

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

“CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO RG-135, ARENA CO-CU, QUE ACTUALMENTE CUENTA CON RESERVAS NEGATIVAS, PARA EL ESTUDIO DE LA POSIBLE COMUNICACIÓN CON OTRO YACIMIENTO , MEDIANTE LA REALIZACIÓN DEL MODELO DINÁMICO, CAMPO SANTA ROSA”.

Tutor Académico: Prof. Adafel Rincón.

Tutor Industrial. Ing. Edgar Gómez.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
por la Br. Virginia Isabel Haefeli Toledo

Caracas, Octubre 2002

Caracas, Octubre 2002

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el trabajo especial de Grado presentado por la bachiller Virginia Isabel Haefeli Toledo, titulado:

“CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO RG-135, ARENA CO-CU, QUE ACTUALMENTE CUENTA CON RESERVAS NEGATIVAS, PARA EL ESTUDIO DE LA POSIBLE COMUNICACIÓN CON OTRO YACIMIENTO , MEDIANTE LA REALIZACIÓN DEL MODELO DINÁMICO, CAMPO SANTA ROSA”.

Considerando que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al título de Ingeniería de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Edgar Parra
Miembro del Jurado

Prof. Juan Carlos Villar
Miembro del Jurado

Prof. Adafel Rincón.
Tutor Académico

Ing. Edgar Gómez Venturini
Tutor Industrial

AGRADECIMIENTOS

AGRADECIMIENTOS

_ A Dios, por ser la más grande y fuerte inspiración de todos los sueños y metas que me he propuesto.

_ A mi Familia, a ti Padre por ser mi ejemplo de constancia y dedicación y a ti Madre por demostrarme lo que es tener un espíritu luchador y perseverante, a mi hermano Juan por ayudarme y apoyarme en cada momento con tan solo pronunciar su nombre, y en especial a mi Tio Antonio que fue mi inspiración para escoger esta hermosa carrera, en conclusión, gracias por estar siempre allí dándome el mejor de los consejos.

_ A mi Tutor Académico, Prof. Adafel Rincón por haber aceptado emprender este objetivo crucial en mi carrera y guiarme con paciencia hacia la culminación de este trabajo.

_ A mi Tutor Industrial, Ing. Edgar Gómez que con su preocupación y dedicación estuvo siempre apoyándome y guiándome en este proyecto, además por haber sido un gran ejemplo para mí.

_ A ti Daniel, mi amigo, por haber estado siempre junto a mí y ofrecerme el mejor de los consejos en los momentos apremiantes, así como a Mariacarla y Asdrúbal por estar presentes a lo largo de mi vida brindándome una hermosa amistad.

_ A ti Rafael, porque el conocerte me enseñó lo que es el apoyo incondicional y que el verdadero valor de las personas está en lo que llevan por dentro.

_ A todas aquellas personas de la Unidad de Explotación de Yacimientos de PDVSA-Gas, y compañeros tesisistas que colaboraron de una u otra manera a dejarme buenas enseñanzas.

“CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO RG-135, ARENA CO-CU, QUE ACTUALMENTE CUENTA CON RESERVAS NEGATIVAS, PARA EL ESTUDIO DE LA POSIBLE COMUNICACIÓN CON OTRO YACIMIENTO, MEDIANTE LA REALIZACIÓN DEL MODELO DINÁMICO, CAMPO SANTA ROSA”.

Br. VIRGINIA HAEFELI.

Tutor Académico: Ing. Adafel Rincón

Tutor Industrial: Ing. Edgar Gómez

RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo es la caracterización, a través del modelo estático y dinámico, del yacimiento RG-135 del campo Santa Rosa, Área Mayor Anaco, en la arena CO-CU del Miembro Colorado, Formación Oficina de edad correspondiente al Mioceno Inferior a Medio.

A través de la evaluación e interpretación de los modelos Estratigráficos-sedimentológicos, estructurales, petrofísicos, comportamiento de producción, distribución de los fluidos y balance de materiales se definió una nueva unidad hidráulica conformada por los yacimientos oficialmente definidos, RG-135 y RM-5; estableciéndose las reservas remanentes y recuperables para un nuevo yacimiento denominado RG-135. La comunicación lateral entre las unidades antes mencionadas se demostró específicamente por el nuevo modelo estructural generado, en este estudio, al tope de la arena CO-C, siendo soportada por el comportamiento de los modelos de presiones. El análisis del modelo Sedimentario indica que la arena en estudio se depositó bajo un régimen Deltaico describiéndose en el mapa de paleoambientes un canal distributivo, con dirección al aporte de sedimento (SE-NO), y una barra de desembocadura perpendicular a este. De acuerdo con el análisis estructural, el área está dominada por un domo asimétrico de orientación preferencial SO-NE cortado por un sistema conjugado de fallas paralelas y perpendiculares al corrimiento de Anaco. Las mejores condiciones petrofísicas del yacimiento se identificaron hacia la zona que corresponden al depocentro del canal.

El nuevo yacimiento dispone de un volumen de drenaje de 67923 acres-pie, el cual resulta mayor al oficial en 11372 acres-pie, caracterizándose como un yacimiento de gas condensado retrogrado asociado a un acuífero de escasa actividad. Los volúmenes originales en sitio de hidrocarburos de la nueva caracterización resultaron en una disminución de la cantidad de líquido y en un incremento de la cantidad de hidrocarburos gaseosos en comparación con las cifras oficiales.

Las reservas recuperables del yacimiento fueron estimadas en 159.8 MMMPCN de gas y 6.1 MMBN de condensado, quedando actualmente reservas remanentes de 9.8 MMMPCN y 0.7 MMBN, y factores de recobro de 85% y 41% de gas y condensado respectivamente, siendo el mecanismo predominante de producción de este yacimiento el de expansión de los fluidos.

INDICE

AGRADECIMIENTOS.....	II
RESUMEN.....	III
LISTA DE FIGURAS.....	XI
LISTA DE TABLAS.....	XIV
INTRODUCCIÓN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
CAPÍTULO 1- GEOLOGÍA LOCAL.....	1
1.1. Características del Área de Anaco.....	2
1.1.1. Características del Área Mayor de Anaco.....	2
1.1.2. Estructura.....	2
1.1.3. Características de las Acumulaciones.....	3
1.1.4. Estratigrafía.....	5
1.2. Características Litológicas.....	6
1.2.1. Formación Oficina.....	6
1.2.1.1.Edad.....	6
1.2.1.2.Descripción Litológica.....	6
1.2.1.3.Espesor.....	7
1.2.1.4.Paleoambientes.....	7
1.2.1.5.Contactos.....	7
1.2.1.6.Miembros.....	7
CAPÍTULO 2- MARCO TEÓRICO.....	9
2.1. Roca Madre.....	12
2.2. Roca Almacén.....	14
2.2.1 Características Físicas Generales de las Rocas Almacén.....	14

2.2.1.1. Porosidad.....	14
2.2.1.2. Permeabilidad.....	15
2.2.1.3. Relación entre la Porosidad y la Permeabilidad.....	16
2.3. Objetivos de la Geología de Yacimientos.....	17
2.3.1. Descripción de los Modelos Geológicos.....	17
2.3.1.1. Modelo Estructural.....	17
2.3.1.2. Modelo Estratigráfico.....	18
2.3.1.3. Modelo Sedimentológico.....	18
2.3.1.4. Modelo Petrofísico.....	18
2.3.2. Ambientes Sedimentarios.....	19
2.3.3. Tipos de Depósitos.....	21
2.3.3.1. Depósitos de Canal.....	21
2.3.4. Secciones Geológicas.....	21
2.3.4.1. Secciones Estructurales.....	21
2.3.4.2. Secciones Estratigráficas.....	22
2.3.5. Mapas.....	22
2.3.5.1. Tipos de mapas.....	22
2.3.6. Interpretación de Perfiles Eléctricos.....	24
2.3.6.1. Curva de Potencial Espontáneo.....	24
2.3.6.2. Curva de Rayos Gamma.....	25
2.3.6.3. Curva Inducción.....	25
2.3.6.4. Perfil de Densidad.....	25
2.3.6.5. Perfil Neutrón.....	26
2.3.6.6. Perfil Sónico.....	26
2.3.6.7. Interpretación de Perfiles Viejos.....	26

2.4. Ingeniería de Yacimientos.....	27
2.4.1. Funciones de la Ingeniería de Yacimientos.....	27
2.4.1.1. Yacimiento.....	28
2.4.1.2. Caracterización de Yacimientos.....	28
2.4.2. Clasificación de los Yacimientos.....	29
2.4.2.1. Criterio Geológico.....	29
2.4.2.2. Yacimientos de acuerdo a los hidrocarburos que contienen.....	29
2.4.2.2.1. Yacimientos de Gas Seco.....	29
2.4.2.2.2. Yacimientos de Gas Húmedo.....	31
2.4.2.2.3. Yacimientos de Gas Condensado.....	31
Características.....	32
Clasificación de los Yacimientos de Condensado.....	33
• Yacimientos de Gas Condensado con Condensación Retrógrada en el Yacimiento.....	33
• Yacimientos de Gas Condensado sin Condensación Retrógrada en el Yacimiento.....	33
• Yacimientos de Gas Condensado con Empuje Hidráulico.....	34
• Yacimientos de Gas Condensado con Pierna de Petróleo.....	34
Comportamiento Retrógrado de Mezclas de Hidrocarburos.....	35
Presión de Rocío Retrógrada	35
Condensación y Vaporización Retrógradas.....	37
2.4.2.3. Yacimientos de acuerdo al Mecanismo de Producción.....	40
2.4.2.3.1. Empuje Hidráulico.....	40
2.4.2.3.2. Empuje por Gas en Solución.....	41
2.4.2.3.3. Empuje por Capa de Gas.....	41

2.4.3. Distribución de los Fluidos del Yacimientos.....	43
2.4.4. Presión en el Yacimiento.....	45
2.4.4.1. Presión de Formación.....	45
2.4.4.2. Presión Estática del Yacimiento.....	45
2.4.4.3. Presión de Rocío.....	45
2.4.4.1. Presión de Burbujeo.....	45
2.4.4.1. Presión al Datum.....	45
2.4.5. Análisis PVT.....	46
2.4.5.1. Validación de Análisis PVT.....	47
2.4.5.2. Limitaciones de las Pruebas de Laboratorio.....	48
2.4.6. Reservas.....	48
2.4.6.1. Clasificación de las Reservas.....	48
2.4.6.1.1. Reservas Probadas.....	48
2.4.6.1.2. Reservas Probables.....	49
2.4.6.1.3. Reservas Posibles.....	50
2.4.6.2. Métodos para el Cálculo de Reservas.....	51
2.4.6.2.1. Método Volumétrico.....	51
Recombinación en base a la Relación Gas-condensado.....	52
2.4.6.2.2. Curvas de Declinación de producción.....	53
2.4.6.2.3. Balance de Materiales.....	55
2.4.6.2.1. Balance de Materiales para yacimientos de condensado retrógrado.....	57
2.4.6.3. Métodos de predicción de gas seco en yacimientos de gas húmedo y condensado.....	58
CAPÍTULO 3- METODOLOGÍA.....	59

3.1. Metodología.....	60
3.1.1 Revisión Bibliográfica.....	60
3.1.2. Recopilación de Información.....	60
3.1.3. Validación de Información.....	60
3.1.4. Validación del PVT.....	61
3.1.5. Modelo de Presión.....	62
3.1.6. Análisis de Comportamiento de Producción.....	62
3.1.7. Cálculo de Radio de Drenaje.....	63
3.1.8. Curvas de Permeabilidad Relativa.....	63
3.1.9. Cálculo del GOCES.....	64
3.1.9.a. Método Volumétrico.....	64
3.1.9.b. Balance de Materiales.....	64
3.1.10. Análisis de Declinación.....	65
3.2. Descripción de las Herramientas Utilizadas.....	67
3.2.1. Sistema Computarizado Carpeta de Pozos(OPENDOX).....	67
3.2.2. Centinela.....	67
3.2.3. Base de datos de Oil Field Manager.....	67
3.2.4. Spiyac.....	67
3.2.5. Oil Field Manager (OFM).....	67
3.2.6. MBAL Balance de Materiales.....	68
CAPÍTULO 4- DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	69
4.1. Definición del Área.....	70
4.1.1. Yacimiento RG-135, Arena CO-CU.....	70
4.1.2. Yacimiento RM-5, Arena CO-CU.....	71
4.2. PVT.....	72

4.3. Modelo de Presiones.....	75
4.4. Histórico de Producción.....	77
4.5. Producción Acumulada.....	82
4.5.1. Petróleo Acumulado en función del tiempo.....	82
4.5.2. Gas Acumulado en función del tiempo.....	82
4.5.3. Agua Acumulada en función del tiempo.....	83
4.6. Radio de Drenaje.....	84
4.7. Curvas de Permeabilidades Relativas.....	84
4.8. Determinación del Gas Condensado Original en Sitio (GOCES) por el Método Volumétrico.....	89
4.9. Balance de Materiales.....	93
4.10. Determinación de Reservas.....	97
Método Gráfico de P/Z vs. Gpt.....	97
Curvas de Declinación.....	97
CONCLUSIONES.....	100
RECOMENDACIONES.....	102
REFERENCIAS.....	104
APÉNDICE A (ECUACIONES UTILIZADAS).....	107
APÉNDICE B (MAPAS).....	117

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1.3. Ubicación Geográfica. Campos Pertenecientes Área Mayor de Anaco.....	4
Figura 1.1.4. Columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco.....	5
Figura 1.2.1. Ubicación Geográfica. Estados Anzoátegui y Monagas Formación Oficina.....	6
Figura 2.a. Sinergia entre las Ciencias que Garantizan el Modelo de Negocio.....	10
Figura 2.b. Integración para la Caracterización de Yacimientos.....	11
Figura 2.1.a. Acumulación de Petróleo con Calizas Porosas.....	13
Figura 2.1.b. Acumulación de Petróleo en Lentas de Arena.....	13
Figura 2.2.1.1. Roca Matriz con Espacios Porosos.....	15
Figura 2.3.2. Ambientes Depositacionales de los Sedimentos.....	20
Figura 2.4.2.2. Diagrama de Fases para diferentes tipos de crudos y gases.....	30
Figura 2.4.2.2.1. Diagrama de Fases de un Gas Natural.....	31
Figura 2.4.2.2.3.a. Diagrama de Fases Generalizado de un Gas Condensado.....	33
Figura 2.4.2.2.3.b. Diagrama de Fases de los Fluidos de un Yacimiento de gas Condensado con Pierna de Petróleo.....	35
Figura 2.4.2.2.3.c. Efecto de la Temperatura sobre Proc.....	36
Figura 2.4.2.2.3.d. Efecto de la °API sobre la Proc.....	36
Figura 2.4.2.2.3.e. Efecto de la RGC sobre la Proc.....	37
Figura 2.4.2.2.3.f. Comp.. Retrógrado de un Gas Condensado 195°F.....	38
Figura 2.4.2.2.3.g. Gas Condensado en la Región Retrógrada.....	39

Figura 2.4.2.2.3.h. Revaporización de Condensado al Presurizar con Gas Yacimientos Agotados de Gas Condensado.....	39
Figura 2.4.2.3.1. Empuje Hidráulico.....	40
Figura 2.4.2.3.2. Empuje por Gas en Solución.....	41
Figura 2.4.2.3.3.a. Empuje por Capa de Gas.....	42
Figura 2.4.2.3.3.b. Empuje Combinado.....	42
Figura 2.4.2.3.3.c. Clasificación de los Yacimientos según el Mecanismo de Producción.....	42
Figura 2.4.3. Distribución de los Fluidos en un Yacimiento Homogéneo.....	44
Figura 4.1.1. Mapa Isópaco Estructural, Yacimiento RG-135.....	70
Figura 4.1.2. Mapa Isópaco Estructural, Yacimiento RM-5.....	71
Figura 4.2.1. Comportamiento de la viscosidad del gas en función de la presión.....	74
Figura 4.2.1. Comportamiento del Factor Volumétrico del Gas en función de la presión.....	74
Figura 4.3.1. Gráfica P vs. Gpt.....	76
Figura 4.3.2. Gráfica P vs. t.....	76
Figura 4.3.3 Gráfica P/Z ² f vs. Gpt.....	77
Figura 4.4.1. Análisis del Histórico de Producción.....	79
Figura 4.4.2. Análisis del Histórico de Producción de los 2 yacimientos.....	80
Figura 4.4.3. Comportamiento de la Relación Gas Condensado.....	81
Figura 4.5.1. Mapa de burbuja y de grilla de Petróleo Acumulado.....	82
Figura 4.5.2. Mapa de burbuja y de grilla de Gas Acumulado.....	83

Figura 4.5.3. Mapa de burbuja y de grilla de Agua Acumulado.....	83
Figura 4.6.1. Mapa de Radio de Drenaje.....	84
Figura 4.7.1. Curvas de Permeabilidad Relativa Corey.....	86
Figura 4.7.2. Curvas de Permeabilidad Relativa Mahiya.....	87
Figura 4.7.3. Curvas de Permeabilidad Relativa Sampath y Keighin.....	89
Figura 4.8.1. Mapas de Isopropiedades realizados en OFM.....	91
Figura 4.9.1. Simulación de MBAL para Yacimiento RG-135.....	94
Figura 4.9.2. Simulación de MBAL para los 2 Yacimientos.....	95
Figura 4.9.3. Método Gráfico de MBAL para 2 Yacimientos.....	96
Figura 4.9.4. Mecanismos de Producción presentes en el Yacimiento.....	96
Figura 4.10.1. Análisis de Declinación para el Gas.....	98
Figura 4.10.2. Análisis de Declinación para el Condensado.....	99

LISTA DE TABLAS

Tabla 4.4.1. Ultimas pruebas de los Pozos pertenecientes al área en estudio.....	80
Tabla 4.7.1. Correlación de Corey para Gas y Agua.....	85
Tabla 4.7.2. Correlación de Mahiya para Gas y Agua.....	87
Tabla 4.7.3. Tabla con valores sugeridos de Mahiya.....	88
Tabla 4.7.4. Correlación de Sampath y Keighin para Gas y Condensado.....	88
Tabla 4.8.1. Tabla de Propiedades Petrofísicas.....	90
Tabla 4.8.2. Tabla Comparativa de Hidrocarburos Originales en Sitio.....	93

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el gas se encuentra ocupando el segundo lugar como fuente de energía en el mundo, después del petróleo, y es materia prima fundamental en diversos procesos de la industria petroquímica. Además es un recurso estratégico de extraordinario valor.

Venezuela, juega un papel muy importante en este crecimiento de la demanda del gas, ya que posee grandes reservas, que de acuerdo con las más recientes estimaciones, alcanzan los 5,4 billones de metros cúbicos, lo que representa a la tasa de consumo actual una disponibilidad de este componente por aproximadamente 100 años. El 55% de estas reservas son reservas probadas, y el 70% de estas, se encuentran ubicadas geográficamente en tierra firme en Oriente¹.

La división de PDVSA que se encarga de este negocio, es PDVSA Gas, la cual se encuentra a nivel operacional en el Distrito Anaco, ya que por sus altos volúmenes de gas condensado, seco y asociado, ha sido decretado el eje principal de la política de expansión de producción y comercialización de hidrocarburos gaseosos del país, razón por la cual tiene orientado su desarrollo hacia sus reservas de gas, por poseer la responsabilidad de generar entre el 60 y 70% de la producción total de gas a nivel nacional, y ser el proceso primordial a nivel del Distrito.

Para llevar un buen monitoreo y visualización de nuevas oportunidades en los yacimientos del distrito, se hace necesario y es de vital importancia, la caracterización de los yacimientos de Gas Condensado, para generar eficientes planes de explotación, de lo que se podrá obtener incrementos de potencial y cuantificación de reservas.

Dada la importancia que esto representa, es necesario realizar un modelo geológico mediante el análisis y estudio de correlaciones, secciones estratigráficas y estructurales, evaluación petrofísica, etc, para integrarlo junto al modelo dinámico el cual representa el estudio de la composición y el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, evaluación y validación de análisis de presión y producción, identificación de contactos originales de fluidos, estudio de permeabilidades relativas, balance de materiales, etc.

INTRODUCCIÓN

Al lograr el buen acoplamiento de los dos modelos, se estará definiendo la caracterización del yacimiento.

El área en estudio se encuentra ubicada en el Campo Santa Rosa, el cual se encuentra ubicado en el Area Mayor de Anaco, aproximadamente a 10 Km. al Noreste de la ciudad de Anaco en el estado Anzoátegui. Este campo constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de Gas Condensado y Crudo Liviano y es el más largo de los campos pertenecientes a Anaco, posee una extensión de aproximadamente 51362 Acres y una columna estratigráfica estimada en 9870 pies en la cual se encuentran distribuidas 150 arenas de hidrocarburos.

El yacimiento asignado al proyecto es el Yacimiento RG-135, de la Formación Oficina, Miembro Colorado, Arena Colorado-C superior, el cual cuenta actualmente con reservas negativas, por lo que se estudiará en detalle la posible comunicación con otras unidades hidráulicas, para obtener como producto final una posible conexión entre ellas.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL:

“Caracterización Dinámica del yacimiento RG-135, Arena CO-CU, Campo Santa Rosa, Área Mayor de Anaco, a través de la revisión del modelo estático oficial, para lograr cuantificar y certificar el gas y el condensado originales en sitio, con la finalidad de optimar su explotación”.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- _ Recopilar información referencial del marco geológico y modelo petrofísico existente, correspondiente al yacimiento en estudio.

- _ Recopilar y validar la información referente al estudio del modelo dinámico, mediante las historias de los pozos, a través de pruebas de producción y datos de presión.

- _ Definir los fluidos originales presentes en el yacimiento a través de análisis cromatográficos, análisis de agua, análisis PVT.

- _ Analizar las pruebas de presión existentes, y el comportamiento de producción de todos y cada uno de los pozos del área en estudio.

- _ Validar y analizar la información PVT disponible.

- _ Validar la profundidad del contacto condensado-agua original.

- _ Determinar Gas Condensado Original En Sitio (GOCES), Gas Original En Sitio (GOES), Condensado Original En Sitio (COES) y reservas de los yacimientos a través de la aplicación de Balance de Materiales, así como también determinar los diferentes mecanismos de producción presentes.

1.1. CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA DE ANACO

1.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA MAYOR DE ANACO

Se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín. Está situada en el Bloque levantado al Norte del corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de $N 50^{\circ} E$ a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la región. La historia estructural de esta área encierra: tensión, compresión, levantamiento, plegamiento y erosión. Comprende los campos de Santa Rosa, Guario, San Joaquín, Santa Ana y El Toco, cuya estructura se caracteriza por los levantamientos dómicos alineados, los campos de El Roble y San Roque, el primero de los cuales parece depender de una terraza tectónica desarrollada en el flanco norte del levantamiento, y el segundo de una trampa estratigráfica representada por canales de arena. Las formaciones productoras por excelencia en el Área de Anaco son la Formación Merecure y la Formación Oficina².

1.1.2 ESTRUCTURA

El corrimiento de Anaco se encuentra en la parte central del Estado Anzoátegui con una longitud de 85 Km, desde el Sur del campo El Toco hasta el Este del campo de La Ceiba. Se caracteriza por una línea de corrimiento de rumbo Noreste y buzamiento promedio de 45° al Noroeste, en cuyo lado Norte se encuentran cuatro campos de petróleo relacionados estructuralmente con la línea de corrimiento, que enumerados de Suroeste a Nor-Este son: Campo El Toco, desarrollado sobre el domo del mismo nombre; el Campo Santa Ana, que se desarrolla sobre un domo alargado en el cual se distinguen cuatro culminaciones dómicas menores; el Campo San Joaquín con tres culminaciones y un pronunciado declive hacia el Noreste, en el cual se ha desarrollado el Campo Guario, individualizado por razones administrativas mas que estructurales; mas al Noreste se emplaza el domo de Santa Rosa, en el cual se localiza el campo del mismo nombre, hacia el Este se observa un fuerte declive que da a la parte más profunda de la Cuenca, cuyo eje se extiende entre las estructuras de Santa Rosa y

La Ceiba, donde estudios sismográficos indican la presencia de un fallamiento transversal extenso aun no definido. El corrimiento sigue, todavía bien individualizado, pocos kilómetros más hasta el Este del domo de La Ceiba, aunque esta estructura no está directamente sobre el plano del corrimiento de Anaco².

1.1.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS ACUMULACIONES

La producción y reservas de petróleo y gas son controladas estructuralmente, por lo general, a través de trampas. Los crudos livianos, como el parafinoso y el condensado, presentan relativamente pequeñas diferencias laterales o verticales en gravedad API, dentro del mismo campo, lo cual sugiere el efecto unificador de una fuente cercana bien organizada, y relativamente poca influencia de funciones diferenciales de trampa, que a veces se aplican a cada yacimiento. La composición relativamente uniforme de los crudos en el Área Mayor de Anaco sugiere un origen común, y el fuerte componente parafinoso con altos valores de Gravedad API, probablemente se relaciona con una fuente herbácea en un ambiente fluvial deltaico, el cual es menos marino que la sección productora. El acceso a una fuente más profunda, más joven y menos marina puede ser más proporcionado por la falla inversa de Anaco, que coloca las facies marinas sobre facies terrestres y probablemente permite la intercomunicación de fuentes profundas. Esta interpretación es apoyada por la semejanza de los crudos parafínicos que están por encima y por debajo de la zona de falla en el Campo Santa Rosa. En el alineamiento de Anaco, desde el Campo Santa Rosa al Norte hasta El Toco al Sureste (Figura 1.1.3), se encuentra una serie de hasta ocho acumulaciones dómicas situada sobre el lado levantado de una falla de corrimiento de dirección Noreste Suroeste y buzamiento al Noreste. Los desarrollos dómicos delimitan los campos petrolíferos de Santa Rosa, Guarío, San Joaquín (Dos domos bien diferenciados), Santa Ana (Tres domos pobremente diferenciados) y El Toco.

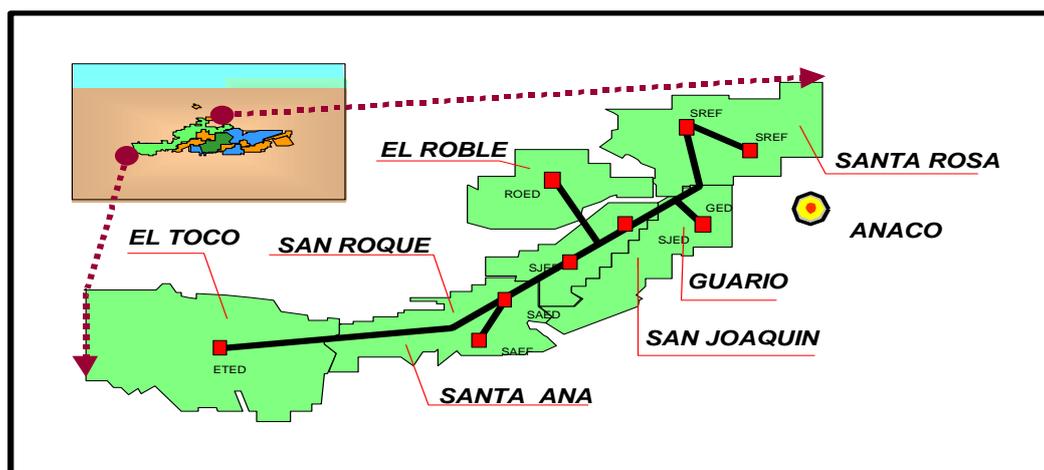


Figura 1.1.3. Ubicación Geográfica. Campos Pertenecientes Área Mayor de Anaco

El entrapamiento de hidrocarburos en las arenas de los campos mencionados se presenta como un anticlinal, en el cual el contacto agua-petróleo es paralelo a una curva estructural.

Los canales rellenos de arena, tan importantes en el Área Mayor de Oficina, se prolongan hasta el levantamiento de Anaco con dirección general de Sur a Norte. Estos canales son factor importante en el Campo Santa Rosa y en forma similar, en el entrapamiento del Campo Aragua.

El corrimiento de Anaco no interviene como elemento de control directo en el entrapamiento de arenas petrolíferas de la Formación Oficina, porque el contacto petróleo-agua está por encima del contacto falla-arena, pero en ciertas arenas productoras de la Formación Merecure el contacto petróleo-agua del flanco Noreste está definitivamente más bajo que la intersección de la arena con la falla, indicando que la falla participa de modo directo en el entrapamiento. Las sillas tectónicas entre los domos mayores contienen petróleo en algunos casos particulares pero no por regla general. Al Norte de San Joaquín se encuentra el Campo El Roble, donde el entrapamiento parece ser una terraza formada dentro del flanco Noroeste del levantamiento San Joaquín – Guarío. El entrapamiento parece deberse a lenticularidad de arenas y presencia de canales Norte-Sur.

1.1.4 ESTRATIGRAFÍA

La secuencia sedimentaria del subsuelo de esta Área se extiende desde el Mioceno, Plioceno y por último el más joven, el Pleistoceno, se caracteriza por presentar una columna estratigráfica que se destaca por una secuencia de rocas sedimentarias de gran prosperidad petrolífera depositada en el intervalo geológico comprendido entre el Cretáceo y el Mioceno Medio del terciario. En ellas están presentes las Formaciones San Antonio, San Juan, Vidoño, Merecure y Oficina principalmente con remanentes localizados de Mesa y Freites. La Formación Oficina se caracteriza por cuerpos arenosos intercalados de arenas y lutitas. En esta área se identifican los miembros: Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado.

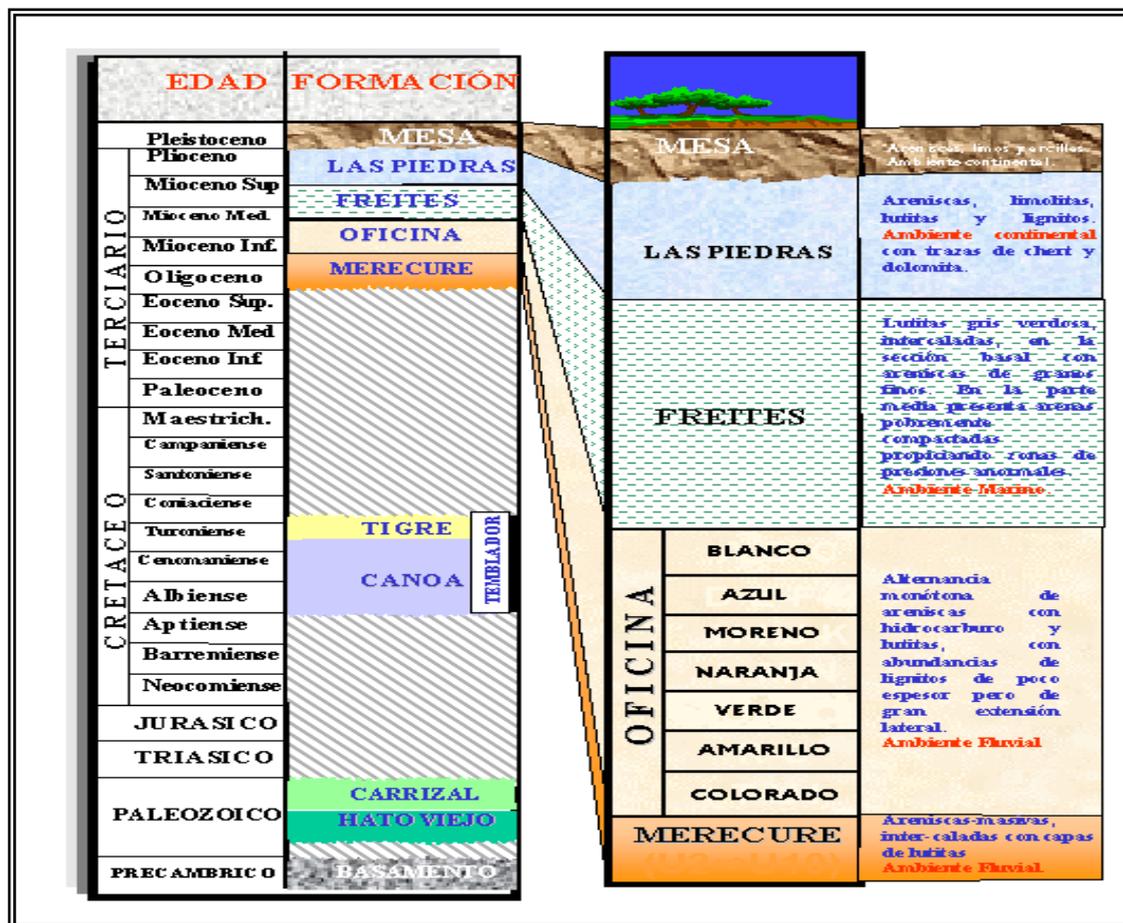


Fig. 1.1.4 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco. Fuente: Presentación Foro gas

1.2 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS

La columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco abarca desde la Formación Mesa hasta la Formación Merecure tal y como se reseñó anteriormente, y el área en estudio pertenece al Miembro Colorado de la formación Oficina, que a continuación se describe de la siguiente manera:

1.2.1. Formación Oficina

La Formación Oficina ha sido reconocida en el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas, formando parte de las unidades de la cuenca oriental. Aflora en la superficie de los domos de Santa Ana y San Joaquín y en las cercanías del campo Cerro Pelado.

