer las generalidades del yacimiento que se desea estudiar, como es su localización, su clasificación de acuerdo a los fluidos producidos y la detección del mecanismo de empuje predominante. Para lo cual es necesario conocer tanta información como sea posible, para llevar a cabo un estudio de simulación.

Posteriormente se presenta el análisis de ingeniería básica de yacimientos, el cual es desglosado en la caracterización de los fluidos, obtención de las regiones PVT, regiones petrofísicas; así como del manejo de las propiedades de los fluidos producidos. La forma de solución del problema se presenta en un esquema donde caben todas las posibilidades de solución, partiendo de la definición del tipo de yacimiento que se pretende simular, su nivel de simulación, el tipo de simulador requerido y la identificación del flujo que prevalece en el yacimiento, así como las dimensiones del modelo.

En lo que respecta al análisis y corrección del modelo geológico, se analiza el tipo de información requerida así como las adecuaciones más comunes que se deben hacer al modelo estático. Posteriormente se procede a la construcción del modelo de simulación, donde se aborda lo referente a la construcción de la malla de simulación, los tipos de malla y la discretización del modelo en el cual se asignan las propiedades a cada una de las celdas. A partir de aquí comienzan las corridas de inicialización y de equilibrio, hasta obtener un modelo más o menos estable, para dar inicio al ajuste de historia de presión y producción, que es una de las etapas más importantes, donde se señalan los parámetros de ajuste de historia, así como su influencia durante el mismo. Llegando así a la última etapa que corresponde a las corridas de predicción, en las que se simula el comportamiento futuro del yacimiento bajo diferentes esquemas de producción.

CAPÍTULO I.

DEFINICIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO Y PROBLEMAS INHERENTES A SU HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y SUS ALTERNATIVAS FUTURAS DE EXPLOTACIÓN.

I.1 LOCALIZACIÓN REGIONAL.

La localización regional proporciona el primer acercamiento de un estudio de yacimientos con el campo, para obtener una idea general de su problemática con base en las características generales de la región donde se localiza. Además de identificar los límites generales del yacimiento y la posible influencia dinámica de las estructuras vecinas, intentando detectar acuíferos comunes o áreas de drenaje mancomunadas. Es decir que mediante análisis comparativos tanto del tipo de las formaciones como de los sistemas roca-fluidos y de las condiciones de explotación, pueda establecerse una primera idea de la complejidad del campo y conocer preliminarmente las condiciones en que se encuentran las instalaciones superficiales, así como del equipo con que se cuenta, y las fuentes de abastecimiento cercanas para implementar a corto, mediano y largo plazo, algún método de recuperación secundaria apoyado en un análisis de ingeniería de yacimientos y en los resultados de estudios de simulación numérica.

I.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO A SUS FLUIDOS PRODUCIDOS.

Es práctica común clasificar los yacimientos petroleros de acuerdo con las características de los hidrocarburos producidos y las condiciones bajo las cuales se presenta su acumulación en el subsuelo.

I.2.1 Yacimientos de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento.

Sus líquidos son fluidos, cuyo contenido de componentes intermedios, C_3 a C_6 es relativamente bajo y alto el de componentes pesados; la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico generalmente está situado a la derecha de la cricondensa y las

curvas de calidad se concentran predominantemente hacia la línea de puntos de rocío. Si la presión en el yacimiento es mayor que la presión de burbuja, a la temperatura del yacimiento, se dice que se trata de un yacimiento bajosaturado, también llamados de aceite negro; si la presión del yacimiento es igual o menor que la presión de burbuja de sus fluidos, se dice que el yacimiento alcanzó sus condiciones de saturación.

En términos generales, las condiciones de producción en la superficie se localizan en la región de dos fases y dan lugar a relaciones gas-aceite bajas, generalmente menores de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$, con aceites oscuros de alta densidad, más de $0.85 \text{ gr}/\text{cm}^3$ siendo el gas generalmente pobre en licuables, menos de $30 \text{ Bls}/10^6 \text{ pie}^3$ de gas.

1.2.2 Yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento.

En estos casos la temperatura de la formación almacenadora, es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos y su punto crítico está cerca de la cricondembra y las líneas de calidad están relativamente separadas de la línea de punto de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedios.

Cuando la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla, lo que dificulta el equilibrio de fases y cambios de pequeña magnitud en la presión o en la temperatura, produzcan modificaciones importantes en los volúmenes del líquido y gas coexistentes. Se tiene un comportamiento de aceite volátil en cuyos yacimientos la producción de gases y líquidos se verá fuertemente influenciada por condiciones de presión, temperatura y etapas de separación.

Típicamente las relaciones gas-aceite que se obtienen de estos yacimientos están entre 200 y $1000 \text{ m}^3/\text{m}^3$, y los líquidos en el tanque de almacenamiento presentan una coloración ligeramente oscura, con una densidad entre 0.85 y $0.75 \text{ gr}/\text{cm}^3$. Como en el tipo anterior, puede tratarse de yacimientos bajo saturados, cuando la presión en el yacimiento es mayor, que la presión de burbuja de sus fluidos y saturados cuando ésta es menor.

1.2.3 Yacimientos de gas y condensado.

En este caso la temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondenterna de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente cae a la izquierda de la cricondenterna y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. Si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso.

Los fluidos que viajan del pozo hacia el tanque de almacenamiento, sufren una fuerte reducción, tanto en temperatura, como en presión y llegan rápidamente a la región de dos fases para tener en la superficie relaciones gas-aceite en un rango de 1000 y 10,000 m³/m³ y variando el contenido de licuables en el gas según las condiciones y el número de etapas de separación, pero siendo, generalmente, entre 50 y 70 Bls/10⁶ pie³. El líquido es generalmente de coloración ligera, con densidades que varían entre 0.8 y 0.75 gr/cm³.

Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión, por debajo de la presión de rocío se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias, que se depositan como líquidos en los poros de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos, ya que raramente se alcanza la saturación crítica.

1.2.4 Yacimientos de gas húmedo.

Se observa que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterna de la mezcla, por tal razón nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, sino únicamente gas. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran a la región de dos fases, generando relaciones gas-aceite entre 10,000 y 20,000 m³/m³, recuperando líquidos de color transparente, con densidades menores de 0.75 gr/cm³ y el contenido de licuables en el gas, generalmente es bajo, no mayor de 30 Bls/10⁶ pie³.

1.2.5 Yacimientos de gas seco.

Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados, nunca se entra a la región de dos fases,

durante la explotación del yacimiento, por lo que siempre se encuentra en estado gaseoso, teóricamente, los yacimientos de gas seco no producen líquidos en la superficie, sin embargo, la diferencia entre gas seco y gas húmedo es incierta, pero se ha establecido que un sistema de hidrocarburos que produzca con relaciones gas-aceite mayores de $20,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$, se considera gas seco.

En la tabla (1.1) se muestra una clasificación de los diferentes tipos de yacimiento, su diagrama de fases y sus características generales.

Un análisis PVT proporciona datos que ayudan a clasificar al yacimiento, como son:

Para aceite saturado:

- Presión de saturación @ T_y .
- Compresibilidad @ T_y .
- Expansión térmica @ T_y .
- Volumen específico @ P_s y T_y .
- Viscosidad @ P_s y T_y .
- Densidad @ P_s y T_y .
- Factor de volumen @ P_s y T_y .
- Relación gas disuelto-aceite @ P_s y T_y .

Para aceite residual:

- Compresibilidad @ 26°C
- Expansión térmica @ P_s
- Viscosidad @ T_y
- Viscosidad @ 20°C
- Densidad @ 20°C .

En la mayoría de los casos se reporta un análisis composicional del aceite y/o gas, que proporciona la fracción de moles de cada uno de sus componentes. Los resultados del análisis PVT generalmente se presentan en forma gráfica y tabulada.

Tipo	Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto		Yacimiento de Gas		
	De Bajo Encojimiento (Aceite Negro)	De Alto Encojimiento (Aceite Volátil)	Gas y Condensado	Gas Húmedo	Gas Seco
Diagrama de fases					
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_y > T_c$	$T_c < T_y < \text{Cicondenterna}$	$T_y > \text{Cicondenterna}$	$T_y > \text{Cicondenterna}$
Punto Crítico	Pc: A la derecha de la cicondenterna	Pc: Cercano a la Cicondenterna	Pc: A la izquierda de la Cicondenterna	Pc: A la izquierda de la Cicondenterna	Pc: A la izquierda de la Cicondenterna
Estado en el Yacimiento	Si $P > P_h @ T_y$ yac. Bajosaturado (1 fase) Si $P < P_h @ T_y$ yac. Saturado (2 fases)	Si $P > P_h @ T_y$ yac. Bajosaturado (1 fase) Si $P < P_h @ T_y$ yac. Saturado (2 fases)	Si $P > P_h @ T_y$ yac. Bajosaturado (1 fase) Si $P < P_h @ T_y$ yac. Saturado (2 fases)	Py nunca entra a la región de 2 fases, en el yac. Siempre se está en estado gaseoso	Py nunca entra a la región de 2 fases, en el yac. Siempre se está en estado gaseoso
Curvas de Calidad	Muy pegadas a la línea de puntos de rocío	Más separadas de la línea de puntos de rocío	Tienden a pegarse a la línea puntos de burbuja	Más pegadas a la línea de puntos de burbuja	Casi pegadas a la línea de puntos de burbuja
Singularidades	—	—	Fenómenos Retrogrados	—	—
Producción en superficie	Dentro de la región de 2 fases	Dentro de la región de 2 fases	Dentro de la región de 2 fases	Dentro de la región de 2 fases	Fuera de la región de 2 fases
Composición	Grandes cantidades de pesados en mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en mezcla original	Regulares cantidades de intermedios en mezcla original	Pequeñas cantidades de intermedios en mezcla original	Casi puros compuestos ligeros en mezcla original
RGA (m/m)	< 200	200-1000	500-1500	10000-20000	> 20000
Densidad del Líquido (g/cm ³)	> 0.85	0.85-0.78	0.82-0.75	0.80-0.73	—
Color del Líquido	Obscuro	Ligeramente obscuro	Ligeramente coloreado	Casi transparente	Transparente

FIGURA I.1 TIPOS DE YACIMIENTOS SEGÚN SUS FLUIDOS PRODUCIDOS.

I.3 MECANISMOS DE EMPUJE DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.

La recuperación del aceite se obtiene mediante diversos mecanismos de empuje. El gradiente de presión obliga a los fluidos a moverse hacia los pozos,

los cuales son expulsados mediante los mecanismos de empuje, siendo los más comunes los siguientes:

- 1 Expansión de la roca y sus fluidos.
- 2 Empuje por gas disuelto liberado.
- 3 Empuje por casquete de gas.
- 4 Empuje por agua.
- 5 Desplazamiento por segregación.

I.3.1 Expansión de la roca y sus fluidos.

Este proceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos bajo saturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la poca compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción, es muy pronunciado. La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al nivel que se obtiene la presión de saturación. La relación gas-aceite producida permanece, por lo tanto, constante durante esta etapa de explotación, e igual a la R_{si} . La saturación de aceite prácticamente no varía. La porosidad y la permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, así como la viscosidad del aceite. El factor de volumen del aceite aumenta en forma muy ligera, debido a estas circunstancias el índice de productividad permanece prácticamente constante.

I.3.2 Empuje por gas disuelto liberado.

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación del gas disuelto en el aceite al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación.

El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos. La saturación de gas mínima para que ocurra flujo del

mismo se denomina saturación de gas crítica, la relación gas-aceite producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite, que se libera, queda atrapado en el yacimiento. El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente la permeabilidad al gas aumenta.

El gas fluirá más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso, ya que en su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros (bajo condiciones equivalentes, su movilidad es mucho mayor que el aceite). De esta manera la relación gas-aceite que fluye en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite producida en la superficie mostrará un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata sustancialmente. Cuando esto ocurra, la relación medida en la superficie disminuirá, debido a presiones bajas, los volúmenes de gas en el yacimiento se aproximan a los volúmenes medidos en la superficie.

Debido a que este tipo de mecanismo se presenta generalmente en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones por empuje por gas disuelto son casi siempre bajas, variando generalmente entre 5% y 35 % del aceite contenido a la presión de saturación.

Cuando este mecanismo de desplazamiento ocurre en yacimientos que no presentan condiciones favorables de segregación, la recuperación es totalmente independiente del ritmo de extracción. Se acostumbra presentar gráficamente el comportamiento de los yacimientos indicando la variación de la presión y la relación gas-aceite contra la recuperación o la producción acumulativa.

I.3.3 Empuje por casquete de gas.

El empuje por casquete de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos son:

- Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.
- Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

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

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

El mecanismo por el cual el aceite se recupera bajo este proceso, se entiende fácilmente considerando primero la naturaleza del desplazamiento cuando la presión del yacimiento se mantiene constante por inyección del gas. Es obvio que si la presión del yacimiento se mantiene en su valor original, el gas inyectado no tiene acceso a la zona de aceite, excepto atrás o en el frente de avance del gas libre y por lo tanto la parte inferior de la estructura conserva sus condiciones originales de saturación de aceite, hasta que se invade por el gas inyectado. La producción de aceite proviene de los pozos localizados en la zona de aceite, pero el aceite producido es reemplazado por el que se mueve adelante del frente de gas. En esta forma el proceso obliga al aceite a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

La ventaja de este mecanismo consiste en propiciar, mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, reteniéndose, en la parte superior del yacimiento, el gas libre que se utiliza para desplazar al aceite.

Sin inyección de gas, el empuje por capa de gas tendrá lugar en virtud de la expansión del gas del casquete, debida a la declinación de la presión. Si el volumen de gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen total original de aceite, y si no se produce gas libre

durante la explotación, la declinación de presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas será ligera y el comportamiento del yacimiento se aproximará al obtenido con inyección de gas. Si por otra parte, el volumen de la capa de gas es relativamente pequeño, la presión del yacimiento declinará a mayor ritmo, permitiendo la liberación del gas disuelto y el desarrollo de una saturación de gas libre en la zona de aceite. Cuando la saturación de gas libre forme una fase continua, su exclusión por los pozos productores será imposible y el mecanismo de desplazamiento se aproximará al empuje por gas disuelto.

Las recuperaciones en yacimientos por capa de gas varían normalmente del 20% al 40% del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación se pueden obtener recuperaciones del orden del 60% o más.

1.3.4 Empuje por agua.

El desplazamiento por invasión de agua es en muchos sentidos similar al de casquete de gas, ya que el desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar en este caso atrás y en la interface agua-aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza el aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación del gas en solución o dicha liberación será pequeña.

Los requerimientos básicos para este proceso, son:

En primer lugar, una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento.

En segundo término, una presión diferencial entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión. El empuje hidráulico puede ser natural o artificial. Para que se presente en forma natural debe existir, junto a la zona productora un gran volumen de agua en la misma formación, sin barreras entre el aceite y el agua, la permeabilidad de la formación facilita su avance adecuado.

El acuífero puede algunas veces alcanzar la superficie, en este caso la fuente de agua de invasión podrá disponerse a través de la entrada de agua superficial por

el afloramiento. Esta condición no es muy común, generalmente la invasión de agua tiene lugar por la expansión de la roca y del agua en el acuífero, como resultado de la declinación de presión transmitida desde el yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca y el agua son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero extenso y grande, miles de veces mayor que el yacimiento.

Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación de agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad al agua y ésta tiende a fluir junto con el aceite.

Como agente desplazante el agua tiene una ventaja sobre el gas, ya que debido a su menor movilidad (mayor viscosidad), un volumen dado de agua introducido en el espacio poroso desalojara más aceite que el mismo volumen de gas y se acumulará también en mayor grado, mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite.

En la mayoría de los yacimientos agotados por empuje de agua, la presión del yacimiento se conserva a un nivel relativamente alto cuando se abandona su explotación, si el empuje es muy activo.

La relación gas-aceite producida en yacimientos con empuje hidráulico efectivo no sufre cambios substanciales, debido a que al mantenerse alta la presión se evita la liberación del gas disuelto y su disipación en la producción.

Las recuperaciones varían normalmente entre el 35 y 75% del volumen original de aceite en el yacimiento. Las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos heterogéneos o con aceite viscoso.

En yacimientos con empuje hidráulico la recuperación es sensible al ritmo de explotación. Si los gastos son altos, el depresionamiento propiciará la liberación del gas y el desplazamiento con agua se efectuará en presencia de una fase gaseosa. En estas condiciones la saturación de aceite residual puede reducirse substancialmente. Esta reducción proporciona una recuperación de aceite mayor que la obtenida con invasión de agua donde no existe una fase gaseosa.

El desplazamiento con agua en una formación parcialmente saturada de gas da lugar al desarrollo de una zona de alta saturación de aceite (banco de aceite), formado adelante del agua de invasión. El banco de aceite desplaza parte de la fase de gas móvil inicial, dejando gas residual "atrapado" distribuido en los poros

en forma de burbujas discontinuas. El aceite es desplazado posteriormente por el agua, en presencia de la fase gaseosa inmóvil. Si se desea obtener la máxima recuperación, se deberá controlar el ritmo de producción, a fin de que el desplazamiento por agua se efectúe a la presión más conveniente.

1.3.5 Empuje por segregación gravitacional.

La segregación gravitacional o drene por gravedad, puede clasificarse como un mecanismo de empuje; Sin embargo, se considerara más bien como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite. Por ejemplo, en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluiría a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de presión, contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento. Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados, no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y/o agua, es sensible al ritmo de producción. Mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación.

1.3.6 Combinación de empujes.

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados. Por ejemplo: un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto período en producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar al aceite. Posteriormente, después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento, aunque no en todos los yacimientos sucede de la misma forma.

I.4 IDENTIFICACIÓN DE LOS MECANISMOS DE EMPUJE PREDOMINANTES EN EL YACIMIENTO.

En primer lugar se tiene la historia de producción del campo el cual se pretende estudiar, de la cual se grafica la presión (P), relación gas-aceite instantánea y la producción acumulativa de agua (Wp) contra el tiempo, respectivamente, de donde se obtiene un comportamiento característico para los diferentes tipos de empujes existentes como se observa en las figuras (I.2, I.3 y I.4).

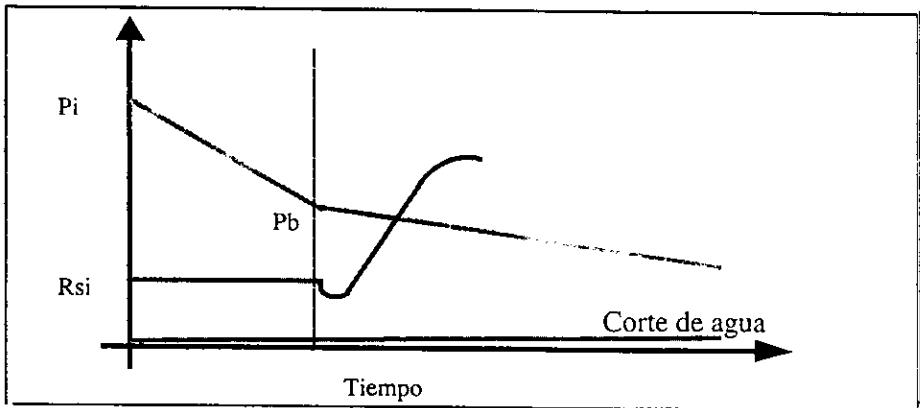


FIGURA I.2 HISTORIA DE PRODUCCIÓN GRÁFICA PARA YACIMIENTOS CON EMPUJE POR GAS EN SOLUCIÓN.

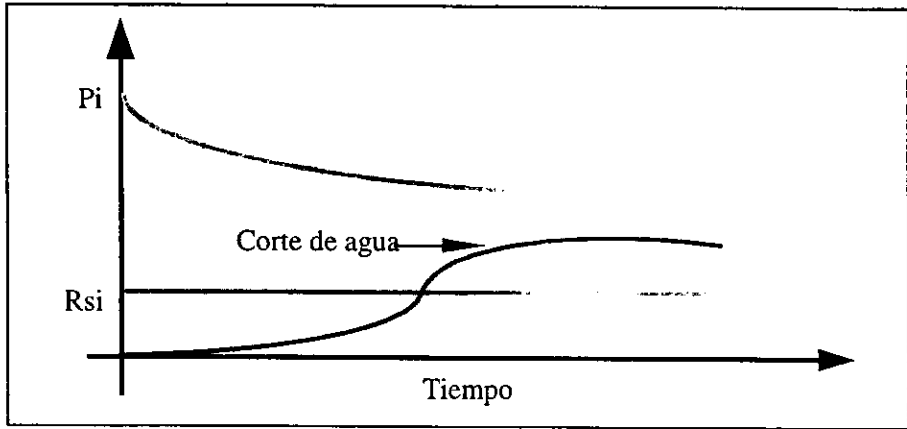


FIGURA 1.3 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN GRÁFICA PARA YACIMIENTOS CON EMPUJE POR ENTRADA NATURAL DE AGUA.

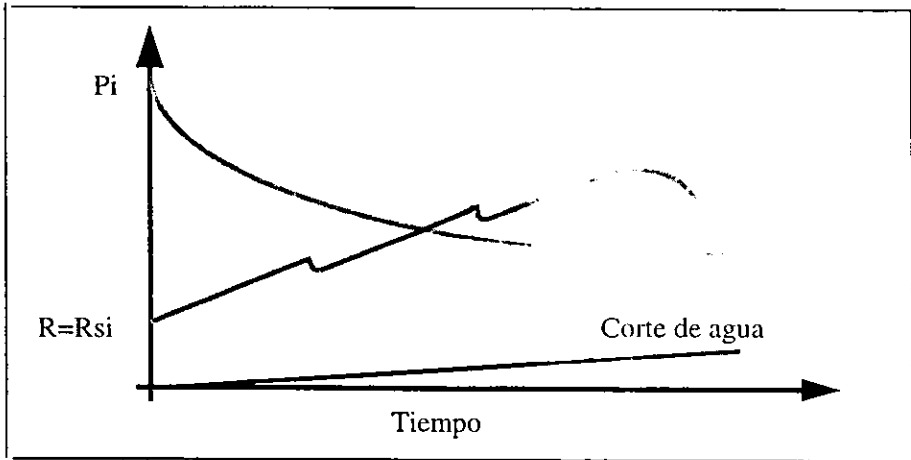


FIGURA 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN GRÁFICA PARA YACIMIENTOS CON EMPUJE POR CASQUETE DE GAS.

Este primer paso da una idea del tipo de empuje que predomina en el yacimiento a partir del comportamiento de su historia de producción. Posteriormente se pasa a demostrar el empuje predominante por medio de la ecuación de balance de materia.

La ecuación general de balance de materia puede representarse como:

$$Np(B_o + (R_p - R_s)B_g) = NBo_i \left[\frac{(B_o - Bo_i) + (R_{si} - R_s)B_g}{Bo_i} + m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} + 1 \right) \right] + \left[(1 + m) \left(\frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta P \right] + (W_e - W_p)B_w \quad (1.1)$$

El comportamiento de la historia de producción nos indica cuál mecanismo puede ser el predominante, por lo tanto se pueden cancelar los términos que representan a los demás mecanismos, esto trae como resultado la simplificación de la ecuación de balance de materia, con la cual se puede cuantificar la magnitud de dicho empuje.

1.5 CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.

1.5.1 Localización regional del campo Tres Hermanos.

El campo Tres Hermanos se localiza al norte del Estado de Veracruz, en la provincia geológica Tampico-Mizantla, corresponde al sector operativo Cerro Azul del Distrito Poza Rica de la Región Norte, figura (1.5). Cuenta con 155 pozos perforados en una área aproximada de 42 Km², con un espaciamiento entre ellos de 400 m.

La columna geológica atravesada por los pozos: TH-106, TH-133 y Mellizo-1, está representada por formaciones que van del Oligoceno al Basamento Metamórfico de probable edad Permo-Triásica, siendo las rocas carbonatadas de la formación Tamabra, cuya edad es Cretácico Medio, el principal yacimiento y objetivo del presente estudio.

El campo Tres Hermanos se inicia el 14 de mayo de 1959, con la perforación del pozo No.103 a la profundidad de 2076 mbnm, con una producción de 69 m³/día de aceite y RGA de 41 m³/m³, por orificio de 6 mm. El pozo se terminó en roca ígnea que intrusión a la formación Pimienta de edad Jurásico.

En la práctica, se han presentado experiencias donde estructuras vecinas comparten algunos aspectos como son acuíferos, áreas de drene y tipo de formación. Para el campo Tres Hermanos el comportamiento de presiones y producciones de agua de los pozos localizados al norte del campo y próximas al campo Rancho Nuevo, exhiben la posibilidad de compartir los efectos del acuífero asociado a esa área, así mismo no puede descartarse la posibilidad de que alguna área productora drenara hacia otras estructuras o viceversa, lo que debe ser considerado para el diseño del modelo de simulación correspondiente.

I.5.2 Clasificación del campo Tres Hermanos.

A través del análisis de los datos de presión de fondo estática referidas a un plano, fue identificada una región de presión baja que comprende a 5/8 partes del campo y 88 pozos, una región de presión intermedia que comprende a 2/8 partes del campo y 24 pozos y por último una región de presión alta que contiene 1/8 parte del campo y 6 pozos.

En general, las condiciones de producción de todos los pozos en la superficie se localizan en la región de dos fases y dan lugar a una relación gas-aceite baja de 164 m³/m³, con un aceite de color oscuro, densidad relativa de 0.918 y una producción de gas pobre en licuables generalmente menos de 30 Bls/10⁶ pie³.

Bajo estas condiciones iniciales de producción los yacimientos que comprenden al campo Tres Hermanos, se encuentran dentro de la clasificación para yacimientos de aceite negro de bajo encogimiento.

Los yacimientos se encuentran en estado original en fase líquida alcanzando la presión de saturación de sus fluidos al principio de su explotación, aunque en algunas zonas existe un pequeño casquete primario al iniciar la explotación del campo.

1.5.3 Identificación de los mecanismos de empuje para el campo Tres Hermanos.

Para el campo Tres Hermanos su historia de producción (gráficas 1.6, 1.7), se observa que de acuerdo con la relación gas-aceite, no se mantiene constante, aumentando ligeramente; la presión, se mantiene y la producción de agua; aumenta muy poco.

