

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CARACTERIZACION DEL MODELO DINAMICO DEL
YACIMIENTO JM-19 EN LA ARENA ME-C DEL CAMPO SAN
JOAQUÍN, EN EL AREA MAYOR DE ANACO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Martínez T. Hildefonso R.
Para optar al Título
de Ingeniero en Petróleo

Caracas, 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACION DEL MODELO DINAMICO DEL YACIMIENTO JM-19 EN LA ARENA ME-C DEL CAMPO SAN JOAQUÍN, EN EL AREA MAYOR DE ANACO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Evelyn Azuaje.
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Gustavo A. Ordoñez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Martínez T., Hildefonso R
Para optar al Título
de Ingeniero en Petróleo

Caracas, 2007

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 el Bachiller Hildefonso R. Martínez T., titulado:

**“CARACTERIZACION DEL MODELO DINAMICO DEL YACIMIENTO
JM-19 EN LA ARENA ME-C DEL CAMPO SAN JOAQUÍN, EN EL AREA
MAYOR DE ANACO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero en Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el (los) autor (es), lo declaran APROBADO.

Prof. Violeta Wills
Jurado

Prof. Martín Essinfeld
Jurado

Prof. Evelyn Azuaje.
Tutor Académico

Ing. Gustavo A. Ordoñez
Tutor Industrial

DEDICATORIA

En primer lugar le dedico este trabajo a Dios por darme vida, salud y la oportunidad de llegar a una de mis metas propuestas.

A la memoria de mi madre, que aunque ya no esta físicamente conmigo, fue ella quien me enseñó a esforzarme para alcanzar mis objetivos.

A mi padre Omar Martínez, por todo el esfuerzo que ha realizado al brindarme su apoyo y sobre todo su confianza, para que yo pudiera salir adelante en mi propósito.

A mis tías Zulia y Surima Martínez, quienes siempre han estado presentes brindándome su apoyo.

A mi tío José García, por su colaboración y buenos deseos.

A mis hermanos Auribel, José, Graymar, Tamara y Nardys, por compartir con migo todos estos momentos de nuestras vidas, y que este logro sea ejemplo para ellos y puedan lograr sus metas.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en primer lugar a la Ilustre Universidad Central de Venezuela, por haberme formado como ciudadano al permitirme ser parte de su comunidad y por hacer de mí un profesional.

A la empresa PDVSA GAS, División Exploración y Producción Distrito Anaco, por permitirme realizar este trabajo de grado dentro de sus instalaciones.

A mi tutor Industrial, Ing. Gustavo Ordóñez, por la colaboración y apoyo prestados durante el desarrollo del trabajo.

A mi tutora Académica, Ing. Evelyn Azuaje por haberme orientado y apoyado desinteresadamente en el desarrollo de este trabajo. Gracias Profesora.

A los Ingenieros Darwin Hurtado y Rafael Medina por ayudarme y utilizar parte de su tiempo para orientarme en el desarrollo de este proyecto.

A mis amigos Diego Rodríguez, Efraín Rodríguez, José Requena Lenin Izcaray, Mauricio Rodríguez, Ricardo Colmenares y demás compañeros, por compartir conmigo momentos de rumba, pero también momentos de estudios, por estar allí siempre y poder contar con ellos.

A mis panas Arnaldo, Itsibel, José Gregorio, Juan Pablo, Maria Eugenia, Nohelys, Omar, Rafael B., Raúl y Rubén, tesistas del Departamento de Yacimientos, por su colaboración durante la investigación.

Martínez T. Hildefonso R.
CARACTERIZACION DEL MODELO DINAMICO DEL
YACIMIENTO JM-19 EN LA ARENA ME-C DEL CAMPO SAN
JOAQUÍN, EN EL AREA MAYOR DE ANACO

Tutor Académico: Prof. Evelyn Azuaje. Tutor Industrial: Ing. Gustavo Ordoñez.
Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.
Año 2007, 172

Palabras Clave: Yacimiento, Reservas, OFM, MBAL, GCOES.

Resumen: El principal objetivo de este trabajo fue realizar un estudio a la arena ME-C yacimiento JM-19 perteneciente al campo San Joaquín de manera que se puedan cuantificar las Reservas Originales en Sitio y Reservas Remanentes, para de esta manera establecer un esquema óptimo de explotación.

Este estudio contempla una integración de disciplinas como la Ingeniería de Petróleo y la Geología lo que permitió una mejor caracterización del yacimiento, tomando en cuenta que los datos disponibles no describen con detalle suficiente el comportamiento de la producción al inicio de la vida del yacimiento.

Para comenzar se realizó la recopilación, revisión y validación de la data existente para el yacimiento en estudio; lo que incluye: petrofísica, historia de producción y presión. Así mismo se hizo necesaria la generación de un PVT sintético a través de correlaciones ya que no existía ningún estudio de este tipo para el yacimiento en estudio. Luego, se procedió a generar y analizar el comportamiento de producción y presión del yacimiento, determinar las permeabilidades relativas a través de correlaciones y se estimaron las reservas aplicando los métodos de Declinación de Presión y Volumétrico. Los resultados obtenidos por estos últimos métodos

mencionados fueron validados mediante el balance de materiales, permitiendo predecir la producción futura y el recobro final del yacimiento.

Como resultado de este estudio se obtuvo una presión inicial de 4529 lpc, una presión actual de 1595 lpc, y de acuerdo al estudio realizado al fluido presente en el yacimiento, el mismo fue caracterizado como gas condensado. En cuanto a los volúmenes de hidrocarburo se obtuvo un GCOES volumétrico de 65,754 MMMPCN, un GOES de 62,476 MMMPCN y un COES de 4829 MBN, mientras que el GCOES obtenido por el Balance de Materiales fue de 50,617 MMMPCN, el GOES 48,093 MMMPCN y el COES 3718 MBN. De acuerdo a estos resultados existe una discrepancia entre el modelo dinámico y el modelo estático. Se determinaron los mecanismos de producción presentes en el yacimiento, resultando como predominante la expansión de los fluidos. Luego, con la predicción obtenida mediante el análisis de las curvas de declinación, se estimaron reservas remanentes de gas de 19,911 MMMPCN y de condensado 693 MBN.

En cuanto a la propuesta para la explotación del yacimiento, se propone drenar parte de las reservas del mismo a través una nueva localización y del pozo JM-206, una vez realizado el reacondicionamiento del mismo.

INDICE

LISTA DE TABLAS.....	xiii
LISTA DE FIGURAS.....	x
INTRODUCCION.....	6
CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	8
CAPITULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	10
1. DESCRIPCION DEL AREA EN ESTUDIO.....	10
1.1. GENERALIDADES OPERACIONALES DEL ÁREA MAYOR DE ANACO.....	10
1.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ÁREA DE ANACO.....	11
1.3. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	12
1.4. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	13
2. MARCO GEOLÓGICO.....	14
2.1. CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	14
2.2. DIVISIÓN DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	16
2.2.1. SUBCUENCA DE GUÁRICO.....	16
2.2.2. SUBCUENCA DE MATURÍN.....	17
2.3. CONFIGURACIÓN ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICA DEL ÁREA.....	20
2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS FORMACIONES.....	21
2.4.1. FORMACIÓN MESA.....	21
2.4.2. FORMACIÓN LAS PIEDRAS.....	22
2.4.3 FORMACIÓN FREITES.....	22
2.4.4 FORMACIÓN OFICINA.....	22
2.4.5 FORMACIÓN MEREURE.....	25
2.4.6 FORMACIÓN SAN JUAN.....	26
2.4.7 FORMACIÓN SAN ANTONIO.....	26
2.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS ENTRAMPAMIENTOS.....	26
2.6. LA CUENCA ORIENTAL Y LA TECTONICA GLOBAL.....	27
2.7. ACUMULACIONES DE PETRÓLEO EN LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	28

3.	CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.....	28
4.	YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.....	29
5.	CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS....	30
5.1.	DE ACUERDO AL ESTADO DE LOS FLUIDOS.....	30
6.	MECANISMO DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.....	33
7.	RESERVAS.....	36
7.1.	CLASIFICACIÓN DE RESERVAS.....	37
7.1.1.	RESERVAS PROBADAS.....	37
7.2.1.	RESERVAS PROBABLES.....	38
7.3.1.	RESERVAS POSIBLES.....	39
7.2.	MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS.....	40
7.2.1.	MÉTODO VOLUMÉTRICO.....	40
7.2.2.	BALANCE DE MATERIALES.....	45
7.2.3.	CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	59
7.2.3.1.	CURVA DE DECLINACIÓN EXPONENCIAL.....	59
7.2.3.2.	CURVA DE DECLINACIÓN HIPERBÓLICA.....	61
7.2.3.3.	CURVA DE DECLINACIÓN ARMÓNICA.....	63
7.2.4.	FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE DECLINACIÓN.....	64
8.	ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN.....	66
9.	COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA Y ANÁLISIS NODAL.....	67
9.1.	FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.....	68
9.2.	ANÁLISIS NODAL.....	70
9.3.	DAÑO A LA FORMACIÓN.....	72
9.3.1.	EFEECTO DEL DAÑO A LA FORMACIÓN EN LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS VERTICALES.....	74
9.3.2.	TIPOS DE DAÑOS.....	75
10.	ANALISIS ECONÓMICO DE PROYECTOS.....	78
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....		83
1.	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	83

2. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN Y DE PRESIÓN.....	84
3. REVISIÓN DEL ESTUDIO GEOLOGICO.....	85
4. MODELO DE PRESIONES.....	85
4.1. VALIDACIÓN DE LOS DATOS DE PRESIÓN.....	85
4.2 DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES AL DATUM.....	86
5. VALIDACIÓN DE LA TEMPERATURA.....	87
6. GENERACIÓN DE UN PVT SINTÉTICO.....	87
7. ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS PRESENTES EN EL YACIMIENTO.....	91
8. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN Y MODELO DE PRESIONES.....	95
9. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE LOS FLUIDOS.....	96
10. GRÁFICOS DE TASA VERSUS PRODUCCIÓN ACUMULADA.....	97
11. GRÁFICO DE LA RELACIÓN GAS CONDENSADO (RGC).....	97
12. ELABORACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	97
13. DETERMINACIÓN DEL GAS CONDENSADO	
14. ORIGINALMENTE EN SITIO.....	100
13.1. APLICACIÓN DEL MÉTODO VOLUMÉTRICO.....	100
13.2. APLICACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES.....	102
13.2.1 BALANCE DE MATERIALES CON LA HERRAMIENTA MBAL.....	102
13.2.2 APLICACIÓN DEL MÉTODO DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN.....	103
14. ANÁLISIS NODAL.....	105
14.1. SUMINISTRO DE INFORMACIÓN AL SIMULADOR PIPESIM...105	
14.2. SIMULACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL.....	106
15. GENERACIÓN DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN ADECUADO PARA LAS CONDICIONES ACTUALES DEL YACIMIENTO.....	107
16. ANÁLISIS.....	108
CAPITULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	110
1. VALIDACIÓN DE HISTORIAS DE PRODUCCIÓN.....	110

2.	VALIDACIÓN DE LAS HISTORIAS DE PRESIÓN.....	111
3.	VALIDACIÓN DE LA TEMPERATURA.....	114
4.	ANÁLISIS DE LOS MAPAS DE BURBUJA Y DE RETICULA DE FLUIDOS ACUMULADOS.....	115
4.1.	PETRÓLEO ACUMULADO VERSUS TIEMPO.....	115
4.2.	GAS ACUMULADO VERSUS TIEMPO.....	117
4.3.	AGUA ACUMULADA VERSUS TIEMPO.....	118
5.	ANÁLISIS DEL GRÁFICO DE RGC VERSUS TIEMPO.....	120
6.	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN.....	122
7.	COTEJO DE LA HISTORIA DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN.....	123
7.1.	ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS PRESENTES EN EL YACIMIENTO.....	124
7.2.	ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	127
8.	DETERMINACIÓN DE RESERVAS.....	130
8.1.	MÉTODO VOLUMETRICO	130
8.2.	BALANCE DE MATERIALES CON LA HERRAMIENTA MBAL...132	
8.3.	CALCULO DE RESERVAS DE GAS Y CONDENSADO POR EL MÉTODO DE DECLINACIÓN DE ENERGÉTICA O DE PRESION.....	134
8.4.	CALCULO DE RESERVAS DE GAS Y CONDENSADO A TRAVÉS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	138
9.	PROPUESTA PARA EL PLAN DE EXPLOTACIÓN.....	142
10.	ANÁLISIS NODAL.....	145
11.	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	146
	CONCLUSIONES.....	149
	RECOMENDACIONES.....	150
	ANEXOS.....	151
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	194

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación del Petróleo Negro Según su Gravedad API.....	32
Tabla 2.2 Caracterización de Fluidos de Yacimientos en Base a Información de Pruebas de Producción y Análisis Cromatográfico.....	33
Tabla 3. 1 Valores de las constantes K usadas en correlación para estimar Presión de Rocío.....	93
Tabla 3. 2 Valores de las constantes “A”, usadas en correlación para estimar el Factor de Compresibilidad Bifásico	94
Tabla 4. 1 Resultados del Gradiente del yacimiento JM-19, ME-C.....	113
Tabla 4. 2 Resultados del gradiente de vaciamiento realizado al yacimiento JM-19, ME-C.....	113
Tabla 4. 3 Datos para la elaboración de las curvas de permeabilidad para el sistema gas-condensado.....	128
Tabla 4. 4 Datos para la elaboración de las curvas de permeabilidad para el sistema gas-agua.....	128
Tabla 4. 5 Resultados de SIGEMAP del mapa isópaco-estructural (nueva interpretación geológica).....	130
Tabla 4. 6 Resultados de Hidrocarburos Originales en Sitio por el método Volumétrico.....	131

Tabla 4. 7 Resultados de Volúmenes originales en sitio, Reservas a condiciones de abandono y reservas remanentes.....	137
Tabla 4. 7 Comparación de los resultados de reservas obtenidos por declinación energética y declinación de producción.....	139
Tabla 4. 8 Comparación de los resultados de volúmenes originales en sitio obtenidos por los diferentes métodos.....	140
Tabla 4. 9 Datos usados en la simulación de producción para estimar el daño y resultados de la misma	145
Tabla 4. 10 Resultados de la simulación para estimar el potencial de los pozos propuestos para el plan de explotación.....	146

LISTA DE FIGURAS

Figura 2. 1 Ubicación del Área Operacional.....10

Figura 2. 2. Ubicación Geográfica del Área en Estudio (Arena ME-C).....12

Figura 2. 3 Cuencas sedimentarias de Venezuela.....14

Figura 2. 4 Corte geológico conceptual Noroeste-Sureste desde la plataforma
Margarita-Los Testigos hasta el río Orinoco. Subcuenca de Guárico.....16

Figura 2. 5 Corte geológico conceptual Noroeste-Sureste desde la plataforma
Margarita-Los Testigos hasta el río Orinoco. Subcuenca de Maturín.....18

Figura 2. 6 Columna estratigráfica del área mayor de Anaco.....21

Figura 2. 7 Diagrama de Fases.....30

Figura 2. 8 Influencia del mecanismo de producción primario en el porcentaje
de recobro y presión del yacimiento.....36

Figura 2. 9 Variación de p/z contra G_p para un yacimiento
Volumétrico de gas.....50

Figura 2. 10 Factores que afectan la validez del método de declinación de
Presión.....52

Figura 2. 11 Balance molar de un yacimiento de gas condensado volumétrico
con compactación y condensación retrograda.....54

Figura 2. 12. Grafico de Cole Plot para yacimientos de gas.....57

Figura 2. 13 Graficas para determinar las reservas recuperables por declinación de presión.....	58
Figura 2. 14 Comportamiento de las diferentes curves de declinación.....	63
Figura 2. 15 Curva de Afluencia (IPR).....	68
Figura 2. 16 Curvas de Oferta y Demanda.....	69
Figura 2. 17 Sistema de Análisis por Nodo.....	72
Figura 2. 18 Grafico Valor Presente Neto Vs. Tasa de Retorno.....	82
Figura 4. 1 Comportamiento de presión del yacimiento JM-19, Arena ME-C....	111
Figura 4. 2 Comportamiento de presión del yacimiento JM-19, Arena ME-C....	114
Figura 4. 3 Comportamiento de Temperatura (depurado) del yacimiento JM-19, Arena ME-C.....	115
Figura 4. 4 Mapa de Retícula petróleo producido acumulado.....	116
Figura 4. 5 Mapa de Burbuja petróleo producido acumulado.....	116
Figura 4.6 Mapa de Retícula gas producido acumulado.....	117
Figura 4. 7 Mapa de Burbuja gas producido acumulado.....	118
Figura 4. 8 Grafico de diagnostico de Chang para el pozo JM-213.....	119
Figura 4. 9 Mapa de Retícula agua producida acumulada.....	119

Figura V. 10 Mapa de Burbuja agua producida acumulada.....	120
Figura 4.11 Relación Gas Petróleo Vs Tiempo.....	121
Figura 4. 12 Histórico de producción vs tiempo.....	123
Figura 4. 13 Comportamiento de °API del yacimiento JM-19, Arena ME-C.....	125
Figura 4. 14 Variación de Z_2f con presión.....	126
Figura 4. 15 Variación de ρ_{gc} con presión.....	126
Figura 4. 16 Variación de β_{gc} con presión.....	127
Figura 4. 17 Variación de μ_{gc} con presión.....	127
Figura 4. 18 Permeabilidades relativas en función de la saturacion de gas.....	129
Figura 4. 19 Permeabilidades relativas en función de la saturacion de Agua.....	129
Figura 4. 20 Método analítico. Cotejo del comportamiento de presión del yacimiento por MBAL	132
Figura 4. 21 Método p/Z_2f versus G_{pt} . Resultado grafico del método de balance de materiales por MBAL	133
Figura 4. 22 Mecanismos de producción presentes en el yacimiento. Resultado grafico del método de balance de materiales por MBAL.....	134
Figura 4. 23 Método de declinación energética p/Z_2f Vs G_{pt} , para determinar reservas	135

Figura 4. 24 Grafico de Gp/Nc Vs Gpt para el cálculo de reservas.....	136
Figura 4. 25 Grafico de Wp/Nc Vs Gpt para el cálculo de reservas.....	137
Figura 4. 26 Grafico de declinación de producción para estimar reservas con la herramienta Oil Field Manager (OFM).....	139
Figura 4. 27 Perfil estratigráfico para los pozos pertenecientes al yacimiento JM-19.....	141
Figura 4. 28 Mapa del yacimiento JM-19 en la arena ME-C. Ubicación de pozos.....	143
Figura 4. 29 Mapa del yacimiento JM-19 en la arena ME-C. En este se muestra la ubicación de los pozos propuestos para el plan de explotación	144
Figura 4. 30 Perfil donde se muestra la ubicación de la nueva localización en relación a sus pozos vecinos y una tabla con los valores de los parámetros petrofísicos de la formación en el punto seleccionado.....	144
Figura 4. 31 Tabla del resumen económico de la evaluación realizada para el proyecto.....	147
Figura 4. 32 Hoja de cálculo utilizada para la evaluación económica. En la misma se muestran los valores de los parámetros utilizados para realizar la misma.....	148

INTRODUCCIÓN

El petróleo y el gas natural constituyen la base de la economía Venezolana, y PDVSA como principal empresa petrolera está en la constante búsqueda de mejores métodos para la explotación de los yacimientos. PDVSA GAS fue creada a comienzos del 2001, debido al auge y a la demanda que ha tenido el gas como combustible en los últimos años; con la finalidad de direccionar el negocio del gas y para ello cuenta con el Distrito Anaco, que es el área Operacional por excelencia en actividades de Exploración, Perforación, Explotación/Producción y Transporte de este hidrocarburo; siendo considerado “Centro Gasífero” en el ámbito nacional, por contener reservas probadas de Gas superiores a los 15.600 MMMPC, con un área aproximada de 13.400 km². Dicho Distrito esta ubicado en el centro del estado Anzoátegui y esta conformado por dos extensas áreas que se describen a continuación: El Área Mayor de Oficina (AMO), está integrada por los campos: Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay. Esta área cuenta con una infraestructura para manejar y procesar 430 millones de pies cúbicos normales de gas diarios (MMPCND), con un potencial de extracción de líquidos de 9000 barriles normales por día (BNPD); y el Área Mayor de Anaco (AMA), ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, subcuenca de Maturín. Esta última está situada en el Bloque levantado al Norte del corrimiento de Anaco. Comprende los Campos: El Toco, Santa Ana, Guarío, El Roble, San Joaquín y Santa Rosa. Esta área cuenta con la capacidad de manejar y procesar 1650 MMPCND, con un potencial de extracción de líquidos de 8500 BNPD.

Por otra parte, el ambiente económico actual dicta que las decisiones para inversiones importantes en el desarrollo del Campo, requiera de un entendimiento detallado de sus yacimientos para poder predecir su comportamiento. Por esto, PDVSA se ve en la obligación de realizar los estudios necesarios para mantener una base de datos sobre

las reservas de los yacimientos pertenecientes a su área operacional que esté lo más actualizada posible. Esto hace que la integración de la Ingeniería de Yacimientos, Ingeniería de Producción, Geología y la Informática, sea esencial para una mejor caracterización de yacimientos y planes de explotación más certeros. Al fusionar el modelo estático, proveniente del estudio geológico, con el modelo dinámico, se pueden obtener las variables y parámetros que controlan el comportamiento de los fluidos a través del medio poroso, la extensión, volumen y potencial de producción del yacimiento a fin de desarrollar futuros planes de explotación que sean rentables y que permitan obtener un mayor recobro de hidrocarburos. Sin embargo, actualmente el yacimiento JM-19 en la arena Merecure C, no cuenta con un estudio reciente; al igual que una gran cantidad de yacimientos, y en especial los maduros que no han sido desarrollados adecuadamente por razones tales como: Falta de información o actualización de la misma, problemas mecánicos de los pozos, falta de localizaciones óptimas, entre otros.

El objetivo general de este proyecto consiste en caracterizar el Yacimiento JM-19, Arena ME-C, del Campo San Joaquín, ubicado en el Área Mayor de Anaco, a través de la evaluación del modelo dinámico, de manera que se puedan cuantificar las reservas originales en sitio y reservas remanentes, para lograr el planteamiento de un esquema óptimo de explotación.

Posterior a esta introducción se presenta el Planteamiento del Problema, sección en la cual se indica la situación y se describe el porqué es necesario realizar el estudio. Seguidamente, se presentan los fundamentos teóricos, donde se resumen los conceptos básicos relacionados con el trabajo. En la metodología, se hace una descripción del procedimiento seguido para realizar la investigación y el informe final. Posteriormente, se presenta la discusión de resultados, donde se analizaron todas las variables evaluadas y lo que las mismas representan. Finalmente, se presentan las conclusiones en función de los resultados obtenidos y se indican las recomendaciones que se consideran pertinentes.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En virtud de la gran demanda de gas, y debido a las reservas de hidrocarburos livianos, medianos, gas libre y asociado, y en especial las grandes reservas de condensado, Anaco requiere la caracterización de sus yacimientos para tener mayor y mejor conocimiento de sus propiedades y dimensiones, de modo que se pueda aprovechar al máximo el potencial de los mismos. Por tal motivo, la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos de PDVSA GAS Anaco, le asigna mucha importancia a proyectos que permitan la generación de un modelo estático y dinámico, para el monitoreo del yacimiento y la visualización de oportunidades. Debido a lo antes expuesto, San Joaquín, requiere un estudio dinámico del yacimiento JM-19, en la arena ME-C, que integre así la información geológica y petrofísica de esa acumulación.

El yacimiento JM-19 esta delimitado de la siguiente manera: al Norte por una falla normal. Al Sur, esta limitado por el corrimiento de Anaco y limites estratigráficos al Este y Oeste. El mismo fue descubierto el 20/11/1941 a través del pozo que lleva el mismo nombre, y fue caracterizado como una acumulación de gas condensado a condiciones de yacimiento.

El modelo dinámico se apoya principalmente en la composición y comportamiento de los fluidos en el yacimiento. Esto se logra mediante la evaluación y validación de pruebas de producción y presión, análisis energético y de fluidos, estudio de permeabilidades relativas y aplicación de balance de materiales. Lo anterior, que esta soportado en el modelo estático, permite estimar volúmenes de fluidos originales y actuales en el yacimiento.

Los datos generados en el estudio geológico, definen la geometría del yacimiento, estableciendo límites y barreras del mismo, así como también los parámetros que dominan el comportamiento de los fluidos dentro de él, como permeabilidad, porosidad, saturaciones, entre otros; con lo cual se puede obtener los volúmenes de fluidos originalmente en sitio. Dichos volúmenes deben ser corroborados por los datos provenientes del estudio dinámico.

La unificación de ambos estudios, permitirá generar el mejor esquema de explotación aplicable al yacimiento, logrando de esta forma la reducción de la incertidumbre.

En virtud de lo antes expuesto, el objetivo principal de este Trabajo Especial de Grado, es la caracterización dinámica del yacimiento JM-19, arena ME-C del campo San Joaquín, con el fin de evaluar el esquema de explotación actual y analizar la factibilidad de implementar nuevas estrategias de explotación para optimizar el recobro de hidrocarburos de este yacimiento, como reacondicionamiento de pozos, recuperación mejorada o apertura de nuevas localizaciones.

Los Objetivos Específicos del Trabajo Especial de Grado fueron:

- (a) Recopilar los datos necesarios referentes al modelo dinámico del área en estudio.
 - (b) Validar las pruebas e historias de producción.
 - (c) Validar los ensayos PVT disponibles, o generar uno sintético, en caso de no contar con ninguno.
 - (d) Cotejar el comportamiento histórico de presión.
 - (e) Determinar el Petróleo Original en Sitio (POES), Condensado Original en Sitio (COES), Gas Condensado Original en Sitio (GCOES), Gas Seco Original en Sitio (GOES) aplicando los métodos volumétricos, declinación de presión y de balance de materiales.
 - (f) Generar el plan de explotación para el yacimiento en estudio.
 - (g) Evaluación económica opciones.
-

CAPITULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

1.1 Generalidades Operacionales del Área Mayor de Anaco (AMA)^[11]

El área mayor de Anaco (AMA), 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 N50° 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 y las cuales han dado origen a los campos de Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana, El Toco, El Roble y San Roque. Ver figura 2. 1.

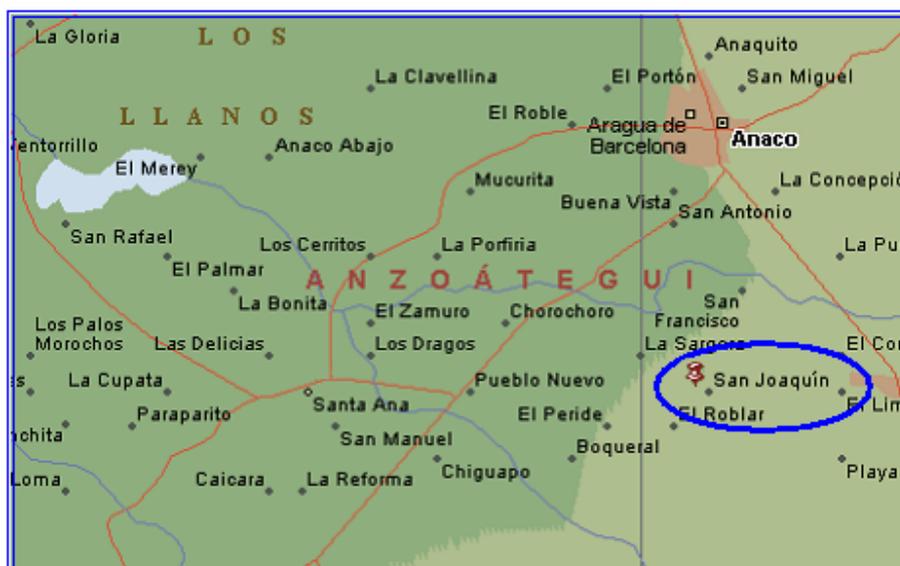


Figura 2. 1 Ubicación del Área Operacional (Marín, 2000)

La Cuenca Oriental de Venezuela esta dividida en cinco áreas con sus respectivos y principales campos:

- (a) **Área Mayor de Anaco:** Con los campos San Joaquín, Santa Rosa, Santa Ana, El Roble, Rosa, San Roque, Guarío y Aragua.
- (b) **Área Mayor de Oficina:** Con los campos Oscurote, Nigua, Nardo, Mata Oeste, Soto, Boca Mapiri, Kaki, Galán, Cantaura, La Ceibita, Zeta (Zapatos, Zarza, Zulus, Zacarías, Mata R, Mata 10), Maulpa, Guamacha y Patacón.
- (c) **Área Mayor de Úrica:** Con los campos La Ceibita, La Vieja, Quiamare, Santa Rosa Norte y Táchata.
- (d) **Área Centro de Anzoátegui y Monagas:** Con los campos Carisito, Aguasay, La Florida, Pato, Onado, Caro, Mata y Acema.
- (e) **Área Norte de Monagas:** Con los campos El Carito, Mulata, El Furrrial, Carito Norte, Santa Bárbara, El Tejero, Pirital, Bosque, Casupal, Punta Gorda, Mata Grande y Táchata.

1.2. Características Generales del Área de Anaco

Debido a la clasificación del tipo de crudo que producen los Campos pertenecientes al área operacional del Distrito Anaco, éstas han sido divididas en dos unidades de explotación, las cuales son: Gas Condensado y Liviano Mediano presentando la misma columna estratigráfica que parte desde el Cretáceo de la era Mesozoica pasando por el Paleoceno, Eoceno, Oligoceno, Mioceno, Plioceno, y el Pleistoceno, excepto los Campos Acema 100 y Acema 200, Mata Este y Zumo (área Norte de Oficina) que tienen una columna muy accidentada con relación a las otras dos unidades, su columna estratigráfica es menor en profundidad debido a los espesores de las formaciones, apareciendo en esta zona operacional un buen desarrollo de la Formación Freitas compuesta por lutitas con espesores promedios de 1.000 a 4.000 pies ^[11].

1.3 Ubicación Geográfica del Área en Estudio ^[16]

El 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° 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 y las cuales han dado origen a una serie de campos entre los que destacan Guarío, San Joaquín, Santa Ana, El Toco y El Roble.

El campo San Joaquín se encuentra ubicado aproximadamente a ocho kilómetros al Suroeste de la población de Anaco, en la parte central del Estado Anzoátegui, cuenca oriental de Venezuela. Este Campo fue descubierto en el año 1954, muestra tres domos y un pronunciado declive hacia el Noreste denominado Campo Guarío. Al Norte de San Joaquín se encuentra el Campo El Roble, donde el entrampamiento parece ser una terraza formada dentro del flanco Noroeste del levantamiento San Joaquín- Guarío. Ver figura 2. 2.

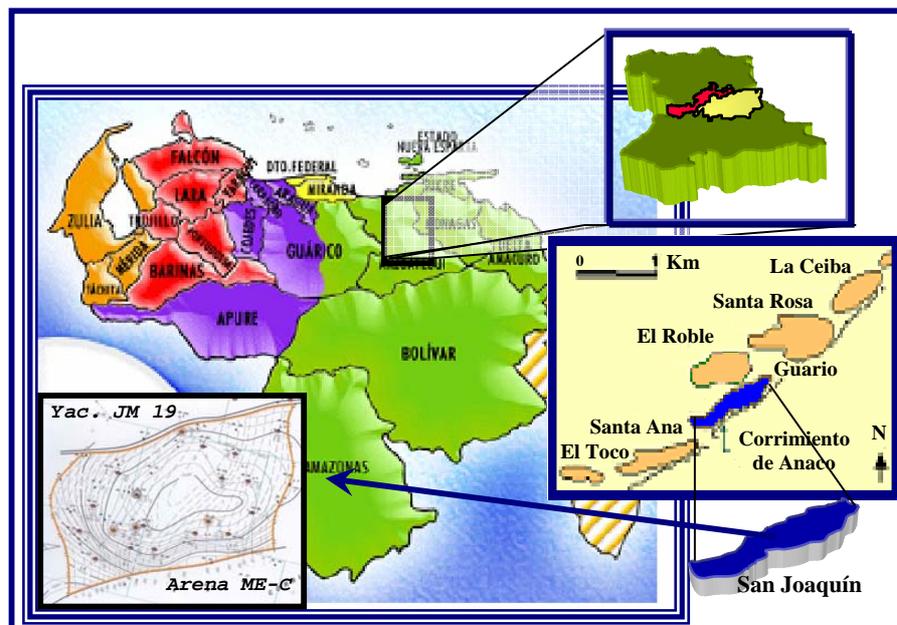


Figura 2. 2. Ubicación Geográfica del Área en Estudio (Arena ME-C).

Estos Campos se encuentran en el lado deprimido de la falla normal que atraviesa el Área Mayor de Anaco, siendo éste el componente estructural que limita la disposición de los fluidos en el Cuadrángulo San Joaquín – El Roble – Guarío, estableciéndose yacimientos independientes en ambos lados de la falla, salvo algunas excepciones donde los yacimientos exceden el nivel sellante de la misma y se extienden a ambos lados de la falla.

1.4 Características Geológicas del Área En Estudio ^[14]

(a) Geomorfología:

El área de estudio ocupa una pequeña porción de una extensa planicie, suavemente ondulada, la cual forma parte de los llanos orientales de Venezuela y es conocida geológicamente con el nombre de mesa. Estas amplias y extensas llanuras se caracterizan por estar truncadas, a lo largo de las rutas principales de drenajes, por prominentes farallones y escarpados de pendientes abruptas que frecuentemente alcanzan unas diferencias de elevación de 40 metros aproximadamente.

El desarrollo sedimentario que presentan actualmente estos llanos, obedece a una depositación de orígenes diversos tales como: cono de eyección, depósitos eólicos de sedimentación, lagunares y paludales. La constitución de la mesa es generalmente arenosa, con granos variables, generalmente más gruesos hacia los bordes Norte y Oeste y más finos hacia el Este y el Sur.

(b) Litología:

Las características petrofísicas de las arenas que conforman la formación Merecure y Oficina evidencian depósitos del tipo de canales, asociados lateralmente con depósitos de llanura de inundación o abanico de rotura, caracterizados por un aumento importante de la arcillosidad. Estos depósitos de tipo canales tienen

numerosos desplazamientos laterales que permiten, mediante erosiones de la parte superior de las secuencias subyacentes, comunicaciones entre ellos.

3. MARCO GEOLÓGICO

2.1 Cuenca Oriental de Venezuela ^[9]

La Cuenca Oriental de Venezuela comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, prolongándose hacia la plataforma deltana y sur de Trinidad. Presenta una extensión superficial aproximada de 200 Kilómetros de ancho en sentido Norte – Sur y 800 kilómetros de longitud, en sentido Este – Oeste (González de Juana y colaboradores, 1980), abarcando un área total aproximada de 165.000 km².



Figura 2. 3 Cuencas sedimentarias de Venezuela.

Esta Provincia sigue en orden de importancia como productora de hidrocarburos a la Provincia de Maracaibo; se caracteriza por condiciones variables de entrapamiento y calidad del crudo. La producción proviene de arenas que datan desde el Cretáceo hasta el Mioceno. Las principales trampas están controladas por combinación de

factores estructurales y estratigráficos. El flanco Norte de la subcuenca de Maturín presenta acuñaamiento en la formación La Pica, asociación con fallas de gran desplazamiento. El flanco Sur contiene múltiples yacimientos en las formaciones Oficina y Merecure del Oligo – Mioceno, en domos cortados por fallas inversas, cierres contra fallas normales y cambios laterales de permeabilidad, porosidad, litología; y por otras fallas y posibles asociaciones con remanentes erosionales hacia el extremo Sur de la cuenca, en la Faja Petrolífera del Orinoco. Una primera compresión se observa principalmente en Quiamare y Cerro Pelado, entre el Mioceno Inferior y la base del Mioceno Medio, debajo del tope del Miembro Verde de la Formación Oficina.

Una segunda compresión que levantó la Serranía del Interior durante el Mioceno Medio a Superior, originó en el Norte de Anzoátegui la elevación, pliegues y fallamiento de las rocas anteriores. Las antiguas fallas de crecimiento (evidenciadas en Cerro Pelado y Anaco, desde el tope del Cretáceo hasta el tope del Miembro Naranja de la Formación Oficina) evolucionaron a fallas inversas, y la Falla de Urica se comporta como una falla transgresiva.

El fallamiento de Urica, de rumbo Noroeste es una amplia zona de dislocación de más de 10 km. de ancho que se extiende por 400 km. desde el Sur de Barcelona hasta las cercanías de Tucupita. La Zona de Fallas de Urica actuó en el Norte de Anzoátegui como una fractura transgresiva dextral, separando dos bloques entre el Mioceno Medio y Superior y el Plioceno, con características estructurales diferentes^[10].

El sector oriental se caracteriza por pliegues volcados y sobrecorrimentos hacia el Sur. La zona occidental no presenta verdaderos corrimientos, sino pliegues amplios afectados por fallas de rumbo, subparalelas a la zona de falla de Urica y con un movimiento dextral.

2.2 División de la Cuenca Oriental de Venezuela

Por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas, la Cuenca Oriental de Venezuela ha sido dividida en dos subcuencas:

- Subcuenca de Guárico (al Oeste)
- Subcuenca de Maturín (al Este)

2.2.1 Subcuenca de Guárico

Esta subdivisión comprende los Campos del Estado Guárico y parte del Norte del Estado Anzoátegui. El flanco norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el Sistema de Fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo.

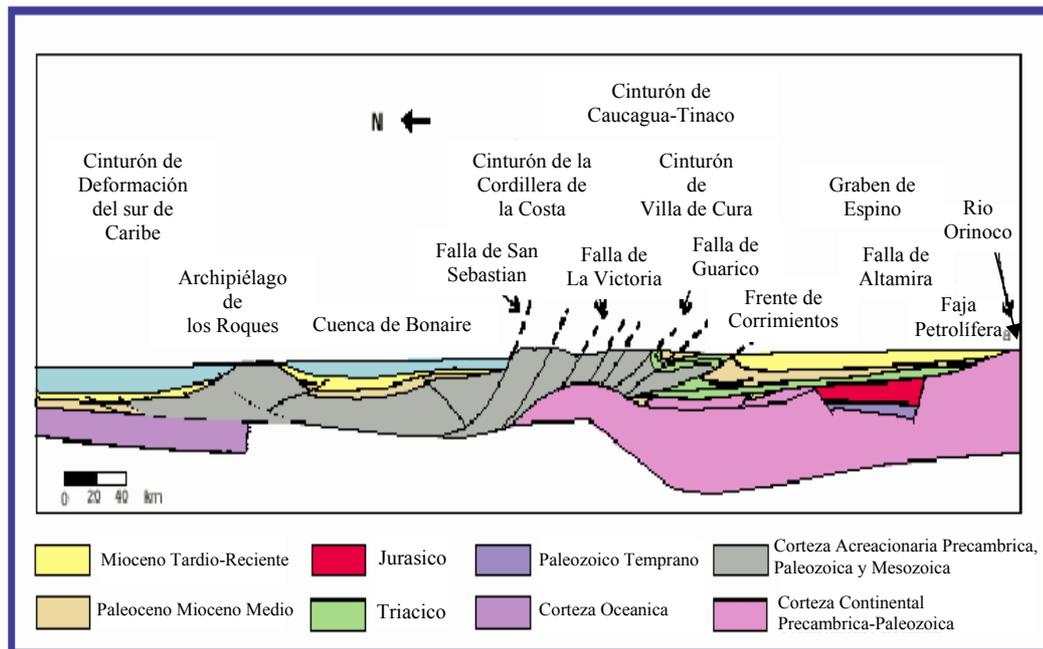


Figura 2. 4 Corte geológico conceptual Noroeste-Sureste desde la plataforma Margarita-Los Testigos hasta el río Orinoco. Subcuenca de Guárico (Tomado de Evaluación de Pozos, 1997. Modificado por Martínez).

Hacia el sur la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas, con un acuñaamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección. Las principales fallas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimiento. La roca madre principal (Grupos Guayuta y Temblador) se supone sobre corrida actualmente por el frente de deformación del Norte de Guárico^[4].

No obstante, se ha postulado una edad de generación cercana a la edad de la formación de las fallas Mioceno tardío en la región de Guárico central, con características de materia orgánica de origen marino y distancia de migración cercana. Esto demostraría la importancia del Grupo Temblador en los Campos del Estado Guárico como potencial roca madre. También se ha postulado la generación de hidrocarburos parafínicos a partir de formaciones, como Roblecito y Oficina. Los principales campos petroleros son, de Oeste a Este: Palacios, Mercedes, Yucal-El Placer, Tucupido, El Jobal, Socorro y Macolla. En especial, Yucal-El Placer es un campo de gas por excelencia. Hacia el sur del estado Guárico, las unidades cretácicas y terciarias se acuñan gradualmente, generando trampas estratigráficas y de sellos asfálticos en lo que se ha denominado la Faja del Orinoco, de yacimientos neógenos, y cuya migración parece haber ocurrido no sólo de Norte a Sur, sino también Noreste a Suroeste. Los sellos lutíticos más importantes se encuentran dentro de las mismas unidades que contienen yacimientos tales como Roblecito, Chaguaramas y Oficina; las trampas constituyen combinaciones de tipo estructural (fallas extensionales) y estratigráficas (canales)^[4].

2.2.2 Subcuenca de Maturín

La subcuenca de Maturín constituye la unidad petrolífera principal de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñaamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al Norte del Corrimiento de Piritál y otro al Sur (Evaluación de pozos, 1997).

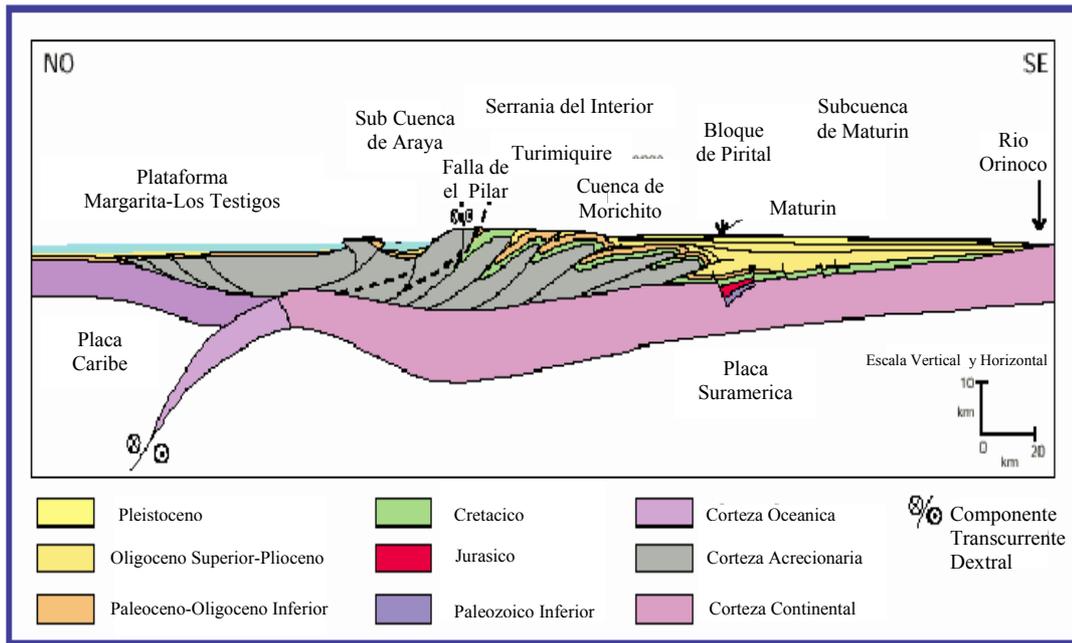


Figura 2. 5 Corte geológico conceptual Noroeste-Sureste desde la plataforma Margarita-Los Testigos hasta el río Orinoco. Subcuenca de Maturín (Tomado de Evaluación de Pozos, 1997. Modificado por Martínez).

La serranía del Interior Oriental representa una buena parte de la sedimentación del flanco Norte de la subcuenca de Maturín; exhibe una gruesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco Sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el grupo Temblador en su parte inferior, como parte del Cretácico, y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en el que se alteran ambientes fluvio-deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales.

En la Serranía del Interior la roca madre principal se encuentra representada por el Grupo Guayuta, particularmente la Formación Querecual, la cual llega a tener mas del doble de espesor que su equivalente (Formación la Luna) en el occidente de Venezuela, con características similares de roca madre. Debido al espesor considerable de la Secuencia Neógena en el flanco Norte de la subcuenca, no se puede establecer con claridad cómo se produce el cambio lateral de las unidades

cretácicas hacia el grupo Temblador del sur. Sin embargo, se estima que para los equivalentes laterales del Área Mayor de Oficina, el caso pudo haber sido muy semejante, con generación por una roca madre cretácica muy cercana. Para los Campos del Norte de Monagas, la roca madre por excelencia debe haber sido cretácica (Grupo Guayuta), aunque no se descarta el aporte de secuencias más jóvenes, con materia orgánica de afinidad continental (la superficie de la Formación Naricual es muy carbonosa)^[4].

Los yacimientos más importantes son de edad terciaria; en los Campos del Norte de Monagas están constituidos por las Formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas. También se han encontrado buenos yacimientos en las areniscas de la formación San Juan (Cretácico tardío), y en unidades jóvenes como las formaciones La Pica (Mioceno) y Las Piedras-Quiriquire (molasa del mio-plioceno).

Para el entrapamiento de hidrocarburos son de particular importancia las estructuras de tipo compresivo, como las del Campo el Furrial. Las unidades sello regionales, importantes para la secuencia Cretácico-Terciaria en el flanco norte de la subcuenca, son las Formaciones Vidoño, Areo y Carapita. Estas dos últimas también pueden contener yacimientos lenticulares.

Hacia el Sur de la subcuenca de Maturín, en los Campos Oficina y Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las formaciones Merecure y Oficina, con sellos de extensas lutitas dentro de estas mismas unidades. La formación Freites suprayacente también constituye un sello regional de gran importancia.

Los principales campos petrolíferos, de Oeste a Este y en el Norte de Monagas son: los del área mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Orocuál, Boquerón, Quiriquire y Pedernales. En su límite sur, la subcuenca también incluye la Faja del

Orinoco, con yacimientos Neógenos y roca madre cretácica, con migración distante a lo largo y a través de la discordancia Cretácico-Neógeno^[4].

2.3 Configuración Estructural y Estratigráfica del Área ^[13]

Los Campos petrolíferos de la parte central del Estado Anzoátegui, en la Cuenca Oriental de Venezuela, se agruparon originalmente bajo la denominación de Campos de Anaco y se extienden en dirección Noreste por unos 66 km., con un ancho máximo para las “bandas” o conjuntos de campos de 14 Km.

En la secuencia sedimentaria correspondiente al subsuelo del Área Mayor de Anaco, se observa que los primeros estratos corresponden a los miembros Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado de la Formación Oficina, seguida por la Formación Merecure, Vidoño, San Juan y Temblador. La edad de cada una de estas formaciones se muestra en la Figura 2. 6.