Desde el punto de vista de generación y producción de hidrocarburos, las arenas de la Formación Oficina, constituyen los principales yacimientos petrolíferos en la mayoría de los campos de la cuenca oriental².

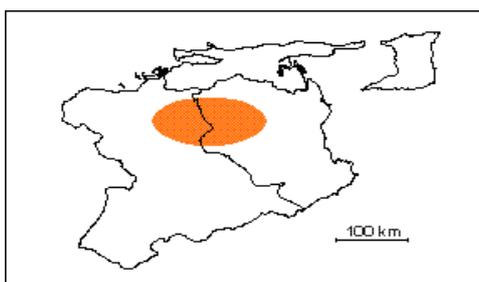


Fig.1.2.1 Ubicación Geográfica. Estados Anzoátegui y Monagas. Formación Oficina.

Fuente: Código Geológico de Venezuela. PDVSA.

1.2.1.1 Edad : La edad de la Formación Oficina va desde el Oligoceno medio, al Mioceno medio.

1.2.1.2 Descripción Litológica : La Formación Oficina consiste en una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glauconíticas y calizas delgadas con estructuras cono en cono. El material carbonoso es común, y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito, que pueden alcanzar hasta 60 cm de espesor y que son de considerable valor en las correlaciones. Muchas de las areniscas pueden

ser llamadas asperones, otras son conglomeráticas, con guijarros de cuarzo y ftanita. En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación Oficina (Miembro Colorado). Un conjunto de minerales pesados granate-cloritoide, caracteriza la formación en la parte occidental del área mayor de Oficina.

La Formación Oficina del área de Anaco tiene más lutitas que en el área tipo. La Formación Oficina, del área mayor de Temblador, es más arenosa que en los campos de Anaco y área mayor de Oficina, por su mayor cercanía al borde sur de la cuenca.

1.2.1.3 Espesor: El espesor de la Formación Oficina aumenta desde los bordes de la cuenca hacia su eje: 220-275 m en Temblador, 600 a mas de 1400 m en el área mayor de Oficina, mas de 2000 m en Anaco y unos 1000 m en Anzoátegui nororiental.

1.2.1.4 Paleoambientes : La sedimentación de la Formación Oficina se inicia en condiciones de aguas dulces o salobres, continuando con repetidas alternancias de ambientes marinos someros, salobres y pantanosos; en general, las condiciones se hacen más marinas de oeste a este y de sur a norte. La Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. La Formación Oficina del norte del corrimiento de Anaco, se acumuló en condiciones marinas marginales a neríticas, con una mayor influencia marina en la parte media.

1.2.1.5 Contactos : El contacto inferior de la formación puede ser discordante sobre unidades cretácicas o más antiguas, así como también, concordante sobre la Formación Merecure. El contacto superior de la Formación Oficina con la Formación Freites, ha sido definido como concordante, por la mayoría de los autores. En el campo Quiamare, la Formación Oficina subyace concordantemente a la Formación Quiamare; en el campo de Cerro Pelado está discordante bajo la Formación Las Piedras, mientras que en la mayor parte del área de Anaco, su tope es concordante con la base de la Formación Freites.

1.2.1.6 Miembros : En la Formación Oficina podemos distinguir los siguientes miembros:

- ✓ **Miembro Colorado:** Es el miembro inferior de la Formación Oficina donde predominan arenas hacia el tope, en alternancia con algunos lignitos y se hace más lutítico hacia la base.

- ✓ **Miembro Amarillo:** Posee características similares a las del Miembro Verde, pero disminuye la proporción de limolitas.
- ✓ **Miembro Verde:** Predominan lutitas marrones a grises, homogéneas, de dureza media y tendencia laminar, limolitas arcillosas y algo de pirita.
- ✓ **Miembro Naranja:** Arcillas poco consolidadas en el tope y que se hacen más compactas en la base, dando lugar a lutitas marrón claro y oscuro, laminares y algo calcáreas, existen también limolitas marrones y beige.
- ✓ **Miembro Moreno:** Arcillas poco consolidadas, con abundantes niveles de lignitos a lo largo de todo el miembro, con transición a lutitas carbonáceas poco duras, algunos niveles de areniscas blancas transparentes y verdosas, bien seleccionadas, calcáreas y glauconíticas.
- ✓ **Miembro Azul:** Compuesto casi exclusivamente por arcillas poco consolidadas, plásticas de tonos verdosos y marrones claros. Presenta algunas arenas con microfósiles hacia la base.
- ✓ **Miembro Blanco:** Conformado por arcillas poco consolidadas de color verdoso y marrón claro, presentando algunas arenas hacia la base².

En la caracterización óptima de un yacimiento, debe existir la integración de las geociencias y la ingeniería de yacimientos; esto implica conocer el yacimiento desde el momento de deposición de los estratos, el ambiente predominante, hasta las características de la roca y los fluidos que componen el mismo, es decir, conocer en detalle las características básicas del yacimiento. Si se logra garantizar la óptima interacción entre estos aspectos, se podrá formular un plan óptimo de explotación, y por ende, garantizar el éxito del proyecto. Es por ello que cada día se desarrollan más métodos y técnicas para el estudio de campos petrolíferos.

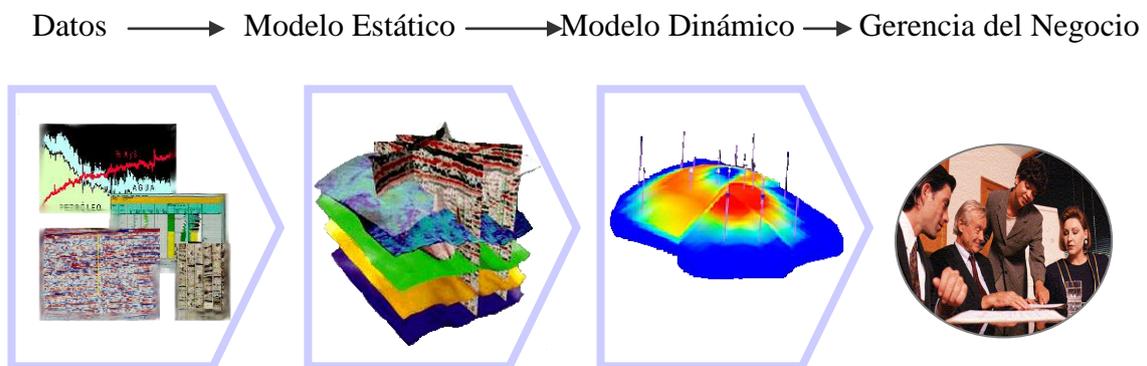


Fig. 2.a. Sinergia entre las Ciencias que Garantizan el Modelo de Negocio.

Cabe destacar que el aspecto más importante dentro del proceso de caracterización de yacimientos es la fusión de los datos. A diferencia de la integración, la fusión implica la creación de parámetros cuantificables que identifiquen un aspecto particular, a partir de datos provenientes de diferentes fuentes.

De igual manera es determinante la integración de data, herramientas, tecnología y personal, asumiendo el valor que cada uno de estos aspectos aporta. Es importante destacar que dentro de la gerencia de yacimientos el personal debe ser proactivo, productivo y capaz de trabajar en equipo, para que exista un buen término de entendimiento, y el proyecto llegue al mejor término.

La integración de todos estos elementos se visualiza a continuación.

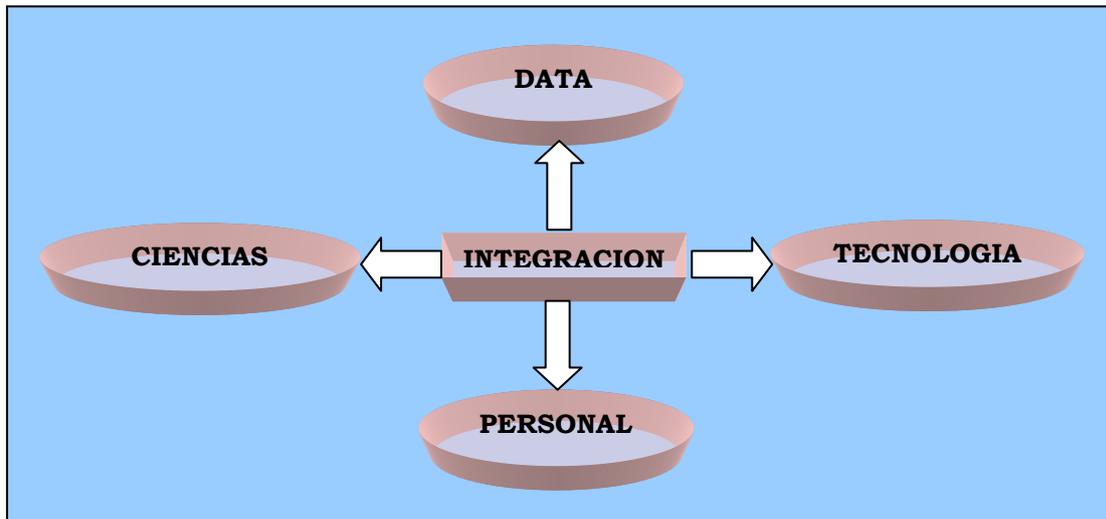


Fig. 2.b. Integración para la Caracterización de Yacimientos.

Para definir tanto el modelo estático como el dinámico, es necesario identificarse con los conceptos básicos de la Geología y la Ingeniería de Yacimientos para llegar al estudio integral e identificar cada yacimiento.

2.1.ROCA MADRE

El estudio de la roca madre es punto clave de la geología del petróleo y como está estrechamente ligado al problema del origen de los hidrocarburos también depende de la geoquímica.

La presencia de unas facies - madre generadora de hidrocarburos es indispensable para la formación de yacimientos en una cuenca sedimentaria. Precisar cuál ha sido la roca madre de un yacimiento resulta difícil, por lo que algunos autores suponen que el petróleo o el gas, han podido formarse directamente en las rocas porosas donde se descubre actualmente (petróleo-gas), sin pasar por la etapa intermedia de impregnación difusa de la materia orgánica en una roca – madre determinada.

Es necesario acotar que los hidrocarburos pueden desplazarse a lo largo de distancias importantes, y que como consecuencia, las rocas madres, pueden estar relativamente muy alejadas del yacimiento, donde el petróleo y el gas se han acumulado. Los análisis efectuados, por numerosos autores, indican que la materia orgánica es un constituyente normal de las rocas sedimentarias. Sólo un número muy pequeño de rocas, tal como ciertas arcillas rojas, areniscas y rocas metamórficas o volcánicas, se han encontrado completamente desprovistas de materia orgánica. Es sin embargo probable, que sólo los sedimentos muy ricos en materia orgánica, hayan sido capaces de convertirse en rocas madres. Estos sedimentos, se clasifican en:

- Sedimentos marinos, ricos en plancton.
- Sedimentos deltaicos, ricos en plancton y restos vegetales
- Localmente, sedimentos continentales, ricos en lignito
- Más raramente, ciertos sedimentos lacustres.

Pueden existir rocas que contengan una gran proporción de materia orgánica, pero no hayan producido jamás una gota de petróleo, ya sea porque la materia orgánica no se transformó en hidrocarburo libre, o bien porque la evolución del sedimento, no permitió a los hidrocarburos desplazarse hacia horizontes- almacén.

A continuación se muestran dos figuras donde se observan dos formas de acumulación de hidrocarburos. En la Figura 2.1.a se observa acumulación de hidrocarburos en rocas porosas y en la Figura 2.1.b. se observa acumulación de hidrocarburos en lentes de arena.

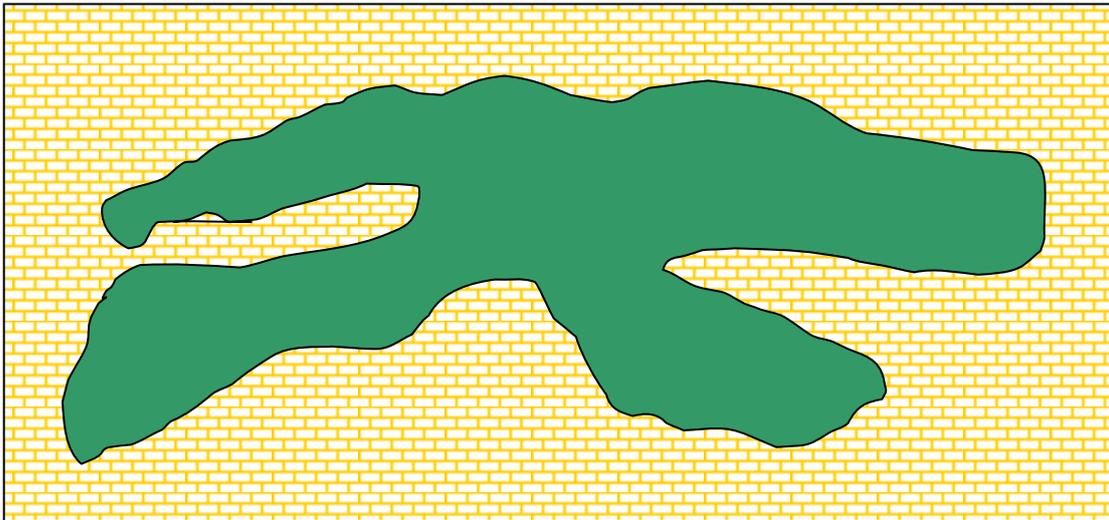


Fig. 2.1.a Acumulación de Petróleo en Calizas Porosas

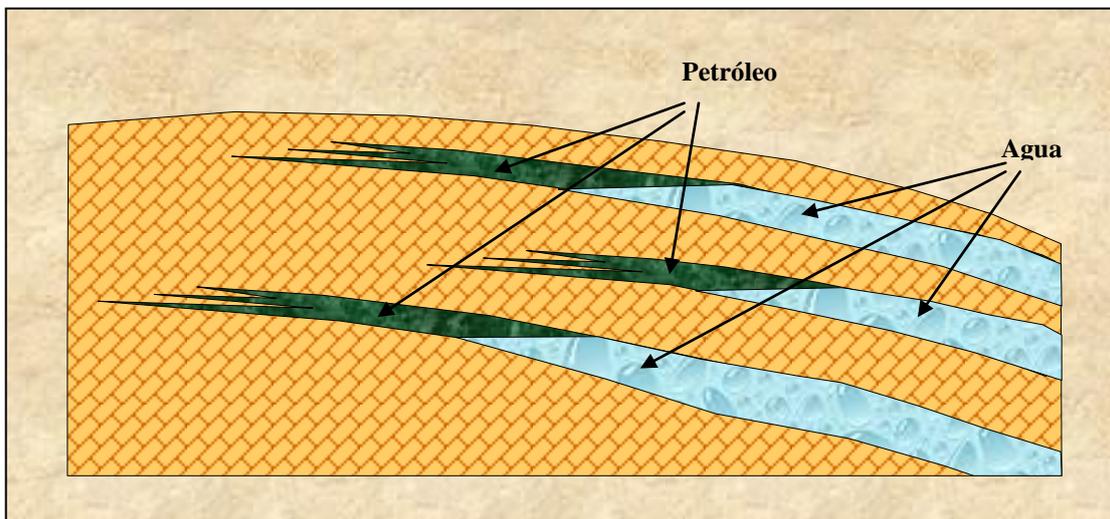


Fig. 2.1.b Acumulación de Petróleo en Lentes de Arena

El estudio de los sedimentos que han originado hidrocarburos acumulados en los yacimientos, está estrechamente ligado a problemas:

- Geoquímicos, concernientes a la naturaleza y evolución de la materia orgánica, que se deben replantear después del análisis de lo que queda en la roca madre.
- Sedimentológicos, que precisan por qué vías y en qué épocas de la historia de la cuenca, han emigrado los hidrocarburos formados, desde la roca madre hacia los lugares de acumulación.
- Físicos, que estudian las posibilidades de circulación de los fluidos en medios diversos, y las interacciones de los fluidos entre sí.

Lamentablemente, durante las primeras etapas de una exploración, generalmente hay que limitarse a una determinación cualitativa de las facies supuestas favorables y de su extensión.

2.2.ROCA ALMACEN

De las diferentes facies que constituyen las asociaciones petrolíferas, las rocas almacén son las más estudiadas y las mejor conocidas. Toda roca con poros, con la condición de que estén unidos entre si, es decir que exista una porosidad efectiva, es capaz de guardar y dejar circular hidrocarburos y de constituir un posible almacén. El estudio de las rocas almacén, es más sencillo que el de las rocas madres, porque se limita al estudio de algunas características físicas de las rocas ligadas a su constitución petrográfica y de las relaciones con los fluidos que la impregnan, en lugar de implicar el estudio químico de un compuesto complejo y de su evolución en condiciones mal conocidas.

2.2.1. Características Físicas Generales de las Rocas Almacén

Las dos principales características para que una roca se convierta en almacén, son la porosidad y la permeabilidad.

2.2.1.1-Porosidad: Es el porcentaje del volumen de los poros , con relación al volumen total de la roca. La porosidad, condiciona, además de otros factores independientes de la litología (temperatura, presión del yacimiento, saturación relativa de hidrocarburos y agua), el volumen de hidrocarburos o gas en la roca.

Es necesario, distinguir la porosidad total de la porosidad efectiva:

- Porosidad Total: Es la fracción total de los poros presentes en la roca.
- Porosidad Efectiva: Indica la fracción de los poros unidos entre sí.

La porosidad (de los almacenes), en los yacimientos explotados, varía entre 5 y 40%. Siendo la más común, la comprendida entre 10 y 20%.

En la Figura 2.2.1.1. se observa un ejemplo de Roca Matriz con espacios porosos y saturación de agua irreductible.

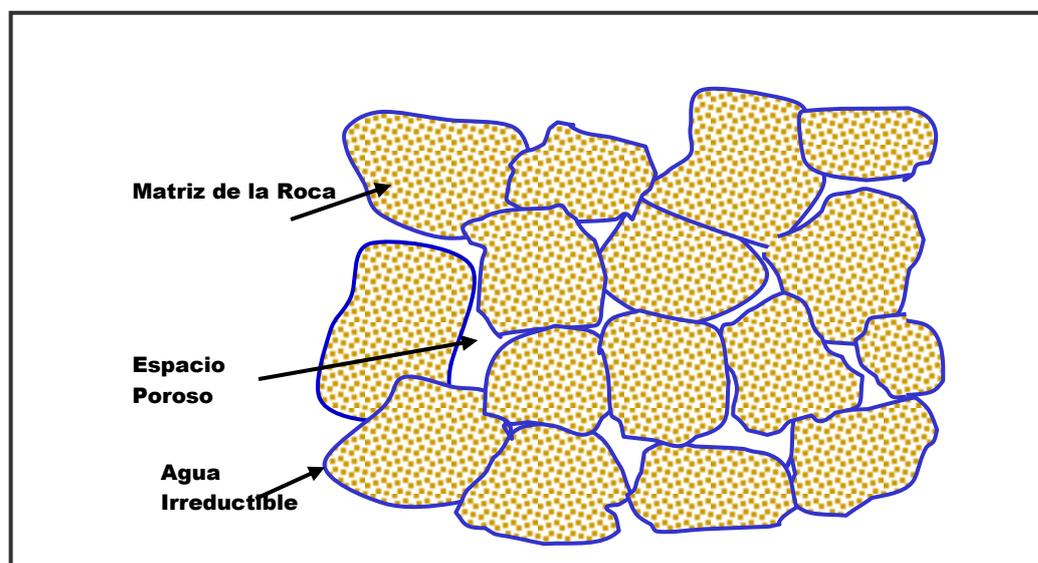


Fig. 2.2.1.1. Roca Matriz con Espacios Porosos.

Una apreciación cualitativa, puede ser expresada de la forma siguiente (Levorsen, 1956):

- Despreciable: Entre 0 y 5%.
- Pobre: Entre 5 y 10%.
- Media: Entre 10 y 15%.
- Buena: Entre 15 y 20%.
- Muy Buena: Superior a 25%.

2.2.1.2-Permeabilidad: La permeabilidad es la capacidad de una roca de transmitir fluidos. La permeabilidad es una propiedad dinámica para una muestra dada de roca y

para un fluido homogéneo, siempre que el fluido no interactúe con la roca misma. La unidad de permeabilidad es el Darcy, la cual es bastante grande.

Por ello se emplea la milésima parte, es decir, el milidarcy (md). El símbolo de la permeabilidad es K. Normalmente se distinguen y se miden, dos tipos de permeabilidad:

- La permeabilidad horizontal o lateral, correspondiente a un flujo de los fluidos paralelamente a la estratificación.
- La permeabilidad vertical o transversal, correspondiente a un flujo perpendicular a la estratificación.

La permeabilidad vertical, es normalmente, inferior a la horizontal, por lo menos en un medio desprovisto de fisuras verticales. Esto se explica, por la presencia, en la mayor parte de los almacenes de lutitas, micas situadas paralelamente a la estratificación. La permeabilidad no es una característica estática e inmutable de la roca. Se ha demostrado, que en muchos casos, disminuye más o menos lentamente, bajo el efecto de circulación de un fluido, la causa principal es la destrucción parcial de ciertos compuestos de la roca, donde las partículas muy finas, (del orden de una micra), al desplazarse, obturarían una parte de los poros más finos, frenando el desplazamiento de los fluidos, y ocasionando, por ende la reducción de la porosidad efectiva.

2.2.1.3.Relación entre la Porosidad y la Permeabilidad

Generalmente, un terreno muy poroso, es igualmente permeable, pero no hay relación entre ambas características. Un ejemplo de esto, lo representan las arcillas, de tipo roca impermeable, que siendo extremadamente porosas, los poros son muy pequeños, y las fuerzas de tensión superficial que se oponen a los movimientos de los fluidos, hacen la roca impermeable.

Para que sea permeable la roca, debe poseer poros interconectados o fracturas, por lo tanto hay una relación de tipo general entre la porosidad y la permeabilidad.

Para el ingeniero de petróleo, la permeabilidad tiene una importancia mayor que la porosidad. Se han visto casos de rocas porosas impregnadas de petróleo, incapaces de producir por falta de permeabilidad, por lo que se hace necesario aumentar la permeabilidad artificialmente, ya sea por fractura, acidificación, o incluso más sencillamente, limpiándolas de los escombros arrastrados por los fluidos de perforación,

para así facilitar la circulación de los fluidos y por consiguiente la explotación de los mismos.

Desde el punto de vista genético se reconocen dos tipos de características físicas:

- Una porosidad – permeabilidad primaria adquirida desde la sedimentación, y
- Una permeabilidad – porosidad secundaria, resultante de los fenómenos posteriores de la diagénesis.

Una arena cuarcífera, limpia y no cementada, pertenece a la primera categoría, mientras que una caliza cavernosa y fracturada, a la segunda.

2.3.OBJETIVOS DE LA GEOLOGÍA DE YACIMIENTOS

Para la explotación de un yacimiento petrolífero, es necesario investigar y desarrollar sus características geológicas.

La función de la geología de yacimientos es determinar el régimen imperante en el mismo, conocer su estructura geológica, el tipo de depósito y su extensión lateral, así como definir las trampas asociadas y los riesgos geológicos inherentes, de manera de poder optimizar y racionalizar la explotación del yacimiento.

La zonificación de los yacimientos según sus áreas óptimas, tiene relación directa con las características sedimentológicas y petrofísicas. La identificación de esas características, su representación en modelos geológicos y mapas, la definición de las zonas óptimas en el área del yacimiento, la determinación de sus límites y la cuantificación del volumen de hidrocarburos, son los objetivos primarios de un estudio geológico de yacimientos.

2.3.1. Descripción de los Modelos Geológicos

A continuación se describen los diferentes modelos que requiere una caracterización geológica de yacimiento:

2.3.1.1 Modelo Estructural

El objetivo de este proceso es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales del área de estudio, el cual se inicia identificando los principales reflectores regionales sísmicos (discordancia y superficie de inundación), los cuales han

sido previamente interpretados de registros de pozos, análisis sedimentológico y bioestratigráficos de núcleos, muestras de canal y de pared.

2.3.1.2 Modelo Estratigráfico

El objetivo de este modelo es mostrar la arquitectura de los yacimientos presentes en el área de estudio y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico. En el modelo estratigráfico se individualizan intervalos en los registros y se determina la distribución de los mismos.

El estudio se inicia con la identificación de líneas de tiempo a partir de la correlación de los registros de pozos. El objetivo de hacer secciones estratigráficas es determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Al realizar un buen mallado de secciones estratigráficas se obtiene las relaciones verticales entre las unidades para predecir movilidad de los fluidos, permitiéndonos determinar dónde hay o no, separación vertical; y así a través del uso de diferentes secciones, determinar las áreas de comunicación entre unidades y realizar los respectivos mapas de comunicación de una unidad, con la que está por encima o con la que está por debajo.

2.3.1.3 Modelo Sedimentológico

La caracterización sedimentológica de un yacimiento comprende una serie de procesos cuya finalidad es establecer la geometría, orientación, distribución y calidad física de los depósitos. Esta información es posteriormente integrada con la proveniente de otras disciplinas permitiendo establecer la arquitectura de las unidades de flujo y los yacimientos presentes en el área.

El proceso comienza con la identificación y codificación de las facies, las unidades sedimentarias a partir del afloramiento, muestras de los núcleos, muestras de canal y pared. Posteriormente se realiza la calibración núcleo perfil, cuyo objetivo es extrapolar la información hacia los pozos vecinos.

2.3.1.4 Modelo Petrofísico

El estudio se inicia con el análisis y control de calidad de los datos de perfiles existentes para detectar y corregir problemas con los datos o para recalibrar algunos perfiles.

Pasando luego a una fase de edición y normalización. Este procedimiento está basado en aplicaciones estadísticas y permite reutilizar e incorporar datos viejos a la caracterización de yacimientos.

La fase siguiente consiste en zonificar los pozos según el modelo estratigráfico generado en el proyecto, para delimitar verticalmente los intervalos y extrapolar algunos parámetros, basados en el origen y ambiente sedimentario común.

Luego se realiza la correlación núcleo perfil con el fin de obtener relaciones para porosidad, volumen de arcillas, exponentes de saturación, coeficientes de cementación, etc., que permitan ajustar los valores de los perfiles a los obtenidos de los núcleos y extrapolar estas relaciones a los pozos sin datos de núcleos. A continuación se procede a determinar las diferentes petrofacies existentes en cada zona, mediante parámetros, porosidad, permeabilidad, tamaño de garganta de poro, tamaño de grano, etc., y utilizando datos de núcleos, y/o de perfil, y tratando de establecer una comparación entre ellos y las definiciones de facies del modelo sedimentológico.

2.3.2. Ambientes Sedimentarios

Un ambiente sedimentario es un área de la superficie terrestre con determinadas características físicas, químicas y biológicas en la cual se acumulan sedimentos.

Los ambientes sedimentarios ejercen un gran control sobre las configuraciones geométricas, características petrofísicas y litológicas de los sedimentos depositados en ellos.

De acuerdo a los estudios realizados a los yacimientos de las formaciones productoras de la cuenca oriental, los cuerpos de arena fueron depositados en un ambiente fluvio - deltaico. (Figura 2.3.2).

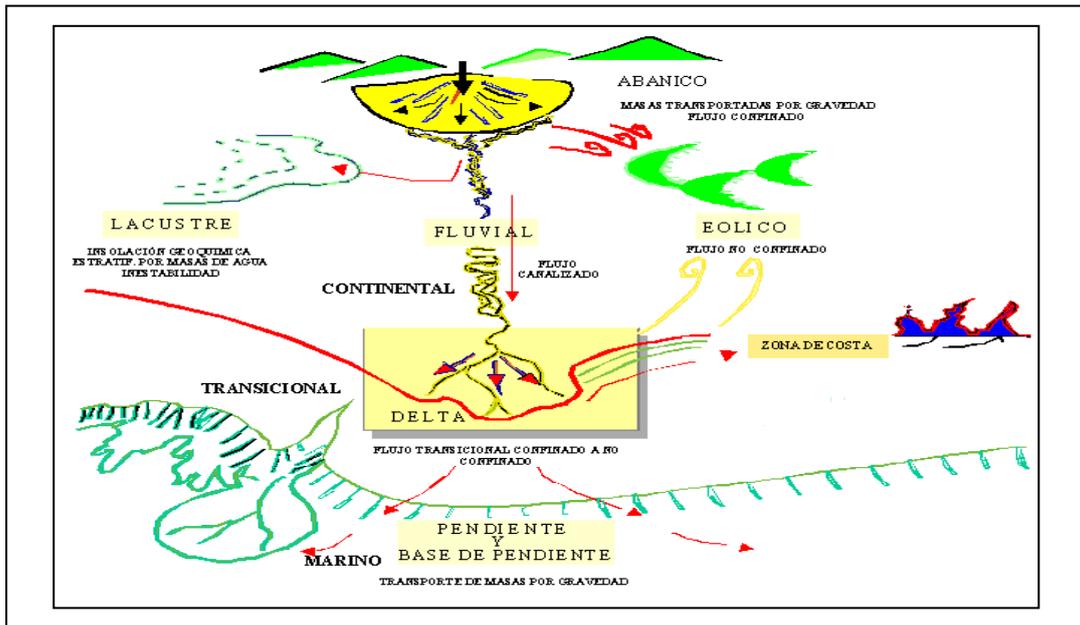


Fig. 2.3.2 Ambientes Depositacionales de los Sedimentos

Según el modelo, la sedimentación fluvio – deltaica tiene lugar en tres ambientes distintos de fuerte interrelación:

- Fluvial
- Deltaico
- Pro – Deltaico

En el **medio fluvial**, la acción predominante de las aguas del curso del río ha construido depósitos de arenas de gran desarrollo lateral y vertical en forma de canales de corrientes entrelazadas y/o barras de meandro de acreción lateral.

El **ambiente deltaico**, se origina por la divagación del río en la planicie o llanura y el efecto de la sedimentación de los granos de arenas y partículas más finas de limo y arcilla, en las áreas donde disminuye la velocidad de la corriente por pendientes bajas y la acción de contención de las aguas marinas.

El **ambiente pro-delta**, es la zona más aguas abajo del delta, donde se depositan las partículas más finas que forman depósitos de arcillas y limos, por su ubicación buzamiento debajo de las facies arenosas y su naturaleza litológica, se les considera como rocas madres potencialmente generadoras de hidrocarburos.

2.3.3. Tipos de Depósitos

A continuación se describen los principales tipos de depósitos del ambiente fluvial.

2.3.3.1 Depósitos de Canal

En el ambiente fluvial, los depósitos de canal se caracterizan por el desarrollo de una secuencia vertical de arenas en forma masiva con delgadas intercalaciones de lutitas. El perfil eléctrico de la curva SP, es abrupto en el tope y en la base debido a su origen por migración lateral del canal o corrientes entrelazadas. Su electrosecuencia es de tipo cilíndrica.

Estos depósitos son de gran extensión y dada su conformación estratigráfica son difíciles de correlacionar. La distribución areal de las arenas representadas por los isópacos no poseen orientación local definida, son de buena comunicación vertical y lateral, y presenta sus mejores características petrofísicas en la base y en el medio cuerpo de la arena.

El ambiente fluvial comprende el canal del río, la llanura aluvial y los conos aluviales, aunque estos últimos suelen tratarse actualmente como un ambiente separado del fluvial. El canal de un río puede ser rectilíneo, meandriforme o entrelazado.

La barra de meandro es el depósito característico de un canal meandriforme. Se forma por migración lateral del meandro, de manera que el material más grueso se acumula en la parte mas profunda del canal, mientras que la arena media y fina, el limo y la arcilla se depositan sobre la superficie de la barra, gradualmente, según su tamaño de grano, en zonas del canal cada vez mas somera, lo cual resulta en una secuencia granodecreciente.

2.3.4 Secciones Geológicas

Una forma de presentar información geológica útil es mediante el uso de secciones transversales. Estas pueden ser estratigráficas o estructurales, de acuerdo al tipo de información que se requiera.

2.3.4.1. Secciones Estructurales

La sección estructural muestra la variación en alturas o profundidades que presentan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical.