Al analizar el comportamiento de la historia de producción, se observa que el comportamiento de la presión, la producción de agua y la relación gas-aceite, indica un empuje por casquete de gas. Para un yacimiento en el cual se supone que el casquete de gas es el mecanismo de empuje, se puede comprobar, por medio de la ecuación de balance de materia donde se supone que la entrada natural de agua es despreciable ($We=0$) y en presencia de una muy alta compresibilidad del gas (C_g) se puede considerar que C_w y C_f son despreciables, la ecuación de balance de materia queda de la siguiente forma:

$$Np(B_o + (R_p - R_s)B_g) = NB_{oi} \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g}{B_{oi}} + m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] \quad (1.2)$$

Donde :

$$F = N(Eo + mEg) \quad (\text{Termino de vaciamiento})$$

$$F = Np(Bo + (Rp - Rs)Bg) + WpBw \quad (\text{Termino de vaciamiento})$$

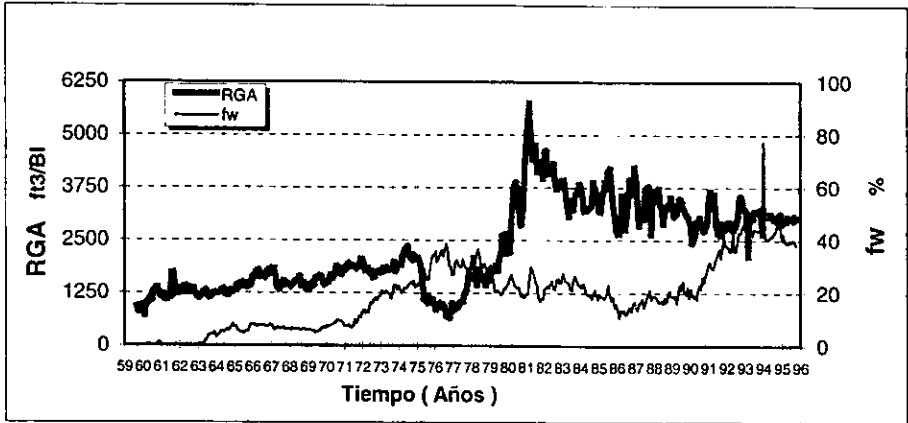
$$Eo = (Bo - Boi) + (Rsi - Rs)Bg \quad (\text{Termino de expansión})$$

$$Eg = Boi \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) \quad (\text{Termino de expansión})$$

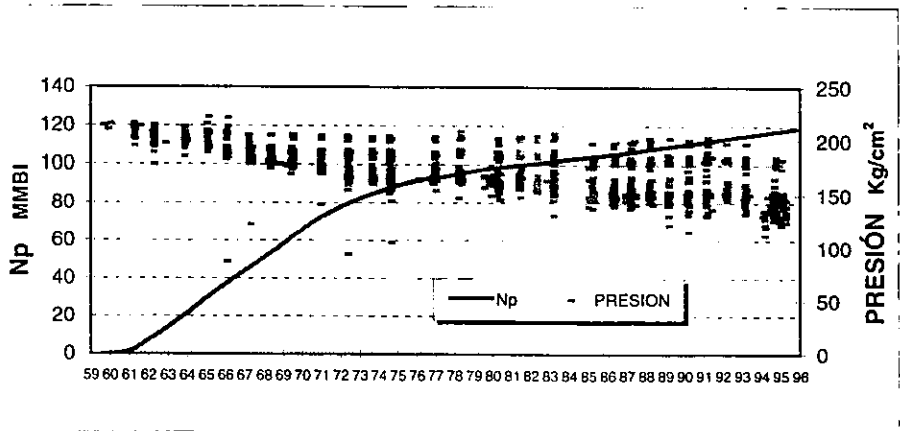
Al graficar F contra $Eo+mEg$, suponiendo una $m=0.1$ hasta $m=1$, se obtienen diferentes curvas donde la línea recta representa la influencia del casquete según el valor de "m" : cuando "m" se acerca a cero no existe influencia del casquete y cuando "m" se acerca a uno la influencia es máxima ver gráfica (1.8). Para el caso del campo Tres Hermanos este, mecanismo de empuje tiene una influencia muy marcada.

Por otro lado, se puede suponer que la influencia del casquete no existe, esto significa que se elimina el término que representa al casquete y se grafica F/Eo contra We/Eo para diferentes volúmenes de entrada de agua (We), en esta gráfica la línea recta indica la influencia del mecanismo por entrada de agua. Para el caso del campo Tres Hermanos, este mecanismo de empuje no tiene influencia significativa.

De esta manera se puede comprobar si un mecanismo de empuje que se infirió a partir de la historia de producción es correcto y en qué medida actúa en el yacimiento.



GRÁFICA I.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN GRÁFICA DEL CAMPO TRES HERMANOS.



GRÁFICA I.7 HISTORIA DE PRODUCCIÓN GRÁFICA DEL CAMPO TRES HERMANOS.

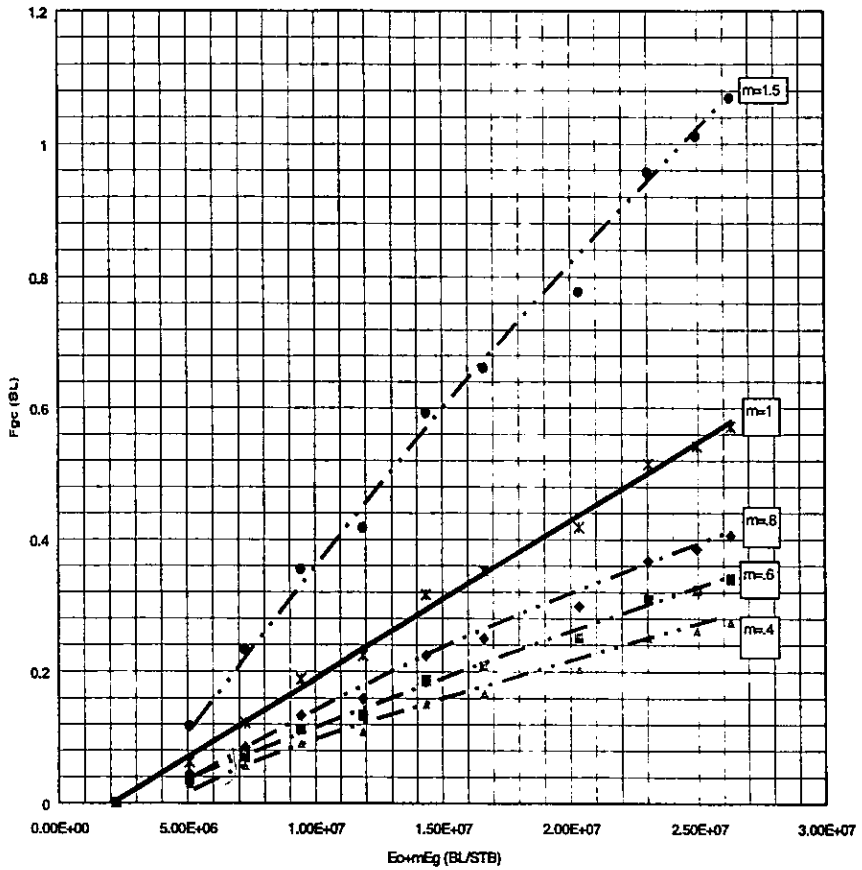


FIGURA 1.8 INFLUENCIA DEL CASQUETE DE GAS EN LA REGIÓN DE PRESIÓN BAJA PROMEDIO.

CAPÍTULO II

ADQUISICIÓN, REVISIÓN Y ADECUACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

En este capítulo se tratan los procedimientos de obtención, selección, validación, corrección y complementación de la información existente en el campo.

Preliminarmente, debe hacerse un análisis general de la información que existe para establecer la viabilidad y alcances de los estudios, de ingeniería básica de yacimientos y de simulación numérica.

Los datos requeridos para construir el modelo de simulación que represente al yacimiento, provienen de diferentes fuentes, cuyos formatos en su gran mayoría no son directamente aplicables a los archivos de datos de los simuladores. Frecuentemente no hay datos disponibles acerca de aspectos especiales como son los valores de compresibilidad, petrofísicos especiales, datos de los fluidos, información acerca de las características de las fracturas, etc., en cambio, éstos deben ser determinados alternativamente mediante el uso de correlaciones o procedimientos empíricos.

Los grupos de datos requeridos en las etapas de simulación, típicamente son los siguientes:

- II. 1 Objetivos generales.
- II. 2 Datos generales.
- II. 3 Registros y análisis de registros.
- II. 4 Núcleos y Análisis convencionales.
- II. 5 Análisis especiales de núcleos.
- II. 6 Geológicos y geofísicos.
- II. 7 Propiedades de los fluidos.
- II. 8 Archivos de los pozos.
- II. 9 Pruebas de pozos.
- II. 10 Historia de producción.
- II. 11 Instalaciones superficiales.
- II. 12 Estudios generales.

II.1 OBJETIVOS GENERALES.

Las propuestas y los contratos incluyen un desglose, que contempla los recursos materiales, humanos y financieros, así como los programas cronológicos de las etapas del proyecto, además de un contrato con las cláusulas de ejecución junto con la planeación físico-financiera correspondiente.

II.2 DATOS GENERALES.

El conocimiento inicial del campo considerando sus características, tanto estáticas como dinámicas, es un punto de partida para organizar la información correspondiente, para construir una base de datos útil en la construcción de un modelo de simulación. En forma general, dicha información corresponde a los siguientes aspectos:

- Localización.
- Número de pozos.
- Columna geológica.
- Presión inicial.
- Tipo de hidrocarburos
- Volumen original.
- Estado actual de los pozos.
- Estado actual de la producción.

II.3 ANÁLISIS DE REGISTROS.

A partir del análisis de registros se puede construir un modelo petrofísico del yacimiento y determinar su litología, así como obtener una configuración estructural y estratigráfica del yacimiento.

Las características particulares obtenidas a través del análisis de los registros geofísicos, se mencionan con mayor detalle en el inciso II.14.3

En cada estudio de caracterización debe tenerse un reporte parcial por escrito que contenga, además de las técnicas utilizadas en el análisis, un desglose de los resultados obtenidos.

II. 4 ANÁLISIS RUTINARIOS DE NÚCLEOS.

Los análisis petrofísicos rutinarios, los cuales se efectúan en forma sistemática, dependiendo del estado de las muestras, éstas pueden ser para muestras frescas y para muestras expuestas y son utilizados para definir el número de subunidades de roca dentro del yacimiento.

Los datos del análisis convencional incluyen:

- Datos de los análisis de rutina de los núcleos.
 - Lista de la disposición de núcleos de formación y profundidades.
 - Análisis petrofísicos rutinarios (\emptyset , K, Sg, So, Sw, Kh, y Kv).

II. 5 ANÁLISIS ESPECIALES DE NÚCLEOS.

El objetivo es obtener un grupo de características del yacimiento que puedan ser usadas para describir el flujo de fluidos a través del yacimiento.

Los datos de análisis especiales de núcleos que generalmente se reportan, son los siguientes:

- Lista de la disponibilidad de los núcleos de formaciones y sus profundidades.
- Factor de formación.
- Resistividad de la formación.
- Presión capilar.
- Permeabilidades relativas.

II. 6 GEOLÓGICOS Y GEOFÍSICOS.

En esta etapa se definirá el modelo geológico estructural-estratigráfico del yacimiento.

los datos geológicos y geofísicos incluyen:

- Datos geofísicos.
 - Datos sísmicos en cintas digitales.
 - Datos sísmicos en archivos de papel.

- Datos sísmicos en mapas.
- Datos sísmicos de los archivos de campo.
- Datos geológicos.
 - Mapas de parámetros geológicos.
 - Coordenadas X, Y de campo y pozos en forma tabular (incluyendo una lista completa de pozos).
 - Columna estratigráfica de la región.
 - Datos de bases y cimbras.
 - Mapa topográfico.
 - Banco de datos de elevaciones.
 - Información regional geológica.
 - Datos litológicos y petrológicos.
 - Descripción de ambientes de depósito.
 - Información de la roca fuente y datos del aceite de migración.
 - Reportes describiendo cualquier análisis geológico previo.

II. 7 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

El conocimiento de los fluidos aportados por el yacimiento es trascendental en la determinación del modelo termodinámico del yacimiento, el cual puede hacerse como aceite negro o composicional, dependiendo del tipo de procesos que se pretenda establecer.

Generalmente, en la actualidad, los reportes incluyen tanto el análisis convencional como el análisis composicional, aunque en algunos casos se tiene únicamente el análisis convencional.

Los datos proporcionados por este tipo de análisis, son los siguientes:

- Muestras del fluido de campo y gravedad específica.
- Análisis del agua de formación que incluyan la composición.
- Análisis PVT de gas y aceite que incluyan la composición (reportes completos de laboratorio).

II. 8 ARCHIVOS DE LOS POZOS.

Estos datos contienen todo lo referente al pozo, los cuales se presentan en forma de tarjetas, reportes técnicos, disquetes, cintas, mecanizados, etc., con los cuales se construirá el modelo de simulación lógico-cronológico.

Los datos de los archivos de los pozos incluyen:

- Localización superficial y elevación.
- Profundidad total.
- Datos de las tuberías de revestimiento y tuberías de producción.
- Configuración del fondo del pozo.
- Perforación / empacamiento de graba.
- Reportes diarios de perforación con un reporte del lodo de perforación.
- Reportes diarios de terminaciones (espesores brutos y netos).
- Reportes de trabajo diario.
- Reporte de las desviaciones.

II. 9 PRUEBAS DE POZOS.

La información de pruebas de pozos es necesaria para determinar el corte de agua y la relación gas-aceite que, junto con los datos de presión de fondo fluyendo, se usan para reconstruir el comportamiento de flujo de los pozos y del yacimiento. Este tipo de pruebas incluye pruebas de producción, pruebas de presión y pruebas especiales.

Los datos de las pruebas de pozos incluyen:

- Datos de presión estática inicial.
- Datos de las pruebas de inyectividad, pruebas de incremento y decremento de presión (incluyendo medidas de presión y gastos antes del cierre).

II. 10 HISTORIA DE PRODUCCIÓN.

En esta etapa deben ser revisados, analizados y actualizados las historias de producción de aceite, gas y agua por pozo y del yacimiento, las cuales se presentan en forma gráfica y tabular, como apoyo para el ajuste de la historia de producción.

Los datos de producción incluyen:

- Datos de presión de fondo fluyendo y presión estática de los pozos.
- Datos de las pruebas de producción.
- Datos de producción diaria de aceite, gas y agua empezando desde el inicio de la explotación del campo (usualmente archivada como acumulaciones mensuales de los pozos).
- Criterios de localización de la producción si las mediciones no son registradas.

II. 11 CARACTERÍSTICAS SUPERFICIALES.

Con la ayuda de estos datos es posible conocer el estado actual de los equipos superficiales, para determinar la factibilidad de hacer un rediseño del mismo, así como tener elementos para hacer una evaluación económica.

- Especificaciones del equipo de separación, temperaturas y presiones del estado de operación.
- Muestras del fluido.
- Mapa del campo que muestre la localización de instalaciones y tuberías.
- Tamaño y longitudes de las tuberías.
- Especificaciones de los equipos de inyección.
- Diseño de la producción.
- Rangos de presiones.
- Procedimientos de operación.
- Datos de gravedad específica del aceite por etapa.
- Problemas operativos que incluyan la escala, emulsión, corrosión y archivos de zonas interconectadas.
- Horarios y pronósticos de la perforación y cualquier plan de desarrollo.

II. 12 ESTUDIOS GENERALES.

Existen en los sectores operativos, análisis de las condiciones de explotación del campo, los cuales son reportados a través de mapas de localización actualizados de los contactos agua-aceite y gas-aceite desarrollados durante la explotación del campo.

Este tipo de estudios se hace de acuerdo con las necesidades de cada campo, donde podemos mencionar algunos ejemplos de estudios generales que se practican frecuentemente, son, estudios de emanaciones, estudios de análisis nodal, estudios económicos, etc.

II. 13 BASE DE DATOS CONSTRUIDAS DURANTE ESTUDIOS PREVIOS.

Durante el desarrollo de cualquier estudio o análisis de campo, son generadas bases de datos, que pueden describir con buen grado de detalle uno o más aspectos que serán requeridos con un planteamiento de un modelo de simulación formal, los siguientes son algunos de los aspectos que deberán ser desarrollados para la obtención de información específica:

- Planos de cimas, espesor bruto, espesor neto, porosidad, permeabilidad y saturación de agua para las estructuras y cualquier unidad relacionada en cada pozo.
- Mapas actualizados que muestren la estructura (incluyendo las fallas), espesor bruto, espesor neto, porosidad, permeabilidad y tendencias de saturación de agua en otros campos.
- Planos de estructura, espesor bruto, espesor neto, porosidad, permeabilidad y saturación de agua de cada capa o estrato, como datos de entrada para los modelos de yacimientos preliminares.
- La porosidad medida en núcleos vs. la porosidad tomada de registros, comparadas a través de correlaciones.
- La permeabilidad tomada de registros con correlaciones.
- La permeabilidad proveniente de registro y núcleo vs. permeabilidad correlacionada con las obtenidas por pruebas de pozos.
- Correlaciones de permeabilidad vertical vs. permeabilidad horizontal.
- Correlaciones de saturación de agua vs. altura y su representación mediante la presión capilar correspondientes al modelo del yacimiento.
- Criterios de corte petrofísico utilizados para determinar el espesor neto.
- Modelos de análisis de registros y metodología usada para la determinación de la porosidad y la saturación de agua.
- Propiedades PVT del aceite, gas, agua y las densidades utilizadas en el modelo del yacimiento.
- Compresibilidad de la formación.
- Permeabilidades relativas.
- Resultados de los cálculos volumétricos y del balance de materia del aceite.
- Información acerca de la influencia de acuíferos o casquetes primarios.

- Modificaciones necesarias para lograr una historia razonable que se ajuste al modelo del yacimiento.

II. 14 CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.

II. 14. 1 Objetivos generales.

Los objetivos dentro del estudio integral del campo Tres Hermanos se puede mencionar la recopilación, análisis y organización de la información, hacer una base de datos confiable, que sea útil para hacer el análisis de ingeniería básica que ayude a identificar las áreas con distinto comportamiento así como definir las áreas de oportunidad, que con un rediseño puedan establecerse políticas mejores de explotación el cual podrá lograrse con un estudio de simulación.

II. 14. 2 Datos generales.

El campo Tres Hermanos se localiza al norte del estado de Veracruz, en la provincia Geológica Tampico-Misantla y cuenta con 155 pozos perforados en una área aproximada de 45 Km², con un espaciamiento entre ellos de 400 metros aproximadamente.

La columna geológica atravesada por los pozos TH-106, TH-133 y Mellizo-1, está representada por formaciones que van del Oligoceno al Basamento metamórfico de probable edad Permo-Triásica, siendo las rocas carbonatadas de la formación Tamabra, cuya edad es del Cretácico medio, el principal yacimiento del presente estudio.

La presión original del yacimiento fue de 213.4 kg/cm², medida en 1959.

El tipo de hidrocarburos corresponde a un aceite negro con casquete de gas.

De los 155 pozos perforados, 50 son pozos fluentes, 77 están cerrados y 28 pozos taponados.

El campo se encuentra en una etapa avanzada de explotación, y se tienen recuperados un poco más de 19 000 000 m³ de aceite y 3 250 000 000 m³ de gas, lo que representa una recuperación del 19.5%

II. 14. 3 Análisis de registros.

Se obtuvo información digitada de Registros Geofísicos de pozos en forma continua (cada 25m), de 155 pozos del campo tres hermanos.

Se procesó información de los siguientes registros:

- Calibrador de agujero (CAL)
- Potencial natural (SP)
- Normal corta (NC)
- Normal larga (NL)
- Inversa (INV)
- Micronormal 2" (MN)
- Microinversa 1" x 1" (MI)
- Rayos gama (RG)
- Neutrón (NEUT)

La información de registros fue cargada para su edición, interpretación y procesamiento en la estación de trabajo Landmark, la cual arrojó los siguientes datos:

- Porosidad total.
- Porosidad efectiva.
- Saturación de agua.
- Factor de formación.
- Resistividad del agua de formación.
- Resistividad verdadera de la formación.

Los resultados se presentan en planos de configuración de dichas propiedades, así como en forma tabular.

II. 14. 4 Análisis rutinarios de núcleos.

Los datos de núcleos y análisis convencionales para el campo Tres Hermanos, incluyen los siguientes parámetros:

Porosidad.
Permeabilidad.
Saturación de agua irreductible.
Datos del muestreo.
Litología.

Reportándose en forma escrita, tabular y gráfica; generalmente en la actualidad todos los análisis petrofísicos que se realizan son especiales.

II. 14. 5 Análisis especiales de núcleos.

Los datos de análisis especiales de núcleos para el campo Tres Hermanos, dispuestos en tablas y gráficas, fueron básicamente los siguientes:

Resumen del análisis.
Datos del muestreo.
Litología.
Porosidad vs. permeabilidad.
Presión capilar.
Permeabilidades relativas.
Flujo fraccional de agua.
Distribución vertical de los fluidos.
Resistividades y las referencias.

II. 14. 6 Datos geológicos y geofísicos.

- Datos geofísicos utilizados en el campo Tres Hermanos.

- Datos sísmicos en cintas digitales.
- Datos sísmicos en archivos de papel.
- Datos sísmicos en mapas.
- Datos sísmicos de los archivos de campo.

Se empleó información sísmica contenida en papel para la interpretación estructural que cubre parcialmente al campo y zonas aledañas, con un total de 30 líneas sísmicas en papel y 16 líneas en cintas magnéticas, los resultados se presentan en planos a escala.

- Información geológica disponible del campo Tres Hermanos.

- Mapas de parámetros geológicos.

La siguiente es una relación de mapas de configuración de propiedades geológicas dispuestas en planos de papel y en archivos:

- Isosaturaciones de agua.
- Isoporosidades.
- Isopaca total
- Isopaca neta.
- Configuración en metros.
- Configuración en metros de la base (Tamabra).
- Configuración en metros de la cima (Tamabra).

Los mapas contienen datos adicionales como: Contacto agua-aceite, límite de la zona porosa, fallas, número de pozos taponados, número de pozos cerrados, número de pozos productores de aceite y gas. Es importante mencionar que para el caso del campo Tres Hermanos, todos los mapas se presentan para las unidades A, B, Binf. , C, D y E.

- Coordenadas X, Y de campo y pozos en forma tabular (incluyendo una lista completa de pozos).
- Columna estratigráfica de la región.

Para llevar a cabo la interpretación estratigráfica se empleó información contenida en líneas sísmicas de papel y líneas sísmicas en cinta magnética, los resultados se presentan en planos a escala.

- Cimas y bases.
Los resultados se presentan en planos de papel para cada una de las unidades estratigráficas y en forma tabular a nivel de pozo en disquetes de 3.5".
- Mapa topográfico.
- Información regional geológica.
Los resultados se presentan en forma de mapas que contiene datos de fallas, tipo de estructuras y echados, así como un reporte escrito de la columna geológica.

- Datos litológicos y petrológicos.
Para el yacimiento Tres Hermanos los resultados se presentan en forma escrita, tabular y en forma de gráfica.
- Descripción de ambientes de depósito.
La descripción del ambiente de depósito se presenta en un reporte escrito en papel.
- Reportes describiendo cualquier análisis geológico previo.

ii. 14. 7 Propiedades de los fluidos.

Los datos de las propiedades de los fluidos incluidos en los reportes de análisis de laboratorio, correspondientes a los pozos, son:

- Condiciones de muestreo.

Profundidad de muestreo.
Estado del pozo.
Presiones.
Temperaturas.
Elevación de la mesa rotaria.
Profundidad media de los disparos.
Profundidad del plano de referencia.
Fecha de toma de la muestra.
Horizonte productor.

-Aceite saturado.

Presión de saturación @ TY.
Compresibilidad @ TY.
Expansión térmica @ TY.
Vol. específico @ Ps y TY.
Viscosidad @ Ps y TY.
Densidad @ Ps y TY.
Factor de vol. @ Ps y TY.
Relación gas disuelto-aceite @ Ps y TY.

-Aceite residual.

Compresibilidad @ 26 °C.

Expansión térmica a Ps.
Viscosidad a @ TY.
Viscosidad @ 20°C.
Densidad @ 20°C.
Factor de vol. fase mixta
Vol. específico fase mixta.

-Análisis del gas liberado.

CO ₂	(% mol y vol. de líquido en %)
C ₁	"
C ₂	"
C ₂	"
i-C ₄	"
n-C ₄	"
i-C ₅	"
n-C ₅	"
C ₆₊	"

Valores calculados (Peso molecular, densidad relativa Aire=1)

El reporte se presenta en forma escrita tabular y gráfica.

II. 14. 8 Archivos de los pozos.

Los datos de los archivos de los pozos para el campo Tres Hermanos incluyen:

- Localización superficial y elevación (se reportan en mapas)
- Profundidad total.
- Datos de las tuberías de revestimiento y tuberías de producción.
- Reporte de las desviaciones.

Generalmente se reportan en forma adicional las coordenadas X, Y del pozo, elevación de la mesa rotaria (ELM), profundidad total, datos de las intervenciones realizadas, presión de fondo cerrada, tipo de terminación, producción acumulativa de aceite y cimas de las formaciones de interés.

Estos datos se presentan en los estados mecánicos de los pozos, en carpetas de papel y en disquettes.

II. 14. 9 Pruebas de pozos.

Las pruebas de pozos para el yacimiento Tres Hermanos, incluyen:

- Pruebas de incremento, decremento de presión e inyectividad (Incluyendo medidas de presión y gastos antes del cierre).

El reporte de los resultados contiene la siguiente información:

Pozo.
Fecha.
Intervalo
Profundidad de la herramienta.
Capa de prueba.
Tipo de prueba.
 Q_o / Q_w .
Pendiente de la recta.
Permeabilidad horizontal.
Factor de daño.
 P_{wf} .
 P_s .
Radio de drene.
Daño actual.

El reporte se presenta tanto en forma tabular como en forma gráfica, anexando siempre los datos de la prueba.

II. 14. 10 Historia de producción.

Los datos de producción para el campo Tres Hermanos, incluyen:

- Presión de fondo fluyendo de los pozos.

Estos reportes se presentan en forma tabular y gráfica, generalmente en papel y disquetes (datos de tiempo y presión)

- Pruebas de producción.

Estos reportes se presentan en forma tabular y gráfica, generalmente en papel y disquetes (datos de presión, gastos de aceite, agua, gas, RGA y fw).

II.14. 11 Instalaciones superficiales.

Los datos de las características superficiales para el campo Tres Hermanos, incluyen:

- Especificaciones del equipo de separación, temperaturas y presiones del estado de separación.

Este reporte se presenta en forma tabular y contiene los siguientes datos:

Baterías.

Pozos.

Producción (aceite bruto, aceite neto y gas).

Almacenamiento (cantidad y capacidad).

Separación (presión, tamaño, tipo (H, V), aceite y/o gas.

Bombeo (cantidad, bomba (marca), tipo, gasto, motor (marca), HP, presión, bombeo hacia, longitud de la línea de descarga.

- Mapa del campo que muestre la localización de instalaciones y tuberías.

Se presenta en papel y muestra la localización de los pozos, tuberías de descarga y la localización de las baterías.

- Tamaño y longitudes de las tuberías.

Este reporte se presenta como una relación de ductos en forma escrita tabular y contiene los siguientes datos:

Origen.

Destino.

Servicio.

Diámetro.

Longitud.

Presión.

Observaciones.

- Especificaciones de los equipos de inyección.

- Rangos de presiones.

Este reporte está contenido en la relación de ductos, contiene datos como es la presión en las líneas de descarga de cada uno de los pozos y las presiones de separación en cada una de las baterías.