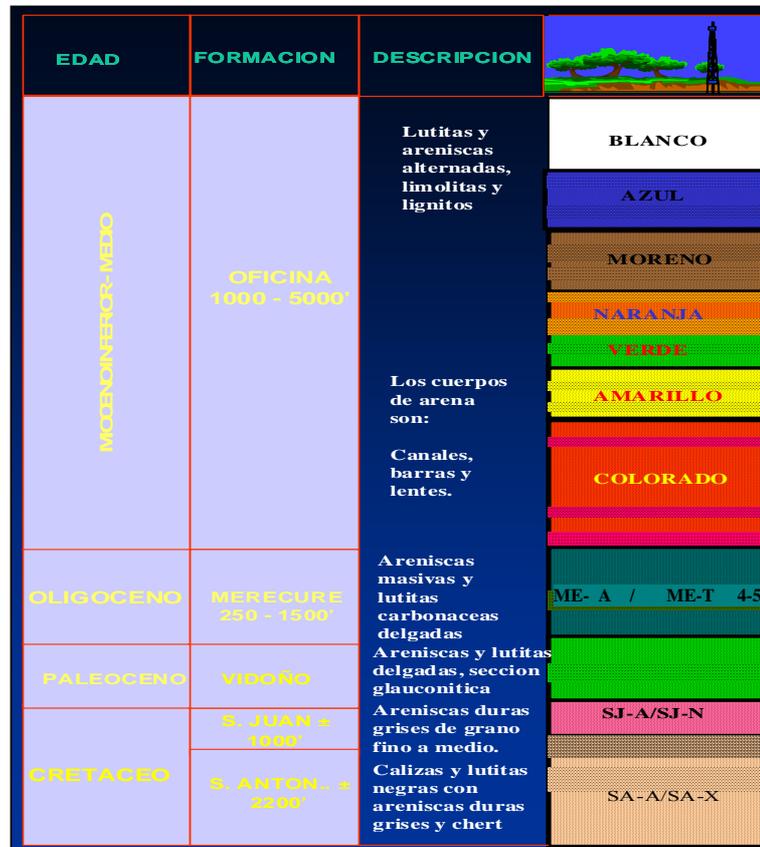


Figura 2. 6 Columna estratigráfica del área mayor de Anaco. (Tomado y modificado del informe técnico del proyecto L.I.C. Santa Rosa, 2000).

2.4 Características de las Formaciones

2.4.1 Formación Mesa

Ésta sección descansa en forma transicional sobre la Formación Las Piedras y su espesor es de un máximo de 180 pies. Esta formación pertenece al ambiente continental y consta básicamente de estratos horizontales, conformados por areniscas y conglomerados ferruginosos de color rojizo y amarillento. Se extiende por los llanos centro-orientales y orientales (Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas). Se encuentran algunos afloramientos en los Estados Sucre y Bolívar, inmediatamente al Sur del Río Orinoco.

2.4.2 Formación Las Piedras

Su edad data del Plioceno y presenta, a lo largo de la Cuenca Oriental de Venezuela, un espesor máximo de 5.000 pies. Se caracteriza litológicamente por la presencia de sedimentos poco consolidados que incluyen areniscas, limolitas carbonaceas, arcillitas y lignitos.

La formación aflora en la porción septentrional de los Estados Anzoátegui y Monagas. En el subsuelo se extiende al Este hasta Pedernales, Territorio Delta Amacuro y Golfo de Paria. Hacia el Sur, llega a las cercanías del Río Orinoco en la Faja Petrolífera.

2.4.3 Formación Freites

La Formación Freites se extiende, en el subsuelo, a través de todo el flanco sur de la subcuenca de Maturín casi hasta el Río Orinoco. Aflora en los domos de Santa Ana y San Joaquín del área de Anaco y en una faja amplia al Oeste del Campo Santa Ana y al Norte hasta Aragua de Barcelona. La formación Freites pertenece al Mioceno Medio, llegando posiblemente al Mioceno Tardío.

2.4.4 Formación Oficina

La Formación Oficina contiene las arenas de mayor producción en el área de Anaco y presenta un notable incremento en su espesor desde el Sur hacia el Norte y desde el Este hacia el Oeste, lo que da indicio del aporte desde el Nor-Oeste, haciéndose la cuenca mas profunda hacia el Sur Este. La Formación se caracteriza por la presencia de lechos intercalados de areniscas cuyo color varía de gris a crema claro, con lutitas grises, lignitos, intercalaciones calcáreas delgadas y arcillas verdes en menor cantidad. El ambiente sedimentario es del tipo fluvio deltaico a marino de aguas llanas, donde son comunes las arenas lenticulares y los rellenos continentales¹⁷.

La Formación Oficina ha sido separada en siete miembros individuales, en base a sus cualidades litológicas y paleontológicas. Las areniscas comprendidas en ésta Formación, han sido agrupadas en unidades de arenas, las cuales en orden estratigráfico descendente son conocidas con los nombres de Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado.

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 Oriental.

La edad de la Formación Oficina va desde el Oligoceno medio, al Mioceno medio, y en el Área Mayor de Anaco la Formación Oficina ha sido subdividida en intervalos de uso práctico, basados en características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología, entre otros; llamados Miembros que en orden estratigráfico desde el más joven al más antiguo se designan con los nombres que se indican a continuación:

(a) Miembro Blanco

En la parte inferior del área se puede observar que está depositado discordantemente encima del miembro azul. El miembro blanco está compuesto por arenas poco consolidadas, limos y arcillas plásticas. No contiene yacimientos y por lo tanto se considera de poco interés económico.

(b) Miembro Azul

Está formado por lutitas limosas, color gris oscuro, con areniscas arcillosas micáceas, de granos finos y de color gris claro. En ésta secuencia se encuentran fósiles de aguas marinas y salobres.

(c) Miembro Moreno

Tiene unos 1.150 pies de espesor en el Domo Sur al Norte de San Joaquín y 1.320 pies en San Joaquín Norte. Litológicamente está formado mayormente por lutitas fosilíferas, de color gris, con intercalaciones de lutitas y areniscas de igual color. La secuencia también incluye capas delgadas de areniscas de grano fino, lignitos, calizas arenosas y argilítas.

(d) Miembro Naranja

Varía de 1.310pies a 1.440 pies del domo Sur al Norte de San Joaquín. Éste Miembro está formado por lutitas fosilíferas, color gris con intercalaciones de lutitas y areniscas de igual color. La secuencia también incluye capas delgadas de areniscas de grano fino, lignitos, calizas arenosas y argilítas.

(e) Miembro Verde

Presenta un espesor variable del orden de 900 pies. Su litología consiste principalmente de lutitas y areniscas ínter laminadas, capas delgadas de areniscas de grano fino a medio, lutitas y lignitos así como capas ocasionales de calizas arenosas.

(f) Miembro Amarillo

Tiene un espesor de alrededor de 700 pies. Su litología se compone de lutitas gris oscuro con intercalaciones de capas delgadas de arenas de grano fino a medio.

(g) Miembro Colorado

Representa la parte basal de la Formación Oficina, con un espesor variable y valores de 1.325 pies en San Joaquín Norte. Está formado predominantemente por lutitas grises, con capas de areniscas gris claro, de grano fino y algunas de grano grueso.

2.4.5 Formación Merecure ^[12]

Esta Formación es típica de ambientes fluvio - continentales, con intercalaciones de lutitas carbonaceas, limonitas y numerosos niveles de lignitos. Se caracteriza por una secuencia de areniscas gris claro a oscuro, que varían de macizas a mal estratificadas.

Dicha Formación posee un espesor máximo de 1.900 pies. Esta sección marca la trasgresión del Oligoceno y desarrollo de la Cuenca durante el Oligoceno medio y Mioceno inferior ¹⁷.

La Formación Merecure se reconoce en el subsuelo de la Subcuenca de Maturín, al Sur del frente de deformación y en los Campos de Anaco.

La Formación Merecure y la Formación Oficina, están consideradas las principales unidades productoras de hidrocarburos en la cuenca Oriental.

2.4.6 Formación San Juan.

Su edad corresponde al Cretáceo, con un espesor de 1.800 pies. Esta sección presenta areniscas masivas grises con granos bien escogidos.

2.4.7 Formación San Antonio

Esta sección se caracteriza litológicamente por la presencia de areniscas grises y lutitas oscuras, con intercalaciones calcáreas, y corresponde a una edad cretácea. Esta Formación se encuentra ubicada en la parte septentrional de los Estados Monagas, Anzoátegui y Guárico.

2.5. Características de los Entrampamientos

Los entrampamientos de hidrocarburos en las arenas del Área Mayor de Anaco (AMA), presentan distintas modalidades, como son:

- Entrampamiento puramente anticlinal: En el cual el contacto agua-petróleo es paralelo a una curva estructural.
- Canales rellenos de arena: se prolongan hasta el levantamiento de Anaco con dirección general de Sur a Norte, constituyendo un factor muy importante en el entrampamiento de hidrocarburos.

El Corrimiento de Anaco no interviene como elemento de control directo del entrampamiento de arena petrolífera de la Formación Oficina, porque el contacto agua-petróleo está por encima del contacto falla-arena, pero en ciertas arenas productoras de la Formación Merecure, el contacto agua-petróleo del flanco NorOeste está definitivamente más bajo que la intersección de la arena con la falla, indicando que la falla participa de modo directo en el entrampamiento. 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-Guario.

El entrapamiento de los hidrocarburos en los yacimientos de los Campos San Joaquín y Guario está controlado por la combinación de fallas y estructuras dómicas y limitadas por las variaciones laterales de facies.

2.6 La Cuenca Oriental y la Tectónica Global

Los conceptos actuales sobre tectónica global, placas tectónicas y deriva continental, así como la obtención de pruebas cada vez más abundantes y sorprendentes sobre la evolución de la interpretación y del modelaje estructural, está íntimamente relacionada con la evolución estructural y estratigráfica de las cuencas.

Esta interacción en el tiempo geológico produce movimientos verticales y horizontales que traen como consecuencia la acumulación y destrucción de grandes espesores de sedimentos y con ello la conjunción de factores y ambientes propicios para la generación, migración y acumulación de los hidrocarburos. La Cuenca Oriental de Venezuela, al igual que el resto de las cuencas del país muestra evidencias de estos procesos:

Un basamento ígneo - metamórfico, pliegues, fallas, bloques sobrecorridos, serranías, etc. Todos estos procesos controlan la distribución geológica y geográfica de las reservas conocidas de petróleo y gas, y lo que es más importante, la localización de aquellos volúmenes de hidrocarburos que aún están por descubrirse en esta cuenca.

Hacia Guárico y parte de Anzoátegui las formaciones Chaguaramas y Roblecito, constituyen una zona positiva, remanente de una superficie erosional. En el área central de Anzoátegui, las formaciones Oficina y Freites afloran en las crestas erosionadas de los domos de Santa Ana, San Joaquín y Guario. La Formación Mesa

disminuye de altura hacia el Territorio Federal Delta Amacuro, pasando gradualmente de sabana a caños de marea y de éstos a una planicie fluvial fragmentada y cenagosa. La parte baja del Delta del Orinoco es una planicie extensamente inundada, la cual pasa a planicies fangosas hasta llegar a la costa atlántica. Los sedimentos del delta del Orinoco son principalmente arenas de grano fino, arcillas arenosas, arcillas limosas y carbonosas y depósitos lodosos. En la actualidad el delta del Orinoco avanza hacia el noreste, a pesar de las fuertes corrientes costeras que tienden a frenar su desplazamiento hacia el mar mediante la dispersión de sus sedimentos a lo largo de la costa.

2.7 Acumulaciones de Petróleo en la Cuenca Oriental de Venezuela ^[9]

Las acumulaciones de petróleo en la Cuenca Oriental de Venezuela se localizan preferentemente en el Área Mayor de Las Mercedes en la parte nor - central de Guárico; en unos domos estructurales alargados en sentido Nor - Este, que forman el alineamiento estructural de Anaco; en el Área Mayor de Oficina en Anzoátegui Sur - Central; en el Área de Temblador, en el Sur - Centro de Monagas, y el Área Mayor de Jusepín en el Norte de Monagas. La mayoría de los campos de petróleo de las áreas mayores de Oficina, Temblador y Las Mercedes están situados en el flanco Sur de la cuenca, que buza hacia el norte; mientras que los campos del Área Mayor de Anaco, están situados en domos que separan las subcuencas de Guárico y Maturín.

3. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS ^[2]

La caracterización de un yacimiento es un proceso de amplia base científica en el cual se aplican diversos conocimientos sobre ingeniería, para así interpretar lógicamente todos los datos y características de los yacimientos mediante herramientas y técnicas modernas.

Durante el proceso de caracterización, el ingeniero de yacimiento debe contar con información del yacimiento que le permitirá realizar la evaluación confiable del mismo, así como resultados certeros que le facilitarán el control de las operaciones del campo, el desarrollo de un plan de explotación óptimo y, lo más importante, obtener un alto recobro sin dañar el yacimiento y a un menor costo.

Para lograr esto, el ingeniero debe contar con datos petrofísicos, historia de presión y producción, estudios geológicos previos, análisis PVT, etc., así como también programas que contengan modelos matemáticos capaces de estimar de forma confiable las reservas del yacimiento y predecir su comportamiento.

De lo anteriormente expuesto se puede afirmar que el ingeniero toma un número limitado de datos, agrega variables y suposiciones que le permiten obtener conclusiones para explotar óptimamente un yacimiento.

La caracterización de un yacimiento no puede comenzar hasta no haber recopilado la mayor información posible sobre el mismo y sobre todo tener una concepción sólida y clara del yacimiento. Solo bajo esta pauta es conveniente efectuar una definición y evaluación de cualquier yacimiento.

La definición involucra la determinación de la extensión areal, espesor, límites, buzamientos y demás condiciones de depositación geológica del yacimiento. Por otra parte, la evaluación está relacionada con la determinación de las propiedades de las rocas y los fluidos y su variación a través del yacimiento, barreras fracturas, etc., y otros factores que pueden afectar el flujo

4. YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Un yacimiento puede definirse como un medio físico del subsuelo capaz de contener fluidos y que por su condición física presenta propiedades, tales como: porosidad,

permeabilidad, y resistividad. Posee dimensiones (área y espesor) que permiten ubicarlos y cuantificarlos y posee energía que permite extraer los fluidos.

Los fluidos contenidos, hidrocarburos y agua, tienen sus propias características que permiten diferenciarlos unos de otros (Rojas, G., 1995).

5. CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Los yacimientos de hidrocarburos pueden clasificarse como se indica a continuación [5, 15].

5.1. De Acuerdo al Estado de los Fluidos

Los fluidos en un yacimiento consisten en mezclas de diferentes tipos de hidrocarburos que dependen de la composición de la mezcla y de las condiciones de presión y temperaturas existentes en el yacimiento. Para una composición fija de mezcla, un diagrama de presión-temperatura como el mostrado en la Figura 2. 7 permite clasificar los yacimientos en: Yacimientos de Petróleo Negro, Yacimientos de Gas Condensado y Yacimientos de Gas Húmedo.

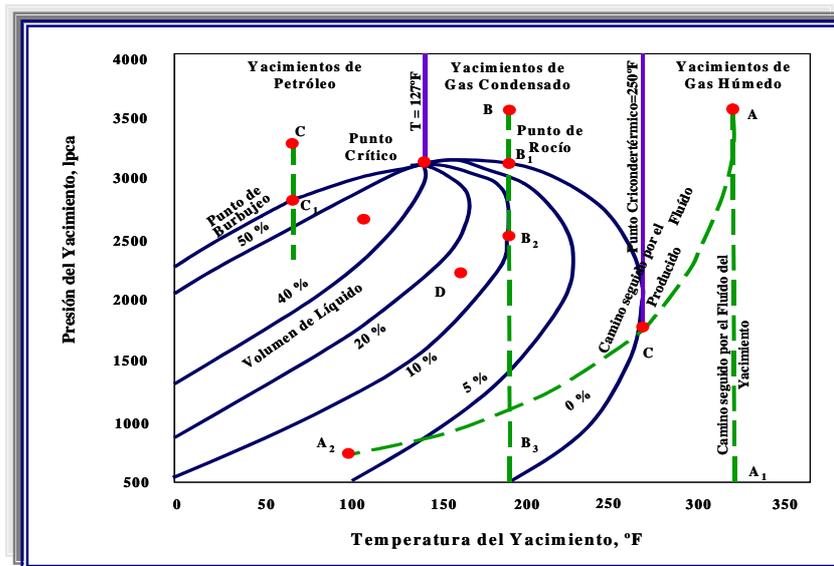


Figura 2. 7 Diagrama de Fases. (Tomado de Craft y Hawkins, 1968. Modificado por Martínez, 2007)

Ahora bien, dependiendo del estado en que se encuentre inicialmente la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, en forma general, los yacimientos se pueden clasificar en yacimientos de gas y yacimientos de líquido. Los yacimientos de gas se subdividen en yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas condensado. A su vez, los yacimientos de líquido pueden ser de petróleo volátil o de petróleo negro. Seguidamente se da una descripción de cada uno de los tipos de yacimientos aquí indicados.

- a. **Yacimientos de Gas Seco:** Existen en estado gaseoso a cualquier presión y a temperaturas mayores a la cricondentérmica. La fase gaseosa es la única en el yacimiento y permanece en ese estado durante su producción. Contienen principalmente metano (C_1) % $C_1 > 90$ con pequeñas cantidades de pentano (C_5) y componentes más pesados % $C_5^+ < 1$.

 - b. **Yacimientos de Gas Húmedo:** Al igual que los yacimientos de gas seco, existen en estado gaseoso a condiciones de yacimiento. A condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases, generando relaciones gas-líquido que varían entre 60.000 y 100.000 PCN/BN. El líquido del tanque tiende a ser incoloro y con gravedad API mayor a 60 °.

 - c. **Yacimientos de Gas Condensado:** estos yacimientos existen naturalmente a una temperatura entre la crítica y la cricondentérmica. Bajo esta situación, al ocurrir una disminución isotérmica de la presión se alcanza el punto de rocío y se produce una condensación de parte de la mezcla. Por debajo de la zona retrógrada, la disminución de presión produce vaporización del condensado hasta que se alcanza nuevamente la curva de rocío. La zona retrógrada está limitada a la parte superior por la curva de rocío entre el punto crítico y el cricondentérmica y en la inferior por la curva que une los puntos de máxima temperatura de las curvas de isocalidad. La curva de rocío retrógrado es típica para un gas condensado y la importancia de su conocimiento reside en que a presiones por
-

debajo de la presión de rocío retrógrada empieza a ocurrir la condensación retrógrada. En la composición de la mezcla de este tipo de hidrocarburos, el contenido de C_1 es mayor de 60 % y el de C_7^+ menor de 12,5%.

- d. **Yacimientos de Petróleo Volátil:** La mezcla de hidrocarburos en el yacimiento se encuentra inicialmente en estado líquido cerca del punto crítico y su temperatura es ligeramente menor que la crítica. El equilibrio de las fases de estos yacimientos es muy pobre, produciéndose un encogimiento del crudo, hasta de 45%, cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo. La Relación Gas Petróleo (RGP) de estos yacimientos se encuentra en el rango de 2.000 a 5.000 PCN/BN y el petróleo de tanque tiene un color amarillento oscuro a negro y una gravedad API generalmente mayor de 40°.
- e. **Yacimientos de Petróleo Negro:** A condiciones de yacimiento la temperatura es muy inferior a la temperatura crítica. El petróleo es de baja volatilidad y tiene un alto porcentaje de $C_7^+ > 40$. En el tanque, el petróleo tiene una gravedad API menor de 40° y un color negro o verde oscuro. La clasificación de los crudos negros dependiendo de la gravedad (o densidad) se muestra en la Tabla 2. 1.

Tabla 2. 1 Clasificación del Petróleo Negro según su Gravedad API (Rojas, G., 1995).

Livianos	$30 < \text{°API} < 40$
Medianos	$20 \leq \text{°API} < 30$
Pesados	$10 \leq \text{°API} \leq 20$
Extrapesado	$\text{°API} < 10$

La Tabla 2. 2 muestra en resumen los valores que caracteriza cada uno de los tipos de fluidos.

Tabla 2. 2 Caracterización de Fluidos de yacimientos en base a información de pruebas de Producción y análisis cromatográfico (Rojas, G., 1995).

	RGP	°API	C ₇₊	C ₁	Color
Gas Seco	>100.000	---	< 0.7 %	>90 %	----
Gas Húmedo	>15.000	<70	<4	<90	Incoloro
Gas Condensado	>3200	>40	<12.5	>60	Amar. Claro
Petróleo Volátil	>1750	>40	>12.5	<60	Amar. Oscuro
Petróleo Negro	<1750	<45	>20	<50	Negro-Verde

6. MECANISMO DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS:

El Mecanismo de Producción es el proceso mediante el cual los fluidos del yacimiento se mueven a través del medio poroso hacia el fondo del pozo. Estos mecanismos son ^[4,14]:

- a. **Empuje Hidráulico:** Se produce cuando la disminución de la presión del yacimiento origina la expansión de un acuífero adyacente al mismo. La efectividad de este empuje depende del tamaño del acuífero y de la permeabilidad de la roca del yacimiento y los factores de recobro en algunos casos pueden estar cerca al 50%. En este empuje existe inicialmente una rápida declinación de la presión que se hace cada vez menor con la producción; la tasa de producción de petróleo disminuye lentamente y a su vez la producción de agua aumenta. El empuje puede ser Activo o Parcial, según sea el reemplazo volumétrico de fluido del acuífero al yacimiento; y Lateral o de Fondo, según la posición del acuífero en la estructura del yacimiento.

- b. ***Empuje de Gas en solución:*** Es el mecanismo de producción más corriente y generalmente contribuye a la producción de la mayoría de los yacimientos. 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. Este empuje tiene un factor de recobro alrededor del 25%, y sus principales indicadores son la rápida declinación de la presión y de la tasa de producción así como la rápida elevación de la relación gas - petróleo (RGP) por cierto período y una rápida disminución posteriormente, debido a que el factor volumétrico de formación de gas a bajas presiones hace que mucho gas represente poco.
- c. ***Empuje por Capa de Gas:*** este mecanismo de producción ocurre en forma natural en aquellos yacimientos saturados que exhiben inicialmente una capa o casquete de gas natural, o una capa o casquete formada posteriormente al segregarse el gas natural salido de solución (casquete secundario de gas). En estos yacimientos, el gas, por su gran compresibilidad, representa energía acumulada para inducir a la producción de hidrocarburos. La capa de gas se expande a medida que se produce petróleo del yacimiento, lo cual ocurre mediante el tipo de desplazamiento conceptualmente semejante a un pistón. Se apreciará que a medida que se reduce la presión en la zona petrolífera, el gas tiende a expandirse y desplaza líquido hacia las zonas de menor presión, donde ocurre la producción. El factor de recobro por este método se encuentra entre 25 y 55%, sin embargo su efectividad se reduce a medida que se produce el gas en forma descontrolada. Se caracteriza por una baja declinación de la presión del yacimiento y de la producción y así como por un aumento lento de la relación gas - petróleo.
-

- d. ***Empuje por Expansión Líquida:*** Ocurre en yacimientos subsaturados, en los cuales el gas en solución no sale hasta que la presión del yacimiento decline por debajo de la presión de burbujeo. Mientras ocurre esta reducción, y si no existe en el yacimiento otro mecanismo de impulsión, la producción será debida a la expansión del petróleo líquido.
- e. ***Empuje por Gravedad:*** Ocurre únicamente bajo condiciones especiales, en las cuales el yacimiento tiene alto buzamiento y favorece la segregación por gravedad del petróleo y gas. Esta segregación es un flujo contracorriente donde el gas migra hacia la parte alta de la estructura, separándose del líquido por diferencia de densidad. Con el tiempo, y dependiendo del volumen del yacimiento, es posible que se forme una capa secundaria de gas en el tope de la estructura, ayudando al drenaje total del yacimiento. Una segregación gravitacional efectiva, como también se le llama a este empuje, requiere un yacimiento uniforme de alta permeabilidad vertical, espesor considerable o apreciable buzamiento.
- f. ***Empuje Combinado:*** Ocurre cuando en el yacimiento actúan dos o más mecanismos de expulsión simultáneamente. La identificación del mecanismo de producción es de vital importancia para realizar cualquier estudio de yacimientos
- g. ***Empuje por Compactación:*** Este mecanismo está presente en mayor o menor grado en todos los yacimientos, y ocurre debido a la disminución del volumen poroso del yacimiento a consecuencia del peso de las rocas suprayacentes, creando un diferencial de presión entre la presión a la cual están los fluidos dentro de los poros de la formación y la presión ejercida por el peso de las rocas suprayacentes.
-

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 hidrocarburo. En la Figura 2. 8, se muestra gráficamente el porcentaje de aporte de cada uno de los mecanismos antes mencionados.

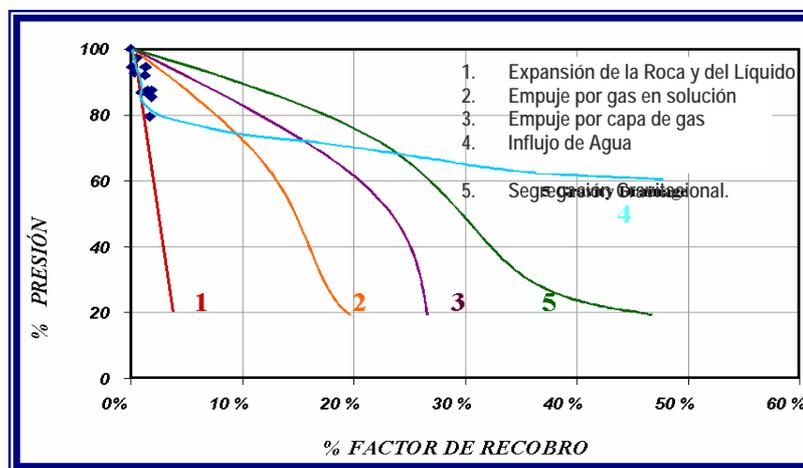


Figura 2. 8 Influencia del mecanismo de producción primario en el porcentaje de recobro y presión del yacimiento (tomado de Craft y Hawkins, 1968. Modificado por Martínez, 2007)

7. RESERVAS

Las reservas son los volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados económicamente. Ellos constituyen el capital de la industria por lo tanto es importante su clasificación en términos de la certeza que se tenga de su existencia (Corpoven, 1989).

7.1. Clasificación de Reservas ^[2].

Existen diversos criterios que pueden usarse para clasificar las reservas. Sin embargo dada la relación de propiedad de los yacimientos que mantiene el estado venezolano, se tomará la clasificación establecida por el Ministerio de Energía y Minas, el cual clasifica las reservas de acuerdo al grado de certidumbre que se tenga de ellas.

De acuerdo a este criterio, las reservas se clasifican en:

7.1.1. Reservas Probadas ^[2]

Se consideran reservas probadas el volumen de hidrocarburos que de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible presenta alta probabilidad de ser recuperada bajo las condiciones económicas existentes y bajo unas condiciones de abandono dadas. Las mismas pueden recuperarse a través de los pozos que atraviesan el yacimiento completados o no e el mismo (reservas desarrolladas), o por medio de pozos a perforar, profundización de los existentes o proyectos de recuperación mejorada.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- Aquellas reservas contenidas en yacimientos con producción comercial o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.
- Las reservas contenidas en yacimientos delimitados 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, inyección de agua, mantenimiento de presión, recuperación térmica u otros).
- 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 o en una respuesta favorable a un Proyecto Experimental iniciado en ese yacimiento.
- En ciertas ocasiones, los volúmenes producibles de pozos en donde el análisis de núcleos 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.

Por su parte, el factor de recobro representa la fracción del volumen de gas original en sitio que puede extraerse o que ha sido extraído de un yacimiento.

7.1.2. Reservas Probables^[2]

Las reservas probables son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un menor grado de certeza comparado con el de las **reservas probadas**.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- 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 no se ha determinado el
-

contacto agua-petróleo y donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más abajo.

- Los volúmenes que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de estos por fallas sellantes, siempre que en dichas áreas 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 en el caso de reservas probadas, que 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 (modificación del espaciamiento, perforación horizontal, etc.).

7.1.3. Reservas Posibles^[2]

Las reservas posibles son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un menor grado de certeza comparado con el de las **reservas probables**.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- 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 pozo 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 sometidos 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, cambio en el patrón de desarrollo (espaciamiento, perforación horizontal, etc.).

7.2. Métodos para el Cálculo de Reservas

Algunos de los métodos para la estimación de las reservas de un yacimiento se presentan seguidamente:

7.2.1. Método Volumétrico:

El método volumétrico permite la estimación de petróleo original en sitio (POES) a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca; aunado a estos parámetros se estima un porcentaje de

recuperación (factor de recobro) del volumen de hidrocarburo presente en el yacimiento en estudio. Basándose en las consideraciones anteriores, el Método Volumétrico puede ser aplicado usando valores promedio de los parámetros requeridos, en cuyo caso es referido como la aplicación determinística o con la utilización de distribuciones de probabilidad para dichos parámetros; de esta manera, se le conoce como la aplicación probabilística del método volumétrico (Rojas, G., 1995).

Para yacimientos de gas, la ecuación para el cálculo volumétrico del GOES tiene la siguiente forma:

$$G = 7758 * \frac{\bar{\phi}^* (1 - \bar{S}_{wi})}{\bar{\beta}_{gi}} * A * \bar{h} \quad \text{Ec. 2. 1}$$

donde:

G = gas original en sitio (GOES), PCN.

$\bar{\phi}$ = porosidad promedio, fracción.

\bar{S}_{wi} = saturación inicial de agua promedio, fracción.

$\bar{\beta}_{gi}$ = factor volumétrico del gas promedio a presión inicial y temperatura de formación, BY/PCN.

h = espesor promedio, pies.

A = área, acres.

p_i = presión inicial del yacimiento, lpca.

Tf = temperatura del yacimiento, °R

En la práctica sólo se conoce un estimado del área y un número finito de valores de porosidad, espesor y saturación de agua inicial, obtenidos a través de los registros en los pozos o de muestras de pared o núcleos, y del factor volumétrico del gas en base a los valores de presión, temperatura del yacimiento y composición del gas

correspondiente a los distintos pozos. Por lo tanto, los valores utilizados para las variables mencionadas, son valores promedio o areales de los diferentes valores que se tengan del yacimiento como se indicó al principio de esta sección (Rojas, G., 1995).

Los valores de volumen y espesor de arena neta gasífera se pueden obtener tomando medidas de un mapa isopaco-estructural, con la ayuda de un planímetro o de un método numérico. El área por espesor se conoce también como volumen bruto y puede ser estimado por dos métodos conocidos como: el Método Piramidal y el Trapezoidal.

Si además de los mapas isopaco y estructural se dispone de mapas de isoporosidad, isosaturación e isopresión, la Ecuación 2. 1. se puede evaluar numéricamente en la forma siguiente:

$$G = 7758 * \sum_{j=1}^n \frac{\phi_j * Sw_{ij} * h_j * A_j}{\beta_{gij}} \quad \text{Ec. 2. 2}$$

donde:

ϕ_j = porosidad del elemento j, fracción.

Sw_{ij} = saturación inicial de agua del elemento j, fracción.

h_j = espesor del elemento j, pies.

A_j = área del elemento j, acres.

β_{gij} = factor volumétrico del gas para el elemento j, PCY/PCN.

En este caso, el yacimiento se divide en elementos de volumen $h_j A_j$, y cada elemento tiene asignado valores dados de ϕ_j , Sw_{ij} y β_{gij} . Este es el procedimiento usado en los simuladores numéricos y de yacimientos (Rojas, G., 1995).

Las ecuaciones para determinar el Gas Original en Sitio (GOES), el Gas Condensado Original en Sitio (GCOES) y el Condensado Original en Sitio (COES) de yacimientos

de gas condensado (con o sin condensación retrógrada), de gas húmedo o de capa de gas condensado (asociadas a zonas de petróleo) son las siguientes:

$$GCOES = \frac{43560 * \phi * h * A * (1 - Swi)}{Bgci} \quad Ec. 2. 3$$

donde:

GCOES = Gas Condensado Original en Sitio, PCN.

ϕ = porosidad promedio del yacimiento, fracción.

Swi = saturación de agua inicial promedio del yacimiento, fracción.

A = área de arena neta gasífera, Acres.

h = espesor de arena neta gasífera, pies.

Bgci = factor volumétrico promedio del gas condensado a presión inicial y temperatura del yacimiento, PCY/PCN.

El factor volumétrico del gas condensado se puede determinar por la siguiente ecuación:

$$Bgci = \frac{0.02829 * Zgci * Ty}{Pi} \quad Ec. 2. 4$$

donde:

Zgci = factor de compresibilidad inicial del gas condensado, adimensional.

Ty = temperatura del yacimiento, ° F.

pi = presión inicial del yacimiento, lpc.

El factor de compresibilidad del gas condensado (Zgc) se puede obtener por el método de Standing y Katz. Este método está basado en el principio de los estados correspondientes, y presenta una correlación gráfica (ver Apéndice A, Figura A .1), la cual puede ser utilizada para determinar el factor de compresibilidad de un gas natural a partir de la presión y temperatura pseudo-reducidas (Rojas, G., 1995).

A partir de la fracción molar de gas condensado que es producida en superficie como gas (fg), se puede calcular el GOES, o gas seco, de la siguiente ecuación:

$$\text{GOES} = \text{GCOES} * f_s \quad \text{Ec. 2. 5}$$

donde

GCOES = gas condensado original en sitio, PCN.

GOES = gas original en sitio, PCN.

f_s = fracción de gas seco.

$$f_s = \frac{RGC_i}{RGC_i + 132800 \left(\frac{\gamma_c}{M_c} \right)} \quad \text{Ec. 2. 6}$$

donde

RGC_i = relación gas condensado inicial, PCN/BN.

γ_c = gravedad específica del condensado, adimensional.

M_c = peso molecular del condensado, lbs/lbs-mol.

Con la relación entre el GOES y la Relación Gas-Condensado inicial se obtiene el COES.

$$\text{COES} = \frac{\text{GOES}}{RGC_i} \quad \text{Ec. 2. 7}$$

donde:

COES = condensado original en sitio, BN.

RGC_i = Relación gas – condensado inicial, PCN/BN.

7.2.2. Balance de Materiales ^[15]

El Método de Balance de Materiales constituye una de las herramientas más usadas en la interpretación y análisis de los yacimientos. La Ecuación de Balance de Materiales se usa para determinar la cantidad de gas existente en el yacimiento a cualquier tiempo durante el agotamiento. De un modo especial se usa para estimar la cantidad de hidrocarburos originalmente en el yacimiento y predecir el comportamiento futuro y la recuperación total de gas bajo condiciones de abandono fijadas.

Las suposiciones básicas consideradas en el Balance de Materiales son las siguientes:

- El espacio poroso se encuentra inicialmente ocupado por gas y agua connata.
- La composición del gas no cambia durante la explotación del yacimiento (siempre y cuando no exista condensación retrograda).
- Se considera $R_{sw} = 0$ (relación gas-agua en solución).
- La temperatura del yacimiento se considera constante (yacimiento isotérmico).

En cuanto a yacimientos de gas, tres mecanismos son los responsables del recobro. Estos son en orden de importancia:

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

El Método de Balance de Materiales se basa en el principio de conservación de la energía. El volumen de control sobre el cual será aplicado este principio es el yacimiento. El método se fundamenta en que el volumen poroso de un yacimiento

(volumen de control) permanece constante o puede ser determinado cada vez que se produce una reducción de la presión del yacimiento como consecuencia de la producción de fluidos.

Las Ecuaciones de Balance de Materiales tratan al yacimiento como un tanque de volumen constante o variable. Se puede decir que este método es un simulador cero dimensional (0D) y dá buenos resultados cuando:

- La arena gasífera no está comunicada con otras arenas de mayor o menor presión.
- Existe equilibrio de presiones y saturaciones en todo el yacimiento, lo cual implica que no hay grandes gradientes de presiones y saturaciones a través del yacimiento a un tiempo dado.
- Se dispone de datos confiables de tasas de producción, volúmenes acumulados de gas y presiones del yacimiento.
- El gas en solución en el agua connata es despreciable.
- La composición de los fluidos no cambia.

La Ecuación de Balance de Materiales para yacimientos de gas se obtiene a partir del siguiente balance:

Volumen de fluidos producidos = Volumen a condiciones de yacimiento *Ec. 2. 8*

Siendo:

Volumen de fluidos producidos = $G_p \beta_g + W_p \beta_w$, Barriles de yacimiento *Ec. 2. 9*

donde:

G_p = gas producido acumulado, PCN.

β_g = factor volumétrico del gas a (presión y temperatura de formación), BY/PCN.

W_p = agua producida acumulada, BN.

β_w = factor volumétrico del agua a (p,Tf), BY/BN.

Se entiende por vaciamiento el espacio generado por la producción de los fluidos y el mismo puede ser llenado por:

- Expansión del gas.
- Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso.
- Intrusión de agua.

Tomando en cuenta estos tres mecanismos posibles de producción, se puede escribir una ecuación para el vaciamiento de la siguiente forma:

$$\text{Vaciamiento} = [G (\beta_g - \beta_{gi})] + [\Delta V_w + \Delta V_p] + W_e \quad \text{Ec. 2. 10}$$

donde

$G (\beta_g - \beta_{gi})$ = expansión del gas.

ΔV_w = expansión del agua connata.

ΔV_p = reducción del volumen poroso.

W_e = intrusión de agua.

La expansión del agua connata (ΔV_w) y la reducción del volumen poroso (ΔV_p) se puede obtener de las siguientes ecuaciones generales:

$$\Delta V_w = C_w * V_w (p_i - p) \quad \text{Ec. 2. 11}$$

$$V_w = V_p * S_{wi} \quad \text{Ec. 2. 12}$$

$$\Delta V_p = C_f * S_{wi} \quad \text{Ec. 2. 13}$$

$$V_p = \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} \quad \text{Ec. 2. 14}$$

$$\Delta V_w + \Delta V_p = \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} * (C_f + C_w S_{wi}) * (p_i - p) \quad \text{Ec. 2. 15}$$

donde:

G = gas original en sitio, PCN.

β_{gi} = factor volumétrico inicial del gas (a p_i , T_f), BY/PCN.

W_e = intrusión de agua/ BN.

C_w = compresibilidad del agua, lpc^{-1}

V_w = volumen de agua connata, BY.

V_p = volumen poroso, BY.

S_{wi} = saturación inicial de agua, fracción.

C_f = compresibilidad de la formación, lpc^{-1}

p_i = presión inicial del yacimiento, lpc .

p = presión del yacimiento a un tiempo dado, lpc .

Combinando las Ecuaciones 2.11 a 2.15, se obtiene la Ecuación General de Balance de Materiales (EBM), en la que se consideran los tres mecanismos de producción antes indicados, siempre y cuando no haya condensación retrograda dentro del yacimiento.

$$G(\beta_g - \beta_{gi}) + G\beta_{gi} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] * \Delta p + W_e = G_p \beta_g + \beta_w W_p \quad \text{Ec. 2.16}$$

En yacimientos de arena consolidada con presiones normales, las compresibilidades del agua y formación son muy pequeñas en comparación con la compresibilidad del gas, por lo tanto el segundo término de la Ecuación 3.16 se desprecia y esta se puede escribir en la forma siguiente:

$$G(\beta_g - \beta_{gi}) + G\beta_g + We = Gp\beta_g + \beta_w Wp \quad \text{Ec. 2.17}$$

Desde el punto de vista de los cambios del volumen poroso ocupado por hidrocarburos, los yacimientos de gas se clasifican en Volumétricos y no Volumétricos.

▪ **Yacimientos volumétricos**

La Ecuación de Balance de Materiales para yacimientos de gas se puede expresar en función de p/z sabiendo que:

$$B_g = 0.00504 Z T_f/p \quad \text{Ec. 2.18}$$

$$\frac{\beta_{gi}}{\beta_g} = \frac{pZ_i}{p_i Z} \quad \text{Ec. 2.19}$$

Reemplazando las Ecuaciones 2.18. y 2.19. en la ecuación Ec. 2.17., se tiene:

$$\frac{p}{Z} = \frac{\frac{p_i}{Z_i} \left(1 - \frac{Gp}{G}\right)}{\left(\frac{We - Wp\beta_w}{0.00504 T_f * G}\right) \frac{p_i}{Z_i}} \quad \text{Ec. 2.20}$$

donde:

Z_i, Z = factores de compresibilidad del gas a (p_i, T_f) y (p, T_f) .

T_f = temperatura del yacimiento, °R.

Los yacimientos volumétricos son yacimientos cerrados que no tienen acuífero asociado, o que la acción de este es muy pequeña para afectar el volumen poroso

ocupado por hidrocarburos. Por esto, al considerar la intrusión de agua cero, las ecuaciones 2.17 y 2.20. se pueden escribir de la forma siguiente:

$$\frac{G_p}{G} = 1 - \frac{\beta g_i}{\beta g} \tag{Ec. 2. 21}$$

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i G} * G_p + \frac{p_i}{Z_i} \tag{Ec. 2. 22}$$

En la mayoría de los casos el agotamiento de los yacimientos volumétricos de gas puede ser descrito adecuadamente por medio de la Ecuación 2.22. Esta ecuación muestra que en este tipo de yacimientos existe una relación lineal entre p/Z y Gp (o Gp/G) como se observa en la figura 2. 9.

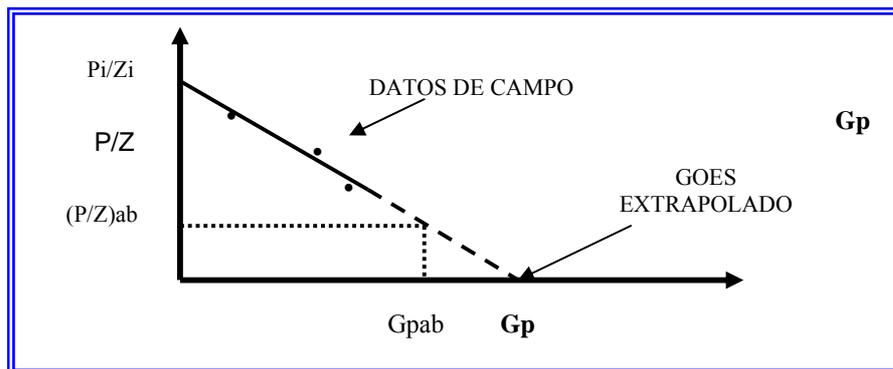


Figura 2. 9 Variación de p/z contra Gp para un yacimiento Volumétrico de gas.

De la Ecuación 2. 22 se tiene:

$$G_p = 0 \Rightarrow p/Z = p_i/Z_i$$

$$p/Z = 0 \Rightarrow G_p = G \text{ (GOES).}$$

La Figura 2. 9 ilustra una de las bases técnicas mas utilizada en ingeniería de yacimientos, la cual consiste en tratar de reducir cualquier ecuación no importa lo

complejo que sea, a una ecuación de la línea recta por la sencilla razón de que las líneas rectas se pueden extrapolar con mayor facilidad.

Se debe tener cuidado en usar p/Z y no p en el eje de las ordenadas. Si la gráfica p versus G_p no es una línea recta su extrapolación a $p/Z = 0$ produce grandes errores.

La figura 2. 9 también ilustra la conocida técnica de cotejo y producción. Los puntos de la figura muestran el comportamiento observado en el campo. Luego de ajustar los puntos gráfica o matemáticamente a una línea recta, la extrapolación de la línea a $p/Z = 0$ permite calcular el GOES el cual se puede comparar con el valor obtenido por el método volumétrico.

Para el cálculo de las reservas se fija una presión de abandono y se calcula el Z correspondiente a esa presión. Luego con ese valor de P/Z se intercepta con la extrapolación para así obtener el gas producido hasta las condiciones de abandono.

La reserva remanente se estima restando el gas producido actualmente del gas producible hasta el abandono.

En algunas ocasiones el comportamiento de la gráfica no es lineal lo cual se le puede atribuir a las siguientes razones:

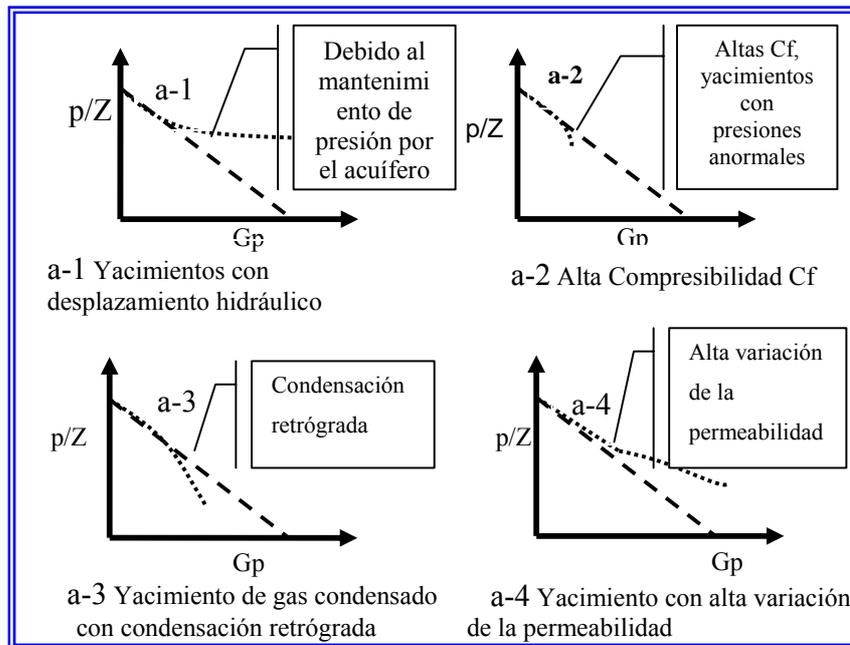


Figura 2. 10 Factores que afectan la validez del método de declinación de presión (Rojas G., 1995).

▪ **Declinación de presión para yacimientos volumétricos de gas condensado** ^[15]

Este método consiste en una modificación a lo explicado anteriormente cuando se hizo la deducción de la Ecuación 2. 22, para yacimientos volumétricos de gas seco. El agua producida se considera que estaba inicialmente en el yacimiento en fase vapor saturando el gas condensado.

La Ecuación básica de este método se puede deducir en función al siguiente balance molar (ver figura 2. 11):

$$N_p = N_i - N_r$$

Ec. 2. 23

donde:

N_p = moles de fluido (gas de separador + condensado + vapor de agua) producido, lbmol.

N_i = moles de gas condensado original en sitio, lbmol.

N_r = moles de fluido (gas condensado + condensado retrogrado) remanentes en el yacimiento, lbmol.

$$N_p = \frac{G_{pt}}{379.4} \quad \text{Ec. 2. 24}$$

$$N_i = \frac{G}{379.4} \quad \text{Ec. 2. 25}$$

$$N_r = V_{ph} * C_{pa} \left[\frac{(1 - V_c)p}{Z_{gc} * R * T_f} + \frac{V_c \rho_c}{M_c} \right] \quad \text{Ec. 2. 26}$$

$$C_{pa} = 1 - \frac{(C_w S_{wi} + C_f) \Delta p}{1 - S_{wi}} \quad \text{Ec. 2. 27}$$

donde

G_{pt} = producción de fluido (gas de separador + condensado + vapor de agua) equivalente en gas, PCN.