2.3.4.2 Secciones Estratigráficas

El objetivo de hacer secciones estratigráficas, es determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Una información importante obtenida de un buen mallado de secciones estratigráficas, es la de relaciones verticales entre las unidades, para predecir la movilidad de los fluidos.

2.3.5. Mapas

El mapa es uno de los productos finales de la interpretación geológica. Prácticamente todas las etapas del desarrollo de los recursos mineros o de hidrocarburos, requieren para su diseño y control, de esta herramienta de trabajo. En el caso del petróleo, puede decirse que la mayor parte de las propiedades que definen morfológicamente los yacimientos, son susceptibles de ser representadas mediante uno o más mapas, ya que el área, espesor, volumen, forma de la superficie, límites, orientación, propiedades internas de la roca como porosidad y permeabilidad, estado, conducta y tendencia de los fluidos presentes, contactos entre ellos, migración, continuidad, etc., propiedades del ambiente tales como presiones y temperaturas y muchas otras características pueden ser representadas cartográficamente.

De tal manera que los mapas son un instrumento delicado que debe presentar la información de manera clara, nítida y confiable y deben ser elaborados siguiendo patrones de aceptación universal.

2.3.5.1 Tipos de Mapas

Los mapas más utilizados en geología petrolífera son el mapa estructural y el mapa isópaco, pero además se utilizan el mapa de facies, los diferentes mapas de isopropiedades petrofísicas, el mapa de continuidad de arenas, de presiones, de temperaturas, de velocidades de ondas y otros.

En general, los mapas en la industria se construyen con datos geológicos, petrofísicos y de yacimientos.

- **Mapa Estructural:** En el mapa estructural se proyectan datos que están en el subsuelo hasta un hipotético plano a nivel del mar.

En este caso, lo que se cartografía no se está viendo, por lo tanto el mapa es en buena medida interpretativo. Las fuentes de la información son en primera instancia los datos sísmicos y los registros de pozos, el conocimiento que se tenga de áreas cercanas y en muchos casos, los datos de producción y de presiones en el subsuelo. Con el aumento de la profundidad en el subsuelo, aumentan también paulatinamente otros dos factores de control como son la presión y la temperatura. Esto resulta en un empuje hacia arriba sobre los fluidos presentes. Otro factor de control es la permeabilidad de la roca, las capas impermeables no pueden ser atravesadas por los fluidos y se constituyen en techos de los yacimientos, en este medio, el petróleo se desplaza “lateralmente hacia arriba” y alcanzada la máxima altura posible se detiene. Esta es una buena razón para que sea necesario el mapa. Es la proyección en el plano horizontal del tope o la base de un cuerpo de arena o nivel estratigráfico de interés. El mapa nos muestra la relación espacial del nivel estratigráfico mapeado y en él se indica la distribución de los fluidos dentro del yacimiento.

El mapa estructural está conformado por:

1. Los contornos o curvas estructurales.
2. Las trazas de las fallas.

Los contornos estructurales son líneas de igual profundidad, referidas al nivel del mar, del tope del cuerpo de arena. Su trazado nos indica sobre:

- La orientación geográfica del estrato mapeado (rumbo).
- La inclinación y magnitud (buzamiento) medido en un plano vertical, normal al rumbo.
- La morfología de la estructura (Pliegues, anticlinales, homoclinales, etc.).
- El desplazamiento de las fallas.

En el Área Mayor de Anaco, los contornos estructurales representan Anticlinales o Domos. Para la representación geométrica del yacimiento con sus límites se combinan varios mapas:

- Mapa Isópaco de Arena Total:
- Mapa Isópaco de Arena Neta
- Mapa Isópaco de Arena Neta Petrolífera

Para precisar mejor el volumen de arena neta con hidrocarburos se diseña la cuña de agua en el área ubicada entre las dos trazas del C.A.P.O. (tope y base de la arena). Es de notar que:

- La traza del C.A.P.O. en el tope de la arena corresponde al valor cero de arena neta petrolífera.
- Los isópacos de la arena neta petrolífera ubicados buzamiento arriba de la traza del C.A.P.O. en la base de la arena, se corresponden con los isópacos de arena neta. Es a partir de este mapa que se evalúan los volúmenes de arena neta con hidrocarburos. En los contactos de gas – agua y contacto gas – petróleo se procede de forma similar.

2.3.6. Interpretación de Perfiles Eléctricos

Los dispositivos de perfilaje que bajan al pozo son diseñados para medir las propiedades eléctricas, acústicas y radiactivas de la formación y presentar las respuestas en forma continua como un registro a lo largo de todo el pozo.

A continuación se presentan los perfiles mas usados en la industria petrolera, con sus aplicaciones y limitaciones.

2.3.6.1 Curva de Potencial Espontáneo

Este registro mide la diferencia de potencial eléctrico natural entre la superficie y las formaciones del subsuelo. El SP representa en realidad, la actividad iónica originada por la diferencia de concentración en NaCl entre el lodo de perforación y el agua intersticial presente en las capas de roca permeable de las formaciones atravesadas .

Como las lutitas son impermeables, prácticamente no hay intercambio iónico entre el lodo de perforación y el agua intersticial de la roca por lo cual no se produce corriente eléctrica. Frente a este fenómeno el SP se manifiesta como una recta, que es la línea de lutita. Cuando se trata de rocas permeables el intercambio iónico genera corriente eléctrica y la curva de SP deflecta hacia la izquierda de la línea base, determinándose de esta manera la línea base de arenas.

El Potencial Espontáneo se utiliza para:

- Para detectar capas permeables.

- Correlación litológica.
- Determinar valores de resistividad del agua de formación.
- Dar valores cualitativos del contenido de arcillosidad.

2.3.6.2 Curva de Rayos Gamma.

Este tipo de perfil mide de manera continua la radiactividad natural de las formaciones, fue utilizado por primera vez en 1939, como técnica para determinar la litología de los pozos entubados que nunca antes habían sido registrados.

Los usos principales de este perfil son para:

- Correlación.
- Determinación del contenido de arcillas de la formación.
- Análisis mineralógico.

2.3.6.3. Curva Inducción

Este perfil se basa en campos electromagnéticos y en corrientes inducidas, utiliza bobinas en vez de electrodos, su fundamento de medición es totalmente diferente que sus antecesores, debido a eso, el Inducción puede ser corrido en lodos no conductivos como lodos a base de petróleo, emulsión invertida o aire donde resulta imposible para los demás dispositivos de resistividad. Existen dos versiones de este dispositivo, el Tradicional Inducción Sencillo (IEL) y el Doble Inducción (DIL).

La curva de resistividad mide la resistencia de fluidos contenidos en la roca al paso de una corriente eléctrica. La mayoría de los minerales no son conductivos, por lo cual una mayor o menor resistividad de la formación depende de los fluidos contenidos en los espacios porosos de la roca. La conductividad de una roca también es, entonces, función de su porosidad y permeabilidad.

2.3.6.4 Perfil de Densidad

El perfil de densidad permite identificar la litología detallada, ya que se conoce la densidad de las rocas y minerales presentes en el subsuelo. Mediante esta curva se pueden diferenciar carbón, caliza, arenisca, lutita, así como otras rocas y minerales. Esta herramienta permite además ubicar los límites de las capas así como evaluar el grado de

compactación de las lutitas.

Entre las utilidades de este registro se encuentran:

- Infiere porosidad.
- Identificación de minerales en depósitos de evaporitas.
- Determinación de la densidad de hidrocarburos.

2.3.6.5 Perfil Neutrón

Se utiliza esta curva para determinar la porosidad de la roca. Para el efecto, mediante la utilización de una fuente radiactiva, se bombardea la formación con neutrones de alta velocidad. Estos neutrones van perdiendo su energía al chocar con los núcleos atómicos de los minerales presentes en la formación, lo cual se traduce en una disminución de su velocidad. Así, mientras mayor sea la porosidad un número menor de neutrones logrará atravesar la formación, ya que habrá una mayor cantidad de núcleos de hidrógeno en la roca.

2.3.6.6 Perfil Sónico

El principio del registro sónico o acústico, como también se le llama, consiste en medir el tiempo que una onda acústica invierte en viajar a través de una roca. Este tiempo de propagación de la onda sonora en la roca se expresa en microsegundos / pie y se le denomina tiempo de tránsito, el cual es el inverso de la velocidad sónica, o sea, la velocidad del sonido en el material considerado.

El tiempo de tránsito es función del tipo de roca y de la porosidad. En las calizas por ejemplo, es menor que en las areniscas. En las lutitas el valor varía según la compactación. En los líquidos (agua, petróleo) la velocidad de propagación del sonido es menor, luego el tiempo de tránsito es mayor. Si el fluido intersticial es gas el tiempo de tránsito tendrá un valor aún mayor que en el caso de un líquido.

2.3.6.7 Interpretación de Perfiles Viejos

En la interpretación de los perfiles viejos debe utilizarse toda la información auxiliar que esté disponible, lo cual incluye salinidad del agua o valores de resistividad del agua de los catálogos de agua; así como datos de porosidad proveniente de núcleos,

muestras de pared, microperfiles, perfiles neutrónicos, etc.; datos de producción de DST y de la misma formación en yacimientos cercanos.

Gran parte de la interpretación de perfiles eléctricos practicados por la mayoría de los usuarios (geólogos, ingenieros de completación, ingenieros de yacimientos, ingenieros evaluadores y economistas petroleros), se efectúa mediante inspección, es decir, sobre la base de la apariencia, esto es una manera de expresar la forma de la curva.

2.4. INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

El principal objetivo de la Ingeniería de Yacimientos es determinar el comportamiento del crudo, gas natural y agua, solos o combinados, ante cambios de presión y temperatura, y bajo condiciones estáticas y de movimiento presentes en el yacimiento. La separación de los fluidos en el yacimiento y en el pozo en estado líquido y gaseoso, depende principalmente de la presión y la temperatura, aunque el estado físico de estos fluidos generalmente varía con la presión, pues la temperatura es esencialmente constante.

Las principales herramientas de las cuales dispone el ingeniero de yacimientos para cumplir sus objetivos son:

- La geología del petróleo con énfasis en la geología del subsuelo.
- Los modelos matemáticos aplicados a los modelos físicos.
- Las leyes fundamentales de física y química que controlan el comportamiento de las fases líquidas y gaseosas.

2.4.1. Funciones de la Ingeniería de Yacimientos

El ingeniero de yacimientos debe ser un profesional capacitado para realizar las siguientes funciones:

- Cuantificar las Reservas.
- Identificar los mecanismos predominantes de producción.
- Predecir el comportamiento del yacimiento.
- Desarrollar técnicas o procedimientos de producción eficientes.

2.4.1.1 Yacimiento

Es una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gas. Esta definición implica continuidad de la permeabilidad a través de todo el yacimiento.

Las acumulaciones de gas y petróleo ocurren en trampas subterráneas formadas por características estructurales, estratigráficas o ambas. Estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos, siendo éstos principalmente arenas, areniscas, calizas y dolomitas, con aberturas intergranulares o con espacios porosos debido a diaclasas, fracturas y efectos de soluciones. Muchos yacimientos de hidrocarburos se hallan conectados hidráulicamente a rocas llenas con agua, denominadas acuíferos. También muchos yacimientos se hallan localizados en grandes cuencas sedimentarias y comparten un acuífero común, por lo que la producción de fluidos de un yacimiento causará la disminución de presión en otros, por la intercomunicación que existe a través del acuífero. Existen casos donde toda la trampa contiene petróleo y gas, y en este caso la trampa y el yacimiento son uno mismo.

Los estudios de ingeniería de yacimientos requieren que los aspectos físicos del yacimiento sean descritos en forma útil. Estas representaciones incluyen:

- Descripción de la estratificación del yacimiento.
- Descripción de la geometría del yacimiento, tanto en su extensión horizontal como verticalmente.
- Información sobre porosidad, permeabilidad y saturación de agua para todo el yacimiento.
- Descripción de la extensión y de la permeabilidad del acuífero lindante
- Esta información es representada en varios tipos de mapas y secciones que son preparados por o en colaboración con los geólogos de producción.

2.4.1.2. Caracterización de yacimientos

El primer paso de un estudio de caracterización de yacimientos es definir el objetivo y alcance del mismo dependiendo del propósito, complejidad del yacimiento y el tiempo requerido. Una vez definido el objetivo y tomando en cuenta las características y tipo de yacimiento se debe realizar un análisis de los datos disponibles y compararlos con el

objetivo que se desea desarrollar. Aunque generalmente hay datos para cada pozo, la integración de los mismos requiere de un buen análisis de los beneficios y limitaciones de cada medición, considerando el volumen y la resolución vertical de las mismas, siendo más crítica a medida que el yacimiento es más heterogéneo y por ende más complejo, por lo que es necesario la información para una buena caracterización.

2.4.2 Clasificación de los Yacimientos

2.4.2.1. Criterio Geológico

- Estratigráfico: lentes de arena, cambios de facies, calizas ó dolomitas porosas, sellos asfálticos, cambios de permeabilidad, etc..
- Estructural: fracturas en calizas, discordancias, fallamientos en areniscas, anticlinales, sinclinales, domos, etc..
- Combinación de Ambos

2.4.2.2. Yacimientos de Acuerdo a los Hidrocarburos que contienen:

Los parámetros que se consideran de utilidad en esta clasificación pueden dividirse en dos grupos:

- a) Aquellos que se miden en el campo mediante las pruebas de producción: Presión, temperatura, relación gas - petróleo (o condensado), gravedad API y color de líquido de tanque, etc.
- b) Aquellos que se obtienen en el laboratorio usando muestras representativas y simulando el comportamiento de los fluidos durante el agotamiento de presión.

Dependiendo del estado en que se encuentre la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, en forma general los yacimientos se pueden clasificar en yacimientos de gas y yacimientos de líquido ó petróleo⁴.

Los yacimientos de gas se subdividen en:

2.4.2.2.1 Yacimientos de Gas Seco

Este tipo de yacimientos contiene principalmente metano ($\%C_1 > 90$), con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados ($\%C_5^+ < 1$). Debido al alto contenido de componentes volátiles del gas seco, la condensación de líquido solo se alcanza a temperaturas bajo 0°F como se observa en el diagrama de fases mostrado en la figura 2.4.2.2.1. La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura

MARCO TEÓRICO

cricondentérmica y ni a las condiciones de yacimiento ni a las de superficie se entra a la región de dos fases durante el agotamiento de presión del yacimiento (ver figura 2.4.2.2) por lo que la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en fase gaseosa. Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquidos en superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con una relación gas – líquido (RGL) mayor de 100000 PCN/BN se considera seco. Sin embargo del gas seco se puede extraer cierta cantidad de líquidos por medio de procesos criogénicos(enfriamiento).

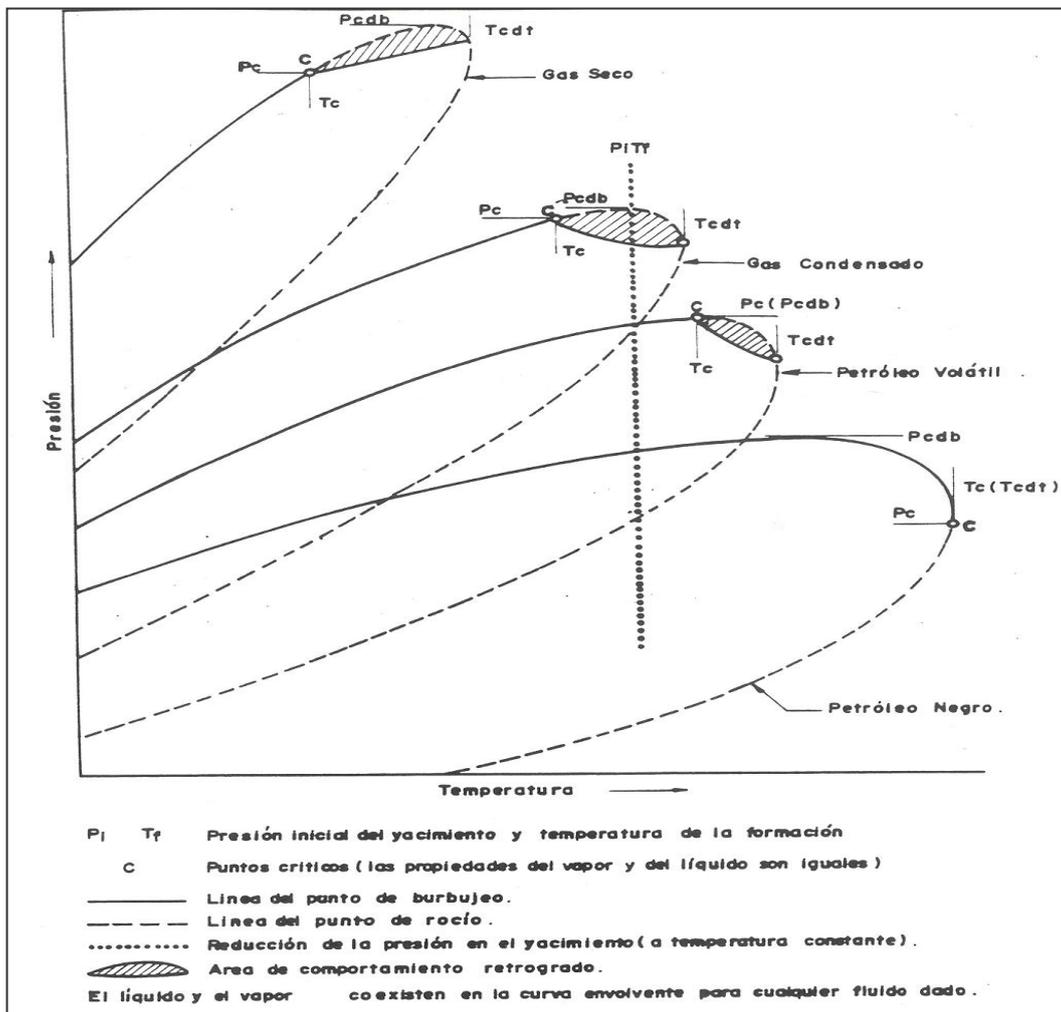


Fig. 2.4.2.2 Diagramas de fases para diferentes tipos de Crudos y Gases. Fuente: Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. CIED, Puerto La Cruz,1999.

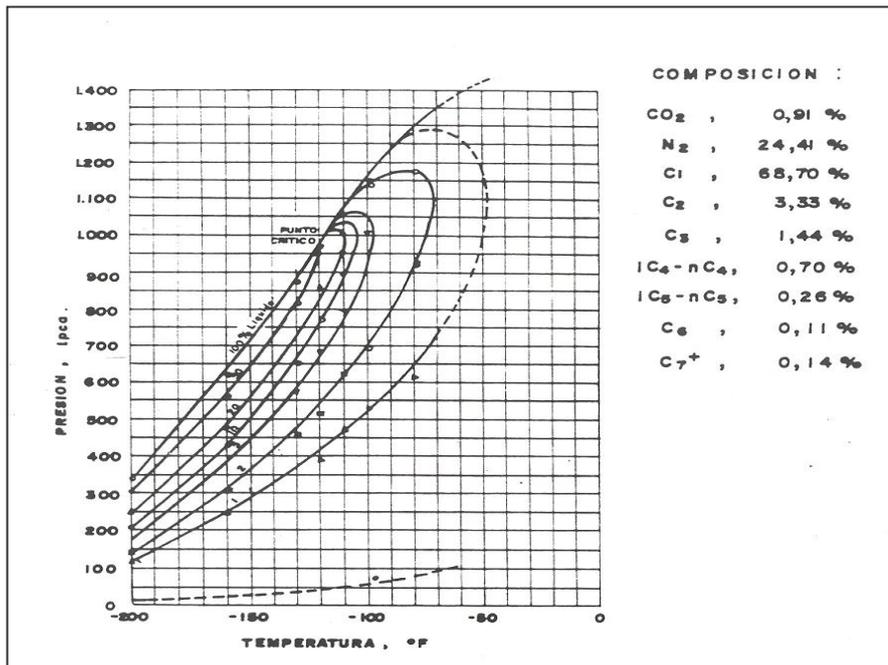


Fig. 2.4.2.2.1 Diagrama de fases de un gas natural. Fuente: Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. CIED, Puerto La Cruz,1999.

2.4.2.2.2 Yacimientos de Gas Húmedo:

Los gases húmedos se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. El término “húmedo” proviene de que a las condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases generando relaciones gas – líquido que varían entre 60000 y 100000 PCN / BN. El líquido de tanque tiende a ser incoloro (similar a la gasolina natural) con gravedad API mayor de 60°. El contenido líquido del gas húmedo es menor de 30 BN/MMPCN.

Los gases húmedos difieren de los gases condensados en lo siguiente:

- No ocurre condensación retrógrada durante el agotamiento de presión.
- Tienen menos cantidad de componentes pesados,
- La cantidad de líquido condensada en el separador es menor.

2.4.2.2.3 Yacimientos de Gas condensado:

Son aquellos yacimientos cuya temperatura está entre la crítica y la cricondentérmica, por lo cual prevalecen las condiciones bifásicas durante la vida del yacimiento.

MARCO TEÓRICO

El Gas Condensado, puede ser definido como una mezcla de hidrocarburos parafínicos livianos (C_1 - C_2) y medianos (C_3^+), con pequeñas cantidades de componentes no hidrocarburos (CO_2 , N_2 , H_2S , otros).

Los yacimientos de Gas Condensado, se caracterizan por presentar frecuentes cambios de fases, como lo son la condensación retrógrada a presiones por debajo de la presión de rocío y revaporización del condensado retrógrado a bajas presiones (<1000 lpc), por lo que la predicción del comportamiento de producción en este tipo de yacimientos, resulta muy difícil.

La temperatura del yacimiento tiene un valor entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla.

Características

- La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado es todavía predominantemente metano (mayor de 60%) aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor que en los gases húmedos. Un gas condensado se puede considerar como un gas con líquido disuelto.
- La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío.
- La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla.
- Un gas condensado presenta condensación retrógrada isotérmica en un rango⁴ de temperaturas ($200^\circ F$ - $400^\circ F$) y presiones ($3000 - 8000$ lpc) normales en yacimientos.
- En el camino hacia el tanque de almacenamiento el condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a superficie con las siguientes características.
- Relación de Gas Condensado (RGC): $5000 - 100000$ PCN/ BN.
- Gravedad API del Condensado: $40 - 60^\circ$.
- Color del Condensado: Incoloro - Amarillo claro.

Cuanto más rico en componentes pesados (C_{5+}) sea el gas condensado, menor es la RGC y la gravedad API del condensado. Además, el color se torna oscuro. Moses⁵

informa que se conocen condensados negros con gravedad API de 29°, aunque son una excepción.

Clasificación de Los Yacimientos de Condensado

- **Yacimientos de Gas Condensado con Condensación Retrógrada en el Yacimiento**

Estos yacimientos se caracterizan por la formación de condensado retrógrado en el yacimiento al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrógrada. Debido a que los primeros componentes que se condensan son los menos volátiles, el rendimiento de líquido (BN condensado/ MMMPCN gas de separador) de la mezcla de hidrocarburos producida disminuye con tiempo (a medida que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío).

- **Yacimientos de Gas Condensado sin Condensación Retrógrada en el yacimiento**

En estos yacimientos la presión se mantiene igual o superior a la presión de rocío retrógrada, no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento. La composición de la mezcla de hidrocarburos producida no varía y el rendimiento de líquido en superficie permanece aproximadamente constante. Este comportamiento es similar al de los yacimientos de gas húmedo.

La presión de un yacimiento de gas condensado se mantiene por encima de la presión de rocío retrógrada cuando está asociado a un acuífero activo o está sometido a un proceso de mantenimiento de presión.

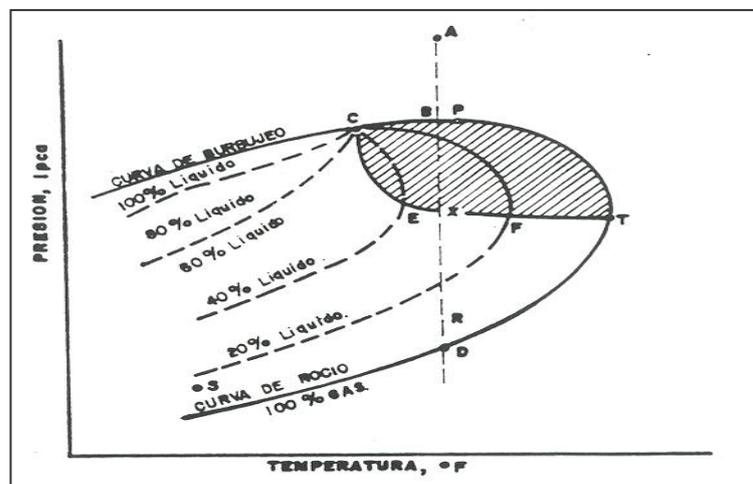


Fig.2.4.2.2.3.a Diagrama de Fases Generalizado de un Gas Condensado. Fuente: Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. CIED, Puerto La Cruz,1999.

- **Yacimientos de Gas Condensado con Empuje Hidráulico**

La variación de presión de un yacimiento uniforme, con empuje hidráulico, buena transmisibilidad y de la cual se estén obteniendo tasas de producción moderadas, depende básicamente del tamaño del acuífero. Si el acuífero es grande (100 veces mayor en tamaño que el yacimiento) la presión del yacimiento permanece aproximadamente constante, pero si el acuífero es de tamaño regular ó pequeño, la presión del yacimiento declinará con el tiempo. En el primer caso, no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento, mientras que en el segundo caso si puede ocurrir una condensación retrógrada moderada, dependiendo de la presión al abandonarse el yacimiento, ya sea por alto corte de agua ó por bajas presiones de fondo de los pozos.

- **Yacimientos de Gas Condensado con Pierna de Petróleo**

En el oriente de Venezuela existen varios yacimientos de gas condensado con pierna de petróleo. La presión de yacimiento es igual a la presión de rocío del gas condensado y a la presión de burbujeo del petróleo de la pierna. La mejor manera de predecir el comportamiento de estos yacimientos es por medio de simulación composicional, teniendo en cuenta los cambios de composición del gas condensado y del petróleo durante el agotamiento de presión. Al disminuir la presión del yacimiento ocurre condensación retrógrada en la capa de gas condensado y liberación de gas en la pierna de petróleo. Si el yacimiento tiene buena permeabilidad vertical(mayor a 100 md), el condensado retrógrado se mezcla con el petróleo de la pierna y el gas liberado con el gas condensado de la capa. En algunos casos, se puede utilizar métodos aproximados de predicción. Si la pierna de petróleo es muy pequeña en comparación con la capa de gas condensado, se puede despreñar la existencia de la pierna y modelar el yacimiento como si fuera todo de gas condensado. Si ocurre lo contrario, se puede modelar el yacimiento como de petróleo negro ó volátil con capa de gas (sin condensación retrógrada). En ambos casos se recomienda usar pseudopropiedades PVT en la predicción.

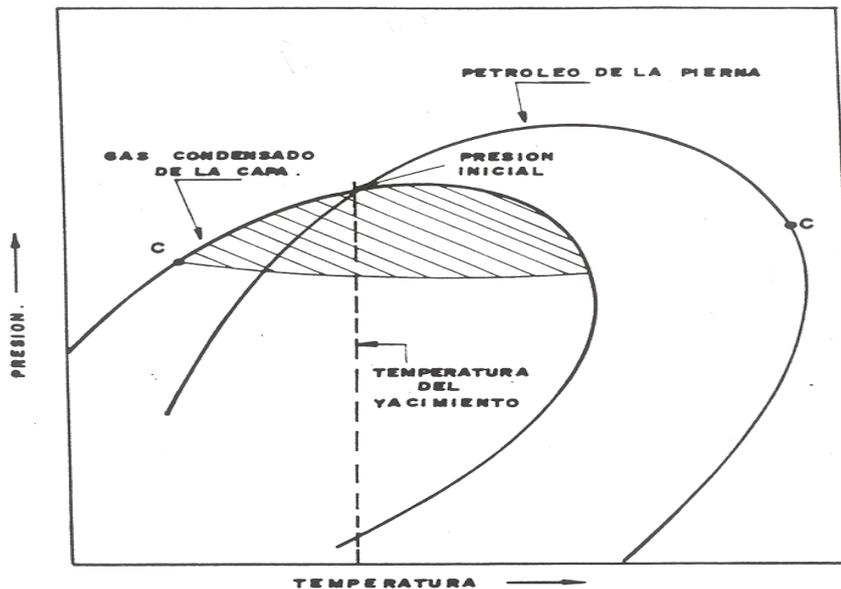


Fig.2.4.2.2.3.b Diagrama de Fases de los Fluidos de un Yacimiento de Gas Condensado con Pierna de Petróleo. Fuente: Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. CIED, Puerto La Cruz,1999.

- **Comportamiento Retrógado de Mezclas de Hidrocarburos**

Algunas mezclas de hidrocarburos existen naturalmente a una temperatura entre la crítica y la cricondentérmica (Figura 2.4.2.2.3.a, isoterma ABD). A la presión del punto A, la mezcla se encuentra en fase gaseosa y al disminuir la presión isotérmicamente se alcanza el punto de rocío. Dentro del área rayada la declinación de presión produce condensación de parte de la mezcla. A este fenómeno se le llama Condensación Retrógada Isotérmica, para diferenciarlo de la condensación isotérmica normal que ocurre cuando hay aumento de presión. Por debajo de la zona retrógada, la disminución de presión produce vaporización del condensado retrógado hasta que se alcanza nuevamente la curva de rocío. La condensación retrógada depende del balance de las fuerzas de atracción que actúan sobre las moléculas de diferentes tamaños y depende del balance de esas fuerzas⁶.

- **Presión de Rocío Retrógada: (Proc)**

La curva de rocío retrógada de la Figura 2.4.2.2.3.a es típica para un gas condensado. La importancia del conocimiento de la presión de rocío retrógada reside en que a presiones por debajo de ella empieza a ocurrir condensación retrógada del líquido.

Los factores que afectan en menor grado a la p_{roc} son:

MARCO TEÓRICO

- Temperatura del Yacimiento
- Composición de la mezcla que se puede caracterizar a través de la RGC y de la gravedad API del condensado.

En las Figuras 2.4.2.2.3 c, d y e, desarrolladas por Sage y Olds⁷ se observa el efecto de la Temperatura, Gravedad API del Condensado y Relación Gas - Condensado sobre la presión de rocío retrógrada.

De estas figuras se puede concluir que:

- A medida que incrementa la temperatura, aumenta la p_{roc} .
- A medida que la gravedad API del condensado aumenta, disminuye la p_{roc} .
- A medida que aumenta la RGC, disminuye la p_{roc} .

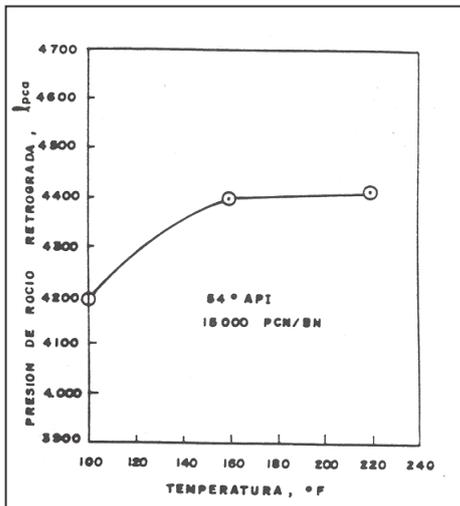


Fig. 2.4.2.2.3.c Efecto de la Temperatura sobre la P_{roc}

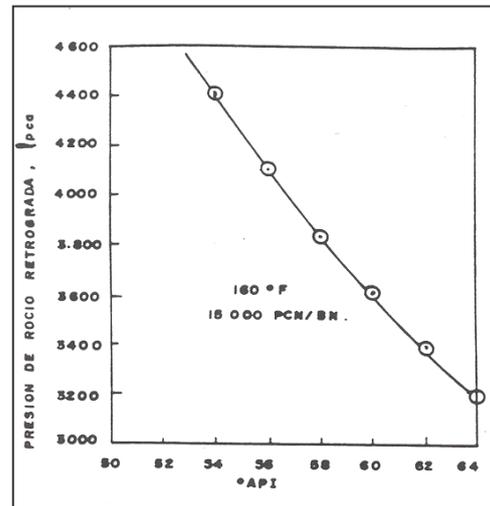


Fig. 2.4.2.2.3.d Efecto de la $^{\circ}$ API sobre la P_{roc}

. Fuente: Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. CIED, Puerto La Cruz, 1999.