- Problemas operativos.
Estos datos se encuentran en el reporte de las instalaciones en la columna de observaciones.
- Programación y pronósticos del manejo de la producción en las baterías.

II. 14. 12 Datos de los estudios generales.

Los estudios generales, incluyen:

- Datos económicos y parámetros (algunos de los cuales pueden ser proporcionados por PEMEX).
- Precios detallados del aceite, desde enero de 1990, para proyecciones
- Objetivos de los índices de producción.
- Costos unitarios de producción para las producciones de campo, estimaciones de los costos unitarios para las inversiones en nuevos trabajadores, pozos y líneas de flujo.

La información que se recuperó en el campo, en general fue buena, la que tuvo algunas deficiencias fue la proporcionada por la parte de caracterización de yacimientos, los cuales proporcionaron mapas con algunas zonas con escasa o nula información.

CAPÍTULO III.

ANÁLISIS DE INGENIERÍA BÁSICA DE YACIMIENTOS Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN.

El análisis de ingeniería básica de yacimientos se desarrolla durante todas las etapas de explotación del campo, con lo cual, además de validar la información disponible incluyendo el modelo de caracterización inicial, puede entenderse el comportamiento del yacimiento durante los procesos que han tenido lugar durante el desarrollo.

La descripción del yacimiento respecto a las propiedades del sistema roca-fluidos y el comportamiento histórico de explotación, considera la distribución de los parámetros geológicos expuestos en el modelo de caracterización, el cual se relaciona con los aspectos que identifican la distribución y tipo de flujo, a través de análisis locales e integrales de los comportamientos de producción, este tipo de análisis se llevará a cabo mediante las siguientes actividades.

III.1 ANÁLISIS DE LA HISTORIA PRESIÓN - PRODUCCIÓN.

Un análisis de la historia de presión-producción permite establecer la interrelación que necesariamente existe entre los comportamientos estáticos y dinámicos del campo.

Este análisis tiene como apoyos básicos la construcción de las gráficas correspondientes de producción de aceite, gas, agua y presiones estáticas contra tiempo por campo y por pozo, cuya base de datos, se utiliza para efectuar los análisis de ingeniería de yacimientos, de todas las etapas de un proyecto integral de simulación.

Se grafican las presiones estáticas medidas, referidas a un mismo plano y corregidas a los distintos gradientes que genera la densidad de los fluidos en el pozo y en el yacimiento, cuando se tienen condiciones arriba y abajo de la presión de saturación en el yacimiento.

En la figura III.1.1 se muestra esquemáticamente el procedimiento para llevar la presión estática medida a un mismo plano de referencia considerando los gradientes encontrados en el yacimiento y en el pozo.

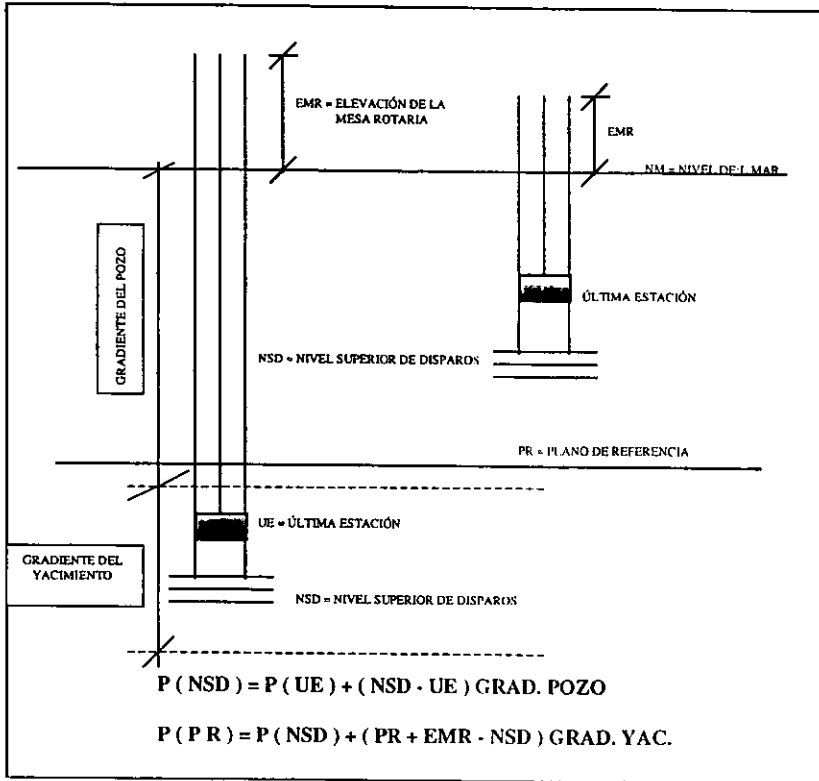
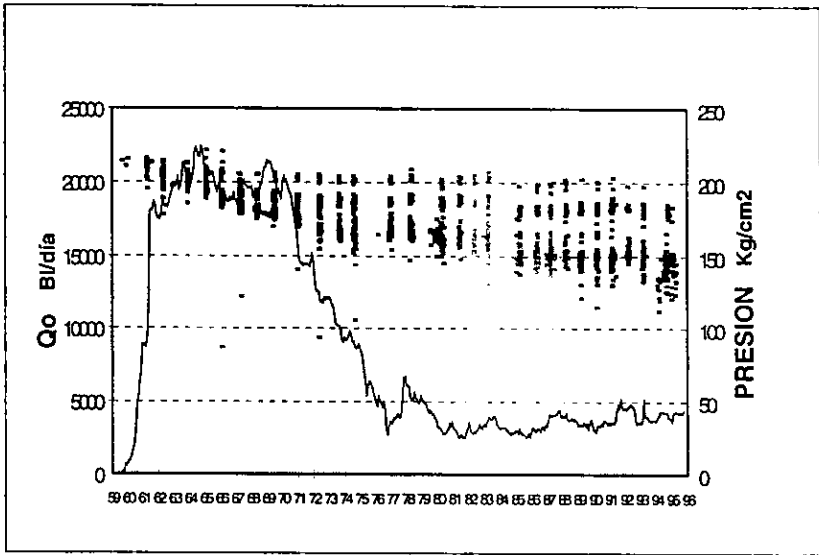


FIGURA III.1.1 ESQUEMA REPRESENTATIVO DEL CÁLCULO DE LA PRESIÓN AL PLANO DE REFERENCIA.

Se elaboran mapas de distribución general de las producciones acumuladas, discretizados con respecto a cada una de las unidades estatigráficas como apoyo al entendimiento del comportamiento de la producción con respecto a las regiones de equilibrio (definidas por los contactos). Las gráficas III.1.2 y I.6, muestran la historia de presión típica del campo; así como la producción de aceite, relación gas-aceite y el flujo fraccional de agua, respectivamente, con cuyas tendencias pueden comenzar a inferirse algunas características del campo.



GRÁFICA III.1.2 Qo, PRESIÓN VS. TIEMPO.

Se analiza el comportamiento de las tendencias de las presiones estáticas, observando que éstas presentan una secuencia lógica, acorde a los abatimientos que genera la producción de fluidos, depurando la información que evidentemente resulte errónea.

En el campo Tres Hermanos se llevó a cabo una recopilación de la información de la presión-producción de 37 años de historia, la cual fue analizada y corregida; elaborando los mecanizados y gráficas correspondientes, del campo y 128 pozos en formatos EXCEL®, lo cual forma parte de la base de datos, útil, tanto para su actualización continua en el campo como para la integración del modelo de simulación.

Son diversos los aspectos que hacen particular al campo Tres Hermanos, que modifican los procedimientos empleados en un análisis tradicional de ingeniería de yacimientos, así, por ejemplo, de los 156 pozos el 76% de ellos han sido cerrados anacrónicamente durante su historia de producción por abatimiento de presión de fondo; lo cual ha dado lugar a que el 50 % de los pozos hayan tenido producciones intermitentes en la mayor parte de los 37 años de historia del campo, cuya causa bien podría ser debido a los altos ritmos de extracción de gas a través de algunos pozos que producen con alta RGA, ubicados en las partes altas de la estructura.

Por otra parte, fueron detectadas 3 zonas de presión denominadas alta, intermedia y baja (figura III.1.4), siendo esta última la más extensa y de la cual proviene la mayor parte de la recuperación de hidrocarburos; la intermedia presenta una mucho menor recuperación, pero suficiente para provocar caídas de presión hasta de 50 kg/cm² con respecto al resto de zonas de presión; la tendencia de presión alta responde a la escasa extracción de hidrocarburos y tal vez a la posible conexión de un acuífero activo. La separación bien definida de estas tres tendencias de presión, ponen de manifiesto la existencia de eventos geológicos, que podrían definir por lo menos 2 yacimientos distintos, de tal forma que entre las zonas de presión baja y alta, bien podría ser el límite de la unidad B inferior y entre la intermedia y la alta, alguna falla. Sin embargo, la unidad B inferior deberá tener características litológicas y petrofísicas muy contrastantes con respecto a la unidad B, por otro lado la configuración estructural no muestra la existencia de alguna falla en la porción de alta presión. Dentro del marco que define esta discretización de zonas de presión, se hace necesario definir por lo menos 5 regiones de equilibrio con base en los contactos agua aceite encontrados.

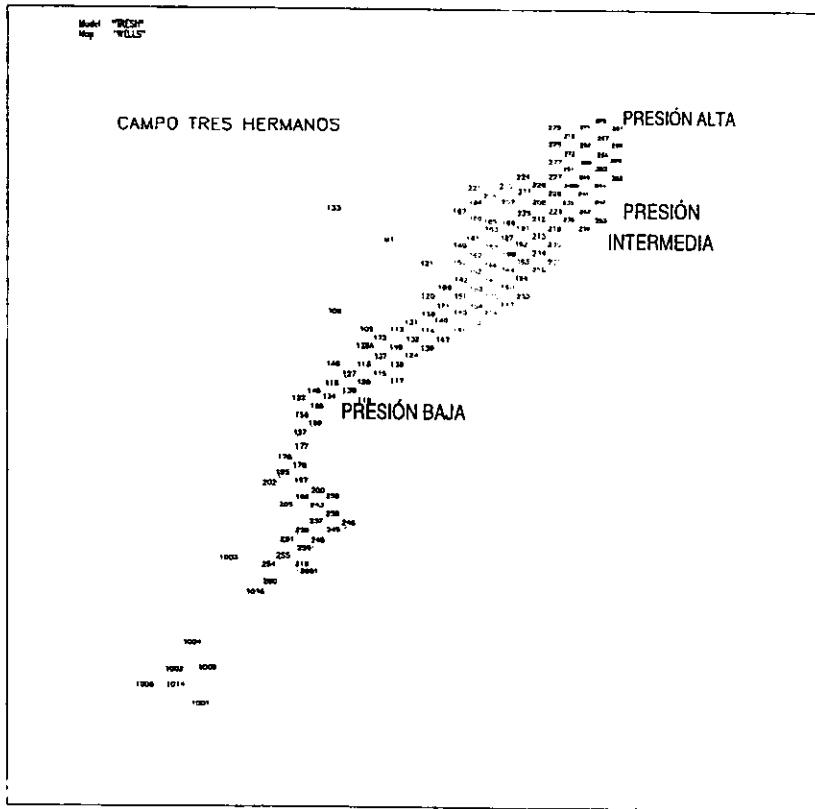


FIGURA III.1.4 ZONAS DE PRESIÓN (EN PLANTA)

En el área de presión baja los rangos de producción de agua tan bajos los primeros 13 años quitan la posibilidad de que el mecanismo de empuje, sea por el empuje hidráulico de su acuífero. En cambio la RGA de 1500 pies³/BI promedio hasta 1975 y la escasa diferencia entre las presiones estática inicial y la de saturación establece la posibilidad de la existencia prematura de un casquete que actúa preferencialmente como mecanismo de empuje. Por su parte la zona de presión intermedia al presentar una escasa caída de presión, un valor bajo y sostenido durante toda la historia de flujos fraccionales de agua altos, dieron inicialmente la

idea de tener un empuje hidráulico y finalmente la zona de presión baja presenta poca información de producción que refleja un comportamiento similar a la intermedia. No obstante, en la etapa de balance de materia serán definidos con mayor detalle los mecanismos de empuje correspondientes.

Como puede observarse en la gráfica III.1.2 o en la figura III.1.4, la distribución de 3 regiones sugiere la existencia de características geológicas estructurales o estratigráficas que actúan como barreras o límites que definen la presencia de tres yacimientos.

El análisis de las tendencias de presión y de producción de gas, aceite y agua, conjuntamente con las condiciones iniciales de presión, cuyo valor es cercano a la presión de saturación, hacen suponer que en ningún caso el gas en solución es el principal mecanismo de empuje. Por otro lado, la RGA desde el inicio de la explotación se mantiene alta, con un valor promedio de 1750 (pie³/bl), sufriendo un incremento drástico en 1979; mientras que la producción de agua es baja en los primeros años de la explotación, presentando fuertes incrementos escalonados en 1969, 1971 y 1991. Los incrementos en la producción de agua y gas en etapas avanzadas de explotación, están relacionados con la cercanía de los intervalos abiertos con respecto a los contactos agua-aceite y gas-aceite, pero el comportamiento inicial de producción también es típico de la presencia de los mecanismos de empuje por casquete de gas y empuje hidráulico.

Se actualizaron los estados mecánicos de los pozos. La elaboración de un resumen de las intervenciones o reparaciones mayores, cierres y aperturas de intervalos (ver tabla III.1.1) incluyendo los detalles de sus comportamientos, el cual será de gran utilidad posteriormente para ubicar los intervalos productores dentro del marco de referencia vertical.

POZO	No POZO	FECHA	U	E	FOR	INTERVALO m.b.M.R.	ELEV M.R.	INTERVALO m.b.N.M.	I	J	CAPA FRAC.	CAPA SAFAS	APERTURAS Y CIERRES	OGS.
112	1	Sep-44	D	KT		1973 1974	4926	1932.7 1933.7	9	34	23	11	OPEN-SEP-64 SKUT-OCT-66	INTERM.HASTA SEP. 60. FLUYE
112		Dec-60	C, D	KT		1970 1971	4926	1929.7 1933.7			22	11	OPEN-JUN-81 SHUT-SEP-84	NO FLUYE
113	2	Sep-59	C, D	KT		1993 1990	5039	1932.6 1938.6	12	40	27 Y 23	10 Y 11	OPEN-SEP-59 SHUT-MAR-72	FLUYE HASTA FEB. 62
113		Nov-78	D	KT		1988 1988	5039	1935.6 1937.6			23	11	OPEN-NOV-76 SKUT-ENE-80	ARQA
113		Oct-85	B	KT		1978 1976	5039	1925.6 1927.6			18	6	OPEN-OCT-85 SHUT-MAR-90	ARQA
113		Aug-91	B	KT		1958 1962	5039	1907.6 1911.6			15	5	OPEN-AGO-91	FLUYE INTERMITENTE
114	3	Oct-59	B	KT		1965 1970	4836	1918.5 1923.5	15	34	NY 5	2 Y 3	OPEN-OCT-59 SHUT-JUL-79	FLUYE HASTA JUN. 79
115	4	Jun-60	B	KT		1975 1985	4330	1931.7 1941.7	16	42	NY 5	2 Y 3	OPEN-JUN-60 SHUT-FEB-63	FLUYE HASTA ENE. 63
115		Jun-63	B	KT		1975 1980	4330	1931.7 1936.7			NY 5	2 Y 3	OPEN-JUL-63 SHUT-JUN-65	I.A.B.
115		Aug-68	A	KT		1965 1968	4330	1921.7 1924.7			13	1	OPEN-AGO-66 SHUT-MAR-69	BPF S/P
115		Mar-69	A	KT		1962 1964	4330	1919.7 1920.7			13	1	OPEN-MAR-69 SHUT-DIC-60	
115		Jan-82	A	KT		1982 1984	4330	1918.7 1920.7			13	1	OPEN-JUN-82	FLUYE B.N. INTERMITENTE
116	5	Mar-60	A	KT		1972 1977	4942	1891.4 1896.4	10	43	13	1	OPEN-MAR-60 SHUT-JUN-60	I.A.B.
118	6	Aug-65	B	KT		1975 1985	4877	1926.2 1936.2	13	37	NY 5	4 Y 5	OPEN-AGO-60 SHUT-JUN-78	FLUYE INTERMITENTE
118		Mar-82	B	KT		1957 1960	4877	1908.2 1911.2					OPEN-SEP-91 SHUT-AGO-92	CERRADO BPF
118		May-95	A, B	KT		1954 1957	4877	1905.2 1908.2			13 Y 14	1 Y 2	OPEN-JUL-95	FLUYE
120	7	Mar-92	E	KT		1962 1968	3885	1925.1 1931.1	8	27	24	12	OPEN-MAR-92	FLUYE
122	8	May-60	B	KT		1965 1970	7086	1894.1 1899.1	7	46	NY 5	5 Y 6	OPEN-MAY-62 SHUT-SEP-70	FLUYE HASTA ABR. 61
122		Mar-83	B	KT		1968 1970	7086	1894.1 1899.1			NY 5	5 Y 6	OPEN-MAR-83 SHUT-SEP-84	FLUYE HASTA AGOS. 84
122		ago-84	B	KT		1965 1970	7086	1894.1 1899.1			NY 5	5 Y 6	OPEN-MAR-85 SHUT-MAR-88	BPF
124	9	Aug-60	A	KT		1994 1985	4631	1937.7 1938.7	18	28	13	1	OPEN-SEP-60	FLUYE HASTA JUL. 61
124		Oct-61	A	KT		1985 1989	4631	1938.7 1942.7			14	2	SHUT-AGO-67	
124		Oct-81	A	KT		1981 1985	4631	1934.7 1938.7			13	1	OPEN-JUL-72 SHUT-MAR-82	FLUYE INT.CON BPF
124		Jan-81	A	KT		1981 1985	4631	1934.7 1938.7			13	1	OPEN-FEB-81 SHUT-AGO-84	FLUYE HASTA JUL. 84
127	10	Jun-60	B	KT		1970 1980	5406	1915.9 1925.9	13	41	17 Y 19	5 Y 6	OPEN-JUL-60 SHUT-NOV-62	FLUYE INT. HASTA MAY 62
127		Dec-62	B	KT		1975 1980	5406	1920.9 1925.9			18	6	OPEN-ENE-63 SHUT-JUN-69	FLUYE ACEITE, AGUA Y GAS
127		Feb-61	B	KT		1962 1965	5406	1927.9 1960.9			14	2	OPEN-MAR-91	FLUYE
127		Dec-95	A	KT		1940 1945	5406	1985.9 1990.9			13	1	OPEN-DIC-95	FLUYE
128-A	11	Jun-78	A	ARVA KT		1880 2024	4806	1833.9 1977.9	12	41	13	1	OPEN-DIC-89 SHUT-ABR-82	FLUYE GAS
128-A		Mar-82	A	ARVA KT		1880 2024	4806	1833.9 1977.9			13	1	OPEN-JUN-92 SHUT-ENE-93	ARQA Y BAJA P EN LA TUBERIA

TABLA III. 1 EJEMPLO DEL RESUMEN DE LAS INTERVENCIONES.

III.2 REGIONES PETROFÍSICAS.

Una regionalización de comportamientos petrofísicos, tanto en sentido areal como vertical, puede desarrollarse a través de un proceso simple, el cual consiste en graficar los datos de permeabilidades relativas o presiones capilares reportados en los análisis petrofísicos especiales contra la saturación de agua, y en una sola gráfica que incluya los datos de todos los análisis (ver gráfica III.2.3, para permeabilidades relativas) para observar las diferentes tendencias de acuerdo al agrupamiento de esas curvas, las cuales se asocian con las posibles regiones petrofísicas.

Si en este paso no se presenta una clara definición de las regiones petrofísicas, debe ser utilizado un procedimiento de normalización de la saturación de agua y para una definición con mayor detalle pueden ser normalizadas también las presiones capilares y las permeabilidades relativas.

A)

El procedimiento para la regionalización petrofísica se inicia transformando la presión capilar de condiciones de laboratorio a condiciones de yacimiento, ver ecuación III.1.

$$P_c @y = P_c @l (\sigma \cos \theta)_y / (\sigma \cos \theta)_l \quad (III.1)$$

B)

Posteriormente se grafican los datos de S_w contra la función $P_c(S_w)$, en una sola gráfica que incluya todos los datos de los análisis y observar las diferentes tendencias, las cuales pueden asociarse a las diferentes regiones petrofísicas.

C)

Para una definición con mayor detalle puede ser utilizada la función $J(S_w)$ Propuesta por Leveret (ver ecuación III.2) la que involucra una distribución de calidades de roca a través de la correlación de $(K/\phi)^{0.5}$ y similarmente al paso anterior será normalizada, de esta forma se tiene en la gráfica una clara definición de las regiones petrofísicas que conforman el campo, ver gráfica III.2.2

$$J(s_w) = (P_{cy}/26) \times (K/\phi)^{0.5} \quad (III.2)$$

Donde :

$J(S_w)$ =función J (psi/dina/cm²).

P_{cy} =presión capilar medida a condiciones de yacimiento (psia).

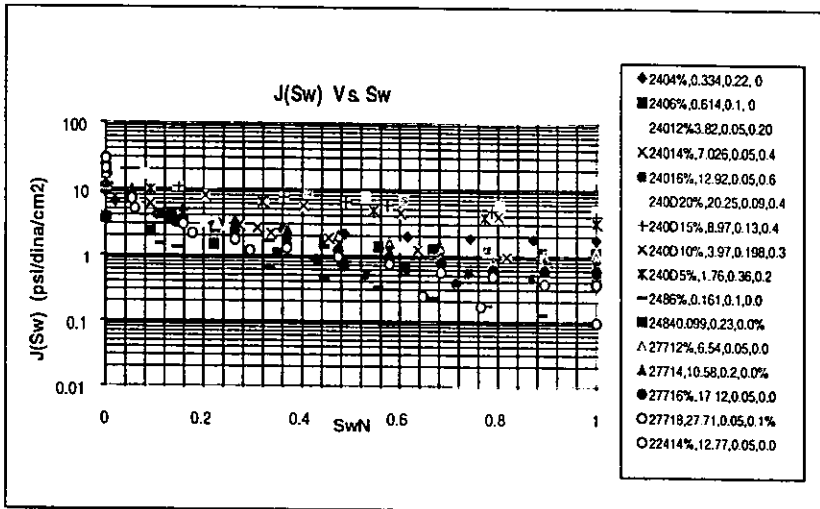
K =permeabilidad absoluta (md).

\emptyset =porosidad.

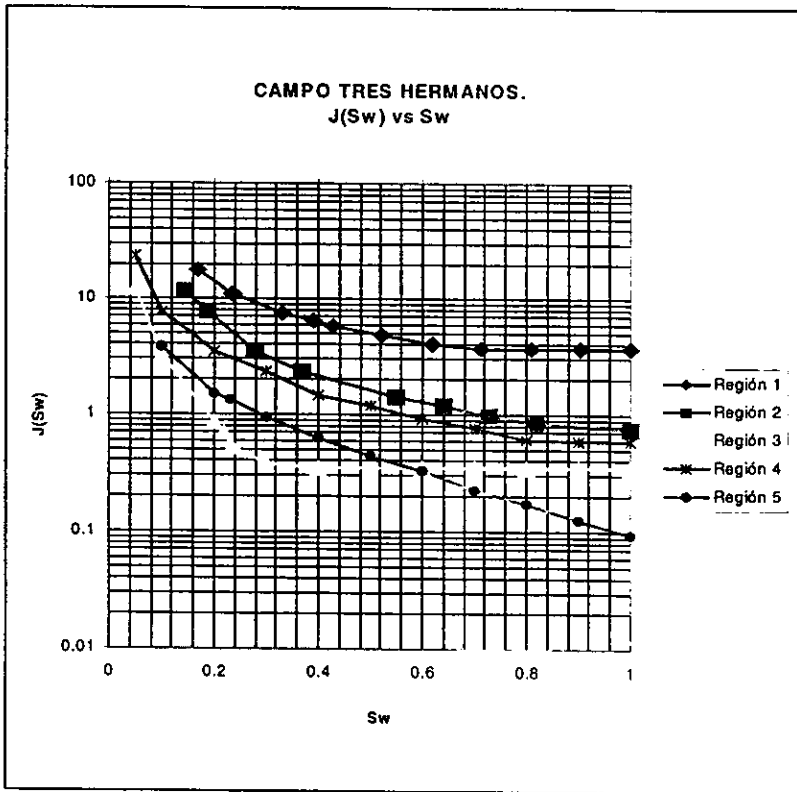
D)

Posteriormente en los próximos capítulos se analizarán las regiones de equilibrio, se construye una gráfica de altura (H) vs. S_w , en la cual se puede extrapolar la curva hasta cortar la $S_w=1$, obteniendo así la altura del contacto agua-aceite.

En el caso del campo Tres Hermanos la siguiente secuencia de gráficas describen la definición de sus regiones petrofísicas correspondientes.



GRÁFICA III.2.1 PRESIONES CAPILARES COMO FUNCIÓN (J), NORMALIZADAS CON RESPECTO A S_w .



GRÁFICA III.2.2 REGIONES PETROFÍSICAS.

III. 3 ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO TRES HERMANOS.

En un estudio de simulación de yacimientos, la parte correspondiente al conocimiento de los fluidos aportados por el yacimiento es importante en la determinación del modelo de simulación.

COMPONENTES	BATERÍAS (% MOL)		
	1	3	4
Nitrógeno	1.036	1.067	0.917
Bióxido de carbono	59.348	64.592	63.163
Ácido sulfúrico	0.089	0.06	0.062
Agua	0	0	0
Metano	29.259	26.597	27.985
Etano	5.025	3.386	3.492
Propano	3.293	2.42	2.412
Isobutano	0.223	0.232	0.239
Butano normal	0.805	0.758	0.725
Isopentano	0.203	0.186	0.185
Pentano normal	0.302	0.252	0.25
Hexano y más pesados	0.417	0.45	0.568
Total	100	100	100
Peso molecular aparente	35.476	36.44	36.123
Presión pseudocrítica (psia)	904.544	925.132	919.484
Temperatura pseudocrítica (°R)	494.466	498.532	496.617
Densidad relativa (aire=1)	1.225	1.258	1.247
Etano líquido recuperable (gl/10 ⁶ pie ³)	1.266	0.853	0.88
Etano líquido recuperable (bl/10 ⁶ pie ³)	30.137	20.307	20.955
Propano y más pesados (gl/10 ⁶ pie ³)	1.609	1.348	1.391
Propano y más pesados (bl/10 ⁶ pie ³)	38.311	32.097	33.13
Poder calorífico bruto (BTU/pie ³)	543.98	464.01	485.27
Poder calorífico bruto (Kcal/m ³)	4852.75	4139.41	4328.94

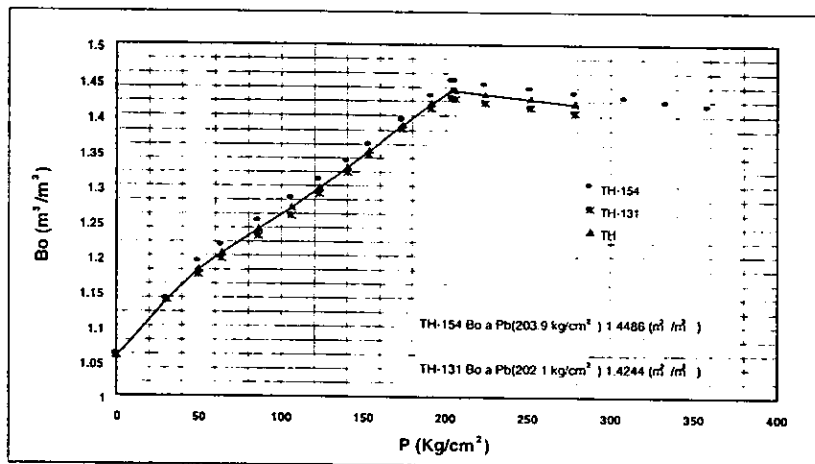
TABLA III. 2. COMPOSICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL GAS DEL SEPARADOR.