G = gas condensado original en sitio (GCOES), PCN.

V_{ph} = volumen poroso ocupado por hidrocarburo, pies cúbicos de yacimiento.

C_{pa} = factor que tiene en cuenta la reducción del V_{ph} por efecto de la compactación de la roca y expansión del agua connata.

V_c = fracción volumétrica del condensado retrogrado

ρ_c y M_c = densidad y peso molecular del condensado retrogrado en lbmol/PCY y lbm/lbmol

Z_{gc} = factor de compresibilidad del gas condensado

$R = 10.73$ (constante universal de los gases).

T_f = temperatura de formación, ° R

p = presión del yacimiento, lpca.

C_w , S_{wi} , C_f y Δp fueron descritos en la deducción de la ecuación balance de materiales.

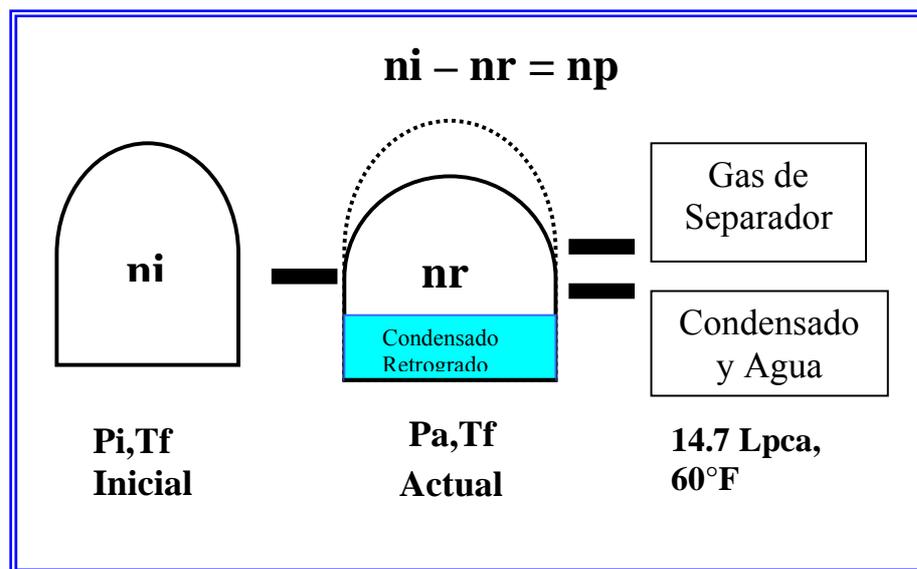


Figura 2. 11 Balance molar de un yacimiento de gas condensado volumétrico con compactación y condensación retrograda (Rojas G, 1995)

Reemplazando las ecuaciones 2. 24 a la 2. 27 en la ecuación 2. 23 se tiene:

$$\frac{G_{pt}}{G} = \frac{379.4 * V_{ph} * C_{pa}}{G} \left[\frac{(1 - V_c)p}{Z_{gc} * R * T_f} + \frac{V_c * \rho_c}{M_c} \right] \quad \text{Ec. 2. 28}$$

Aplicando la ecuación general de los gases reales a la presión original del yacimiento se tiene:

$$\frac{V_{ph}}{G} = \frac{Z_{gci} * R * T_f}{379.4 * p_i} \quad \text{Ec. 2. 29}$$

Luego, sustituyendo la Ecuación 2. 29 en la Ecuación 2. 28 se obtiene finalmente:

$$(1 - V_c) \frac{p^* C_{pa}}{Z_{gc}} + \frac{V_c * \rho_c * C_{pa} * R * T_f}{M_c} = \frac{p_i}{Z_{gci}} \left(1 - \frac{G_{pt}}{G} \right) \quad \text{Ec. 2. 30}$$

Llamado $F(p/Z_{gc})$ al lado izquierdo de la Ecuación 3.30, esta se puede escribir en la forma siguiente:

$$F(p/Z_{gc}) = \frac{p_i}{Z_{gci}} \left(1 - \frac{G_{pt}}{G} \right) \quad \text{Ec. 2. 31}$$

$$F(p/Z_{gc}) = (1 - V_c) \frac{p^* C_{pa}}{Z_{gc}} + \frac{V_c * \rho_c * C_{pa} * R * T_f}{M_c} \quad \text{Ec 2. 32}$$

Casos especiales:

- Si no hay condensación retrograda ($p > p_{roc}$) o esta es muy pequeña o (despreciable):

$$V_c = 0 \text{ y } F(p/Z_{gc}) = \frac{p^* C_{pa}}{Z_{gc}} \quad \text{Ec 2. 33}$$

- Si la presión es normal y la compactación de la formación es despreciable:

$$C_{pa} = 1 \text{ y } F(p/Z_{gc}) = (1 - V_c) \frac{p}{Z_{gc}} + \frac{V_c * \rho_c * R * T_f}{M_c} \quad \text{Ec 2. 34}$$

- Si se cumplen simultáneamente las condiciones anteriores:

$$V_c = 0, C_{pa} = 1 \text{ y } F(p/Z_{gc}) = p/Z_{gc}$$

De acuerdo a la Ecuación 2.31 al graficar $F(p/Z_{gc})$ versus G_{pt} , se obtiene una línea recta, donde los puntos extremos de la recta son:

$$G_{pt} = 0 \rightarrow F(p/Z_{gc}) = p_i/Z_{gci}$$

$$F(p/Z_{gc}) = 0 \rightarrow G_{pt} = G \text{ (gas condensado original en sitio, PCN).}$$

En las ecuaciones anteriores también se puede usar el factor de compresibilidad bifásico (Z_{2f}) haciendo $F(p/Z_{gc}) = p C_{pa}/Z_{2f}$.

- **Yacimientos no volumétricos** ^[15]

Los yacimientos no volumétricos son aquellos que tienen un acuífero activo asociado y el volumen poroso ocupado por el gas varía continuamente con el influjo de agua, la presión y las compresibilidades del agua connata y de formación.

Para yacimientos con desplazamiento hidráulico.

$$G_p B_g + 5.615 W_p B_w = G(B_g - B_{gi}) + \frac{(C_f + C_w S_{wi}) * \Delta P * B_{gi}}{1 - S_{wi}} * G + 5.615 W_e \quad \text{Ec. 2. 35}$$

$$F = G * E_g + G * E_f + 5.615 * W_e$$

Reagrupando términos se puede obtener la siguiente expresión

$$\frac{F}{Eg + Efw} = G + \frac{5.615 * We}{EG + Efw} \quad \text{Ec. 2. 36}$$

La presencia de un acuífero se determina mediante el Coleplot graficando $F/(Eg + Efw)$ Vs G_p , suponiendo $W_p = 0$ y $We = 0$ como se muestra en la Figura 2. 12.

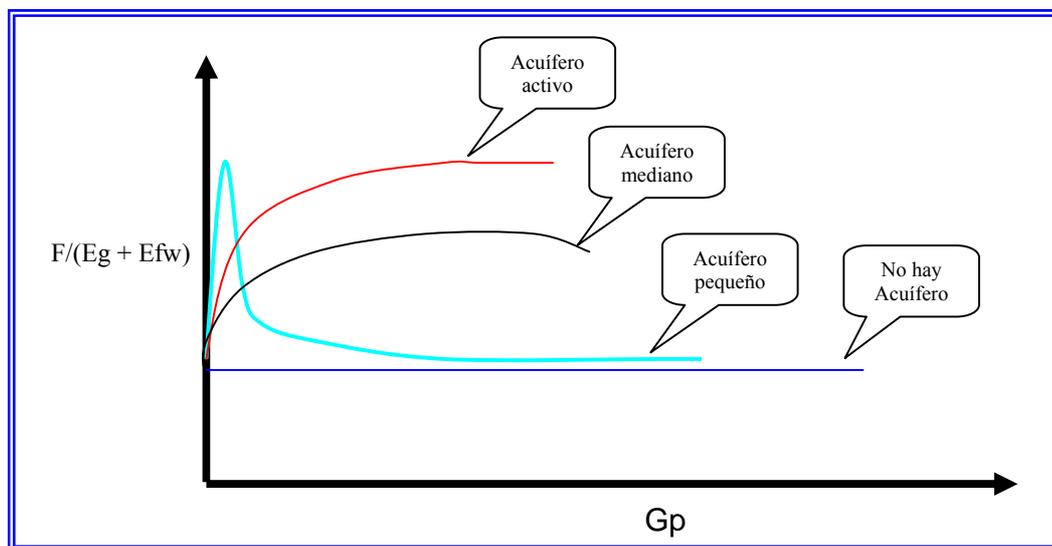


Figura 2. 12. Grafico de Cole Plot para yacimientos de gas (Rojas G., 1995).

El gas producido total (G_{ptt}), es la suma del gas producido en el separador más el equivalente en gas del condensado producido y el equivalente en gas del agua producida (agua de condensación que esta en fase de vapor a nivel de yacimiento). Si durante la vida del yacimiento se realiza inyección de gas, el gas producido total seria igual a G_{pt} menos el gas inyectado.

$$G_{ptt} = G_{pt} - \text{Gas inyectado} \quad \text{Ec. 2. 37}$$

Al igual que en los casos anteriores para el cálculo de las reservas se fija una presión de abandono y se calcula $F(P/Zg_c)$ correspondiente a esa presión y se corta la extrapolación obteniendo G_{pt} a la presión de abandono.

Para obtener las reservas de gas y de condensado se realiza el siguiente procedimiento:

$$\frac{G_{pt_{ab}}}{N_{c_{ab}}} = \left(\frac{G_{p_{SEP}}}{N_c} \right)_{ab} + 132800 \frac{\gamma_c}{M_c} + 132800 \left(\frac{W_p}{N_c} \right)_{ab} \quad \text{Ec. 2. 38}$$

Se debe conocer:

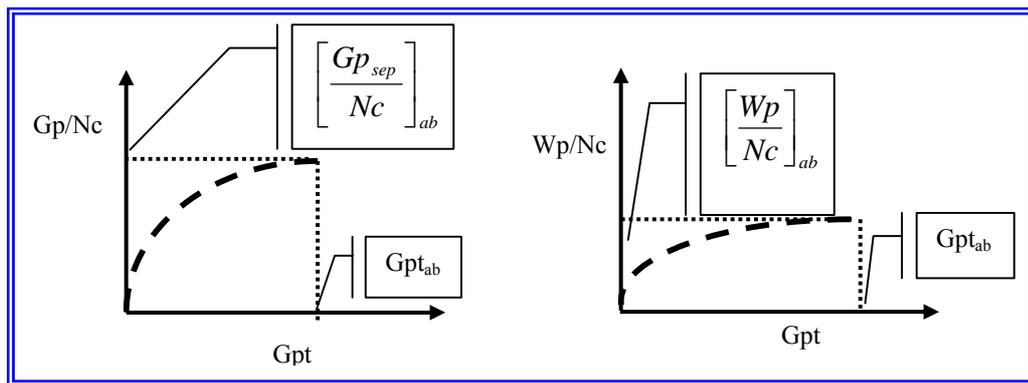


Figura 2. 13 Graficas para determinar las reservas recuperables por declinación de presión (Rojas, G., 1995).

Los valores de G_p/N_c y W_p/N_c a condiciones de abandono, obtenidos en las graficas mostradas en la Figura 2. 13, se sustituyen en la Ecuación 2. 39 y 2. 40, para de este manera obtener las reservas de gas y de condensado recuperables a condiciones de abandono.

$$N_{cab} = \frac{G_{pt_{ab}}}{\left(\frac{G_p}{N_c} \right)_{ab} + 132800 \left(\frac{\gamma_c}{M_c} + \frac{\gamma_w}{18} \left(\frac{W_p}{N_c} \right)_{ab} \right)} \quad \text{Ec. 2. 39}$$

$$G_{pab} = \left(\frac{G_p}{N_c} \right) ab * N_{cab} \quad \text{Ec. 2. 40}$$

7.2.3. Curvas de Declinación de Producción ^[3,15]

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 reservas recuperables.

La aplicación del método parte de que 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 tipo de gráfico donde la tendencia se presente en forma lineal para así facilitar su extrapolación.

Este procedimiento lleva implícito una suposición básica: “Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro”. Sin embargo, existen yacimientos donde no se cumple esta condición.

Un análisis de declinación se realiza, generalmente mediante curvas, las cuales provienen de graficar la tasa de producción o la producción acumulada en función del tiempo. Existen tres tipos de curvas de declinación: Exponencial, hiperbólica y armónica.

7.2.3.1 Curva de Declinación Exponencial:

Se dice que ocurre una declinación exponencial de la tasa de producción cuando la variación de la tasa de producción con el tiempo, expresada como una fracción, es una constante. Matemáticamente, este tipo de declinación se expresa de la siguiente manera:

$$-D = \left(\frac{dq/dt}{q} \right) \quad \text{Ec. 2. 41}$$

donde:

q = tasa de producción, bls/días.

t = tiempo de producción, días.

D = constante de declinación exponencial, días⁻¹

Al desarrollar la ecuación que define la declinación exponencial se pueden encontrar expresiones para la tasa de producción y la producción acumulada de petróleo, las cuales permitirán identificar este tipo de declinación y calcular las reservas recuperables del pozo o yacimiento. Integrando la Ecuación 2. 41, se tiene entre los límites $t_1 = 0 \quad q_g \rightarrow q_1$ y $t = 1 \quad q_g \rightarrow q$:

$$\int_{q_1}^q \frac{dq}{q} = -D \int_{t_1}^t dt \quad \text{Ec. 2. 42}$$

Al resolver esta integral y despejar la tasa “q”, se obtiene que:

$$\ln \left(\frac{q}{q_i} \right) = -D (t - t_i) \quad \text{Ec. 2. 43}$$

$$q = q_i * e^{-D*t} \quad \text{Ec 2. 44}$$

Suponiendo que el tiempo inicial (t_i) es cero, entonces se tiene finalmente la ecuación de la tasa de producción en forma exponencial:

$$q = q_i * e^{-D*t} \quad \text{Ec. 2. 45}$$

La aplicación de la ecuación de la tasa de producción es identificar el tipo de declinación exponencial y predecir el comportamiento de la tasa de producción de petróleo del pozo o yacimiento.

7.2.3.2 Curva de Declinación Hiperbólica:

Es aquella donde la variación del inverso de la constante de declinación con tiempo es constante. La definición matemática es la siguiente:

$$a = \frac{1}{D} = \frac{-q}{dq/dt} \quad \text{Ec 2. 46}$$

donde:

D = tasa de declinación, días⁻¹

q = tasa de producción, bls/días.

t = tiempo de producción, días.

a = inverso de la declinación, días.

Al desarrollar la ecuación que define la declinación hiperbólica, se obtendrán expresiones para la tasa de producción y la producción acumulada de petróleo. Al

derivar la Ecuación 2. 44 que define la declinación hiperbólica con respecto al tiempo se tiene que:

$$\frac{da}{dt} = \frac{d * [- q / (dq / dt)]}{dt} = b \tag{Ec. 2. 47}$$

donde:

b= constante de declinación hiperbólica

Al separar las variables e integrar la ecuación diferencial se obtiene:

$$d * \left[\frac{q}{\left(\frac{dq}{dt} \right)} \right] = b * dt \tag{Ec. 2. 48}$$

$$\int d * \left[\frac{q}{\left(\frac{dq}{dt} \right)} \right] = \int b * dt \tag{Ec. 2. 49}$$

$$\left[\frac{q}{\left(\frac{dq}{dt} \right)} \right] = - \frac{(D_i b t + 1)}{D_i} \tag{Ec. 2. 50}$$

Separando las variables e integrando ambos miembros se tiene:

$$\int_0^t \left[\frac{D_i}{(D_i b t + 1)} \right] dt = - \int_{q_i}^q \frac{dq}{q} \tag{Ec. 2. 51}$$

Simplificando la ecuación anterior, queda:

$$\text{Ln} (D_i b t + 1)^{-1/b} = \text{Ln} \left(\frac{q}{q_i} \right) \tag{Ec. 2. 52}$$

$$q = q_i (D_i b t + 1)^{-1/b} \tag{Ec. 2. 53}$$

2.2.5.3 Curva de Declinación Armónica:

Es un caso particular de la declinación hiperbólica, cuando $b = 1$. La definición matemática de este tipo de declinación es la misma que la declinación hiperbólica y la ecuación de la tasa de producción de petróleo, para este tipo de declinación, se obtiene al asignarle al parámetro b el valor de 1. Así se tiene:

$$q = q_i (D_i t + 1)^{-1} \tag{Ec. 2. 54}$$

$$q = \frac{q_i}{D_i t + 1} \tag{Ec. 2. 55}$$

A continuación se muestra la Figura 2. 14, que contiene los gráficos de los diferentes tipos de curvas de declinación.

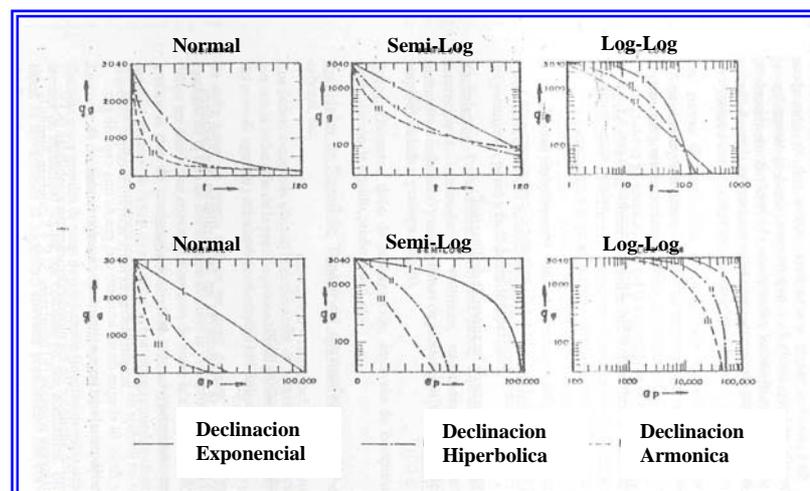


Figura 2. 14 Comportamiento de las diferentes curvas de declinación (Rojas, 1995).

7.2.4. Factores que Afectan las Curvas de Declinación ^[3]

Dado que 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. Entre estos factores se tiene:

a. *Períodos desiguales de tiempo en las medidas*

Algunas mediciones hechas en los pozos, a intervalos desiguales de tiempo, dificultan la definición de la tendencia de su comportamiento. Habrá entonces, periodos de tiempo donde se tendrá que interpolar para completar la tendencia, con los riesgos que esto implica.

Este factor es de importancia cuando se usa la presión del pozo o del yacimiento como variable independiente, pero el efecto será menor cuando se usen las tasas de producción, porque éstas se registran mensualmente.

b. *Cambio en la productividad de los pozos*

Cuando los niveles de producción de un pozo llegan a valores bajos, son sometidos a ciertas reparaciones con el objeto de incrementar nuevamente su producción. Esto por supuesto afectará la tendencia histórica de producción del pozo.

Cuando el cambio de productividad en un pozo es significativo o más de un pozo del yacimiento experimenta cambios similares, también se afectará la tendencia del comportamiento de producción del yacimiento.

c. Completación de nuevos pozos

Cada vez que se completa un nuevo pozo, la tasa de producción del yacimiento se incrementará, lo cual altera la tendencia del comportamiento anterior a dicha completación. En este caso, habrá que esperar hasta que se establezca una nueva tendencia para proceder a la aplicación de este método.

Sin embargo, si se necesitara una tendencia, podría trazarse una paralela a la tendencia anterior por el nuevo valor de la tasa de producción del yacimiento.

d. Interrupción de los programas de producción

Esporádicamente ocurren cierres de producción en los pozos que alteran la tendencia del comportamiento histórico de producción del yacimiento. Estos cierres pueden ser debidos a varias razones, como por ejemplo carencia de mercados o caída del flujo eléctrico.

Una vez que se produce la apertura del yacimiento, se obtendrán, muy probablemente, nuevos niveles de producción, lo que limita la aplicación del método.

e. Veracidad de la información disponible

Este factor tendrá un efecto importante cuando no se conozca la metodología usada para asignar los valores de producción a los pozos y, por ende, al yacimiento en estudio.

f. Prorrateo

En países donde existe restricción en las tasas de producción (prorrateo), los yacimientos no producen a su potencial y por tanto el método no podrá aplicarse. Este

es un factor poco importante en nuestro país donde las restricciones a la producción son inusuales.

9. ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN ^[1, 15]

Las Estrategias de Explotación son el aspecto más importante y la razón de ser de la Gerencia Yacimientos. Son el conjunto de políticas que garantizan la máxima creación de valor en los procesos de recuperación de las reservas de hidrocarburos.

Ahora bien, podría decirse que no existen procedimientos y normas específicas para elaborar un Plan de Explotación, y cada yacimiento responde a políticas de explotación particulares e individuales. Lo que si se requiere, es conocer el yacimiento y contar con herramientas idóneas para elaborar una estrategia de explotación óptima, delineando políticas de agotamiento dirigidas a maximizar el valor de las reservas, más que tratando de maximizar el recobro.

El esquema óptimo de explotación de cada yacimiento de gas condensado depende de las características propias del yacimiento y las condiciones económicas reinantes, donde los esquemas más usados para este tipo de yacimiento son: El agotamiento natural de las reservas, por los mecanismos de expansión del gas, expansión del agua connata y de la roca y empuje hidráulico. El otro de los esquemas de explotación es el mantenimiento de presión por inyección de Fluidos, bien sea por ciclaje del gas separado del condensado, inyección de gas seco de una fuente de gas seco de una fuente diferente al yacimiento en explotación, inyección de agua o inyección de gases inertes como el nitrógeno (N₂) y gases productos de la combustión (N₂ y CO₂). Los métodos de mantenimiento de presión se complementan desinflando el yacimiento (declinación de presión) al finalizar la inyección.

Los siguientes factores se deben tener en cuenta en el estudio técnico económico de selección del método de explotación:

- a. Características de la formación y de los fluidos
 - La presencia o no de una zona de petróleo negro
 - Volumen de reservas y de productos que se pueden obtener de ellas
 - Propiedades y composición de los fluidos del yacimiento
 - Variación areal y vertical de permeabilidades
 - Tipo de mecanismo primario de producción, expansión de los fluidos y/o empuje hidráulico
- b. Desarrollo del yacimiento y costos de operación
- c. Disponibilidad el fluido a inyectar y costos de operación e instalación de la planta
- d. Demanda del mercado de los fluidos producidos
- e. Valor futuro de los productos
- f. Análisis económico global

9. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA Y ANÁLISIS NODAL ^[8].

El proceso de producción consiste en llevar los fluidos contenidos en una formación desde el subsuelo hasta la superficie. Para analizar, interpretar y optimizar el comportamiento de los pozos individuales, es necesario tener un conocimiento de las variables que intervienen en el movimiento de los fluidos, desde el yacimiento hasta el fondo del pozo y de allí hasta la superficie.

Dado un sistema yacimiento-pozo-fluido, la distribución de presión y saturación de petróleo en el área drenada por dicho pozo, determinará el valor promedio del cociente: permeabilidad / (viscosidad * factor volumétrico del petróleo); o sea, $k/\mu B_o$, por lo que en un determinado momento de la vida de un pozo existirá una presión estática (P_y), con una respectiva tasa de producción para cada presión fluyente. La relación existente entre las presiones de fondo fluyente y sus

correspondientes tasas de producción reciben el nombre de “Relación de Comportamiento de Afluencia IPR” (Inflow Performance Relationship), en la Figura 2. 15, se ilustra esta relación por medio de la “Curva de Afluencia”.

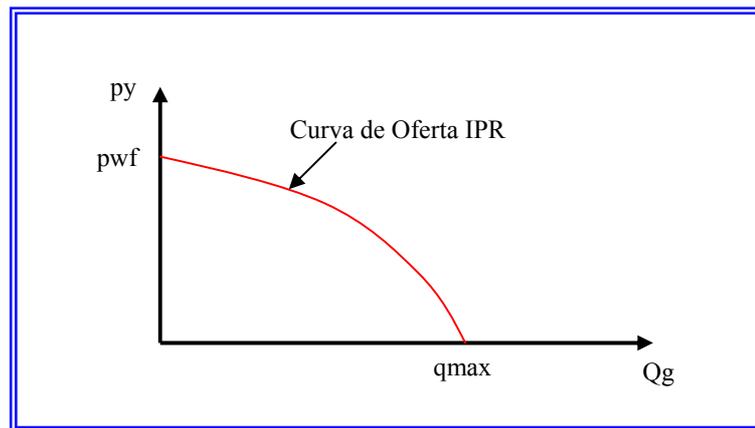


Figura 2. 15 Curva de Afluencia (IPR).

9.1. Flujo Multifásico en Tuberías

Este tipo de flujo, en general es complejo, ya que, depende de numerosas variables. Para ilustrar esto se puede analizar lo que se denomina estado de producción, el cual comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento, hasta el separador de producción en la Estación de Flujo.

El flujo multifásico es el movimiento de gas libre y de líquido. El gas puede estar mezclado en forma homogénea con el líquido o pueden existir un empuje por parte del gas sobre el líquido, desde atrás o encima de él, provocando en algunos casos crestas en la superficie del líquido, puede darse el caso en el cual el líquido y el gas se mueven en forma paralela, a la misma velocidad y sin perturbación relevante sobre la superficie de la interfase gas-líquido.

Dicho flujo se desplaza a través de la tubería vertical y horizontal, el cual comprende el estrangulador, la línea de flujo, hasta llegar al separador y los tanques de almacenamiento. Además, el flujo de fluidos en una tubería involucra elementos que favorecen o impiden su movimiento, entre los cuales se puede mencionar la fricción, factor que se produce por el contacto del fluido con las paredes de la tubería. La mayor o menor velocidad con que fluyen los fluidos a través de las tuberías permite determinar el régimen de flujo que se tiene, (laminar o turbulento), el porcentaje de líquido que se encuentra en un momento cualquiera en un intervalo de tubería determina el factor de entrapamiento. Otros parámetros, son la relación gas-líquido y el porcentaje de agua y sedimentos, el diámetro de la tubería, la viscosidad del petróleo, reuniéndose una cantidad de variables que entran en las ecuaciones de balance de energía y presión.

La facilidad con la cual fluyen los fluidos en el pozo por la tubería de producción está representada gráficamente por una curva, la cual se conoce como la curva de demanda. En la Figura 2. 16 se observa la tendencia general de esta curva.

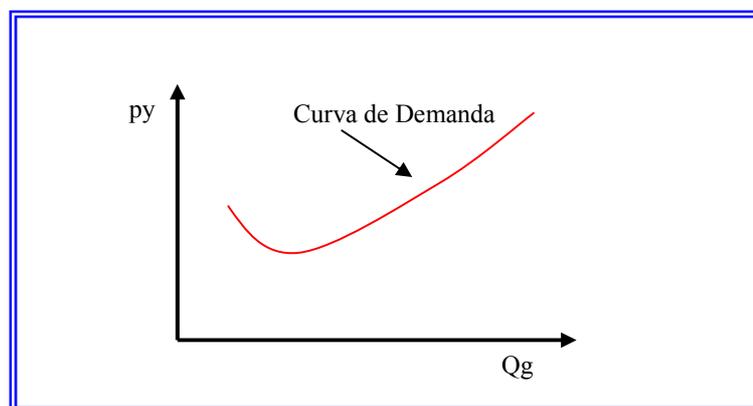


Figura 2. 16 Curvas de Oferta y Demanda.

9.2. Análisis nodal

La preparación de las curvas de relación del comportamiento de afluencia (IPR), para pozos de petróleo y gas, es extremadamente importante en el análisis de sistemas de producción. Cuando no se tiene idea clara, acerca de la capacidad productiva de un pozo, el diseño y optimización del sistema de líneas de superficies es muy difícil de alcanzar (Gómez V., 1989).

Por tal motivo, se realiza un estudio conocido como Análisis Nodal, cuyo objetivo radica en la combinación de los distintos componentes del sistema asociado a un pozo de gas o petróleo, como por ejemplo: medio poroso, revestidores, tuberías de inyección/producción, cabezal del pozo, reductores, líneas de flujo, válvulas de seguridad y separador entre otros. Todo esto, con el propósito de predecir las tasas de flujo y optimizar estos componentes en el sistema. Esta técnica permite al ingeniero modelar el comportamiento del pozo, permitiendo hacer comparaciones rápidas para diferentes escenarios.

La selección de la estrategia de producción de un yacimiento está basada en su flexibilidad, conservación de la energía y lo más importante en su economía, por lo que es preciso conocer los parámetros involucrados en la misma. Para alcanzar las condiciones óptimas para flujo del fluido proveniente del yacimiento, los componentes del sistema de producción deben ser adecuados, es decir, se deben tomar en cuenta las características del yacimiento a fin de escoger de manera óptima parámetros como:

- Diámetros de tuberías de producción, líneas de flujo, de reductores.
- Presiones de cabezal, y en el separador.
- Diseño del levantamiento artificial, entre otros.

El análisis nodal, evalúa un sistema de producción dividido en tres componentes básicos:

- Flujo a través de medios porosos.
- Flujo a través de tubería vertical o de producción (T.P.).
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga (L.D.).

Para la predicción del comportamiento en cada uno de los componentes, se obtiene la caída de presión en cada uno de ellos. Para la obtención de las caídas de presión, se deben asignar nodos en diversos puntos importantes dentro del sistema de producción (ver Figura 2. 17.a). Por lo tanto, se varían los gastos de producción y empleando un método de cálculo adecuado, se calcula la caída de presión entre dos nodos. Después, se selecciona un nodo de solución y las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, hasta alcanzar el nodo de solución o incógnita, lo que se muestra en la Figura 2. 17.b.

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, siendo estas la presión del separador (PSep) y la presión estática del yacimiento (Pws). Por lo tanto, teniendo la presión en alguno de estos dos nodos, se pueden determinar las caídas de presión en algún punto intermedio.

La evaluación del sistema de producción por medio del análisis nodal, puede ayudar a la solución de problemas; donde se incluyen caídas de presión a través de:

- Estranguladores superficiales y de fondo
- Diámetros de aparejos de producción
- Válvulas de seguridad, etc.

Los resultados del análisis del sistema, no solamente permiten la definición de la capacidad de producción de un pozo, para una determinada serie de condiciones, sino

también muestran como los cambios en cualquier parámetro afectan su comportamiento.

Algunos de los beneficios que reporta el Análisis Nodal son:

- Mejora el diseño de completación.
- Aumento en la Productividad del Pozo.
- Una mayor eficiencia de producción.
- Permite estimar el momento en el cual el pozo deja de producir.

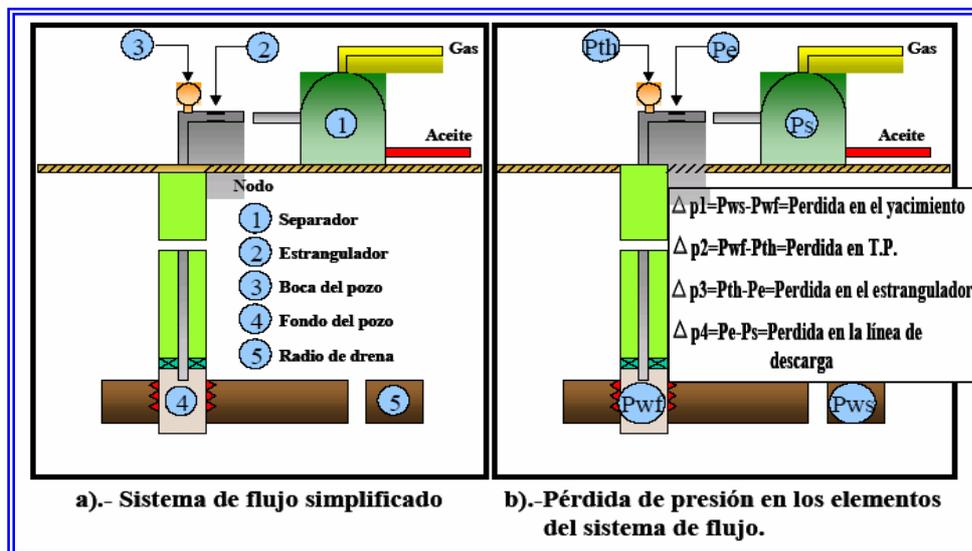


Figura 2. 17 Sistema de Análisis por Nodo (Peña. 2002).

9.3. Daño a la Formación (S)

El daño a la formación, es uno de los parámetros considerados en el análisis nodal y se define como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, causado durante la perforación, terminación y / o rehabilitación del pozo, y que puede ser eliminada mediante tratamientos químicos (ácidos, surfactantes u otros), permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción (Peña, 2002). En

algunas ocasiones, este puede ser un daño aparente causado por acumulación de fluidos de producción en la cara del pozo.

La aproximación sistemática para diseñar cualquier tratamiento para la eliminación del daño a la formación implica aplicar una metodología integrada de diagnóstico del daño existente, lo cual comprende:

- Un análisis completo de las historias de perforación terminación y reparaciones del pozo, con énfasis en las posibles interacciones de los fluidos utilizados con los minerales y los fluidos del yacimiento.
- Un buen análisis de las pruebas de presión tomadas al pozo.
- Un estudio de la eficiencia de producción mediante Análisis Nodal del Pozo.
- Análisis económico de las ganancias de producción que podrían obtenerse mediante el tratamiento.

La aplicación de estos procedimientos garantizará mayores probabilidades de éxito en la selección de los pozos candidatos a cualquier tratamiento, permitiendo distinguir cuando un pozo es candidato a estimulación química ó mecánica (fracturamiento), entre otros trabajos y lo que es más importante, identificar cuando un pozo debe ser abandonado, evitando así las cuantiosas pérdidas que ocurrirían al tratar un pozo sin que éste aporte producción adicional.

El procedimiento de perforación también es muy importante. Un gran número de pozos, incluyendo algunos pozos que producen a bajas tasas de flujo, pueden no estar produciendo con toda su capacidad, aunque el pozo esté produciendo y, por tanto indicando máxima producción. Puede existir una pérdida de presión a través de la completación, debido a la insuficiencia de área abierta al flujo, por lo que se necesitarían adicionar intervalos productores y recañonear o reperforar los existentes, reflejándose el resultado en la mayoría de los casos en un incremento en la tasa de producción de los pozos.

9.3.1. Efecto del Daño a La Formación en la Productividad de Pozos Verticales

El área cercana al pozo es crítica. Debido a que los fluidos fluyen desde el yacimiento a través del área lateral de un cilindro, esta área disminuye a medida que se van acercando al pozo. Si el flujo es constante, la velocidad aumenta al disminuir el área, con lo cual aumentan las caídas de presión por fricción. Si además existen restricciones como condensación retrograda en la vecindad del pozo, las caídas de presión aumentan más, restringiendo el flujo.

Para cuantificar el efecto del daño en el yacimiento, se ha introducido el factor Skin “S”, como variable en la ecuación de la ley de Darcy para flujo radial, suponiendo que el daño está localizado en el área crítica alrededor del pozo.

$$q_g = \frac{0,00708 K_g h (P_y - P_{wf})}{\mu_g B_g \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + \left(\frac{K_g}{K_d} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) \right]} \quad \text{Ec. 2. 56}$$

Estando el daño “S” dado por la expresión:

$$S = \left(\frac{K_g}{K_d} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) \quad \text{Ec. 2. 57}$$

donde:

q_g = Tasa diaria de producción, BNPD.

K_g = Permeabilidad efectiva del petróleo, md.

K_d = Permeabilidad de la zona dañada, md.

h = Espesor de la zona, pie.

r_e = Radio de drenaje del pozo, pie.

r_w = Radio del pozo, pie.

P_y = Presión del yacimiento, lpca.

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, lpca.

μ_g = Viscosidad del gas, cps.

B_g = Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

En la ecuación anterior se puede observar, que hay varios factores tales como la baja presión del yacimiento, permeabilidad natural baja, defectos mecánicos y de levantamiento, para distinguir si la causa es restricción al flujo en la zona del yacimiento más cercana en la cara del pozo.

10.3.2. Tipos De Daños

Existen diferentes formas de daño a la formación, los cuales pueden ser clasificados según su naturaleza en: Daño de Eflujo y Daño de Influjo.

- a. **Daños de Eflujo:** Son causados por el movimiento de fluido del hoyo hacia la formación. Este tipo de daño puede ser controlado, ya que proviene de las operaciones de perforación, completación o reacondicionamiento del pozo. Los daños más comunes que se presentan son: taponamiento, arcillas hidratadas, cambio de humectación de la roca y formación de emulsiones.

- b. **Daños de Influjo:** Son causados por el movimiento de fluidos desde la formación hasta el hoyo. Son muy difíciles de controlar y puede traer reducción en la tasa de producción al tratar de removerlos. Los daños más comunes que se presentan son: movimiento de partículas, precipitación de asfaltenos y parafinas, cambios en permeabilidad relativa.

Otra clasificación que se puede emplear para el daño es la siguiente:

▪ ***Daño a la Formación Durante Operaciones en el Pozo*** ^[13]

La terminación de un pozo requiere de una serie de procesos tales como: perforación, cementación, cañoneo, estimulación y producción. Durante estos procesos existen movimientos de fluidos desde y hacia la formación, que pueden causar el daño de formación

a. Daño Durante la Perforación

En este proceso es que radica la causa más común del daño en la formación. El proceso de perforación altera las condiciones de equilibrio físico-químico, termodinámicos y de esfuerzos que existen entre la roca, sus minerales constituyentes y los fluidos que la saturan, durante la penetración con la mecha y los lodos de perforación. El fluido de perforación puede causar daño tanto por el filtrado de la fase líquida como por la invasión de los sólidos en el medio poroso, ocasionando de esta forma taponamiento en la cara de la arena, hidratación del material arcilloso y una marcada reducción de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo.

b. Daño Durante la Cementación

Los daños ocasionados por esta operación son similares a los ocasionados por el lodo. Los líquidos usados para el pre-lavado pueden contener sólidos o sustancias químicas que no sean compatibles con la formación. La invasión de sólidos, también es otro problema. Aunque el tamaño de las partículas de cemento es de magnitud mayor que el tamaño de los poros, éstos pueden invadir la formación en operaciones de cementación forzada, o si hay una pérdida de circulación durante la cementación primaria, existe la posibilidad de forzar sólidos hacia la formación, pero en forma de una fractura no de invasión al medio poroso.

c. Daño Durante el Cañoneo

Los residuos de cargas explosivas y los sólidos contenidos en los fluidos de reacondicionamiento pueden taponar los canales formados por las cargas explosivas, así como a la formación misma. Este daño se puede eliminar o disminuir cuando se cañonea con presión diferencial a favor de la formación, utilizando cañones transportados por tubería.

d. Daño Durante la Completación y Reparación del Pozo

Durante el proceso de completación de un pozo, es necesario utilizar un fluido de trabajo que controle la presión de la formación abierta. Los fluidos usados en este tipo de operaciones de completación, reparación y empaque con grava, son en general, salmueras con altas concentraciones de sales (Na, Ca, Zn, Li, Mg), que pueden contener algún polímero para poder incluir sólidos inhibidores de corrosión y surfactantes. La penetración de agua en la formación puede causar bloqueo por agua al disminuir la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, incrementándose si hay arcillas presentes. El alto contenido de sales evita que las arcillas se hidraten, pero siempre hay un cambio por efecto del pH, si éste es muy alto, produciendo desestabilización y migración de partículas de arcillas. Adicionalmente, la sarta de producción puede contener partículas de parafinas, asfáltenos, escamas de óxido de hierro u otras sustancias que al separarse de ella pueden taponar la formación.

e. Daño Durante la Estimulación

El objetivo de un trabajo de estimulación es aumentar o restaurar el potencial de producción del pozo, mediante la remoción del daño existente. Por lo tanto los fluidos que se utilicen en el trabajo deben ser seleccionados cuidadosamente, para evitar precipitaciones insolubles y emulsiones que agravan el nivel de daño de la formación.

f. Daño Durante la Producción

La implantación de un esquema inadecuado de producción del pozo, puede inducir prematuramente la conificación o canalización de agua o gas en la formación, así como también la condensación retrograda, ocasionando cambios desfavorables en la permeabilidad relativa al petróleo.

10. ANALISIS ECONÓMICO DE PROYECTOS ^[6]

Un análisis económico se realiza con la finalidad de evaluar la factibilidad económica de realizar una inversión determinada para la ejecución de un proyecto. Con ello se busca un método rápido y confiable que permita calcular la economía de un proyecto de inversión.

Un primer parámetro para obtener en evaluaciones económicas es el Valor Presente Neto, el cual es el parámetro económico que representa el dinero producido a lo largo de la vida del proyecto traído al presente mediante un descuento a una Tasa de Retorno (tasa de interés o tasa de descuento, que normalmente es entre 10 y 15% anual). El Valor Presente Neto es dado por la ecuación:

$$VPN = \sum_{k=1}^n \frac{FC_k}{(1 + ROR)^k} - INV_{Prod.} - INV_{Planta} \quad Ec. 2. 58$$

donde:

VPN = Valor Presente Neto, US\$

FC_k = Flujo de Caja correspondiente al período “k”, US\$

ROR = Tasa de Retorno o Tasa de Descuento de los Flujo de Caja, %/Período

INV_{Prod} = Inversión inicial de activos de producción, US\$

INV_{planta} = Inversión inicial de activos de planta, US\$

Es conveniente definir lo que es una inversión de producción y una inversión de planta. La primera se refiere a adquisición o construcción de bienes cuya depreciación está asociada a su nivel de producción en relación a su capacidad total. Ejemplo de ello es la perforación de un pozo petrolífero, el cual mermará su producción a medida que la energía del yacimiento y las condiciones de flujo se deterioren.

Para determinar el VPN es necesario conocer el flujo de caja para cada periodo y está dado por la ecuación siguiente:

$$FC_k = \Delta Np_k (P_o - P_o R_o - P_o IM_o - CO_o) + \Delta Gp_k (P_g - P_g R_g - P_g IM_g - CO_g) \quad \text{Ec. 2. 59}$$

donde:

ΔNp_k y ΔGp_k = Producción de petróleo y gas del período “k”, BPD y MMPCND

P_o y P_g = Precio de venta del petróleo y del gas, \$/BN y \$/MMPCN

R_o y R_g = Regalías correspondiente al petróleo y al gas, Fracción

IM_o y IM_g = Impuestos Municipales del petróleo y del gas, Fracción

CO_o y CO_g = Costos de Operaciones del petróleo y del gas, \$/BN y \$/MMPCN

Es importante notar que la ecuación del Flujo de Caja no contiene las variables correspondientes a las depreciaciones. Esto se debe a que ellas se calculan exclusivamente para los efectos del Impuesto Sobre la Renta, lo cual es omitido en el método elegido.

Indicando de ahora en adelante las tasas de declinación para petróleo y gas como D_o y D_g , respectivamente, las producciones de petróleo y gas durante el período anterior (k-1) y el actual (k), pueden ser expresadas por las ecuaciones:

$$\Delta Np_k = \frac{365 Q_{oi} D_o (1 - D_o)^{k-1}}{-LN(1 - D_o)} \quad \text{Ec. 2. 60}$$

$$\Delta Gp_k = \frac{365 Q_{gi} D_g (1 - D_g)^{k-1}}{-LN(1 - D_g)} \quad \text{Ec. 2. 61}$$

donde:

Q_{oi} y Q_{gi} = Tasas de producción iniciales de petróleo y gas, respectivamente, \$/BN y \$/MMPCN.

D_o y D_g = Tasas de declinación exponencial correspondientes a esas tasas de producción, Fracción.

De esta manera, la ecuación del Flujo de Caja puede ser expresada como:

$$FC_k = \frac{365 Q_{oi} D_o (1 - D_o)^{k-1}}{-LN(1 - D_o)} (P_o - P_o R_o - P_o IM_o - CO_o) + \frac{365 Q_{gi} D_g (1 - D_g)^{k-1}}{-LN(1 - D_g)} (P_g - P_g R_g - P_g IM_g - CO_g) \quad \text{Ec. 2. 62}$$

Haciendo,

$$F1 = \frac{365 D_o}{-LN(1 - D_o)} (P_o - P_o R_o - P_o IM_o - CO_o) \quad \text{Ec. 2. 63}$$

$$F2 = \frac{365 D_g}{-LN(1 - D_g)} (P_g - P_g R_g - P_g IM_g - CO_g) \quad \text{Ec. 2. 64}$$

La ecuación anterior puede escribirse como:

$$FC_k = F1Qoi(1 - D_o)^{k-1} + F2Qgi(1 - D_g)^{k-1} \quad \text{Ec. 2. 65}$$

de manera que la ecuación del Valor Presente Neto será dada por

$$VPN = \sum_{k=1}^n \left[\frac{F1Qoi(1 - D_o)^{k-1} + F2Qgi(1 - D_g)^{k-1}}{(1 + ROR)^k} \right] - INV_{Pr od.} - INV_{Planta} \quad \text{Ec. 2. 66}$$

La solución de esta ecuación se consigue mediante aplicaciones de métodos numéricos, aplicando los conceptos básicos de una progresión geométrica. Finalmente se obtiene la ecuación resultante del Valor Presente Neto:

$$VPN = Qoi F1 \frac{\left[1 - \left(\frac{1 - D_o}{1 + ROR} \right)^n \right]}{(ROR + D_o)} + Qgi F2 \frac{\left[1 - \left(\frac{1 - D_g}{1 + ROR} \right)^n \right]}{(ROR + D_g)} - INV_{Pr od.} - INV_{Planta} \quad \text{Ec. 2. 67}$$

Un gráfico de Valor Presente Neto versus Tasa de Retorno para diferentes inversiones, como se muestra en la Figura 2. 18, producirá un grupo de curvas cuyas intersecciones con el eje “X”, a VPN = 0, darán la Tasa Interna de Retorno, TIR, del proyecto, el cual es otro indicador económico de gran importancia en el análisis económico de un proyecto de inversión.

De la misma manera, puede determinarse el Tiempo de Pago del Proyecto, otro indicador económico de gran importancia a para decidir sobre la conveniencia de llevar a cabo un proyecto de Inversión. Este parámetro es calculado variando el

tiempo del proyecto “n” hasta obtener un VPN = 0. O sea, los indicadores económicos básicos (Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno y Tiempo de Pago) pueden obtenerse con el simple uso de la ecuación presentada.