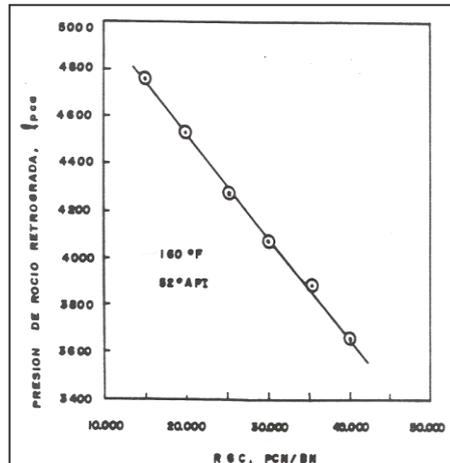


Fig. 2.4.2.2.3.e Efecto de la Relación Gas Condensado sobre la P_{roc} . Fuente: Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. CIED, Puerto La Cruz, 1999.

- **Condensación y Vaporización Retrógradas**

Cuando en un yacimiento de gas condensado se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la curva de rocío, se entra en la región de dos fases ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias.

Estas fracciones se depositan como líquidos en los canales porosos más pequeños de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación crítica de líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada, tiene el agravante de que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla y por lo tanto, no sólo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en tales fracciones.

La Figura 2.4.2.2.3.f ilustra los cambios que ocurren en varios parámetros durante la condensación retrógrada de un gas condensado estudiado por Standing⁸. La declinación de presión por debajo de la $p_{roc} = 2960$ lpsca produce una rápida condensación de líquido que alcanza un máximo, en la gráfica, de 8.2% a una presión de 1800 lpsca (curva B de la Fig. 2.4.2.2.3.f). Como el condensado se acumula en el yacimiento, el gas producido tendrá una menor gravedad específica como lo ilustra la curva C. Al disminuir la gravedad específica del gas condensado, disminuye su contenido líquido y por tanto incrementa la RGC (curva B). Como el contenido de componentes pesados aumenta en el fluido remanente en el yacimiento, se produce un desplazamiento del diagrama de

MARCO TEÓRICO

fases hacia abajo y a la derecha siguiendo la tendencia que se observa en la Figura 2.4.2.2.

Luego de alcanzar la condensación retrógrada máxima, empieza a ocurrir revaporización del condensado al seguir disminuyendo la presión. Esta revaporización produce una disminución de la RGC y un incremento en la gravedad específica del gas condensado producido como se observa cualitativamente en la figura en la Figura . 2.4.2.2.3.f.

Pero el condensado retrógrado no se revaporiza totalmente aunque se tengan bajas presiones de agotamiento (curva B). Esto se debe a que sólo se alcanza la presión de rocío normal a presiones por debajo de la atmosférica (al vacío) como se observa en la Figura 2.4.2.2.3.g..

La pérdida de condensado retrógrado es mayor cuando:

- La temperatura del yacimiento es baja ($< 250^{\circ} \text{F}$)
- La presión de abandono es alta ($> 1000 \text{ lpc}$)
- El diagrama de fases se desplaza mucho hacia la derecha.

De los diagramas de fases mostrados, en las Figuras 2.4.2.2.3 f y g, se puede observar que a temperaturas normales de yacimientos de gas condensado y a presiones de abandono del orden de 500 lpc no se alcanza a revaporizar el condensado retrógrado formado en el yacimiento, lo cual implica que este condensado quedaría perdido en el yacimiento sino se realiza algún proyecto que pueda recuperarlo.

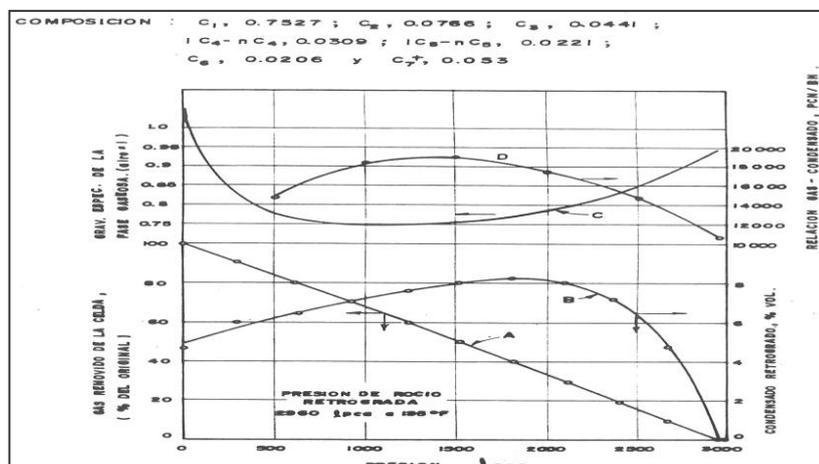


Fig.2.4.2.2.3.g Gas Condensado en la Región Retrógrada. . Fuente: Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. CIED, Puerto La Cruz,1999.

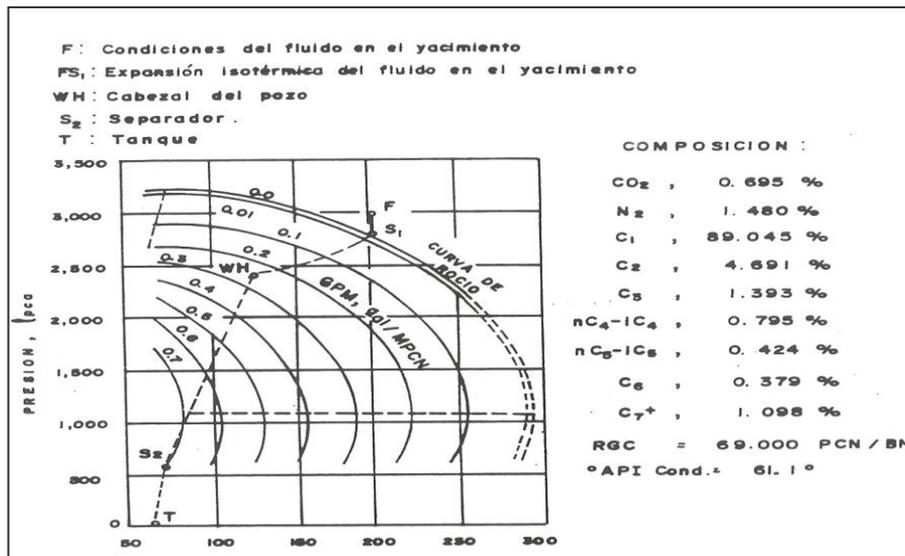


Fig.2.4.2.2.3.g Gas Condensado en la región Rtetrógrada. . Fuente: Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. CIED, Puerto La Cruz,1999.

El condensado retrógrado atrapado en un yacimiento sin empuje hidráulico no puede recuperarse sino por revaporización inyectado gas natural a alta presión. Existe experiencia de revaporización de condensados^{9,10}. En tres ciclos de represionamiento-agotamiento de yacimientos de gas condensado en Canadá y repesurizando con gas natural, se obtuvo por revaporización un volumen de condensado equivalente al 35-75% del condensado recuperado durante el agotamiento primario (natural) de los yacimientos.

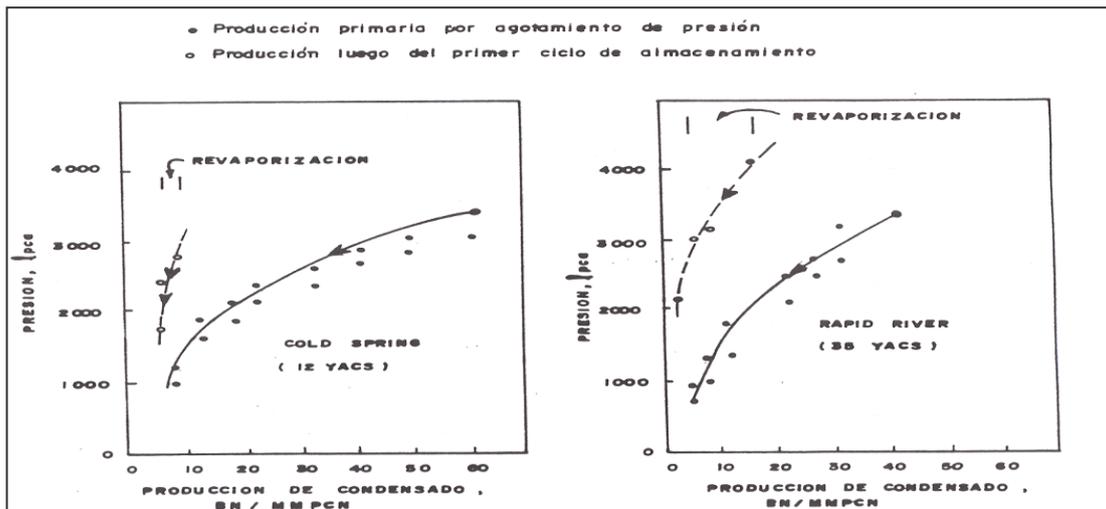


Fig.2.4.2.2.3.h Revaporización de Condensado al Presurizar con Gas,Yacimientos Agotados de Gas Condensado. . Fuente: Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. CIED, Puerto La Cruz,1999.

La Figura 2.4.2.2.3.h tomada de Katz y Cols¹⁰ se muestra que en el Campo Cold Spring se logró incrementar la producción de líquido en 5 BN/MMPCN al represurizar los yacimientos de 930 a 4000 lpc con gas seco y en el Campo Rapid River la revaporización de condensado fue mayor: 10 BN/MMPCN luego de haber represurizado los yacimientos desde 600 hasta 4555 lpc.

2.4.2.3. Yacimientos de Acuerdo al Mecanismo de Producción:

Se conoce como mecanismo de producción al proceso en el cual los fluidos del yacimiento son movidos a través del medio poroso hacia el fondo del pozo. Existen cuatro mecanismos de producción, y en general en los yacimientos predominan uno o dos aunque en muchos yacimientos actúan los cuatro mecanismos simultáneamente. Durante la vida del yacimiento el predominio de un mecanismo puede cambiar por otro en forma natural o artificialmente. Según el que predomine, la clasificación es :

2.4.2.3.1. Empuje Hidráulico: Se produce cuando la disminución de la presión del yacimiento, origina la expansión de un acuífero adyacente al mismo. El empuje puede ser activo o pasivo, según sea el reemplazo volumétrico de fluido del acuífero, y lateral o de fondo, según la posición en la estructura del yacimiento. La efectividad de este mecanismo depende del tamaño del acuífero y la permeabilidad de la roca del yacimiento. Para un efectivo empuje hidráulico se necesitan acuíferos de gran tamaño y una permeabilidad adecuada para que exista rápida comunicación entre yacimiento y acuífero (Figura 2.4.2.3.1). Este mecanismo se caracteriza por:

- Rápida declinación en la presión inicialmente, pero esa declinación se hace cada vez menor con la producción.
- La tasa de producción de petróleo disminuye lentamente, pero en forma continua y a su vez la producción de agua aumenta.
- Los factores de Recobro están entre 40 y 80%.

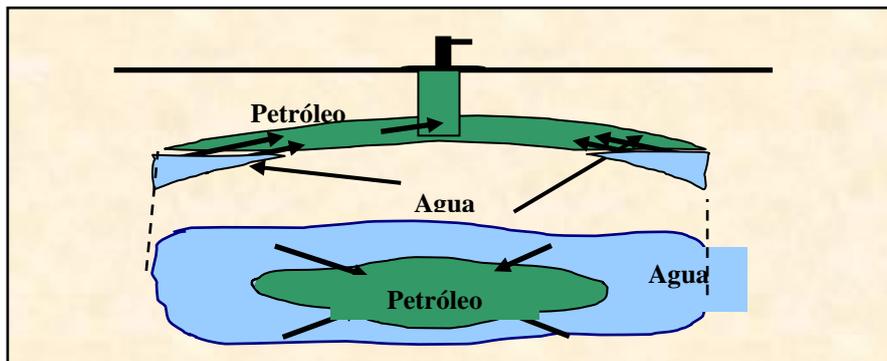


Fig. 2.4.2.3.1 Empuje Hidráulico

2.4.2.3.2 Empuje por Gas en Solución: Ocurre cuando los fluidos del yacimiento se encuentran en una sola fase o en dos fases uniformemente distribuidas, a medida que se produce dicho yacimiento ocurre una disminución de presión la cual origina una expansión de los fluidos liberándose los hidrocarburos livianos disueltos en el petróleo (gas) y ocupando el lugar del fluido producido. Predomina cuando no hay otras fuentes naturales de energía como un acuífero o capa de gas (Figura 2.4.2.3.2).

Se caracteriza por:

- Rápida declinación de la presión y de la tasa de producción.
- La relación gas - petróleo (RGP), se eleva rápidamente por cierto período y luego baja también rápidamente.
- A menos que el efecto gravitacional sea de importancia este mecanismo es de bajo factor de Recobro (25% aproximadamente).

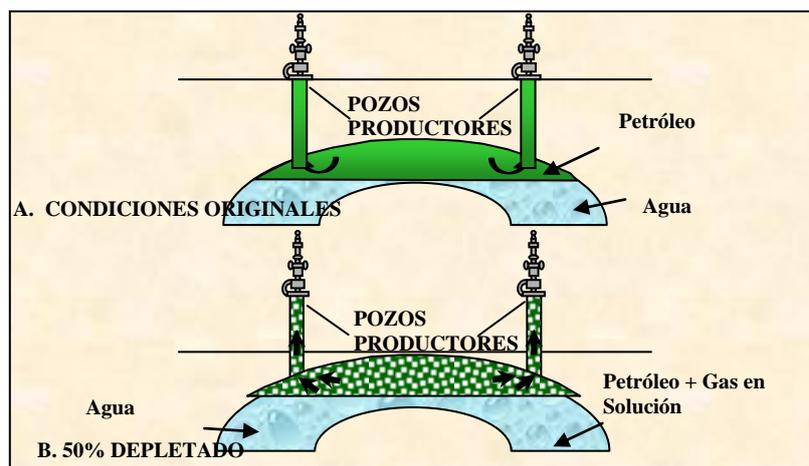


Fig.2.4.2.3.2. Empuje por Gas en Solución

2.4.2.3.3 Empuje por Capa de Gas: Ocurre en yacimientos saturados, cuyos fluidos (petróleo y gas) no están uniformemente distribuidos y la presión es menor que la de burbujeo, existiendo una capa de gas encima de la zona de petróleo, la cual se expande desplazando el petróleo hacia los pozos productores. Para ser efectiva se necesita una capa original de gas grande formada por segregación gravitacional. Para que exista una segregación gravitacional efectiva se requiere un yacimiento uniforme

MARCO TEÓRICO

con alta permeabilidad vertical, espesor considerable o un buzamiento apreciable (Figura 2.4.2.3.3.a). La producción no controlada de gas, reduce su efectividad. Se caracteriza por:

- Baja declinación de la presión del yacimiento y de la tasa de producción.
- La relación gas petróleo aumenta lentamente y para evitar que aumente bruscamente, los pozos alcanzados por la capa de gas deben ser cerrados.
- El factor de Recobro está entre 25 y 55%.

La figura 2.4.2.3.3.b, muestra el comportamiento de yacimientos sometidos a los principales mecanismos de empuje como son el Empuje Hidráulico, por Gas en Solución por Capa de Gas.

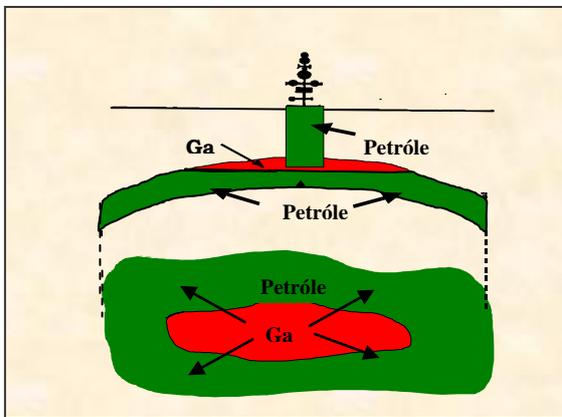


Fig.2.4.2.3.3.a. Empuje por Capa de Gas

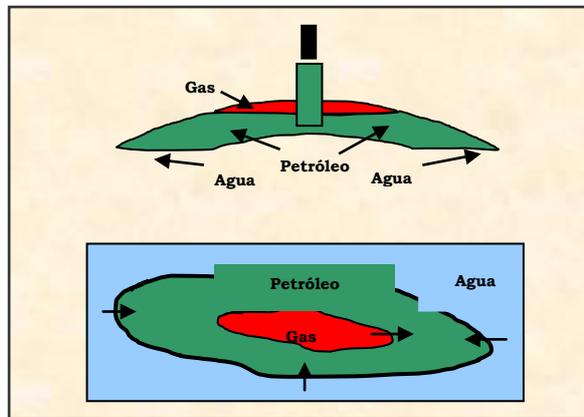


Fig.2.4.2.3.3.b Empuje Combinado.

Una vez identificado el tipo de yacimiento y el mecanismo de producción predominante en el medio poroso, el ingeniero de yacimientos debe seleccionar el método de producción de acuerdo a la energía predominante en el yacimiento y siguiendo un control estricto sobre el comportamiento de la producción, debe aprovechar al máximo dicho mecanismo de expulsión para recuperar la mayor cantidad posible de hidrocarburos. En la siguiente figura 2.4.2.3.3.c se observa el factor de recobro a obtener dependiendo del tipo de mecanismo de producción.

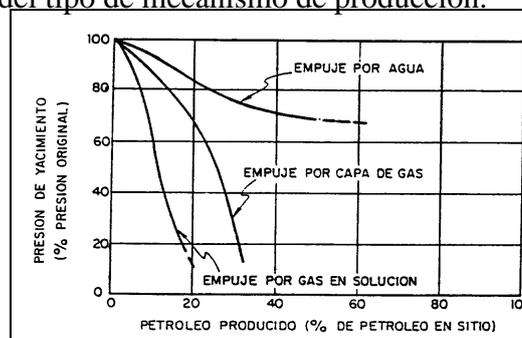


Fig.2.4.2.3.3.c. Clasificación de los Yacimientos según el Mecanismo de Producción

2.4.3. Distribución de los Fluidos del Yacimiento

La teoría más aceptada en cuanto a la génesis del petróleo, postula que las rocas porosas que conforman un yacimiento de petróleo, estaban saturadas de agua en el momento de la depositación y que el petróleo migró hacia ellas más tarde, desde otras rocas que constituían las rocas madres. Puesto que el petróleo que migraba era más liviano que el agua, pasó a ocupar la posición estructural superior. El petróleo así acumulado y por esa razón, gradualmente fue desplazando el agua hacia abajo y este desplazamiento continuó, hasta que la saturación de agua se redujo al punto en que el agua se hizo discontinua y cesó de fluir. Esta saturación irreducible siempre se halla en los yacimientos petrolíferos, en aquellas partes donde se encuentran a distancia suficiente del nivel de agua. La Figura 2.4.3, representa una sección transversal de una arenisca cuya parte inferior esta completamente saturada de agua y muestra la distribución de los fluidos de un yacimiento homogéneo, por lo general, se puede decir que hay tres tipos de regiones de saturación en una acumulación de petróleo o gas. La región Saturación, es aquella donde la roca está completamente saturada con el líquido que la humedece y la

presión capilar es menor que la presión inicial de desplazamiento. Esta región está por debajo del nivel "a" o el nivel 100% de agua, donde todos los poros grandes y pequeños están llenos de agua.

Después de obtenida la presión inicial de desplazamiento, un pequeño aumento de la presión causa gran disminución de la saturación de agua. Esta parte de la curva representa la zona de transición y refleja la intercomunicación más abundante entre los poros. Mientras más pronunciada sea la inclinación en esta región, menos uniforme es la intercomunicación de los poros. Al aumentar la altura por encima del nivel que contiene 100% de agua, el fluido que no humedece la roca entrará sucesivamente en poros cada vez más pequeños. Por encima del nivel "b" el agua corre en forma de anillos pendulares alrededor de los contactos entre los granos y en los poros muy pequeños.

El resto de la superficie de los granos puede estar cubierta por una partícula de agua o por petróleo o por gas. La región pendular de saturación la representa aquella parte de la

MARCO TEÓRICO

curva de la región capilar que es casi vertical, e indica que un gran aumento de la presión resulta en poca reducción de la saturación. La saturación en esta región es denominada “Saturación Irreducible” y se llama comúnmente saturación de agua intersticial o agua connata del estrato.

Un punto clave en la caracterización de yacimientos es conocer la energía del mismo. La energía de los yacimientos, es la capacidad que éstos tienen para expulsar los hidrocarburos y otros fluidos, a la superficie, a través de los pozos.

Esta energía es conocida como la “presión” de yacimiento. Por ser la **presión** la información básica más importante para los cálculos del comportamiento del yacimiento es necesario conocer todos los tipos que existen dependiendo del estado del fluido y de la zona analizada.

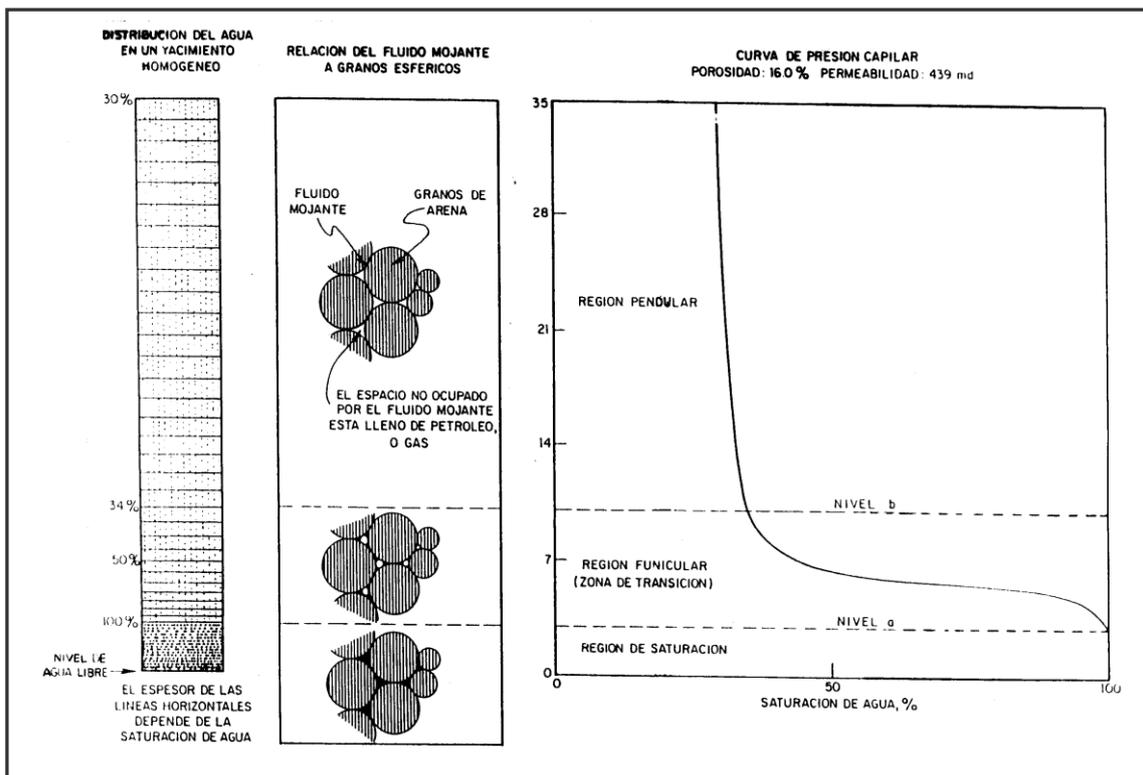


Figura 2.4.3 Distribución de los Fluidos en un Yacimiento Homogéneo. (Manual de Ingeniería de Yacimientos Básico, Quintero L., Tecnopetrol de Venezuela, Maracaibo,).

2.4.4. Presión en el yacimiento

2.4.4.1. Presión de Formación

La presión de formación es la presión a la cual están sometidos los fluidos dentro de los poros de la formación antes o después de la producción de los fluidos.

2.4.4.2. Presión Estática del Yacimiento

Es la presión que tiene el yacimiento sin tener producción, en la mayoría de los casos se considera la presión virgen que tenía el yacimiento sin pozo alguno perforado. Mientras mayor sea esta presión, mayor será la posibilidad de extraer una gran cantidad de hidrocarburos.

2.4.4.3. Presión de Rocío (Pd)

La presión de rocío puede definirse como la presión a la cual se forma la primera gota de líquido al pasar de un sistema del estado gaseoso al estado de dos fases, donde la fase gaseosa está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido. El conocimiento de la presión de rocío o retrógrada, es importante en el estudio de yacimientos de gas condensado porque a presiones por debajo de ésta ocurre la condensación retrógrada en el yacimiento.

2.4.4.4. Presión de Burbujeo (Pb)

La presión de burbujeo ó presión en el punto de burbujeo como también se le llama, se designa por el símbolo, Pb, y se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

2.4.4.5. Presión al Datum

Es la presión promedio del yacimiento referido a una profundidad en el yacimiento denominada datum.

Datum: El datum o plano de referencia es la profundidad bajo el nivel del mar la cual se refiere la presión de un yacimiento. Generalmente el plano de referencia usado es

aquel plano horizontal que contiene el centro geométrico o centro de gravedad del yacimiento.

2.4.5. Análisis PVT

Tres parámetros básicos: Presión, Volumen y Temperatura (PVT) son los que gobiernan fundamentalmente el comportamiento de producción de un yacimiento de gas condensado volumétrico.

El análisis PVT consiste en simular en el laboratorio el agotamiento de presión (depleción) de un yacimiento volumétrico e isotérmico midiendo exactamente los volúmenes de gas y líquido separados en cada decremento de presión. Durante las pruebas se mantienen el volumen y la temperatura constante.

Para que el análisis PVT simule correctamente el comportamiento de un yacimiento es fundamental que la muestra sea representativa del fluido (mezcla de hidrocarburos) original en el yacimiento. Cuando se va a realizar este tipo de análisis, se debe tomar en cuenta, como ya fue mencionado, que la muestra sea tomada en los primeros días de producción cuando aún no haya ocurrido una significativa caída de presión en el yacimiento, o al menos cuando la presión sea igual o mayor a la presión de rocío de la mezcla de hidrocarburos original, de lo contrario, la muestra ya no es representativa del fluido original del yacimiento. También es necesario tomar las consideraciones sobre la escogencia del pozo de prueba y la preparación del mismo para el muestreo.

Tomar un buen análisis PVT, ayuda a obtener de este tipo de pruebas información tal como:

- Análisis composicional de los fluidos separados y del yacimiento incluyendo peso molecular y densidad de los heptanos y componentes más pesados.
- Comportamiento isotérmico presión – volumen ($P - V$) a temperatura constante del yacimiento. Determinación del punto de rocío.
- Agotamiento isovolumétrico e isotérmico de presión del fluido de yacimiento incluyendo el análisis composicional del gas producido a varias presiones de agotamiento.
- Determinación del GPM del gas producido a las presiones de agotamiento
- Validación del porcentaje de condensado retrógrado con presión.

- Factores de compresibilidad del gas producido y de la mezcla remanente de la celda.
- Factores Volumétricos del gas condensado.
- Optimización de presiones de separación instantánea gas – líquido.

2.4.5.1 Validación de Análisis PVT

La caracterización de los fluidos de un yacimiento es necesaria para realizar un estudio integral de geología y yacimiento para un área determinada, por lo que para caracterizar la columna de fluido de cierto campo, se recopila toda la información sobre pruebas PVT realizadas en dicha área, para clasificarla según la naturaleza de los fluidos presentes en el yacimiento y luego someterlos al proceso de validación de la consistencia termodinámica de la información contenida en los mismos para que posteriormente la información de los PVT validados puedan ser utilizados en la simulación de yacimiento.

Para validar la información de un PVT se debe seguir el siguiente procedimiento¹¹:

- Verificar la representatividad de la muestra: es decir, revisar que las muestras de gas y líquido fueron tomadas a la misma temperatura y si fueron recombinadas en una proporción volumétrica similar a la relación gas – condensado medida en superficie.
- Revisar la consistencia termodinámica de las propiedades de los fluidos medidos durante las pruebas de agotamiento a volumen constante, para el caso de gas condensado y crudos volátiles.
- Chequear la consistencia interna de las propiedades de los fluidos medidos durante la prueba de expansión a composición constante y la prueba de liberación diferencial del gas, para el caso de muestras de crudo negro.
- Se puede validar un análisis PVT basándose en ecuaciones de estado y correlaciones, tales como la Ecuación de Estado de Peng y Robinson, y correlaciones de Nemeth y Kennedy.
- Si se valida con información de campo, se debe chequear que los resultados de la prueba PVT se correspondan con el comportamiento de producción del yacimiento; si las pruebas de producción muestran RGP estable y declinación rápida de la presión del yacimiento, al análisis PVT deberá indicar $P_r < P_{yac}$, y

si las pruebas de producción muestran un incremento rápido de la RGP y poca declinación de presión, al análisis PVT debe indicar $P_r = P_{yac}$.

2.4.5.2 Limitaciones de las Pruebas de Laboratorio

- La muestra de fluido tomada no representa adecuadamente la composición original de los fluidos del yacimiento. Esto ocurre cuando la muestra se toma a presiones de yacimiento menores que la presión de saturación o el pozo produce agua y/o gas libre.
- Los procesos de liberación del laboratorio no simulan exactamente el proceso combinado diferencial – instantáneo que ocurre en el yacimiento.
- La extrapolación de resultados de laboratorio al campo debe hacerse con mucho cuidado debido a que pequeños errores en las pruebas, producen graves errores en los cálculos de balance de materiales, cotejo y predicción del yacimiento.
- En el muestreo de separador, pequeños errores (5%) en la tasa de petróleo y gas producen errores en la presión de saturación en el orden de 150 lpc.

2.4.6 Reservas

Las reservas son los volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados. Ellos constituyen el capital de la industria por lo tanto es importante su clasificación en términos de la seguridad que se tenga de su existencia

2.4.6.1 Clasificación de las Reservas

Existe una clasificación de reservas de acuerdo al grado de incertidumbre que se tenga de ella, según el Ministerio de Energía y Minas:

2.4.6.1.1. Reservas Probadas: es el volumen de hidrocarburos contenido en yacimientos, el cual ya ha sido constatado mediante pruebas de producción, y que según la información geológica y de ingeniería de yacimientos disponible, puede ser producido comercialmente. Estas reservas son:

- Aquellas reservas contenidas en yacimientos con producción comercial o donde se hallan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.
- Las reservas contenidas en yacimientos delimitado estructural y estratigráficamente y/o por contactos de fluidos.
- Las reservas contenidas en áreas adyacentes a las ya perforadas cuando existe una razonable certeza de producción comercial.

- Los volúmenes producibles de áreas aún no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.
- Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos con proyectos comerciales de recuperación suplementaria (inyección de gas, de agua, etc...)
- Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación suplementaria cuando el estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto está basado en un proyecto piloto con éxito ó en una respuesta favorable a un proyecto experimental instalado en ese yacimiento.
- En ciertas ocasiones, los volúmenes producibles de pozos en donde el análisis de núcleo y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otros que están produciendo del mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora a través de pruebas de formación.

2.4.6.1.2.Reservas Probables: es aquel volumen contenido en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con la de las reservas probadas.

Las reservas probadas son:

- Los volúmenes que podrían recuperarse de yacimientos que han sido atravesados por pozos en los cuales no se han efectuado pruebas de producción, y las características de los perfiles indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia.
- Los volúmenes que podrían recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, donde se ha determinado el contacto agua-petróleo y donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más bajo.
- Los volúmenes que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de estos por fallas sellantes, siempre que en dicha área haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.
- Los volúmenes estimados en estudios de geología y de ingeniería realizados o que están en proceso, donde el juicio técnico indica, con menor certeza que el caso de

reservas probadas, podrían recuperarse de yacimientos probados si se aplicaran procedimientos comprobados de recuperación suplementaria.

- Los volúmenes adicionales a las reservas probadas de un yacimiento que resulten de la reinterpretación de sus parámetros, su comportamiento o cambios en el patrón de desarrollo.

2.4.6.1.3. Reservas Posibles: es aquel volumen contenido en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probables. Las reservas posibles son:

- Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o de formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.
- Los volúmenes que podrían existir en formaciones con perfiles de pozos o núcleos de formación con características que presentan un alto grado de incertidumbre.
- Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límites de reservas probadas y probables, y donde la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable ofrece menor certeza de resultados positivos.
- Los volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe duda razonable sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables.
- Los volúmenes adicionales asociados a yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito de ser sometido a métodos de recuperación suplementaria.
- Los volúmenes adicionales a las reservas probadas o probables que se estiman recuperar debido a la reinterpretación de parámetros de yacimiento, un posible mejor comportamiento, cambios en el patrón de desarrollo.