Un proceso de validación de los análisis PVT experimentales de los fluidos, ayuda a discriminar la información anómala que sea poco representativa de las condiciones prevalecientes en el yacimiento.

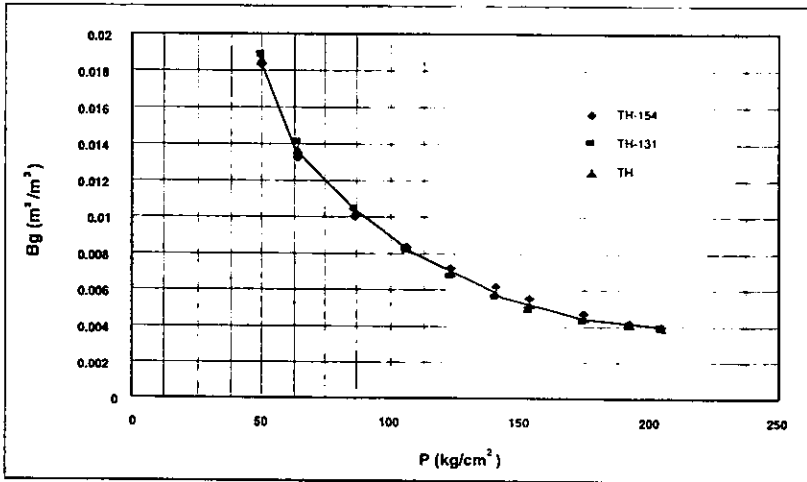
En el campo Tres Hermanos se intentaron determinar las funciones de presiones de los fluidos, a través de los análisis PVT de muestras de líquido recuperados de las baterías y gas de la unidad de bombeo neumático, ver la tabla III.3.1.

Los resultados de las funciones de presiones se presentan en las gráficas III.3.1, III.3.2, III.3.3, respectivamente. Las cuales presentan como características principales formas debajo de la presión de saturación que describen a un aceite negro. La presión de saturación es muy cercana a la presión inicial. La densidad del aceite resultó muy alta (0.97 gr/cm^3) con respecto a la reportada en los análisis PVT de los pozos TH-154 y TH-131 la cual fue de 0.894 gr/cm^3 .

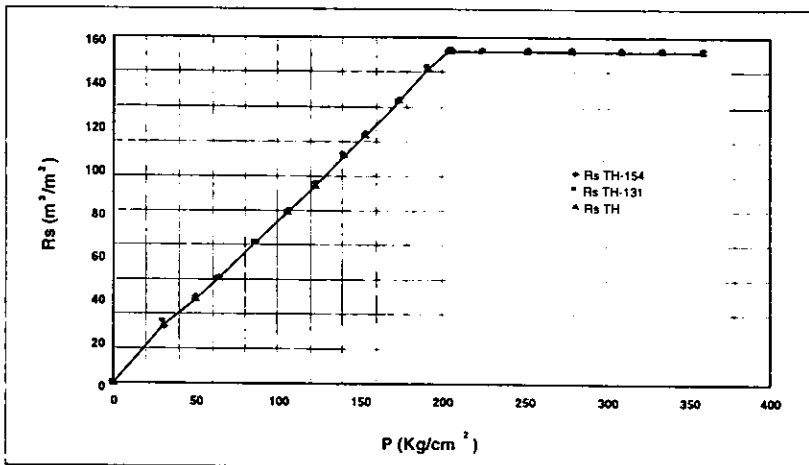
El porcentaje de emulsión de 8, 50 y 70, obtenidos en las baterías 3, 1 y 4, respectivamente, con sedimentos sólidos.



GRÁFICA III.3.1 Bo, CAMPO TRES HERMANOS.



GRÁFICA III.3.2 Bg vs. PRESIÓN, CAMPO TRES HERMANOS.



GRÁFICA III.3.3 Rs vs. PRESIÓN, CAMPO TRES HERMANOS.

Una vez validada la información PVT se caracterizó el gas de las tres baterías, encontrando sus composiciones similares entre sí, los resultados se muestran en la tabla III.3.2.

PROPIEDAD	BATERÍA			POZO	
	1	3	4	189	194
Muestreo	Jul-95	Jul-95	Jul-95	Nov-95	Nov-95
P de muestra (kg/cm ²)	2	2	2	2	2
T de muestreo (°C)	30	33	35	32	31.5
T de prueba (°C)	30	33	35	32	31.5
P de saturación (kg/cm ²)	-	-	-	203.9	202.1
Expansión térmica 10E-04(1/°C)	6.771	7.528	7.417	9.541	9.312
Compresibilidad. 10E-05(1/kg/cm ²)	6.96	6.31	6.71	6.75	6.386
Factor. de encogimiento(m ³ /m ³)	0.9677	0.9828	0.9743	9788	0.981
RGA (m ³ /m ³)	143.9D.	142.2	143.7	142.6	124.7
Bo (m ³ /m ³)	1.033	1.018	1.026	1.022	1.02
Densidad (gr/cm ³)	0.975	0.971	0.982	0.989	0.922
Densidad (°API)	13.52	15.74	12.63	25.77	21.87
Líquidos recuperados (cm ³)	19	24	20	25	24
Aceite limpio (%)	39	87	20	100	96
Emulsión (%)	50	8	70	0	2.5
Agua limpia (%)	11	5	10	0	1.5

TABLA III.3.2 PROPIEDADES DE LOS LÍQUIDOS MUESTREADOS EN BATERÍAS Y POZOS.

III.4 BALANCE DE MATERIA.

El análisis por balance de materia se lleva a cabo básicamente para estimar los valores de volúmenes originales de hidrocarburos y la identificación de los mecanismos de empuje predominantes.

Una expresión general de la ecuación de balance de materia incluye los términos de vaciamiento debidos a la extracción de los fluidos; la expansión de los fluidos debida al gas disuelto; la expansión del casquete de gas y la reducción del volumen poroso ocupado por hidrocarburos, debida a la expansión del agua congénita y al decremento del volumen poroso, lo cual está representado por la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} N_p(B_o+(R_p-R_s)B_g) = N_{Boi} & [((B_o-B_{oi})+(R_s-R_{si})B_g)/B_{oi}] \\ & +m((B_g/B_{gi})-1) \\ & +(1+m)[(C_w S_{wc}+C_f)/(1-S_{wc})]\Delta P \\ & +(W_e+W_p)B_w \quad (\text{volumen @c.y.}) \end{aligned}$$

En donde: $m = GB_{gi}/N_{Boi}$

$$R_p = G_p/N_p$$

Esta ecuación es reducida a los términos de una línea recta teórica, que maneja el procedimiento D. Havlena y S.Odeh, definiendo los términos de vaciamiento como F; los de expansión como E_o , E_g , E_w , E_f los cuales son rearrreglados de acuerdo a cada caso, y N como volumen original.

Empuje por gas disuelto.

Cuando $P < P_b$ $F = NE_o$

Cuando $P > P_b$: Es la misma expresión, quedando la expansión en términos de una sola fase y el vaciamiento como si todo el gas producido hasta P_b haya estado en solución.

Empuje por casquete de gas.

$$F = N(E_o + mE_g)$$

Empuje Hidráulico.

Debido a la baja compresibilidad del agua y de la formación, pueden ser despreciados los efectos de expansión del agua congénita y la reducción del volumen poroso, ya que éstos tienen una contribución casi nula al mantenimiento de la presión, cuando se tiene un empuje predominantemente hidráulico, por lo tanto su expresión quedará como sigue:

$$F = NE_o + W_e$$

$$F/E_o = N + W_e/E_o$$

Para una determinación cualitativa de la influencia de un empuje hidráulico, pueden ser utilizadas expresiones simples de W_e :

$$W_e = W_i(C_w, f)\Delta P$$

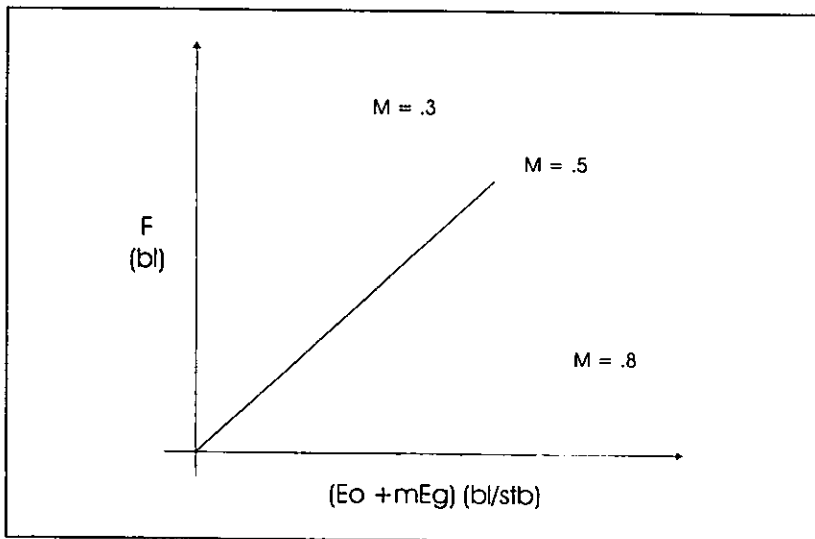
Donde W_i es el volumen del acuífero, el cual puede ser planteado como lineal o radial.

Combinación de empujes hidráulico y por casquete de gas.

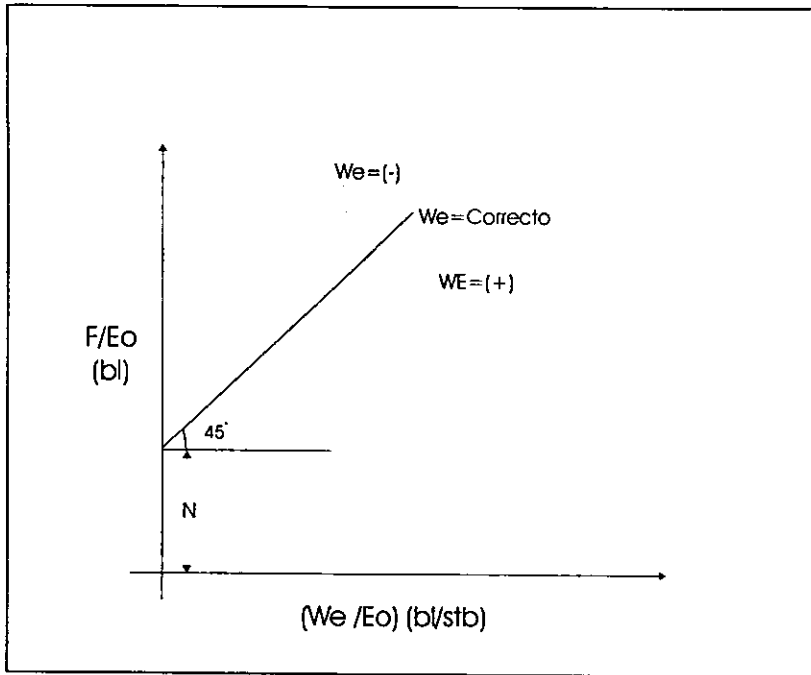
$$(F/(E_o+mE_g)) = N+(W_e/(E_o+mE_g))$$

Los métodos de la línea recta utilizados para este análisis, se basan en la variación de las propiedades de los fluidos y de la respuesta de producción con respecto a las caídas de presión; sin embargo, el campo Tres Hermanos presenta, por lo menos en dos regiones; caídas de presión muy reducidas, lo que ha generado fuertes dispersiones en la parte gráfica de los métodos utilizados, no obstante se tiene una buena concordancia con los comportamientos de las historias de presión-producción de las distintas regiones.

A través del análisis de balance por materia, fueron detectados los mecanismos de empuje que preferencialmente han actuado en cada una de las regiones definidas por las presiones estáticas; además de hacer una estimación de los volúmenes originales de hidrocarburos correspondientes. El comportamiento típico de los empujes se presenta en las gráficas III.4.1 y III.4.2.



GRÁFICA III.4.1 EMPUJE POR CASQUETE DE GAS.



GRÁFICA III.4.2 EMPUJE POR ENTRADA DE AGUA.

A continuación, la tabla III.4.5 muestra un resumen del análisis de balance de materia, el cálculo del volumen original de hidrocarburos y los mecanismos de empuje, donde puede observarse que para la región de presión baja, la cual es la más representativa del campo, resultó el mecanismo de empuje por casquete de gas.

MECANISMO	VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS POR REGIONES DE PRESIÓN (MILLONES DE m ³ @ C.S.)			
	BAJA	MEDIA	ALTA	TOTAL
GAS DISUELTO	320	13	15	
CASQUETE DE GAS	62	44	5.9	
HIDRÁULICO	150	22		
COMBINADO	GD-CD 64.7		H-CG 2-4	
RESUMEN	62	22	2-4	86

TABLA III.4.5 RESUMEN DE MECANISMOS DE EMPUJE Y VOLUMEN ORIGINAL DEFINIDOS POR BALANCE DE MATERIA CUYO VALOR DE 86 ES CERCANO A LOS VALORES DE 72 Y 95 REPORTADOS POR PEP. Y DEL ESTUDIO DE CARACTERIZACIÓN, RESPECTIVAMENTE

CAPÍTULO IV.

SOLUCIÓN DEL PROBLEMA.

La idea de comprender el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos, así como los mecanismos de recuperación, ha dado como resultado el desarrollo de simuladores numéricos, los cuales pueden ser utilizados en la solución de problemas específicos, con base en las características particulares que presenta el yacimiento y, por supuesto, de la cantidad y la calidad de los datos disponibles.

Así, entonces, cuando se desea predecir el comportamiento de un yacimiento sujeto a un determinado proceso de recuperación, es preciso seleccionar el modelo de simulación que cumpla con ciertas características de diseño. En el diagrama IV.1, se presenta una clasificación general de simuladores, organizada de manera que en ella aparecen las posibles rutas de simulación para un problema específico.

A continuación se explican de manera detallada, las opciones para establecer el modelo de simulación más adecuado al problema que se pretende resolver y que se resume en el diagrama IV.1.

IV.1 TIPO DE YACIMIENTO.

En un sentido muy general, los yacimientos pueden dividirse en tres grandes grupos:

- 1 Yacimientos homogéneos.
- 2 Yacimientos semi fracturados.
- 3 Yacimientos fracturados.

Un análisis de la historia de producción (q_o y f_w) vs. tiempo, de los resultados de los petrofísicos rutinarios (K vs. ϕ), petrofísicos especiales (k_{rs} y P_c vs. S_w) y de las pruebas de producción, son algunos de los parámetros mediante los cuales se puede inferir si un yacimiento es homogéneo o fracturado.

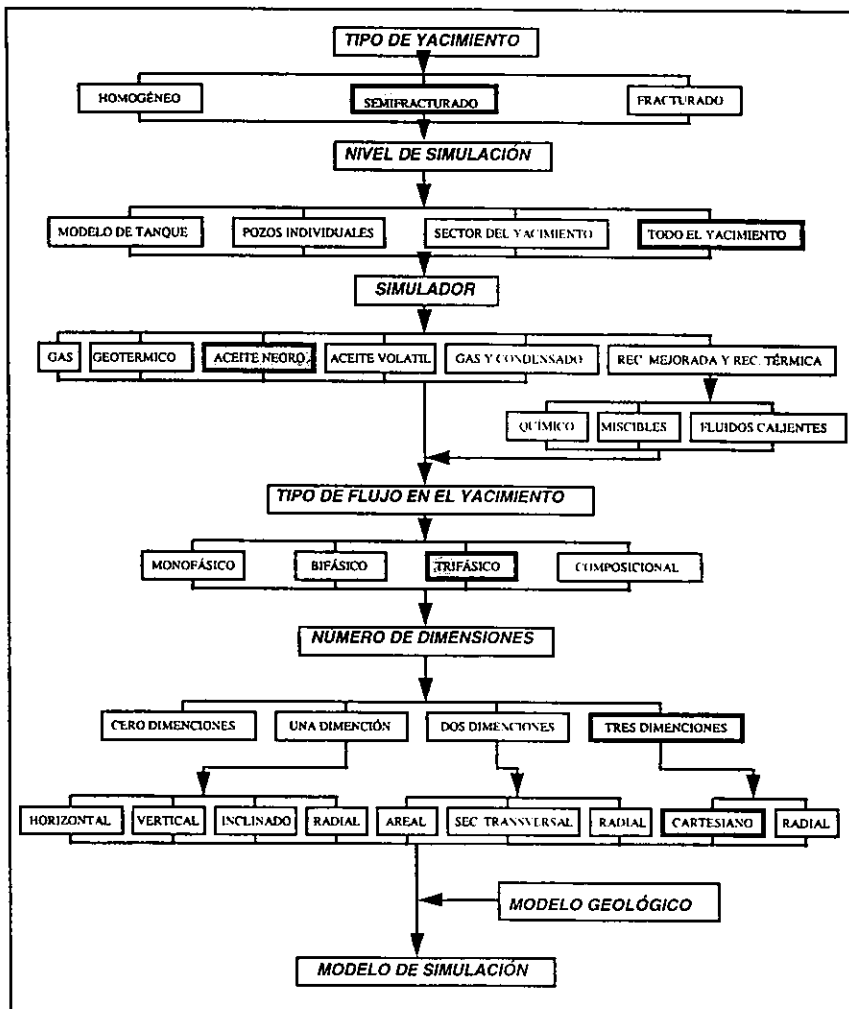


DIAGRAMA IV.1 CLASIFICACIÓN GENERAL DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN QUE INCLUYE LA RUTA CRÍTICA DEL ESTUDIO DEL CAMPO TRES HERMANOS.

IV.2 NIVEL DE SIMULACIÓN.

Los estudios de simulación pueden realizarse a los siguientes niveles:

Modelo de tanque.

El modelo de tanque es el más sencillo, dado que maneja parámetros promedio en una sola celda y además es útil sólo para hacer estimaciones de los procesos de explotación, tales como:

- Cálculo del volumen original y su recuperación.
- Estimación de reservas.
- Validación de rangos de parámetros.
- Identificación de mecanismos de empuje.

Pozos individuales relacionado con dos dimensiones y un sistema radial.

La simulación a nivel pozo se plantea para representar el comportamiento de flujo radial en las vecindades del pozo, sobre todo cuando se aplican procesos de inyección para la estimulación; en la validación de pruebas de presión-producción y para analizar los efectos de conificación.

Sector del yacimiento.

Los modelos en los que se incluye sólo un sector del yacimiento, son planteados para la solución de los siguientes tipos de problemas:

- Existen sospechas de bloques diferentes al yacimiento con comportamientos anómalos.
- Análisis de bloques contenidos en el mismo yacimiento limitados perfectamente por un sistema de fallas.
- Análisis de efectos de conificación localizados parcialmente en el yacimiento.
- Diseño de pruebas piloto de procesos de desplazamiento.
- Diseño de arreglos de pozos para procesos de inyección.

Todo el yacimiento.

Los modelos que abarcan la totalidad del yacimiento o también llamados integrales, en principio, son los que requieren más y mayormente detallada la información, con objeto de obtener un mayor dominio en el

comportamiento integral del campo y en la medida de su tamaño, número de pozos y complejidades inherentes a su tipo de fluidos y a su calidad de roca; son los que presentan mayor dificultad en su solución, principalmente en su etapa de ajuste de historia.

IV.3 TIPO DE SIMULADOR.

Una vez determinado el nivel de simulación y conocido el tipo de yacimiento, así como el esquema de solución, se puede decidir acerca del tipo de simulador que puede ser utilizado. El diagrama IV.1 muestra hasta aquí las posibilidades que se tienen para la selección. Los simuladores se dividen en dos grupos:

1. Los que se definen según el tipo de hidrocarburos que contiene el yacimiento:

Simulador de gas.

Este tipo de simuladores se utiliza para llevar a cabo predicciones del comportamiento de un yacimiento de gas. Los estudios para este tipo de yacimientos son sencillos si se considera la presencia de una sola fase fluyente (gas). Los parámetros que pueden definirse con este tipo de simulador son, entre otros:

- Volumen de gas inicial.
- Gasto de producción.
- Distribución de presiones.

Simulador geotérmico.

Existen yacimientos geotérmicos cuya energía calorífica se emplea para la generación de energía eléctrica. En este tipo de estudios se utiliza el modelo geotérmico.

Simulador de aceite negro.

Este es el modelo más simple que puede utilizarse para estudios en yacimientos de aceite por agotamiento primario o recuperación secundaria

con inyección de agua o gas. Cuenta con los cuatro mecanismos de desplazamiento básicos para la recuperación de aceite.

Estos modelos se basan en la suposición de que los fluidos del yacimiento puedan representarse por tan sólo tres fases (aceite, agua y gas). Esta suposición funciona bien, siempre y cuando el sistema durante el proceso de recuperación, quede lejos del punto crítico y de la región de condensación retrógrada, y además, si los fluidos que se inyectan (si es el caso), constan de los mismos componentes que los fluidos que se encuentran en el yacimiento.

Los simuladores de aceite negro frecuentemente se utilizan para estimar los siguientes parámetros durante la recuperación de aceite:

- Gasto de producción.
- Conificación de gas y/o del agua como función del gasto de producción
- Intervalos disparados.
- Espaciamiento y arreglo entre pozos.
- Mejorar el mecanismo de entrada de agua mediante inyección de la misma.
- Pozos de relleno, ya sean para producir o inyectar.

2. Los que se utilizan en procesos de recuperación mejorada:

Simulador para inyección de productos químicos.

La necesidad de contar con simuladores capaces de reproducir el comportamiento de los yacimientos es indispensable, particularmente cuando se tiene la necesidad de recuperar la mayor cantidad posible de aceite. Tal es el caso de los simuladores de recuperación química.

Dentro de este tipo de simuladores, los métodos de recuperación mejorada más importantes son:

- Inyección de agua alcalina.
- Desplazamiento de aceite con polímeros.
- Desplazamiento de aceite con surfactantes.

Los simuladores que se utilizan en este tipo de estudios, presentan un mayor grado de complejidad, pues deben de considerar tanto la interacción que existe entre los propios fluidos químicos, como la que hay entre dichos fluidos y la roca.

Simulador para desplazamientos miscibles.

La miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos, sin que se forme entre ellos una interfase. Existen diferentes fluidos que se inyectan al yacimiento bajo esta condición, y el estudio del efecto que produce cada uno de ellos en la recuperación del aceite se hace con la ayuda de un simulador específico.

Entre los fluidos que se utilizan en este tipo de procesos se tienen:

- El gas enriquecido.
- El bióxido de carbono (CO₂).
- El nitrógeno (N₂).
- Gases de combustión.
- Desplazamiento de aceite con soluciones miscibles.

Simulador de recuperación térmica.

Este tipo de simuladores se utiliza para predecir el comportamiento de los yacimientos sujetos a algún proceso de recuperación mejorada por medio de métodos térmicos, cuyo objetivo principal es el de proporcionar energía calorífica al aceite con el fin de disminuir su viscosidad, mejorando la movilidad del aceite con respecto al agua, si esta existe, y de esta forma, facilitar el flujo hacia los pozos productores.

Los métodos térmicos se pueden clasificar en dos grupos diferentes:

- Inyección de agua caliente.
- Combustión in-situ.
- Inyección de vapor.

Los problemas que se presentan en los procesos térmicos, son, entre otros:

- Baja recuperación de aceite a nivel de pozo.
- Generación del volumen necesario de vapor.
- Evaluar la posibilidad de incluir otros fluidos en la inyección.
- Determinar los efectos gravitacionales en el proceso de recuperación de aceite.
- Determinar los parámetros críticos.

IV.4 TIPO DE FLUJO EN EL YACIMIENTO.

En el yacimiento pueden presentarse varios tipos de flujo como función del número de fluidos en movimiento, y éstos son:

Flujo monofásico.

El flujo monofásico está dado por un solo fluido, el agua proveniente del acuífero o aceite en la etapa de bajo saturación del yacimiento y el gas en un yacimiento de gas arriba de su presión de rocío. Cualquier modelo que tome en cuenta cualquiera de estas consideraciones, como una sola fase, será un simulador monofásico.

Flujo bifásico.

Un simulador de este tipo es aquél que considera la existencia de flujo en dos fases en el yacimiento. Este tipo de flujo se presenta cuando dos fluidos diferentes fluyen al mismo tiempo. Las combinaciones que se pueden tener, son:

- Gas y aceite. En un yacimiento que produce por empuje de gas disuelto liberado o en un yacimiento de aceite con casquete de gas.

- Agua y aceite. En un yacimiento bajosaturado con entrada de agua, cuya presión se mantiene arriba de la presión de burbujeo.
- Agua y gas. En un yacimiento de gas con entrada de agua o cuya saturación de agua congénita es mayor que la saturación de agua crítica.

Flujo trifásico.

El flujo trifásico se presenta cuando los tres fluidos que contiene un yacimiento (agua, aceite y gas) fluyen al mismo tiempo, por lo que todo modelo que haga esta consideración de flujo, será un simulador trifásico. Este caso se contempla en yacimientos que producen por empuje combinado, en los que la entrada de agua, el empuje de gas disuelto y/o el empuje de un casquete original o secundario, tiene influencia en la producción.

Simulador composicional.

Los modelos composicionales se utilizan para simular los procesos de recuperación para los cuales no sean válidas las suposiciones hechas en el modelo de aceite negro. En esta categoría se incluyen los yacimientos de gas y condensado, con condensación retrógrada y los yacimientos de aceite volátil, cuya composición de las fases varía continuamente al existir pequeños cambios de presión y temperatura.

Este tipo de simuladores supone, que los fluidos contenidos en el yacimiento son una mezcla formada por n-componentes. Las propiedades de la fase gas-aceite y su equilibrio se calculan por medio de correlaciones, que están en función de la presión y de la temperatura y más recientemente por medio de ecuaciones de estado.

Algunos ejemplos de procesos en los cuales son utilizados estos modelos, son los siguientes:

- Agotamiento de un yacimiento de aceite volátil o de gas y condensado retrógrado, donde la composición de fase y sus propiedades varían en una manera significativa con respecto a las caídas de presión, por debajo de la presión de rocío.

