

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LOS
YACIMIENTOS ADYACENTES AL ÁREA PGP MONAGA CENTRAL
COMO CONTRIBUCIÓN EN LA PROPUESTA DE NUEVOS PROSPECTOS
EXPLORATORIOS”**

REALIZADO POR:

VERONICA DANIELA CEDEÑO ACERO

**Trabajo Especial De Grado Presentado Ante la Universidad
De Oriente Como Requisito Parcial Para Optar Al Título De:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Puerto la Cruz, Julio de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LOS
YACIMIENTOS ADYACENTES AL ÁREA PGP MONAGA CENTRAL
COMO CONTRIBUCIÓN EN LA PROPUESTA DE NUEVOS PROSPECTOS
EXPLORATORIOS”**

REALIZADO POR:

VERONICA DANIELA CEDEÑO ACERO

ASESORES:

ING. RAYDA PATIÑO

Asesor Académico

ING. ANDRES NORIEGA

Asesor Industrial

Puerto la Cruz, Julio de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LOS
YACIMIENTOS ADYACENTES AL ÁREA PGP MONAGA CENTRAL
COMO CONTRIBUCIÓN EN LA PROPUESTA DE NUEVOS PROSPECTOS
EXPLORATORIOS”**

VEREDICTO

APROBADO

ING. RAYDA PATIÑO

Asesor Académico

ING. JOSÉ RODRIGUEZ

Jurado Principal

ING. TANIA GONZÁLEZ

Jurado Principal

Puerto la Cruz, Julio de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, el cual lo notificará al Consejo Universitario.”

DEDICATORIA

A mi Dios, por darme fuerzas, salud, esperanzas y ganas de seguir adelante.

A mis Padres **GLADYS ELENA** y **PEDRO MANUEL**, a mis hermanos **JANETT, PEDRO LEÓN Y PEDRO DANIEL** por su ejemplo de dedicación, lucha, constancia y perseverancia, son mi influencia en todos los resultados de mi vida, el pilar fundamental de ejemplo a seguir.

A todas aquellas personas quienes con su amor y estímulo constante contribuyeron a mi mayor fortaleza para llegar a culminar mi carrera.

A todos Eterna Gratitud. Con todo cariño se las dedico.

Gracias a todos ustedes se les quiere.

AGRADECIMIENTOS

A **DIOS** por haberme dado la oportunidad de existir y darme fuerzas para seguir adelante con mis metas, por iluminarme cada día de mi vida, ayudarme en todas mis necesidades y permitirme darle este regalo a mi familia, gracias por estar en esos momentos difíciles y llenarme de esperanza para continuar creciendo como persona.

A mis Padres **GLADYS ELENA** y **PEDRO MANUEL** quienes me dieron la vida, y han estado conmigo en todo momento dándome su amor, apoyo, fortaleza, constancia y sobre todo por la paciencia que me tuvieron para cumplir esta meta. “MAMÁ, PAPÁ LO LOGRE GRACIAS A USTEDES”.

A mis HERMANOS, **Janett, Pedro León y Pedro Daniel**, gracias por estar siempre a mi lado y creer en mí en todo momento, espero que este título sea de inspiración para que realicen sus sueños, los amo por ser los mejores hermanos del mundo.

A mis hermanos de vida **Alexander García, Christians Parodis, Juan Pablo Barrera, Derval Marcano, Miliangel López, Mercedes Díaz, María Fernanda Mago, Anthony Cova, José Manuel González y José Félix Marval** por los grandes momentos que hemos compartido juntos, con risas, tristezas, estudios, éxitos, triunfos, por el apoyo unos a otros, y que perdure esta hermosa amistad y afecto sincero, los adoro por ser los mejores amigos, nada se compara a ustedes.

A mis AMIGOS y COLEGAS **Jackeline “Negra”, Luis José, Jesús “Mi negro”, Jairo, Manuel, Isabel, Andrea “Turca”, Orlando, Celia y Enrique**, por haberse convertido en apoyo durante mi carrera y haber permitido tener la dicha de

compartir con ustedes: el mejor grupo de estudio de la universidad; por siempre estaré para ustedes, los quiero mucho.

A toda mis tías, tíos, primas y primos, en especial a mi prima **Yelibeth** por todo su cariño y apoyo cuando más lo necesite, gracias por todo prima, te quiero.

A mi asesor industrial **Ing. Andrés Noriega**, gracias “Buen mozo” por ofrecerme su amistad, apoyo, colaboración, paciencia y por compartir sus conocimientos y experiencias profesionales para alcanzar este objetivo, sin sus buenos consejos este trabajo no hubiese obtenido el mismo éxito.

A mi asesor académico **Ing. Rayda Patiño**, por aceptar ayudarme y facilitarme todo su valioso conocimiento y tiempo para llevar a cabo un buen trabajo.

A Petróleos de Venezuela S.A., especialmente al equipo de **PGP MONAGAS CENTRAL**: Sr. Emiliano Millán, Lidia López, Peyvi Holod, Yenismer Tiapa, Yuliana Hurtado, José Córdova, Jonathan Allad, Rigoberto Lara, Rafael Urbina, Iliana Rojas y William Bellorin por su colaboración y apoyo en el desarrollo de este trabajo, por darme la oportunidad de formar parte de su equipo y realizar mi último y más importante requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleo.

Ni de hablar de todas las personas que me apoyaron en mis pasantías, en especial la Sra. Xiomara y el Sr. Víctor gracias por ese voto de confianza siempre estaré agradecida por la oportunidad brindada.

A mis demás familiares, amigos, seres queridos y todos quienes me ayudaron y en algún momento mostraron preocupación e hicieron posible este triunfo, muchas gracias.