2.4.6.2 Métodos para el Cálculo de Reservas

Uno de los aspectos más importantes en la ingeniería de yacimientos es la obtención de un estimado de los volúmenes de hidrocarburos capaces de ser producidos en el yacimiento. Cuando se relaciona con los volúmenes de hidrocarburos producidos, esto ofrece un indicador del grado de agotamiento del yacimiento y de la eficiencia de los mecanismos de empuje activos. Mediante el cálculo de reservas se puede ranquear proyectos de explotación de yacimientos o definir porcentajes de equidad en caso de la explotación de un yacimiento unificado

Los métodos para la estimación de las reservas de un yacimiento son:

2.4.6.2.1. Método Volumétrico.

2.4.6.2.2. Curvas de Declinación de Producción.

2.4.6.2.3. Balance de Materiales.

2.4.6.2.1 Método Volumétrico

El GOES (Gas Original en Sitio) y el COES (Condensado Original en Sitio) de yacimientos de gas condensado (con o sin condensación retrógrada), de gas húmedo o de capa de gas condensado (asociadas a piernas de petróleo) se pueden determinar haciendo una modificación al método volumétrico utilizado para calcular las reservas de un yacimiento de gas seco, a través de la ecuación:

$$GCOES = \frac{43560 * \bar{\phi} * (1 - \bar{S}_{wi})}{\bar{B}_{gci}} \int^A h^* dA \quad \text{Ecuac. 2.4.6.2.1.a}$$

Donde la $\bar{\phi}$ y \bar{S}_{wi} son valores promedios volumétricos o areales de los diferentes valores de porosidad, saturación inicial de agua y factor volumétrico de gas condensado

respectivamente. La integral $\int^A h^* dA$ se puede efectuar numéricamente midiendo áreas

y espesores de arena neta gasífera en un mapa Isópaco – estructural y con la ayuda de un planímetro.

MARCO TEÓRICO

El B_{gci} es el factor volumétrico promedio del gas condensado a p_i y T_f en PCY/PCN suponiendo que éste permanezca en fase gaseosa en superficie. A partir de la fracción molar de gas condensado que es producida en superficie como gas, f_g , se puede calcular el GOES de la siguiente ecuación:

$$GOES = G * f_g(PCN) \quad \text{Ecuac. 2.4.6.2.1.b}$$

Dividiendo el GOES por la RGC (relación gas – condensado, PCN/BN) se obtiene el COES (condensado original en sitio),

$$COES = GOES / RGC(BN) \quad \text{Ecuac. 2.4.6.2.1.c}$$

Los parámetros necesarios para aplicar las ecuaciones anteriores se pueden obtener por medio de Recombinación matemática del gas de separador y del condensado de tanque basándose en la relación gas - condensado o sobre la base de la composición de los fluidos. A continuación se explica el método basándose en la Relación Gas Condensado.

✓ **Recombinación en Base a la Relación Gas – Condensado**

Recombinando las producciones de gas y condensado de superficie se obtienen las siguientes expresiones para calcular el peso molecular (M_{gc}) y la gravedad específica (γ_{gc}) del gas condensado original en sitio.

Estas ecuaciones son las siguientes:

$$M_{gc} = \frac{0.07636 * RGC * \gamma_g + 350\gamma_c}{0.002636 * RGC + 350 \frac{\gamma_c}{Mc}} \quad \text{Ecuac. 2.4.6.2.1.d}$$

$$\gamma_{gc} = \frac{M_{gc}}{28.96} \quad \text{Ecuac. 2.4.6.2.1.e}$$

MARCO TEÓRICO

Donde:

γ_g = Gravedad específica del gas separado en superficie (aire=1).

γ_c = Gravedad específica del condensado de tanque (agua=1).

M_c = Peso Molecular del Condensado de Tanque, el cual se puede determinar por la siguiente ecuación:

$$M_c = \frac{44.29 * \gamma_c}{1.03 - \gamma_c} = \frac{6084}{\text{°API} - 5.9} \quad \text{Ecuac. 2.4.6.2.1.f}$$

RGC = Relación gas (separador) – condensado +tanque), PCN/BN.

Para el cálculo del gas condensado original en sitio se requiere conocer los siguientes parámetros:

$$f_g = \frac{RGC}{RGC + 132800 * \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad \text{Ecuac. 2.4.6.2.1.g}$$

$$B_{gci} = 0.02829 * \frac{Z_{gci} * T_f}{p_i} \quad \text{Ecuac. 2.4.6.2.1.h}$$

Donde:

Z_{gci} = Factor de Compresibilidad promedio inicial del gas condensado a p_i y T_f . Se puede determinar por el método de Standing.

2.4.6.2.2. Curvas de Declinación de Producción

El análisis de la declinación en cualquier período de historia es una herramienta válida y poderosa para estimar comportamiento futuro, ya que este procedimiento lleva implícita la suposición básica de que “todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro”. Aunque el análisis mecanístico es más profundo ya que permite identificar los factores y/o mecanismos que más han incidido sobre la declinación histórica, el análisis estadístico de la declinación también es válido como herramienta de pronóstico³.

MARCO TEÓRICO

Las curvas de declinación de producción representan un método dinámico para la estimación de las reservas recuperables de un yacimiento. Su característica dinámica proviene del hecho de que utiliza la historia de producción de los fluidos, concretamente de petróleo, por pozo o por yacimiento, para la estimación de sus reservas recuperables. Este método se aplica porque existe suficiente historia de producción como para establecer una tendencia de comportamiento y, entonces, la predicción del yacimiento se hace a partir de la extrapolación de dicha tendencia. En general, se busca un gráfico lineal para hacer más fácil su extrapolación. Debido a que la aplicación de este método requiere el establecimiento de una tendencia de comportamiento para el pozo o yacimiento, cualquier factor que altere o modifique esta tendencia, limitará la aplicación del método.

Estas curvas se ven afectadas por diversos factores, entre los cuales están:

- Períodos donde no se mantiene constante el número de pozos activos y simultáneamente no se hacen mayores cambios en sus condiciones operacionales mecánicas.
- Períodos desiguales de tiempo en las medidas de producción.
- Cambio en la productividad de los pozos.
- Completación de nuevos pozos.
- Interrupción de los programas de producción.
- Veracidad de la información disponible.
- Prorrato.

El estudio de declinación de producción puede ser hecho según dos procedimientos: el gráfico y el analítico ó matemático. En la actualidad una de las herramientas más usadas en la industria petrolera nacional para este tipo de análisis es la aplicación OFM, que viene provista con un método eficiente y de fácil uso para el estudio de las curvas de declinación.

El método gráfico consiste en representar gráficamente en diferentes tipos de papel (normal, semilog, log-log) la vida productiva del yacimiento, con el objeto de obtener una curva más sencilla de usar, que en la mayoría de los casos, es una línea recta que permite hacer extrapolaciones y así efectuar predicciones; utilizando el límite

económico correspondiente, el cual es muy particular y puede variar para cada yacimiento.

El método matemático trata de encontrar una expresión matemática basándose en la información disponible hasta la fecha y luego utilizar dicha expresión para predecir reservas existentes, tiempo de abandono, etc. Realmente es el mismo método gráfico, pero obteniendo la mejor línea recta (u otra curva) que pase a través de los puntos dados. Para hallar esta mejor línea recta se utilizan diferentes métodos estadísticos, entre los cuales están, el Método de los Puntos Notables, el cual elimina aquellos puntos que posiblemente presenten error, el Método de los Promedios que considera los puntos por encima de la recta como una serie de puntos, y los que estén por debajo, como otra, y el Método conocido de los Mínimos Cuadrados.

Básicamente se han conocido tres tipos de declinación de producción: Exponencial, Hiperbólica y Armónica, las cuales posee cada una de ellas su correspondiente expresión matemática. La declinación exponencial es cuando la tasa de producción declina exponencialmente con el tiempo, y cuando la historia de producción se logra ajustar a este tipo de curvas, se dice que ha habido declinación constante; la declinación hiperbólica es aquella en la cual la variación de la razón de pérdida con el tiempo es una constante, y la declinación armónica no es más que un caso particular de la declinación hiperbólica donde la variación de la razón de pérdida con el tiempo es igual a 1. También se debe tomar en cuenta para el análisis de declinación, conceptos fundamentales tales como Declinación Nominal, Declinación Efectiva, Tasa Límite Económica, Declinación Energética, Declinación Mecánica y Declinación total.

A pesar de que los pronósticos de tasa versus tiempo para pozos y para yacimiento conducen a un primer estimado de reservas remanentes y finales, se debe tomar en cuenta que este tipo de análisis no proporciona valores reales del yacimiento en forma energética.

2.4.6.2.3. Balance de Materiales

En ausencia de data volumétrica confiable, la cantidad de petróleo o gas en sitio puede algunas veces ser determinada mediante el Método de Balance de Materiales. El estimado realizado a partir de Balance de Materiales es función de la Producción,

MARCO TEÓRICO

mientras que los estimados volumétricos son determinados a partir de los mapas de arena neta, los cuales muchas veces no toman en consideración el efecto de la discontinuidad de las arenas en producción. La diferencia entre ambos métodos da una idea del grado de discontinuidad de un yacimiento en particular.

El balance de materiales es una herramienta que permite determinar el POES a partir de un balance de masas, es decir, la masa de fluido original en sitio es igual al fluido producido más el fluido remanente en sitio. Permite también cuantificar el tamaño de una capa de gas, estimar la profundidad de los contactos, predecir la presión actual y el comportamiento del yacimiento basándose en la historia de producción, a la vez que determina la presencia y tamaño del acuífero.

Este método está basado en la premisa de que el volumen poroso del yacimiento permanece constante o cambia de una manera predecible con la presión del yacimiento cuando el petróleo, gas y/o agua son producidos. Esto hace posible igualar la expansión de los fluidos del yacimiento al espacio vacío causado por la producción de petróleo, gas, agua menos el influjo de agua. Para una aplicación de este método se requiere de una historia precisa de las presiones promedios del yacimiento, así como también de una confiable data de producción de petróleo, gas, agua y datos PVT de los fluidos del yacimiento.

La ecuación de Balance de Materiales se usa para medir la cantidad de gas presente en un yacimiento a cualquier tiempo durante el agotamiento. De un modo especial se usa para estimar la cantidad de hidrocarburos inicialmente en el yacimiento y predecir el comportamiento futuro y la recuperación total de gas bajo unas condiciones de abandono dadas.

Tres mecanismos de producción son los responsables del recobro en yacimientos de gas; estos son en orden de importancia:

- Expansión de gas por declinación de presión.
- Empuje de agua proveniente de un acuífero activo asociado al yacimiento.
- Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso por compactación al ocurrir disminución de la presión de los pozos.

2.4.6.2.3.1. Balance de Materiales para yacimientos de condensado retrógrado

La presencia de este cálculo depende entre otras cosas, de lo representativas que sean las muestras de fluido y del grado en que las pruebas de laboratorio representen el comportamiento volumétrico. Generalmente se presentan distintos gradientes de presión a través del yacimiento indicando que las diferentes partes del mismo se encuentran en diferentes etapas de agotamiento. Esto se debe a mayor drenaje en algunas partes, a bajas reservas en otras, o a ambos factores. A su vez, las reservas varían directamente con la porosidad y espesor neto de producción. Como resultado, las razones gas - petróleo de los pozos diferirán y la composición de la producción total del yacimiento a cualquier presión promedia existente, no será exactamente igual a la obtenida en el recipiente o celda de prueba a la misma presión.

Aunque la historia de producción de gas húmedo de un yacimiento volumétrico sigue mas o menos muy de cerca las pruebas de laboratorio, la división de la producción entre líquidos y gas seco no las sigue con tanta precisión, esto se debe a las diferencias de agotamiento en las diferentes partes del yacimiento, también se debe a las diferencias entre las recuperaciones de líquido calculadas en las pruebas de laboratorio y en la verdadera eficiencia de los separadores en el campo para recuperar líquido del fluido del yacimiento.

Lo anteriormente dicho solo se aplica a yacimientos volumétricos monofásicos de condensado de gas. La mayoría de los yacimientos de condensado retrógrado de gas descubiertos, se encuentran inicialmente a sus presiones de rocío y no por encima de esta, esto indica la presencia de una zona de petróleo en contacto con la capa de condensado de gas. La zona de petróleo puede ser insignificante, proporcional al tamaño de la capa de gas o mucho mayor. La precisión de los cálculos basados en el estudio de un fluido monofásico serán afectados por la presencia de una pequeña zona de petróleo y es mucho mayor su influencia, a medida que aumenta el tamaño de la zona de petróleo, cuando dicha zona es de un tamaño comparable al de la capa de gas. Las dos deben tratarse juntas como un yacimiento de dos fases.

Muchos de los yacimientos de gas condensado producen bajo un empuje hidrostático parcial ó total. Cuándo la presión del yacimiento se estabiliza o deja de disminuir, como

ocurre en muchos yacimientos, la recuperación será función del valor de la presión de estabilización y de la eficiencia con que el agua invasora desplaza la fase gaseosa de la roca. La recuperación de líquido será menor mientras mayor sea la condensación retrógrada, ya que el líquido retrógrado generalmente es inmóvil y generalmente queda atrapado junto con gas detrás del frente de invasión de agua. Esta situación se agrava si ocurre variación en permeabilidad, por que los pozos comienzan a producir agua y se retiran de producción antes de agotarse los estratos menos permeables. En muchos casos, la recuperación por empuje hidrostático es inferior a la del comportamiento volumétrico.

Cuando no existe una capa de petróleo o es insignificante, los balance de materiales, pueden aplicarse a yacimientos retrógrados, tanto bajo comportamiento volumétrico como de empuje hidrostático, en la misma forma que para yacimientos monofásicos de gas (no retrogrado).

2.4.6.3. Métodos de predicción de gas seco en yacimientos de gas húmedo y condensado

Los métodos de predicción para yacimientos de gas seco ó pobre pueden ser utilizados en los yacimientos de gas húmedo, gas condensado sin condensación retrógrada en el yacimiento ($P_i \geq P_{roc}$), y gas condensado con poca o despreciable condensación retrógrada en el yacimiento, haciendo los siguientes cambios:

- Usar el factor de compresibilidad bifásico (Z_{gc} o Z_{2f}) en vez del Z monofásico que aparece en las ecuaciones de yacimientos de gas seco. El factor de compresibilidad bifásico es representativo del gas condensado ó húmedo de estos yacimientos.
- Modificar la producción acumulada de gas (G_p), para incluir la producción de líquido equivalente en gas. Esto se debe hacer debido a que el líquido producido en superficie (ó la mayor parte de él) se encuentra en el yacimiento en fase gaseosa. En este caso el G_p debe incluir la producción de gas de los separadores ($G_{p\ sep}$) y la producción de líquido (condensado más agua) convertida en gas ($G_{p\ equiv. Liq}$).

Y Graficando P/Z_{gc} vs. G_{pt} , se extrapola la presión a valor de P/Z_{gc} igual cero para calcular el volumen de Gas Condensado Original en Sitio.

3.1 METODOLOGÍA

3.1.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA:

A través de la revisión de material bibliográfico como son textos, informes técnicos, tesis de grado, revistas, folletos, etc. y todo aquel material necesario para enfatizar y aclarar conceptos sobre el tema en estudio, realizándose una clasificación de información con la finalidad de facilitar el entendimiento y desenvolvimiento del estudio, así como también conocer aspectos generales del área.

3.1.2. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN:

Búsqueda y revisión del mapa base del yacimiento para realizar el conteo de los pozos, y clasificarlos según su estado: completados (activos, inactivos y abandonados), probados e interpretados. Extraer la información de las carpetas de cada pozo a través de Opendox, de los pozos completados, probados y/o producidos tomados en cuenta para el modelo dinámico. Esta información es referente a fecha de completación original, pruebas estáticas de presión realizadas, historias de producción, recopilación de análisis PVT existentes de la arena y arenas vecinas, cromatografías, etc., de cada uno de los pozos. Iniciación en el uso de la herramienta Oil Field Manager y en Centinela, para obtener reportes de la base de datos del yacimiento, historias de producción, historias de presión, y propiedades del yacimiento, tales como gravedad API y Relación Gas petróleo (RGP) ó Relación Gas Condensado (RGC). También es necesario extraer información de libros de reservas. Recopilación de información, de las arenas vecinas al yacimiento, tanto areal como verticalmente.

3.1.3. VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN:

Análisis riguroso de la información, comparando la de las carpetas de pozos con la registrada en la herramienta OFM y en los reportes de Centinela, para el caso de las historias de producción y presión, las completaciones originales, las propiedades del fluido, tales como la Gravedad API y la RGP, con la finalidad de visualizar, relacionar y analizar datos del yacimiento de manera minuciosa, y capturar cualquier comportamiento diferente entre las distintas fuentes de información. Para el caso del análisis PVT, utilizar el programa SPIYAC para la validación del mismo, y comprobar

la consistencia y la representatividad del análisis PVT. Toda esta revisión permite conocer a fondo el comportamiento de cada pozo, y en general del yacimiento, y depurar la información, ya que es de suma importancia tener confiabilidad en los datos para realizar una buena caracterización.

3.1.4. VALIDACIÓN DEL PVT:

En esta etapa se debe recopilar pruebas de análisis PVT de la arena en estudio, o verificar si existe este tipo de pruebas en arenas vecinas, y se debe revisar:

- Representatividad de la muestra. si las muestras de gas y líquido fueron tomadas a condiciones de presión y temperatura iguales, y si fueron recombinadas en una proporción volumétrica similar a la relación gas condensado medida en superficie. Se debe considerar poco confiable las pruebas que utilizan gas y líquido tomadas a diferentes condiciones de temperatura y/o presión de separador. es importante destacar que la fecha en que se tomó la muestra debe ser representativa de los fluidos originales en el yacimiento, es decir, dicha fecha sea cercana a la fecha en que inició su producción el yacimiento.
- Recombinación Matemática: El porcentaje molar de cada muestra y los del fluido recombinado se introducen en el programa SPIYAC en el módulo que se llama RECOMB2, para realizar la recombinación matemática, la cual se considerará dentro de los parámetros de validez, si el porcentaje de error arrojado para el Metano(C_1) es menor al 2% y el del Heptano(C_7^+) y componentes más pesados menor al 5%, para que además de considerar representativa la muestra, se demuestre también su consistencia. También es posible realizar la recombinación a través de una ecuación general que toma en cuenta:

$$Z_{ic} = \frac{V * Y_i + L * X_i}{V + L}$$

Donde:

Z_{ic} : Fracción molar calculada del componente i en la mezcla total.

Y_i : Fracción molar del componente i en la fase gaseosa.

X_i : Fracción molar del componente i en la fase líquida.

METODOLOGÍA

V : Moles de Gas de la muestra, lbmol.

L : Moles de Líquido de la muestra, lbmol.

- Balance molar: se calcula el número de moles de gas y de líquido en cada etapa del proceso de agotamiento, así como la composición molar de líquido y las constantes de equilibrio para cada componente de cada etapa; si algunos de estos parámetros resulta negativo en cualquier momento, el proceso de agotamiento es considerado inconsistente y, por lo tanto, no representa el comportamiento real del fluido en el yacimiento.

3.1.5. MODELO DE PRESIÓN:

De las presiones tomadas de las pruebas estáticas BHP-BHT, y previamente validadas, se realizó el cálculo para llevar estas presiones a la profundidad datum del yacimiento. Por otro lado, se hizo el cálculo para la conversión de la producción acumulada de líquidos a barriles equivalentes, tanto para el petróleo como para el agua, y se calculó el vaciamiento total (G_{ptt}), como la suma del gas producido con los barriles equivalentes de petróleo y agua respectivamente para cada fecha. Se calculó el factor de compresibilidad bifásico (Z_{2f}) mediante correlaciones (MAITA, Standing), en caso de no contar con este en el ensayo PVT. Se realizó la gráfica del modelo de presiones: P/Z_{2f} vs. G_{ptt}. y la gráfica Presión vs. t., lo que permitió evaluar la declinación de la presión. El conocer como ha declinado la presión en el yacimiento permite tener una idea de la energía con la que contaba al inicio de su explotación, y como ha sido su comportamiento hasta el presente y se puede efectuar pronósticos de producción y cambios de los esquemas de explotación vigentes, en caso de ser necesario, para obtener así el mayor recobro de las reservas, sin que se vea perjudicada la vida productiva del yacimiento.

3.1.6. ANÁLISIS DE COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN:

La data que proporcionan las pruebas de producción debe ser muy bien analizada para establecer semejanzas y/o diferencias entre la arena en estudio y las que tengan posible comunicación con ésta. Además, proporciona un preámbulo del(los) mecanismo(s) de producción presentes en el yacimiento.

METODOLOGÍA

A manera de estudiar con detalle el comportamiento del yacimiento, se debe tomar en cuenta las pruebas de cromatografía de gas, riqueza del gas, pruebas de agua, porcentajes de Agua y Sedimentos, salinidad de las muestras, y cualquier análisis de fluidos realizado a los pozos. Por otro lado se deben elaborar diferentes gráficas que muestren como se pudo ver afectado el comportamiento de producción por pozo, y en conjunto, es decir, a nivel del yacimiento. Tales gráficas deben ser: Acumulado de Fluidos vs. t, Tasas de Fluidos vs. t, RGP vs. t, Corte de Agua vs t, Q_g vs t, Número de Pozos Activos vs G_p , Número de Pozos Activos vs t.

3.1.7.CÁLCULO DEL RADIO DE DRENAJE:

Es importante conocer la extensión de la zona drenada por cada pozo, para lo cual es necesario conocer datos petrofísicos de porosidad, espesor de la arena y saturación de agua inicial; así como datos de producción como la Relación Gas Condensado, Acumulados, Gravedad API, y mediante las fórmulas correspondientes aplicar el cálculo, para así conocer la extensión del área drenada, por cada uno de los pozos en estudio.

Con el objetivo de simplificar la discusión de la producción acumulada de condensado, agua y gas, se puede realizar un mapa de burbujas con la herramienta OFM, y se podrá observar mayores radio de burbuja en los pozos que tengan mayor producción. Esta gráfica de radio de drenaje y mapas de burbujas permiten visualizar el aporte individual de cada pozo al yacimiento durante la vida productiva del mismo.

3.1.8.CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA:

Para determinar el rango de saturación de los fluidos presentes, su distribución y movilidad en el yacimiento es necesario realizar los cálculos que permitan realizar las curvas de permeabilidad relativa de sistemas de gas condensado, lo que permite conocer dentro de este tipo de yacimientos, el nivel de saturación en que el gas condensado alcance su valor crítico y adquiera movilidad dentro de la zona porosa. Para ello es necesario conocer los valores de S_{wi} , porosidad y permeabilidad del yacimiento.

Para realizar el cálculo de las permeabilidades relativas de gas y petróleo en un yacimiento de gas condensado, se pueden utilizar las correlaciones de Sampath y

METODOLOGÍA

Keighin, basadas en la ecuación de Ham, Brill y Eilerts(1972), y generar una hoja de cálculo donde se introduzcan los valores antes mencionados de S_{wi} , porosidad y permeabilidad, para calcular la Saturación crítica de condensado, y a través de la variación de los valores de Saturación de condensado y de líquido, obtener las distintas permeabilidades respectivas de cada fase, así como también su valor respectivo de saturación, para generar las curvas. Este estudio permite establecer el rango de saturaciones para la curva de permeabilidad gas – petróleo en un rango que va a estar delimitado por la saturación crítica de gas y saturación máxima de gas. Además las saturaciones permiten corroborar si el yacimiento es oleófilo ó hidrófilo, observando la saturación de agua de corte.

3.1.9. CÁLCULO DEL GCOES

3.1.9.A. MÉTODO VOLUMÉTRICO

El valor de GCOES que se obtiene a través de este método es de mucha utilidad en la determinación del volumen inicial de hidrocarburos en yacimientos nuevos, donde se necesita cuantificar reservas para la posterior planificación del yacimiento. Además es de gran ayuda en aquellos casos donde no se cuente con información de producción y presiones. Este método arroja un valor estimado del Gas Condensado Original En Sitio, en función del volumen de la roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la misma y la fracción de hidrocarburos presentes en dicha roca.

El cálculo del GCOES se realiza a través de la siguiente fórmula:

$$GCOES = 43560 * \frac{\phi * (1 - S_{wi}) * h * A}{\beta_{gc,i}}$$

Además se corroboró este valor a través de los cálculos realizados en el programa OFM.

3.1.9.b. BALANCE DE MATERIALES:

Con la finalidad de evaluar el comportamiento del yacimiento en el pasado y predecir el comportamiento futuro del mismo, de hace necesario recurrir a la Ecuación de Balance de Materiales a través de la utilización de la herramienta MBAL. Para el correcto uso de esta herramienta y para que arroje los resultados deseados, es necesario contar con data

METODOLOGÍA

confiable de los siguientes parámetros:

- Parámetros de tanque: tipo de tanque, temperatura, presión inicial del yacimiento, porosidad, saturación de agua connata, compresibilidad del agua, GCOES(calculado por el método volumétrico), y fecha de inicio de producción del yacimiento.
- Influjos de agua: para ingresar datos en esta sección, se debe conocer previamente la existencia o no de un acuífero, y en el caso de su existencia, conocer el tipo de acuífero, y dependiendo de esto, utilizar el método adecuado. Para ello se deberá conocer datos como radio del acuífero, permeabilidad del acuífero, ángulo de intrusión, relación radio del acuífero - radio del yacimiento.
- Propiedades de la roca: se debe introducir el valor de compresibilidad de la roca. En el caso de no contar con este, se puede calcular por correlaciones que el programa ofrece.
- Permeabilidades relativas: los datos requeridos son los puntos extremos, y valores máximos que los proporcionan las curvas de permeabilidad relativa de condensado, gas y agua.
- Histórico de producción: se deben introducir datos de presión, y acumulados de condensado, gas y agua, así como de inyección de gas y agua, en caso de existir, para cada fecha de historia.
- Data PVT: estos datos se refieren a presión y temperatura de separador a que fue tomada la muestra, presión de rocío, y otros datos que deben ser debidamente validados, cuando se hizo la escogencia del análisis PVT a utilizar.

3.1.10. ANÁLISIS DE DECLINACIÓN

El análisis de declinación en cualquier período de historia es una herramienta válida y poderosa para estimar comportamiento futuro. Los pronósticos de tasa vs. tiempo para pozos y para el yacimiento completo conducen a un primer estimado de reservas remanentes y finales³. Se debe graficar tasa de gas (Q_g) vs. tiempo o Gas Producido(G_p) para un período de historia y su extrapolación para un período futuro. El concepto de declinación de la tasa no tiene a nivel de yacimiento, la misma aplicabilidad que a nivel de pozos; esto se debe a que este concepto se aplica rigurosamente a aquellos períodos de tiempo en el cual permanece constante el número

METODOLOGÍA

de pozos activos y no se realizan cambios en sus condiciones operacionales mecánicas, lo cual no necesariamente se cumple en todo el período de historia del yacimiento. Por lo cual, es recomendable evaluar la declinación del yacimiento utilizando el artificio de dividir la tasa del mismo por el número de pozos-mes ó pozos-día activos, lo cual genera una tasa promedio “por pozo activo” vs. tiempo ó producción acumulada (tomando también para este caso, el hecho de que no existan mayores cambios operacionales)³.

De acuerdo a Ikoku, Dake y Ashford y Caro, la declinación de producción más común en campos de gas es la exponencial. Según este tipo de declinación, la variación de la tasa de producción con el tiempo se puede estimar por medio de la siguiente ecuación:

$$Q = Q_i * e^{-Dt}$$

Donde:

Q = tasa de producción a un tiempo t durante la etapa de producción, .

D = Declinación nominal de la tasa de producción de líquido, mes^{-1} , y se obtiene de experiencia de campo.

t = Tiempo de producción, meses.

Luego se debe comparar la declinación del yacimiento por completo y la declinación pozo a pozo, para reflejar los resultados en un mapa de grillas, y observar en este, la distribución de las reservas remanentes y las reservas recuperables por pozo completado en el yacimiento.

3.2.DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS UTILIZADAS

Para búsqueda de información:

3.2.1.SISTEMA COMPUTARIZADO CARPETA DE POZOS(OPENDOX)

Permite ejecutar en menor tiempo la búsqueda de la información requerida (completaciones originales, trabajos de RA/RC, análisis de muestras, etc.), estas carpetas permiten llevar un seguimiento del pozo desde su completación inicial hasta la actualidad.

3.2.2.CENTINELA

Actualiza información manejada desde el pozo hasta las estaciones de flujo.

3.2.3.BASE DE DATOS DEL OIL FIELD MANAGER

Permite extraer reportes con información que se encuentra almacenada en la base de datos oficial de PDVSA, llamada Finder.

Los Software utilizados:

3.2.4.SPIYAC

Es un software que contiene varios módulos que permiten realizar desde la caracterización termodinámica de los fluidos presentes en el yacimiento, hasta una corrida de balance de materiales, y la elaboración de curvas de permeabilidad relativa. Es de gran utilidad para la validación de análisis PVT, mediante un modulo llamado RECOMB2 que da resultados de la recombinación matemática de los % molar tanto de gas como de líquido, y un valor de el error experimental de cada uno de los componentes.

3.2.5.OIL FIELD MANAGER

Es un sistema integrado que permite trabajar con una amplia variedad de tipos de datos para observar tendencias, identificar anomalías, pronosticar producción, mediante gráficas y análisis de declinación de producción. Esta aplicación desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar, y analizar datos de producción y yacimiento. Además, permite analizar pozos y campos, y estimar, a través del programa, administración de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento, Balance de Materiales, etc.

3.2.6MBAL - BALANCE DE MATERIALES

La función principal de este sistema es someter la información del yacimiento suministrada por el usuario, a la ecuación de balance de materiales, analizando al yacimiento como un tanque, estimando volúmenes originales en sitio, los métodos de producción del yacimiento, tipo de acuífero, etc.

La información suministrada se basa en las historias de producción e inyección de fluidos, así como la historia de presión, cotejando toda esta información a través de dos métodos: el método gráfico, el cual proporciona los valores de Volumen Original en sitio, y propiedades del acuífero en caso de su existencia; y el método analítico, usado para encontrar la mejor aproximación matemática para el modelo dado, con lo cual se podrá cotejar los datos del yacimiento y el acuífero, para obtener el mejor modelo que se adapte a las condiciones del yacimiento; además cuenta con 2 secciones que realizan la gráfica de energía, que permite visualizar el comportamiento de los mecanismos de producción del yacimiento, y la gráfica de intrusión de agua adicional, que permite mediante la variación del radio adimensional, ajustar el mejor modelo de acuífero.

Además de los datos que se deben suministrar antes mencionados, este análisis requiere de otros datos de entrada, entre los que se encuentran: datos de permeabilidades relativas, datos PVT (si no existen, los genera), además de datos básicos del yacimiento como la gravedad API del crudo, la gravedad específica del gas en el separador, etc.

CAPÍTULO 1

GEOLOGÍA LOCAL

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

CAPÍTULO 4

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

APÉNDICE A

ECUACIONES UTILIZADAS

APÉNDICE B

MAPAS

4.1.DEFINICIÓN DEL ÁREA

4.1.1.YACIMIENTO RG-135,ARENA CO-CU:

El yacimiento RG-135, arena CO-CU se encuentra ubicado en sentido noreste del cuadrángulo superior derecho del Campo Santa Rosa, perteneciente al Área Mayor de Anaco (AMA). La arena Colorado C Superior(CO-CU) del miembro Colorado de la Formación Oficina pertenece al Mioceno Inferior a Medio, y originalmente fue interpretado como yacimiento de Gas Condensado con un contacto condensado agua original (CCAO) a -11200 p.b.n.m.. El yacimiento RG-135 cuenta con un área oficial de 1913 acres y un espesor oficial promedio de arena de 9 pies.

El yacimiento fue descubierto en Diciembre de 1966 a través del pozo RG-135, reportándose una presión inicial de 4500 lpca, temperatura de yacimiento de 262 °F, Gravedad API de $46,5$ ° y una Relación Gas Condensado inicial de 12500 PCN/BN.

El yacimiento está atravesado por un total de 10 pozos, de los cuales 6 están interpretados como condensado, y los 4 restantes se encuentran completados productores, encontrándose solo uno de ellos activo, por flujo natural a través de la tubería de producción (PTN). Según datos oficiales de reservas, el yacimiento cuenta con un Gas Original en Sitio (GOES) de 79,5 MMMPCN y un Condensado Original en Sitio (COES) de 6,6 MMBN, con Reservas Recuperables de Gas de 72,2 MMMPCN y reservas de crudo de 2,5 MMBN, acumulando hasta Marzo de 2002, 76,9 MMMPCN de gas y 2,3 MMBN de condensado, motivo por el cual se hace necesaria realizar una nueva caracterización tanto dinámica como estática al yacimiento RG-135 ya que los fluidos producidos no pueden ser mayor a los recuperables (Reservas Remanentes de gas de $-4,7$ MMMPCN y reservas remanentes de crudo de 0,187 MMBN).