- Inyección de gas (seco o enriquecido) a un yacimiento de aceite negro para lograr su miscibilidad, ya sea parcial o total.
- Inyección de CO₂ ó N₂ , entre otros, a un yacimiento de aceite.

IV. 5 NÚMERO DE DIMENSIONES.

Resumiendo la conceptualización del nivel de simulación, así como el proceso o problema que se requiere simular, así como también el tipo de flujo que se tiene en el yacimiento y tomando como referencia las características geométricas del yacimiento, permitirá hacer una selección del modelo, en lo que respecta al número de dimensiones.

A continuación se presenta la clasificación de los simuladores en función del número de dimensiones, y una explicación de las características de cada uno de ellos:

Simulador de cero dimensiones.

A este modelo se le conoce también como modelo de tanque o de balance de materia. Se dice que es de cero dimensiones debido a que las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de presión no varían entre punto y punto; En cambio, se consideran valores promedio de estos parámetros a todo el yacimiento.

Se llama también de balance de materia debido a que al realizar los cálculos, lo que se hace es precisamente esto, un balance entre los fluidos que entran y los fluidos que salen del yacimiento. Como ejemplo:

La inyección de agua en un yacimiento, como se muestra en la figura IV.1, al efectuar el balance de materia se tendrá la siguiente expresión:

vol. de fluidos yacimiento antes de la inyección	(+)	vol. de fluido inyectado	(-)	vol. de fluido extraído	(=)	vol. de fluidos que permanecen en el yacimiento.
--	-----	--------------------------------	-----	-------------------------------	-----	--

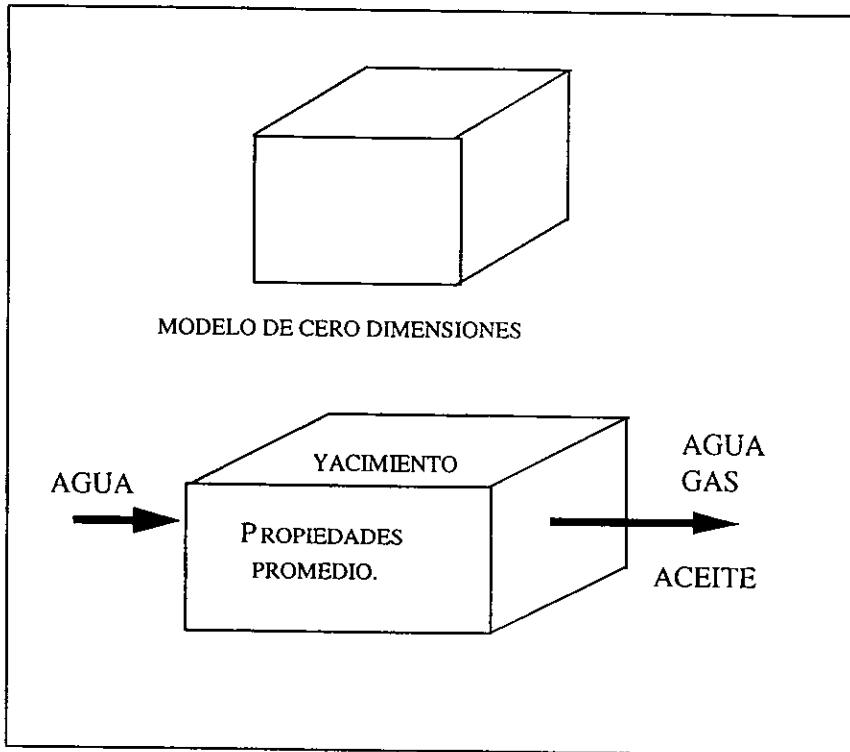


FIGURA IV.1 MODELO PARA CERO DIMENSIONES.

Los modelos de cero dimensiones son la base de todos los modelos existentes y tienen la particularidad de que en ellos no pueden definirse varios pozos, como en los simuladores de dimensiones diferentes de cero, ya que tanto la producción como la inyección caen en un solo punto, lo que equivale a manejar un solo pozo, el cual absorbe la resultante del flujo.

Los usos que generalmente se le dan a este modelo, son:

- Estimar el volumen original de aceite en el yacimiento.
- Calcular la entrada de agua.
- Calcular la presión del yacimiento.
- Predicción del comportamiento.
- Verificar cálculos de N y G.
- Cálculo de "m" = $G B_{gi} / NBoi$.

Simulador de una dimensión (1-d).

Considerando un yacimiento en el cual la litología es variable, las características distintas dividen al yacimiento en porciones con conductas de flujo diferentes pero que pueden ser analizadas en un solo sentido. En este caso el yacimiento no puede ser representado mediante propiedades promedio, por lo que cada parte del yacimiento debe contar con sus propias características como se muestra en la figura IV.2.

En este caso, la ecuación de balance de materia describe el comportamiento del fluido en cada celda, como en el modelo de cero dimensiones, sin embargo, este modelo es más complicado debido a que al haber migración de fluidos de una celda a otra, no es posible establecer qué cantidad de fluido del volumen total que permanece en el yacimiento, corresponde a cada bloque. Esta transferencia de fluido entre celdas adyacentes, se evalúa con la ecuación de Darcy. De esta manera, la ecuación de balance de materia, junto con la ecuación de Darcy, describe el movimiento del fluido de una celda a otra.

El modelo en una dimensión, consiste de más de una celda en una dirección y de sólo una celda en las otras dos direcciones. El modelo en una dimensión puede ser horizontal, vertical, inclinado o radial, como se muestra en la figura IV.2.

En la simulación de yacimientos dicho modelo se puede aplicar si se tiene un yacimiento en el que el flujo en una dirección es predominante, por ejemplo, en los casos de inyección de gas en la cresta de un yacimiento o en la inyección o en la entrada natural de agua por el flanco del yacimiento.

El modelo de una dimensión, en forma radial, es útil para pruebas de formación, pruebas de incremento y decremento de presión; Ya que los efectos que provoca en el flujo de fluidos, la caída de presión en el pozo a lo largo de todo el yacimiento, no puede simularse directamente con los otros modelos de una dimensión, debido a que en la vecindad del pozo el flujo es generalmente de naturaleza radial.

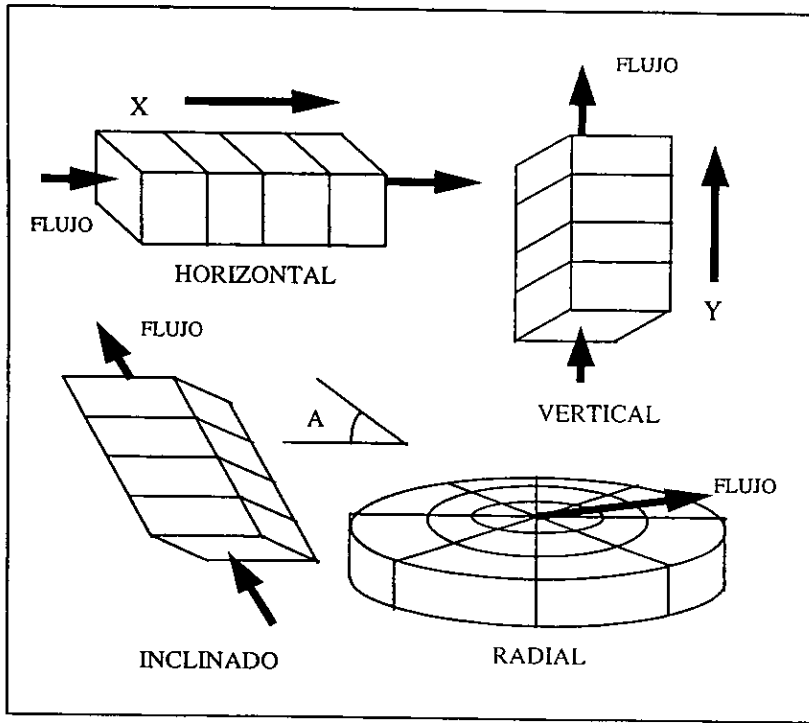


FIGURA IV.2 MODELO PARA UNA DIMENSIÓN (1-d).

Simulador de dos dimensiones (2-D).

El principio que se aplicó para explicar el modelo en una dimensión, se puede aplicar para modelos en dos y en tres dimensiones. Es decir, la ecuación de balance de materia describe el comportamiento en cada celda y la ecuación de Darcy, el flujo entre los bloques. Con la única diferencia en que la interacción de flujo en las celdas será en dos o en tres dimensiones.

Así, entonces, el modelo de dos dimensiones consiste en más de una celda en dos de las dimensiones y de solamente una celda en la tercera dimensión. Como se puede observar en la figura IV.3, el simulador en dos dimensiones puede ser areal, de sección transversal o de forma radial.

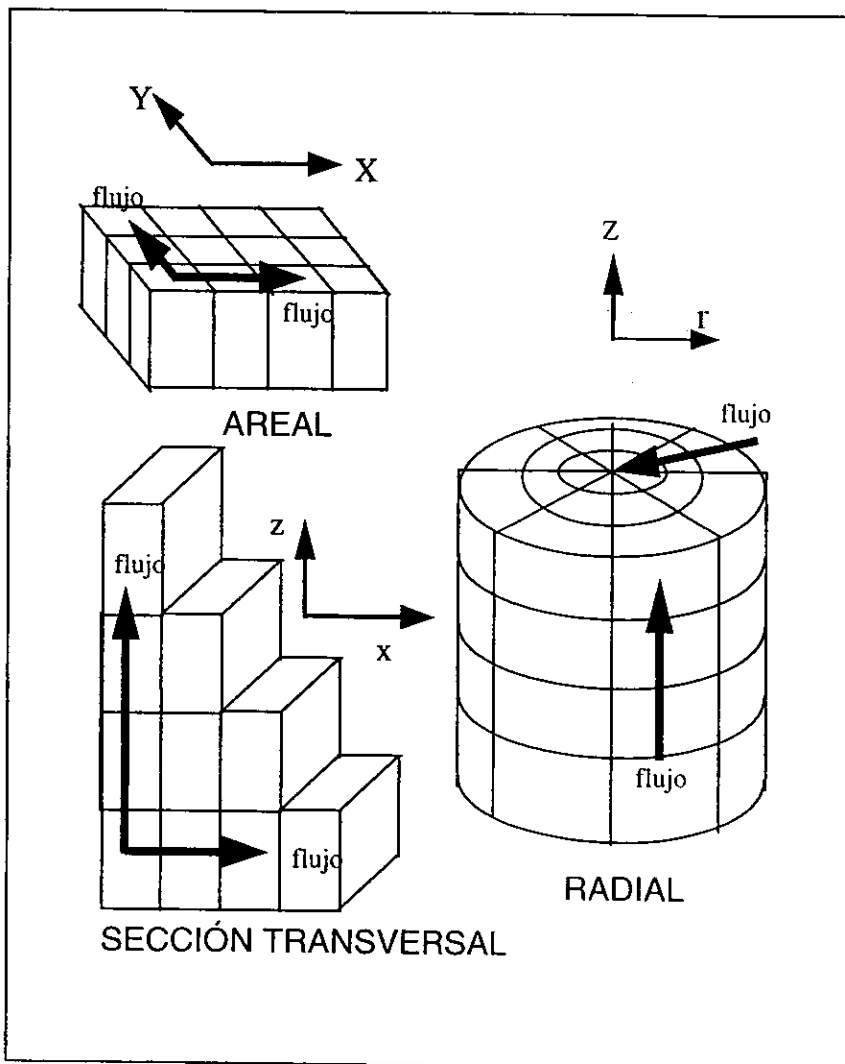


FIGURA IV.3 MODELO PARA DOS DIMENSIONES (2-d).

Modelo de tres dimensiones (3-d).

Este tipo de simulador, dentro de la clasificación de modelos por el número de dimensiones, es el más completo, ya que cuenta con la mayoría de las fuerzas que se presentan en el yacimiento, éste es, considera además de los efectos de barrido areal, los efectos de barrido vertical. Su uso es para todos aquellos yacimientos que presentan una geología muy compleja, que puede dar como resultado el movimiento de fluidos a través del medio poroso en varias direcciones.

Para el modelo cartesiano se emplean coordenadas cartesianas (x, y, z) y para el modelo radial se utilizan coordenadas cilíndricas (r, \emptyset , z). En la figura IV.4 se muestra este tipo de modelos.

IV.6 MODELO GEOLÓGICO.

Los resultados que se obtienen a partir de la aplicación de modelos matemáticos, dependen de la información que se suministre al programa y es aquí donde el conocimiento de la geología del yacimiento adquiere especial importancia.

Los datos geológicos básicos que se requieren para la simulación numérica de yacimientos son: geometría, límites, subdivisiones y heterogeneidad. También se necesita la descripción del acuífero cuando se encuentra asociado al yacimiento, incluyendo su geometría y límites aparte. A las rocas que constituyen tanto el yacimiento como el acuífero, se les deben determinar, además, los valores de porosidad, permeabilidad, espesores netos y saturaciones de agua, así como información básica.

IV.7 CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.

En el caso del campo Tres Hermanos, en cuanto al tipo de yacimiento, después de analizar la historia de producción (Q_o , f_w vs. T), permeabilidades relativas, curvas de presiones capilares, pruebas de presión, correlaciones K vs. ϕ , registros de calibración de agujero (caliper), comportamiento estructural, etc., todo indica que el campo es del tipo **semifracturado**.

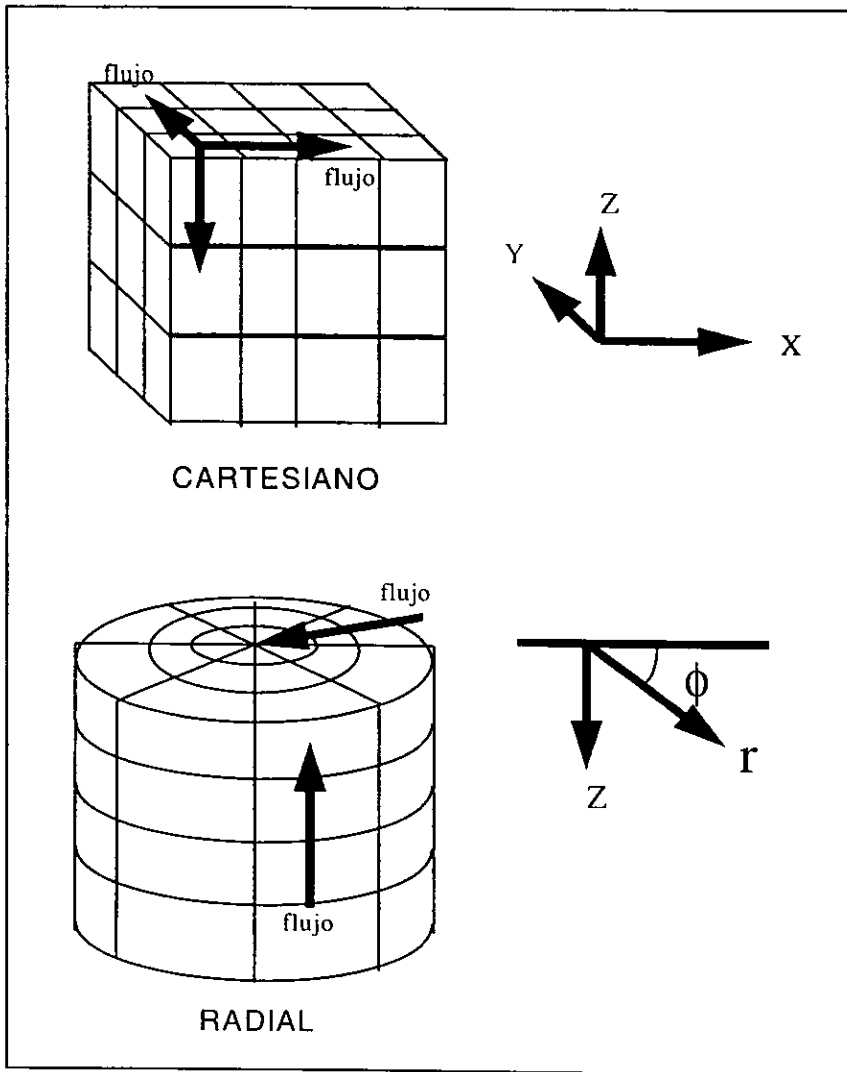


FIGURA IV.4 MODELO PARA TRES DIMENSIONES (3-D).

El nivel de simulación se decidió hacerlo para **todo el yacimiento**, por el carácter integral del estudio, que requiere el establecimiento de nuevas políticas de explotación.

El simulador se escogió para **aceite negro**, por la falta de un análisis PVT composicional, puesto que la idea original era de hacerlo para el tipo composicional.

La selección del **tipo de flujo en el yacimiento** se optó por el flujo **trifásico**, por ser el más representativo del flujo en el yacimiento, puesto que en el campo Tres Hermanos se maneja aceite, agua y gas, en especial debido a su producción prematura de gas y a la idea de reinyección del mismo.

Cuando un yacimiento es analizado integralmente, es para seleccionar las mejores alternativas de explotación con base en la definición de las áreas de oportunidad vistas tanto areal como verticalmente, así mismo los procesos que son recomendados en estos casos, requieren de un estricto dominio en ambas direcciones, lo que implica utilizar modelos de **tres dimensiones** en un **sistema cartesiano**, como es el caso del campo Tres Hermanos.

CAPÍTULO V.

ANÁLISIS Y CORRECCIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO.

Uno de los aspectos más importantes dentro de la simulación numérica, es el poder convertir el modelo geológico a un modelo numérico a través de la malla de simulación que sirve de interfase entre la información del modelo estático y el modelo dinámico.

El principal objetivo en esta etapa, es obtener un modelo geológico congruente con el comportamiento de producción para ser representado a través de un modelo matemático que sea representativo del yacimiento.

Es conveniente asignar un período adecuado para la recepción, revisión y corrección del modelo geológico, como una parte del análisis de la ingeniería de yacimientos, independientemente de las etapas de simulación, puesto que un modelo incorrecto traerá como consecuencia que en etapas posteriores (construcción del modelo de simulación e incluso en el ajuste de la historia) se tengan errores que necesariamente obliguen a regresar a corregir el modelo estático.

V. 1 INFORMACIÓN REQUERIDA.

La información que debe contener un modelo geológico, proporcionado por el área de caracterización, estará integrada por los siguientes aspectos básicos:

- Configuración estructural de cimbras y fallas, identificando sus tipos (normales, inversas, impermeables, de barrera, etc.).
- Archivos de contornos y mapas.
- Límites del yacimiento (fallas, estratigrafía y contactos w/o)
- Coordenadas X, Y de pozos en unidades de longitud verticalizados bajo el nivel del mar.
- Parámetros que intervienen en el cálculo del volumen original.
- Configuración de la distribución litológica.
- Análisis del sistema de fracturas.

- Copia del informe final de la caracterización.

La Información básica que deberá estar contenida en archivos con formatos adecuados para su manejo en los respectivos programas de preprocesamiento, consta de los siguientes parámetros, que incluyan sus valores por pozo y por capa, es la siguiente:

- Espesores totales.
- Espesores netos.
- Relación de espesores.
- Porosidad total.
- Porosidad secundaria.
- Saturación de agua.
- Permeabilidad de la matriz.
- Permeabilidad de la fractura.
- Plano litoestratigráfico.
- Secciones diagramáticas.
- Plano de índices de fracturamiento.
- Plano de orientación de fracturas.
- Plano de echados.
- Registros FMI (de imagen)

Además, es necesaria para su interpretación, su respectiva representación en mapas configurados en papel, pero también disponibles como archivos.

V. 2 CORRECCIONES AL MODELO GEOLÓGICO.

Frecuentemente, las correcciones que se hacen a un modelo geológico, son las siguientes:

V.2.1 Fallas.

Las fallas geológicas están representadas en los mapas por líneas que aparte de ser fronteras físicas al flujo de los fluidos, funcionan como límites en los procedimientos de interpolación.

Frecuentemente, durante el proceso de la caracterización estructural de los yacimientos, no es bien definido el sistema de fallas, por lo que deberá ser redefinida su configuración, así como su dominio o extensión, mediante los análisis de comportamiento de producción y de pruebas de presión. En algunas ocasiones al digitizar el sistema de fallas, éstas no son terminadas o rematadas con los eventos geológicos que definen su extensión, en este caso es necesario completar o terminar sus extremos faltantes. Por otro lado la configuración de las fallas debe ser representada por una sola línea y no a través de polígonos, como se presenta en algunos modelos geológicos. En ocasiones el modelo geológico no contiene el sentido de desplazamiento de las fallas, por lo que es necesario redefinir correctamente el relieve de los bloques.

V.2.2 Contornos.

Es muy común encontrar similarmente a las fallas, contornos incompletos, deficientemente rematados u omitidos, por lo que es necesario generar o rematar éstos contra los eventos geológicos existentes. En algunas ocasiones las curvas de nivel están incompletas, las cuales deberán ser unidas entre sí. Así mismo a menudo presentan quiebres exagerados en su configuración por lo que se hace necesario someterlos a un proceso de suavización. Por otra parte en ocasiones son detectados contornos duplicados, por lo que es conveniente, asignar el valor respectivo habiendo analizado su secuencia. Otro problema encontrado eventualmente es la escasa definición de intervalos, por lo que deberán ser agregados los contornos complementarios, para lograr una configuración con mayor refinamiento, el cual puede hacerse mediante la digitización o por interpolación. Es muy conveniente, donde no existe límite del yacimiento, adicionar algún contorno congruente con las características de esa área del yacimiento.

V.2.3 Información del pozo.

En algunos modelos se presentan pozos o áreas carentes de información, ya sea por emisión o por falta de la misma, la cual será complementada mediante la revisión de sus antecedentes o mediante una asignación convencional.

V.2.4 Coordenadas X, Y.

En ocasiones las coordenadas de los pozos son establecidas únicamente referidas a la superficie o no correspondan al intervalo productor, por lo que es necesario contar con los valores de las coordenadas X, Y en unidades de longitud verticalizados bajo el nivel del mar, correspondiente al objetivo correspondiente al intervalo disparado, contenido en antecedentes de perforación y terminación del pozo y su historia de intervenciones.

V.2.5 Contactos agua-aceite (w/o).

A menudo se detectan diferencias sensibles entre los volúmenes originales de hidrocarburos, calculados volumétricamente y por balance de materia; que junto con los comportamientos de producción anómalos, se infiere una ubicación errónea del contacto agua-aceite, de aquí que se deba hacer una revisión del mismo a través de los datos de producción de los pozos que se encuentran cerca o dentro de las zonas invadidas, para así validar y en su caso corregir la posición de los contactos agua-aceite; y por otro lado puede ser ubicada su profundidad, utilizando la distribución de saturaciones de agua con respecto a su relieve, utilizando la información obtenida por registros geofísicos.

V.2.6 Relación de espesores totales con respecto a los espesores netos (NTG).

En ocasiones se ha encontrado espesores netos mayores a los brutos en pozos o en áreas, lo cual debe ser corregido, haciendo una reinterpretación de los registros geofísicos correspondientes y efectuar una nueva configuración de espesores.

V.3. CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.

Este yacimiento muestra 6 unidades estratigráficas básicas, en cuyo modelo geológico fueron generados mapas (plano de isopacas total, plano de isopacas netas, plano de isoporosidades, plano de configuración en metros (cimas) y plano de isosaturación de agua) para cada una de ellas, denominadas A, B, Binf. , C, D, E., de los cuales se recibieron mapas en papel y en archivos.

Una vez cargados esos archivos al sistema GRID, fueron procesados para su revisión y corrección, encontrando persistentemente en todas las unidades los siguientes problemas:

- Los archivos transferidos no contaban con el formato que accesa el programa GRID.
- El sistema de fallas fue representado con polígonos lo que implicó una duplicidad de líneas.
- Se encontró una escasa definición en el refinamiento de las curvas de nivel en zonas de interés.
- Se presentan contactos agua-aceite únicamente en la zona Este y Norte, los cuales, a través de un análisis de comportamiento, fueron reubicados.
- Límites estratigráficos excesivamente irregulares y con poca definición, además de haber sido planteados parcialmente, lo cual fue corregido en forma convencional, digitalizando en GRID los faltantes.
- El sistema de fallas no presenta el sentido del desplazamiento de bloques.
- Como parte de los límites del yacimiento, faltaron definir algunos contactos hacia la parte norte.
- Se presentan áreas compactas locales, que por comportamiento de producción también forman parte del yacimiento, además, se detectaron contornos incompletos y en ocasiones duplicados o mal acotados.

- Fue necesario hacer una mejor definición de las curvas de nivel digitalizando algunas curvas intermedias o interpolando las existentes.

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

CAPÍTULO VI.

CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.

Es importante tener un modelo geológico adecuado, que represente las heterogeneidades geológicas y en forma detallada la descripción estratigráfica y estructural, mismas que estén interrelacionadas con las conductas del movimiento de los fluidos dentro del medio poroso; así como con el comportamiento de la explotación del campo, lo que permitirá construir un modelo de simulación del campo más representativo.

En el proceso de la construcción del modelo de simulación deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

VI.1 CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA DE SIMULACIÓN.

La malla utilizada en la simulación numérica de un yacimiento, permite convertir el modelo geológico a un modelo numérico, que pueda ser manipulado por los simuladores numéricos utilizados.

Tomando como apoyo la configuración geológica (ver figura VI.1) y tomando como base los siguientes elementos y criterios, se plantean los bases del diseño de la malla de simulación:

- Mapas estructurales y estratigráficos, incluyendo límites.
- Número de capas definidas.
- Arreglo de pozos.
- Orientación del flujo.
- Tipo y grado de simulación.
- Idea inicial del tipo de alternativas de predicción.
- Características de estructuras productoras vecinas.

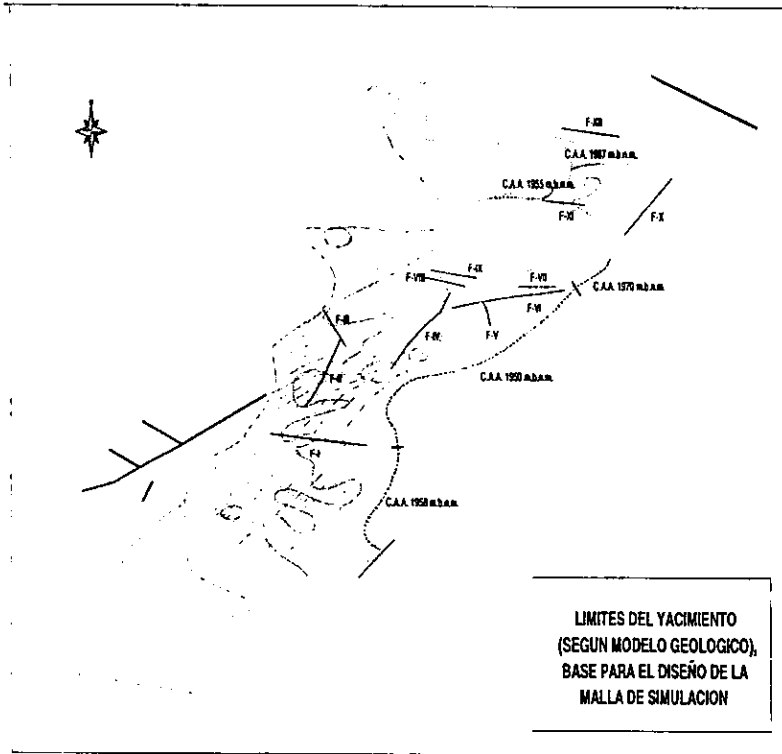


FIG. VI. 1 CONFIGURACIÓN ESTRUCTURAL DE CIMAS DEL CAMPO TRES HERMANOS.