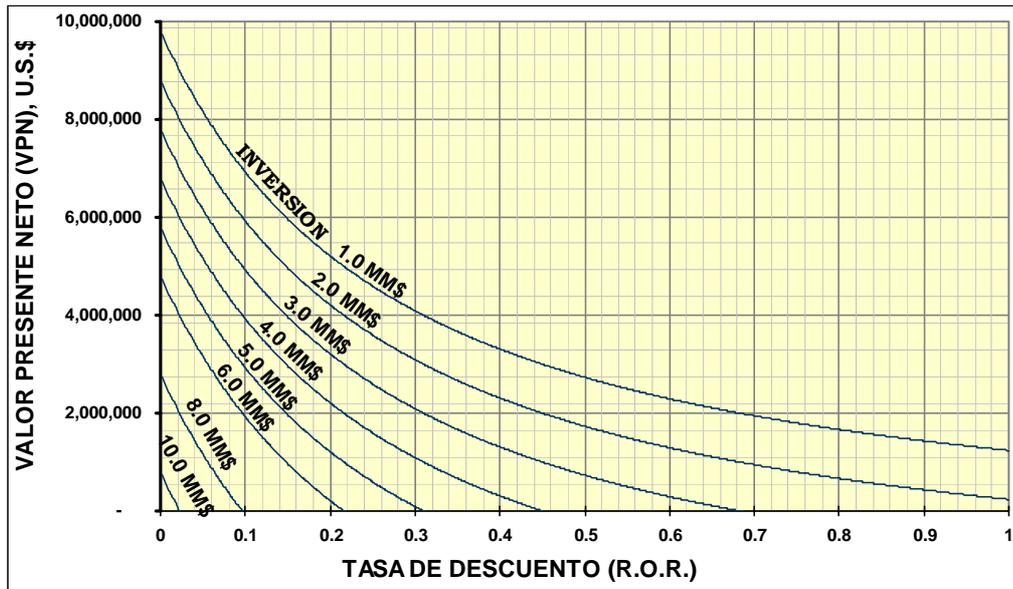


Figura 2. 18 Grafico Valor Presente Neto Vs. Tasa de Retorno. (Díaz, 2003).

CAPITULO III

METODOLOGÍA

El contenido del presente capítulo hace referencia a la descripción sistemática de la metodología aplicada para el logro de los objetivos trazados al inicio de la investigación, en este Trabajo Especial de Grado.

Dicha metodología comprende una serie de etapas a seguir, donde cada una de ella aporta valor a la ejecución del proyecto, siendo dependientes una de la otra, tomando en cuenta que desde el punto de vista de la Ingeniería de Yacimientos se requiere la integración de datos geológicos - petrofísicos y de los datos de la dinámica del yacimiento (producción – presión) con el propósito de verificar la historia de producción del yacimiento en estudio y realizar predicciones que permitan la proposición de un esquema de explotación óptimo, de modo que se puedan recuperar las reservas remanentes de forma económicamente atractiva.

Para obtener un eficiente desenvolvimiento del proyecto, se procede a organizar el tiempo en etapas a manera de cumplir los objetivos planteados en el tiempo estipulado. Siguiendo con la organización antes mencionada, la metodología utilizada para cumplir con los objetivos propuestos en el presente estudio fue llevada a cabo siguiendo los pasos que se describen a continuación:

5. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

En esta etapa se realizaron consultas del material bibliográfico que contiene la información referida al yacimiento, con la finalidad de facilitar el entendimiento del tema en estudio y mejorar el desenvolvimiento del mismo. Para ello se utilizaron

textos, Trabajos de Grado, artículos de revistas técnicas, Intranet PDVSA, proyectos y estudios previos, etc. Esto con el fin de lograr un escenario claro de las actividades a realizar.

6. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN Y DE PRESIÓN

Esta consiste en una revisión integral del yacimiento, con la finalidad de realizar una buena caracterización del mismo. La recolección de la información de interés se inicia con la revisión de la carpeta de cada pozo, donde esta ubicada la información como la historia del pozo, elevación de la mesa rotaria, coordenadas de superficie y de fondo, fecha de completación, trabajos de reparación o de reacondicionamiento, pruebas de producción realizadas, las pruebas de presión, además de los diagramas mecánicos o de completación del pozo. Previo a la revisión de la carpeta de pozo los pozos se clasificaron como completados (activos e inactivos), probados e interpretados.

La información de la historia de producción de los pozos activos del yacimiento se encuentra con la ayuda de la herramienta Oil Field Manager (OFM) y la información referente al estado actual del pozo a través de CENTINELA. Los reportes que muestre OFM deben cotejar con los obtenidos de la vida productiva del yacimiento reflejado en los Sumarios de Producción para así obtener datos representativos. Para verificar lo anterior se realiza la validación de la producción comparando los datos obtenidos con la herramienta OFM con los Sumarios de Producción Oficiales, y estos deben coincidir. Al realizar la validación de la producción se observó que existe una diferencia mínima entre los datos obtenidos de OFM y los Sumarios Oficiales, teniendo para la mayoría de los casos un mínimo porcentaje de error. Sin embargo cabe mencionar que existe cierta incertidumbre sobre la veracidad de los datos de producción reportados como oficiales.

7. REVISIÓN DEL ESTUDIO GEOLÓGICO

La precisión del estudio geológico del yacimiento requiere de datos abundantes y confiables, de los cuales no se dispone en la mayoría de los Campos de la Cuenca Oriental. En consecuencia se ha desarrollado una metodología basada en perfiles eléctricos y en el diseño de modelos geológicos.

A partir de las secciones estructurales y estratigráficas se evaluará la continuidad de la arena. Por otro lado para validar los parámetros de porosidad, permeabilidad y saturaciones de fluido es necesario revisar la petrofísica.

8. MODELO DE PRESIONES

El comportamiento de presión permite observar como se ha administrado la energía del yacimiento. Es un factor imprescindible para realizar la caracterización y determinar cuales son las reservas recuperables del mismo.

4.1. Validación de los Datos de Presión

Los datos de presión fueron obtenidos de las carpetas de pozos, donde se encontraron algunas pruebas: BHP-BHT, SFT, MDT y FMT; para una vez recolectada toda la información de dichas pruebas, proceder a validar todos los parámetros involucrados.

De lo reportes se verificó:

- *El gradiente de presión del pozo:* este se obtiene directamente del reporte de la prueba.
- *La profundidad de medición:* la cual fue validada con el reporte de operaciones y trabajos del pozo.

- *La presión a la profundidad de medición:* esta se obtiene directamente del reporte de la prueba.
- *Fecha de ejecución de la prueba:* validada a través del reporte de operaciones y trabajos del pozo.
- *Elevación de la mesa de la mesa rotaria:* obtenido directamente de la base de datos ubicado en la carpeta de pozo donde se refleja la historia del mismo.
- *Tope del intervalo cañoneado en la arena:* Leído directamente de los registros.
- *Gradiente del yacimiento:* este es un parámetro clave para la determinación de la presión al datum del yacimiento y es obtenido del PVT en la mayoría de los casos, y depende de la gravedad API del fluido de yacimiento siendo el mismo para todos los pozos.
- *Profundidad del Datum:* Fue tomado de la base de datos y se verificó que coincidiera con el centro de gravedad del yacimiento.

4.2. *Determinación de las Presiones al Datum*

Como fue mencionado anteriormente, se hace necesario conocer el gradiente del yacimiento, cuyo procedimiento de cálculo será descrito mas adelante. Luego, una vez determinado el gradiente del yacimiento se procedió a extrapolar cada punto de presión tomado, desde la profundidad de medición hasta el punto medio de las perforaciones para tener una presión representativa del yacimiento a esa profundidad. Una vez llevadas las presiones hasta la cara de la arena se procedió a realizar una nueva extrapolación desde el punto medio de las perforaciones hasta un mismo nivel de referencia o datum, ya que los pozos donde se efectuaron las mediciones de presión se encuentran ubicados a distintas profundidades dentro del yacimiento, lo que hace que no sea posible un análisis en conjunto de presiones si no son llevadas al mismo nivel de referencia. A continuación se muestran las ecuaciones utilizadas para los cálculos (cálculos mostrados en detalle en el apéndice B). En los mismos se utilizó el gradiente obtenido para el yacimiento con el uso de la ecuación 3.12, la cual es mostrada posteriormente.

$$P_{ProfPerf} = P_{Med} + Grad_{Pozo} (Prof_{Perf} - Prof_{Med}) \quad Ec. 3. 1$$

$$P_{Datum} = P_{ProfPerf} + Grad_{Yac} (Prof_{Datum} + EMR - Prof_{Perf}) \quad Ec. 2. 2$$

donde:

P_{Med} : Presión medida, lpc.

$Grad_{Pozo}$: Gradiente del fluido del pozo, lpc/pie.

$Prof_{Perf}$: Profundidad al punto medio de las perforaciones, pies.

$Prof_{Med}$: Profundidad de Medición, pies.

$P_{ProfPerf}$: Presión al punto medio de las perforaciones, lpc.

$Grad_{Yac}$: Gradiente del yacimiento, lpc/pie.

$Prof_{Datum}$: Profundidad al datum, p.b.n.m.

EMR : Elevación de la mesa rotaria, pies.

P_{Datum} : Presión al Datum, lpc.

5. VALIDACIÓN DE LA TEMPERATURA

La temperatura se validó usando las temperaturas reportadas en las pruebas de producción, y comparándolo con un promedio establecido entre los datos de temperaturas oficiales del yacimiento.

6. GENERACIÓN DE UN PVT SINTÉTICO

Esta etapa es de suma importancia para el estudio ya que nos permitirá definir el tipo de fluido presente en el yacimiento y una serie de parámetros que regulan el comportamiento de producción para los yacimientos de gas condensado como es el caso. Debido a que no se cuenta con ningún estudio PVT realizado al yacimiento, ni de zonas vecinas que satisfagan las características del yacimiento en estudio, se procedió a la generación de uno sintético. Para esto se utilizaron una serie de correlaciones existentes en la bibliografía consultada y ajustado a las condiciones requeridas

Las ecuaciones utilizadas para la generación del PVT sintético, se muestran seguidamente.

■ **Peso molecular del líquido condensado por Cragoe**

$$M_c = \frac{6084}{\text{°API} - 5.9} \quad \text{Ec. 3. 3}$$

donde:

M_c = Peso Molecular del líquido condensado, lbs/lbs-mol.

°API = Gravedad del líquido condensado

■ **Gravedad específica del líquido condensado**

$$\gamma_c = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \quad \text{Ec. 3. 4}$$

donde:

γ_c = Gravedad específica del condensado, adimensional.

°API = Gravedad del líquido condensado

■ **Gravedad específica del gas condensado**

$$\gamma_{gc} = \frac{RGC * \gamma_g + 4584 * \gamma_c}{RGC + 132800 * \left(\frac{\gamma_c}{M_c} \right)} \quad \text{Ec. 3. 5}$$

donde

γ_{gc} = Gravedad específica del gas condensado, adimensional.

RGC = Relación gas condensado.

γ_g = Gravedad específica del Gas, adimensional.

γ_c = Gravedad específica del condensado, adimensional.

M_c = Peso Molecular del líquido condensado, lbs/lbs-mol.

■ ***Peso Molecular del Gas Condensado***

$$M_{gc} = 28.96 * \gamma_c \quad \text{Ec. 3.6}$$

donde

M_{gc} = Peso Molecular del Gas condensado, lbs/lbs-mol.

γ_c = Gravedad específica del gas condensado, adimensional.

Por ser el fluido del yacimiento un gas condensado, se debe utilizar para los cálculos el factor de compresibilidad bifásico (Z_2f). Este fue calculado por las ecuaciones de Standing y Katz para yacimientos de gas condensado.

■ ***Presión pseudo crítica***

$$P_{sc} = 706 - 51.7 * \gamma_c - 11.1 * \gamma_c^2 \quad \text{Ec. 3.7}$$

donde

P_{sc} = Presión pseudo-crítica del sistema, lpc.

γ_c = Gravedad específica del gas condensado, adimensional.

■ ***Temperatura pseudo crítica***

$$T_{sc} = 187 + 330 * \gamma_c - 71.5 * \gamma_c^2 \quad \text{Ec. 3.8}$$

donde

T_{sc} = Temperatura pseudo-crítica del sistema, °R.

γ_c = Gravedad específica del gas condensado, adimensional.

■ **Presión pseudo reducida**

$$P_{sr} = \frac{P_{yac}}{P_{sc}} \quad \text{Ec. 3.9}$$

donde

P_{sr} = Presión pseudo reducida, adimensional.

P_{yac} = Presión del yacimiento, lpca.

P_{sc} = Presión pseudo-crítica del sistema, lpca.

■ **Temperatura pseudo reducida**

$$T_{sr} = \frac{T_{yac}}{T_{sc}} \quad \text{Ec. 3.10}$$

donde

T_{sr} = Temperatura Pseudo-Reducida, adimensional.

T_{yac} = Temperatura del yacimiento, °R.

T_{sc} = Temperatura pseudo-crítica del sistema, °R.

■ **Densidad del Gas Condensado**

$$\rho_{gc} = P_{yac} * \frac{28.97 * \gamma_{gc}}{Z_{gc} * 10.73 * T_{yac}} \quad \text{Ec. 3.11}$$

donde

ρ_{gc} = Densidad del Gas Condensado, lb/Pie³.

Z_{gc} = factor de compresibilidad del gas condensado

T_{yac} = Temperatura del yacimiento, °R.

P_{yac} = Presión del yacimiento, lpca.

- **Gradiente de presión del Gas Condensado**

$$\text{Gradgascond} = \frac{\rho_{gc}}{144} \quad \text{Ec. 3.12}$$

donde

Gradgas = Gradiente de presión del yacimiento, lpc/pie.

ρ_{gc} = Densidad del Gas Condensado, lb/Pie³.

144 = constante de conversión.

Una vez obtenido el gradiente del yacimiento se procedió a llevar las presiones desde el punto medio de las perforaciones al nivel de referencia o DATUM, con las Ecuaciones 3. 1 y 3. 2, usando ahora el gradiente de yacimiento en lugar del gradiente del pozo. Esto con la finalidad de tener con mayor exactitud el valor de presión del yacimiento y de este modo reducir el error al desarrollar el balance de materiales. Es importante mencionar que el gradiente del yacimiento puede cambiar como consecuencia de la variación de la composición de los fluidos de yacimiento.

7. ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS PRESENTES EN EL YACIMIENTO

Para llevar a cabo este análisis se hizo necesario relacionar con el tiempo variables tales como: Presión, Producción, Relación Gas Condensado (RGC), entre otras. Para esto se utilizó el programa OFM con el cual se hizo posible un estudio comparativo entre pozos, para identificar las tendencias de producción del yacimiento, mediante curvas de declinación, gráficos, tablas, etc. Todo este análisis, permitió identificar cualquier anomalía presente en los datos y también hizo posible corregir y/o mejorar el esquema de explotación del yacimiento. Por otra parte, de un análisis PVT, se puede obtener la presión de burbujeo y/o presión de rocío, factores de compresibilidad y factores volumétricos del fluido del yacimiento. Ahora bien, existen estudios realizados por McCain y Cova, donde concluyen que existen

parámetros como la relación gas condensado inicial (RGCi), el porcentaje molar de C₇₊ y la gravedad API, con los que podemos tener una idea aproximada del tipo de fluido presente en el yacimiento a condiciones iniciales, basándonos en los datos de producción como es el caso de este estudio.

En cuanto a la cantidad inicial de componentes pesados existe una correlación elaborada por Rojas, Maita y Him con datos PVT pertenecientes al área de Anaco, que permite determinar el parámetro antes mencionado y cuya ecuación es presentada a continuación:

$$\%C_{7+} = 10260 * (RGC * \gamma_g)^{-0.8499} \quad \text{Ec. 3.13}$$

donde

%C₇₊ = porcentaje de heptano y componentes mas pesados (C₇₊), de la mezcla (gas condensado).

RGC= Relación gas condensado, PCN/BN.

γ_g= Gravedad específica del Gas separador, adimensional.

■ *Presión de rocío*

Del mismo modo desarrollaron una correlación para obtener la presión de rocío, aplicable para: 2000 < RGC < 200000 PCN/BN, 0.655 < γ_g < 0.904, 3000 < Proc < 5000 y 39 < °API < 61.

$$Pr_{oc} = K_1 * \left[\frac{RGC^{K_2}}{(\%C_{7+})^{K_3}} * K_8 * API^A \right] \quad \text{Ec. 3.14}$$

donde:

$$A = K_4 * T^{K_5} - K_6 * (\%C_{7+})^{K_7}$$

%C₇₊ = porcentaje de C₇₊ de la mezcla (gas condensado).

RGC= Relación gas condensado, PCN/BN.

γ_g = Gravedad específica del Gas separador, adimensional.

$^{\circ}API$ = Gravedad del condensado de tanque.

T= temperatura del yacimiento, F.

Proc= presión de rocío, lpca.

Los valores de las constantes son mostrados en la Tabla 3. 1:

Tabla 3. 1 Valores de las constantes K usadas en correlación para estimar Presión de Rocío (Rojas, 1995).

K ₁ = 346.7764689	K ₅ = 0.281255219
K ₂ = 0.0974139	K ₆ = 0.00068358
K ₃ = -0.294782419	K ₇ = 1.906328237
K ₄ = -0.047833243	K ₈ = 8.417626216

La gravedad API se obtuvo utilizando los valores reportados en las pruebas de producción para el tiempo temprano de la vida del yacimiento.

Con los factores mencionados y con las correlaciones utilizadas se logró determinar el tipo de fluido presente originalmente en el yacimiento.

■ **Factor de compresibilidad bifásico (Z_{2f}).**

Debido a que el yacimiento se encontraba inicialmente saturado, el factor de compresibilidad se obtuvo a partir de la correlación de Reyes, Piper, McCain y Piper, válida para $0.7 \leq P_{sr} \leq 20$ y $1.1 \leq T_{sr} \leq 2.1$. De esta correlación se tiene:

$$Z_{2f} = A_0 + A_1 * (P_{sr}) + A_2 * \left(\frac{1}{T_{sr}}\right) + A_3 * (P_{sr})^2 + A_4 * \left(\frac{1}{T_{sr}}\right)^2 + A_5 * \left(\frac{P_{sr}}{T_{sr}}\right) \quad Ec. 3.15$$

donde

Psr = Presión pseudo reducida, adimensional.

Tsr = Temperatura Pseudo-Reducida, adimensional.

Tabla 3. 2 Valores de las constantes “A”, usadas en correlación para estimar el Factor de Compresibilidad Bifásico (Rojas, 1995).

A ₀ = 2.24353	A ₃ = 0.000829231
A ₁ = -0.0375281	A ₄ = 1.53428
A ₂ = -3.56539	A ₅ = 0.131987

■ **Factor volumétrico del gas condensado**

Para determinar el factor volumétrico del gas condensado se utilizó la siguiente ecuación:

$$\beta_{gc} = 0.02829 * \frac{Z_2 f * T}{p} \quad \text{Ec. 3.16}$$

donde

β_{gc} = factor de compresibilidad bifásico, adimensional.

T = temperatura del yacimiento, °R.

p = presión del yacimiento (lpca)

■ **Viscosidad del gas**

Para la viscosidad del gas Lee, González y Eakin desarrollaron experimentalmente una ecuación, la cual fue utilizada en este proyecto y se muestra a continuación:

$$\mu_g = \frac{K * \exp(x * \rho_g^y)}{10000} \quad \text{Ec. 3.17}$$

donde

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 * Mg) * T^{1.5}}{209 + 19 * Mg + T} \quad \text{Ec. 3.18}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01 * Mg \quad \text{Ec. 3.19}$$

$$Y = 2.4 - 0.2 * X \quad \text{Ec. 3.20}$$

μ_g = viscosidad de gas, cp.

T = temperatura, °R.

ρ_g = densidad del gas a p y T, grm/cc.

Mg = peso molecular del gas, lbs/lbs-mol.

■ *Densidad del gas condensado*

$$\rho_g = \frac{p * Mg}{Z_g * R * T} \quad \text{Ec. 3.21}$$

donde

p = presión, lpca.

Mg = peso molecular del gas, lbs/lbs-mol.

R = constante universal de los gases

T = temperatura, °R.

8. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN Y MODELO DE PRESIONES

Este parámetro es la base para el análisis dinámico del yacimiento en estudio, representando la energía de que dispone el mismo e incide directamente en la producción de los mismos.

Una vez obtenidos los valores de presión llevados al DATUM, se graficaron estos versus el gas producido acumulado (G_p), lo cual representa el nivel de energía respecto a la producción total del yacimiento. Luego se determinó la línea de tendencia del comportamiento de presiones a través de métodos estadísticos, buscando tener un valor de desviación (R^2) que sea lo más aproximado a la unidad (1). Esta línea de tendencia y su ecuación obtenidas a partir de regresiones exponenciales por métodos estadísticos, representa el perfil de presiones para el yacimiento en cualquier momento de su vida productiva y permite estimar la presión inicial haciendo una extrapolación para G_p igual a cero, así como también se puede usar para inferir el comportamiento futuro de presión del yacimiento.

9. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE LOS FLUIDOS

El análisis de los datos de producción permite hacer un estimado de los mecanismos de producción existentes en el yacimiento, además de permitir evaluar el aporte de cada pozo a la producción y evaluar la calidad del yacimiento.

- **Mapas de Retícula**

Estos mapas son generados por la aplicación OFM. Para ello con la herramienta se utilizaron los datos de producción acumulada y fueron representados en mapas binarios, permitiendo de esta forma observar con facilidad la zona del yacimiento que ha sido menos drenada. La información que ofrece este gráfico se empleó como ayuda para diseñar el Plan de Explotación para el yacimiento.

- **Mapas de Burbuja**

Estos mapas, al igual que los mapas de retícula son generados por la herramienta OFM. Mediante este se visualizó de forma cualitativa el aporte de cada pozo a la producción acumulada de cada uno de los fluidos (Agua, Petróleo y Gas), producidos

por el yacimiento. Los datos son presentados como una burbuja de radio variable por pozo dentro del yacimiento.

10. GRÁFICOS DE TASA VERSUS PRODUCCIÓN ACUMULADA

Estas gráficas se realizaron para cada uno de los fluidos producidos, como lo son Condensado, Agua y Gas. La gráfica de tasa versus producción acumulada permite visualizar el incremento de producción en función de la tasa existente durante cada periodo activo del yacimiento. Del mismo modo con el gráfico de tasa en función del tiempo se puede estimar el potencial de producción de los pozos y determinar el aporte de cada uno de ellos.

11. GRÁFICO DE LA RELACIÓN GAS CONDENSADO (RGC)

Este gráfico permitió evaluar la cantidad de fluido que se condensa a partir del gas. A partir de este gráfico se logró apreciar el valor de RGC inicial, parámetro indispensable para generar un PVT a través de correlaciones.

12. ELABORACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

A través de estas curvas se pudo determinar el rango de saturación de los fluidos presentes y su movilidad en el yacimiento. Por eso se aplicaron las curvas de permeabilidades relativas el sistema de petróleo-gas y petróleo-agua, facilitando estas la percepción de la fase mojante y estados de imbibición del yacimiento, lo que permitió inferir el nivel de saturaciones en las que el petróleo es móvil dentro de la zona porosa, siendo limitado por los valores de Saturación de Agua Connata (S_{wc}), Saturación de Agua Máxima ($S_{wmáx}$). También arrojó información de cual es el rango de saturaciones en las que el petróleo es móvil dentro de la zona porosa de la roca yacimiento. Para generar estas curvas se utilizó una hoja de cálculos de Excel, donde se aplican correlaciones establecidas para ello. A continuación se muestran las correlaciones utilizadas para estos cálculos.

- **Saturación crítica del condensado. " Correlación de Ham, Brill y Eilert " (1972)**

$$S_{cc} = 0,2233 + 0,1041 * K + 0,4153 * \emptyset - 0,7427 * K * \emptyset \quad \text{Ec. 3. 22}$$

donde:

S_{cc} = saturación crítica del condensado, fracción.

K = permeabilidad, md.

\emptyset = porosidad, fracción.

- **Correlacion de Sampath y Keighim (1982), para el calculo de permeabilidades relativas.**

$$K_{rg} = \left(1 - \frac{SL}{0.7}\right)^{1.5} * (1 - SL^2) \quad \text{Ec. 3. 23}$$

$$K_{rc} = \frac{(S_c - S_{cc})}{(1 - S_{wi})^4} \quad \text{Ec. 3. 24}$$

$$SL = S_{wi} + S_c \quad \text{Ec. 3. 25}$$

$$S_g = 1 - SL \quad \text{Ec. 3. 26}$$

donde

K_{rg} = permeabilidad relativa al gas, unidimensional.

K_{rc} = permeabilidad relativa al condensado, unidimensional.

SL = saturación de liquido, fracción.

S_c = saturación de condensado, fracción.

S_{cc} = saturación crítica de condensado, fracción.

S_{wi} = saturación de agua inicial, fracción.

S_g = saturación de gas, fracción.

■ **Correlación de saturación del gas residual, de Land**

$$\frac{1}{S_{gr}} = \left(\frac{1}{S_{gi}} \right) + \left(\frac{2}{(1 - S_{wi})} \right) \quad \text{Ec. 3. 27}$$

donde

S_{gr} = saturación de gas residual, fracción.

S_{wi} = saturación de agua inicial, fracción.

$S_{gi} = 1 - S_{wi}$

■ **Correlación de Permeabilidad relativa Gas-Agua "Corey (1954)"**

$$K_{rw} = (S^*)^4 \quad \text{Ec. 3. 28}$$

$$k_{rg} = (1 - S^*)^2 * [1 - (S^*)^2] \quad \text{Ec. 3. 29}$$

$$S^* = \frac{(S_w - S_{Lr})}{(1 - S_{gr} - S_{Lr})} \quad \text{Ec. 3. 30}$$

donde

$S_{Lr} = S_{wr} + S_{cc}$.

K_{rw} = permeabilidad relativa al agua

K_{rg} = permeabilidad relativa al gas

S_w = saturación de agua, fracción.

S_{Lr} = saturación de líquido residual, fracción.

S_{gr} = saturación de gas residual, fracción.

- **Saturación de agua residual**

$$S_{wmax} = 1 - S_{gr} \quad \text{Ec. 3. 31}$$

$$S_{wir} = S_{wr} \quad \text{Ec. 3. 32}$$

donde

S_{wmax} = saturación de agua máxima, fracción.

S_{gr} = saturación de gas residual, fracción.

S_{wr} = saturación de agua residual, fracción.

13. DETERMINACIÓN DEL GAS CONDENSADO ORIGINALMENTE EN SITIO

13.1. Aplicación del Método Volumétrico

La obtención del volumen de hidrocarburo inicial de un yacimiento, es uno de los pasos más importante el la definición del mismo, ya que este junto con la distribución de las propiedades de la roca y los fluidos de una acumulación permiten caracterizar el yacimiento para generar un esquema optimo de explotación. El método volumétrico consiste en estimar los volúmenes de hidrocarburos originalmente en sitio, mediante los parámetros geométricos del yacimiento, capacidad de acumulación de fluidos, saturación de petróleo y factor volumétrico de petróleo. El volumen y área del yacimiento se obtuvo utilizando la herramienta *Sigemap*, mientras que la porosidad, saturación de agua inicial, espesor de arena neta petrolífera fueron obtenidos de la petrofísica y el factor volumétrico del PVT sintético que se elaboró anteriormente.

Para obtener el Gas Condensado Original en Sitio (GCOES) del yacimiento se utilizó la siguiente ecuación:

$$GCOES = 43560 * \frac{\phi * (1 - S_{wi})}{\beta_{gci}} * Vol \quad Ec. 3. 33$$

donde

GCOES = Gas Condensado Original en sitio, PCN.

ϕ = porosidad promedio del yacimiento, fracción.

S_{wi} = saturación inicial promedio de agua, fracción.

Vol = volumen del yacimiento, acres-pie.

β_{gci} = factor volumétrico del gas, PCY/PCN.

El factor de compresibilidad bifásico (Z_{2f}) y el factor volumétrico del gas (β_{gci}), se hallaron con las Ecuaciones 3. 15 y 3. 16 respectivamente, en la sección de caracterización de los fluidos del yacimiento.

Luego se calculó la fracción de gas seco

$$F_s = \frac{RGC_i}{RGC_i + 132800 * \left(\frac{\gamma_c}{Mc} \right)} \quad Ec. 3.34$$

donde

F_s = fracción de gas seco

RGC_i = relación gas condensado original, PCY/PCN.

γ_c = gravedad específica del condensado, adimensional.

Mc = peso molecular del condensado, lbs/lbs-mol.

Una vez hallada la fracción de gas seco, se calculó el gas original en sitio con la ecuación siguiente:

$$GOES = GCOES * F_s \quad Ec. 3. 35$$

donde:

GOES = Gas Original en Sitio, PCN.

GCOES = Gas Condensado Original en sitio, PCN.

Fg = fracción de gas seco

Por ultimo se calculó el condensado original en sitio con la ecuación:

$$COES = \frac{GOES}{RGCi} \quad \text{Ec. 3. 36}$$

donde

COES = Condensado Original en Sitio, BN.

GOES = Gas Original en Sitio, PCN.

RGCi = relación gas condensado original, PCY/PCN.

13.2. Aplicación de Balance de Materiales:

13.2.1 Balance de Materiales con la Herramienta MBAL.

Para validar el gas condensado original en sitio (GCOES) obtenido por el método volumétrico, se utilizó la herramienta MBAL, con la cual se obtuvo un estimado del mismo mediante la ecuación de balance de materiales, basado en el histórico de producción, lo que permite predecir el comportamiento futuro del yacimiento, evaluar la calidad de la data de producción, y obtener un estimado de los mecanismos de producción predominantes a lo largo de la vida productiva del yacimiento.

Para utilizar la herramienta MBAL fue necesario ingresar los siguientes parámetros:

- **Parámetros del tanque:** en este modulo se requieren los datos iniciales de presión, temperatura, saturación de agua, así como también los datos de

porosidad, POES, API, gravedad específica del gas y fecha de inicio de producción.

- **Datos PVT:** Incluye los datos reportados en el análisis PVT, obtenido a través de la herramienta MBAL, introduciendo datos de presión inicial, presión actual y temperatura del yacimiento.
- **Permeabilidades relativas:** en este módulo se incluyen las tablas generadas previamente a través de una hoja de cálculo con los datos proveniente del estudio petrofísico.
- **Histórico de producción/inyección y presión del yacimiento:** para este se introducen los datos previamente validados de producción, presión e inyección, ordenados de manera acorde con el formato requerido por la aplicación.

13.2.2. Aplicación del Método de Declinación de Presión

Otro método utilizado para el cálculo de reservas fue el método de Declinación de Presión o Declinación Energética. Para esto se tomaron los valores de presiones medidas en el yacimiento, previamente llevados al nivel de referencia o datum, y se ubicó en el sumario de producción el volumen de fluidos acumulados producidos por el yacimiento (Agua, Condensado y Gas), los que se utilizaron junto con los valores de gravedad específica y peso molecular del condensado obtenidos del PVT sintético, para calcular el Gas Total Equivalente en Líquido (Gpt). Del mismo modo, para cada una de las presiones, se calculó el factor de compresibilidad bifásico (Z_{2f}); con el uso de la Ecuación 3.15. Una vez obtenidos los resultados de Gpt y Z_{2f} , se construyó una gráfica de Gpt versus p/Z_{2f} , se trazó la línea de mejor ajuste a los puntos resultantes en la gráfica, y se estimó el Gas Condensado Original en Sitio como el punto de corte de la extrapolación de la recta obtenida con el eje “x”. Posteriormente, con el uso de

las Ecuaciones 3. 34, 3. 35 y 3. 36 se obtuvieron los valores de Gas Original en Sitio y Condensado Original en Sitio.

Posteriormente se calculó la presión de abandono para el yacimiento con el uso de la Ecuación 3. 37. Con esto se puede determinar la $p/Z2f$ a condiciones de abandono ($p/Z2fab$), y haciendo uso de la grafica G_{pt} versus $p/Z2f$, se puede determinar el Gas Total Producido a Condiciones de abandono (G_{ptab}).

$$P_{ab} = 0,1 \text{ lpc/pie} * \text{Profundidad del DATUM} \quad \text{Ec. 3. 37}$$

donde:

p_{ab} = presión de abandono, lpca.

Una vez obtenido el G_{ptab} , se construyen las graficas de gas acumulado y agua acumulada entre condensado acumulado (G_p/N_c y W_p/N_c , respectivamente) versus G_{pt} , para con estas y el uso de las ecuaciones 3. 38 y 3. 39, estimar las reservas de Gas y de Condensado a condiciones de abandono. Haciendo uso de las últimas graficas mencionadas, se entra con el valor de G_{ptab} (ver figura 3. 12), y se obtienen los valores de G_p/N_c y W_p/N_c a condiciones de abandono ($(G_p/N_c)_{ab}$ y $(W_p/N_c)_{ab}$). Los valores de $(G_p/N_c)_{ab}$ y $(W_p/N_c)_{ab}$ se sustituyen en las ecuaciones para realizar los cálculos.

$$N_{cab} = \frac{G_{ptab}}{\left(\frac{G_p}{N_c} \right)_{ab} + 132800 \left(\frac{\gamma_c}{M_c} + \frac{\gamma_w}{18} \left(\frac{W_p}{N_c} \right)_{ab} \right)} \quad \text{Ec. 3. 38}$$

$$G_{pab} = \left(\frac{G_p}{N_c} \right)_{ab} * N_{cab} \quad \text{Ec. 3. 39}$$

donde:

N_{cab} = volumen de condensado a condiciones de abandono, BN.

G_{pab} = volumen de gas a condiciones de abandono, PCN.

G_{ptab} = gas total equivalente en liquido a condiciones de abandono, PCN.

γ_c = gravedad específica del condensado, adimensional.

M_c = peso molecular del condensado, lb/lb-mol.

γ_w = gravedad específica del agua, adimensional.

Después de calcular las reservas de Gas y de Condensado a condiciones de abandono, a estas se les restó la producción acumulada y se obtuvo las reservas remanentes del yacimiento.

14. ANÁLISIS NODAL

Una vez determinadas las reservas se realizó un Análisis Nodal a través del simulador PIPESIM 2000. El procedimiento para optimizar la producción de los pozos en el yacimiento se llevó a cabo una vez culminadas las etapas de recopilación, generación y validación de la información. En esta simulación que se hizo con el modulo de PIPESIM, se reprodujeron las condiciones reales de cada pozo de forma individual. La metodología para realizar el análisis Nodal en el modulo antes mencionado es la siguiente:

14.1 Suministro de información al simulador PIPESIM

○ Información del yacimiento

- Presión actual del yacimiento, lpc.
- Temperatura del yacimiento, °F.
- Permeabilidad efectiva, md.
- Espesor de arena neta petrolífera, pies.

- Radio de drenaje del pozo, pies.
- Radio del pozo, pulg.
- Radio, adimensional.
- ***Información complementaria del pozo***
 - Diámetro interno y espesor de la tubería de producción, pulg.
 - Diámetro interno y espesor del revestidor, pulg.
 - Profundidad de las perforaciones, pies.
 - Profundidad a la cual el fluido producido entra en la tubería de producción, pies.
- ***Información de los fluidos producidos***
 - Relación gas condensado, PCY/PCN.
 - Porcentaje de agua y sedimentos
- ***Información de las instalaciones de superficie***
 - Diámetro del reductor, pulg.
 - Diámetro interno y espesor de la línea de flujo, pulg.
 - Distancia desde el pozo hasta la estación de flujo, pies.
 - Presión de separación, lpcá

14.2 Simulación del Análisis Nodal

Luego de haber cargado todos los datos al simulador se realizó la corrida del modelo, seleccionando las correlaciones correspondientes al tipo de fluido de producción. En primer lugar se escogió un pozo modelo para realizar la corrida, tomando como parámetro de selección una tasa de gas mínima de 3 MMPCN. Se realizó el modelo

para este pozo seleccionado y se sensibilizó para estimar el daño, manteniendo todos los parámetros reales del pozo y procurando tener como resultado una tasa de gas lo más cercana a la reportada en la prueba de producción utilizada para tomar los datos utilizados en la simulación. De la corrida del modelo se obtuvo la gráfica de presión versus tasa de gas, con diferentes curvas de oferta correspondientes a los diferentes valores de daño, y una curva de demanda representada por el reductor que posee el pozo para el momento en el que se le realizó la prueba de producción, determinando de este modo el daño con el cual produce el pozo modelo. Por último, el daño obtenido haciendo la corrida para el pozo modelo se utilizó para las corridas posteriores.

- **Perfil de Presión**

El perfil de presión se utilizó para corroborar la tasa de producción cotejada en el Análisis Nodal, ver el comportamiento de la presión desde el fondo del pozo hasta el cabezal y para corroborar las presiones en el cabezal y las líneas de flujo.

Una vez que se han reproducido las condiciones reales del campo como las tasas de petróleo, tasa de gas, presión de cabezal y presión de la línea de flujo mediante el Análisis Nodal y el perfil de presión, las gráficas son generadas nuevamente para sensibilizar para diferentes valores de daño y diámetros de reductores.

En el Apéndice C, se muestra en detalle como utilizar el simulador de producción PIPESIM y las demás herramientas computacionales utilizadas para este estudio.

15. GENERACIÓN DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN ADECUADO PARA LAS CONDICIONES ACTUALES DEL YACIMIENTO

Para estudiar las condiciones bajo las cuales se encuentra el yacimiento fue necesario integrar la información referente al modelo estático y dinámico del yacimiento, para

de esta forma establecer el Plan de Explotación adecuado y así lograr drenar las reservas remanentes en el yacimiento. De este modo se determinó cuales pueden ser las zonas prospectivas para drenar dichas reservas con la ubicación de nuevas localizaciones, realizando trabajos de reparación y/o reacondicionamiento, cambios de reductores o de zona en los pozos ya existentes en el yacimiento. También fue necesario conocer el estado en que se encuentran los pozos desde el punto de vista mecánico para verificar su disponibilidad para ser habilitados en aquellas zonas que se consideren como prospectivas.

Una vez realizada la selección de los pozos candidatos fue necesario realizar análisis nodal a los mismos, con la finalidad de determinar el potencial inicial en estos pozos luego de haber realizado la sensibilización. Finalmente, fue necesario estimar la cantidad de fluido que se puede extraer de cada uno de los pozos según las condiciones establecidas en sus respectivas simulaciones de producción

16. ANÁLISIS

En esta etapa se llevó a cabo el estudio de los resultados obtenidos, y se presentarán posteriormente las conclusiones y recomendaciones respectivas, que permitió optimizar el Plan de Explotación de las Reservas Remanentes

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

La generación del modelo dinámico permitió sustentar los resultados del modelo estático, ya que las características de las acumulaciones de hidrocarburos dependen directamente de los estratos en que se depositaron, por lo tanto, se toma en cuenta el comportamiento de los fluidos cuyo análisis es la finalidad del modelo dinámico, es por ello que el acoplamiento de ambos modelos es necesario para así obtener un estudio global y confiable.

12. VALIDACIÓN DE HISTORIAS DE PRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos es uno de los parámetros más importantes que intervienen en la caracterización del yacimiento con la cual se puede estimar el tipo de mecanismo de producción presente en el mismo. El análisis de producción se realiza a manera de estudiar en detalle el comportamiento del yacimiento, tomando en cuenta la distribución de fluido por cada pozo, elaborando diferentes tipos de gráficas de producción donde intervienen las variables que afectan el comportamiento de producción, tales como tasa de producción de petróleo, tasa de producción de gas, acumulado de petróleo, acumulado de gas, corte de agua, relación gas-petróleo, etc.

La historia de producción de los pozos pertenecientes al yacimiento JM-19 arena ME-C fue tomada de la base de datos Oil Field Manager (OFM/Finder). Inmediatamente después, se verificó y corrigió la información obtenida de todos los pozos completados en el yacimiento estudiado, pues se observó una falta de información detallada de la tasa de producción para el inicio de producción del pozo JM-19. Esto, debido a que no fueron reportadas producciones durante los años iniciales, a pesar de encontrarse activo el yacimiento.

13. VALIDACIÓN DE LAS HISTORIAS DE PRESIÓN

Al igual que en la validación de las historias de producción, se realizó la recolección de datos de las pruebas de presiones, las cuales no fueron encontradas en carpeta de pozos, sólo se hallaron en modo digital. Sobre este comportamiento de presión hallado, vale la pena resaltar que dentro del yacimiento existe una zona que presenta presiones muy por encima de la presión actual estimada para el yacimiento (ver Figura 4. 1). En esta zona del yacimiento antes mencionada, nos encontramos con dos lentes de arena, donde el lente superior es el que presenta “alta” presión, y el lente inferior presenta una presión que se ajusta al modelo del resto del yacimiento.

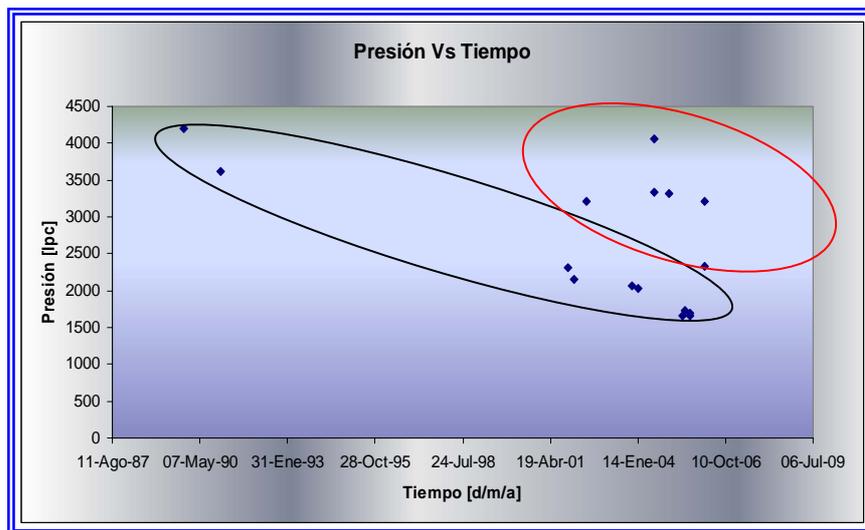


Figura 4. 1 Comportamiento de presión del yacimiento JM-19, Arena ME-C.

La tendencia del comportamiento de presiones para el modelo mencionado, se hizo mediante el uso de un gradiente de vaciamiento el cual se basa en establecer una declinación de presión utilizando la producción acumulada de petróleo, gas y agua, (previamente validada y corregida), y las presiones proporcionadas por las pruebas realizadas a los pozos que han atravesado el yacimiento en estudio.

Utilizando parámetros tales como producción acumulada de agua, condensado y gas (W_p , N_c y G_p ; respectivamente); gravedad específica y peso molecular del condensado, se calculo el Gas Equivalente en líquido (G_{pt}), a partir de la siguiente expresión:

$$G_{pt} = G_p + \left(\frac{N_c * \gamma_c}{M_c} + \frac{W_p * \gamma_w}{18} \right) \quad \text{Ec. 4. 1}$$

donde

G_{pt} = producción de gas equivalente en liquido, MMPCN.

G_p = gas acumulado producido, MMPCN.

N_c = petróleo acumulado producido, MBN.

W_p = agua acumulada roducida, MBN.

γ_w = gravedad especifica del agua

M_c = peso molecular del condensado, lb/lb-mol.

Para llevar las presiones medidas en pozos a la profundidad del datum se determinó el gradiente del yacimiento. Seguidamente se muestra una tabla con el valor determinado para dicho gradiente, así como también los parámetros utilizados para el cálculo del mismo.

Tabla 4. 1 Resultados del Gradiente del yacimiento JM-19, ME-C

Datos Iniciales	
Presión [Lpc]	4529
RGCi [PCN/BN]	12935
Temperatura [F]	250
API	44,6
Prof. Datum [pies]	7500
GE del Gas	0,78
Constante R	10,73
Variables Calculadas	
Peso Molecular del gas	22,589
Peso Molecular del Condensado	157,209
Factor de Compresibilidad del Gas	
Presión Pseudo crítica	746,943
Temperatura Pseudo crítica	447,672
Presión Pseudo reducida	6,06350
Temperatura Pseudo reducida	1,58598
Factor de Compresibilidad del Gas	0,91303
Gradiente del yacimiento	
Gravedad Especifica del Gas Condensado	1,012
Densidad del Gas Condensado. (Lb/pie ³)	19,139
Gradiente del yacimiento (lpc/pie)	0,133

Una vez obtenido el gradiente del yacimiento, el resultado de llevar las presiones a la profundidad del datum, con el uso de las Ecuaciones 3. 1. y 3. 2. se muestra en la tabla 4. 2 y graficando la presión versus Gpt se obtuvo el modelo de presiones del yacimiento como se observa en la figura 4. 2.

Tabla 4. 2 Resultados del gradiente de vaciamiento realizado al yacimiento JM-19, ME-C

Fecha	Presión al Datum (Lpc)	Gp (MMPCN)	Nc (MBN)	Wp (MBN)	Gpt (MMPCN)
31/10/1989	4203	1200	89,936	15,931	1379
07/11/2001	2374	12650	432,323	102,28	13698
20/01/2002	2206	12764	433,381	102,389	13814
10/11/2003	2110	15293	471,401	117,495	16479
14/01/2004	2067	15618	475,601	118,38	16814
08/06/2005	1727	19914	513,38	141,938	21310
03/07/2005	1768	20218	514,746	142,727	21620
05/09/2005	1697	20745	517,098	143,969	22158

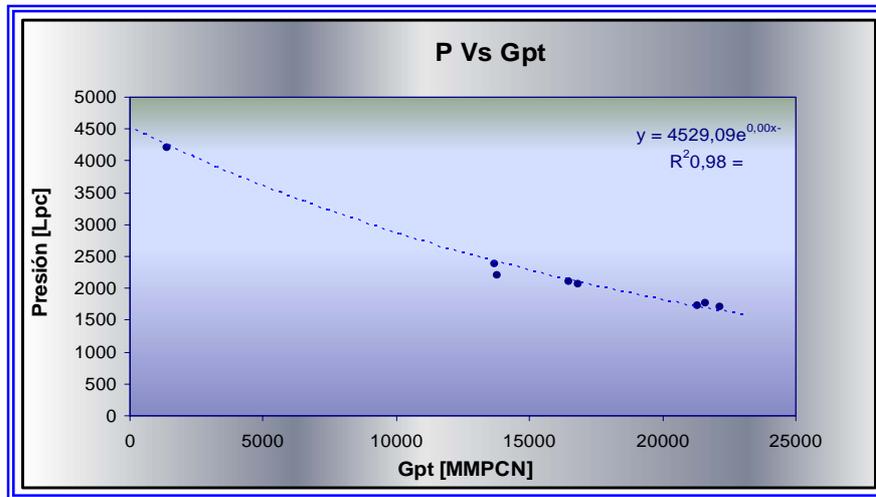


Figura 4. 2 Comportamiento de presión del yacimiento JM-19, Arena ME-C.

Con la tendencia obtenida se nota que las presiones utilizadas se ajustan notablemente a un comportamiento exponencial, tomándose como válida la curva generada (Figura 4. 2). En esta figura también se observa, que desde el inicio de producción hasta la fecha, la presión ha declinado 3000 lpca aproximadamente, muestra de que el yacimiento ha perdido mucha energía debido a la producción, reflejando así, que no existe ningún agente que tienda a mantener la presión del yacimiento, lo que indica que el yacimiento es de tipo volumétrico, siendo el método de producción predominante del yacimiento la expansión de los fluidos, tal como se demostrará posteriormente en el balance de materiales.