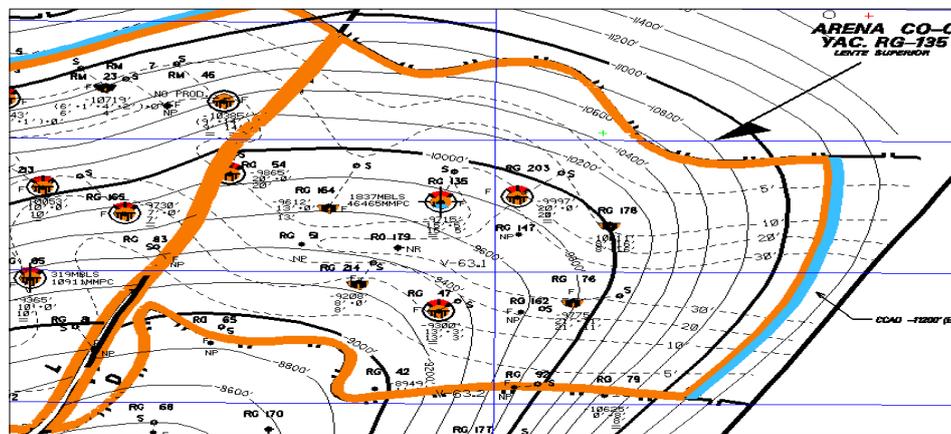


Fig 4.1.1. Mapa Isópaco-Estructural, Yacimiento RG-135

4.1.2. YACIMIENTO RM-5, ARENA CO-CU:

El yacimiento RM-5, Arena CO-CU, se encuentra ubicado adyacente al yacimiento RG-135, separados por una falla considerada sellante originalmente, demostrándose lo contrario (No sellante), según nueva interpretación sísmica 3D del Campo Santa Rosa, por lo que se realizó un nuevo modelo estático a través de secciones estructurales y estratigráficas donde se evidenció una posible conexión con el yacimiento RG-135. Este yacimiento fue descubierto en Junio de 1967, al completarse el pozo RM-5 con presión inicial de 4740 lpsca, temperatura de yacimiento de 273 °F, Gravedad API de 59,8° y una Relación Gas Condensado oficial de 8000 PCN/BN. Este yacimiento está interpretado oficialmente como gas condensado, con un contacto condensado agua original (CCAO) a -11200 p.b.n.m..

El área oficial del yacimiento es 2581 acres y un espesor promedio de 14 pies. Posee un total de 12 pozos, de los cuales 5 se encuentran interpretados condensado, y el resto de ellos, completados como productores, siendo drenado el yacimiento a través de 3 pozos activos actualmente. Los datos oficiales de reservas reportan un GOES de 79,3 MMMPCN y un COES de 9,9 MMBN, con reservas recuperables de gas 75,3 MMMPCN y 4,01 MMBN de condensado, habiéndose acumulado hasta Marzo del 2002, 70,4 MMMPCN de gas y 3,04 MMBN de condensado, encontrándose entrampadas aún en el yacimiento 4,9 MMMPCN de gas y 0,97 MMBN de condensado.

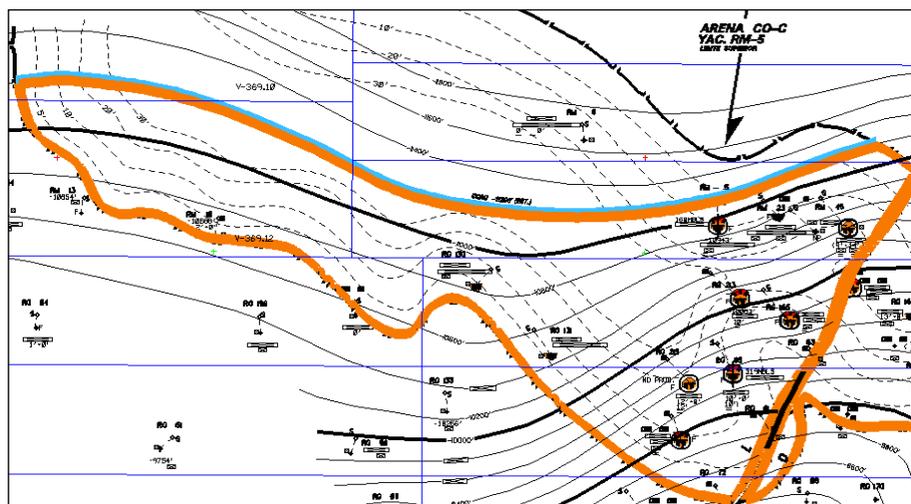


Fig 4.1.2. Mapa Isópaco-Estructural, Yacimiento RM-5

4.2. PVT

Para lograr la mejor caracterización de las condiciones iniciales de los hidrocarburos en el yacimiento, se necesita la revisión detallada de las características termodinámicas de los fluidos presentes en el mismo, para ello se debe contar con una prueba PVT, que no es más que un análisis a una muestra de fluido extraída del yacimiento sometida a sus condiciones iniciales de Presión, Volumen y Temperatura. Debido a que no se realizó un análisis de este tipo para el yacimiento en estudio, se revisó la data de este tipo de análisis en la arena vecina, donde se encontró una prueba hecha al pozo RM-45 tomada en Diciembre del año 1999, 32 años después del inicio de producción de este pozo, por lo que se consideró la prueba como no representativa de los fluidos originales presentes en el yacimiento. Además sería recomendable no limitar el estudio a una sola prueba hecha a un pozo, a menos que el yacimiento sea pequeño en dimensiones y el pozo al que se le haya tomado la prueba se encuentre ubicado en la zona central del mismo. Es por estas razones que se decidió generar un nuevo PVT denominado PVT sintético a través de correlaciones. Antes de empezar a realizar los cálculos, pudo ser verificado que en los 2 yacimientos existe el mismo fluido, a través de 2 cromatografías existentes de pozos pertenecientes a cada yacimiento en fechas muy cercanas, pudiéndose constatar la existencia de una misma acumulación de fluidos.

En primer lugar se realizaron cálculos básicos como peso molecular de condensado mediante la fórmula de Cragoe, gravedad específica del condensado con la fórmula donde se utiliza la $^{\circ}\text{API}$, peso molecular de gas, y para este cálculo se debe conocer gravedad específica inicial del gas, gravedad específica del gas condensado, y propiedades pseudocríticas del yacimiento calculadas en base a la gravedad específica del condensado, para luego proceder a realizar el cálculo de las propiedades pseudoreducidas.

El porcentaje de Heptanos (C_{7+}) se calculó con la correlación de Marrufo-Maita-Him_Rojas, utilizando el valor de RGC_i y la gravedad específica del gas. Utilizando rangos entre 0,37% y 15,15% para el porcentaje de C_{7+} , $^{\circ}\text{API}$ entre 39 y 61 $^{\circ}$, así como una temperatura comprendida entre 160 y 352 $^{\circ}\text{F}$, se procede a calcular a través de las correlaciones antes mencionadas, la presión de rocío del yacimiento, que también puede ser calculada o estimada a través de las correlaciones de Nemeth y Kennedy, pero por

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

no contar con los valores de porcentaje molar de cada componente, no se pudo usar esta correlación. A pesar de existir otras correlaciones para el cálculo de la Presión de Rocío, solo fueron consultadas las mencionadas anteriormente, dado que son las más utilizadas y confiables para siete tipos de fluido. Según estudios por McCain a varios análisis PVT, este estimó que el valor de %C₇₊ para un yacimiento de gas condensado retrógrado debe ser menor a 12,5%, lo que verifica y corrobora la confiabilidad de que el fluido en estudio se trata de gas condensado. La presión de rocío calculada arroja un valor de 3301 lpc, el cual es menor a la presión inicial estimada a través del modelo de presiones del yacimiento, por lo que se supone que se trata de un yacimiento que se encontraba originalmente únicamente en fase gaseosa.

Para el cálculo del factor de compresibilidad (Z), se utilizó el nomograma de Standing y Katz para el rango comprendido entre la presión inicial y la presión de rocío, ya que durante este período se está suponiendo que todo era gas dentro del yacimiento, y a partir de la presión de rocío se procedió a utilizar la correlación de Rayes-Piper-McCain, que basa el cálculo de este factor en función de constantes (Ver en el Apéndice A_Formulas) y las propiedades pseudoreducidas del yacimiento. El valor inicial del Z es de 0.995.

Luego de haber obtenido el valor de Z, se calcula el factor volumétrico de Gas Condensado en base a la Presión, Temperatura y Factor de compresibilidad del gas inicial (calculado anteriormente). Este valor corresponde a 0,002 PCY/PCN.

A pesar de no contar con los resultados de una prueba que de a conocer el volumen de condensado retrógrado, se sabe que, generalmente la condensación retrógrada máxima en un yacimiento de gas condensado retrógrado, oscila entre un 10 y un 20%, y por lo general el líquido condensado es móvil a valores de saturación crítica cercanos a 30%, por lo que puede aseverarse cuando existe una prueba PVT donde se observe los valores o porcentajes de condensación retrógrada, entonces el condensado no poseerá movilidad dentro del yacimiento. El programa MBAL posee un módulo donde se muestra el comportamiento de propiedades PVT tales como viscosidad del gas, densidad del gas, factor Z, factor volumétrico de gas, entre otros.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

La figura 4.2.1. presenta disminución de la presión produciendo un decremento de la viscosidad, debido a la disminución de la distancia intermolecular en el crudo por efecto de la compresión, y a medida que el gas sea más pesado, mayor será su viscosidad.



Fig 4.2.1. Comportamiento de la Viscosidad del Gas en Función de la Presión

La figura 4.2.2. muestra un aumento de la presión reflejando una disminución en el factor volumétrico del gas, este es un factor que relaciona el volumen de gas en el yacimiento a un volumen de la misma masa de gas en superficie a condiciones normales.

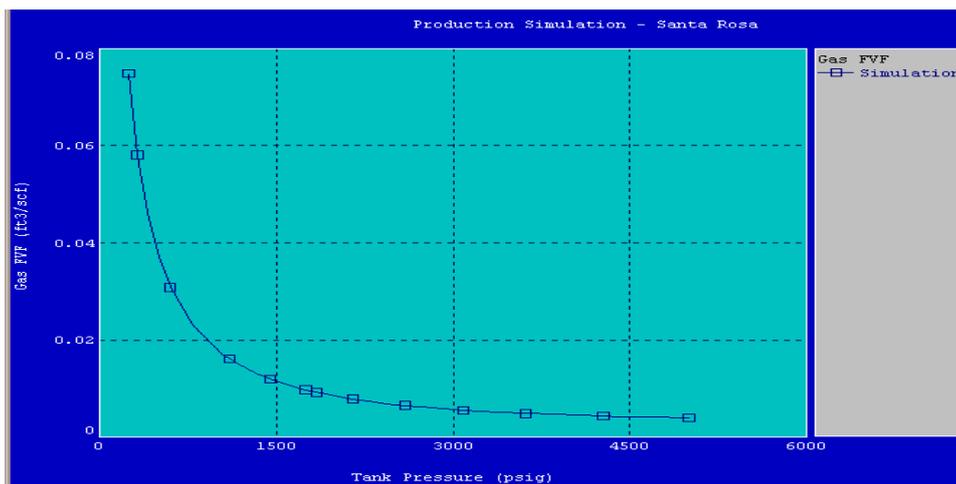


Fig.4.2.2. Comportamiento del Factor Volumétrico del Gas en Función de la Presión

4.3 MODELO DE PRESIONES

El modelo de presión se realizó con los datos recolectados de la revisión en las carpetas de pozo, en donde se hallaron las pruebas de presión estáticas BHP-BHT, a las cuales se les validaron los gradientes de pozo, y luego de haber calculado el gradiente de yacimiento; fueron llevadas estas presiones de la profundidad de medición a la profundidad Datum del yacimiento. Estas presiones fueron luego cargadas al proyecto OFM para realizar gráficas de Presión vs. Tiempo y vs. Producción Acumulada para detallar el análisis de posibles anomalías y cálculo de volúmenes originales en sitio y reservas. El yacimiento comenzó a ser drenado en Enero de 1967, siendo tomada la primera prueba de presión en Mayo de 1968 con un valor corregido al Datum (10100 pies) de 4444 lpca, lo que representa una caída de presión desde la presión inicial calculada, de un poco mayor a las 500 lpca, con una producción acumulada de gas producido total (gas producido + líquido equivalente en PCN) de 8MMMPCN. El gradiente de yacimiento calculado es de 0,1368, y se encuentra en el rango de gradiente de yacimiento de gas condensado.

La gráfica 4.3.1, muestra el comportamiento de presión y su variación con respecto al acumulado de producción del yacimiento (Vaciamiento Total), obteniéndose un comportamiento de dos tendencias, la primera donde se observa una caída más fuerte de presión y luego a partir de 3450 lpca empieza la presión a declinar de manera menos pronunciada y es donde aparece la segunda tendencia, con pendiente menor a la primera.

Este cambio apreciable en el comportamiento de presión se asume que puede estar relacionado con la presión de rocío del yacimiento, ya que a partir de este momento se empieza a formar líquido retrógrado en el mismo, por lo que se atenúa la caída de presión, para corroborar esta información se hace necesario referirse a la gráfica de tasa real de condensado vs. tiempo donde se observa la fuerte caída de producción en la tasa de condensado para la fecha donde se estima alcanzó el yacimiento la presión de rocío.

En la gráfica 4.3.1, se puede notar que el yacimiento no ha está afectado por ninguna fuerza externa, tal como inyección de fluidos, o influencia de un acuífero, ya que la

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

caída de presión, muestra una declinación normal de un yacimiento que ha producido durante toda su vida por flujo natural.

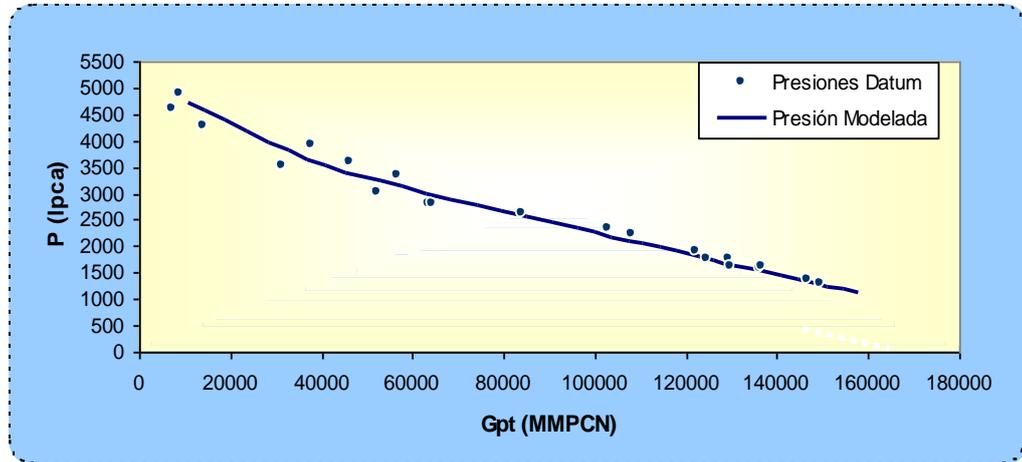


Fig 4.3.1. Gráfica P vs. Gpt

Cuando se extrapola la curva, se observa un valor de presión inicial de 5100 lpcas y se estima una presión actual de 1100 lpcas.

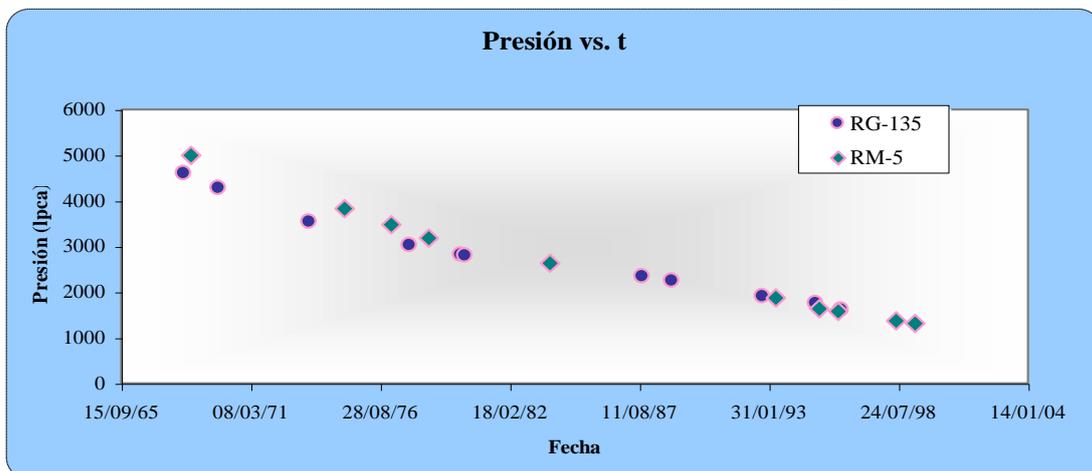


Fig 4.3.2. Gráfica P vs. t

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El gráfico de Presión vs. producción acumulada de gas, es muy útil dado que tiende a eliminar algunas distorsiones que exhibe el gráfico presión versus tiempo, como por ejemplo los períodos del cierre que en la gráfica contra producción acumulada no se reflejan. Sin embargo, la gráfica en el tiempo, permite apoyar estimados y/o mediciones que se tengan de la Presión inicial (Fig. 4.3.2).

Finalmente se observa en la figura 4.3.3, el gráfico de P/Z_2f vs. $G_{p,t}$, método que será utilizado posteriormente para el cálculo de reservas.

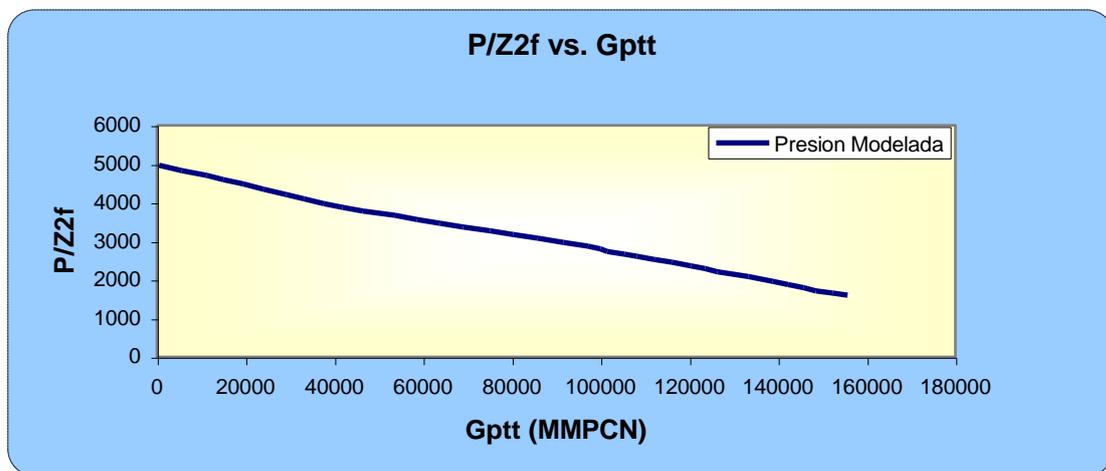


Fig 4.3.3. Gráfica P/Z_2f vs. $G_{p,t}$

4.4 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

Dado el precedente del modelo estático, en que el yacimiento en estudio pudiese estar comunicado con el yacimiento RM-5, se decidió realizar la discusión en dos fases, donde la primera sirva de un análisis comparativo entre estos 2 yacimientos, con la finalidad de validar la posible comunicación a través de las posibles semejanzas en el comportamiento de la producción de estos 2 yacimientos, ya que pudo ser también verificado a través del análisis de presión, con las pruebas de presiones de los 2 yacimientos llevadas a un datum común, donde se observó gran semejanza en el comportamiento.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En la gráfica 4.4.1, se puede observar claramente, desde el inicio de la producción de cada yacimiento; que además es casi simultáneo, ya que el Yacimiento RM-5 fue puesto en producción apenas 5 meses después del yacimiento RG-135; que la declinación de la tasa de condensado es muy brusca hasta mediados del año 1976, observándose a la vez que las tasas de gas en este período no son muy altas, comparándolo con las tasas que siguen a través de su vida productiva.

A partir de mediados de 1976 la tasa de condensado empieza a disminuir notoriamente, mientras que la tasa de gas va aumentando. Cercana a esta fecha o incluso un poco antes puede suponerse que el yacimiento alcanza su presión de saturación, por lo que se empieza a producir menos líquidos, debido a que se está quedando como líquido retrógrado en el yacimiento, y la tasa de gas aumenta, ocasionando cambios notables en los valores y comportamiento de la Relación Gas Condensado.

En la 3era ventana del gráfico es apreciable que el corte de agua acumulado para los 2 yacimientos se comporta prácticamente igual, arrojando valores sumamente bajos, lo que refleja la poca o casi insignificante actividad del acuífero.

Una vez hecha la comparación entre los dos yacimientos, en donde se observó comportamientos muy similares, se decidió unir la data de producción, para realizar un solo estudio más detallado de los yacimientos como una sola unidad hidráulica.

De la gráfica 4.4.2, se observa que la actividad del yacimiento, nunca se vio interrumpida, desde el inicio de producción a través del pozo RG-135, siempre mantuvo al menos 3 pozos activos, llegando a alcanzar un máximo de pozos abiertos a producción de 6, desde Enero de 1988 hasta finales del año 1992.

En el período de Diciembre de 1966 hasta Junio de 1976, el yacimiento alcanzó una tasa máxima de 1493 BPPD y tasa mínima de condensado de 267 BPPD, resultando de este período un valor promedio de 813 BPPD, mientras que de gas un promedio de 12011 MMPCND, limitado este valor por un rango entre 4115 y 19121, como tasas mínimas y máximas respectivamente.

A partir de Julio de 1976 hasta Enero de 1986, la tasa de condensado disminuye hasta un promedio de 389 BPPD, lo que representa menos de la mitad que tenía al primer período, con tasa de 619 y 200 BPPD, máximo y mínimo respectivamente, y un promedio en la tasa de gas superior al anterior, de 15336 MPCND, alcanzando la mayor

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

tasa del período e incluso del yacimiento en 25773MPCND, y una tasa mínima de 10145 MPCND.

En el tercer periodo que abarca desde Febrero de 1986 hasta Diciembre de 1992, el yacimiento tiene el máximo numero de pozos activos, pero aun así con tasa promedio de gas menor al período anterior de 9886 MPCND y de condensado de 244 BPPD.

El cuarto y último período es donde se alcanza la menor tasa de condensado en toda la vida activa del yacimiento de 81 BPPD, y una tasa mínima de gas de 2908 MPCND, con promedios de 229 BPPD y 10313 MPCND, de condensado y gas respectivamente.

Al analizar la gráficas de corte de agua acumulado, se observa que llega a un valor máximo de 0,1 ó 10%, que si se compara con la producción acumulada de condensado de 5372874 BLS y la producción acumulada total de agua del yacimiento de 590899 BLS y se hace un cálculo de Relación Agua Petróleo, efectivamente arroja un valor de 0,1098 ó 11 %, lo que refleja que el acuífero asociado a la arena no le aporta energía al yacimiento o es de muy poca actividad.

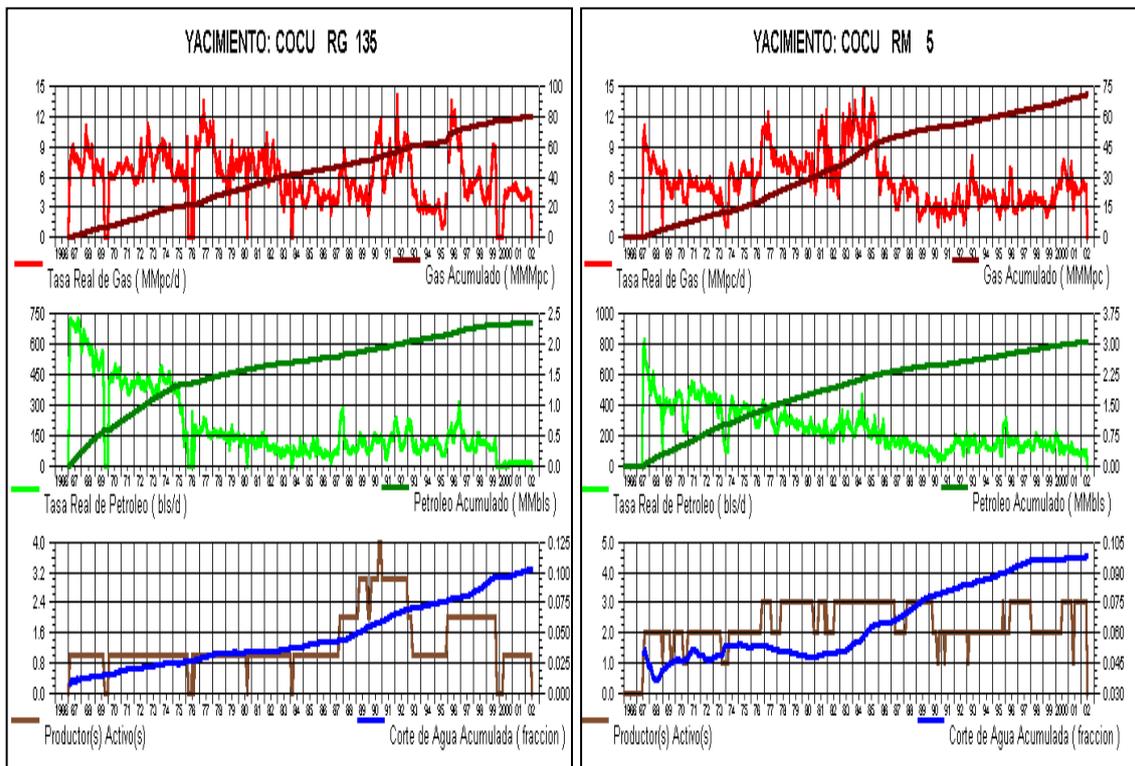
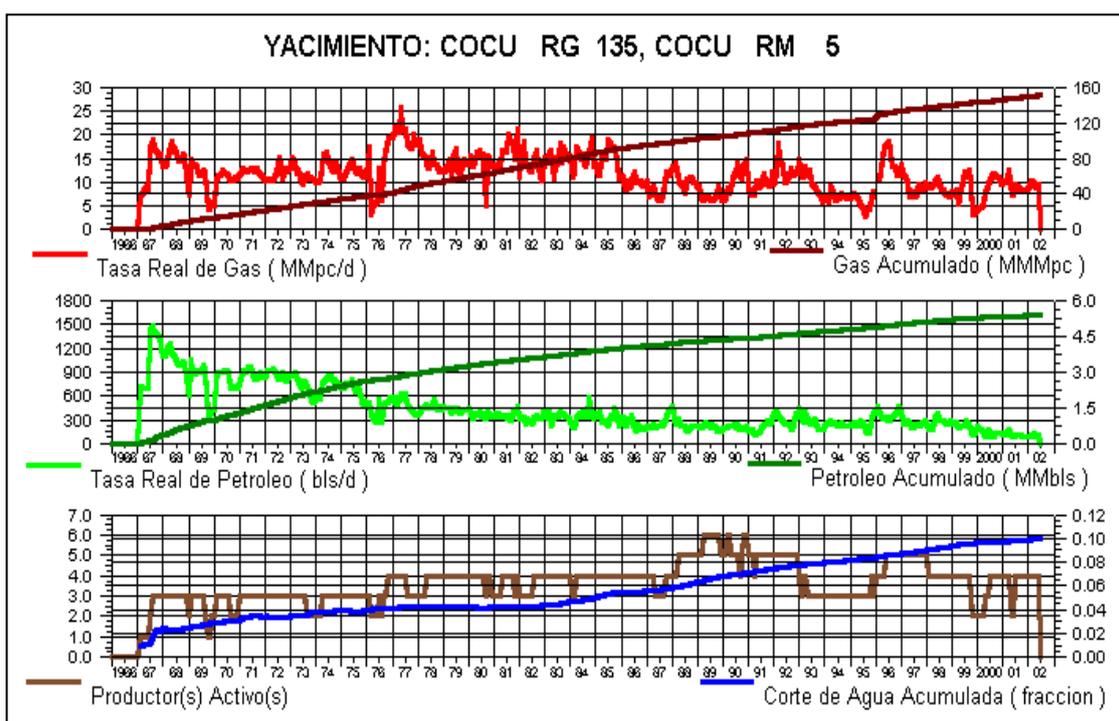


Fig 4.4.1. Análisis del Histórico de Producción

DISCUSIÓN DE RESULTADOS



Las últimas pruebas realizadas a los pozos rigen el estado actual de los mismos, por no contar con pruebas de producción actuales, las cuales se muestran a continuación:

POZO	C	ARENA	FECHA	EDO	MET	BBPD	BNPD	MPC_GF	RGP	AYS	API	P_C	EF
RG 47	5	COCU RG 135	15/09/92	EH	N	17	11	4516	99999	37	48.2	980	RS02
RG 54	4	COCU RG 135	13/08/00	PT	N	48	19	4082	99999	60	51.44	1050	RS03
RG 77	1	COCU RM 5	11/07/01	PT	N	49	36	1838	51056	23	48.1	300	RS03
RG 85	1	COCU RM 5	01/02/87	AE	N	43	39	587	15051	10	63.2	620	RS03
RG 135	1	COCU RG 135	01/10/89	AW	N	64	50	2733	54660	22	48.7	1700	RS03
RG 165	1	COCU RM 5	05/07/01	PT	N	12	8	1632	99999	33	46.3	400	RS03
RG 203	1	COCU RG 135	01/07/99	EZ	N	108	53	3403	64208	50	51.88	1000	RS03
RG 213	2	COCU RM 5	01/02/90	EZ	N	9	8	560	70000	8	47.8	240	RS03
RM 5	1	COCU RM 5	07/08/73	AM	N	110	106	613	5782	4	43.6	240	RS06
RM 45	3	COCU RM 5	12/07/01	PT	N	73	66	1188	18000	5	48.5	570	RS03

Tabla 4.4.1. Últimas Pruebas de los Pozos Pertenecientes al Área en Estudio

La Relación Gas Condensado se obtiene de dividir la producción total diaria de gas de los pozos productores entre la producción total diaria de condensado, y para conocer la variación del comportamiento de esta variable de producción, se hace necesario realizar las gráficas de RGC versus tiempo y versus producción acumulada.

La relación gas condensado inicial del yacimiento se estima según la gráfica de RGC vs. tiempo en 13000 PCN/BN, y se mantiene aproximadamente constante hasta el año de 1975 con un valor promedio de 16000 PCN/BN. Luego durante el período entre 1976 y

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

1993 alcanza un valor promedio cercano a 60000 PCN/BN debido a las altas tasas de gas en el yacimiento en ese período, con una tasa máxima de gas de 13986 MPCND.. Luego de este período se revierte la producción alcanzando las tasas más bajas de con valor promedio de la variable RGC de 30000 PCN/BN. Luego aumenta el valor promedio a un valor apenas mayor a los 60000 PCN/BN.

En conclusión, se observa claramente de la gráfica como la tasa de gas aumenta progresivamente mientras que la tasa de condensado disminuye drásticamente, y es en el inicio de este cambio drástico donde aumenta a por encima de los 40000 PCN/BN, por lo que se puede inferir que la Presión de inicial está por encima de la presión de rocío del yacimiento, encontrándose el yacimiento inicialmente únicamente en fase gaseosa.

El gráfico de RGC vs. producción acumulada, resulta también de gran utilidad tal como el de RGC vs. Presión, ya que de estos se pueden derivar observaciones tales como: validación por comportamiento de los estimados de presión de rocío.

En la gráfica versus presión se observa que a medida que disminuye la presión, la RGC aumenta, y se hace más notable este cambio, a presiones menores a la presión de rocío, debido a tasas más bajas de condensado, que resultan de los líquidos retrógrados que en vez de ser producidos, se quedan en el yacimiento y no pueden ser recuperados.