A continuación se describen las características de tres tipos de mallas básicas:

1. Malla cartesiana regular.

Este tipo de malla generalmente se utiliza para modelar yacimientos que no presentan una estructura geológica muy

compleja, consta de celdas ortogonales, cuyas dimensiones pueden ser variables, sin embargo cuanto más uniformes sean ayudarán a obtener una mejor convergencia en la solución del sistema, sin embargo, con éstas se pierde exactitud en la representación de límites, rumbos de falla y en el cálculo de volúmenes, ver figura VI. 2.

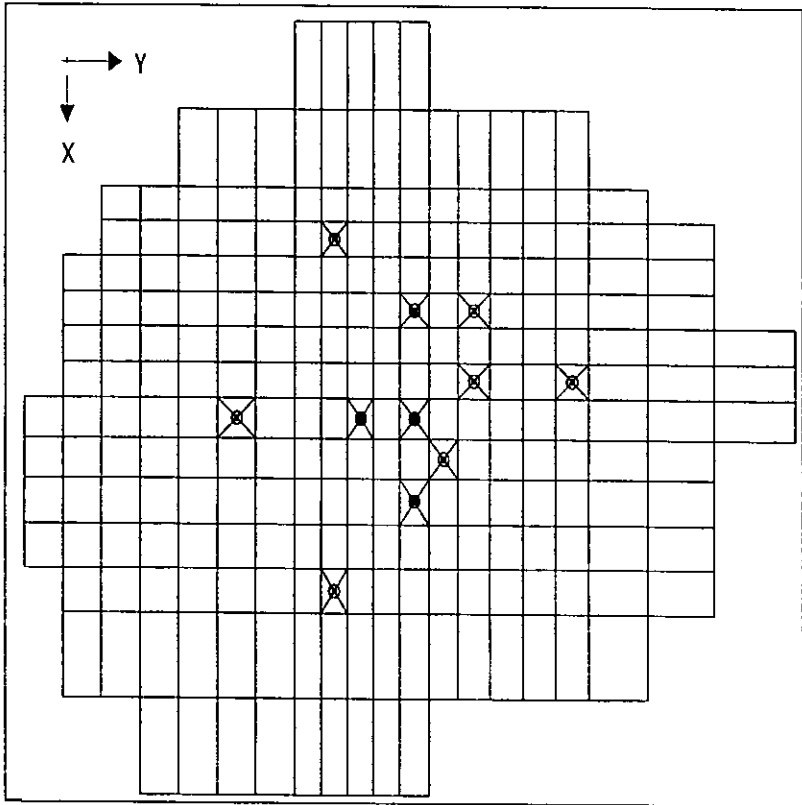


FIG. VI.2 MALLA CARTESIANA REGULAR (campo Bacab).

Este esquema de líneas de control, representa la base para definir una malla fina, cuyas celdas son de menor dimensión en las áreas con mayor potencial, ver gráfica VI.4.

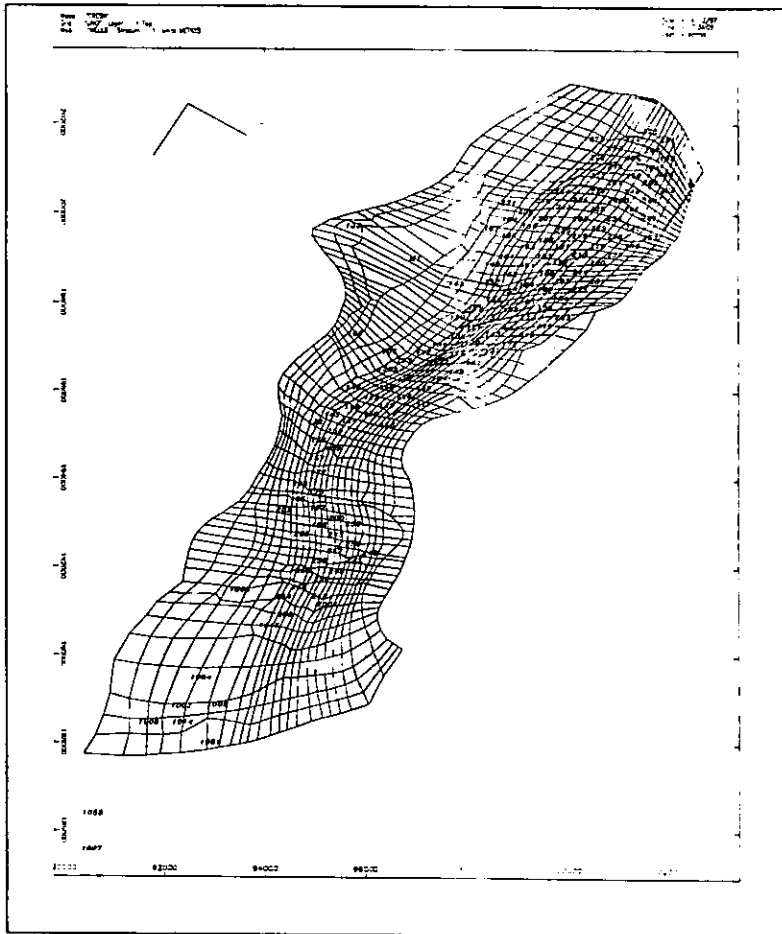


FIG. VI. 4 MALLA AREAL DE SIMULACIÓN (22 x 72)
CAMPO TRES HERMANOS.

Al finalizar la construcción de la malla de cualquier tipo, utilizando preprocesadores como GRID, se pueden afinar detalles, procurando que los pozos queden en el centro de las celdas, evitando lo más posible tener las celdas excesivamente irregulares, principalmente donde hay pozos productores, trayendo como consecuencia mayor inestabilidad y mayor tiempo de cómputo.

3. Mallas radiales.

Cuando se requiere analizar problemas de comportamientos especiales, como es el caso de la conificación de fluidos, o la presencia de daños que afectan al flujo hacia los pozos, se utilizan mallas radiales. Las coordenadas representativas para el diseño de la malla son básicamente r , θ y Z . La figura VI.5 muestra este tipo de mallas.

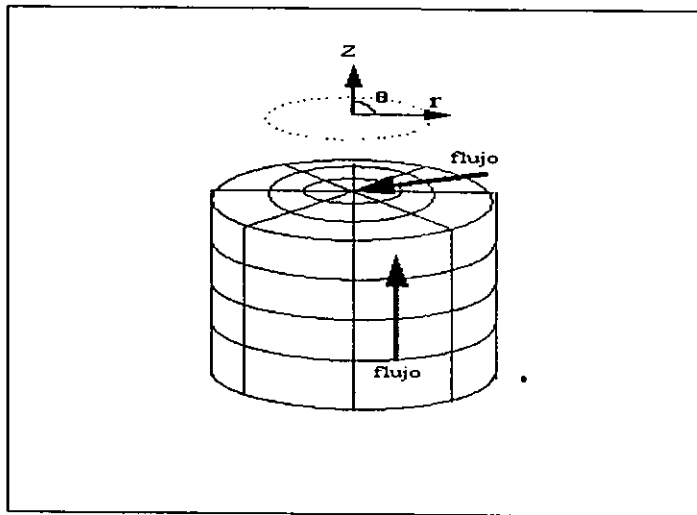


FIG. VI.5 MALLA RADIAL.

VI. 2 DISCRETIZACIÓN DEL MODELO.

Hasta esta etapa sólo se tiene el modelo geométrico de la malla, el cual deberá ser llenado con la información de propiedades que previamente se ha obtenido a través del modelo geológico.

Para esto, se pasa de una representación continua correspondiente a los contornos de los mapas de cada uno de sus parámetros en forma gráfica, como se muestra en la figura VI.1, a una representación en forma puntual, esto es mediante una interpolación matemática y usando cualquier preprocesador como GRID, con el que son asignados los valores, celda por celda, de cada uno de los parámetros que integrarán el modelo de simulación, tales como: Cimas, espesores totales, espesores netos, dimensiones de las celdas o las coordenadas COORD y ZCOORN, cuando se trata de una malla irregular. Además en esta sección pueden ser definidas las características de los acuíferos asociados y modificadores de permeabilidad, porosidad de matriz, porosidad de fractura, permeabilidad de matriz, permeabilidad de fractura, saturación de agua, etc.

La solución del modelo matemático es posible únicamente en forma numérica y de manera discreta. Esto es posible sustituyendo las ecuaciones diferenciales, que describen el flujo de fluidos, por ecuaciones en diferencias finitas. Implícitamente las ecuaciones contienen la discretización en tiempo y en espacio, y sus incrementos específicamente definidos. Al usar ecuaciones en diferencias finitas, es necesario tratar al yacimiento como si estuviera compuesto de elementos de volúmenes discretos, los cuales están referidos a las celdas que integran la malla de simulación, de esta manera se tiene un modelo numérico de simulación representado por una malla tridimensional.

Por último, es necesario crear los archivos de salida en forma matricial y con los formatos que requiere el simulador, creados directamente con las opciones de salida del preprocesador GRID. Por otro lado, es necesario integrar los archivos variables de algunos parámetros especiales tales como los archivos de producción, de permeabilidades

relativas, de fluidos provenientes de los análisis PVT, parámetros de modificación, características de los acuíferos, regiones, etc.

VI. 3 CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.

Para el caso del campo Tres Hermanos, se tomó como base la configuración estructural resultante de la caracterización geológica del yacimiento, cuyos detalles pueden observarse en el mapa de cimas de la figura VI.1 con la cual se diseñó y construyó la malla irregular respectiva. En la cual se trazaron las líneas de control a través de las fallas y límites del yacimiento definidos por los contactos agua-aceite y estratigráficos, tal como se muestra en la figura VI.3, subdividiendo las celdas de control resultante en 22 celdas para "X" y 72 para "Y". Con lo cual se forma la malla areal, como se muestra en la figura VI. 4. Finalmente, en sentido vertical Z, fueron definidas 12 celdas o capas, para obtener la malla de simulación en su expresión geométrica. Una sección transversal se puede observar en la figura VI.6 y la vista en tres dimensiones en la figura VI. 7.

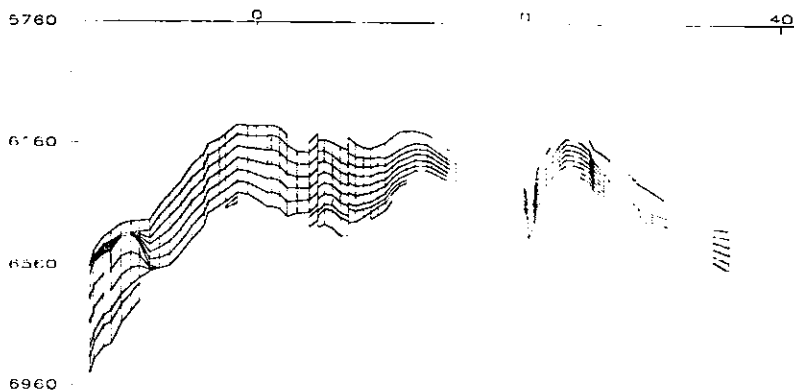


FIGURA VI.6 SECCIÓN TRANSVERSAL DE LA MALLA DEL CAMPO TRES HERMANOS.

Una vez construida la malla de simulación geométrica, fueron interpolados los valores de las propiedades geológicas de 72 mapas, obteniendo de aquí lo que se denomina como malla numérica, la cual es la base para la formación de los archivos que son manejados por el simulador ECLIPSE 100.

El modelo de simulación de acuerdo al esquema de Eclipse 100, se integró con los siguientes aspectos:

1. La sección RUNSPEC es una descripción general del modelo de simulación, que contiene las especificaciones generales del estudio de simulación, en donde se definen las dimensiones; si se trata de un yacimiento homogéneo o fracturado, tipo y número de fases, tipo de unidades de cálculo, regiones de equilibrio, número de pozos, dimensiones de las tablas de las funciones de presión y saturación, definición del número de yacimientos, etc., planteadas según el ejemplo 1.

```

RUNSPEC
ECLIPSE TEST MODEL
= NDIVIX NDIVY NDIVZ QDIAL NUMRES QNNCON MXNAQN MXNAQC QDOPORO QDPERM
  22 72 24 F 1 T 0 0 T F
= OIL WAT GAS DISGAS VAPOIL QAPITR QWATTR QGASTR NOTRAC NWTRAC NGTRAC
  T T T T F F F F 0 1
= UNIT CONVENTION
  * FIELD *
= NRPVT NPPVT NTPVT NTROCC QROCKC QRCREV QROCKH
  25 25 1 1 F T F
= NSSFUN NTSFUN QDIRK QREVK QVEOP QHYST QSCAL QSDIRN QSREV NSEND NTEND
  25 11 F T F T F T 6 2
= NDRXVD NTEQUL NDPRVD QUIESC QTHPRS QREVTH QMOBIL NTRTRVD NSTRVD
  25 7 100 F T T T 1 2
= NTFIP QGRAID
  10 F
= NWMAXZ NCWMAX NGMAXZ NWGMAX
  200 9 3 200
= QIMCOL NWCOLC NUPCOL
  F 0 3

```

EJEMPLO 1 PARTE DEL ARCHIVO RUNSPEC.

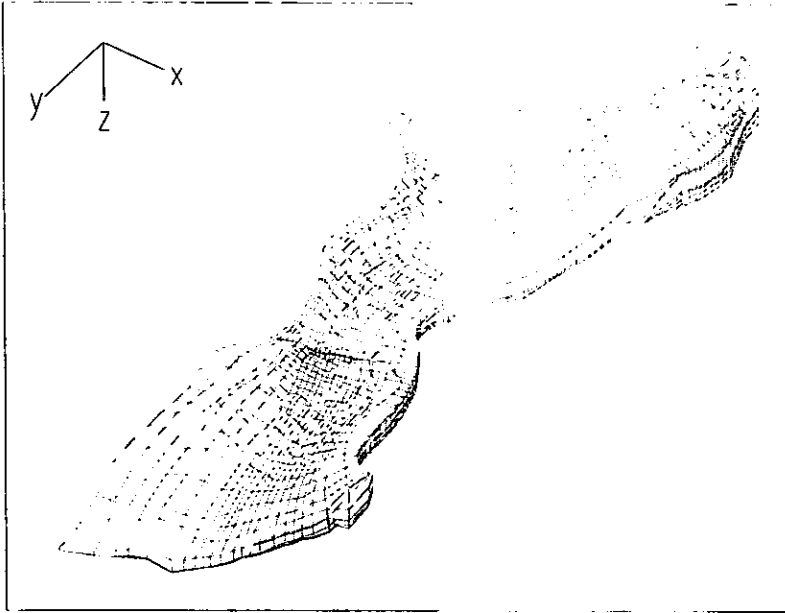


FIG. VI.7 MODELO GEOMÉTRICO DEL CAMPO TRES HERMANOS EN 3D.

2. La sección GRID está integrada por los archivos de salida provenientes del preprocesador GRID, conteniendo información en forma de matrices numéricas de los sistemas coordenados COORD y ZCOORN, porosidades, celdas activas e inactivas, relaciones espesor neto/espesor bruto, permeabilidades, factores que involucran el tamaño del bloque de matriz y el control de flujo entre la matriz y la fractura, lo que se denomina como sigma. En esta sección también se consignan los valores de salida de algunas variables que son calculadas por el simulador.
3. En la sección EDIT se pueden hacer modificaciones al modelo de simulación, como en el caso del campo Tres Hermanos se modificaron el volumen poroso y la transmisibilidad en X, Y y Z.

4. La sección PROPS contiene todas las funciones de presión y saturación, tales, como permeabilidades relativas, presiones capilares, datos PVT, compresibilidades, etc. En el modelo de Tres Hermanos fueron utilizados adicionalmente modificadores para saturaciones críticas de agua y de gas.
5. En la sección REGIONS se definen las diferentes regiones correspondientes a las funciones de saturación, regiones de volumen con base en los contactos agua-aceite (regiones de equilibrio).
6. En la sección SOLUTION se asignan las profundidades de las regiones de equilibrio que servirán como referencia para el cálculo de equilibrio vertical. Dado que el campo Tres Hermanos presentó 7 regiones, éstas fueron identificadas con sus respectivas profundidades de contactos agua-aceite, gas-aceite y sus correspondientes relaciones de solubilidad, que en este caso fue considerado como constante.
7. La sección SUMMARY está compuesta por las salidas previamente definidas mediante los nombres de las variables de parámetros calculados por el simulador y que pueden ser desplegados en forma gráfica por medio del programa GRAF, tales como presión, gasto de aceite, fracción de agua, RGA, etc., correspondientes a los resultados del cálculo.
8. La sección SCHEDULE está formada por los siguientes aspectos: Historia de producción por pozo, localización de los pozos, prof. intervalo disparado referido al número de celda en sentido vertical, condiciones de operación, valores de presión, modo de control como productor, inyector de fluidos y por presión, períodos de producción, declaración de reparaciones mayores o intervenciones, trayectoria areal y vertical, asignación de tablas hidráulicas, diseño de alternativas de predicción en procesos y condiciones de operación en procesos de recuperación secundaria y mejorada. Para el campo Tres Hermanos a excepción de los procesos de recuperación mejorada, fueron aplicados todos los aspectos anteriores.

CAPÍTULO VII.

CORRIDAS INICIALES Y DE EQUILIBRIO.

La simulación del comportamiento de los yacimientos a través de un simulador, depende básicamente de la calidad de la información; así que para poder establecer resultados confiables es indispensable llevar a cabo un análisis riguroso de los datos, los cuales serán validados a través del ajuste de la historia de producción, previa depuración de la información errónea. Las corridas iniciales, corresponden a una primera revisión del modelo de simulación, analizando la interacción entre la información geológica, la información de producción, las condiciones de explotación y el sistema roca fluidos. Este tipo de corridas, bien pueden ser denominadas corridas de prueba. Como se sabe, la simulación numérica de yacimientos a través de un simulador determinado, incluye un gran número de aspectos, que se tendrán que tomar en cuenta para que los resultados sean suficientemente representativos.

VII.1 INICIALIZACIÓN.

Las corridas de inicialización tienen como objetivo lograr que corra el simulador con el modelo de simulación inicialmente planteado y dar validez a la información dispuesta en el mismo. Pudiendo esto último ser una de las causas de error, sin embargo la asignación incorrecta de los criterios y formatos propios del simulador utilizado, producen una parte importante de los errores al inicio de la simulación.

Existen dos formas de revisar la información mediante las corridas de inicialización:

1. A través de comandos como QSOLVE en (FALSE) Récord 30 de RUNSPEC de "ECLIPSE 100" o CHECONLY en los simuladores de "CGM". Casi todos los simuladores contienen este tipo de control.
2. A través de comandos como QSOLVE (TRUE) Récord 30 de RUNSPEC de "ECLIPSE 100", con la diferencia que en esta opción, una vez calculado el primer paso de tiempo, pueden editarse los archivos de salida de las condiciones iniciales, para hacer una revisión de las mismas, cuya corrida puede ser cancelada a través del comando "Ctrl. C", en caso de ser necesario.

VII.2 CORRIDAS DE EQUILIBRIO.

Las corridas de equilibrio son realizadas desde dos puntos de vista, la primera de ellas es para mejorar la estabilidad del modelo, detectando los cambios anormales de saturación, presión y composición. Por otro lado, se busca reproducir a través del equilibrio vertical las distribuciones de saturación, presión y volumen original.

Las corridas de equilibrio generalmente se hacen en un período corto de la historia inicial, por ejemplo de 3 a 6 meses, en cuyos períodos difícilmente en algún yacimiento, puedan existir cambios sensibles en la presión y en la saturación de agua.

Tanto en estas corridas como en todas las subsecuentes, hasta lograr el ajuste de historia, deberá ser monitoreado cuidadosamente el volumen original calculado por el simulador y ser comparado tanto con el volumen propuesto volumétricamente en el modelo estático, como el calculado por balance de materia, durante el análisis de ingeniería de yacimientos.

Los siguientes criterios son los que integran el equilibrio del modelo de simulación.

1 Definición del volumen poroso de hidrocarburos.

Con base en las curvas de presiones capilares el simulador calcula la distribución vertical de la saturación de agua (S_w), la cual, junto con los parámetros geométricos de la dimensión de las celdas y la porosidad, el simulador calcula volumétricamente el volumen original de aceite, llevando a cabo simultáneamente el cálculo del equilibrio vertical a un tiempo cero ($t=0$), convirtiendo previamente los valores de presión capilar a valores de altura (h).

2 Estabilidad de solución del modelo.

En las corridas de equilibrio se deben revisar aspectos tales como la estabilidad de solución del modelo de simulación, la cual depende de la congruencia de la distribución de algunos parámetros, tales como presión capilar (p_c), permeabilidades relativas (k_r), volúmenes porosos, tamaño y geometría de los bloques de matriz, etc. Así, por ejemplo, deberá ser observado que no existan cambios ni de presión ni de saturación en los períodos cortos en el inicio de la historia.

3. - Manejo de las propiedades del sistema roca-fluidos.

En las corridas de equilibrio es necesario revisar la congruencia en los formatos y rangos de los valores asignados de las propiedades PVT de los fluidos, cuidando que la asignación de los valores de parámetros, tales como R_s , viscosidad, B_o y B_g , sea mediante funciones continuas cuyas desviaciones no rebasen las tolerancias intrínsecas en la solución del modelo. Por otro lado, las funciones de saturación correspondientes, además de cumplir con la continuidad de las curvas de las propiedades petrofísicas, permeabilidades relativas y presiones capilares, las saturaciones de los puntos extremos deben estar en equilibrio, sumando uno. Si esto no sucede, muy probablemente se tendrán problemas de convergencia, ocasionando inestabilidades prematuras en la solución.

Los valores asignados en el simulador generalmente son expresados en forma tabular, de acuerdo con el formato que exige cada modelo: por ejemplo el orden en que son introducidos los datos PVT y petrofísicos en "ECLIPSE 100", puede verse en las tablas VII. 1 y 2.

PVTW				
--PREF	BW	CW	MUW	CV
14.7	1.005	2.87E-06	0.3089	0 /
--14.7	1.005	2.87E-06	0.3089	0 /
--				
DENSITY				
-- ROO		ROW	ROG	
52.8385		62.42	2.50E-02/	
--52.8385		62.42	2.50E-02/	
--				
PVTO				
-- R_s	PRESIÓN	B_o	Viso	
--MSCF/STB	Psia	RB/STB	c.p.	
--				
0.00635	14.7	1.1194	21.6595	
0.22000	435.2	1.1603	2.6068	
0.30000	709.7	1.1904	2.2035	
0.37500	910.3	1.2140	1.8323	
0.47500	1224.6	1.2493	1.568	
0.53500	1509.1	1.2814	1.3886	
0.60000	1749.5	1.3076	1.2442	
0.65000	1995.5	1.3347	1.1426	
0.70000	2180.4	1.3589	1.0687	
0.77000	2479.9	1.3937	0.9801	
0.82000	2725.2	1.4267	0.8933	
0.86710	2900.1	1.4267	0.8713	
PVDG				
--PRES	B_g	Visg		
--Psia	RB/MSCF	c.p.		
--				
14.7	332.772101	0.01664		
435.2	6.0467360	0.01810		

TABLA VII.1. FORMATO PARA PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS EN UN MODELO DE ACEITE NEGRO, "ECLIPSE 100 "

Estas curvas son el resultado del análisis del
petrofísico de los pozos Bacab-43 (Kw y Pc)
y del Bacab-23 (Pc)

SWFN

--Región 1

-- Sw Kw Pc(bar)

0.14 0 2.96
0.15 0 2.64
0.2 0 1.48
0.25 0.001 1.09

.

.

0.85 0.45 0.03
0.88 0.665 0/

--Región 2 sistema de fracturas

-- Sw Kw Pc(bar)

0.14 0 2.0 -2.96
0.15 0 1' -2.64
0.2 0 1' -1.48
0.25 0 1' -1.09

.

.

0.85 0.50 1'
0.88 0.665 0.0/

SGFN

--Región 1

-- Sg Krg Pc(bar)

0.14 0.02530992 0
0.15 0.02905475 0
0.2 0.05165289 0
0.25 0.08070764 0

.

.

0.85 0.93298037 0
0.88 1 0

--Región 2 sistema de fracturas

-- Sg Krg Pc(bar)

0.00000 0.00000 0.0
0.20000 0.20000 0.0
0.40000 0.40000 0.0
0.80000 0.80000 0.0
1.00000 1.00000 0.0

SOF3

--Región 1

-- So Krow Krog

0.12 0 0
0.15 0 1.426E-06
0.2 0.005 3.205E-05
0.25 0.01 0.00020662
0.3 0.02 0.0008214
0.35 0.04 0.00248457
0.85 0.7 0.87065224
0.88 0.83752 0.83752

--Región 2 sistema de fracturas

-- So Krow Krog

0.04 0 0
0.1 1' 8.3043E-08
0.15 1' 0.0001413
0.2 1' 0.00094484
0.25 1' 0.00397373
0.3 1' 0.01263081
0.35 1' 0.03326558

.

0.55 1' 0.54902317
0.6 0.93752 0.93752/

TABLA VII.2. FORMATO PARA PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN UN MODELO DE ACEITE NEGRO, "ECLIPSE 100"

4- Revisión de la presión inicial del yacimiento por celda.

En la corrida de equilibrio, el simulador calcula la presión inicial para cada celda y es necesario compararla con la presión inicial, la cual fue asignada con respecto a un plano de referencia y suministrada a la base de datos del simulador. Así mismo, es necesario revisar que todas las celdas contengan valores congruentes de la presión inicial calculados por el simulador en condiciones estáticas ($q=0$).

5- Revisión del modelo geológico.

Las corridas de equilibrio son útiles, inclusive, para detectar imprecisiones en el modelo estático, en lo que se refiere a la definición de los límites del yacimiento, el rango de algunos parámetros geológicos que resultan incompatibles al comportamiento integral del flujo de fluidos en el medio poroso y que se refleja en comportamientos de producción anómalos.

VII.2 CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.

Durante las corridas de inicialización se presentaron situaciones de error en 32 pozos productores disparados en zonas que el modelo geológico consideró como compactas, en las unidades A (capa 1), C (capa 10) y E (capa 12). Sin embargo, se detectaron pozos cuya producción proviene de dichas zonas.