14. VALIDACIÓN DE LA TEMPERATURA

Para estimar la temperatura se tomó en cuenta los registros de temperatura de varios pozos: JM-88, JM-195, JM-213, JM-218, JM-227, JM-235 y JM-238. Estas mediciones de temperatura se graficaron en función de la profundidad y se estimó la temperatura del yacimiento en estudio, referida a la profundidad al datum como puede observarse en la figura 4. 3. El valor de la temperatura a la profundidad del datum (7500'), es de 250 °F.

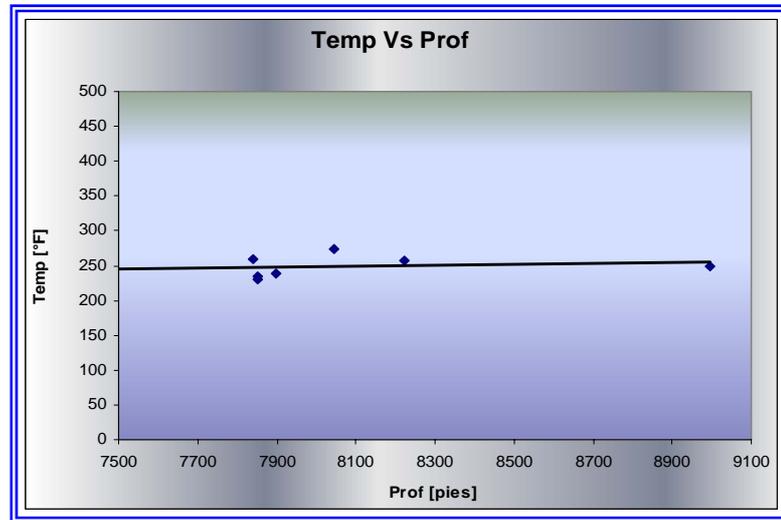


Figura 4. 3 Comportamiento de Temperatura (depurada) del yacimiento JM-19, Arena ME-C.

15. ANÁLISIS DE LOS MAPAS DE BURBUJA Y DE RETÍCULA DE FLUIDOS ACUMULADOS

El análisis de los mapas de retícula permitió visualizar cual ha sido la contribución de cada pozo a la producción, ya que en los mismos se presenta arealmente como ha sido drenado el yacimiento a través de cada uno de los pozos. Por su parte el mapa de burbujas, muestra el área de drenaje de cada pozo como un valor asignado a los barriles de condensado producidos por el pozo, y no el radio en metros como podría pensarse.

4.1 PETRÓLEO ACUMULADO VERSUS TIEMPO

Para observar mejor el comportamiento de producción de petróleo en el yacimiento se cuenta con los mapas de retícula y de burbuja. En las figuras 4. 4 y 4. 5 se puede observar que el pozo que ha tenido mayor producción es el JM-88, estando el mismo abierto a producción la mayor cantidad de tiempo. El yacimiento JM-19 ha producido hasta la actualidad 575 MBN de condensado, lo que representa un porcentaje de

aproximadamente 54 % de las reservas de condensado recuperable calculadas (1268 MBN).

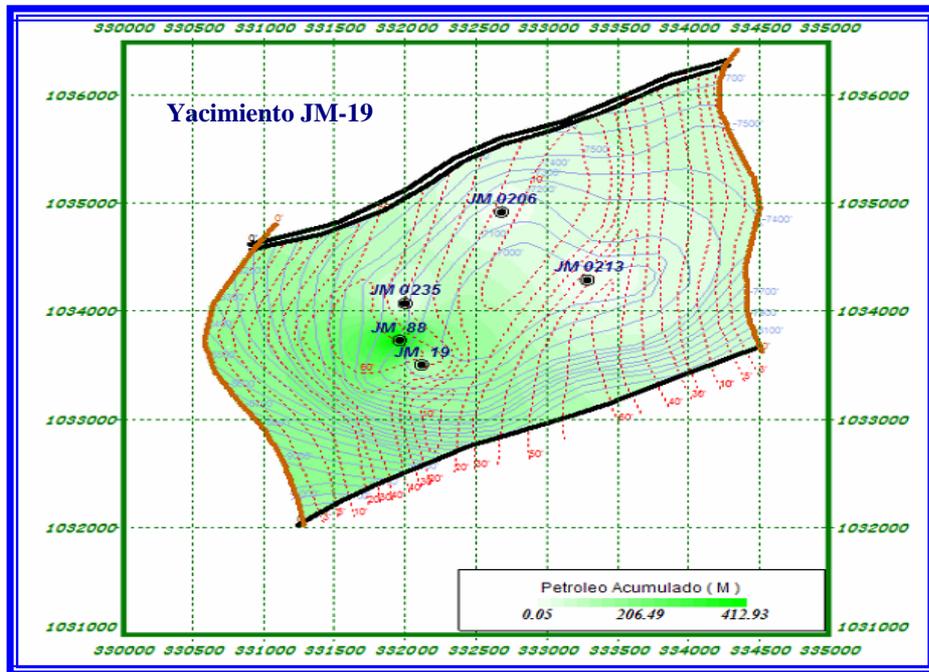


Figura 4. 4 Mapa de Retícula petróleo producido acumulado

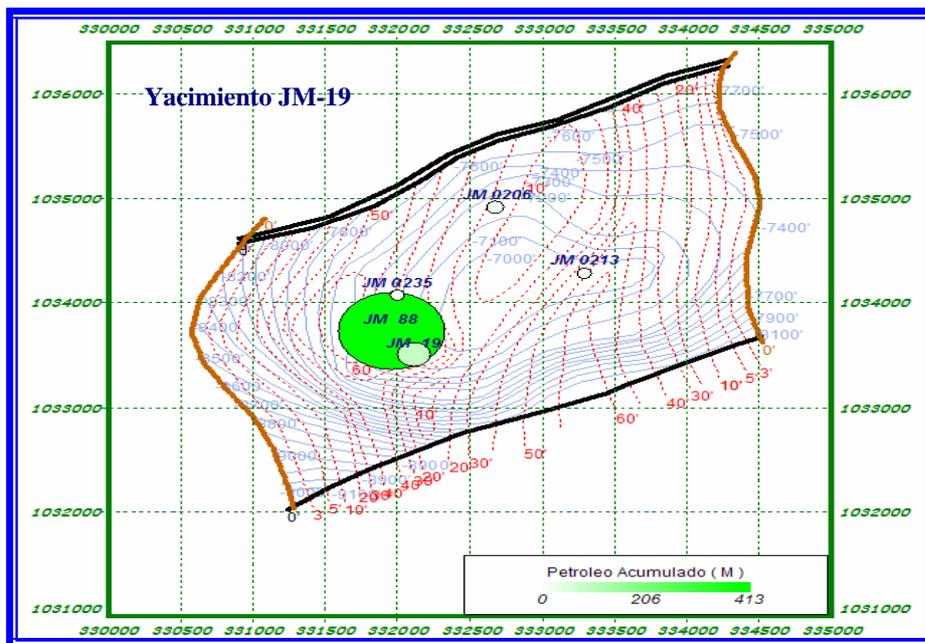


Figura 4. 5 Mapa de Burbuja petróleo producido acumulado.

4.2 GAS ACUMULADO VERSUS TIEMPO

A medida que aumenta la producción de condensado aumenta la producción de gas o viceversa, para la fecha actual el gas acumulado es de 22,774 MMMPCN. Los mapas de retícula y de burbuja en las figuras 4. 6 y 4. 7 muestran como el mayor productor de gas es el pozo JM-88, con una producción menor para los demás pozos debido a que son relativamente recientes (año 2003).

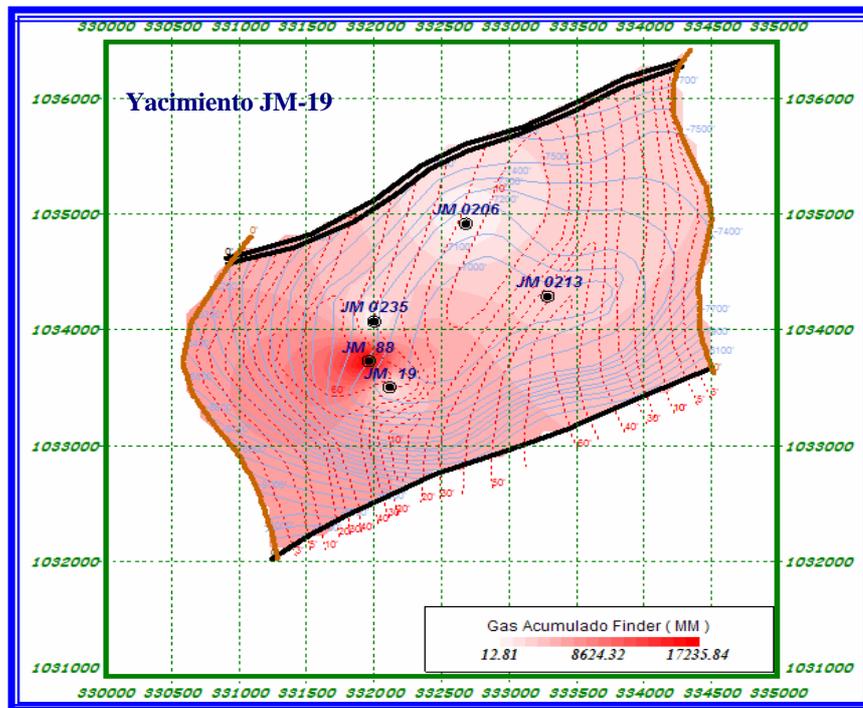


Figura 4.6 Mapa de Retícula gas producido acumulado.

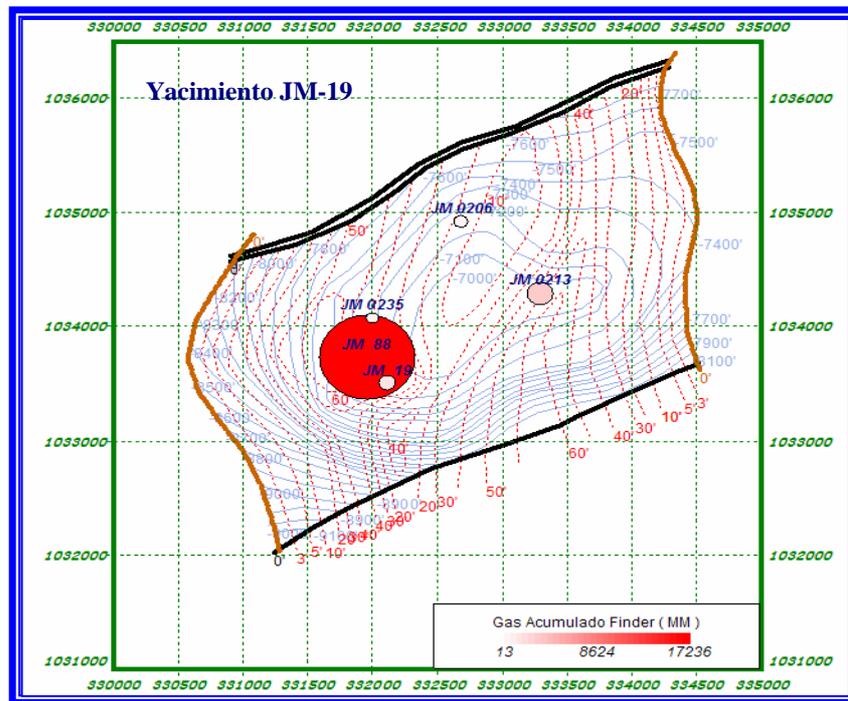


Figura 4. 7 Mapa de Burbuja gas producido acumulado

4.3 AGUA ACUMULADA VERSUS TIEMPO

El total acumulado de agua del yacimiento para la fecha actual es 173,199 MBN de agua, lo que se considera una producción baja en comparación con le de condensado y gas (30 % de la producción de condensado y solo 0,7 de la de gas). Al igual que para el gas y el condensado, la producción de agua proviene en su mayoría del pozo JM-88. En las figuras 4. 9 y 4. 10 se muestra como ha sido distribuida la producción de agua del yacimiento. Sin embargo al realizar el grafico de diagnostico de Chang (ver Figura 4. 8), se observó que para el pozo JM-213 existe una posible comunicación mecánica, por lo tanto parte del agua producida puede provenir de una zona vecina. A su vez, el registro de evaluación de cementación para este pozo se muestra en la Figura A. 12 del Apéndice A, donde se observa que el cemento no hace un sello efectivo para aislar la arena.

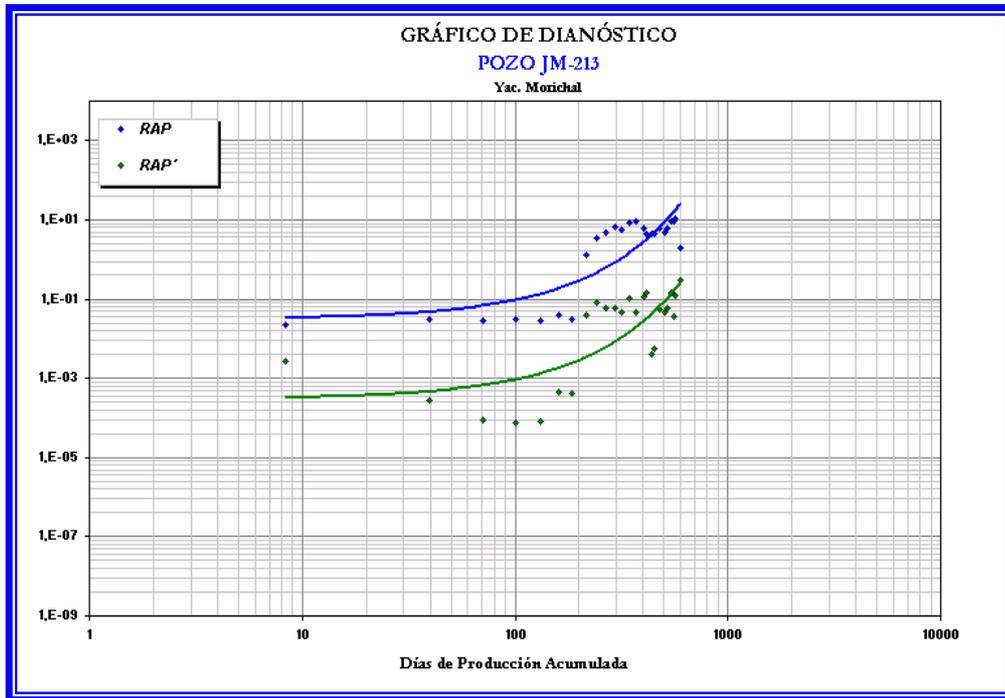


Figura 4. 8 Grafico de diagnostico de Chang para el pozo JM-213

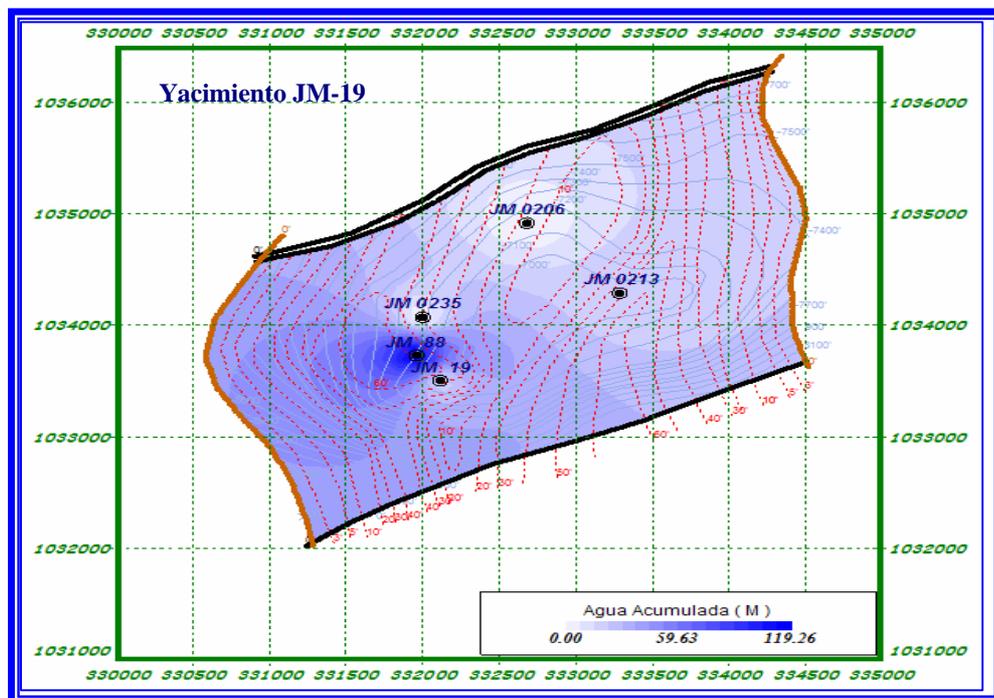


Figura 4. 9 Mapa de Reticula agua producida acumulada.

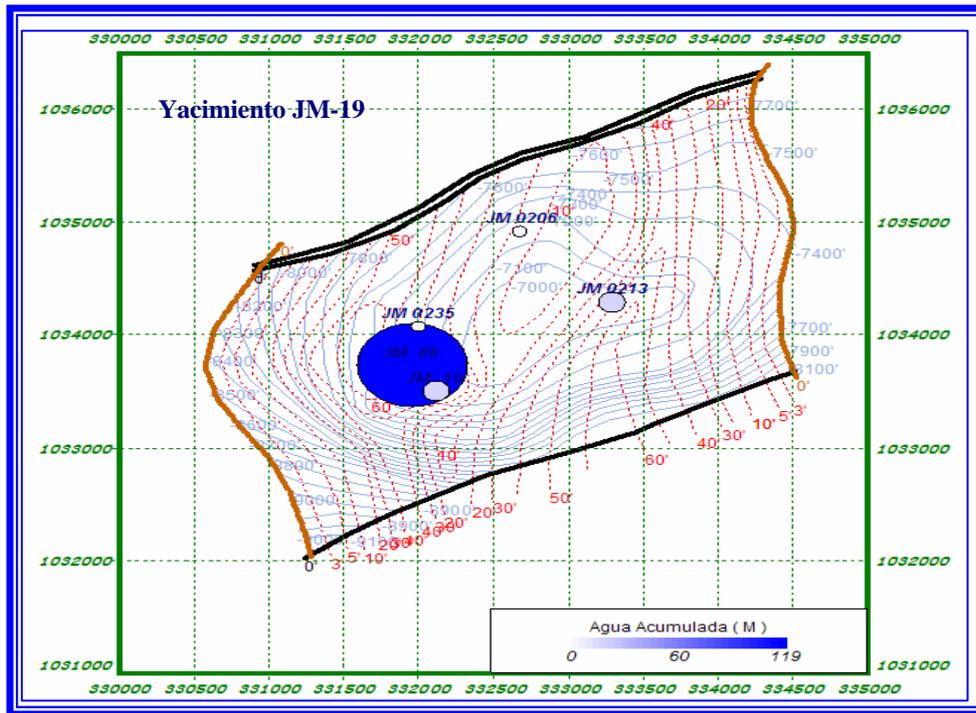


Figura V. 10 Mapa de Burbuja agua producida acumulada

16. ANÁLISIS DEL GRÁFICO DE RGC VERSUS TIEMPO

La Figura 4. 11, muestra los datos de Relación Gas Condensado (RGC), en función del tiempo, es utilizada generalmente para estimar la solubilidad inicial del yacimiento suponiendo que la $RGC = R_{si}$ para yacimientos saturados. Los datos graficados muestran claramente el incremento de la RGC, inmediatamente después de iniciarse la producción en el yacimiento, comportamiento característico de yacimientos saturados.

Al observar el aumento inmediato de la RGC se estima que el yacimiento está inicialmente saturado con una presión inicial igual a la de burbujeo (ver Figura 4. 11), mostrando una RGC_i de 12.935 PCN/BN, alcanzando luego valores de RGP de hasta 41.144 PCN/BN en junio del 2006, en donde ya se encontraban activos cuatro de los veinte pozos que atraviesan el yacimiento en estudio.

El mayor productor de gas es el pozo JM-88, debido a que ha estado abierto a producción durante más tiempo, y por encontrarse en una zona de la estructura la cual posee las mejores características petrofísicas del yacimiento permitiendo la mayor movilidad del gas en esta área. La distribución areal de las propiedades petrofísicas que se puede apreciar en los mapas de isopropiedades que se encuentran en el Apéndice A.

Los valores de RGC disminuyeron en Marzo de 1999 debido al comportamiento de las tasas de gas y petróleo del único pozo productor para esa fecha (JM-88), hasta llegar a un mínimo de 28553 PCN/BN en Abril del 2001, luego en los años subsiguientes entraron en funcionamiento nuevos pozos productores en el yacimiento (JM-206, JM-213 y JM-235), que permitieron el aumento de la producción del mismo, como se puede observar en la Figura 4. 11.

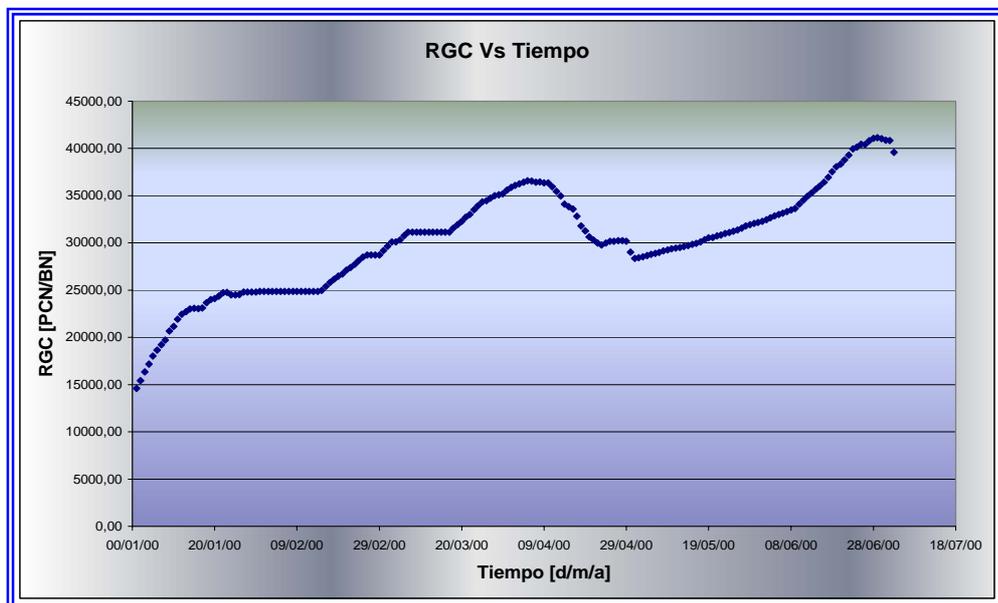


Figura 4.11 Relación Gas Petróleo Vs Tiempo

17. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

Para el análisis de los históricos de producción se dispuso de suficientes datos de producción de gas y petróleo que permitieron visualizar el comportamiento del yacimiento. Estos datos de producción contra el tiempo (Figura 4.12), muestran que la vida productiva del yacimiento solo ha sido afectada por tres cierres.

El primero fue en el año 1953 en donde el único pozo activo (JM-19) fue cerrado temporalmente por presentar alta relación gas-petróleo lo cual no era de interés en la explotación de hidrocarburos para la época.

En el año 1991 es completado y abierto a producción el pozo JM-88, lo que refleja en la grafica un incremento en la producción acumulada. Este pozo fue cerrado en dos periodos notables, el primero desde abril de 1993 hasta Noviembre de 1994, y el segundo desde Agosto de 1996 hasta Julio de 1997, en ambas ocasiones por problemas mecánicos.

Posterior a los periodos de cierre, la producción acumulada del yacimiento ha ido siempre en ascenso, ya que en los años subsiguientes fueron abiertos a producción nuevos pozos dentro del yacimiento, comenzando el 31 de Marzo del 2003 con el pozo JM-206, continuando en Junio del 2004 con el pozo JM-213 y por último en Enero del presente año es abierto a producción el pozo JM-235. Los últimos pozos mencionados han estado produciendo de manera ininterrumpida hasta la actualidad, lo que se ve reflejado en la grafica de producción con un incremento continuo de la misma.

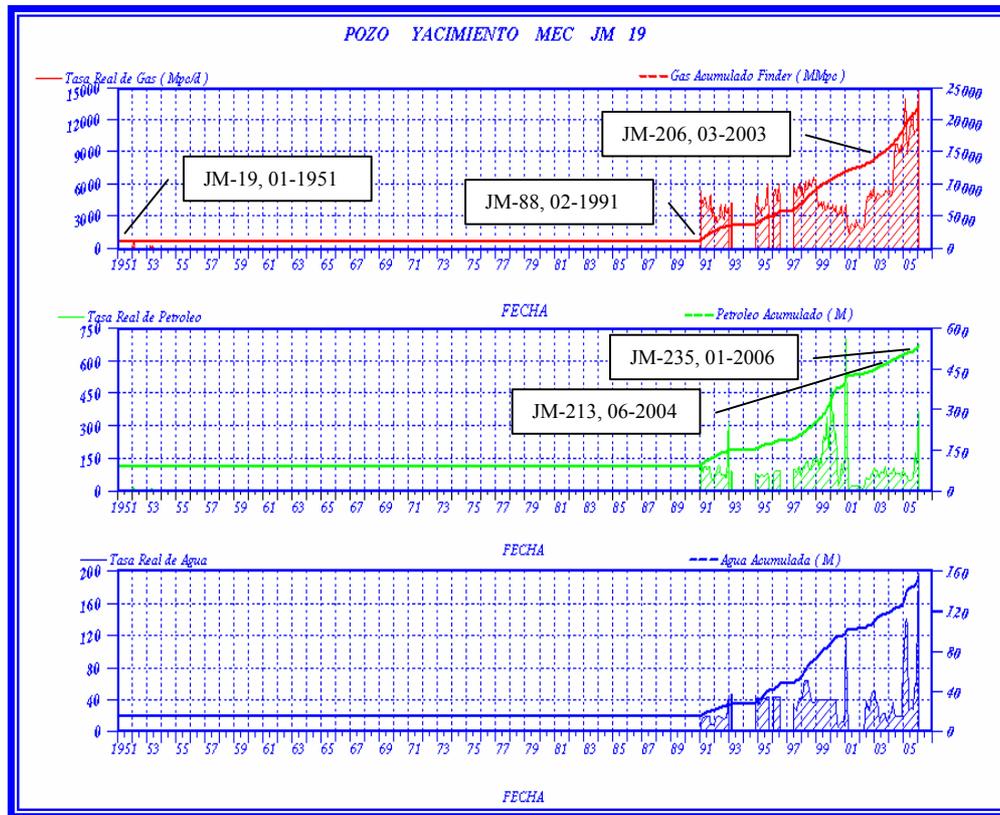


Figura 4. 12 Histórico de producción vs tiempo

18. COTEJO DE LA HISTORIA DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN.

Para cotejar el modelo de presiones se realizaron los cálculos basados en la historia de presiones y producción del mismo. Para construir y cotejar la historia de presión y producción con el modelo de Balance de Materiales es necesario utilizar un PVT representativo del yacimiento. Sin embargo, el yacimiento no contaba con ningún estudio de este tipo, por lo que se generó un PVT sintético a través de correlaciones, como fue descrito en el Capítulo III, Sección 6.

7.1 ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS PRESENTES EN EL YACIMIENTO

Para llevar a cabo este análisis se hizo necesario relacionar con el tiempo variables tales como: Presión, Producción, RGC, Gravedad API, etc. Por otra parte se generó PVT sintético, del cual obtuvo la presión de rocío, factores de compresibilidad y factores volumétricos del fluido del yacimiento.

Ahora bien, a través de los datos de producción obtenidos de la base de datos de OFM y corroborados con carpeta de pozos y la base de datos digital de la empresa (Centinela), se graficó la relación gas-condensado (RGC) de los pozos productores. La RGC se obtuvo haciendo sumatoria de todas las tasas de gas (Q_g) y tasas de condensado (Q_c) de los pozos evaluados.

$$RGC = \Sigma Q_g / \Sigma Q_c \quad Ec\ 4. 2$$

Esta relación se graficó en función del tiempo y el resultado es mostrado en la Figura 4. 10. El valor de RGC_i obtenido a través de los datos de producción fue aproximadamente $RGC_i = 12935\text{ PCN/BN}$, como se mencionó anteriormente.

En cuanto los parámetros que conciernen al PVT, el contenido de C_{7+} y la presión de rocío, fueron calculados con el uso de una correlación elaborada por Rojas, Maita, Him (*Ec. 3. 13*), teniendo como resultado $\% C_{7+} = 4,0575$ y $\text{Proc.} = 4529\text{ lpc}$.

La gravedad API obtenida para el condensado es de $44,6^\circ$. Para determinarla se graficaron los datos de la misma obtenidos de las pruebas de producción contra el tiempo, para la edad temprana del yacimiento. El grafico API versus tiempo se muestra en la Figura 4. 13.

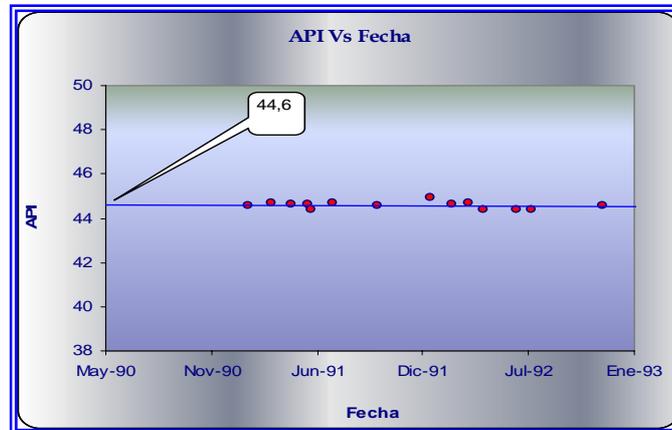


Figura 4. 13 Comportamiento de °API del yacimiento JM-19, Arena ME-C.

Con los factores mencionados y las correlaciones utilizadas se logró determinar que el tipo de fluido presente originalmente en el yacimiento es un gas condensado, ya que los parámetros determinados cumplen con las condiciones establecidas: API 40°-60°; RGC > 3200 PCN/BN y % C₇₊ ≤ 12,5.

El valor del Factor de Compresibilidad Bifásico (Z_{2f}), se obtuvo a través de la correlación de Reyes, Piper, McCain y Piper (*Ec. 3. 15*), debido a que el yacimiento se encontraba inicialmente saturado, considerando la presión y temperatura pseudo reducida (P_{sr} y T_{sr}) para el fluido del yacimiento. En la Figura 4. 14 se muestra el comportamiento de factor de compresibilidad bifásico, donde se observa que este disminuye a medida que disminuye la presión.

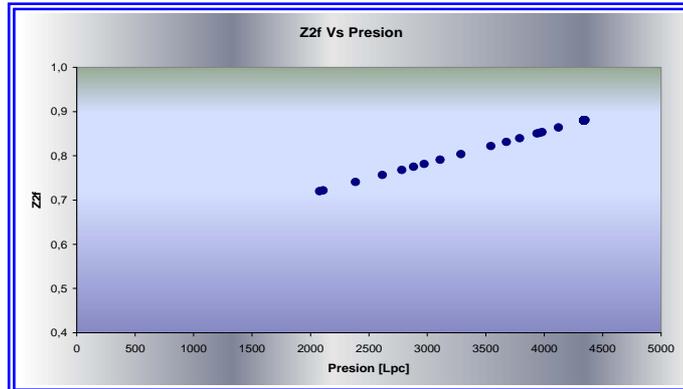


Figura 4. 14 Variación de Z2f con presión.

Empleando las ecuaciones: *Ec. 3.16*, *Ec. 3.17* y *Ec. 3. 21*, se determinó el factor volumétrico, la viscosidad y la densidad del gas condensado, respectivamente. En la Figura 4. 15 se observa como la densidad del gas condensado disminuye a medida que lo hace la presión como consecuencia de la liberación de los componentes más pesados del gas. Esto ultimo, no fue considerado para la historia de presión.

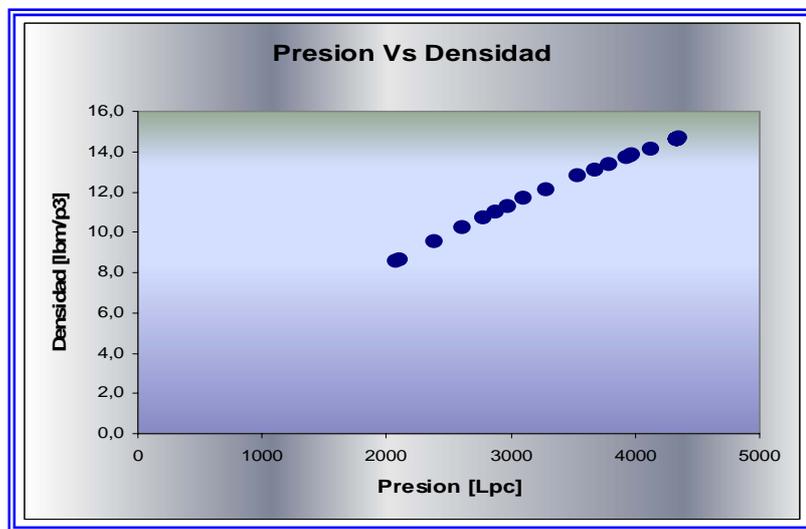


Figura 4. 15 Variación de ρ_{gc} con presión.

Por su parte el factor volumétrico de formación del gas aumenta con la disminución de presión debido a la expansión que sufre el gas como consecuencia de la caída de presión, como se observa en la Figura 4. 16. Mientras que la viscosidad del fluido

disminuyó con la presión como era de esperarse, ya que al expandirse el gas la separación entre las moléculas es mayor y las fuerzas de atracción entre ellas son menores.

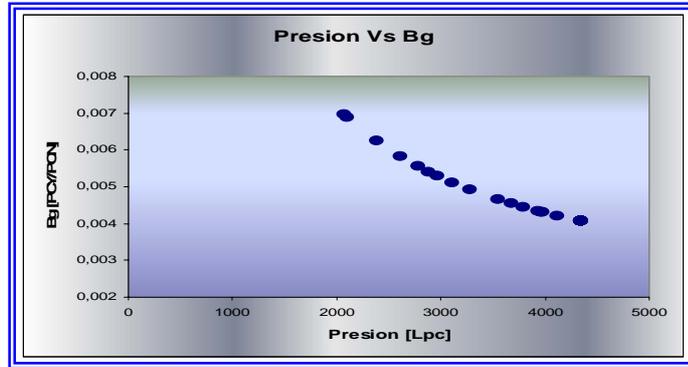


Figura 4. 16 Variación de β_{gc} con presión.

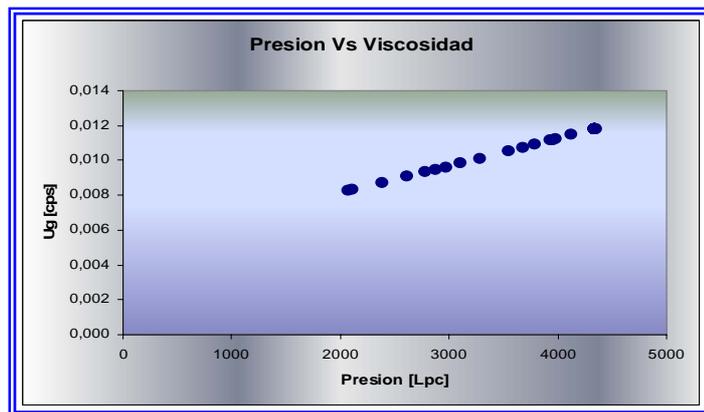


Figura 4. 17 Variación de μ_{gc} con presión.

7.2 ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Para el cálculo de las permeabilidades relativas, es necesario el conocimiento de los datos petrofísicos del yacimiento, lo cual fue determinado a través del estudio geológico, donde la porosidad promedio del yacimiento es 13 %, la permeabilidad promedio 100 md, la arena neta petrolífera 28 pies y la saturación de hidrocarburo inicial es 82 %.

A partir de la correlaciones mostradas en el Capítulo III, y con los datos petrofísicos anteriores se obtuvieron los valores de permeabilidades relativas máximas de los sistemas agua-gas y gas-condensado presentes en el yacimiento (Tablas 4. 3 y 4. 4). De esta manera, se observa en la Figura 4. 18 que la fase mojante está representada por el agua, ya que para un valor de saturación de agua del 50 %, el valor de K_{rg} es mayor que el valor de K_{rw} , lo que permite concluir que la roca es preferentemente más permeable al gas que al agua.

Tabla 4. 3 Datos para la elaboración de las curvas de permeabilidad para el sistema gas-condensado.

K (D) = 100 md Ø = 13% S _{cc} = 28 S _{wi} = 18%		S _c	S _L	S _g	K _{rg}	K _{rc}
		0,00	0,18	0,82	0,61952	0
		0,01	0,19	0,81	0,59943	0
		0,05	0,23	0,77	0,52107	0
		0,10	0,28	0,72	0,42832	0
		0,15	0,33	0,67	0,34244	0
		0,20	0,38	0,62	0,26445	0
	Sat. Crítica de Cond.	0,28	0,46	0,54	0,16058	0
		0,29	0,47	0,53	0,14896	0,02212
		0,30	0,48	0,52	0,13774	0,04424
		0,31	0,49	0,51	0,12693	0,06635
		0,32	0,50	0,50	0,11653	0,08847
		0,33	0,51	0,49	0,10654	0,11059
		0,34	0,52	0,48	0,09696	0,13271
		0,35	0,53	0,47	0,08780	0,15483
		0,36	0,54	0,46	0,07907	0,17694
		0,37	0,55	0,45	0,07076	0,19906
		0,38	0,56	0,44	0,06288	0,22118
		0,39	0,57	0,43	0,05544	0,24330
		0,40	0,58	0,42	0,04842	0,26542
		0,41	0,59	0,41	0,04184	0,28753
		0,42	0,60	0,40	0,03571	0,30965
		0,43	0,61	0,39	0,03001	0,33177
		0,44	0,62	0,38	0,02476	0,35389

Tabla 4. 4 Datos para la elaboración de las curvas de permeabilidad para el sistema gas-agua.

K (D) = 100 md Ø = 13% S _{cc} = 28% S _{wi} = 18% S _{gi} = 0,82 S _{gr} = 25% S _{wmáx} = 0,75 S _{wir} = 10% S _{lr} = 0,38		S _w	S _g	S*	K _{rw}	K _{rg}
		0,38	0,62	0,00	0,00000	1,00000
		0,40	0,60	0,05	0,00001	0,89276
		0,42	0,58	0,11	0,00013	0,78727
		0,44	0,56	0,16	0,00068	0,68510
		0,46	0,54	0,22	0,00214	0,58760
		0,48	0,52	0,27	0,00522	0,49594
		0,50	0,50	0,32	0,01083	0
		0,52	0,48	0,38	0,02007	0,33380
		0,54	0,46	0,43	0,03424	0,26463
		0,56	0,44	0,48	0,05484	0,20396
		0,58	0,42	0,54	0,08359	0,15193
		0,60	0,40	0,59	0,12238	0,10851
		0,61	0,39	0,62	0,14620	0,08996
		0,62	0,38	0,65	0,17333	0,07346
		0,63	0,37	0,67	0,20408	0,05894
		0,64	0,36	0,70	0,23874	0,04633
		0,65	0,35	0,73	0,27764	0,03554
		0,66	0,34	0,75	0,32112	0,02648
		0,67	0,33	0,78	0,36951	0,01904
		0,68	0,32	0,81	0,42317	0,01308
		0,69	0,31	0,83	0,48248	0,00847
		0,70	0,30	0,86	0,54781	0,00507
		0,71	0,29	0,89	0,61957	0,00271
		0,72	0,28	0,91	0,69815	0,00121
		0,73	0,27	0,94	0,78398	0,00040
		0,74	0,26	0,97	0,87749	0,00007
		0,75	0,25	0,99	0,97913	0,00000

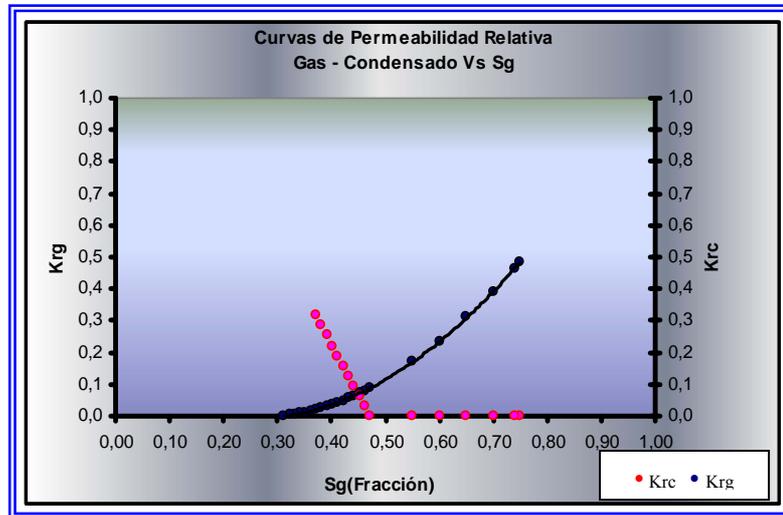


Figura 4. 18 Permeabilidades relativas en función de la saturacion de gas.

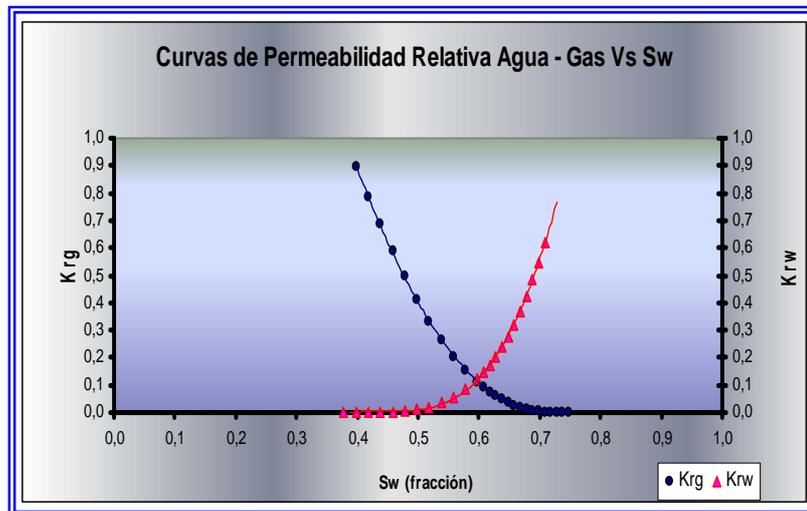


Figura 4. 19 Permeabilidades relativas en función de la saturacion de Agua.

El punto de intersección entre las curvas representa un punto de corte, lo cual sirve como valor de referencia que indica que en los intervalos evaluados en donde se encuentran saturaciones de agua mayores o iguales al 60 % no sería recomendable

sugerir que se cañonee o se pongan a producción dichos intervalos ya que el agua se moverá a través del medio poroso con mayor facilidad al petróleo tendiendo a canalizarse rápidamente.

19. DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Uno de los aspectos importantes de la ingeniería de yacimientos es la obtención de un estimado de los volúmenes de hidrocarburos originalmente en sitio y la porción de estos que pueden ser económicamente recuperables.

8.1 MÉTODO VOLUMETRICO

El volumen de fluidos originales en el yacimiento se determinó empleando los cálculos de área y volumen obtenidos de la interpretación geológica a través del programa SIGEMAP (ver tabla 4. 5), además de los parámetros petrofísicos como porosidad, saturación de agua, también provenientes de la interpretación geológica, y por último el factor volumétrico del gas, calculado por correlaciones.

Tabla 4. 5 Resultados de SIGEMAP del mapa isópaco-estructural (nueva interpretación geológica)

Parcela	Área [acres]	Volumen [acres-pie]
V-366.2	57.26	682.17
V-366.6	213.596	3,923.11
V-366.7	355.69	11,500.00
V-366.8	902.59	27,342.597
V-366.9	180.01	1,087.92
V-366.10	365.53	6,895.18
V-366.11	212.29	5,869.39
V-366.12	9.69	1.55
Total	2,296.65	57,338
Oficiales	2,232	58,557

Con la utilización de estos valores de área, volumen y demás variables se realizaron los cálculos para obtener un COES volumétrico de 4829 MBN y un GOES de 62,476 MMMPCN, todo esto a través del uso de Ecuaciones 3. 33, 3. 34, 3. 35 y 3. 36. En primer lugar se introdujeron los valores de saturación inicial de agua, porosidad, volumen del yacimiento y factor volumétrico del gas en la Ecuación 3. 33, para obtener el GCOES. Posteriormente, con el uso del valor calculado para la Relación Gas Condensado de 12935 PCN/BN, la gravedad específica del condensado de 0,8035, el peso molecular del condensado de 157 lb/lb-mol y la Ecuación 3. 34, se calculó el factor de recobro del gas obteniendo un valor de 0,9501 para el mismo. Una vez obtenido el factor de recobro del gas, se multiplicó este por el valor calculado de GCOES (65,754 MMMPCN), como se muestra en la Ecuación 3. 35, y se obtuvo un GOES de 62,476 MMMPCN. Por último, como se muestra en la Ecuación 3. 36, se dividió el GOES entre la RGCi y se obtuvo un COES de 4829,86 MBN. Estos valores determinados para las variables utilizadas y los resultados obtenidos se muestran en la tabla 4. 6.

Tabla 4. 6 Resultados de Hidrocarburos Originales en Sitio por el método Volumétrico.

Swi [%]	18
Φ [%]	13
K [md]	108
A [Acres]	2.296
V [Acres-Pies]	57.338
Pi [Lpca]	4529,09
Ty [°R]	710
Zgci	0,91303
Bgci [PCY/PCN]	0,00426275
RGCi [PCN/BN]	12935,35
Mc [lb/lb-mol]	157,209
γ_{gc}	0,8035
fg	0,9501
GCOES (MMMPCN)	65,754
GOES (MMMPCN)	62,476
COES (MBN)	4829

8.2 BALANCE DE MATERIALES CON LA HERRAMIENTA MBAL

Para el cálculo de las Reserva mediante balance de materiales se utilizó un programa bajo ambiente Windows llamado MBAL, con la entrada de todas las propiedades del yacimiento en cuestión (ver Sección 13.2, Capítulo III). En el uso de MBAL hay dos formas para realizar el cálculo de reservas, uno sin el uso de la composición del gas y otro con el uso de la composición del gas, teóricamente se puede decir que da mejores resultados cuando se usa la composición del gas, ya que no es necesario que el programa desarrolle un PVT sintético para obtener el calculo de GCOES. En este caso se utilizó la opción de que el programa cree un PVT sintético.