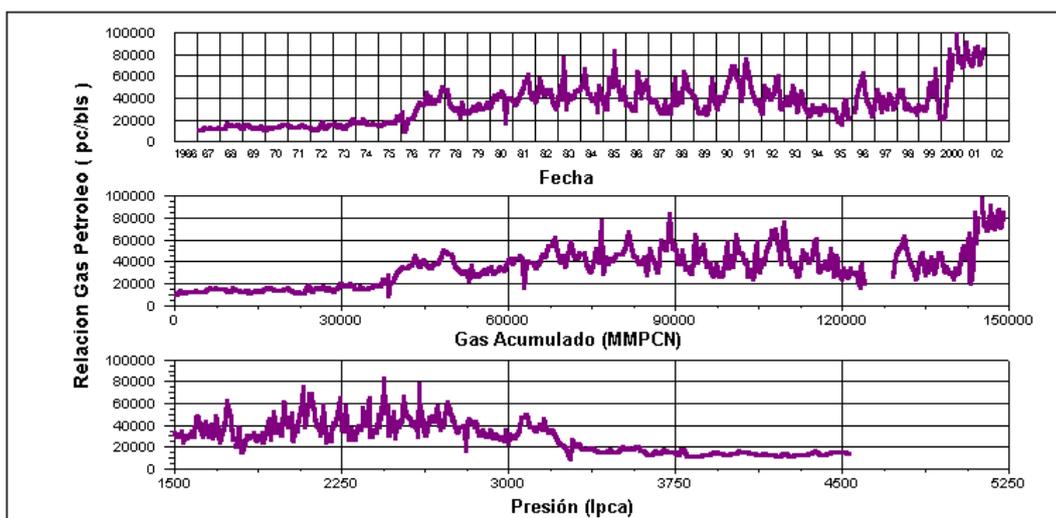


Fig 4.4.3. Comportamiento de la Relación Gas Condensado

4.5.PRODUCCIÓN ACUMULADA

4.5.1. Petróleo Acumulado en función del tiempo:

Para visualizar estos datos se realizaron los mapas de celdas y de burbuja, con el objetivo de apreciar la producción acumulada por pozo, así como la gráfica de tasa y acumulado

contra tiempo, donde se observa como declina considerablemente la producción con el tiempo en el primer período. El mayor acumulado de condensado como bien puede observarse fue a través del pozo RG-135, con un acumulado total de 1837202BLS, teniéndose actualmente como acumulado total del yacimiento 5.391 MMBLS, el cual es un valor considerable, dado que el factor de recobro para condensado oficial de este yacimiento es de 41%, y el recobro actual refleja un valor de 40%, por lo que se estima que el yacimiento está próximo a llegar a sus reservas recuperables. A continuación se muestran las diferentes gráficas de comportamiento de producción por pozo y yacimiento.

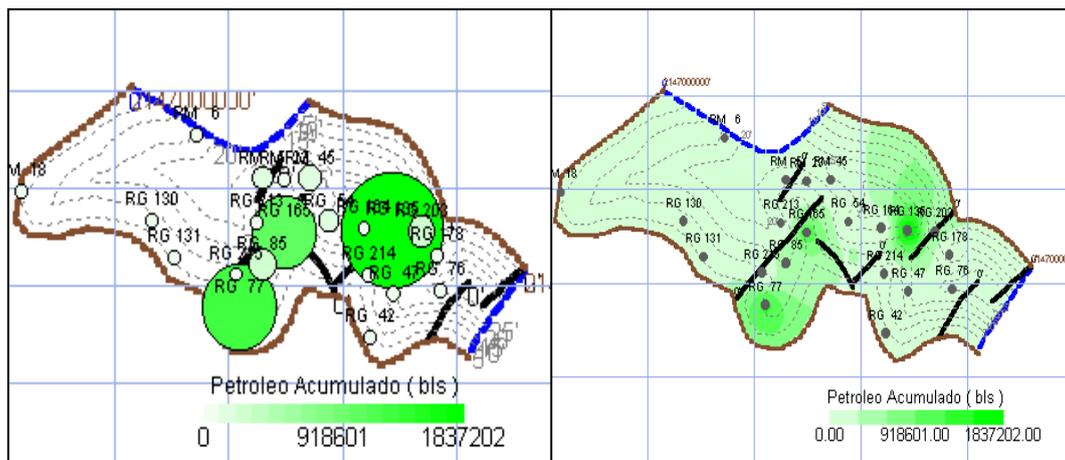


Fig 4.5.1. Mapa de burbuja y de grilla de Petróleo Acumulado

4.5.2. Gas Acumulado en función del tiempo:

La tasa de gas no sufre una fuerte declinación a través de la vida productiva del yacimiento, alcanzándose las mayores tasas luego que el yacimiento alcanza la presión de saturación, siendo el yacimiento mayormente drenado a través de los pozos RG-77,

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

RG-135 y RG-165. El pozo que reúne mayor acumulado de gas es el RG-135 con un total de 46,464 MMMPCN, y se cuenta con un total acumulado para el yacimiento de 148.125 MMMPCN. El yacimiento está siendo drenado actualmente a través del pozo RG.54 con una tasa de gas de 4,499 MMPCND. El Factor de Recobro oficial de este yacimiento es de 93 % con Reservas Recuperables de 147,482 MMMPCN, por lo que se estima además que el yacimiento se encuentra muy cercano a la presión de abandono.

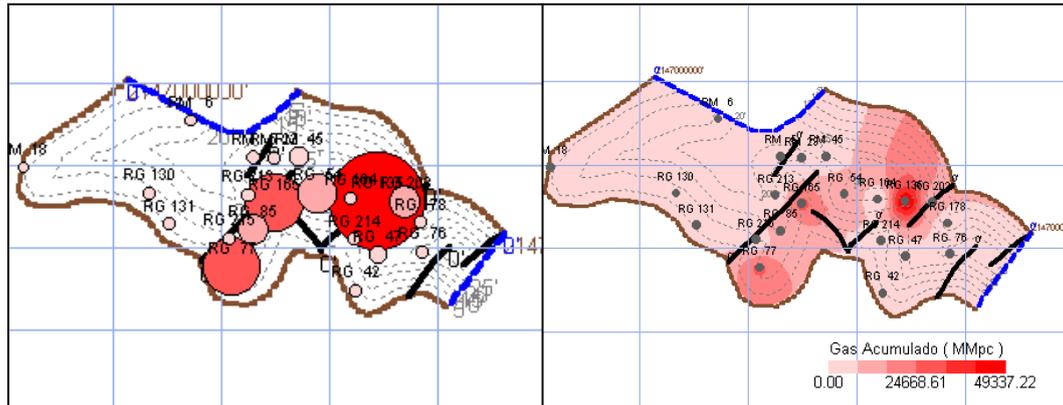


Fig 4.5.2. Mapa de burbuja y de grilla de Gas Acumulado

4.5.3. Agua Acumulada en función del tiempo:

La producción acumulada de agua ha alcanzado hasta la fecha 0.59 MMBLS, agua que proviene principalmente del pozo RG-77. El agua producida por el yacimiento, es probable que sea agua de condensación, ya que si se analiza el corte de agua a nivel del yacimiento, la producción de agua total no alcanza un porcentaje de agua mayor a 10% con respecto a la producción acumulada de condensado, lo que es indicativo de que el agua no proviene del acuífero asociado, lo que será discutido con más detalle en el análisis del balance de materiales, en la parte de los mecanismos de producción.

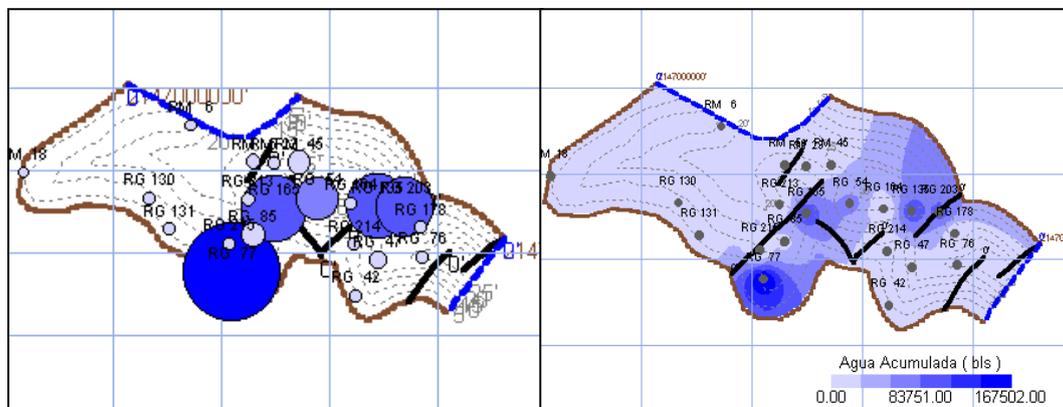


Fig 4.5.3. Mapa de burbuja y de grilla de Agua Acumulada

4.6. RADIO DE DRENAJE

El radio de drenaje o radio de burbuja permite tener una idea de la zona que ha sido drenada por cada pozo para lograr sus acumulados de producción, para lo que es muy importante resaltar que la petrofísica representa un papel muy importante en este cálculo, que está basado en la concepción de una formación uniforme y líneas de flujo radiales. El mapa de burbuja representado en la figura muestra en forma cualitativa como han sido drenadas las diferentes zonas del yacimiento. Los pozos con mayor radio de drenaje son el RG-77, RG-135 y RG-165, tal y como era de esperarse, ya que son los pozos con mayor volumen acumulado de hidrocarburos. Los datos calculados a través de la fórmula de radio de drenaje, y los calculados por OFM son muy cercanos, con diferencias de bajo porcentaje.

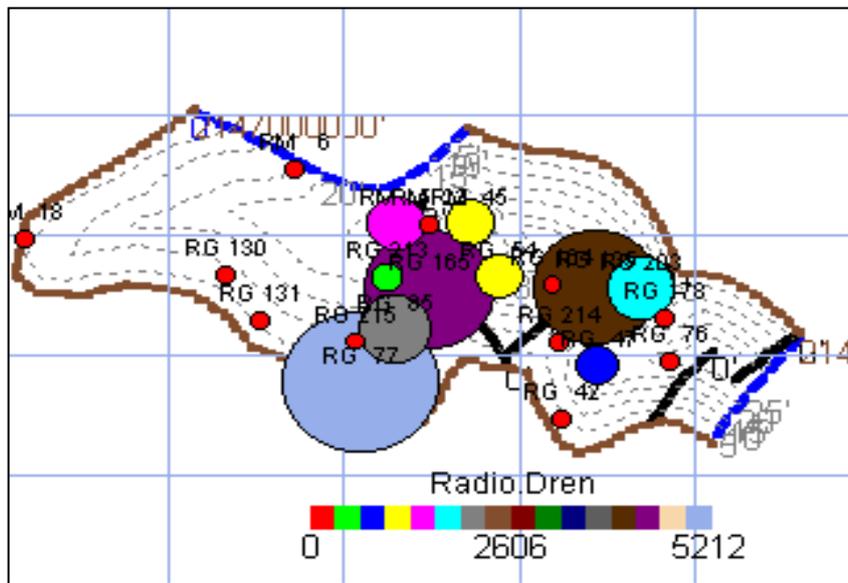


Fig 4.6.1. Mapa de Radio de Drenaje

4.7. CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

Para construir las curvas de permeabilidades relativas es imprescindible contar con los valores petrofísicos pertinentes tales como la saturación de agua irreducible, saturación

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

de agua inicial, saturación de gas residual, y saturación crítica de condensado, si el yacimiento es de gas condensado, tal como es el caso en estudio, y para realizar el cálculo de este último valor, los datos de porosidad y permeabilidad promedio del yacimiento.

Después de hacer el análisis de resultados obtenidos con el uso de correlaciones existentes tales como CORPOVEN TOTAL, Corey, y otras, se decidió utilizar las Ecuaciones de Corey, las cuales fueron desarrolladas basándose en estudios de permeabilidad gas-agua, el cual sería el más representativo de un yacimiento de gas condensado con poca o insignificante intrusión de agua. También se utilizó las correlaciones de Sampath y Keighin, que son modificaciones de la ecuación de Corey, que permiten expresar la permeabilidad relativa al gas en función de la saturación de líquido, permitiendo observar la reducción de la permeabilidad relativa al gas producida por la acumulación de agua o condensado en los poros de la arena.

El valor estimado de saturación de agua inicial (S_{wi}) calculado de un promedio ponderado por espesor a través de los datos suministrados por la petrofísica es de 11 % y el valor de saturación de gas residual se calculó a través de la ecuación de Land y es de 0.29.

En el gráfico 4.7.1, realizado con los valores de la tabla 4.7.1, se puede observar que la fase mojante está representada por el agua, es decir que el yacimiento es hidrófilo, ya que para un valor de saturación de agua del 50% el valor de permeabilidad relativa al gas (K_{rg}) es mayor que el valor de permeabilidad relativa al agua (K_{rw}), lo cual se sugiere del solo hecho de que la roca nunca es mijada por gas, y la roca se hará preferencialmente mas permeable al gas que al agua.

S_w	S_g	S^*	K_{rl}	K_{rg}
0.382	0.618	0.000	0.000	1.000
0.400	0.600	0.055	0.000	0.891
0.450	0.550	0.210	0.002	0.596
0.500	0.500	0.365	0.018	0.349
0.550	0.450	0.521	0.074	0.167
0.600	0.400	0.676	0.209	0.057
0.650	0.350	0.832	0.478	0.009
0.700	0.300	0.987	0.949	0.000
0.704	0.296	1.000	1.000	0.000

Tabla 4.7.1. Correlación de Corey para Gas y Agua

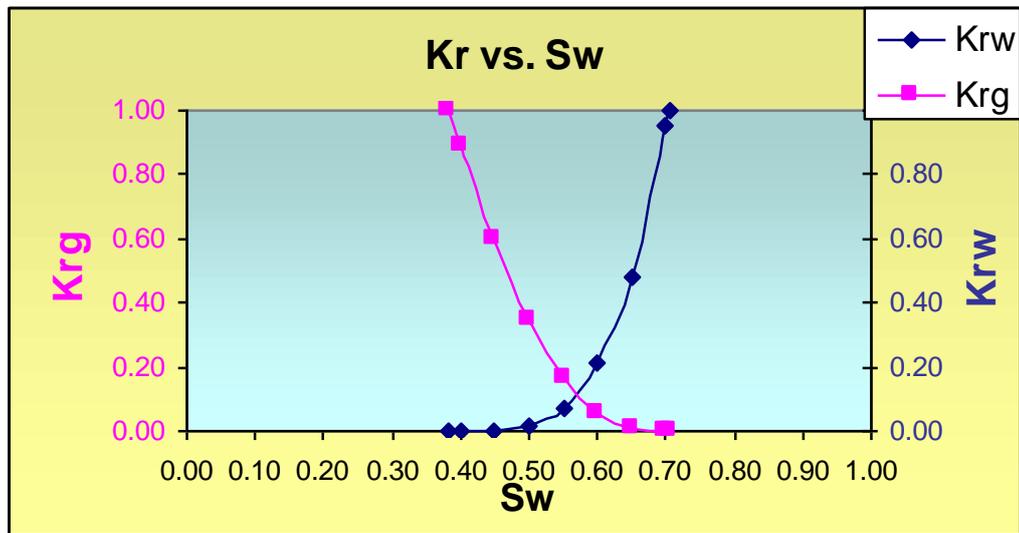


Fig 4.7.1. Curvas de Permeabilidad Relativa Corey

La ecuación original de Corey(1951) ha sido modificada por muchos investigadores. En 1982 Hornapour y colaboradores la modificaron a una forma general, para la cual es necesario conocer los valores extremos de las curvas de permeabilidad relativa, como lo son las saturaciones residuales y los valores máximos de permeabilidad.

Los valores de K_{rwmax} y K_{rgmax} sugeridos por Mahiya¹² fueron los que se utilizaron

en este trabajo para realizar los cálculos de la ecuación general sugerida por Hornapour. Los exponentes de cementación de Corey, n_w y n_g , para K_{rg} y K_{rw} respectivamente definen la concavidad de la curva, por lo que para valores mayores de 1, la curva será concava hacia arriba, para valores menores de 1 cóncava hacia abajo, y para valores iguales a 1 la curva estará representada por una recta. En la gráfica 4.7.2 se observa al igual que en la gráfica anterior que el punto de intersección es el mismo, difiriendo solo en el comportamiento después de dicha intersección debido a la restricción que se crea para indicar los puntos máximos. El valor donde se cruzan las curvas es de 0,56 ó 56% aproximadamente, valor que se encuentra muy cercano al parámetro de corte de la saturación de agua ó Cut Off que es de 0,53 ó 53%, lo que es indicativo de que para

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

valores mayores ó iguales al antes mencionado de corte no se debe sugerir cañoneo ó producción de dichas zonas, ya que el agua se canalizaría más rápidamente a través del medio poroso, que el gas, debido a que el yacimiento es hidrófilo y por ello será preferencial al flujo de este fluido.

Sw	Krg	Krw
0.382	0.630	0.000
0.400	0.562	0.000
0.450	0.389	0.008
0.500	0.249	0.034
0.550	0.140	0.087
0.600	0.063	0.174
0.650	0.017	0.301
0.700	0.000	0.473
0.704	0.000	0.490

Tabla 4.7.2. Correlación de Mahiya para Gas y Agua

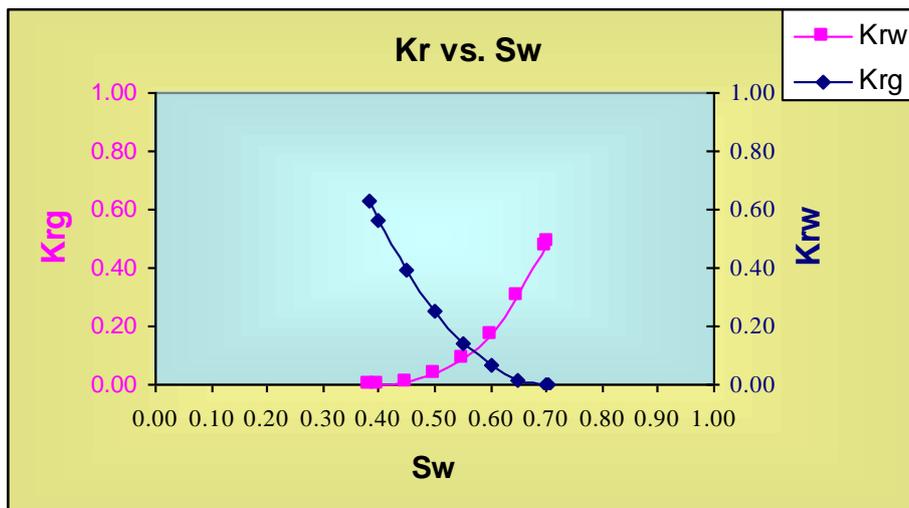


Fig 4.7.2. Curvas de Permeabilidad Relativa Mahiya

Cuando no se cuenta con información de núcleos provenientes de las muestras de los yacimientos en estudio, el programa MBAL sugiere unos valores que pueden ser utilizados, que se muestran a continuación, junto con los valores sugeridos por Mahiya (1999) que realizó estudios de imbibición y drenaje para varias muestras de arenisca consolidada:

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

	nw	ng	Swr	Sgr	Krwmax	Krgmax
Mahiya	2.65	2.04	0.27	0.13	0.49	0.63
MBAL	0.8	1	0.15	0.02	0.7	0.9

Tabla 4.7.3. Tabla con Valores Sugeridos por Mahiya

Para conocer o apreciar claramente la movilidad del condensado, es necesario utilizar las ecuaciones de Sampath y Keighin¹³ que no son más que una modificación de la correlación de Corey; para utilizarlas es necesario conocer el valor de saturación crítica de condensado que se calculó a través del uso de la correlación de Ham, Brill y Eilerts (1972) la cual arrojó un valor de 0.2824. En caso de **no contar** con los valores de porosidad y permeabilidad que son los necesarios para realizar el cálculo, se recomienda usar un valor promedio de 0.3 ó 30%, ya que es aproximadamente a partir de este valor que alcanza movilidad el condensado.

En los yacimientos de gas condensado, con poca frecuencia se llega a alcanzar un 20% de condensación retrógrada, y como la movilidad de un fluido se alcanza después de su saturación crítica, se puede suponer que no existirá flujo de condensado a nivel del yacimiento. Por otro lado, se puede decir que existe preferencia al flujo de gas con respecto al de condensado, ya que el valor de Krgmax (0,655) es mayor a Krcmax(0,431).

SL	Krg	Krc
0.163	0.655	0.000
0.213	0.555	0.000
0.263	0.460	0.000
0.313	0.372	0.000
0.363	0.291	0.000
0.395	0.243	0.000
0.440	0.183	0.028
0.490	0.125	0.109
0.540	0.078	0.190
0.590	0.041	0.270
0.640	0.015	0.351
0.690	0.001	0.431

Tabla 4.7.4. Correlación De Sampath y Keighin para Gas y Condensado

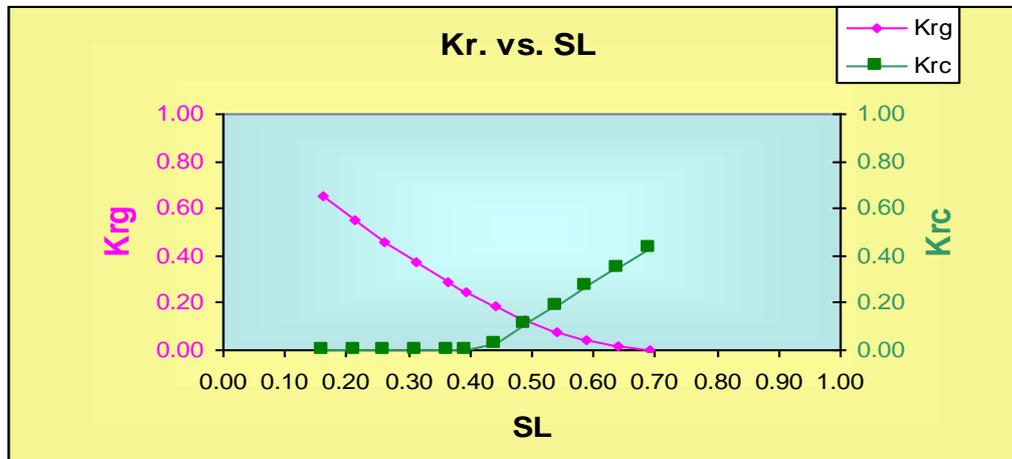


Fig 4.7.3. Curvas de Permeabilidad Relativa Sampath y Keighin

4.8. DETERMINACION DEL GAS CONDENSADO ORIGINAL EN SITIO (GCOES) POR EL METODO VOLUMETRICO

El Gas Condensado Original en Sitio (GCOES), se determinó con los resultados obtenidos del planimetro del mapa isópaco estructural del yacimiento, valores promedio de saturación y porosidad obtenidos de la petrofísica y el factor volumétrico inicial de gas condensado determinado a temperatura y presión original de yacimiento, introduciendo estos valores en la ecuación para cálculos volumétricos de hidrocarburos originales en sitio. Este valor se corroboró generando los mapas de celdas para saturación de agua, porosidad y arena neta petrolífera en la aplicación OFM. El espesor promedio obtenido de planimetrear la estructura resultante de la nueva interpretación fue de 13 pies y un área de 5220 acres, que resulta mayor al valor de área obtenido al sumar los datos oficiales de los dos yacimientos (Anexo 1), lo que implica un incremento de 760 acres, representando un volumen adicional de 11441 acres-pie, dando como resultado una mayor cantidad de reservas debido al aumento del volumen poroso disponible para hidrocarburos (Vph).

Los resultados de la evaluación petrofísica de saturación de agua inicial (Swi) y porosidad por pozo, fueron ponderadas por espesor, para obtener valores representativos de cada yacimiento. De la petrofísica resultante (tabla 4.8.1), se aprecia una porosidad

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

promedio de 14% (valor oficial de porosidad 15%), y una saturación de agua inicial de 14% , debiéndose estas diferencias probablemente al numero de pozos existentes al momento de realizar el análisis petrofísico inicial, ya que al incrementar el volumen de muestras probablemente se incluyeron pozos ubicados hacia los bordes del yacimiento donde predominan las propiedades petrofísicas más pobres y mayores saturaciones de agua.

	Espesor	Sw	Porosidad	K	Vshale
RG-42	1	0.16	0.12	59	0.16
RG-47	14	0.13	0.14	326	0.13
RG-54	22	0.09	0.17	662	0.04
RG-76	22	0.12	0.15	417	0.04
RG-77	9	0.16	0.13	250	0.10
RG-85	11	0.14	0.16	192	0.07
RG-130	5	0.15	0.14	143	0.12
RG-131	5	0.15	0.14	110	0.16
RG-135	15	0.08	0.17	661	0.06
RG-164	18	0.10	0.15	363	0.06
RG-165	10	0.12	0.14	323	0.08
RG-178	11	0.16	0.13	285	0.10
RG-203	17	0.12	0.14	373	0.16
RG-213	15	0.10	0.14	422	0.08
RG-214	6	0.13	0.14	121	0.10
RG-215	8	0.14	0.14	193	0.09
RM-5	11	0.11	0.15	230	0.08
RM-6	17	0.45	0.13	299	0.08
RM-18	4	0.15	0.12	36	0.14
RM-23	14	0.12	0.15	251	0.08
RM-45	24	0.10	0.15	340	0.10
Promedio		0.139457364	0.145945	352	0.0851

Tabla 4.8.1. Tabla de Propiedades Petrofísicas

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

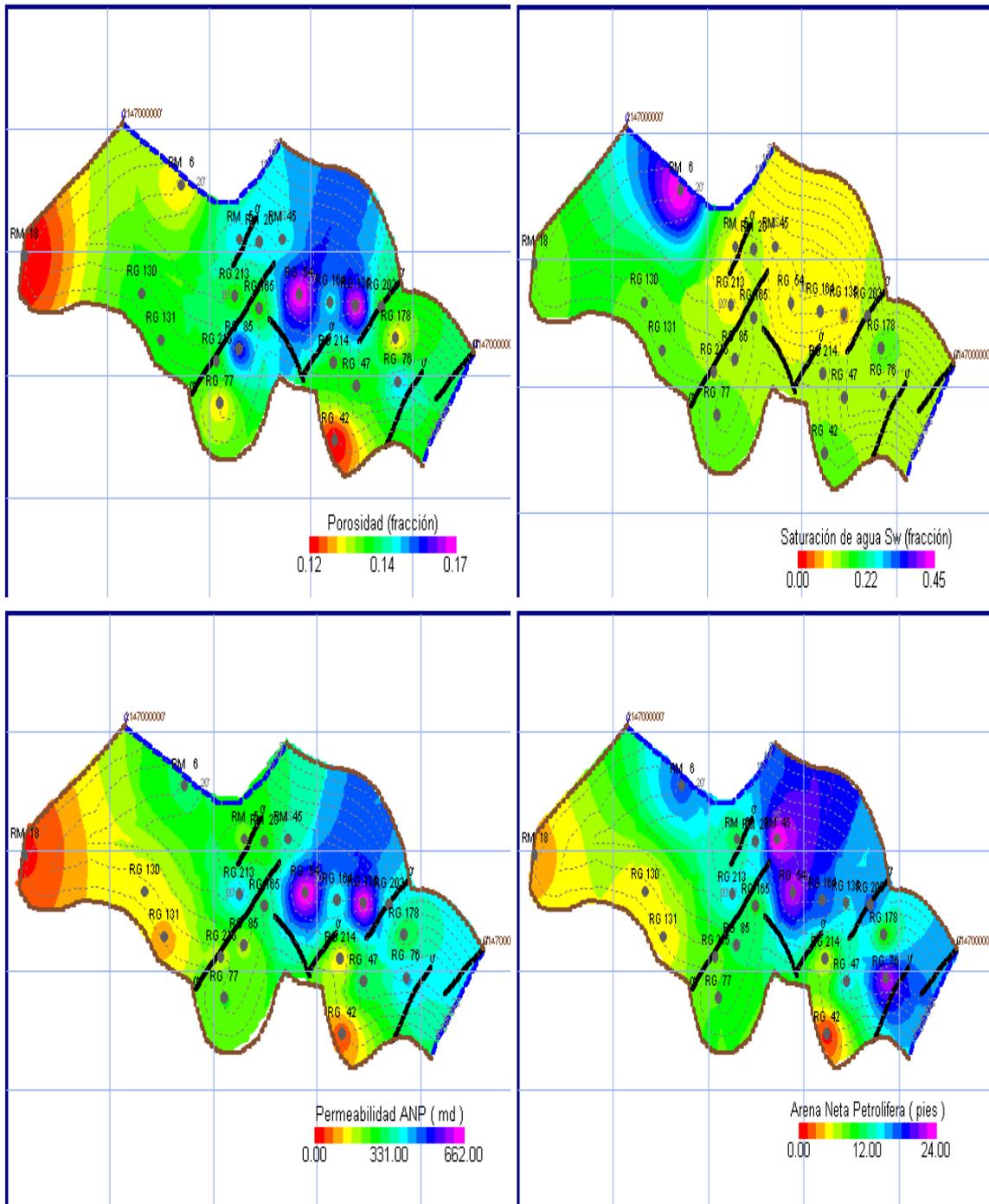


Fig 4.8.1. Mapa de Isopropiedades realizados en OFM

Fig 4.8.1. Mapa de Isopropiedades realizados en OFM

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En la figura 4.8.1. se muestran los mapas de Isopropiedades generados en OFM a través de los valores de la tabla 4.8.1. En el mapa donde se observa la distribución de saturación de agua inicial se observa que los valores más altos se encuentran hacia los contactos, teniéndose en la zona central bajos valores de saturación.

Es lógico esperar que los pozos perforados de fechas más recientes cuenten con valores mayores de saturación, dado que es posible que el frente de agua se haya desplazado, a través de los años que tiene el yacimiento en producción, por lo que es lógico esperar ciertas distorsiones en el promedio ponderado de saturación de agua inicial, y además se verá afectado por los espesores de arena neta petrolífera.

Los mayores espesores de arena neta petrolífera se encuentran hacia los pozos RG-54, RM-45y RG-76, variando el espesor general entre 1 y 24 pies de arena. Así como de los mapas de celda de porosidad y permeabilidad se observa que las mejores propiedades se encuentran hacia el centro del yacimiento coincidiendo esta zona con los pozos de mayor producción a través de la vida activa del yacimiento.

La ecuación básica para el cálculo del GCOES es la siguiente:

$$GCOES = \frac{43560 * \phi * V_{o1} * SGC}{B_{gi}}$$

El GCOES obtenido volumétricamente es de 185811 MMPCN, con un GOES de 175163 MM PCN y un COES de 13,4 MMBN. Si se compara el COES con la producción acumulada actual de condensado que es de 5,3 MMBN se obtiene un valor de factor de recobro bastante alto, y para los yacimientos de gas condensado de la zona 30 % de recobro ya es considerado al abandono debido a que parte del condensado que debería producirse queda como líquido retrógrado en el yacimiento, lo que puede ser una razón de las bajas tasas de condensado que producen los pozos activos del yacimiento en estudio en la actualidad.

El GCOES también fue determinado por OFM, que resultó ser similar al obtenido con el uso del planímetro. Esta herramienta permite calcular la cantidad de fluidos originales en sitio, dividiendo el yacimiento en un máximo de 65025 celdas(depende del usuario, ya que puede ser dividida en mas o menos celdas), en las cuales se asocian las variables petrofísicas de porosidad, saturación de agua inicial y arena neta petrolífera, como

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

anteriormente fue mencionado. Luego a través de un módulo del programa se edita la ecuación del GCOES como una variable calculada y se genera un nuevo mapa de grillas que muestra la distribución del Gas Condensado Original en sitio en todo el yacimiento.

De cada mapa el programa calcula un promedio de cada propiedad petrofísica, los cuales constituyen valores representativos ya que toman en cuenta cada celda del mallado y se multiplica a través de la fórmula editada, con cada celda de mallado de los otros mapas correspondientes al cálculo.

	Cálculos Volumétricos	
	Fórmulas	OFM
GCOES (MMPCN)	185811	175725
GOES (MMPCN)	175162	164449
COES (MMBN)	13,474	12,649

Tabla 4.8.2. Tabla Comparativa de Hidrocarburos Originales en Sitio

4.9. BALANCE DE MATERIALES

El balance de Materiales es el método por el cual se certifica que los resultados obtenidos a lo largo de la caracterización, son válidos. Como el método de Balance de materiales se basa en la Ley de Conservación de la Masa., significa que la masa de fluido producido es igual a la masa de fluidos originalmente en sitio, menos el fluido remanente.

Para realizar los cálculos del Balance de Materiales, se usó el programa Material Balance (MBAL) de Petroleum Expert, para ello se debió tomar ciertas suposiciones, tales como:

- ✓ Modelo de tanque homogéneo, totalmente isotrópico, donde las propiedades roca – fluido son las mismas en todo el yacimiento y hay equilibrio instantáneo.
- ✓ No existe dirección preferencial en el flujo de fluidos.
- ✓ La producción e inyección de fluidos ocurre puntualmente.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

- ✓ La caída de presión se experimente de manera instantánea en todos los puntos del yacimiento y existe un valor único de presión para toda la acumulación en cada punto de su historia y pronóstico¹⁴.