Una vez eliminados los errores arrojados en las corridas iniciales, se iniciaron las corridas de equilibrio, en las que se presentaron fuertes problemas de convergencia, debido principalmente a las indefiniciones en la distribución de los valores de porosidad; en los primeros pasos de tiempo calculados, se obtuvieron presiones anormalmente bajas, asociadas a un volumen original reducido, por lo que fue necesario, reasignar valores de volumen poroso dentro del bloque EDIT. Las corridas de equilibrio fueron realizadas desde un principio, incluyendo toda la historia de producción, puesto que hubo pozos cuyas celdas o áreas vecinas contenían escaso volumen poroso que no sustenta la producción de fluidos asociada y por consiguiente, cuando esos pozos son abiertos a producción en esas zonas, nuevamente se presentan problemas de convergencia. Este tipo de corridas concluyeron cuando el modelo presentó mejores convergencias en tiempos cortos; la presión calculada del campo presentó un acercamiento al ajuste y el equilibrio vertical asignó una distribución normal de saturaciones.

CAPÍTULO VIII.

AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN.

El simulador de yacimientos es usado para predecir el comportamiento de yacimientos bajo diferentes condiciones de operación, a menos que los datos no describan adecuadamente la configuración geométrica, las propiedades de la roca, los fluidos y los mecanismos de flujo en el yacimiento.

La información del yacimiento originalmente incorporada al simulador debe ser la mejor estimación de los parámetros disponibles, que describen al yacimiento. Si éstos no son representativos del yacimiento, deben ser modificados en un orden lógico hasta que el simulador reproduzca con suficiente aproximación, el comportamiento de la historia de producción del yacimiento. La modificación de los datos de los modelos estáticos y dinámicos concluye cuando la comparación de los datos observados con respecto a los calculados mantiene, grosso modo, la misma tendencia, para finalmente, a través de la modificación de los parámetros típicos de ajuste, pueda obtenerse un ajuste final de la historia de presión y producción.

El proceso de ajuste de historia es uno de los aspectos que más tiempo consumen en un estudio de simulación. Un buen ajuste refleja tanto buena calidad de la información como el manejo adecuado de la misma, que sí es representativa de las condiciones de explotación del yacimiento.

El ajuste de historia depende en gran medida de la regionalización petrofísica de los siguientes aspectos: permeabilidades con respecto a la porosidad; las permeabilidades relativas y presiones capilares de acuerdo con la distribución de las saturaciones iniciales o con las porosidades; así como también el ajuste puede depender, en gran medida, de la regionalización de las propiedades PVT de fluidos. Otro aspecto también importante es la caracterización y distribución del sistema de fractura.

El proceso de ajuste de historia se caracteriza por la retroalimentación de los conceptos básicos de ingeniería de yacimientos.

VIII.1 PARÁMETROS DE AJUSTE DE HISTORIA.

Los siguientes, son los parámetros que básicamente deben ser ajustados para dar validez a la historia de explotación del campo:

Volumen original (N).
Presión estática (Pwe).
Gasto de aceite (Qo).
Fracción de agua (Fw).
Relación gas-aceite (RGA).

Las propiedades del yacimiento y del acuífero que pueden ser alteradas en un orden de importancia decreciente, considerados como parámetros de ajuste, son:

- Transmisibilidad del acuífero (kh).
- Almacenamiento del acuífero (ϕhct).
- Transmisibilidad del yacimiento (kh).
- Presión capilar (pc) y permeabilidades relativas (kr).

Las siguientes propiedades también pueden ser alteradas en algunas ocasiones, pero usualmente se conocen con un grado aceptable de exactitud.

- Porosidad (ϕ) y espesor del yacimiento (h).
- Definición estructural.
- Compresibilidad de la roca (C_I).
- Propiedades del aceite y gas y su distribución dentro del yacimiento, si sus propiedades no son uniformes.
- Contactos agua-aceite y gas-aceite.
- Propiedades del agua.
-

VIII.2 ESTRATEGIA GENERAL PARA AJUSTAR LA HISTORIA DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN.

A pesar de que cada yacimiento presenta problemas muy particulares, es posible aplicar los siguientes criterios para conducir de manera efectiva el ajuste de la historia de producción.

- 1 Preparar los datos del comportamiento histórico.
- 2 Evaluar la calidad de los datos.
- 3 Definir los objetivos específicos del ajuste de la historia.
- 4 Desarrollar un modelo preliminar con los mejores datos disponibles.
- 5 Simular la historia con un modelo preliminar y comparar el comportamiento simulado con el comportamiento real del yacimiento.
- 6 Decidir si el ajuste es satisfactorio, analizando los resultados para identificar los parámetros que pueden mejorar el ajuste.
- 7 Desarrollar el modelo final o realizar, si es necesario, ajustes a los parámetros detectados.
- 8 Simular nuevamente la historia hasta obtener un ajuste satisfactorio.

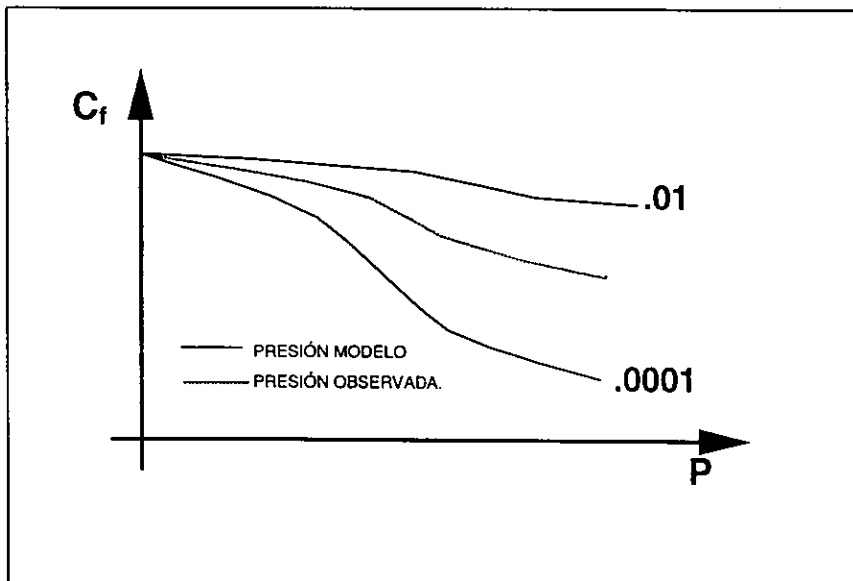
Durante la etapa de ajuste, es importante tener contacto con los ingenieros geólogos, de yacimientos y de producción; para evitar cambios inconsistentes en los datos geológicos y de producción, así como para descubrir posibles errores en los datos de campo.

VIII.3 CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.

Una vez obtenido un modelo estable en su solución y en sus condiciones de equilibrio, se iniciaron las corridas de ajuste de historia, en forma simultánea, tanto para el campo como para cada uno de los pozos.

VIII.3.1 Parámetros que fueron variados para ajustar la historia de presión-producción.

1. Fue necesario el incremento y redistribución de los volúmenes porosos de casi todo el campo, para alcanzar las condiciones de equilibrio generales de presión y producción, dado que los volúmenes dispuestos por el modelo estático inicial, daban a la solución excesivas dificultades de convergencia.
2. Se calibró la compresibilidad de la formación para todo el campo, tomando en cuenta su influencia sobre la presión estática, la gráfica VIII.1 muestra la sensibilidad de este parámetro.



GRÁFICA VIII.1 EFECTO DE LA C_f .

3. La reubicación de intervalos disparados con respecto a las unidades de flujo descritas inicialmente en el modelo estático, que corresponden a zonas compactas.

4. La fuerte variación de la distribución del sistema de fracturas, obligó a establecer distintos modelos petrofísicos, para tratar de reproducir principalmente la producción de agua, modificando básicamente las curvas de presión capilar; en forma general y en casos específicos en áreas y pozos.
5. La reubicación de los contactos agua-aceite y la localización de los contactos gas-aceite generaron un efecto adicional en el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso, debido a la redistribución de volúmenes porosos que esto implica.
6. La conversión a un modelo semifracturado, fue el segundo criterio de ajuste más importante, para la convergencia del sistema y para separar y ajustar comportamientos de flujo sensiblemente distintos; producciones en zonas compactas o no tan fracturadas y producciones que pueden ser asociadas con un sistema de fracturas.
7. Inicialmente fueron asignados valores de permeabilidad de la fractura, estimados sobre la base de la matriz y afectados por un factor, este criterio además de dar inestabilidad a la solución del sistema, originó mayor desajuste en muchas áreas, mientras que las permeabilidades de fractura calculadas mediante la distribución de índices de fracturamiento, ofrecieron un mejor ajuste y mayor estabilidad.
8. Casi todo el proceso de ajuste se llevó a cabo con un control de vaciamiento de fluidos RESV aplicado al archivo de producción SCHEDULE, que permitió conocer en forma más local en dónde se tenía más o menos volumen poroso. Este criterio da una mayor confiabilidad en la distribución final de saturaciones. Este control finalmente fue convertido a control de aceite ORAT en la mayoría de los pozos una vez alcanzado un ajuste razonable, para garantizar una buena transición de la etapa de ajuste de historia a la etapa de predicción de alternativas, asegurando un ajuste cien por cien en la producción de aceite.

VIII.3.2 Estado final del ajuste de historia.

A) CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL.

Tras realizar las correcciones y adecuaciones del modelo geológico, se construyó el modelo de simulación (capítulo VI), con una malla irregular de 22 x 72 con 12 capas, en la que se consideraron los límites particulares de cada unidad estratigráfica, mediante las celdas activas correspondientes.

El yacimiento fue considerado como de aceite negro bajosaturado, según la información de los análisis PVT de los fluidos muestreados a condiciones iniciales. Por otro lado, el yacimiento mostró evidencias de doble porosidad, cuyo sistema fracturado se distribuye en las zonas centrales, mientras que en las áreas complementarias se detectó un comportamiento compacto homogéneo.

El cálculo del volumen original mediante el modelo de simulación, está recíprocamente relacionado con el ajuste de las presiones estáticas, a través del equilibrio que deben mantener estos dos parámetros en cada una de las regiones, definidas principalmente por los contactos agua-aceite, mismos que fueron reubicados con respecto a los definidos en caracterización.

Considerando la interrelación que debe tener el volumen de hidrocarburos y el comportamiento dinámico del yacimiento, en donde debe existir congruencia entre la presión estática y los ritmos de extracción.

Sin embargo, la porción denominada como Binferior, resultó tener un comportamiento distinto, lo cual evidencia su correspondencia a la estructura del campo Rancho Nuevo, separados hidráulicamente, por lo tanto, sólo fue posible el ajuste de la historia separando del modelo dicha unidad.

B) AJUSTE DE LA PRESIÓN ESTÁTICA.

En la gráfica VIII.2 puede observarse el ajuste general del campo en la presión estática, que presenta una tendencia de los valores calculados, muy semejante a la nube general de puntos de valores observados, ligeramente alta al finalizar la historia, posiblemente influenciada por canalización de B inferior, correspondiente a Rancho Nuevo.

C) AJUSTE DEL GASTO DE ACEITE.

El ajuste del gasto de aceite presentó un comportamiento muy estable bajo la influencia que en ocasiones tuvo una asignación incorrecta de permeabilidades absolutas y en otras ocasiones la distribución deficiente de volúmenes porosos. La gráfica VIII.2 muestra un ajuste logrado de 100% en este parámetro.

D) AJUSTE DEL GAS.

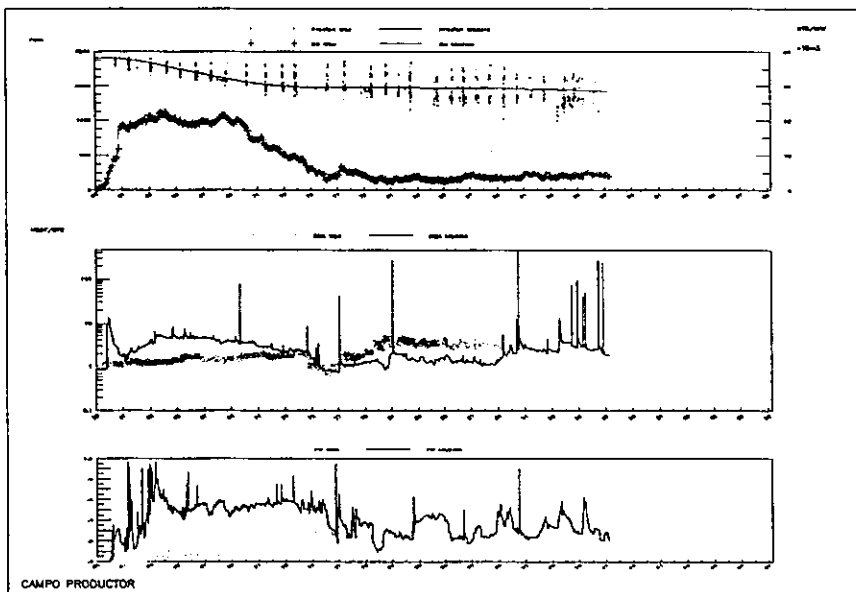
El ajuste del gas para los primeros 13 años se vio afectado por las emanaciones superficiales que no fueron cuantificadas, por lo que el simulador calcula mayores producciones; un segundo período también de 13 años, con valores calculados menores, se atribuye a mediciones incorrectas, sin embargo, el comportamiento general del ajuste de este parámetro conserva una tendencia razonable, junto con un ajuste cien por cien de los últimos 9 años, como se muestra en la gráfica VII.2.

E) AJUSTE DEL AGUA.

La producción de agua presenta dos etapas generales que marcan el grado de ajuste de este parámetro como lo muestra la gráfica VIII.2, en primer lugar se tiene un período de aproximadamente 16 años en el que se calculan porcentajes altos en comparación con la tendencia de valores observados, cuyas posibles razones se deben a la falta de veracidad de los datos de producción de agua reportada, con respecto a los porcentajes que deberían estar en los análisis diarios de fluidos a boca de pozo, los cuales no existen. Por otra parte, se logró obtener un ajuste razonable en los últimos 21 años y más aún en los últimos 7 años.

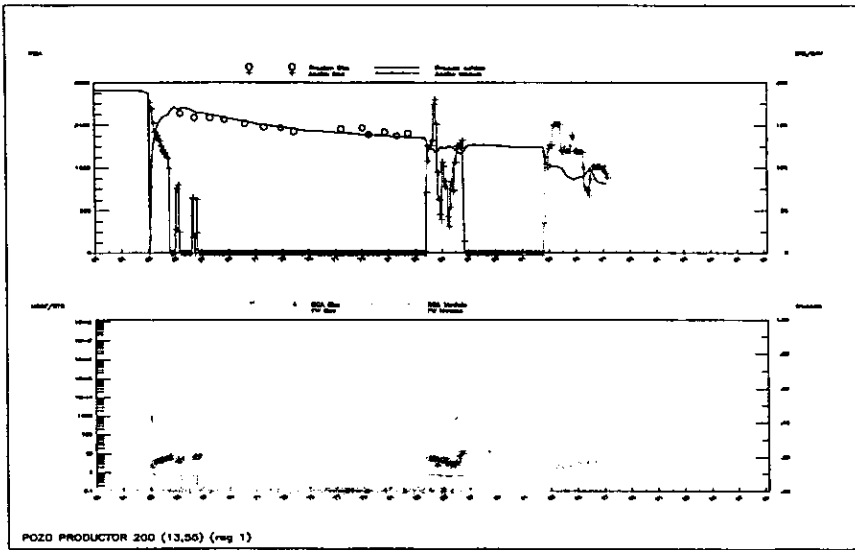
Es importante mencionar que una buena parte de los altos porcentajes de agua de los primeros años, están afectados por la producción anormalmente alta de agua, proveniente de la unidad "B inf".

El ajuste por pozo de estos parámetros, como se muestra en las gráficas VIII.2 y VII.3, presentó una mayor diversidad en cuanto a los porcentajes de ajuste, dado el alto contenido de indefiniciones locales o areales del modelo estático y que fueron reconstruidas a través de los aspectos dinámicos y expresadas numéricamente hasta encontrar condiciones de equilibrio mínimas, monitoreadas principalmente por la presión, sin despreciar el comportamiento de la extracción de los fluidos.

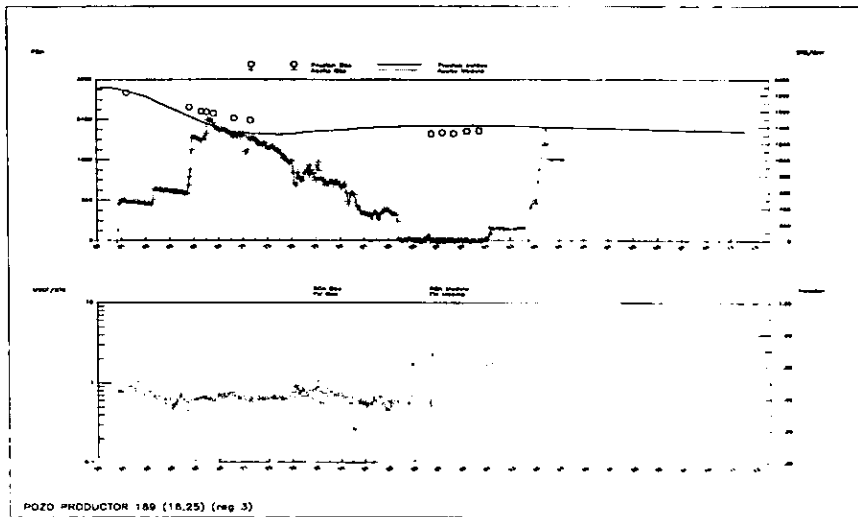


GRÁFICA VIII.2 AJUSTE DE HISTORIA DEL CAMPO TRES HERMANOS.

Finalmente, se obtuvo el 98% de pozos en presión estática, el 50% de los pozos para el ajuste del agua, el 100% de los pozos para el ajuste del gasto de aceite y un 30% de los pozos para el ajuste de la RGA.



GRÁFICA VIII.3 POZO PRODUCTOR.



GRÁFICA VIII.4 POZO PRODUCTOR.

CAPÍTULO IX.

SIMULACIÓN DE ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN.

La predicción es una de las etapas más importantes del estudio de simulación, ya que permite visualizar el comportamiento futuro de un pozo o de un yacimiento bajo diferentes estrategias de producción, así se puede tener una variedad de posibilidades y seleccionar la estrategia que mejor convenga, desde un punto de vista económico.

Si durante la recuperación primaria se tiene una explotación por mecanismos de empuje natural (gas en solución, entrada de agua, empuje por casquete de gas o segregación gravitacional), en la recuperación secundaria se emplea la inyección de agua o gas, con el propósito de mantener la presión del yacimiento y en ocasiones para efectuar un desplazamiento. La recuperación terciaria sería cualquier técnica aplicada después de la recuperación secundaria cuando el yacimiento carezca totalmente de energía. Entonces, las alternativas de explotación tendrán un enfoque que conjugue uno o más criterios relacionados con dichos aspectos.

IX.1 PLANEACIÓN DE LOS CASOS DE PREDICCIÓN.

La planeación de las predicciones debe hacerse antes de iniciarse el estudio de simulación, a pesar de que las corridas de predicción son una de las últimas etapas. Esto es necesario para asegurarse de que el modelo del yacimiento y la manera en que el simulador trate a los pozos, incluya todas las características necesarias para cumplir con los objetivos del estudio. También puede ayudar a identificar cualquier dato requerido para la predicción, que no haya sido considerado o simplemente no estaba disponible durante la etapa de recopilación de la información.

Para la selección de los casos que se van a considerar durante esta etapa, es necesario tomar en cuenta las aproximaciones más simples que satisfagan los objetivos del estudio y que, además, proporcionen la información necesaria para una futura toma de decisiones. Estas aproximaciones ahorran tiempo, reducen los costos totales y minimizan errores y dificultades inesperadas, que son más frecuentes conforme el grado de complejidad se incrementa.

El número de casos de predicción que se van a correr, generalmente están limitados por tiempo y dinero. Los resultados frecuentemente son requeridos en un tiempo determinado para ser considerados en operaciones y decisiones importantes de planeación. En estas situaciones los casos de predicción más importantes deben ser identificados para poder fijar los tiempos de simulación de cada uno.

IX.2 SELECCIÓN DE LOS CASOS DE PREDICCIÓN.

Normalmente, durante la predicción se evalúan diferentes alternativas de operación, considerando cada una como un caso de predicción único. El agotamiento natural representa la continuación de las condiciones de explotación existentes; a este, normalmente se le conoce como **caso base**. Los resultados de los demás esquemas de producción (inyección de agua, gas, bombeo neumático, eléctrico, mecánico, etc.) se comparan con el caso base, para así realizar la decisión de cuál esquema es más rentable. Las alternativas más comunes que son desarrolladas en los casos de predicción, son los siguientes:

- Agotamiento natural.
- Pozos de relleno.
- Reparaciones mayores.
- Pozos horizontales.
- Programas de estrangulamiento.
- Bombeo neumático (B. N.).
- Bombeo electro-centrífugo (B. E. C.).
- Bombeo mecánico (B. M.).
- Recuperación secundaria.
- Inyección de productos químicos (recuperación mejorada).
- Recuperación térmica.

IX.3 DATOS REQUERIDOS PARA LA PREDICCIÓN.

Los datos requeridos para efectuar las predicciones están en función de las alternativas seleccionadas y lo que es más importante, del nivel de simulación escogido, ver diagrama IV.1. Los datos que generalmente se requieren, son:

Las nuevas localizaciones de pozos en el modelo. Si se requiere de la perforación de nuevos pozos, para lo cual es necesario conocer la localización de las áreas de oportunidad. Las condiciones de operación de los nuevos pozos, tanto para pozos productores como para inyectoras. En casi todos los casos la simulación del comportamiento de flujo de los fluidos a través de la tubería de producción, requiere de datos que modelen el comportamiento del pozo a través de la construcción de tablas hidráulicas. Lo anterior es necesario con el fin de acoplar las presiones de la cabeza y de fondo fluyendo de los pozos, a las cantidades de aceite, agua y gas producidos por los mismos. El análisis del comportamiento hidráulico tiene como objetivo el de calibrar el comportamiento de afluencia de los fluidos producidos respecto de la capacidad de transporte de las tuberías por donde fluyen, desde la boca del pozo hasta las baterías de separación.

Las tablas hidráulicas deberán ser calibradas considerando, la presión de fondo fluyendo (pwf), presión en la cabeza (pwh), corte de agua(fw), relación gas-aceite (RGA), gasto de aceite (qo), gasto de inyección (agua o gas).

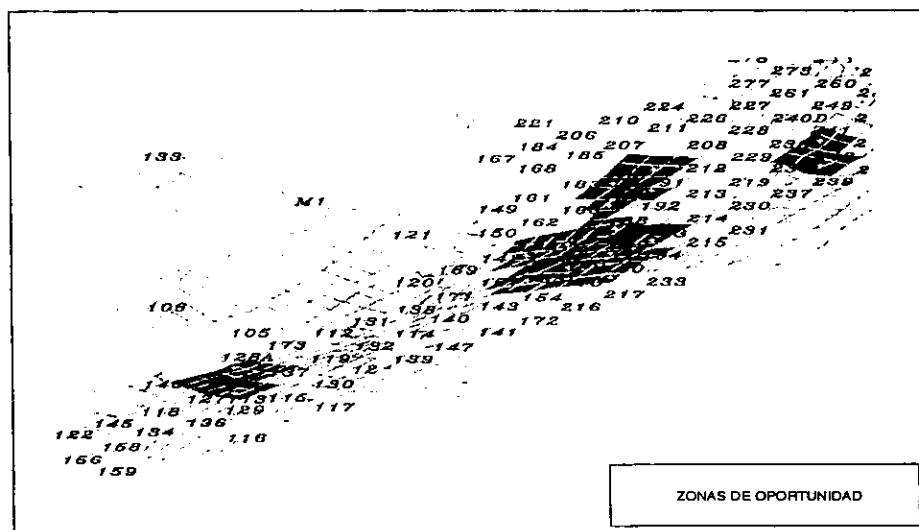
Existen herramientas específicas para el cálculo de las tablas hidráulicas, siendo los más conocidos, FLOWSYSTEM de la compañía Edinburg Petroleum Services y Vertical Flow Performance (VFP) de la compañía Geo Quest, para el análisis de flujo multifásico en tuberías.

IX.4 TRANSICIÓN DEL AJUSTE A LA PREDICCIÓN.

El comportamiento durante el cambio entre el ajuste de historia y el de predicción, debe mantener la misma tendencia sin ninguna discontinuidad marcada, a menos que haya un cambio en la estrategia o esquema de predicción al iniciarse la predicción.

IX.5 CASO PRÁCTICO: CAMPO TRES HERMANOS.

Con base en la distribución de saturaciones y de los niveles de presión estática, una vez obtenido el ajuste de la historia, son distinguidas las áreas de oportunidad, como puede observarse en la gráfica IX. 1, para plantear las alternativas de explotación y simular las predicciones correspondientes utilizando el modelo básico de simulación obtenido.



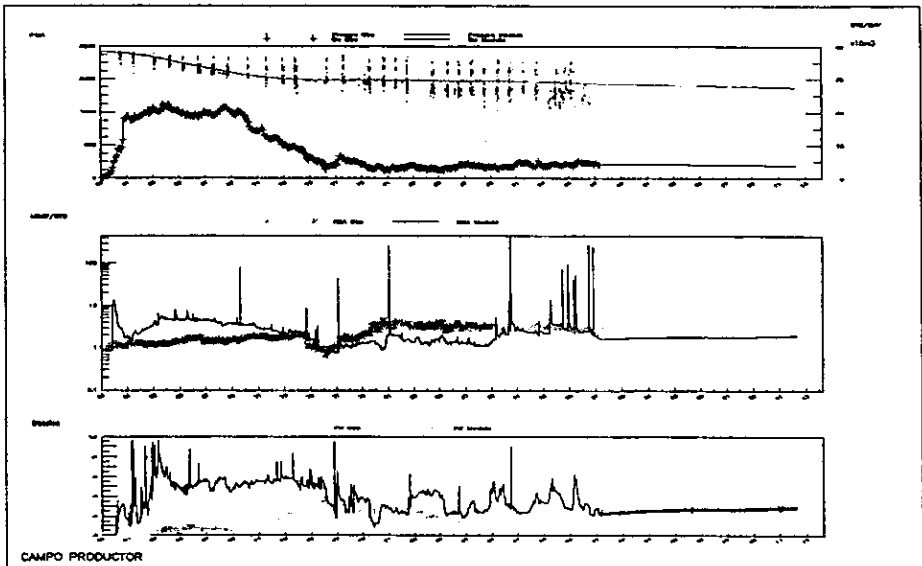
GRÁFICA IX.1 ZONAS DE OPORTUNIDAD.

IX.5.1 Integración y calibración de los índices de productividad.