Antes de determinar los volúmenes originales en sitio por balance de materiales a través de la herramienta MBAL, se observó el grafico donde el programa realiza el cotejo entre los datos de presión introducidos con los calculados por el mismo, a través de un método llamado “analítico”. En la Figura 4. 20 se puede observar que los datos introducidos cotejan bastante bien con los cálculos realizados por el programa, y además de esto, también muestra el comportamiento de presión del yacimiento en función de la producción acumulada de petróleo. En ella se aprecia la continua caída de presión durante toda la vida productiva del yacimiento, lo cual es característico de yacimientos volumétricos sin inyección, como es el caso del presente estudio.

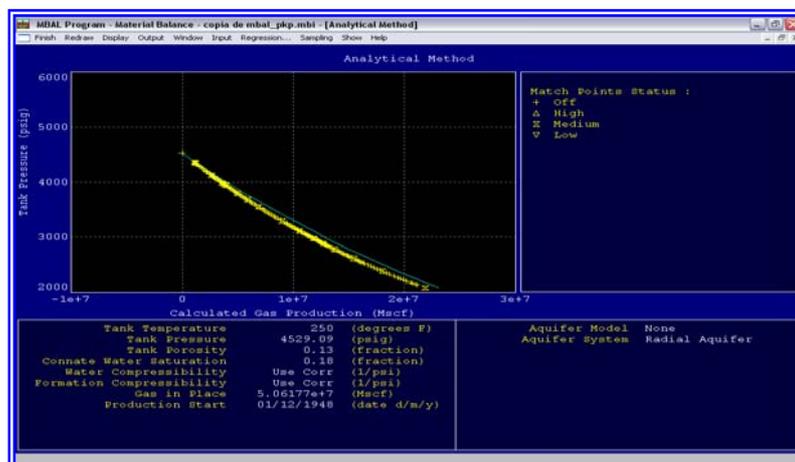


Figura 4. 20 Método analítico. Cotejo del comportamiento de presión del yacimiento por MBAL.

Se determinó el GCOES por balance de materiales con la herramienta MBAL, aplicando el método de p/Z^2 versus G_{pt} , teniendo como resultado un valor de 50,617 MMMPCN, este último obtenido de la intersección de la extrapolación de la curva con el eje “x”. En la Figura 4. 21, se muestra este resultado de manera grafica.

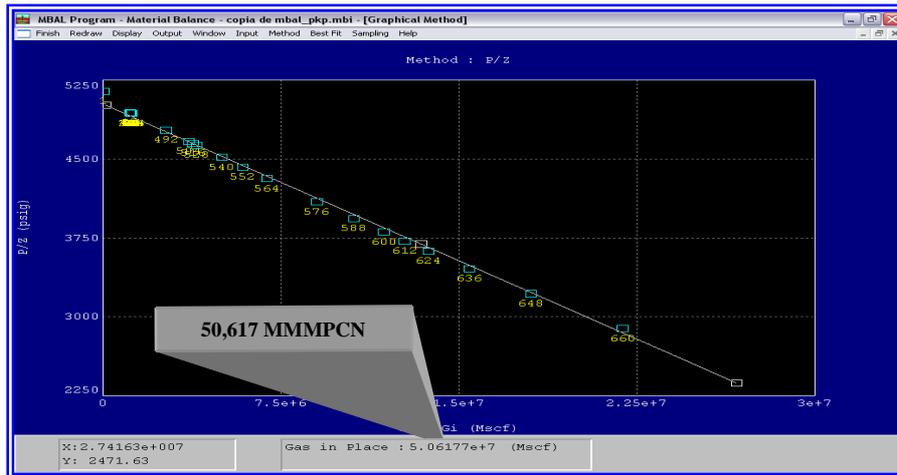


Figura 4. 21 Método p/Z^2 versus G_{pt} . Resultado grafico del método de balance de materiales por MBAL.

Los mecanismos responsables de la producción de los fluidos o mecanismos de empuje, en un determinado yacimiento, puede cambiar durante la explotación del mismo. En la figura 4. 22 se visualizan los principales mecanismos de producción que actuaron durante la vida productiva del yacimiento en estudio según el balance de materiales hecho con la utilización de MBAL, siendo el que más predomina la expansión de los fluidos con un 95 % aproximadamente, seguido en menor magnitud por la compresibilidad de la roca con un 5 %, como es característico para los yacimientos volumétricos.

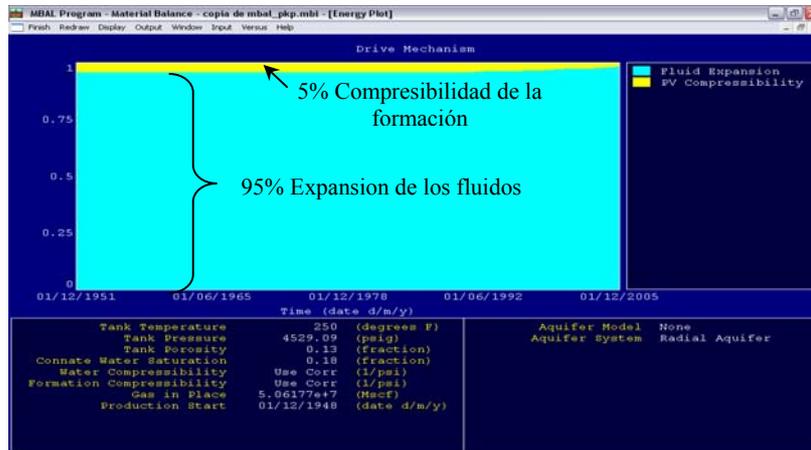


Figura 4. 22 Mecanismos de producción presentes en el yacimiento. Resultado grafico del método de balance de materiales por MBAL.

8.3 CALCULO DE RESERVAS DE GAS Y CONDENSADO POR EL MÉTODO DE DECLINACIÓN ENERGÉTICA O DE PRESION

Para estimar las reservas a través de este método es muy importante disponer de valores iniciales de presión, temperatura del yacimiento y factor de compresibilidad del gas, ya que estos datos establecen el punto pivote de la línea recta. Para el presente estudio la presión inicial fue estimada en 4529 lpc, la temperatura 250 °F, y el factor de compresibilidad 0,913. A continuación se muestran las graficas por medio de las cuales se estimaron las reservas por el método de declinación energética, estableciendo una presión de abandono de 750 lpc, calculada como se indico en el Capítulo III (sección 13.3). Se graficó p/Z_2f en función del gas total equivalente en liquido o G_{pt} para aplicar el método de declinación de presión y determinar el GCOES. En la Figura 4. 23 se muestran las gráficas por medio de las cuales se estimaron las reservas por el método de declinación energética, teniendo como resultado un GCOES de 53,017 MMMPCN, GOES 50,374 MMMPCN y COES 3.894 MBN. En primer lugar el GCOES se determinó como el corte de la extrapolación de la recta con el eje “x” o a p/Z_2f igual a cero, mientras que el GOES

y el COES se calcularon con las Ecuaciones 4.35 y 4.36, de manera similar a como se hizo para el método volumétrico.

Para la presión de abandono de 750 lpc se obtuvo una p/Z_{2fab} de 1184 lpc, simplemente dividiendo la presión entre el factor de compresibilidad bifásico para esa misma presión. Seguidamente, entrando con este valor de p/Z_{2fab} e intersectando la curva del gráfico p/Z_{2f} versus G_{pt} , se determinó un Gas Equivalente en Líquido a condiciones de abandono (G_{ptab}) de 40,598 MMMPCN, lo que representa el volumen de gas condensado en sitio a condiciones de abandono. Con este valor de G_{ptab} y utilizando el método gráfico de G_p/N_c y W_p/N_c Vs G_{pt} , se calcularon las reservas de gas y condensado a las condiciones de abandono. Los cálculos realizados por el método antes mencionado arrojaron un G_{pab} de 42,586 MMMPCN y un N_{cab} de 1268 MBN. Estos cálculos se realizaron con las Ecuaciones 3. 38 y 3. 39 del capítulo cuatro, sustituyendo los valores de G_p/N_c y W_p/N_c obtenidos de las gráficas mostradas en las Figuras 4. 24 y 4. 25 al entrar con el valor de G_{ptab} .

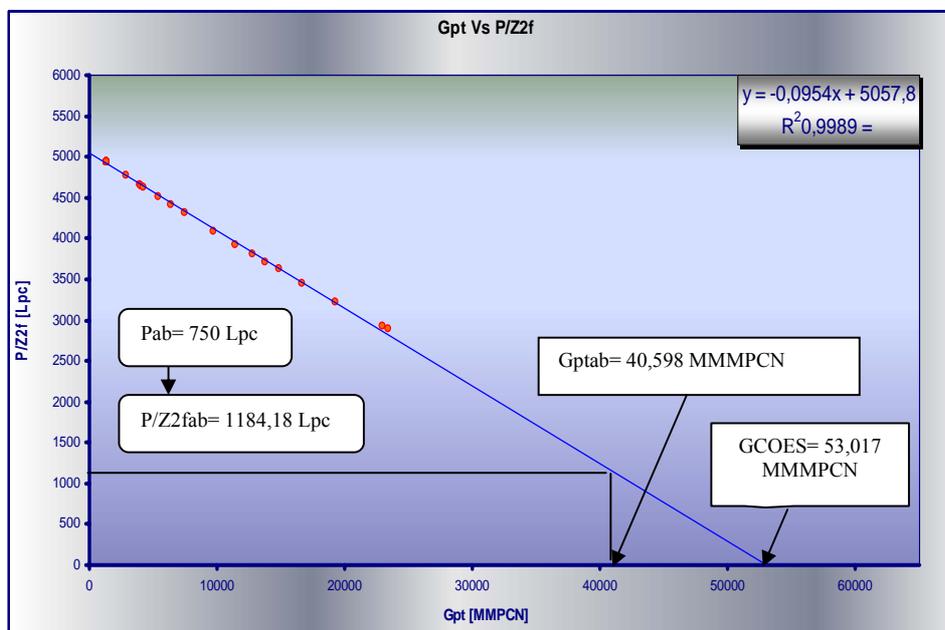


Figura 4. 23 Método de declinación energética p/Z_{2f} Vs G_{pt} , para determinar reservas.

Con el uso del gráfico gas acumulados entre condensado acumulado (G_p/N_c) y el gas acumulado equivalente en líquido a condiciones de abandono (G_{ptab}), mostrado en la Figura 4. 23, se obtienen los valores de (G_p/N_c) a condiciones de abandono (ab), entrando con la G_{ptab} e intersectando la extrapolación de la grafica para leer en el eje de las “y” el valor de (G_p/N_c)_{ab}. Para estimar (W_p/N_c)_{ab} se sigue el mismo procedimiento, pero haciendo uso esta vez de la grafica W_p/N_c versus G_{pt} . Los valores de (G_p/N_c)_{ab} y (W_p/N_c)_{ab} obtenidos con la aplicación de este procedimiento fueron 59446 PCN/BN y 0,3675 BNagua/BNcondensado, respectivamente. A continuación en las Figuras 4. 24 y 4. 25, se muestran las graficas elaboradas para ser usadas en la realización del procedimiento descrito.

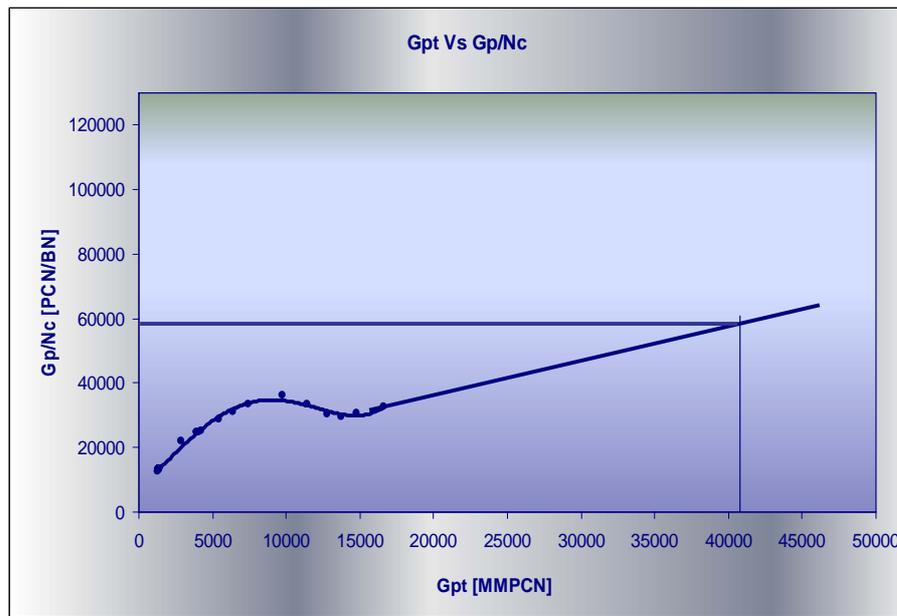


Figura 4. 24 Gráfico de G_p/N_c Vs G_{pt} para el cálculo de reservas.

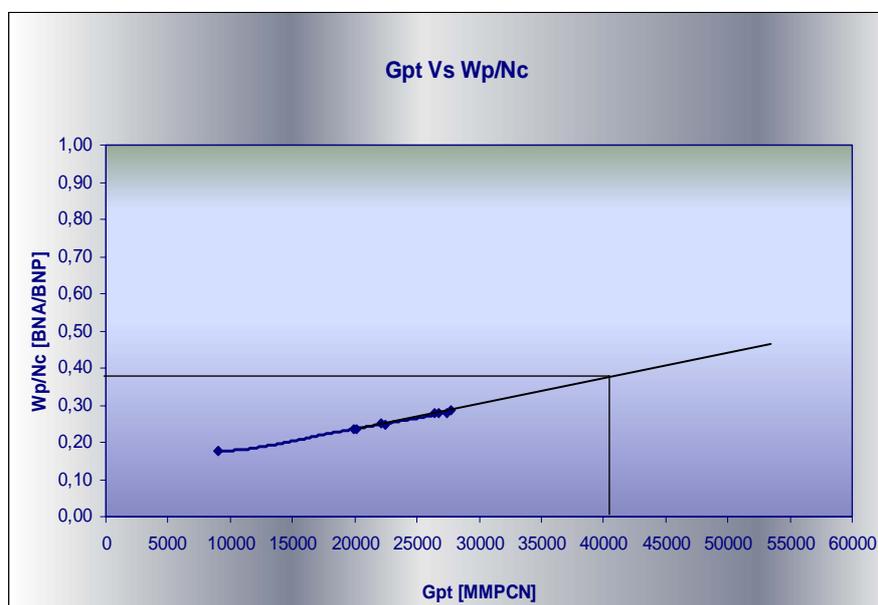


Figura 4. 25 Grafico de Wp/Nc Vs Gpt para el cálculo de reservas.

Los resultados obtenidos a través del método de declinación de presión o declinación energética se muestran en la Tabla 4. 7.

Tabla 4. 7 Resultados de Volúmenes originales en sitio, Reservas a condiciones de abandono y reservas remanentes.

	GCOES [MMPCN]	GOES [MMPCN]	COES [MBN]
	53,017	50,374	3.894
	Reservas al Abandono	Producción Acumulada	Reservas Remanentes
Gas [MMPCN]	42586,48	22774,6	19910,88
Condensado [MBN]	1268	575,31	693

8.4 CALCULO DE RESERVAS DE GAS Y CONDENSADO A TRAVÉS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN (OFM).

Para el cálculo de reservas a través de este método se utilizó la herramienta OFM. Las curvas de declinación de producción representan un método dinámico para la estimación de las reservas recuperables de un yacimiento, y generalmente las reservas obtenidas de esta manera son menores a las obtenidas por declinación energética y balance de materiales. Su característica dinámica proviene del hecho de que utiliza la historia de producción de los fluidos, petróleo y gas, por pozo o por yacimiento, para la estimación de reservas recuperables.

En tal sentido, el estudio de las curvas de declinación permite estimar a través del comportamiento de producción del yacimiento o de cada pozo en particular, el volumen de reservas remanentes y recuperables, y de esta manera elaborar el plan de explotación que mejor se ajuste a los intereses del Distrito.

En la Figura 4. 26, se observa la curva de declinación de producción correspondiente a una declinación estimada para el yacimiento de 34.8 % a.e., obteniéndose para un período de diez años un aproximado de 15192 MMPCN de reservas remanentes y 39030 MMPCN de reservas recuperables. Esta predicción por declinación de producción del yacimiento JM-19, ME-C fue realizada suponiendo una tasa inicial de 18,3 MMPCN/D. El gráfico se realizó con la herramienta OFM, y este se presenta la predicción hecha por el programa para el periodo de tiempo y la tasa inicial antes mencionados, de las reservas que se pudieran extraer del yacimiento. Para realizar esto, el programa utiliza varios métodos de declinación como por ejemplo: Empírico, Fetkovich, Solución Analítica Transiente (Analytical Transient Solution), siendo el empírico el utilizado en el presente estudio.



Figura 4. 26 Grafico de declinación de producción para estimar reservas con la herramienta Oil Field Manager (OFM).

Una vez realizados los cálculos de reservas a través de diferentes métodos, se muestra en la Tabla 4. 7 una comparación de los resultados obtenidos, donde podemos observar que la desviación entre los resultados es muy baja lo que indica que este método realizado con OFM respalda los resultados obtenidos por declinación de presión.

Tabla 4. 7 Comparación de los resultados de reservas obtenidos por declinación energética y declinación de producción.

	Declinación de Presión	Declinación de Producción	% Desviación
	Gas [MMPCN]	Gas [MMPCN]	---
Reserv. Recup.	38407	39030	1,596
Reserv. Remanentes	15632	15192	2,815

En cuanto a volúmenes originales en sitio, en la Tabla 4. 8 se muestran los resultados. Como se puede observar en la tabla 4. 8, existe una desviación bastante alta entre los resultados obtenidos por el método volumétrico con respecto a los obtenidos por declinación energética y balance de materiales, la empresa considera una desviación máxima aceptable de 7%, mientras la desviación entre Declinación de Presión y Balance de Matriales, esta por debajo del 5%, lo que se considera aceptable.

Tabla 4. 8 Comparación de los resultados de volúmenes originales en sitio obtenidos por los diferentes métodos.

	Método Volumétrico	Declinación de Presión	Balance de Materiales (MBAL)
GCOES [MMPCN]	65754	53017	50617
GOES [MMPCN]	62476	50374	48093
COES [MBN]	4829	3894	3718
	% DESVIACION		
	Volum. y DP	Volum. y BM	DP y BM
GCOES	19,371	23,021	4,527
GOES	19,3706	23,022	4,528
COES	19,377	23,021	4,519

Por otra parte, dentro del yacimiento en estudio existe una condición irregular, ya que en el mismo se tomaron medidas de presión para algunos pozos, donde se hicieron dos mediciones, siendo reportada en el lente superior una presión mayor a la reportada en el lente inferior.

En la Figura 4. 27, se ilustra de manera gráfica la situación descrita con la ayuda de un perfil, donde se puede observar la ubicación de los puntos donde fueron tomadas las presiones. Vemos que para el pozo JM-218 fue medida en el lente superior una presión de 4027 lpc a una profundidad de 7821 pies, mientras que para el lente inferior la presión medida fue 3307 lpc a una profundidad de 7838 pies. Por su parte, para el pozo JM-238 se reportó una presión medida en el lente superior de 3259 lpc a 7814 pies, y para el lente inferior una presión de 2374 lpc a 7853 pies. El otro pozo mostrado en el perfil es el pozo JM-235, el cual presenta una presión de 1703 lpc a 7850 pies de profundidad.

La zona del yacimiento demarcada con azul al Noreste (ver Figura 4. 28) , es donde se encuentran los pozos que arrojaron medidas de presión que se consideran altas, debido a que las mismas no se ajustan o están fuera de la tendencia del modelo de

presiones generadas para el sistema, a pesar de que fueron tomadas en fechas relativamente recientes. Esta situación donde se tienen presiones elevadas, resulta irregular para el presente yacimiento que ha sido drenado durante un periodo de tiempo de aproximadamente quince años, extrayéndose gran parte de sus reservas, y no ha existido ningún factor que pudiera mantener la presión del mismo, como por ejemplo un proyecto de inyección de fluidos o un acuífero activo por el hecho de tratarse de un yacimiento volumétrico.

Esta zona del yacimiento que presenta presiones irregulares, la misma ha sido la menos drenada (ver Figuras 4. 4, 4. 6 y 4. 8). En la figura 4. 27 se presenta un perfil obtenido en esta zona del yacimiento, y en el se puede observar que existen dos lentes, donde el lente superior presenta una presión alta, mientras que en el lente inferior presenta una presión baja. La presión del lente inferior está más cerca de la tendencia que sigue el modelo de presiones establecido en el presente estudio. Se presume que dentro del yacimiento y alrededor de esta zona la formación existe algún factor que aunque no frena el paso de los fluidos de una manera total, pero hace que el mismo sea relativamente menor. Posiblemente esta zona se encuentra apretada o con una permeabilidad reducida de algún modo.

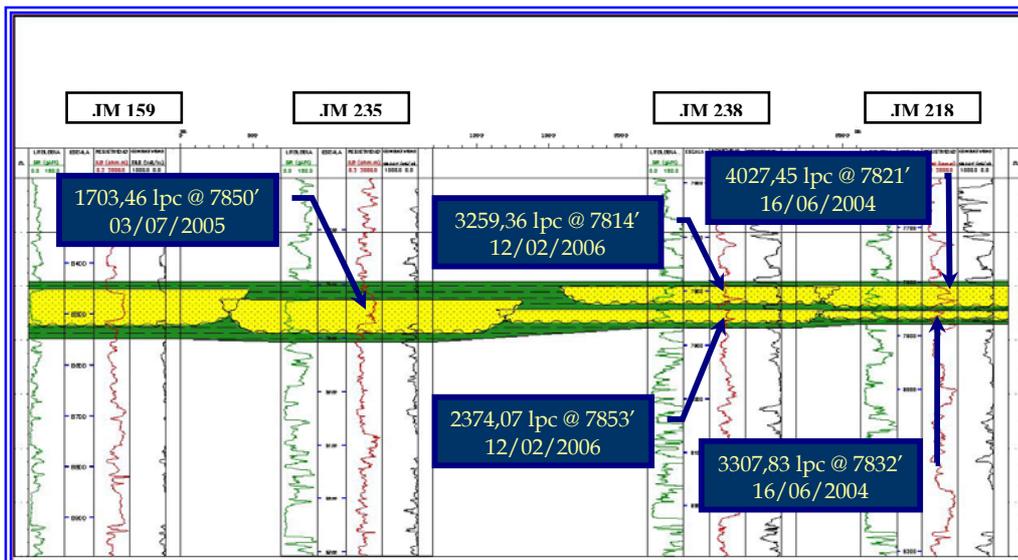


Figura 4. 27 Perfil estratigráfico para los pozos pertenecientes al yacimiento JM-19 (Perfil estratigráfico realizado por José Rivas).

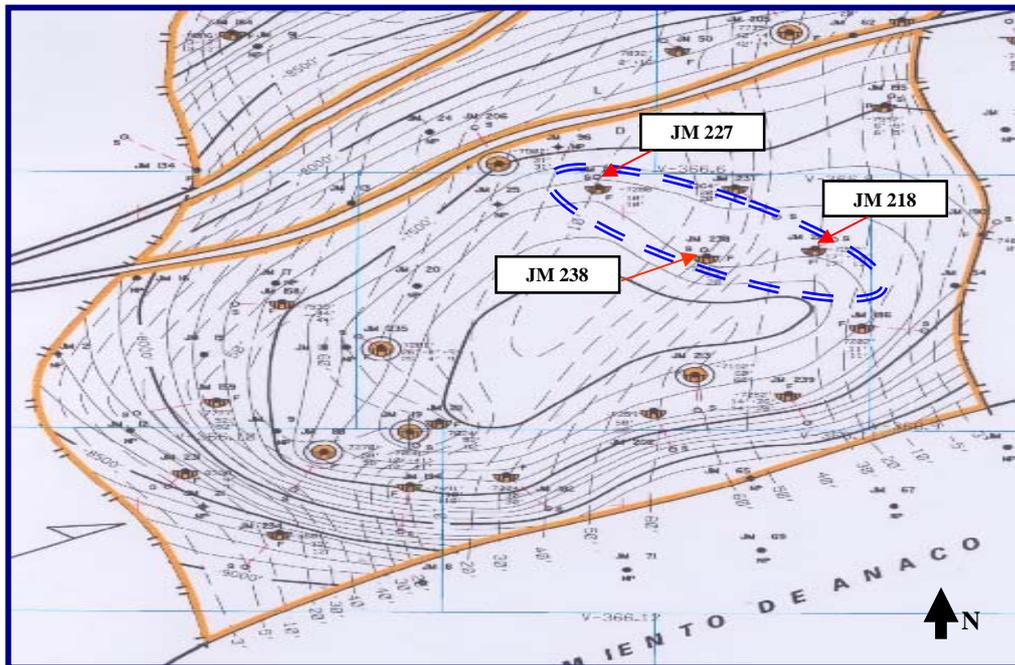


Figura 4. 28 Mapa del yacimiento JM-19 en la arena ME-C. Ubicación de pozos.

La situación antes descrita puede deberse a que el método de declinación energética y el balance de materiales se basan en la historia de producción del yacimiento, y al existir esta zona del yacimiento que al parecer no se ha visto afectada por la producción, los volúmenes de hidrocarburos ubicados en la misma están siendo omitidos. Por su parte, el método volumétrico si toma en cuenta los fluidos ubicados en la zona mencionada debido a que el mismo toma en cuenta la totalidad del volumen del yacimiento. Esta puede ser la razón por la cual existe la alta desviación que encontramos al comparar los resultados del método volumétrico, que supone la comunicación total, con los otros procedimientos.

20. PROPUESTA PARA EL PLAN DE EXPLOTACIÓN

Luego de realizarse la revisión minuciosa de 20 pozos en cuanto a ubicación, tasa de producción y condiciones mecánicas, fueron seleccionados los que presentaban

condiciones de producción desfavorable. En este caso los pozos que se encontraban produciendo por debajo de la tasa mínima establecida como 500MPCN/D, se seleccionaron para estudiar la posibilidad de realizar a los mismos trabajos de reparación, reacondicionamiento o cambio de zona.

Al hacer la revisión de los pozos se observó que los mismos casi en su totalidad se encuentran produciendo a una tasa igual o por encima de 2500 MPCN/D, tanto en el yacimiento en estudio o en arenas que están por debajo del mismo, por lo que se descartan para hacer propuestas de realizar a estos, algunos de los trabajos mencionados en el párrafo anterior. En este sentido, el único pozo seleccionado fue JM-206 ya que se encuentra produciendo por debajo del límite de tasa antes mencionado. Este pozo tiene alrededor de tres años abierto a producción y está ubicado en una zona del yacimiento que ha sido poco drenada.

Por otra parte se plantea la opción de hacer una nueva localización o un nuevo pozo dentro del yacimiento con coordenadas N: 1.034.040; E: 331.410. Para esto se estudiaron los mapas de isopropiedades del yacimiento (ver Apéndice A), y se ubicó la misma en una zona donde hay un valor de arena neta petrolífera de 50 pies, porosidad 18%, permeabilidad 174 md, saturación de hidrocarburo 88%, saturación de agua 12% y volumen de arcilla 3%, respetando el espaciado mínimo entre pozos de 350 metros.

A continuación se muestra la Figura 4. 29, donde se presenta el mapa con la ubicación en el yacimiento de los pozos propuestos. El JM-206 ubicado en la zona Norte del yacimiento, como candidato a realizar reacondicionamiento, y la nueva localización que esta ubicada en las coordenadas antes mencionadas entre los pozos JM-158 y JM-159, como se puede observar en la figura 4. 30, donde se presenta un perfil con la ubicación de la nueva localización respecto a los pozos mencionados, además de una tabla con los valores de las propiedades petrofísicas para el punto.

Es importante destacar que para la ubicación de los pozos propuestos para la estrategia de explotación, no se contó con un simulador de yacimientos, lo que podría considerarse una limitación para realizar el mismo.

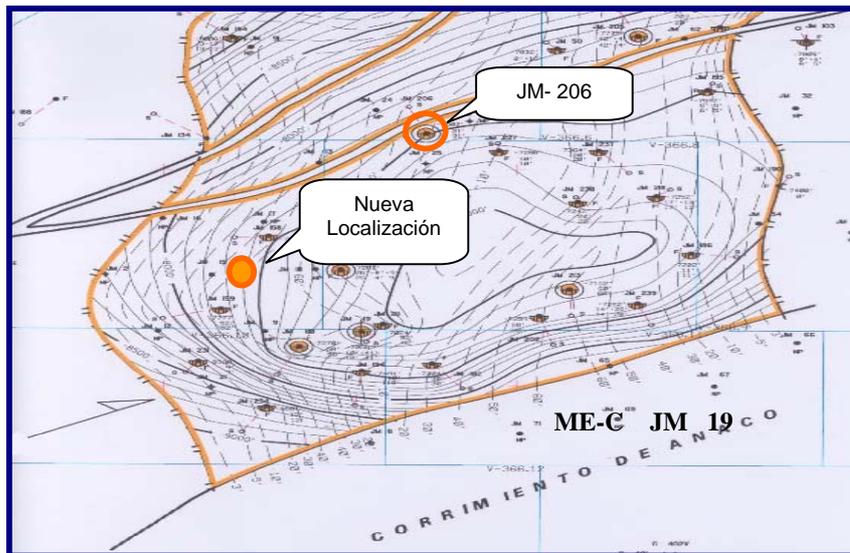


Figura 4. 29 Mapa del yacimiento JM-19 en la arena ME-C. En este se muestra la ubicación de los pozos propuestos para el plan de explotación.

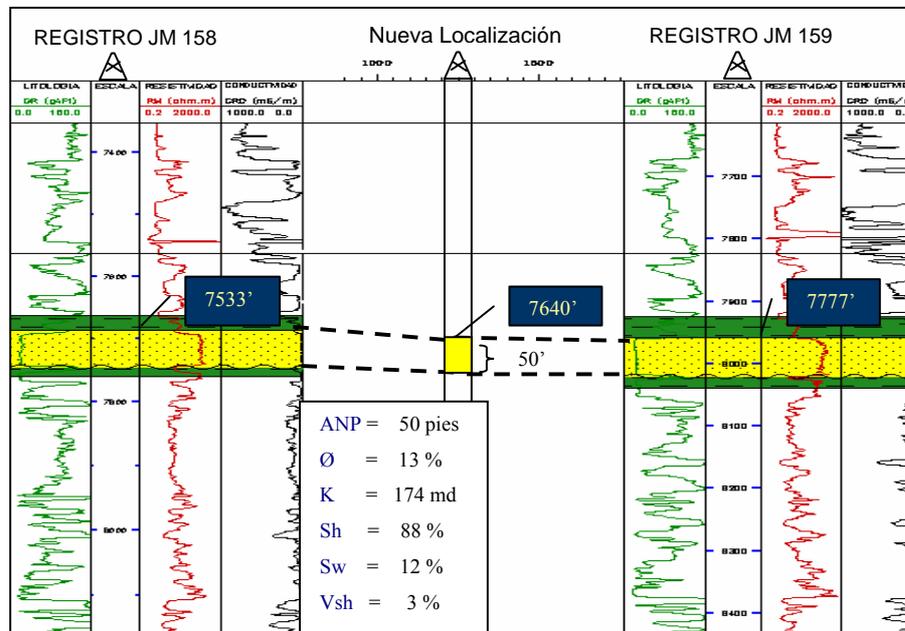


Figura 4. 30 Perfil donde se muestra la ubicación de la nueva localización en relación a sus pozos vecinos y una tabla con los valores de los parámetros petrofísicos de la formación en el punto seleccionado.

21. ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal no es más que un procedimiento para determinar a que tasa de flujo producirá un pozo de gas o de petróleo, evaluando el efecto de varios componentes, tales como tamaño de reductor, presión de separación, técnicas de completación, profundidad de la arena, diámetro de tubería y línea de flujo, etc. Cada componente es evaluado por separado y luego se combinan para optimizar el sistema de forma integral, a fin de obtener la mejor tasa eficiente para producir al pozo.

Con el uso del simulador PIPESIM, se reprodujeron las condiciones de las pruebas de producción realizadas a los pozos recientemente, haciendo una sensibilización hasta obtener valores de tasa lo mas aproximado posible al reportado en la prueba, tomando el valor de daño arrojado por el reporte como el daño de la formación. En la Tabla 4. 9 muestran los valores de tasa y demás variables reportadas en la prueba de producción. El daño “S”, puede ser aparente por acumulación de condensado en la cara del pozo

Tabla 4. 9 Datos usados en la simulación de producción para estimar el daño y resultados de la misma.

Fecha de la Prueba 2 Abril 2006	Nivel de Separación 1200 lpc	Reductor 1/2"	% A y S 55	
Pozo	Tasa Prueba [MMPCN]	Tasa Simulador [MMPCN]	% Desviación	Daño
JM-88	3,166	3,169	0,09	5

En este caso, se realizó análisis nodal para los dos pozos propuestos para el yacimiento en estudio, donde se evaluaron todos los componentes de los pozos, desde el área de drenaje hasta la superficie (sarta de tuberías ascendentes, incluyendo cualquier tipo de restricciones, línea de flujo y separador) con el fin de obtener una tasa promedio que pueda brindar el pozo al momento de realizar el trabajo de RA/RC en la arena ME-C; JM-19.

En tal sentido, para la nueva localización, se planteó un diagrama mecánico de acuerdo con los parámetros estándar utilizados por la empresa para los pozos productores que se encuentran cerca y al mismo nivel estructural, partiendo del hecho de que por ser pozos vecinos pudieran tener similar comportamiento. Del mismo modo fueron asumidos los valores de las variables de producción como RGC y corte de agua.

A continuación se muestra una tabla resumen y de los resultados obtenidos al estimar el potencial de los pozos propuestos para el plan de explotación. Los gráficos se muestran en el Apéndice A.

Tabla 4. 10 Resultados de la simulación para estimar el potencial de los pozos propuestos para el plan de explotación.

Pozo	Daño	Qc [BN/D]	Qg [MMPCN/D]
JM-206	5	236	2,028
Nueva Localización	5	13,7	5,382
Total	-	250,516	7,41

22. EVALUACIÓN ECONOMICA

Para realizar esta evaluación se hizo uso de una hoja de cálculo y se tomaron una serie de parámetros estándar usados por la empresa, como lo son las regalías e impuestos municipales. Se estableció un horizonte económico de diez años, con fecha de inicio para los trabajos, enero del 2007. Para esta evaluación se toma una tasa total, donde se suman las tasas obtenidas de la simulación de producción para los dos pozos seleccionados siendo 250 bn/d la tasa de condensado y 7,41 mmpcn/d la tasa de gas, suponiendo que los trabajos se inician en la misma fecha para ambos pozos.

Tomando en cuenta las reservas remanentes determinadas en el estudio realizado y una inversión de 12.300.000.000 Bolívares, lo que equivale a 5.720.930 dólares (a una tasa de cambio de 2150 Bolívares por Dólar, y no se toma en cuenta inversiones de planta), se realizaron los cálculos, los cuales arrojaron como resultado un valor presente neto de 4.313.984 \$, una tasa interna de retorno de 30,99% y un tiempo de pago de 2,45 años. Con estos resultados obtenidos, tomando en cuenta las políticas de la empresa, se puede decir que el proyecto se considera rentable.

RESUMEN ECONÓMICO			
Tasa Interna de retorno (TIR)	=	30,99	%/Año
Valor Presente Neto (VPN)	=	4.313.984	U.S.\$
Tiempo de Pago (TP)	=	2,41	Años

Figura 4. 31 Tabla del resumen económico de la evaluación realizada para el proyecto.

PROYECTO : Análisis Económico Yacimiento JM-19, Arena ME-C												
	Gas	Petróleo	Gas	Proceso								
Fecha de inicio		Ene-07										
Regalías		30,00%		20,00%								
Administración		0,00%		0,00%								
Costos de Prod.	8	\$/Bbl	300	\$/MMPC	0	\$/Bbl						
I.S.L.R.		0,0%										
Imp. Municipales		5,0%		5,0%								
Declinación		20,0%		12,0%								
Precio de venta	50,0	\$/Bbl	0,8	\$/MMBTU	→	800,0	\$/MMPCN					
Qo (inicial)	251	BD	7,4	MMPCN/D								
Qo (abandono)	0	BD	0,5	MMPCN/D								
Hv (Poder Calor.)			1000	BTU/PCN	→	GE = 50000	PCN/BN					
Condensado del gas			0	Bls/MMPCN								
Reservas	365,775	MBls	15,265	MMPCN	←	15,265						
Tiempo del Proy.	10	Años										
AÑO	1	365	12									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
FECHA	PROD CRUDO (BD)			PROD GAS (MMPCN/D)			PROD COND (BD)			INVERSIONES		
	Qo	TOTAL	PHL	Qg	TOTAL	PHG	Qc	TOTAL	PHL	PROD.	PLANTA	
30-Ene-07	250,516	0	50,00	7,4	0	800,0	0	0	50,00	5.720.930	0	
30-Ene-08	200	81955	50,00	6,5	2539	800,0	0	0	50,00	0	0	
29-Ene-09	160	65564	50,00	5,7	2234	800,0	0	0	50,00	0	0	
29-Ene-10	128	52451	50,00	5,0	1966	800,0	0	0	50,00	0	0	
30-Ene-11	103	41961	50,00	4,4	1730	800,0	0	0	50,00	0	0	
30-Ene-12	82	33569	50,00	3,9	1523	800,0	0	0	50,00	0	0	
29-Ene-13	66	26855	50,00	3,4	1340	800,0	0	0	50,00	0	0	
29-Ene-14	53	21484	50,00	3,0	1179	800,0	0	0	50,00	0	0	
30-Ene-15	42	17187	50,00	2,7	1038	800,0	0	0	50,00	0	0	
30-Ene-16	34	13750	50,00	2,3	913	800,0	0	0	50,00	0	0	
29-Ene-17	27	11000	50,00	2,1	804	800,0	0	0	50,00	0	0	
		365,775			15,265			0		5.720.930	0	

Figura 4. 32 Hoja de cálculo utilizada para la evaluación económica. En la misma se muestran los valores de los parámetros utilizados para realizar la misma.

CONCLUSIONES

- ♦ La presión inicial y actual del yacimiento según el modelo de presión es de 4529 lpca y 1595 lpca respectivamente, y la presión de rocío calculado por la correlación de Marruffo, Maita y Him es de 4529 lpca.
- ♦ El yacimiento es de gas condensado y se encontró en su fase inicial saturado.
- ♦ El cálculo de los hidrocarburos originales en sitio por el método volumétrico arrojó volúmenes de hidrocarburos por encima de los obtenidos por Balance de Materiales, por lo que se presume que existe una zona del yacimiento que presenta una restricción parcial de flujo, debido a un posible apretamiento o cambio de permeabilidad.
- ♦ El método de Balance de Materiales determinó que los mecanismos de producción predominantes fue la expansión de los fluidos
- ♦ El gráfico de diagnóstico de Chagn indicó que existe comunicación mecánica en el pozo JM-213. Este reduce con un porcentaje de agua por encima de 80%
- ♦ Las reservas recuperables del área en estudio se ubican en 1268,88 MMBN de condensado y 42,586 MMMPCN de gas a una presión de abandono de 750 Lpc, mientras que las reservas remanentes son de 663 MBN y 19,910 MMMPCN para condensado y gas respectivamente.
- ♦ La evaluación económica del plan de explotación propuesto presenta una buena rentabilidad relacionada con una TIR de alrededor de 30,99 % y un VPN de 4.313 M\$ aproximadamente.

RECOMENDACIONES

- ♦ De acuerdo a los resultados obtenidos del análisis petrofísico, se recomienda una localización en las coordenadas N: 1.034.040 E: 331.410, tomado como punto favorable el espesor de ANP y la buena calidad de roca que muestran los mapas de iso-propiedades, en esta zona.

- ♦ Tomar información de los registros de última generación para calibrar y definir con mayor exactitud los parámetros petrofísicos del yacimiento.

- ♦ Validar el modelo estructural mediante una interpretación sísmica.

- ♦ Actualizar la información tanto geológica como de presiones en el yacimiento al perforarse nuevas localizaciones, para así realizar un análisis mas detallado de la heterogeneidad de las presiones en el yacimiento.

- ♦ Realizar prueba de Build up para tener un diagnostico mas detallado de las propiedades del yacimiento, como permeabilidad y daño.

- ♦ Corregir la cementacion del pozo JM-213, para aislar la arena de manera efectiva en este pozo, y evitar así la producción de agua de arenas vecinas.

ANEXOS

APÉNDICE A

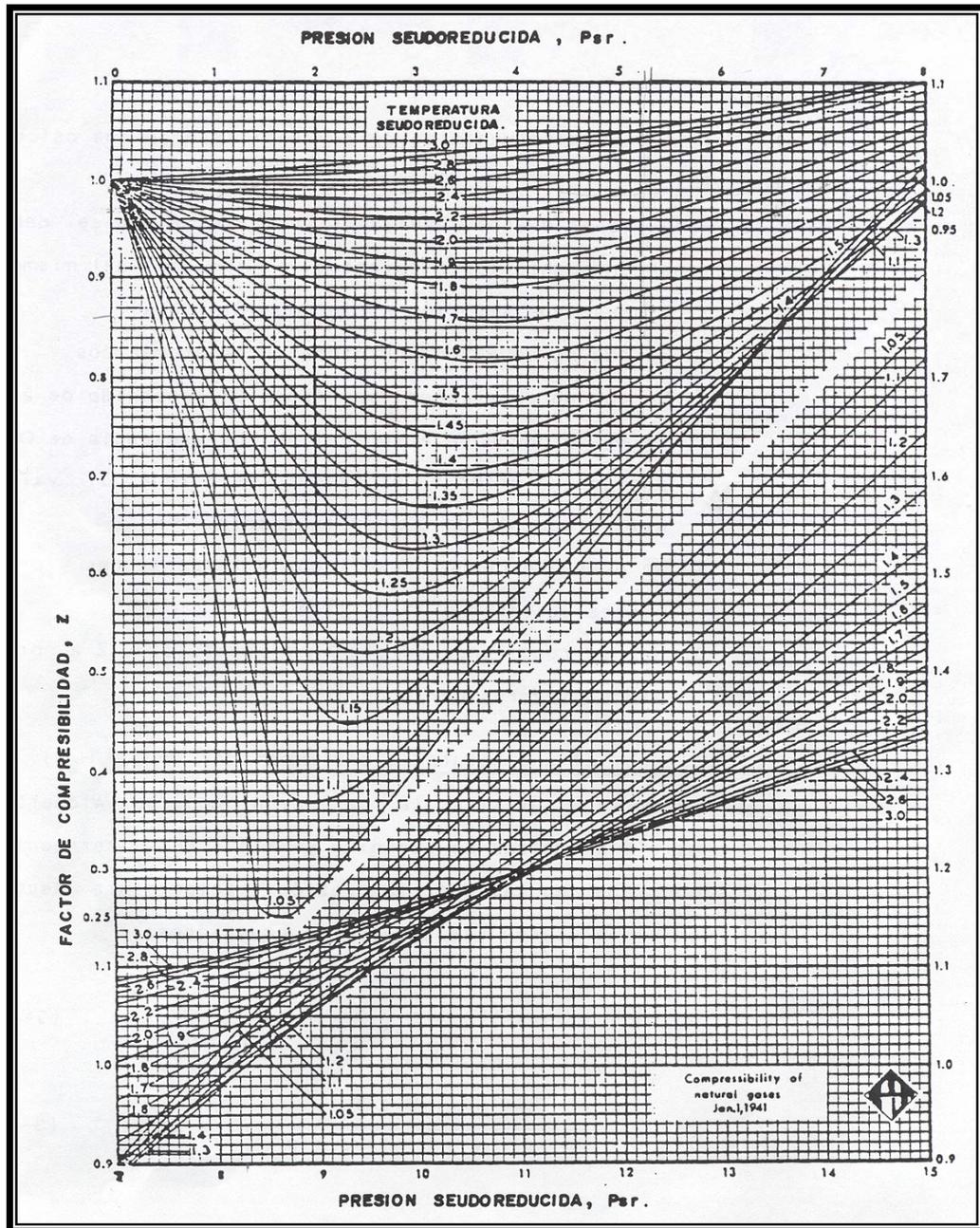


Figura A. 1 Factores de Compresibilidad para el Gas y el Gas Condensado¹⁵.

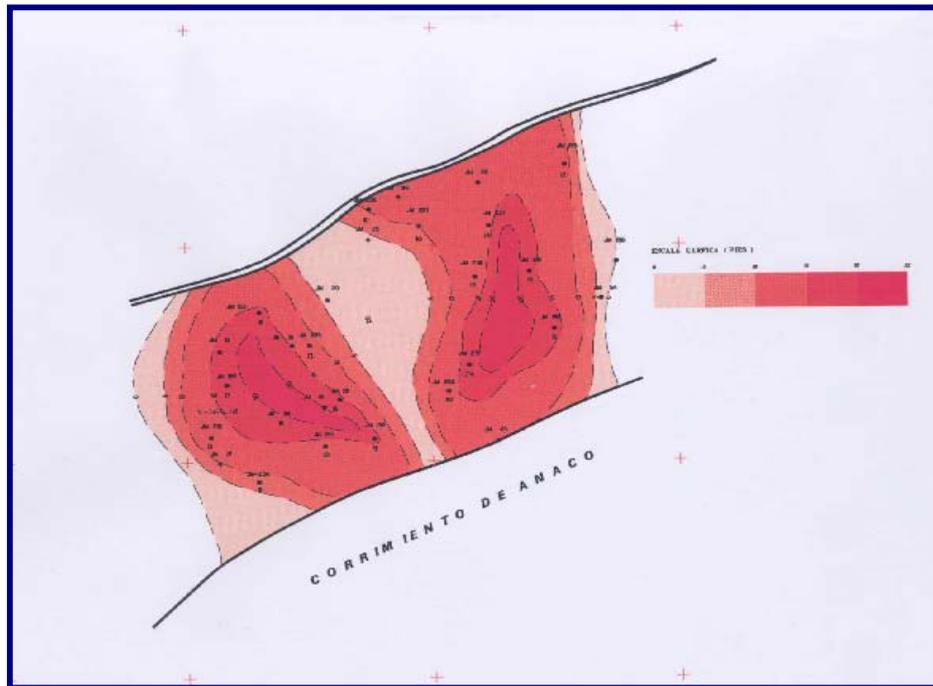


Figura A. 2 Mapa de Iso-Porosidad (Realizado por José Rivas).



Figura A. 3 Mapa de Iso-Permeabilidad (Realizado por José Rivas).