A pesar de todas estas suposiciones que debieron ser tomadas, se considera a la herramienta de resultados confiables, además de ser de gran utilidad a la hora de identificar Unidades Hidráulicas, ya que se puede realizar un balance considerando todos los yacimientos como un tanque único, analizando la factibilidad de que constituyan una sola unidad hidráulica.

Al realizar la primera corrida de MBAL con los datos de presión - producción del yacimiento RG-135, no fue posible cotejar el volumen inicial de hidrocarburos, con el obtenido a través de cálculos volumétricos, dando como resultado un volumen de fluidos originales mucho mayor, ya que existe una gran diferencia entre la curva que simula el programa y la que se introduce de la data real del yacimiento, reflejando una caída de presión muy pronunciada para el vaciamiento de fluidos, lo que representa ó indica que para el volumen producido la presión ha caído muy fuerte, por lo que el yacimiento posiblemente estaba siendo drenado por otros pozos. El valor arrojado de GCOES por el programa, no corresponde a un valor cuantitativo de volumen, sino cualitativo, ya que solo es indicativo de que originalmente existía un volumen mucho mayor.

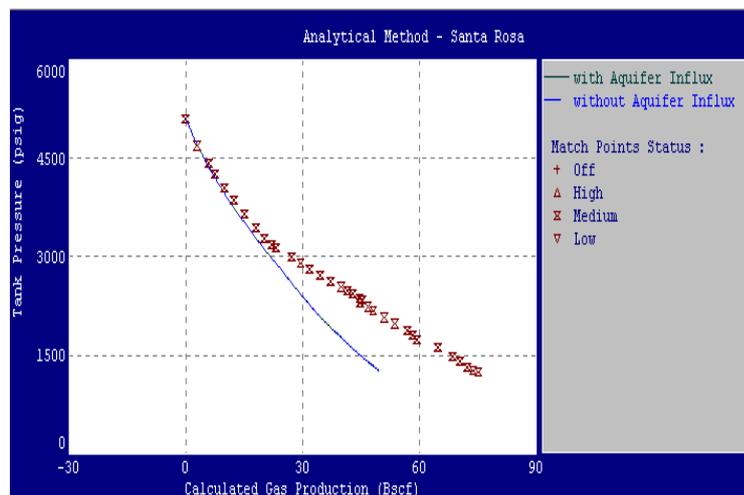


Fig 4.9.1. Simulación de MBAL para el Yacimiento RG-135

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Es por ello que se decidió unir data de presión – producción del yacimiento en estudio con el yacimiento contiguo a él, que apoya la nueva interpretación geológica, la cual no presenta la estructura oficial, ya que no separa los yacimientos a través de una falla tal como se mostraba anteriormente y corrobora el modelo que representa la presión donde se demuestra que esta ha caído de manera muy brusca para el volumen de hidrocarburos que ha producido. Además, observando las propiedades iniciales de los yacimientos y el comportamiento presión producción apoya dicha hipótesis en que los yacimientos se encuentran unidos.

Al realizar la segunda corrida, considerando los 2 yacimientos como una sola unidad hidráulica se observa un buen cotejo de la información suministrada con la que el programa simula, observando en la tendencia ya al final, algunos puntos un poco distanciados, se le puede atribuir al grado de certidumbre a la hora de contabilizar los volúmenes de gas producido. La figura 4.9.2 muestra los valores reales y los de la simulación, donde se puede observar el buen cotejo.

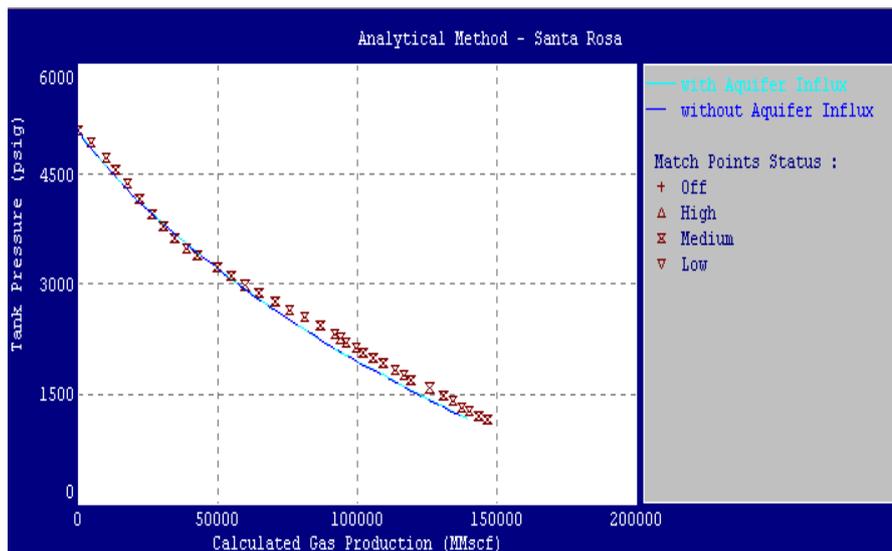


Fig 4.9.2. Simulación de MBAL para los 2 Yacimientos

El valor arrojado por la regresión que realiza la herramienta en el método gráfico no supera el 10 % por encima del valor calculado volumétricamente.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS



Fig 4.9.3. Método Gráfico de MBAL para los 2 Yacimientos

Como el yacimiento cuenta con un acuífero asociado, se decidió adaptarle el modelo más sencillo que tiene el MBAL en este aspecto, dado que por los análisis antes hechos, donde se supuso que el acuífero no aportaba energía al yacimiento y suponiendo que su tamaño no debe ser ni siquiera cercano al del yacimiento, y tomando en cuenta la ausencia del desplazamiento del frente de agua, ya que el agua no llegó a irrumpir el agua en ninguno de los pozos, se tomó como modelo el que sugiere el MBAL para estos casos, llamado Small Pot, donde además se verificó que en el Gráfico que muestra los mecanismos de producción que influenciaron la producción del yacimiento, principalmente lo constituyen la expansión de los fluidos y en segundo lugar la compresibilidad de la roca, estando en último lugar y con un porcentaje menor a un 5 %, el producido por el acuífero, presentando un tamaño demasiado despreciable con respecto al del yacimiento.

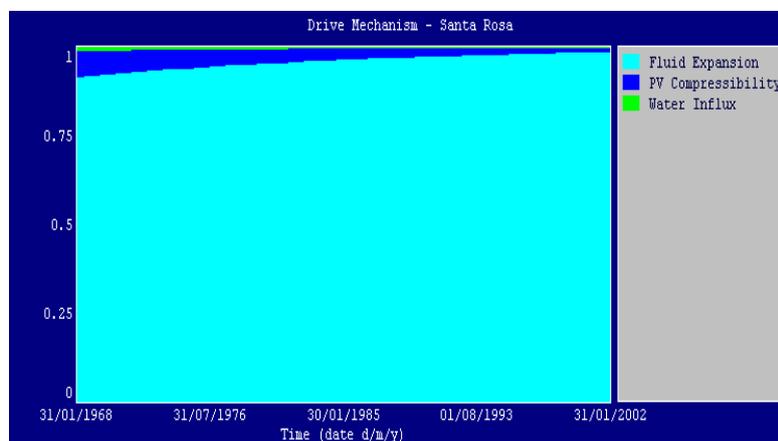


Fig 4.9.4. Mecanismos de Producción Presentes en el Yacimiento

4.10. DETERMINACION DE RESERVAS

La estimación de reservas involucra cierto grado de incertidumbre que va a depender de la cantidad y calidad de información disponible al momento de realizar la evaluación. Para este tipo de cálculos existen diversos métodos de los cuales se utilizaron en este estudio solo dos que se consideró darían resultados representativos y confiables:

✓ **Método Gráfico de P/Z vs. Gpt:**

Para yacimientos de gas condensado varios autores como Allen y Rowe (1957), Craft y Hawkins (1959), entre otros, sugieren este método comúnmente usado en yacimientos de gas para predecir las reservas de gas condensado, corrigiendo el gas producido, agregándosele la producción de líquido condensado.

De la gráfica de Gpt versus P/Z_{2f} el valor que corta la recta en el eje de las abscisas (Gpt), es decir cuando P/Z_{2f} sea cero, será el de Gas Condensado Original en Sitio. Para calcular las reservas recuperables del yacimiento, se consideraron diferentes presiones de abandono de 700,800 y 900 lpc para lograr obtener mayor cantidad de reservas de gas condensado, se utilizó finalmente el valor de 158.801MMMPCN 800 lpc, de las cuales al restarle el gas producido acumulado, da un valor de reservas remanentes igual a 9.793 MMMPCN, con un factor de recobro calculado de 85 % aproximadamente.

✓ **Curvas de Declinación:**

Tomando en cuenta que a través de la vida productiva del yacimiento el número de pozos promedio que estuvo mayor tiempo en actividad fue de cuatro, y considerando que actualmente se encuentran activos el mismo número de pozos, se analizaron las curvas de declinación de gas y condensado para todo el yacimiento, aún sabiendo que el procedimiento más exacto sería realizar un análisis por pozo promedio, o realizar las curvas de declinación por pozo, lo que no pudo ser posible dado que no todos los pozos contaban con suficiente información de producción.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Para realizar las curvas se tomo una declinación de tipo anual efectiva ya que es la más cercana y parecida al comportamiento de producción, además de ser la más usada en la práctica, tasa instantánea, y el límite propuesto para determinar las reservas recuperables fue determinado por un tiempo y no por un límite económico de tasa de abandono.

Las reservas recuperables de gas calculadas por el programa fueron de 156804 MMPCN con reservas remanentes de 8.679 MMMPCN, con un tiempo estimado de vida para la producción del yacimiento de 13 años, para las reservas de gas; para el condensado se obtuvo un valor de 5,46 MMBN de reservas recuperables y reservas remanentes de 0.069 MMBN, para ser explotadas en el mismo tiempo que las reservas de gas.

Para los 4 pozos que se encuentran activos, se realizó un análisis detallado, lográndose obtener los siguientes resultados, con límites económicos de tasa de gas de 0,5 MMPCND y tasa de abandono de condensado de 10 BPPD, y por los resultados arrojados se estima o se recomienda que tales pozos pudieran seguir siendo los puntos de drenaje del yacimiento dado los valores de reservas recuperables observables en ellos.

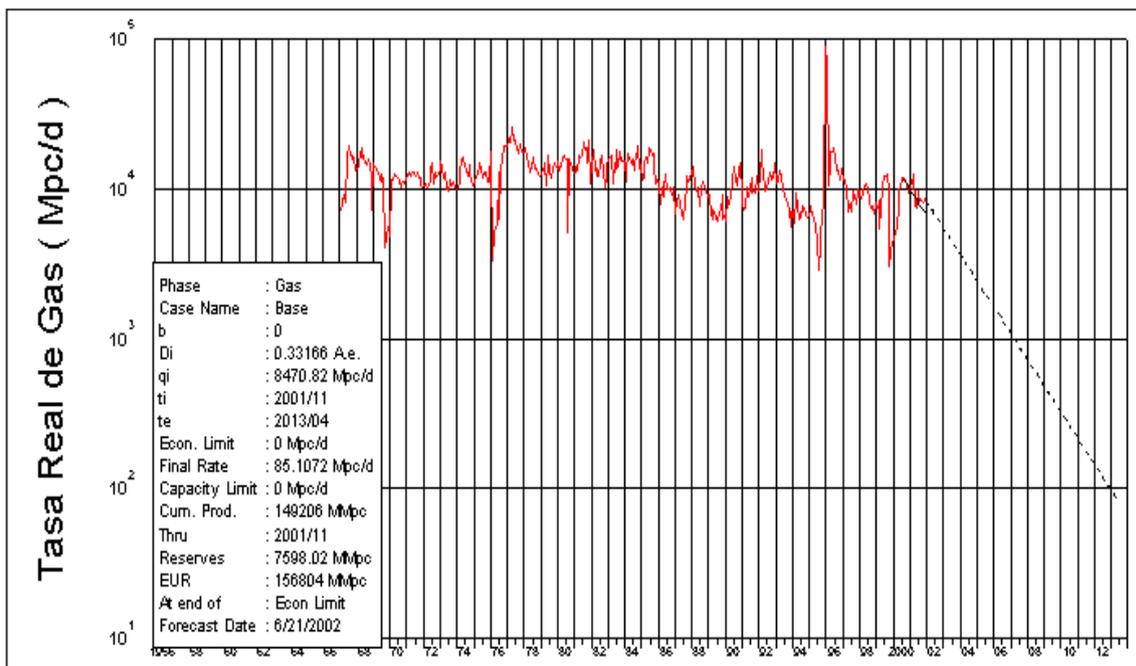


Fig 4.10.1. Análisis de Declinación para el Gas

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

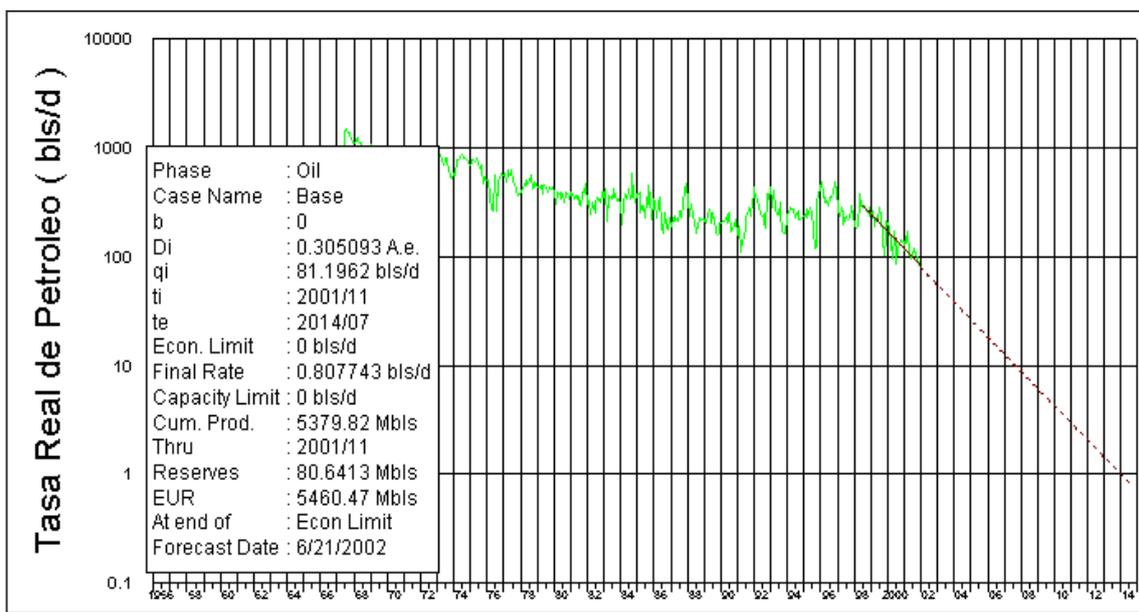


Fig 4.10.2. Análisis de declinación para el Condensado

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

- ✓ Se determinó que la falla no es sellante, a través del estudio de sísmica 3D encontrado del Campo Santa Rosa, de donde se observó un nuevo sistema de fallas.
- ✓ Se estimó un único contacto condensado agua @ -1800 pies.
- ✓ Se estimó una Presión inicial igual a 5100 lpca, y una presión de rocío de 3450 lpca.
- ✓ Se determinó una °API de 46,5, una RGC de 13000 PCN/BN, y un % C7+ de 4.01, lo cual identifica el fluido del yacimiento dentro de los valores característicos de gas condensado
- ✓ La saturación crítica de condensado se estimó en 29 %.
- ✓ Se determinó un GCOES de 201 MMMPCN, lo que representa una diferencia menor al 10% con respecto al cálculo volumétrico, y un GOES y COES de 190 MMMPCN 14.75 MMBN respectivamente
- ✓ Las reservas recuperables de gas y condensado resultaron de 159.8 MMMPCN y 5.9 MMBN de gas y condensado respectivamente, arrojando reservas remanentes de gas de 9.8 MMMPCN y 0.509 MMBN de condensado.
- ✓ El mecanismo de producción predominante ha sido el de expansión de los fluidos.
- ✓ Se corroboró que el acuífero no es activo, siendo el agua producida, probablemente de condensación.
- ✓ Altos factores de recobro de 85% para el gas y 41% para el condensado.
- ✓ El modelo dinámico validó el modelo estático, definiéndose como una sola unidad hidráulica los yacimientos RG-135 y RM-5

RECOMENDACIONES

RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda planificar captura de data con mayor continuidad para disponer de una mayor y mejor información para futuros trabajos de caracterización

- ✓ Continuar drenando las reservas recuperables con el plan de explotación actual, a través de los pozos RG-54, RG77, RG-165y RM-45.

- ✓ Realizar el Modelo Sedimentológico referente a la Arena CO-CU.

- ✓ Someter la revisión de los yacimientos RG-135 reinterpretado en este estudio al Ministerio de Energía y Minas para oficializar sus reservas.

- ✓ Aplicar la metodología utilizada en este trabajo para el estudio de otros yacimientos que presenten reservas remanentes negativas

REFERENCIAS

REFERENCIAS

1. PDVSA. Programa de Educación Petrolera, Gas Natural, Aspectos Básicos. Caracas,2001,18 p.
2. GONZALEZ DE JUANA,C, J. Iturralde de Arozona y X.Picard. Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas. Tomo I y II, Foninves, Caracas,1980.
3. ESSENFELD, MARTÍN e Isaac Benzaquen. Sistemas Pozos/Yacimiento. UCV, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Julio 1995.
4. MOSES,P.L. y Donohoe. Ch.W.Gas Condensate Reservoirs. Cap.9 del libro “Petroleum Engineering Handbook”,SPE-AIME,1987.
5. MOSES,P.L.Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems. Jour.Pet.Tech., Julio de 1986.
6. CLARK,N.J.:Elements of Petroleum Reservoirs. 1969.
7. Sage.B.H. y Olds. R.H. Volumetric Behavior of Oil and Gas from Several San Joaquin Valley Fields. Trans. AIME.Vol.170,1974.
8. STANDING,M.B.Volumetric and Phase Behavior oh Oil Field Hydrocarbon Systems, SPE-AIME, Dallas, 1977.
9. KATZ,D.L. Oerview of phase Behavior in Oil and Gas production. Jour.Pet.Tech., Junio de 1983.
10. KATZ,D.L., Herzog, R.A. y Hekim,Y. Predicting Yield of revaporized Condensate in gas Storage. Jour.pet.Tech., Junio de 1983.
11. ALMEIDA,J., Ochoa,D y Yabrudy,E. Importancia y Confiabilidad de los Datos Reportados en Informes PVT de Condensado de gas. Seminario sobre Exploración y Explotación de Gas natural en Venezuela, Sept 06,1985.
12. HORNE, R., Satik. C, Mahiya, G y Cols. Steam- water Relative Permeabilty. Stanford Geothermal Program, Stanford university, Trabajo presentado en el 2000. World Geothermal Congress in Kyushu-Tohoku, Japan, Mayo 28-Junio 10, 2000.

REFERENCIAS

13. SAMPATH Y Keighin, C.W., Factors affecting gas Slippagenin in Tight Sandstone of Cretaceous Age in the Unita Basin. Jour.Pet.Tech, Nov. 1982.
14. PETROLEUM EXPERTS.Material Balance Program. Version 3.0., Manual del Usuario, Nov. 1994.
15. CIED. Caracterización Energética de yacimientos de Hidrocarburos, Puerto la Cruz. 1997
16. CIED. Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado, Puerto la cruz. 1999.

ECUACIONES UTILIZADAS

ECUACIONES UTILIZADAS

- *PESO MOLECULAR DEL CONDENSADO (CRAGOE):*

$$M_c = \frac{6084}{^\circ\text{API} - 5.9}$$

- *GRAVEDAD ESPECÍFICA DE GAS CONDENSADO:*

$$G.E.gc = \frac{RGC * G.E.g + 4584 * G.E.c}{RGC + 132800 * \frac{G.E.c}{M_c}}$$

$$G.E.gc = \frac{M_{gc}}{28.96}$$

- *. GRAVEDAD ESPECÍFICA DE CONDENSADO(CORRELACIÓN) :*

$$G.E.c = 0.018045 * ^\circ\text{API} + 0.3235$$

- *GRAVEDAD ESPECÍFICA DE CONDENSADO (SUPERFICIE) :*

$$G.E.c = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ\text{API}}$$

- *VACIAMIENTO TOTAL:*

$$G_{ptt} = G_p + N_{ceq} + W_{peq};$$

Para llevar a eq. :

$$N_{ceq} = \frac{132800 * N_c * G.E.c}{M_c}$$

$$W_{peq} = \frac{132800 * W_p * 1}{18}$$

- **PRESIÓN Y TEMPERATURA PSEUDOCRÍTICA**

$$P_{sc} = 706 - 51.7 * GE_{gc} - 11.1 * GE_{gc}^2$$

$$T_{sc} = 187 + 330 * GE_{gc} - 71.5 * GE_{gc}^2$$

- **CORRECCIÓN POR IMPUREZAS A LA PRESIÓN Y TEMPERATURA SUGERIDA POR WICHERT Y AZIS**

$$A = Y_{CO_2} + Y_{H_2S}$$

$$B = Y_{H_2S}$$

$$F_{sk} = 120 * (A^{0.9} - A^{1.6}) + 15 * (B^{0.5} - B^4)$$

$$T_{sc} = \sum T_{ci} * Y_i - F_{sk}$$

$$P_{sc} = \frac{(\sum P_{ci} * Y_i) * T_{sc}}{(\sum T_{ci} * Y_i) + B * (1 - B) * F_{sk}}$$

Donde;

F_{sk} : Factor de Corrección

Y_{CO_2} : Fracción molar de CO_2

Y_{H_2S} : Fracción molar de H_2S

- **PRESIÓN Y TEMPERATURA PSEUDORREDUCIDA**

$$T_{sr} = \frac{T_{yac}}{T_{sc}}$$

$$P_{sr} = \frac{P_{yac}}{P_{sc}}$$

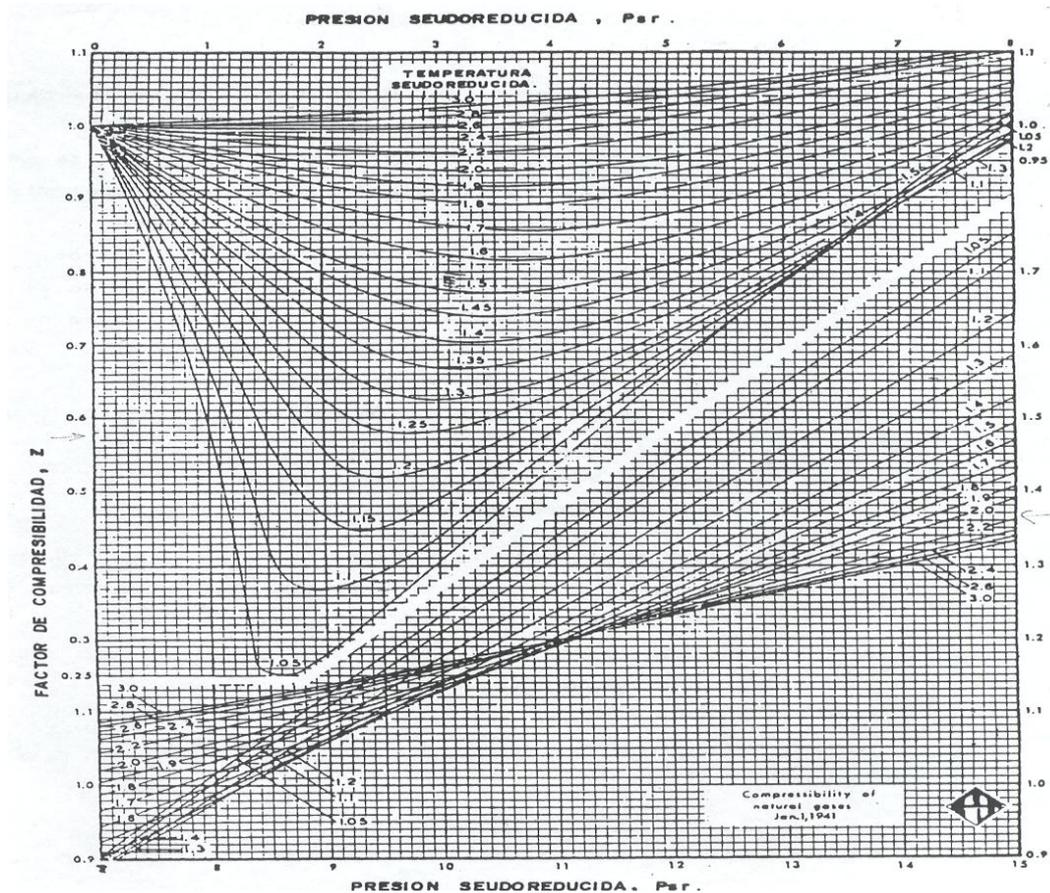
Donde :

T_{yac} : temperatura de yacimiento (°R)

P_{yac} : presión del yacimiento (lpc)

ECUACIONES UTILIZADAS

Para el cálculo de Z se utilizó el nomograma de Standing y Katz:



- **CALCULO DE PRESIÓN:**

$$P_{\text{prof_perf}} = P_{\text{med}} + \text{Grad}_{\text{pozo}}(\text{Prof}_{\text{perf}} - \text{Prof}_{\text{med}})$$

$$P_{\text{Datum}} = P_{\text{prof_perf}} + \text{Grad}_{\text{yac}}(\text{Prof}_{\text{Datum}} + \text{RTE} - \text{Prof}_{\text{perf}})$$

Donde:

P_{med} : Presión medida (lpc)

$\text{Grad}_{\text{pozo}}$: Gradiente del Fluido del Pozo (lpc/pie)

$\text{Prof}_{\text{perf}}$: Profundidad al punto medio de las perforaciones (pie)

Prof_{med} : Profundidad de Medición(pie)

ECUACIONES UTILIZADAS

P_{prof_perf} : Presión al punto medio de las perforaciones(lpc)

$Grad_{yac}$: Gradiente del yacimiento (lpc/pie)

$Prof_{Datum}$: Profundidad al Datum(p.b.n.m.)

RTE : Elevación de la mesa rotaria o Rptary Table Elevation (pies)

P_{Datum} : Presión al Datum (lpc)

$Grad_{yac} = \lambda c \times 0.433.$

- **CÁLCULO DEL $\%C_7^+$:**

$$\%C_7^+ = (10260 * ((RGC * GE_{gas})^{-0,8499}))$$

- **CÁLCULO DE FACTOR DE COMPRESIBILIDAD BIFÁSICO(Z2F) A TRAVÉS DE LA CORRELACIÓN DE MAITA**

Constantes	
A ₀ =	2,24353
A ₁ =	-0,037528
A ₂ =	-3,56539
A ₃ =	0,0008292
A ₄ =	1,53428
A ₅ =	0,131987

$$Z2f = A_0 + A_1 * P_{sr} + (A_2 / T_{sr}) + A_3 (P_{sr})^2 + A_4 * (1 / T_{sr})^2 + A_5 * (P_{sr} / T_{sr})$$

- **CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE ROCÍO A TRAVÉS DE LA CORRELACIÓN DE MCCAIN.**

K ₁	346,7764689
K ₂	0,0974139
K ₃	-0,294782419
K ₄	-0,047833243
K ₅	0,281255219
K ₆	0,00068358
K ₇	1,906328237
K ₈	8,417626216
P _d	4472

$$Pr = (K_1 * (((RGC)^{K_2} / ((\%C_7^+)^{K_3})) * K_8 * (^{\circ}API)^{(K_4 * (Tyac)^{K_5} - (K_6 * (\%C_7^+)^{K_7}))))$$

- **PERMEABILIDADES RELATIVAS GAS-AGUA, COREY (1954)**

$$S^* = \frac{(S_w + S_{rw})}{(1 - S_{gr} - S_{lr})}$$

$$K_{rw} = (S^*)^4$$

$$K_{rg} = (1 - S^*)^2 * (1 - (S^*)^2)$$

Donde;

S_w : saturación de agua

S_{wr} : saturación de agua irreducible o residual

S_{gr} : saturación de gas irreducible o residual

S_{lr} : saturación de líquido irreducible o residual

K_{rw} : permeabilidad relativa al agua

K_{rg} : permeabilidad relativa al gas

- **SATURACIÓN DE GAS RESIDUAL, LAND (1980)**

$$\frac{1}{S_{gr}} = \frac{1}{S_{gi}} + \frac{2}{1 - S_{wi}}$$

Donde :

S_{gi} : saturación de gas inicial

S_{wi} : saturación de agua inicial

- **ECUACIÓN GENERAL DE COREY SUGERIDA POR HORNAPOUR Y**

COLS (1982):

$$K_{rg} = K_{rg_{max}} * \left\{ \frac{1 - S_w - S_{gr}}{1 - S_{wr} - S_{gr}} \right\}^{n_g}$$

$$K_{rw} = K_{rw_{max}} * \left\{ \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{gr}} \right\}^{n_w}$$

ECUACIONES UTILIZADAS

Donde:

ng : Exponente de Corey para Krg

nw : Exponente de Corey para Krw

Krw_{max} : permeabilidad máxima relativa al agua

Krg_{max} : permeabilidad máxima relativa al gas

- **SATURACIÓN CRÍTICA DE CONDENSADO, HAM, BRILL Y EILERTS**

(1972) :

$$S_{cc} = 0.2233 + 0.1041 * K + 0.4153 * \phi - 0.7427 * K * \phi$$

Donde :

S_{cc} : saturación crítica de condensado

K : permeabilidad absoluta, darcies

ϕ : porosidad, fracción

- **ECUACIONES DE SAMPATH Y KEIGHIN (1982)**

$$K_{rg} = \left(1 - \frac{S_l}{0.7}\right)^{1.5} * (1 - S_l^2)$$

$$K_{rg} = \frac{(S_c - S_{cc})}{(1 - S_{wi})^4}$$

$$S_l = S_c + S_{wi}$$

$$S_g = 1 - S_l$$

Donde :

S_l : saturación de líquido

S_c : saturación de condensado

S_{wi} : saturación de agua inicial

ECUACIONES UTILIZADAS

Krc : permeabilidad relativa al condensado

- **POROSIDAD PROMEDIO PONDERADO**

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

Donde :

ϕ = porosidad .

h_i = espesor neto petrolífero .

- **PERMEABILIDAD PROMEDIO PONDERADO**

$$K = \frac{\sum_{i=1}^n K_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

Donde :

K = permeabilidad .

h_i = espesor neto petrolífero .

- **SATURACION DE AGUA PROMEDIO PONDERADO.**

ECUACIONES UTILIZADAS

$$S_w = \frac{\sum_{i=1}^n S_w h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

Donde :

S_w = saturación de agua .

h_i = espesor neto petrolífero .

- RADIO DE DRENAJE .

$$R_{d_{\text{gas}}} = \sqrt{\frac{G_p * B_{gi}}{\pi x H x \phi x (1 - S_w)}} * 0.3048$$

- .CALCULO DEL GOES, GCOES, COES.

$$GCOES = \frac{43560 * \bar{\phi} * (1 - \bar{S}_{wi}) * V_{yac}}{\bar{B}_{gi}}$$

ϕ = Porosidad del Yacimiento (Fraccion).

S_{wi} = Saturación de Agua inicial (Fracción).

V_{yac} = Volumen Bruto de la Roca. (acre - pie)

B_{gi} = Factor Volumétrico Inicial del gas Condensado (PCY/PCN).

$$B_{gi} = \frac{0.02829 * Z_{gc} * T_{yac}}{P_{yac}}$$

$$GOES = GCOES * FG$$

ECUACIONES UTILIZADAS

Donde :

$$COES = GCOES * (FG/RGCI)$$

Donde :

$$FG = \frac{(RGCI/379.4)}{(RGCI/379.4) + (350 * (Ge/Mo))}$$

Donde :

FG = Fracción de Gas.

$RGCI$ = Relación Gas Condensado inicial (PCN/BN)

- *CALCULO DE RESERVAS.*

$$Res\ Rec\ Gas = GOES * FR$$

$$Res\ Rec\ Condensado = COES * FR$$

Donde :

$$FRc = \frac{Np @ aban}{COES}$$

$$FRg = \frac{Gp @ aban}{GOES}$$

$$Res\ Remanete\ con = Res\ Rec - Np$$

$$Res\ Remanete\ gas = Res\ Rec - Gp$$

Donde :

Np : Condensado Acumulado

$Np@aban$: Condensado Acumulado hasta la Presión de Abandono (Reservas Recuperables de condensado)

Gp : Gas Acumulado

$Gp@aban$: Gas Acumulado hasta la Presión de Abandono (Reservas Recuperables de Gas)