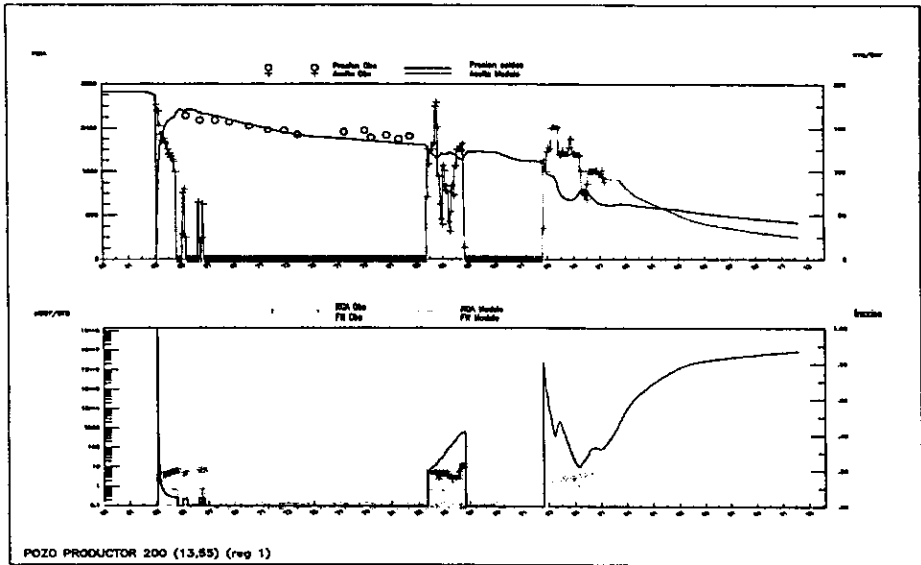
Al integrar las tablas hidráulicas, al modelo de simulación acondicionado para una primer corrida de agotamiento natural y tomando como referencia 6 meses de historia, algunos pozos incrementaron sensiblemente los valores de producción y algunos otros produjeron a gastos mucho más bajos. Por lo que se hizo necesario ajustar sus respectivos índices de productividad hasta reproducir los gastos que históricamente corresponden al período de transición.

IX.5.2 Predicción de agotamiento natural.

Una vez integradas las tablas hidráulicas y ajustado los índices de productividad, se llevó a cabo la predicción del agotamiento natural en un escenario de 15 años, considerando los 47 pozos que están actualmente en operación. En la gráfica IX.2 pueden observarse las respuestas de producción por campo y, a manera de ejemplo, en la gráfica IX.3 se muestra el caso de un pozo, cuyas declinaciones resultaron muy semejantes a los últimos años de historia y obteniendo una recuperación al término de ese período, de 24.8%.



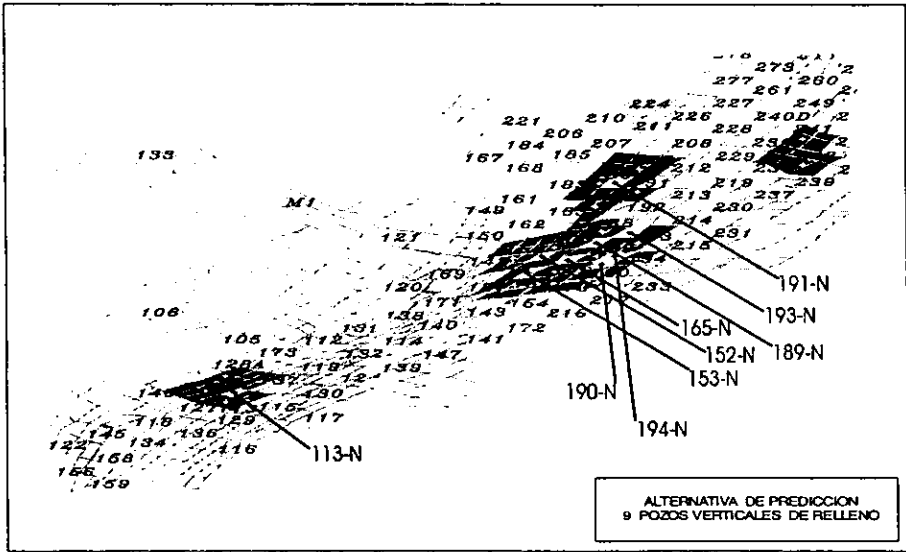
GRÁFICA IX.2 ALTERNATIVA DE PREDICCIÓN PARA AGOTAMIENTO NATURAL POR CAMPO.



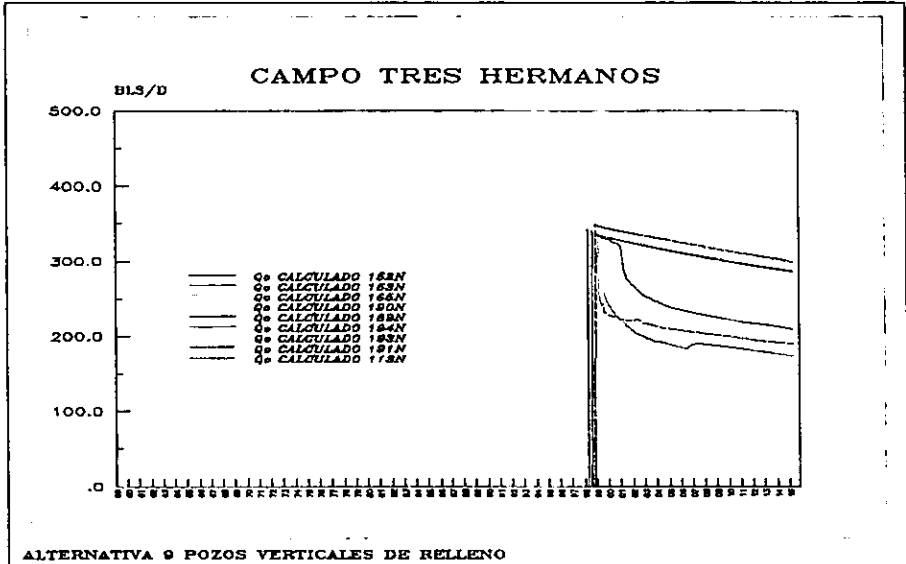
GRÁFICA IX.3 ALTERNATIVA DE PREDICCIÓN PARA AGOTAMIENTO NATURAL, POR POZO.

IX.5.3 Predicción de pozos verticales intermedios (pozos de relleno).

De acuerdo con las distribuciones finales de saturaciones obtenidas en el ajuste de historia, en cada una de las capas, las áreas de oportunidad quedaron concentradas principalmente en las zonas centrales de la unidad B, en donde se tienen las mayores acumulaciones remanentes de aceite, asociadas con saturaciones no tan altas de agua o gas. En la gráfica IX.4. se observa la ubicación de los 9 pozos verticales de relleno de esta alternativa y que fueron disparados en la capa 3. En este, caso la producción se ve sensiblemente incrementada, de tal forma que en un año se alcanza una producción de aceite hasta de 6705 bls/día, alcanzando un factor de recuperación de 26.5%, como se muestra en la gráfica IX.5.



GRÁFICA IX.4 LOCALIZACIÓN DE POZOS VERTICALES.



GRÁFICA IX.5 ALTERNATIVA DE PREDICCIÓN DE POZOS VERTICALES INTERMEDIOS.

IX.5.4 Predicción de pozos verticales intermedios junto con pozos horizontales.

Con el mismo criterio que la alternativa anterior y en la misma área de oportunidad, se planteó la combinación de 7 pozos verticales y 2 pozos horizontales de relleno, cuyos tramos horizontales son más o menos de 600 mts., de acuerdo con las dimensiones de las tres celdas de la malla considerada. La figura IX.6. muestra la localización de los pozos verticales y el rumbo de los pozos horizontales. En la gráfica IX.7. se observa un incremento de la producción aún mayor que la alternativa anterior, alcanzando un gasto máximo de 8737 Bls/día y una recuperación de 27.5% en los 15 años de predicción, significativamente mayor a la alternativa de 9 pozos verticales.

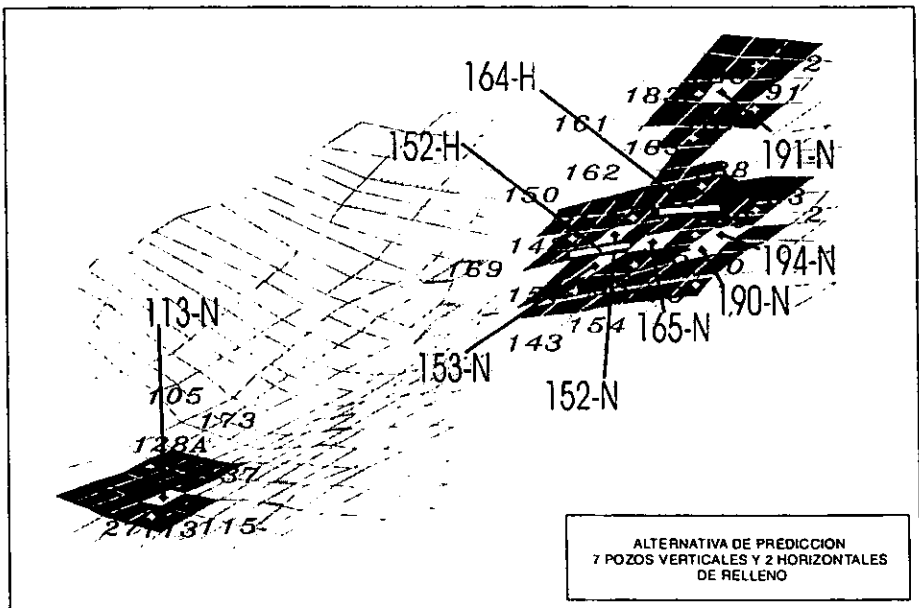
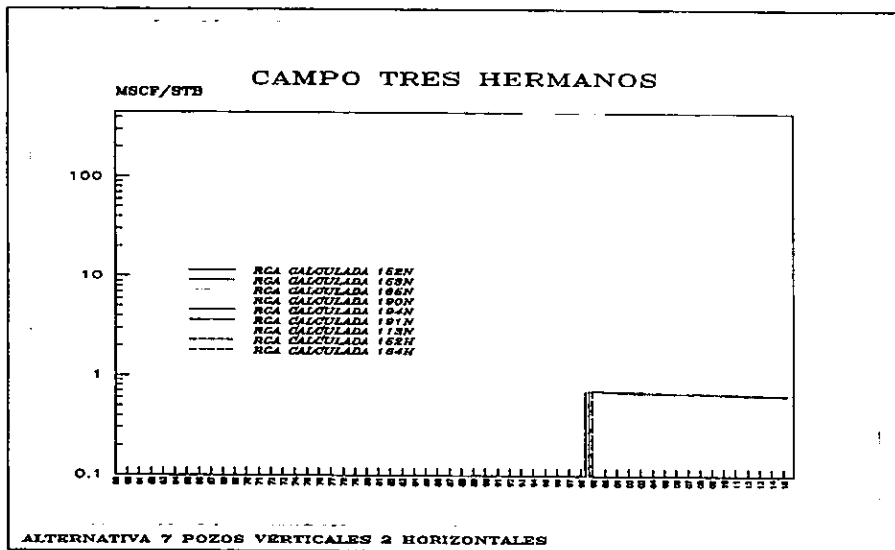


FIGURA IX.6 LOCALIZACIÓN DE POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES.



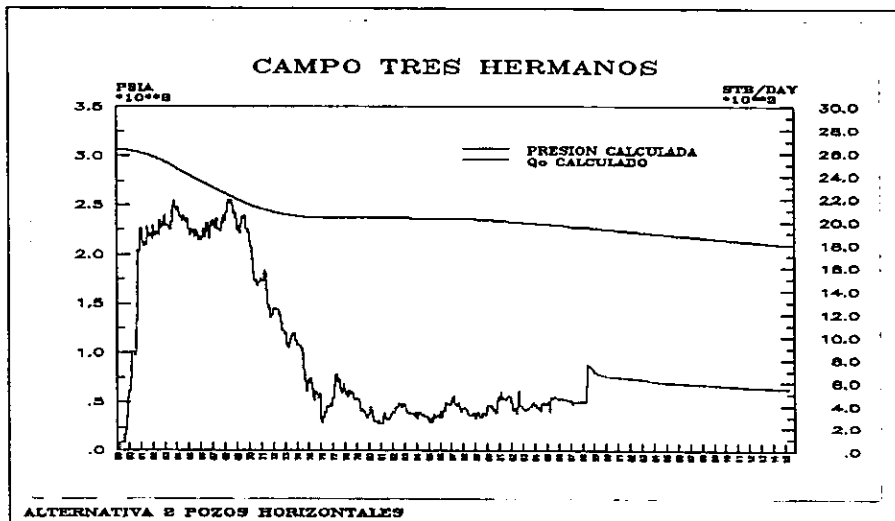
GRÁFICA IX.7 COMPORTAMIENTO DE PREDICCIÓN, POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES.

IX.5.5 Predicción de 2 pozos horizontales.

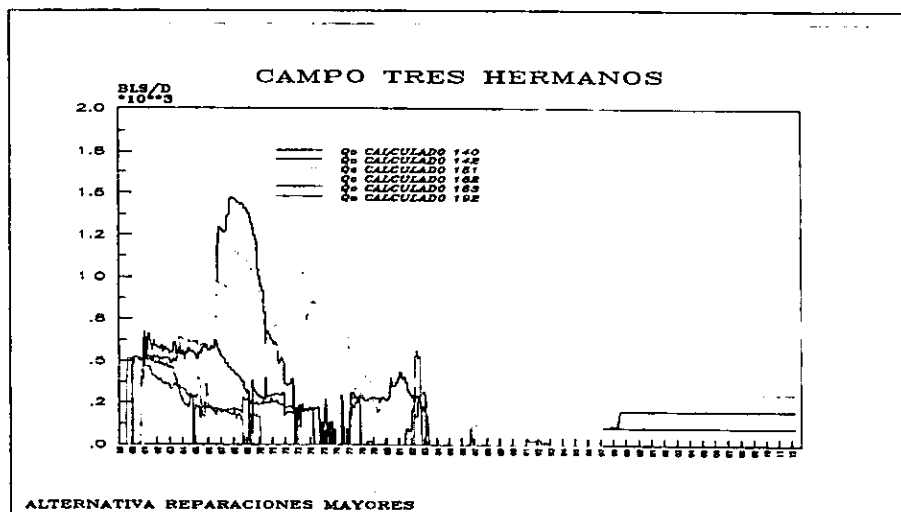
En la misma área de oportunidad de las alternativas anteriores y con los mismos criterios, se calculó la respuesta de producción de dos pozos horizontales. Resultando un gasto máximo de 6489 Bls/día, como se observa en la gráfica IX.8, con un factor de recuperación a 15 años de 26.3%.

IX.5.6 Predicción de reparaciones mayores.

A través de un análisis del estado actual de los pozos, fueron buscados los intervalos y las capas con alto contenido remanente de aceite, pero con saturaciones bajas, tanto de gas como de agua. Los pozos seleccionados para esta alternativa se localizan también en las mismas áreas de oportunidad encontradas en la simulación. Con esta alternativa, se hace una estimación para elevar la producción a un gasto máximo de 5032 Bls/día, para llegar a una recuperación de 25.4%, como se observa en la gráfica IX.9.



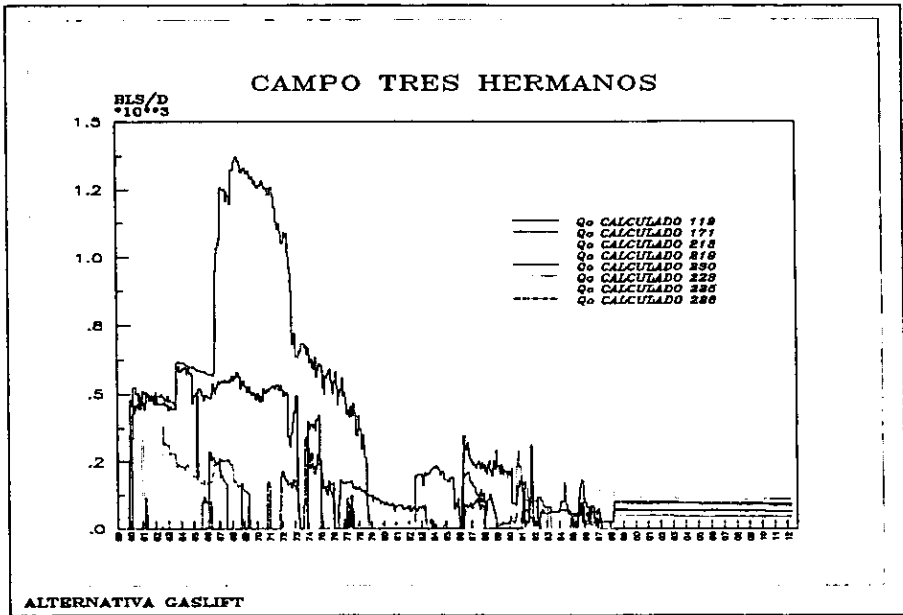
GRÁFICA IX.8 COMPORTAMIENTO DE PREDICCIÓN, POZOS HORIZONTALES.



GRÁFICA IX.9 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA REPARACIONES MAYORES.

IX.5.7 Predicción de conversión de pozos a Bombeo neumático.

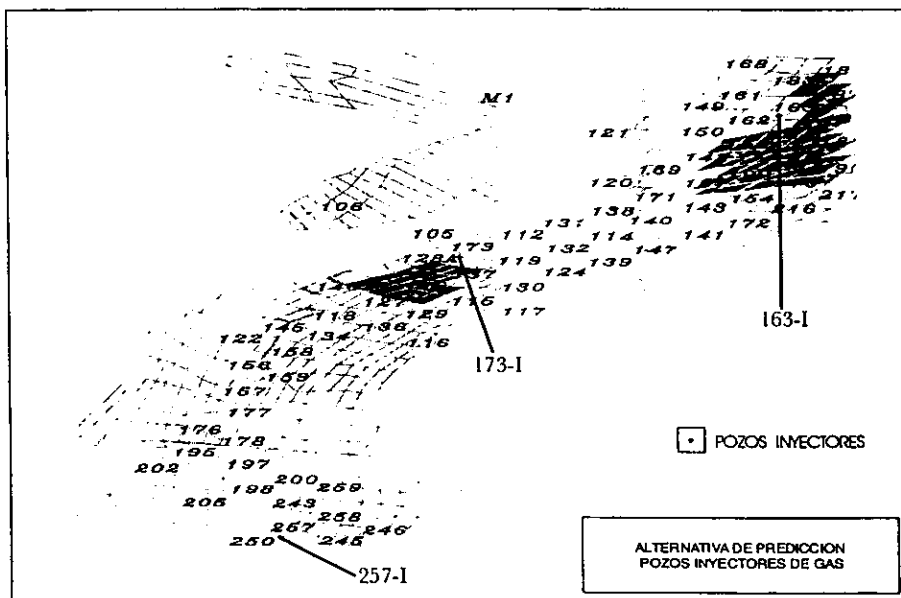
Para la planificación de esta alternativa, también se hizo un análisis de las condiciones de operación de algunos pozos que actualmente son productores intermitentes y que fueron cerrados por baja presión de fondo y por estar localizados en áreas con saturaciones más o menos buenas, según el modelo de simulación. Además, considerar los propuestos por el sector operativo correspondiente, en este caso se puede alcanzar una recuperación de 25.1%, ver gráfica IX.10.



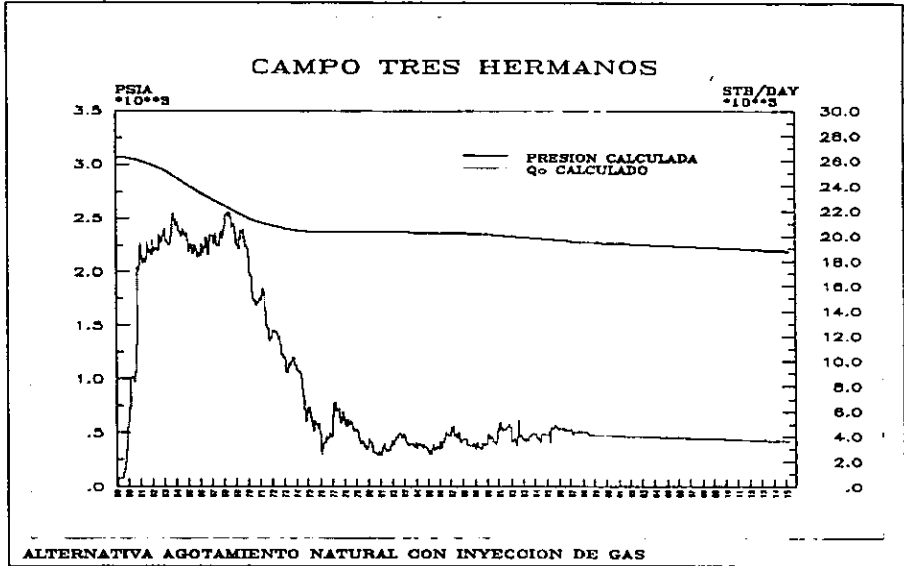
GRÁFICA IX.10 CONVERSIÓN A BOMBEO NEUMÁTICO.

IX.5.8 Predicción de la reinyección de gas.

Esta alternativa, está planteada como una propuesta por parte del sector operativo, para el manejo del gas que se produce y, a través de la simulación, detectar los efectos que pudieran beneficiar a las áreas y pozos de donde sea inyectado. La producción de gas reportada hasta diciembre de 1997, es de 11 829 188 pie³/día, la cual fue repartida para su inyección en tres áreas y tres pozos; sin embargo, la inyección de esa cantidad de gas, produjo efectos adversos en la producción, debido a que la segregación del gas inyectado incrementó las saturaciones de gas, inclusive en capas bajas, de donde actualmente producen algunos pozos. Por otra parte el simulador calculó un volumen de aproximadamente 9 millones de pies cúbicos por día a esa misma fecha, el cual fue inyectado, repartido en la misma forma, cuyos efectos sólo tuvieron influencia positiva en la presión estática, que se incrementó sensiblemente, mientras que el gas se incrementó, el agua no presenta ningún cambio, todo esto con respecto al agotamiento natural. En la gráfica IX.11 se muestra la ubicación de los pozos inyectoros y en la gráfica IX.12 se muestra la respuesta general de la producción.



GRÁFICA IX.11 LOCALIZACIÓN DE POZOS INYECTORES PARA LA REINYECCIÓN DEL GAS.



GRÁFICA IX.12 ALTERNATIVA DE PRODUCCIÓN, AGOTAMIENTO NATURAL CON LA REINYECCIÓN DEL GAS.

CAPÍTULO X.

CONCLUSIONES.

- La construcción de un modelo de simulación inicia con la identificación de toda la información disponible y su validez a través de su organización, revisión, análisis y corrección correspondiente.
- Cuando un parámetro no tiene la suficiente definición es necesario recurrir a correlaciones, semejanzas con otras estructuras vecinas o, en su caso, solicitar nueva información con la finalidad de complementar la que es deficiente o inexistente.
- Para una definición con mayor detalle en la regionalización petrofísica, puede ser utilizada la función $J(S_w)$, la cual involucra una distribución de calidades de roca a través de la correlación $(K/\phi)^{0.5}$, de esta forma se tiene una clara definición de las regiones petrofísicas que conforman el campo.
- La separación por regiones de equilibrio permite tener un mejor control en la estimación de los volúmenes originales, obteniendo mayor certeza en la correspondencia entre los volúmenes contenidos y el vaciamiento de los mismos durante la explotación.
- Existen yacimientos que tienen estructuras vecinas que deben ser tomadas en cuenta en el modelo que eventualmente permita incorporar o separar los bloques que aportan o sustraen fluidos de determinadas áreas.
- Los parámetros que tienen un papel preponderante en el ajuste de la historia, son, en principio, la regionalización petrofísica, la profundidad del contacto de los fluidos y la distribución de los volúmenes porosos, con base en el análisis del comportamiento de producción.
- Las alternativas de predicción deben ser planteadas con base en la localización de las áreas de oportunidad, definidas por la distribución areal y vertical de las mejores saturaciones de aceite remanente en áreas con volúmenes porosos importantes.
- Se decide construir un modelo semifracturado, puesto que se presentaron evidencias de zonas compactas donde la producción no corresponde al volumen poroso asignado, dado que éste representa mejor al yacimiento.

- Dada la complejidad del campo en cuanto a su forma estructural, cambios fuertes de facies, estratigrafía, fue necesario diseñar un modelo de malla irregular con un refinamiento inicial en las zonas de mayor interés productivo.
- Los valores estimados de porosidad de fractura son menores a la porosidad en la matriz, esto permite suponer que un alto porcentaje del volumen de hidrocarburos está contenido en la matriz.
- Las características del tamaño del bloque de matriz se calculó por medio de la ecuación de Kasemi.
- La redistribución de los volúmenes porosos fue necesaria para alcanzar las condiciones generales de equilibrio.
- La recuperación que se alcanza con la predicción de la perforación de 9 pozos verticales de relleno, es equivalente a la alternativa de 2 pozos horizontales, la cual es de 26%.
- Cada una de las alternativas incluidas en el caso de campo, mantienen una viabilidad en función de la recuperación adicional obtenida, pero existen otras que sólo mediante cálculos de sensibilidad y su impacto económico, pudieran convertirse en viables.

REFERENCIAS.

L. P. DAKE

Fundamentals of reservoir engineering
ELSEVIER, 1978

HENRY B. CRICLOW

MODERN RESERVOIR ENGINEERING A Simulation Approach
Prentice-Hall, Inc. 1977

J. HUESCANI JIMÉNEZ BERNAL

"ANÁLISIS INTEGRAL DE CAMPOS PETROLEROS: SIMULACIÓN
NUMÉRICA"
TESIS, FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM, 1997

GENARO ARCE SÁNCHEZ

SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS
PETROLEROS CON POZOS HORIZONTALES.
TESIS, ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA, 1994

Garicochea, P. F.

Apuntes de la asignatura, COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS.
FACULTAD DE INGENIERÍA , UNAM. 1987

Amix, J. W.

Petroleum Reservoir Engineering, Physical Propertis
McGraw-Hill Book co. USA 1960

Mattax, C. C. Y Dalton, R. L.

Reservoir Simulation
JPT. June 1990

Rodríguez Nieto R.

Apuntes de clase, Comportamiento de yacimientos
FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM.

Santos Reyes G.

Reporte técnico, Estudio de Simulación Numérica de Yacimientos del Campo
"TRES HERMANOS", IMP. 1997.

E. A. BREITENBACH

RESERVOIR SIMULATION: STATE OF ART
JPT., SEPTEMBER, 1991.

J. TEYSSIER S. Y T. MENDEZ L.
CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS PETROLEROS
REVISTA DEL IMP. VOL. XI, No. 4, 1979.

Reyes González, Santos. Coordinador del Proyecto "Tres Hermanos"
de Simulación Numérica de Yacimientos, Gerencia de Ingeniería de
Yacimientos, IMP, México, 1999.

Equipo de trabajo: Santos Reyes González, Martín Rozano Guzmán,
Salvador Hernández Ibáñez, Héctor Hernández García, Jaime Barrera
Sánchez, Francisco Ruiz Talledos, Edgar Urquieta Saavedra, Sofía
Contreras Vizcaino y Sergio Hernandez Aviles.

H. Kazemi
Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs
SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL,
DECEMBER, 1976.