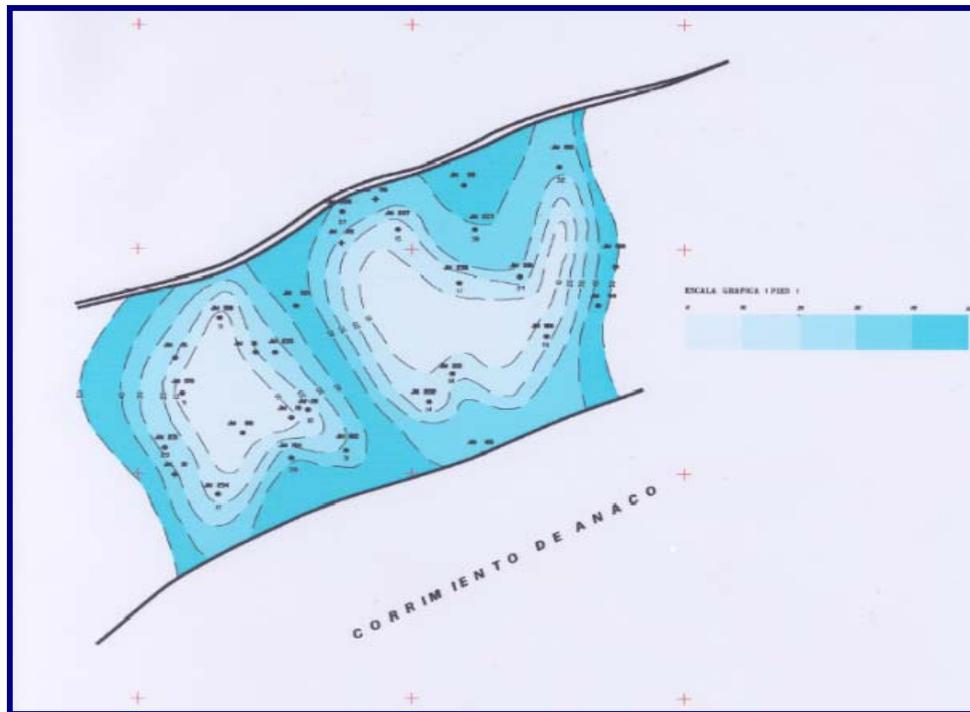


Figura A. 4 Mapa de Iso-Saturacion de Agua (Realizado por José Rivas).

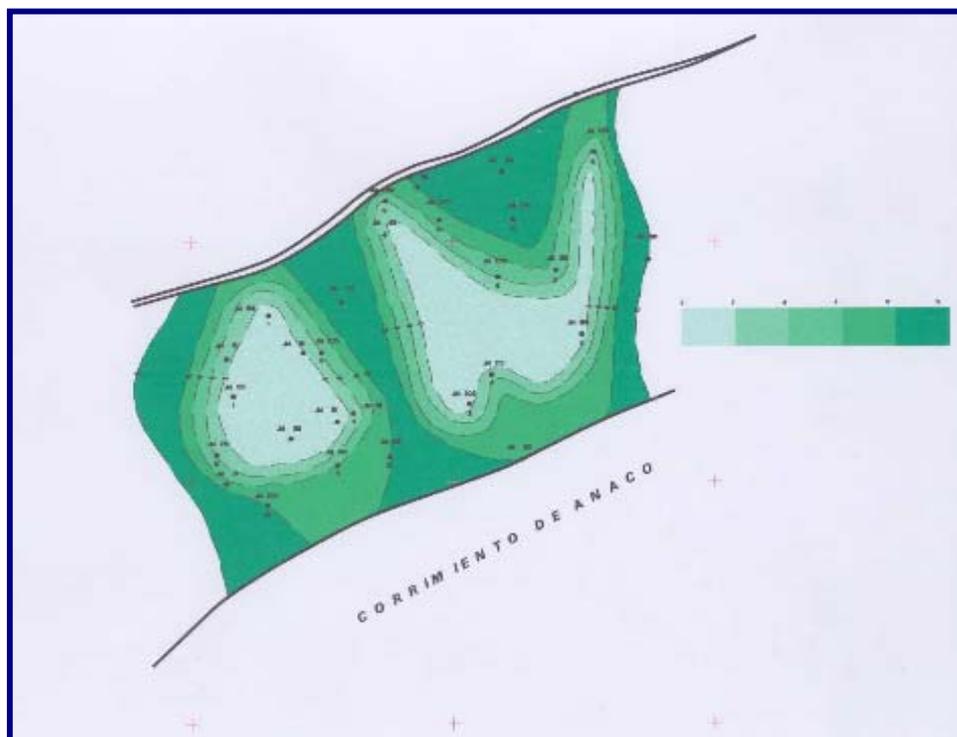


Figura A. 5 Mapa de Iso-Arcillosidad (Realizado por José Rivas).

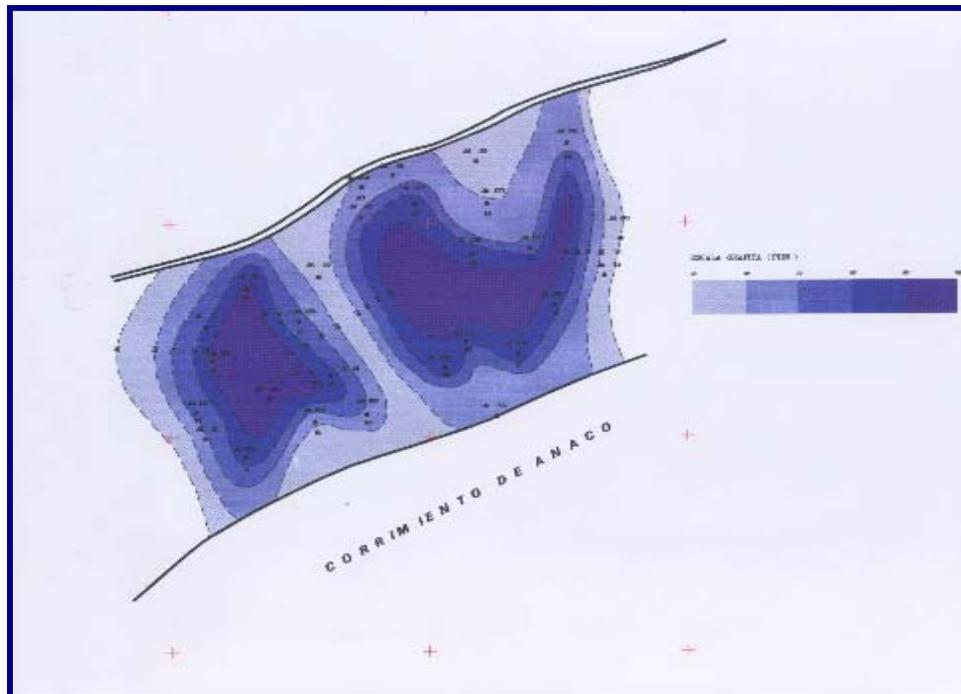


Figura A.6 Mapa de Saturación de Hidrocarburo (Realizado por José Rivas).

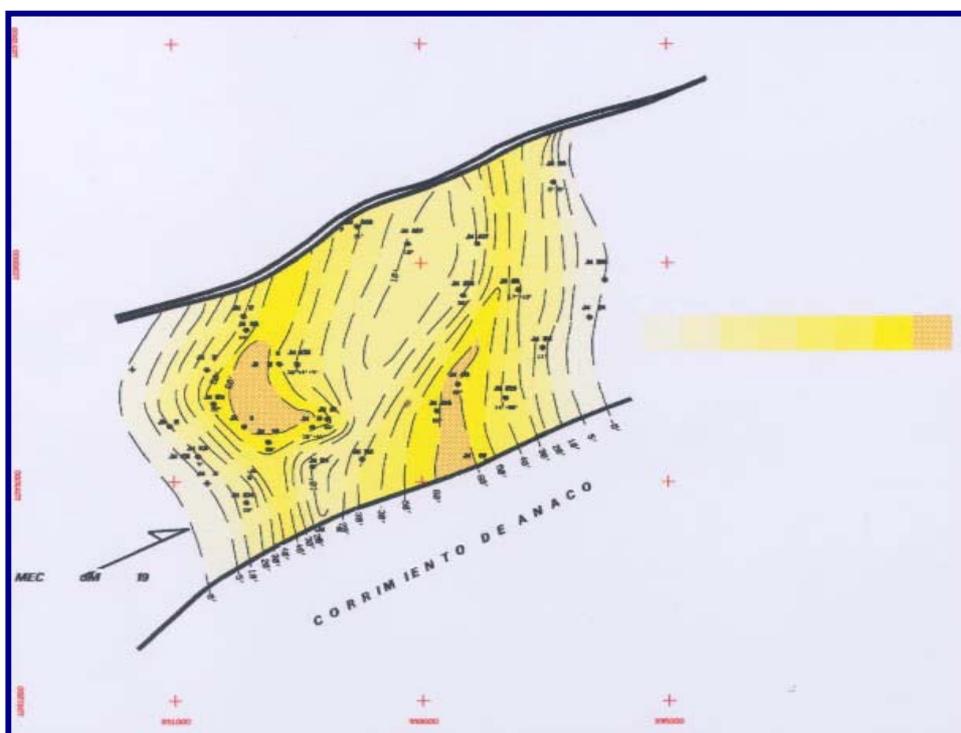


Figura A.7 Mapa de Arena Neta Petrolífera (Realizado por José Rivas).

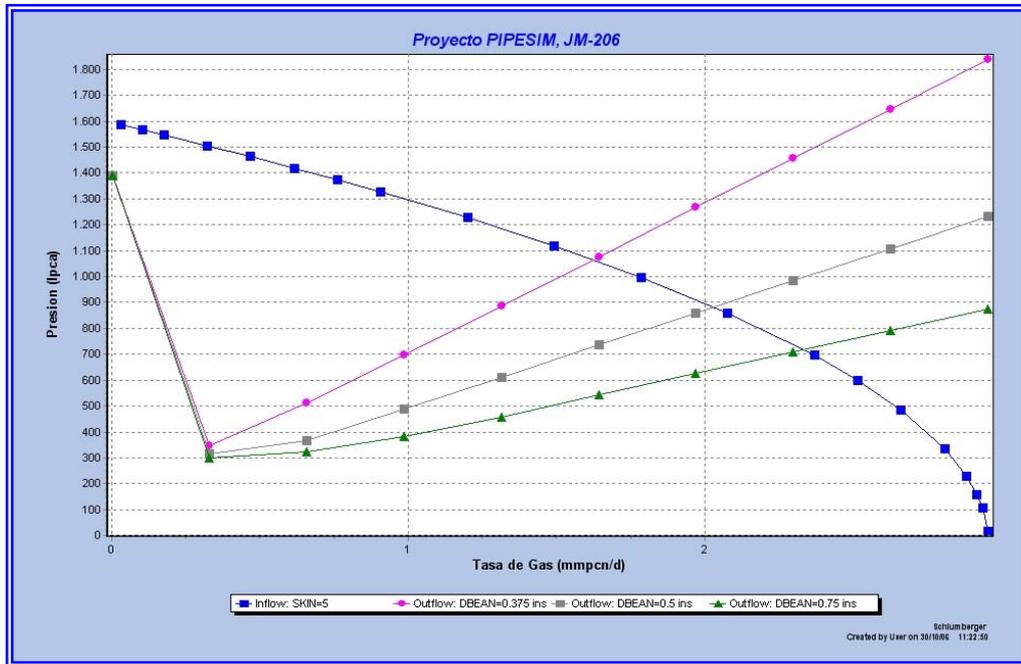


Figura A. 8 Perfil de presión del análisis nodal para el Gas, pozo JM-206.

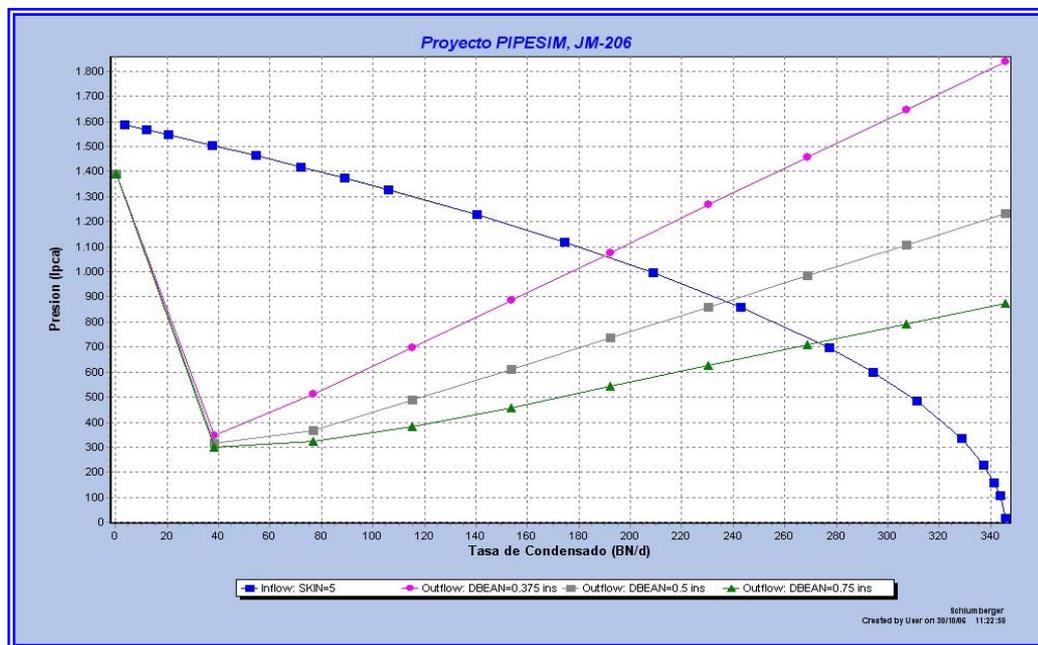


Figura A. 9 Perfil de presión del análisis nodal para el Condensado, pozo JM-206.

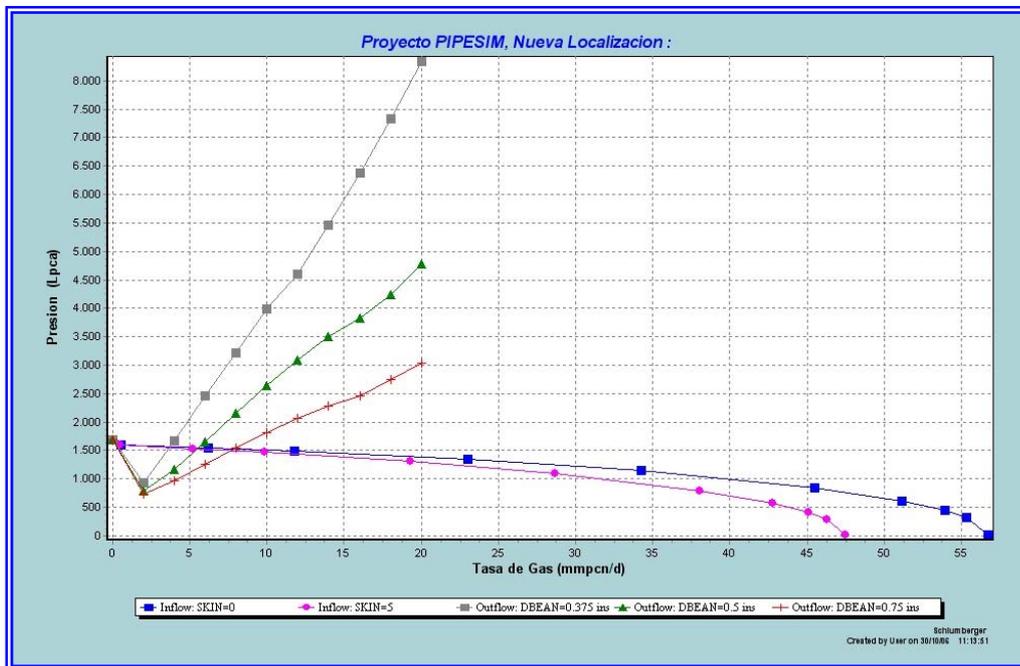


Figura A. 10 Perfil de presión del análisis nodal para el Gas, Nueva Localización.

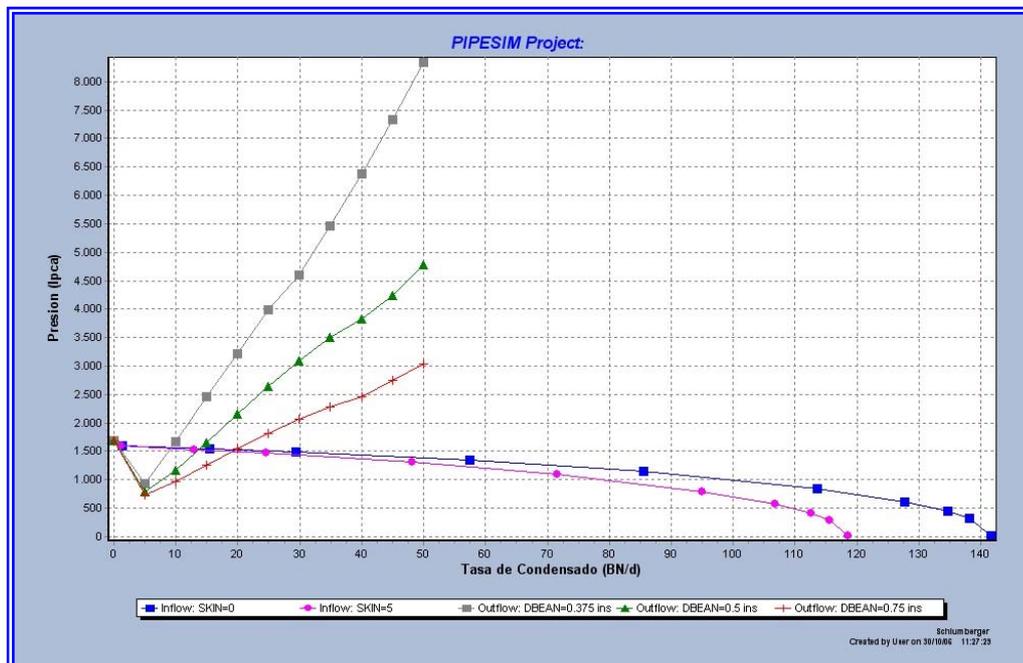


Figura A. 11 Perfil de presión del análisis nodal para el Condensado, Nueva Localización.

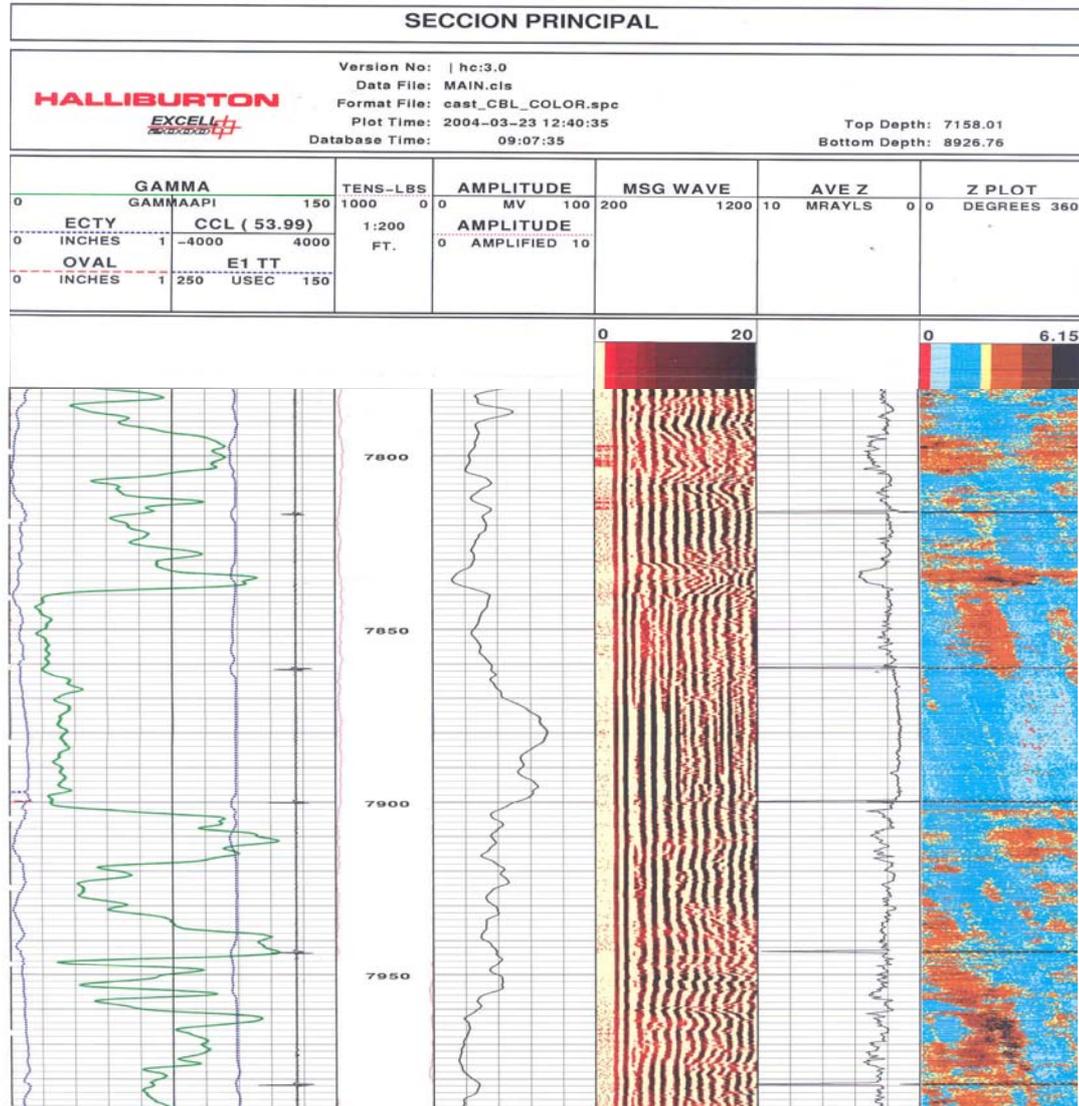


Figura A. 12 Perfil de evaluación de cementación para el pozo JM-213.

APÉNDICE B

Ecuaciones Utilizadas y Cálculos Tipo

- *Cálculo de la presión a la profundidad del datum:*

$$P_{profperf} = P_{med} + Grad_{pozo} (Pr of_{perf} - Pr of_{med})$$

$$P_{profperf} = 4195 + 0,152 * (8052 + (541 - 8000)) = 4202,9 \quad \text{lpc.}$$

$$P_{Datum} = P_{profperf} + Grad_{Yac.} (Porf_{Datum} + (EMR - Pr of_{Perf}))$$

$$P_{Datum} = 4202,9 + 0,1329 * (7500 + (554 - 8052)) = 4203,17 \quad \text{lpc.}$$

- *Peso molecular del condensado (M_c):*

$$M_c = \frac{6084}{\text{°API}_c - 5.9} = \frac{6084}{44.6 - 5.9} = 157.209 \quad \text{lb/lb-mol}$$

- *Gravedad específica del condensado (γ_c):*

$$\gamma_c = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} = \frac{141.5}{131.5 + 44.6} = 0.8035$$

- *Gravedad específica del gas condensado (γ_{gc}):*

$$\gamma_{gc} = \frac{RGC * \gamma_g + 4584 * \gamma_c}{RGC + 132800 * \gamma_c / M_c} = \frac{(12935.35 * 0.78) + (4584 * 0.8035)}{12935.35 + \left(132800 * \frac{0.8035}{157.209}\right)} = 1,0116$$

- *Peso molecular del gas condensado (Mgc):*

$$M_{gc} = 28.96 * \gamma_{gc} \longrightarrow M_{gc} = 28.96 * 1.0116 \quad \text{lb/lb-mol}$$

- *Presión y Temperatura pseudocrítica (Psc y Tsc):*

$$P_{sc} = 706 - 51.7 * \gamma_{GC} - 11.1 * \gamma_{GC}^2 = 706 - (51.7 * 1.0116) - (11.1 * (1.0116)^2) = 746.943$$

$$T_{sc} = 187 + 330 * \gamma_{GC} - 71.5 * \gamma_{GC}^2 = 187 * (330 * 1.0116) - (71.5 * (1.0116)^2) = 447.672$$

- *Presión y Temperatura pseudorreducida (Psr y Tsr):*

$$T_{sr} = \frac{T_{yac}}{T_{sc}} = \frac{712}{447.672} = 1.5859$$

$$P_{sr} = \frac{P_{yac}}{P_{sc}} = \frac{4529.09}{746.943} = 6.0635$$

- *Densidad del Gas Condensado (ρ_{gc}):*

$$\rho_{gc} = \frac{P_{yac} * 28.97 * \gamma_{gc}}{Z_{gc} * R * T_{yac}} = \frac{(4529.09 + 14.7) * 28.97 * 1.0116}{0.913 * 10,73 * 710} = 19,1385 \quad \text{lb/pie}^3$$

- *Gradiente de yacimiento de Gas Condensado (Gr_{gc}):*

$$\text{Gradgascond} = \frac{\rho_{gc}}{144} = \frac{19.1385}{144} = 0,1329 \quad \text{lpc/pie}$$

- *Porcentaje de Heptano y componentes más pesados (%C₇₊):*

$$\%C_{7+} = 10260 * (RGC * \gamma_g)^{-0,8499} = 10260 * (12935,35 * 0,78)^{-0,8499} = 4,0575 \%$$

- *Presión de rocío (Proc):*

$$A = K_4 * T^{K_5} - K_6 * (\%C_{7+})^{K_7} = -0,0478 * 250^{0,2813} - 0,00068 * (4,0575)^{1,9063} = -0,2358$$

$$\begin{aligned} \text{Proc} &= K_1 * \left[\frac{RGC^{K_2}}{(\%C_{7+})^{K_3}} * K_8 * API^A \right] \\ &= 346,7764 * \left[\frac{(12935,35)^{0,0974}}{(4,0575)^{-0,2948}} * 8,4176 * (44,6^{-0,2358}) \right] \end{aligned}$$

$$\text{Proc} = 4529,09 \quad \text{lpc.}$$

Los valores de las constantes “K”, son mostrados en la tabla IV.1.

- *Factor de compresibilidad bifásico (Z2f).*

$$Z2f = A_0 + A_1 * (Psr) + A_2 * \left(\frac{1}{Tsr} \right) + A_3 * (Psr)^2 + A_4 * \left(\frac{1}{Tsr} \right)^2 + A_5 * \left(\frac{Psr}{Tsr} \right)$$

$$\begin{aligned} Z2f &= 2,2435 + -0,0375 * (6,0635) + -3,5654 * \left(\frac{1}{1,5859} \right) + 0,00083 * (6,0635)^2 \\ &+ 1,5343 * \left(\frac{1}{1,5859} \right)^2 + 0,132 * \left(\frac{6,0635}{1,5859} \right) \end{aligned}$$

$$Z2f = 0,913$$

Los valores de las constantes “A”, son mostrados en la tabla IV.2.

- *Factor volumétrico del gas Condensado (Bg):*

$$Bg_c = \frac{0.02829 * Z2f * Tyac}{Pyac} = \frac{0.02829 * 0.91303 * 710}{4529.05} = 0.004049 \quad \text{PCY/PCN}$$

- *Viscosidad del gas (μg):*

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01 * Mg = 3,5 + \frac{986}{710} + 0,01 * 22,59 = 5,0865$$

$$Y = 2,4 - 0,2 * X = 2,4 - 0,2 * 5,0865 = 1,3827$$

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 * Mg) * T^{1,5}}{209 + 19 * Mg + T} = \frac{(9,4 + (0,02 * 22,59)) * 710^{1,5}}{209 + 19 * 22,59 + 710} = 59,59$$

$$\mu g = \frac{K * \exp(x * \rho g^y)}{10000} = \frac{59,59 * \exp(5,0865 * 0,3066^{1,3827})}{10000} = 0,01606 \quad \text{cp.}$$

- *Gas condensado original en sitio (GCOES) MMMPCN:*

$$GCOES = 43560 * \frac{\bar{\phi} * (1 - \bar{S}_{wi})}{\bar{B}_{gci}} * Vol_{YAC} = 43560 * \frac{0.13 * (1 - 0.18)}{0.004049} * 57338$$

$$GCOES = 65,754 \text{ MMMPCN}$$

- *Fracción Molar de gas condensado que es producida en superficie como gas (fs):*

$$fs = \frac{RGC}{RGC + 132800 * \gamma_c / Mc} = \frac{12935.35}{12935.35 + \left(132800 * \left(\frac{0.8035}{157.209} \right) \right)} = 0.95$$

- *Gas Original en sitio (GOES):*

$$GOES = GCOES * fs = 65.754 * 0.95 = 62.476 \text{ (MMPCN)}$$

- *Condensado Original en sitio (COES):*

$$COES = GOES / RGC = 62476 / 12935.35 = 4829.86 \text{ (MBN)}$$

APÉNDICE C

HERRAMIENTAS UTILIZADAS

A continuación se mostrarán los programas y aplicaciones especializados que se utilizaron para el desarrollo del proyecto. Estas técnicas permiten validar, modelar, interpretar y realizar cálculos que sirven de apoyo para la realización de este trabajo. A continuación se presenta una descripción básica de cada una de estas herramientas.

1. CARPETA FÍSICA

En esta carpeta se archivan todos los trabajos y operaciones de perforación y producción que se le han hecho al pozo, tales como: reacondicionamientos, reparaciones, pruebas de presión, análisis de fluidos, diagramas mecánicos de completación, resumen geológico y cualquier otro estudio que se haga a lo largo de su vida, desde su perforación hasta su abandono. De esta manera se busca garantizar la preservación de estos valiosos documentos, para que puedan ser usados y compartidos por los diferentes departamentos que conforman la empresa, y que realizan actividades relacionadas con el pozo. Dichos documentos se encuentran clasificados de acuerdo a una estructura o índice homologado para de este modo facilitar su posterior ubicación.

2. CARPETA DE POZO SIMDE (Sistema de Manejo de Documentos Electrónico)

Existe una versión electrónica que contiene replicas digitalizadas de los documentos existentes en la carpeta física y se encuentra organizada del mismo modo que la anterior. Esta aplicación permite el manejo electrónico de los archivos de pozos, que contienen almacenadas todas las actividades realizadas desde la perforación del

mismo hasta su abandono, en imagen digital. A través de esta herramienta se realiza la revisión y búsqueda de todos los documentos que contienen la información para ser integrada una vez validada, en la base de datos para el desarrollo del proyecto; todo esto en ambiente de oficina.

Carpeta de pozo es uno de los cinco módulos que integra esta aplicación y fue el usado para el desarrollo del presente estudio (ver Figura C. 1).

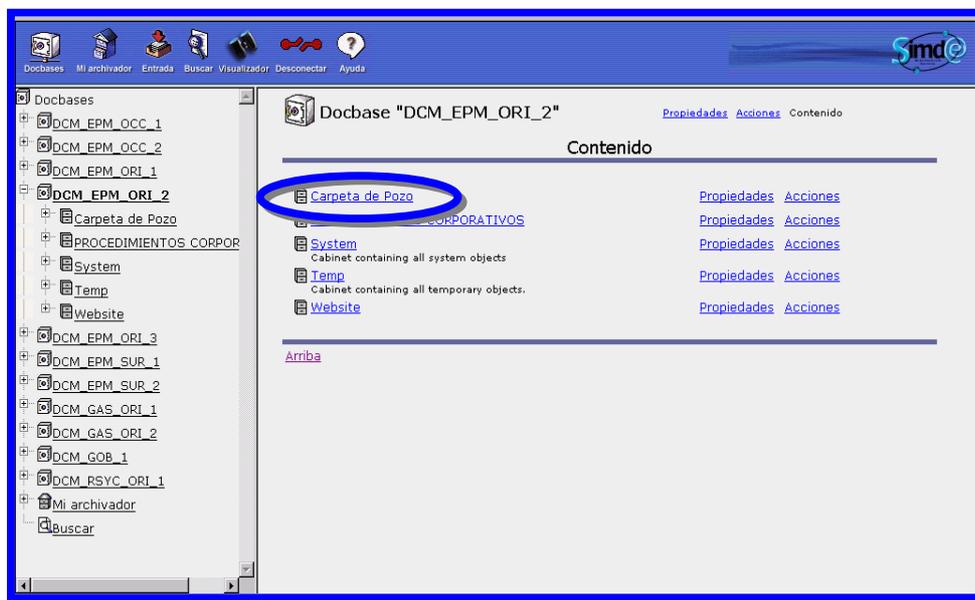


Figura C. 1 Ventana Principal de la aplicación SIMDE

El paquete ofrece una tabla de secciones para documentos de diferentes ramas, tales como:

- Correspondencia oficial
- Operaciones
- Geología
- Perforación
- Producción
- Análisis.

Para tener acceso a la carpeta de SIMDE se deben seguir los siguientes pasos:

- Se selecciona la región donde aparece el icono de la aplicación en el escritorio de la computadora. Se selecciona la región donde se ubica la opción carpeta de pozo (Región Metropolitana, Occidente, Oriente y Sur).
- Al seleccionar el icono de carpeta de pozo, en el lado izquierdo de la pantalla, se visualizará un conjunto de bases de datos llamadas “Docbase”, seleccione la docbase o región de estudio para la cual se está autorizado, haciendo clic sobre ella.
- Al seleccionar la docbase, se mostrará una pagina que contiene una lista de archivadores y carpetas contenidos en la docbase, elija el archivador de su interés.

En la Figura C. 2, se muestran las ventanas que se despliegan durante la utilización de la carpeta digital SINDE.

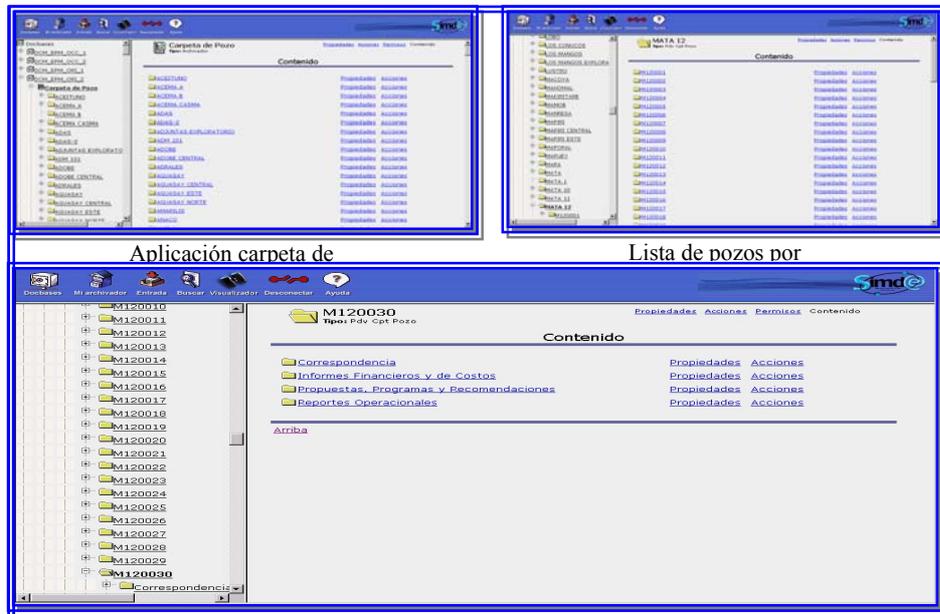


Figura C. 2 Carpeta de pozos, lista de pozos y Funciones de carpeta de pozo

Procedimiento de búsqueda de documento:

- Una vez seleccionado el docbase y haber entrado a la aplicación, puede realizar una búsqueda de documento.
- Una vez ubicado el documento a consultar, se puede realizar la revisión detallada de la información a ser consultada (ver Figura C. 3).
- Una vez realizado todo el proceso de búsqueda, se puede observar el documento y realizar las impresiones del documento de ser necesario (ver Figura C.4).



Figura C.3 Ventana donde se despliegan los documentos por pozo

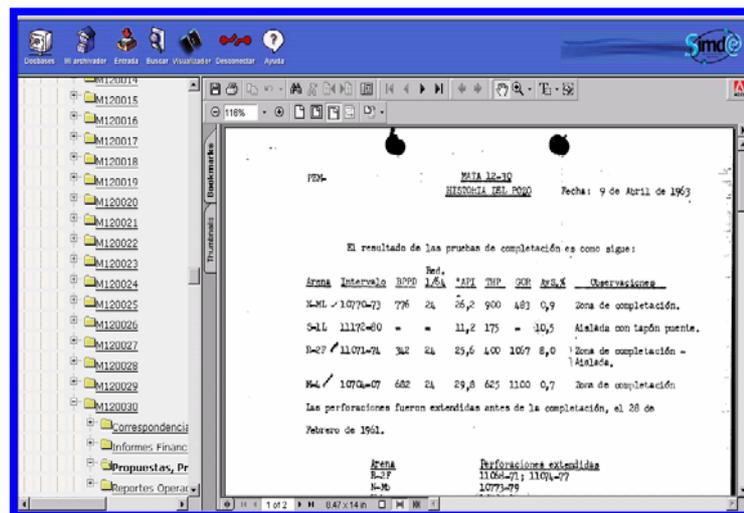


Figura C.4 Ventana donde se muestra el documento a consultar

3. OIL FIELD MANAGER (OFM)

Oil Field Manager (OFM) es una poderosa aplicación desarrollada por la compañía Schlumberger Geoquest, y presenta un eficiente método para visualizar, relacionar, y analizar datos de yacimientos y producción. La información presentada por esta aplicación contiene los datos de producción acumulada por trabajo para cada pozo, así como los estados de cada arena completada. Como un sistema integrado, esta herramienta provee un poderoso conjunto de aplicaciones para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Además, OFM se puede utilizar para análisis de pozos y campos, programas y operaciones de optimización del campo; administración de reservas, planes de desarrollo, determinación del radio de drenaje, visualización de curvas de producción, entre otras actividades las cuales facilitan el estudio de un pozo, del yacimiento o de un campo en general.

Para iniciar OFM se hace doble clic sobre el icono que representa al software o en el menú que corresponde a OFM, y se ejecuta. Seguidamente aparecerá la pantalla que permite seleccionar el proyecto con el cual se va a trabajar, como se muestra en la figura C.5. Luego, se debe seleccionar el proyecto con el cual se desea trabajar. Ubicado en la opción Archivo Nuevo (FILE/NEW), se puede crear un nuevo proyecto para los cuales se debe cargar los datos. Con la opción Abrir Archivo (FILE/OPEN), se puede seleccionar el proyecto con el cual se desea trabajar. Después de seleccionar el proyecto, aparecerá el mapa base, lo que indica el inicio del trabajo. Luego se ingresa al proyecto en el cual se eligen o filtran, el (los) campo(s), yacimiento(s) o pozo(s) que se desean analizar, y estos son mostrados en el mapa base junto con todos los datos del proyecto.

Los datos del proyecto deben ser cargados a través de la opción Data Base/Import/Data Loader. De este modo los datos de producción, presión, petrofísica, límites del yacimiento, etc.; pueden ser importados desde archivos que deben poseer un formato compatible con la aplicación.

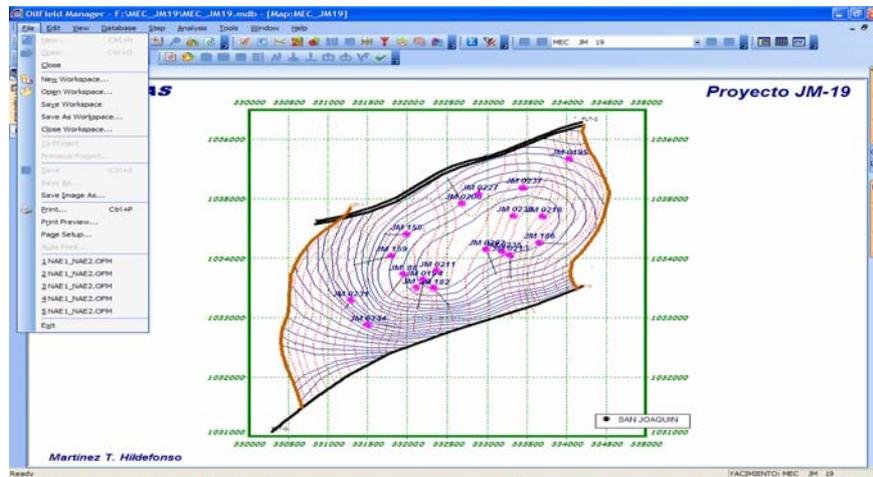


Figura C.5 Página de Inicio OFM

La herramienta cuenta con una serie de aplicaciones, las cuales son presentadas a continuación:

(a) Filtros

El filtro se realiza mediante el menú Filtrar Categoría (FILTER/Category), con esta opción, toda la información del sistema se maneja de una manera más práctica y eficiente, ya que el programa solo carga los datos del proyecto de interés (ver Figura C.6).

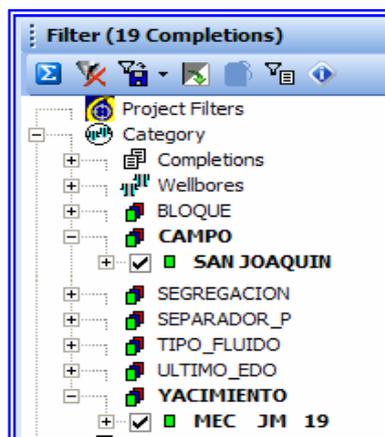


Figura C. 6: Ventana de opciones para realizar Filtros

(b) Reportes

Entre las aplicaciones que posee esta herramienta, se tiene una de gran importancia como lo es la realización de reportes de producción de los pozos en estudio. A través de esta función se pueden obtener reportes de producción como tasa de petróleo agua y gas mensual, producción acumulada de las mismas, relación agua petróleo y gas petróleo mensual y acumulado, inyección mensual, petrofísicas, corte de agua, relación de líquidos, entre otros; agrupando a un total de 450 variables más que pueden ser reportadas. Para acceder al módulo de reportes se debe hacer clic en el botón de reporte (REPORT), como se indica en la Figura C.7. Se debe seleccionar las variables que necesiten que aparezcan en el reporte. En el reporte también es posible darle instrucciones al programa para que realice operaciones de suma o promedios, o simplemente separaciones de las variables, al final del reporte, éstas pueden ser anuales, semestral o semanalmente, además el programa posee el comando impresión automática de archivo (FILE/AUTO PRINT), que permite imprimir automáticamente el reporte realizado.

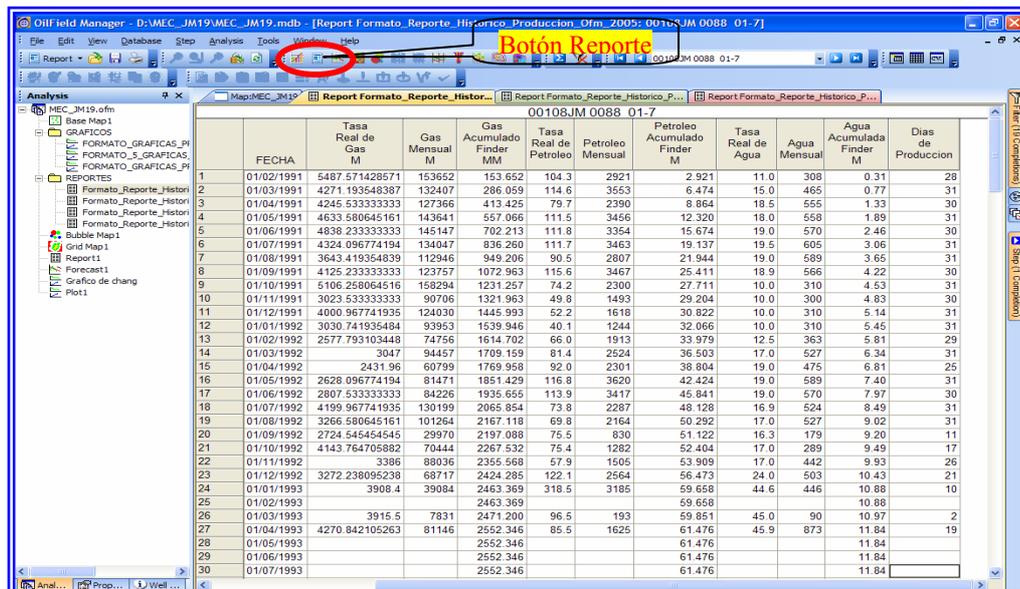


Figura C. 7 Reporte de Producción

(c) Gráficos

Una de las funciones fundamentales de esta herramienta es la creación de las curvas de producción de cada pozo y yacimiento, esto permitirá observar y analizar de manera rápida el comportamiento de la producción del yacimiento. OFM puede representar gráficos en XY con las diferentes variables cargadas en el proyecto. Para acceder al módulo gráfico se debe hacer clic en el botón de gráfico (PLOT), o en el menú ANALYSIS, eligiendo la opción Gráfico y aparecerá una pantalla que mostrará todas las ventanas necesarias para realizar los gráficos. Esta aplicación posee varias ventanas que sirven para crear gráficos. En la ventana datos de gráfico (PLOT DATA), se puede escoger el número de gráficas que se desea realizar con sus respectivas variables. Pueden crearse hasta un máximo de seis gráficos, a su vez cada gráfico puede tener hasta un máximo de seis variables y dos ejes Y.

En cada gráfico desarrollado se pueden realizar anotaciones, leyendas y encabezados también es posible editar cada curva, ejes, escala, leyenda, entre otros (ver Figura C. 8). Se puede salvar el formato realizado y luego abrirlo cuando sea necesario.

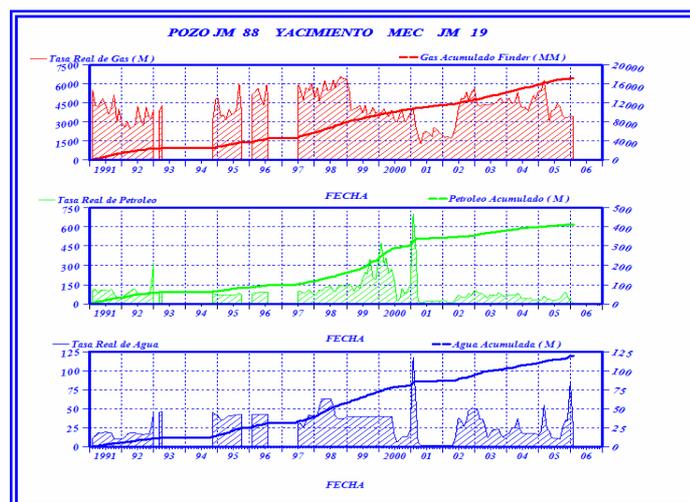


Figura C.8 Gráficos de Producción

(d) Análisis de Declinación

OFM posee una opción de análisis de declinación utilizada para predecir y planificar el comportamiento de los pozos o yacimientos. Este trabajo es generalmente realizado utilizando los datos de la completación individuales de cada pozo (arenas) o agrupando todos los pozos (yacimiento). Adicionalmente puede realizar predicción por declinación en un yacimiento o pozos seleccionados con la herramienta de Filtro (FILTER). La predicción de la declinación es el resultado de aplicar técnicas de ajuste sobre los datos históricos del (los) pozo(s) o yacimiento(s). Un ejemplo de este tipo de gráfico es mostrado en la Figura C. 9.

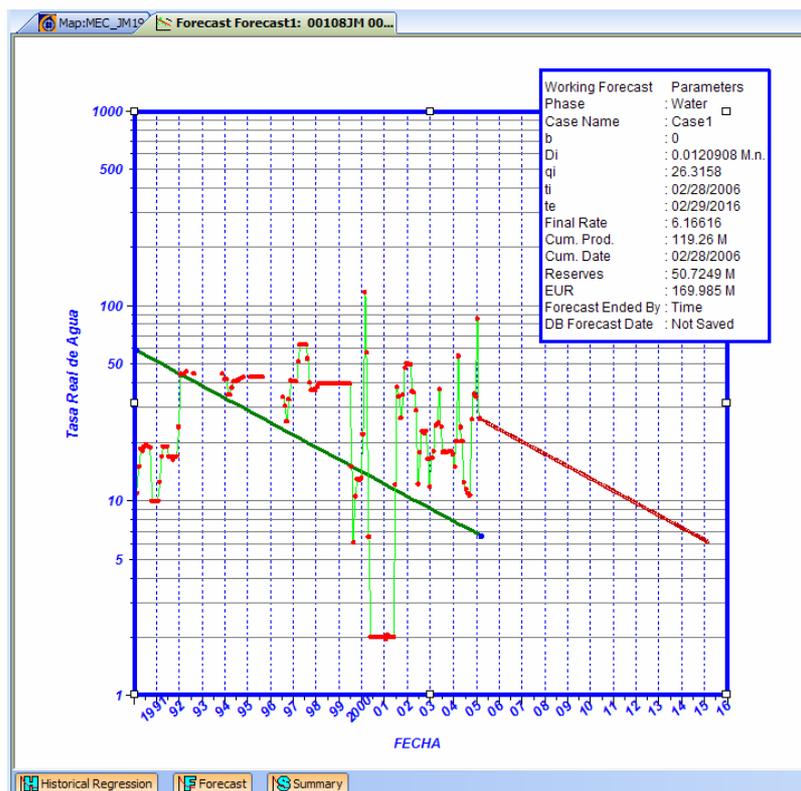


Figura C. 9 Gráfico de declinación de Tasa con respecto al tiempo

En la leyenda se reflejan los volúmenes de hidrocarburos que pudieran ser drenados del yacimiento a las condiciones que se ajusten los cálculos, además del tiempo y ritmo de producción.

(e) Mapas de burbuja

Es una herramienta visual que muestra el aporte de cada pozo a la producción total del yacimiento. Se fundamenta en el área de drenaje del pozo a partir de la ecuación de POES, sin embargo, es una información cualitativa porque lo que muestra la burbuja no es en si el radio en metros sino un valor asignado a los barriles de hidrocarburo producidos por el pozo. Un mapa de burbuja muestra la información con círculos sobrepuestos en la ubicación de cada pozo. Los círculos varían en tamaño y color con relación a la información específica de producción de cada pozo para un periodo de tiempo dado, como se observa en la Figura C.10.

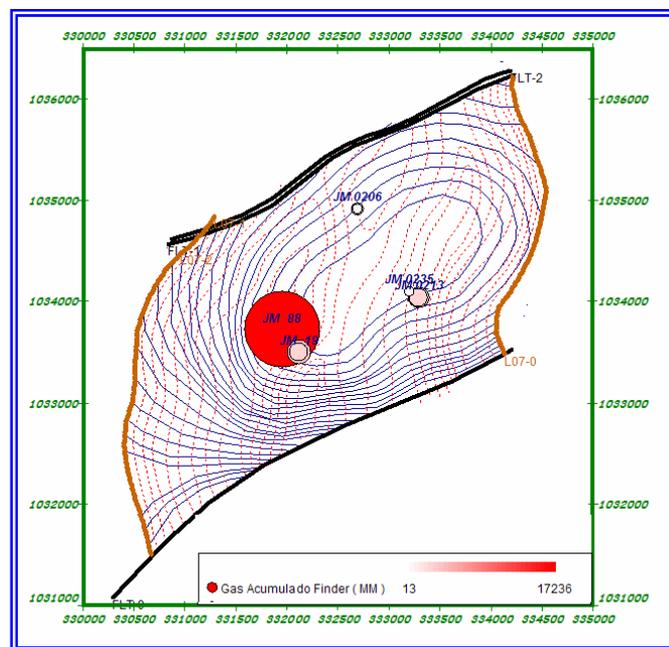


Figura C.10 Producción de Gas Acumulada representada en Mapa de burbujas.

(f) Mapas Retícula

El Mapa de Grilla muestra como se distribuye una variable arealmente (ver Figura C.11). Esto implica que estos permiten observar la distribución areal de los fluidos presentes en el yacimiento, y de esta forma se puede visualizar cuales zonas han sido más o menos drenadas. La generación de la malla (retícula) requiere de la utilización de técnicas de interpolación, para crear iso-líneas o iso-áreas referentes a una variable específica. La herramienta dispone de las siguientes técnicas de interpolación:

- Nearest neighbor.
- Cubic Spline.
- Krigging.

A partir de los mapas de retícula, OFM permite elaborar mapas de contornos y de superficies, que muestran lo mismo que los mapas de retícula. Estos mapas son muy útiles en la ingeniería de yacimientos, ya que pueden realizarse diferentes tipos, tales como: mapas de producción, propiedades petrofísicas, RGP, corte de agua, etc.

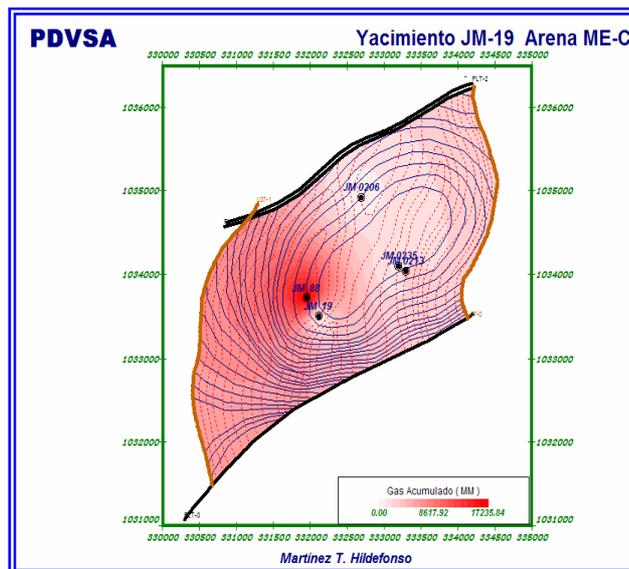


Figura C.11 Producción acumulada de Gas representada por Mapa de Retícula

4. CENTINELA 2000

Es una base de datos para la visión de la información de respuesta petrolera cuyo principal objetivo es incrementar las fortalezas existentes en los procesos de petróleo y gas, con una alta capacidad de respuesta. CENTINELA, es una herramienta de apoyo en la actualización y consulta de información de yacimientos, proyectos, pozos, completaciones, límites de producción de yacimientos y pozos. Permite obtener información acerca de muestras de crudos, pruebas de producción eventos y análisis.

Para la ingeniería de petróleo esta herramienta es de gran utilidad, ya que constituye un procesador de la base de datos de rápida ayuda visual del comportamiento de producción de los pozos en estudio, al cual se accede a través del menú: inicio/todos los programas/ aplicaciones funcionales/Centinel 2000. De este modo se despliega el panel con los diferentes módulos disponibles para la aplicación, lo que puede observarse en la Figura C.12.

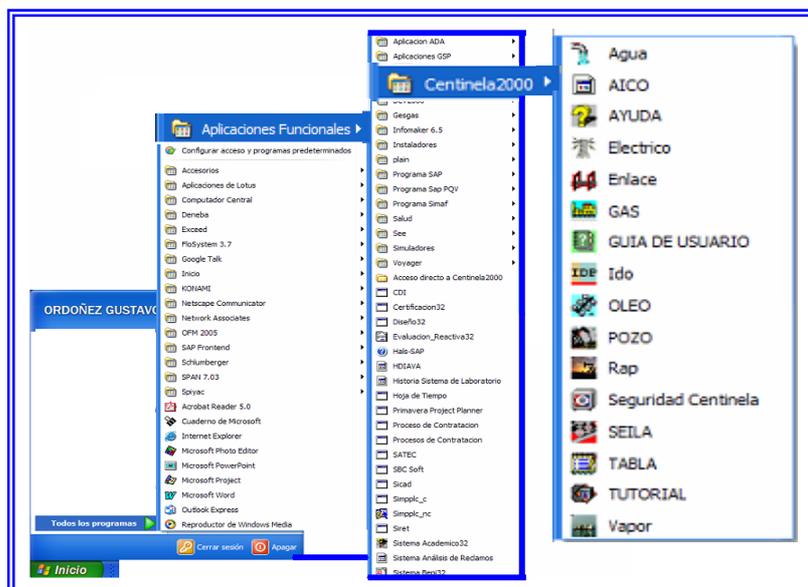


Figura C.12 Ingreso a Centinela 2000

Para el desarrollo del estudio se utilizaron los módulos: Aico y Pozo, los mismos se describirán a continuación:

(a) AICO

Es un ambiente que se apoya en la herramienta “Oracle Data Browser” para elaborar informes de acuerdo a los requerimientos de los usuarios, al cual se accede a través de la siguiente ruta: Inicio/ Todos los programas/ Aplicaciones Funcionales/ CENTINELA/ AICO.

Dentro de los elementos que conforman este ambiente se encuentra la ventana de Query, donde el mismo es ejecutado, con la opción “Execute Query”, para obtener los reportes de histórico de pruebas de producción (ver Figura C.13).

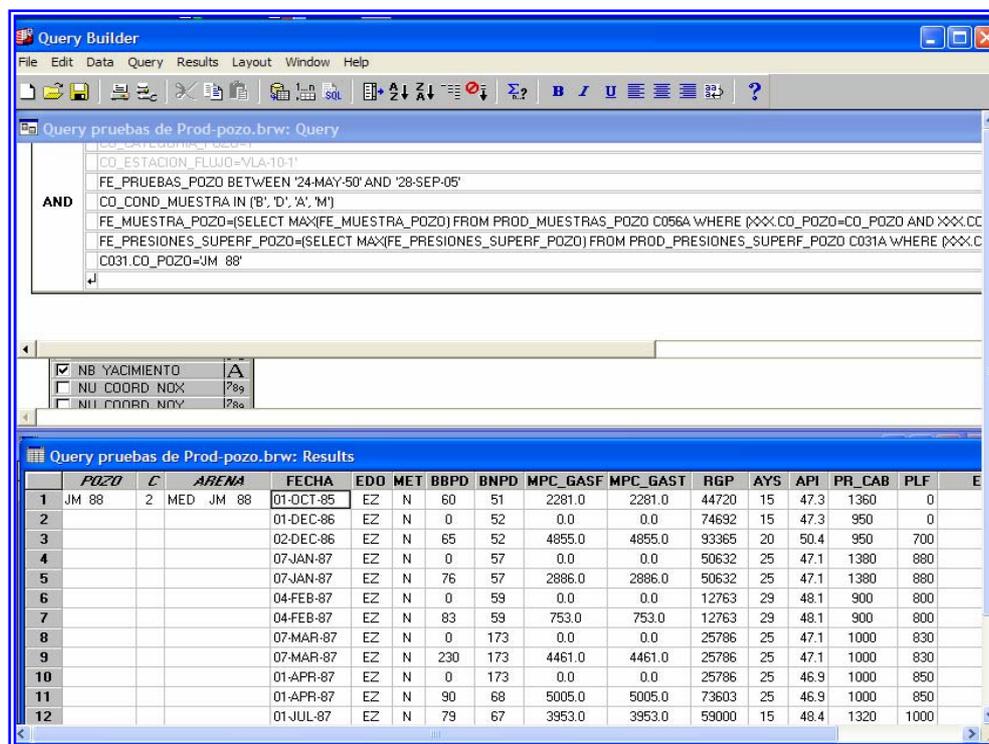


Figura C.13 Ventana de Query donde se muestra Histórico de Producción.

(b) POZO

Es una herramienta automatizada que sirve de apoyo para facilitar información contable operacional y de las instalaciones de manera oportuna y en línea. Facilitando así el seguimiento y control diario de los parámetros de comportamiento de producción de los pozos, inyección, control, seguimiento y análisis de las operaciones actuales y futuras. Para ingresar a la aplicación seguimos la ruta: Inicio/ Todos los Programas/ Aplicaciones Funcionales/ CENTINELA/ POZO.

La ventana principal de esta herramienta se puede observar en la Figura C.14.



Figura C.14: Ventana principal de la Herramienta Pozo

Esta aplicación esta constituida por 11 funciones, de las cuales podríamos decir que las más importantes son:

- **Yacimiento:** información básica de los yacimientos de gas y petroleo. Asociaciones de los yacimientos con los pozos (limites máximo y mínimo de los RGP definidos en el ministerio). La ventana que se despliega para esta fusión se muestra en la Figura C.15.

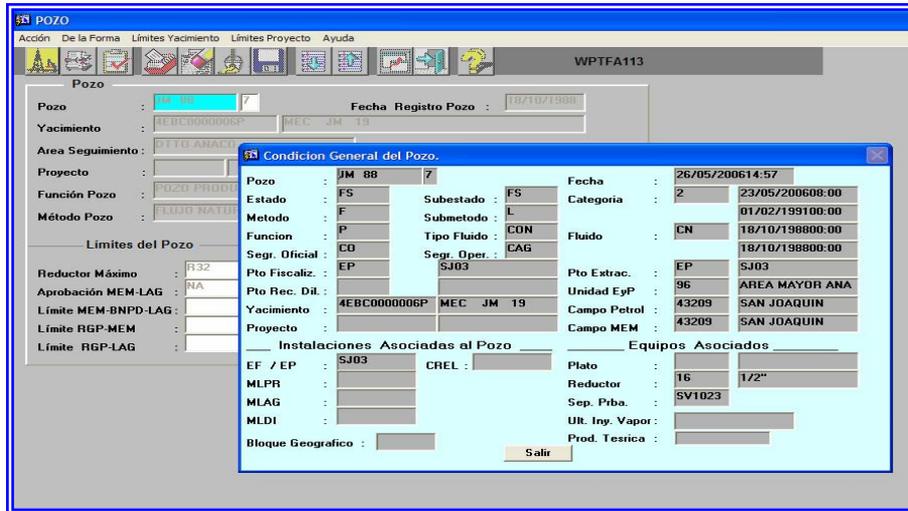


Figura C.15 Ventana de la Función Yacimiento.

- Pozo:** control de toda la información relacionada con los datos básicos de pozos. De aquí se puede obtener la historia de completaciones hechas y los reductores utilizados para el pozo en cada una de ellas, como se observa en la figura C.16.

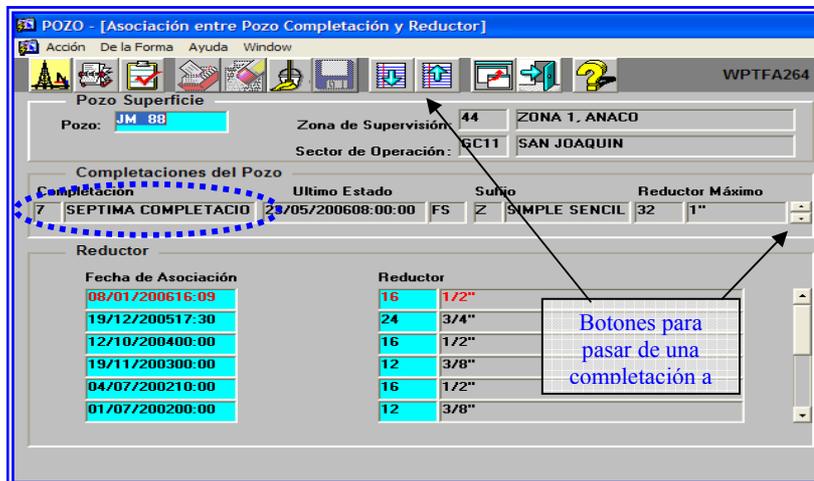


Figura C.16 Ventana de la Función POZO.

- Eventos:** se mantiene control de algunos eventos operacionales: cambios de estado y método de un pozo, cierre y apertura de producción, cambios de segregación y fluidos (ver Figura C.17).

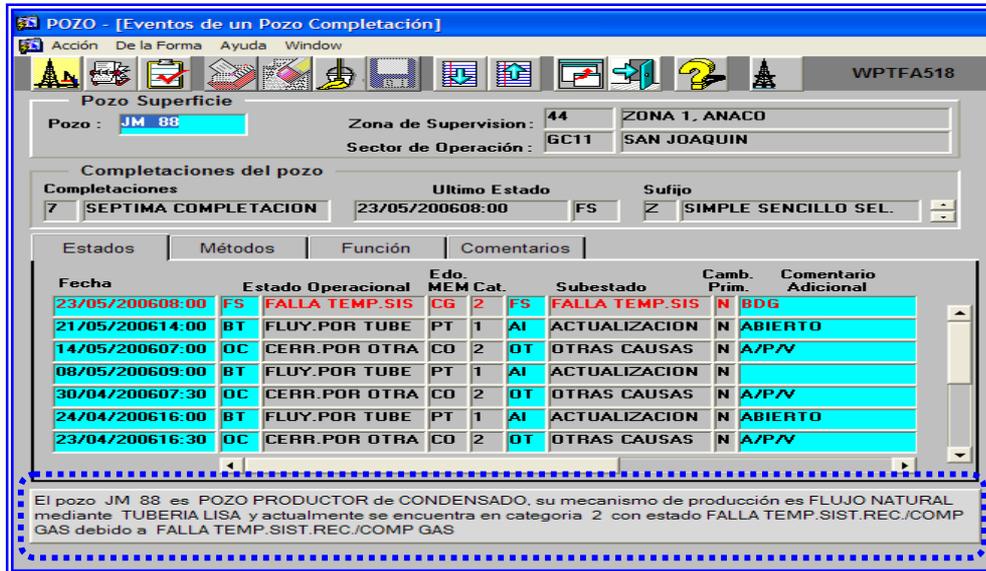


Figura C.17: Ventana de Eventos de Pozo. Muestra Reseña histórica en la parte inferior.

- **Prueba:** resultados de las pruebas de producción de los pozos productores (ver Figura C.18).

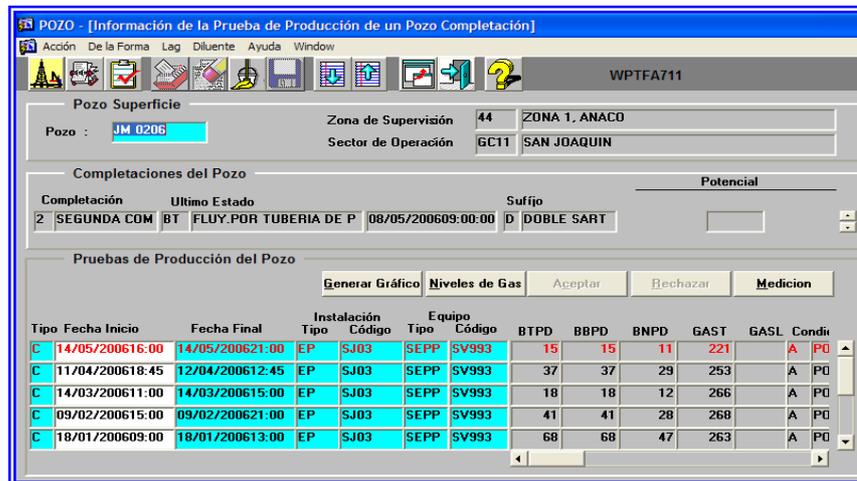


Figura C.18 Ventana de Prueba de Producción por Pozo

- **Cierre:** muestra la producción de Gas y Petróleo de los pozos para el mes, por segregación y por punto de extracción (ver Figura C.19).

The screenshot shows a software window titled "POZO - [Historia Mensual de Producción/Inyección Fiscalizada Por Pozo.]". The window has a menu bar with "Acción", "De la Forma", "Ayuda", and "Window". Below the menu bar is a toolbar with various icons. The main area is divided into several sections:

- Pozo Superficie:**
 - Pozo : JM 0213
 - Zona de Supervisión : 44 ZONA 1, ANACO
 - Sector de Operación : GC11 SAN JOAQUIN
- Completaciones del Pozo:**
 - Completaciones : 3
 - Sufijo : D
 - TERCERA COMPLETACION DOBLE SARTA
- Historia:**

Fecha	Días		Acumulados del Mes					G
	Activos	LAG	Petróleo Total (Bl)	Petróleo Bruto (Bl)	Petróleo Neto (Bl)	Petróleo Neto (Ton)	Petr. Neto LAG (Bl)	
29/05/2006	6.3	.0	685	685	66	8	0	
30/04/2006	16.6	.0	1,776	1,776	153	19	0	
31/03/2006	20.3	.0	2,640	2,640	273	35	0	
28/02/2006	19.1	.0	2,151	2,151	292	37	0	
31/01/2006	21.6	.0	763	763	130	15	0	

Figura C. 19 Ventana Cierre. Historia mensual de producción por Pozo

5. MBAL

MBAL es un programa de balance de materiales diseñado por la empresa Petroleum Experts, Edimburg Scotland. Este software se fundamenta en el principio de conservación de la masa y de la energía y utiliza como base la ecuación general de balance de materiales, tiene como opciones principales:

- Balance de materiales
- Ajuste de historia de producción e inyección.
- Estimación de reservas.
- Estimación de hidrocarburos originales en sitio.
- Predicciones tipo tanque.
- Análisis de declinación.

MBAL es un simulador 0D (cerodimensional) de balance de materiales que permite realizar el balance de fluidos del yacimiento y fluidos producidos, tomando en cuenta las diferentes fuentes de energía del mismo, tales como la intrusión de agua, desplazamiento por gas en solución y por capa de gas, expansión de las rocas y los fluidos. Este software se fundamenta en el principio de conservación de la masa y de la energía y utiliza como base la ecuación general de balance de materiales. Para realizar los cálculos, el sistema no toma en cuenta la geometría del yacimiento, áreas de drenaje, y posición y orientación de los pozos. Supone que el volumen poroso es constante para todo el yacimiento, toma en cuenta la presencia de una capa original de gas si los datos de la misma se le introducen, establece que el acuífero es homogéneo si existe, además toma la temperatura constante para todo el yacimiento y considera que la distribución de presión y saturación de fluidos es uniforme e instantánea. En la figura C.19 se presenta la página inicial de la herramienta MBAL donde se selecciona la herramienta a utilizar e ingresar los datos.

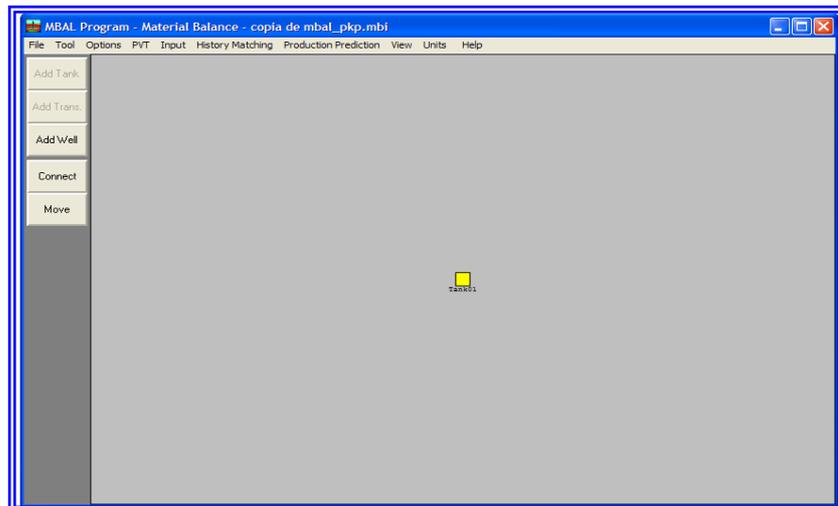


Figura C.19 Página Inicial de la Herramienta MBAL.

Pasos recomendados para realizar el Balance de materiales.

- ♦ Verificar de tener disponible todos los datos y validar los mismos:
 - PVT.
 - Historia de Producción.
 - Historia de presión promedio del yacimiento.
 - Información referente al acuífero y el yacimiento.
 - Permeabilidades Relativas.

- ♦ Encontrar el mejor cotejo usando el programa de regresión no lineal del método analítico.
- ♦ Confirmar la calidad y exactitud del cotejo, usando el método gráfico.
- ♦ Realizar la simulación para probar validez del cotejo.
- ♦ Realizar la predicción de la producción.

Ésta herramienta posee una serie de ventanas donde se cargan los datos para su funcionamiento. Estas son:

(a) Herramientas (Tools)

Con esta opción elegimos el modelo a utilizar en el estudio. Existe cuatro modelos y son mencionados a continuación:

- Balance de Materiales.
- Monte Carlo.
- Análisis de Curva de Declinación.
- Modelo 1D.
- Multi Capas

(b) Menú Opciones(Options)

En el menú opciones se selecciona el tipo de análisis que se desea realizar, bien sea por pozo ó considerando el yacimiento como un tanque, y el tipo de fluido a estudiar (ver Figura C.20).

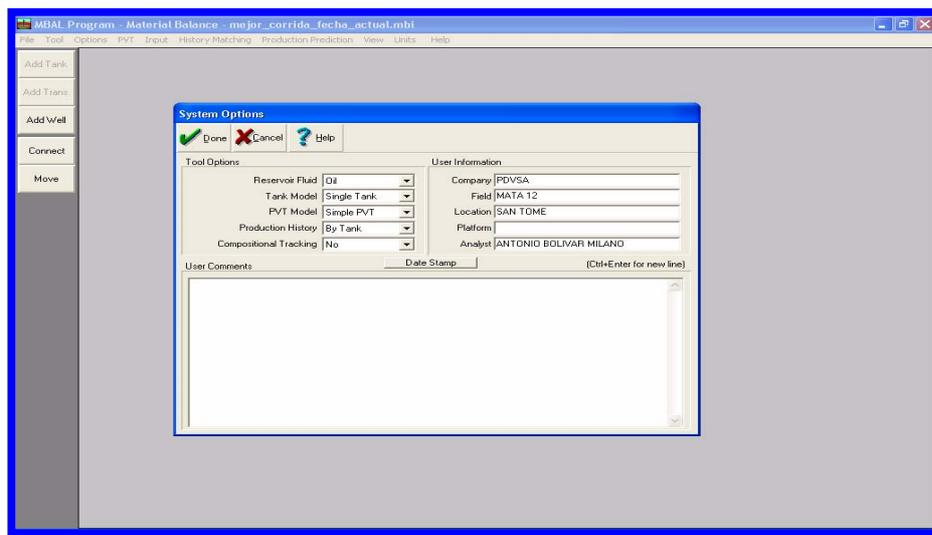


Figura C .20 Ventana de menú de Opciones.

Análisis PVT

Se deben cargar los datos del yacimiento (ver Figura C.21), si se dispone de los mismos, para ello previamente se debe determinar la validez y representatividad del análisis PVT ya que MBAL no valida la prueba, solo se ajusta a la correlación que presente menor desviación a los fluidos de la prueba diferencial, para determinar posteriormente los valores de Presión de Rocío, relación Gas Condensado, Factor Volumétrico y Viscosidad del Gas a diferentes presiones. Ahora bien, si no se dispone de PVT se puede generar un PVT utilizando las correlaciones de la TOTAL o mediante la opción PVT/ fluid properties de MBAL, la cual dispone de una serie de ecuaciones para tal fin. En caso de que sea necesario generar el PVT con una

correlación diferente a la de la aplicación se deben incluir los datos básicos del yacimiento en la opción Tabla, como se muestra en la Figura C.22.

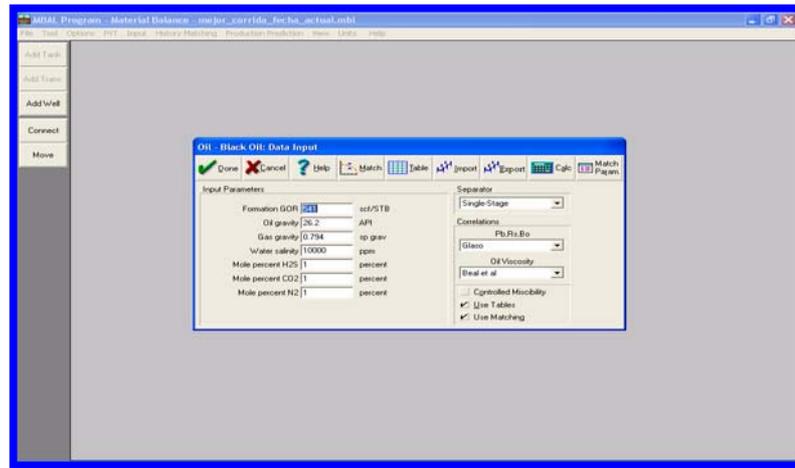


Figura C. 21 Ventana de entrada de datos del PVT.

Oil - Flash PVT Table

Temperature: 275 degrees F
Bubble Point: 2720 psig

	Pressure	Gas Oil Ratio	Oil FVF	Oil Viscosity	Gas FVF	Gas Viscosity	Oil Density
	psig	scf/STB	RB/STB	cp	RB/scf	cp	lb/ft3
1	2720	541	1.29012	0.561938	0.001203	1.203e-5	
2	2620	526	1.28564	0.573029	0.001247	1.247e-5	
3	2520	510	1.28102	0.584645	0.001295	1.295e-5	
4	2420	495	1.27622	0.596817	0.001347	1.347e-5	
5	2320	479	1.27123	0.609576	0.001405	1.405e-5	
6	2220	463	1.26605	0.622957	0.001469	1.469e-5	
7	2120	447	1.26065	0.636998	0.001539	1.539e-5	
8	2020	430	1.25502	0.651738	0.001617	1.617e-5	
9	1920	414	1.24913	0.667223	0.001705	1.705e-5	
10	1820	397	1.24295	0.683503	0.001802	1.802e-5	
11	1720	380	1.23646	0.700631	0.001912	1.912e-5	
12	1620	363	1.22961	0.71867	0.002037	2.037e-5	

Figura C. 22 Tabla de Carga de Datos PVT.

Input

Una vez que se registran los datos de PVT se prosigue a ingresar los datos del yacimiento con la opción Input/ Tank Data (ver Figura C.23), siguiendo la secuencia que se muestra a continuación:

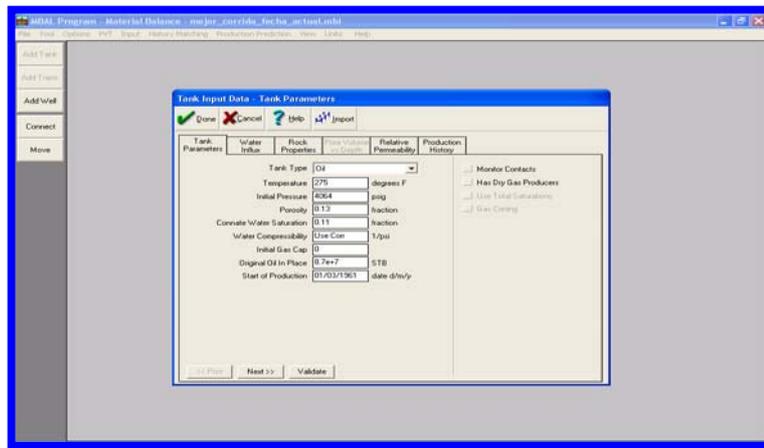


Figura C. 23 Ventanas para cargar los datos del yacimiento.

♦ Parámetros del Yacimiento (Tank Parameters).

En esta sección se introduce las características del yacimiento (ver Figura C.24), tales como:

- Tipo de Yacimiento.
- Temperatura.
- Presión Inicial.
- Porosidad.
- Saturación de agua connata.
- Compresibilidad del agua.
- Tamaño de la capa de gas inicial.
- POES volumétrico y Fecha de inicio de producción

Figura C. 24 Tabla de datos de entrada del tanque.

♦ **Influjo de Agua (Water Influx)**

Aquí se colocan las propiedades del acuífero (ver Figura C.25), en caso de que exista alguno, se debe definir el modelo matemático con el que se desea representar el influjo de agua y el tipo de acuífero, en función a lo anterior cada modelo requiere de ciertos datos en particular los cuales van desde el volumen del acuífero, radio y espesor del yacimiento, permeabilidad del acuífero y el ángulo de entrada del mismo al yacimiento.

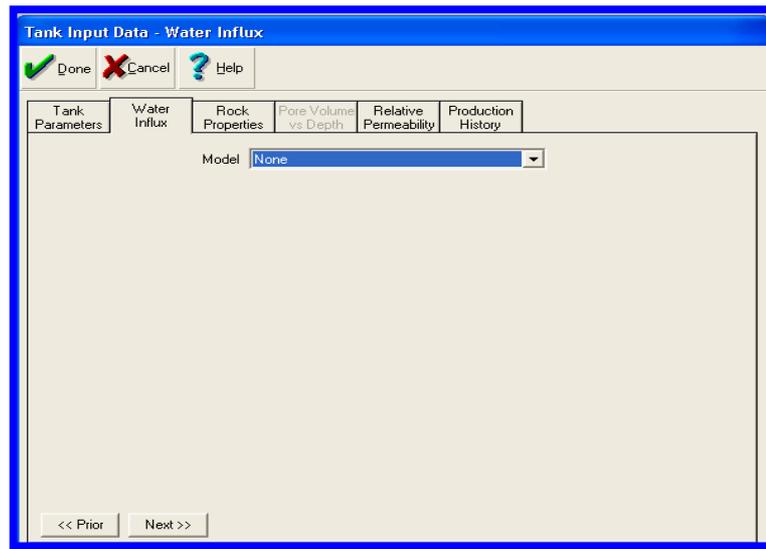


Figura C. 25 Ventana para ingresar los datos del acuífero

♦ **Propiedades de las Rocas (Rock Properties).**

Se introduce la compresibilidad de la roca, si se conoce el valor, de lo contrario esta es estimada directamente por la herramienta por medio de correlaciones internas, las cuales varían en función de la porosidad del yacimiento (ver Figura C.26). Para este caso como la porosidad es menor del 30 %, la ecuación utilizada por el programa fue la siguiente:

$$C_f = 2,6E^{-6} + (0,3 - \phi)^{2,415} * 7,8E^{-5}$$

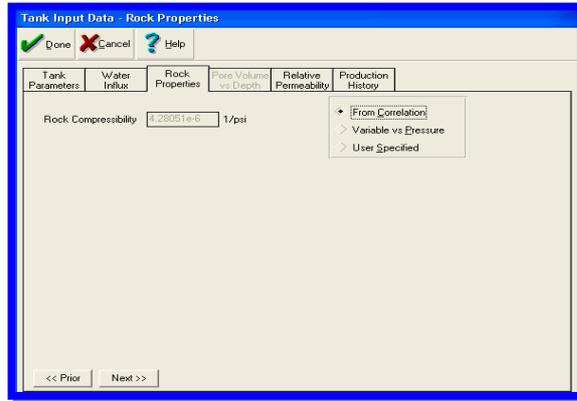


Figura C. 26 Ventana de propiedades de las Rocas.

♦ **Permeabilidad Relativa (Relative Permeability).**

Aquí se introducen las permeabilidades relativas (ver Figura C.27), hay dos maneras de hacerlas; el programa calcula estos parámetros utilizando correlaciones de Corey o se suministran manualmente los valores generados con una correlación adecuada que represente el comportamiento del yacimiento.

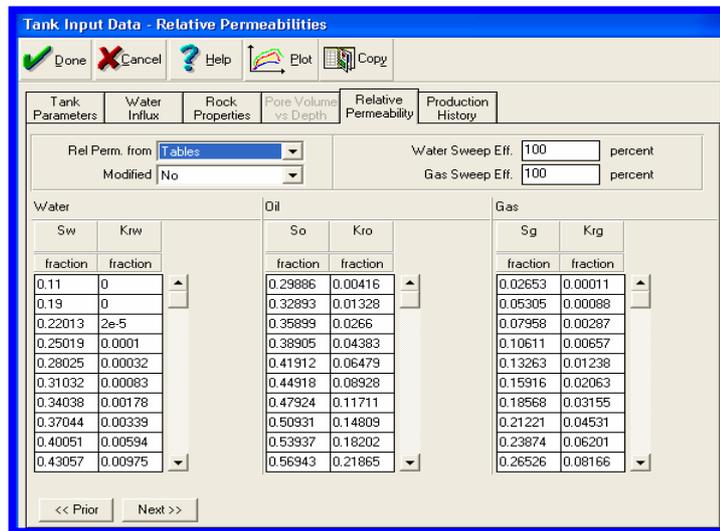


Figura C. 27 Ventana de Permeabilidad Relativa.

♦ **Historia de Producción (Production History).**

Finalmente se cargan los datos del modelo de presión e histórico de producción de cada uno de los fluidos del yacimiento de manera detallada. En la primera columna se introduce la fecha, luego la presión, siguiendo la producción acumulada de petróleo, de gas y agua, finalmente se tienen las columnas de inyección de agua y gas; si no tienen inyección estos espacios se dejan en blanco, como se observa en la Figura C.28.

	Time	Reservoir Pressure	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced	Cum Gas Injected	Cum Wat. Injected
	date d/m/y	psig	STB	Mscf	STB	Mscf	MMSTB
1	01/03/1961	4050	34360	13662	65	0	
2	01/04/1961		50718	21679	1109	0	
3	01/05/1961		75283	45078	3209	0	
4	01/06/1961		131245	67998	5623	0	
5	01/07/1961		196233	96585	7996	0	
6	01/08/1961		259601	123200	9334	0	
7	01/09/1961		318174	146650	9492	0	
8	01/10/1961		380421	172737	9819	0	
9	01/11/1961		437546	202100	10153	0	
10	01/12/1961		510320	232032	10552	0	
11	01/01/1962	3800	557427	253317	10741	0	
12	01/02/1962		611705	274813	10785	0	
13	01/03/1962		681838	299995	10826	0	
14	01/04/1962		746985	324435	10842	0	

Figura C. 28 Ventana para ingresar Data de Producción

Una vez cargada toda la información necesaria se procede a utilizar el menú cotejo histórico (History Matching). Esta sección es de gran importancia ya que en ella se reproduce la historia de presión y producción del yacimiento a la vez que permite validar el Hidrocarburo en Sitio determinado volumétricamente, haciendo uso de los distintos métodos aplicados por el programa. En esta sección se pueden observar los distintos métodos utilizados por el programa:

- **Método Gráfico (*graphical Method*):** en el cual a su vez, es recomendable usar el método de Cambel ya que dependiendo de su comportamiento da una visión mas clara de la existencia o no de energía extra al yacimiento, además de verificar la consistencia o no de la data PVT utilizada, de una manera visual.
- **Método Analítico (*Analytical Method*):** este método se usa en regresiones no lineales para estimar los parámetros desconocidos del acuífero y del yacimiento, planteando la data histórica suministrada. El método analítico permite caracterizar el acuífero asociado al yacimiento a partir de múltiples regresiones realizadas a la historia de presiones modificando los parámetros que caracterizan al acuífero, tales como: relación de radios (r_d), la constante del acuífero (U) y el tiempo adimensional (t_d). Para ello calcula implícitamente a partir de la ecuación de balance de materiales la presión del yacimiento usando los datos de producción, PVT y el valor del POES calculado volumétricamente.

Luego de cumplir con todos los pasos anteriores se procede a ejecutar la corrida de la simulación (History Matchig/ Run Simulation), con el fin de verificar que nuestro modelo simula la historia de presión correctamente; además se pueden observar el comportamiento de muchas otras variables.

Una que se ha verificado que el programa MBAL ha simulado correctamente la historia de producción y presión suministrada se puede decir que el valor de Hidrocarburo Original en Sitio que nos suministra el método Analítico es el más aceptable.

Los resultados son presentados en reportes cuyo formato ya es preestablecido por la aplicación y puede verse tanto en pantalla, impreso en papel o exportado en forma de archivo de texto.

6. ANÁLISIS NODAL

El Análisis Nodal no es mas que un procedimiento para determinar a que tasa de flujo producirá un pozo de gas o petróleo, evaluando el efecto de varios componentes, tales como: Tamaño de reductor, presión de separación, técnicas de completación, diámetro de tubería de producción y línea de flujo. Cada componente es evaluado por separado y luego se combinan para optimizar el sistema manera integral, a fin de obtener la tasa mas apropiada para producir el pozo.

Para realizar este Análisis Nodal se hizo uso de la herramienta PIPESIM 2003. Este es un simulador que trabaja bajo ambiente Windows, para la optimización de sistemas de producción (pozos y redes) desarrollado por la empresa “Baker Jardine Petroleum Engineering & Software”. Este paquete esta conformado por los siguientes módulos:

- Línea de Tubería.
- Ejecución de análisis de pozos.
- Análisis de red.
- Optimización de Producción.
- Planificación de campo.
- Multi-Lateral.

Permite modelar el comportamiento del pozo desde la arena hasta la estación de flujo, siendo posible realizar rápidas comparaciones de diferentes escenarios. Permite la entrada de los datos de forma detallada, siendo posible caracterizar el fluido producido por el yacimiento. Del mismo modo es posible incorporar detalles de la tubería de producción, describiendo la trayectoria de la misma, al igual que para la línea de flujo.

Este programa incorpora a su vez, dos módulos donde se puede modelar el comportamiento del pozo bajo Levantamiento Artificial por Gas u operando bajo Bombeo Electro-Sumergible.

Además permite:

- Modelaje de comportamiento de la curva de afluencia y completación.
- Información de análisis PVT, ajustando las propiedades del mismo a través de correlaciones.
- Calculo de temperatura.
- Correlaciones para modelar el flujo critico y subcritico en reductores.
- Ajuste de los resultados obtenidos mediante correlaciones de flujo, basándose en los datos medidos, como por ejemplo medidas de presiones dinámicas en el pozo.

En las figuras C.29 y C.30, que se muestran a continuación, se pueden observar un diagrama para un pozo productor por flujo natural, y su respectivo análisis Nodal modelado con el programa PIPESIM.

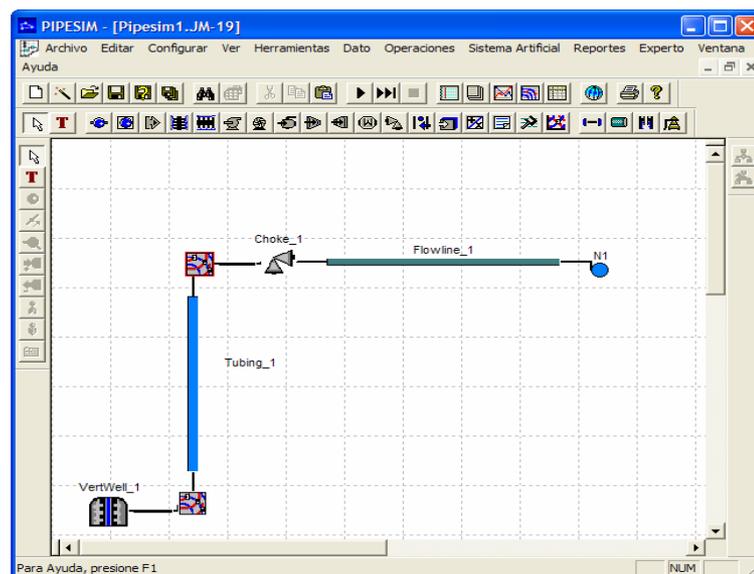


Figura C. 29 Diagrama de un pozo productor por Flujo Natural.

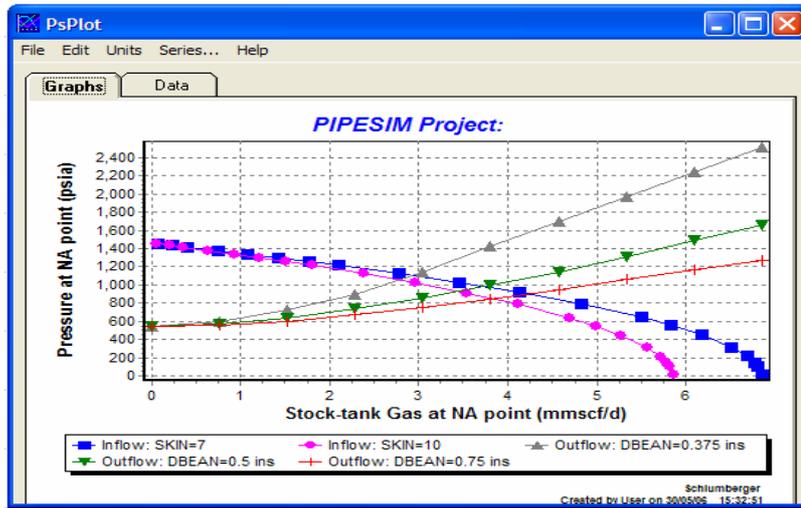


Figura C. 30 Gráfico de Análisis Nodal

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. CIED, “**Programa Técnico Para Gerentes de la Función Producción**”, PDVSA, 1999.
2. CIED. “**Caracterización Física de Yacimientos**”, PDVSA, Febrero, Puerto la Cruz, 1997.
3. CIED. “**Reservas y Comportamiento de Producción de Yacimientos de Gas**”, PDVSA, Puerto la Cruz, 1999.
4. CORPOVEN. “**Evaluación de Pozos**”. Anaco, 1997.
5. CORPOVEN. “**Manual Para el Cálculo de Reservas**”. Anaco, 1989.
6. CRAFT, B. y HAWKINS, M. “**Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos**”. Editorial Tecnos, Madrid, 1968.
7. DIAZ, Carlos. “**Análisis Económico de Proyectos**”. Anaco, 2003.
8. ESSENFELD, M. “**Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos**”, Editorial Foninves, Caracas, 1979.
9. GÓMEZ, V.: “**Análisis Nodal**”. CORPOVEN. Puerto La Cruz. (1989).
10. GONZÁLEZ DE JUANA, C, J. Iturralde de Arozona y X. Picard, “**Geología de Venezuela y de Sus Cuencas Petrolíferas**”. Caracas. Editorial Foninves. 1980.

11. HEDBERG, H. D.; L. C. SASS Y H. J. FUNKHOUSER. (1947). **Oil fields of the greater Oficina área, central Anzoátegui, Venezuela**. Amer. Assoc. Petról. Geol. Bull.
12. MARIN, R “**Generación de un Modelo Estático y Dinámico de la formación San Juan en los Campos San Joaquín- Roble –Guario del Área Mayor de Anaco**”. Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz, Octubre 2000.
13. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. “**Léxico Estratigráfico de Venezuela**”, Caracas, 1997.
14. RAMIREZ, E.: “**Estudios Geográficos del Área de Anaco**”, Corpoven Anaco, (2000).
15. ROJAS, G. “**Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado**”, PDVSA, CIED. Año 1995.
16. PEÑA, M. “**Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar el título de Ingeniero Petróleo: Optimización de los Sistemas de Producción de Gas y Crudo en el Campo la Ceibita Usando Simulación de Redes**”, La Universidad del Zulia, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, Cabimas, Febrero 2002.
17. SUPERINTENDENCIA DE EXPLOTACIÓN DEL DISTRITO ANACO, “**Manual para el Geólogo de Operaciones del Distrito Anaco**”, Corpoven Anaco, (1990).