Verónica Daniela Cedeño Acero

RESUMEN

El presentar cifras de volúmenes esperados las Arenas Prospectivas, representa la manera más clara para estimar su potencial. En el área exploratoria de Monagas Central, ubicada a unos 50 kilómetros al Noroeste de la Ciudad de Maturín del estado Monagas, la interpretación geofísica visualizó cierres estructurales asociados a posibles volúmenes de hidrocarburos en sitio, siendo necesario el cálculo de expectativas de reservas para contribuir en la definición de prospectos.

Este trabajo se apoyó en el análisis del comportamiento dinámico de campos adyacentes al área exploratoria, para realizar representaciones administrativas de los posibles volúmenes de hidrocarburos recuperables. A partir de datos de producción, además de perfiles de producción, que se integraron con la evaluación petrofísica del área. La aplicación de un método probabilístico Montecarlo generó curvas expectativas de los volúmenes esperados en los prospectos.

El resultado de este estudio arrojaron volúmenes de hidrocarburo de 6,25 MMBN de Crudo volátil para la Arena Prospectiva A, así como volúmenes de hidrocarburo de Gas Condensado para una Arena Prospectiva B, con estimados promedios de 13,718 MMMPCN de Gas y 2,94 MMBN de Condensado.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN	viii
CONTENIDO	ix
LISTA DE FIGURAS	xv
LISTA DE TABLAS	xviii
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	19
1.1. Planteamiento del Problema.....	20
1.2. Objetivos de la Investigación	21
1.2.1. Objetivo general	21
1.2.2. Objetivos específicos.....	21
1.3. Alcance.....	22
1.4. Justificación.....	23
1.5. Limitaciones	24
CAPITULO II. MARCO TEÓRICO	25
2.1. Área Exploratoria Monagas Central.....	25
2.2.1. Ubicación Geográfica.....	25
2.1.2. Marco estratigráfico.....	26
2.2. Sistema petrolero.....	29
2.2.1. Roca madre.....	29
2.2.2. Rocas sello.....	29
2.2.3. Roca reservorio.....	30
2.2.4 Trampa.....	31
2.2.5. Sincronización	31
2.2.6. Retención.....	31

2.2.7. Generación, migración y expulsión.....	32
2.3. Prospectos visualizados en el área	32
2.4. Bases Teóricas.....	34
2.4.1. Geología del Yacimiento.....	34
2.4.1.1. Interpretación de Perfiles.....	35
2.4.1.2. Análisis Petrofísico.....	35
2.4.1.2.1. Interpretación Petrofísica Cuantitativa	36
2.4.1.2.2. Interpretación Petrofísica Cualitativa	36
2.4.2. Ingeniería de Yacimiento	36
2.4.2.1. Proceso de Ingeniería de Yacimientos.....	37
2.4.2.2. Estudio Geológico y Energético de Yacimientos	38
2.4.2.3. Caracterización de Yacimientos	39
2.4.2.3.1. Diagnostico	40
2.4.2.3.2. Modelo Estático	41
2.4.2.3.3. Modelo Estructural	41
2.4.2.3.4. Modelo Estratigráfico	41
2.4.2.3.5. Modelo Sedimentológico.....	42
2.4.2.3.6. Modelo Petrofísico.....	42
2.4.2.3.7. Modelo Dinámico	43
2.4.2.4. Tipos de Yacimientos	44
2.4.2.4.1. Clasificación en Base a la Configuración Geológica.....	44
2.4.2.4.2. Clasificación Termodinámica (Según el Diagrama de Fases).....	46
2.4.2.4.3. Clasificación según el Estado de sus Fluidos	48
2.4.2.4.4. Clasificación de acuerdo al tipo de empuje	49
2.4.2.5. Comportamiento del Yacimiento.....	50
2.4.2.6. Fuerzas Activas del Yacimiento	51
2.4.3. Clasificación de los crudos.....	52
2.4.3.1. Crudos Livianos.....	52
2.4.3.2. Crudos Medianos.....	52

2.4.3.3. Crudos Pesados.....	52
2.4.3.4. Crudos Extrapesados	52
2.4.4. Presión de yacimiento o presión estática de fondo.....	52
2.4.4.1. Presiones Estáticas Al Datum.....	53
2.4.4.2. Gradiente De Presión.....	54
2.4.5. Análisis PVT	55
2.4.5.1. Información Obtenible De Las Pruebas PVT	56
2.4.5.2. Validación De Las Pruebas PVT para gas condensado	56
2.4.5.2.1. Representatividad De Las Muestras	57
2.4.5.2.2. Consistencia De Los Resultados para Gas Condensado.....	58
2.4.5.3. Yacimientos de Petróleo Negro.....	66
2.4.5.3.1. Muestreo y validación PVT de crudo negro	66
2.4.6. Declinación de Producción.....	72
2.4.6.1. Método de Curvas de Declinación de Producción.....	72
2.4.6.2. Curvas de Declinación de Producción.....	72
2.4.7. Reservas.....	73
2.4.7.1. Reservas Remanentes	73
2.4.7.2. Clasificación De Las Reservas	74
2.4.7.2.1. Reservas Probadas	74
2.4.7.2.2 Reservas Probables	75
2.4.7.2.3 Reservas Posibles.....	76
2.4.8. Métodos para el Cálculo de Reservas.....	78
2.4.8.1. Método Volumétrico.....	78
2.4.8.2. Método de Balance de Materiales	80
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO	81
3.1. Revisión Bibliográfica.....	82
3.2. Recopilación de la Información	82
3.3. Elaboración de Base de Datos y Yacimiento/Producción.....	83
3.4. Interpretación del Comportamiento de Producción de los Yacimientos.....	85

3.5. Modelo Estático.....	86
3.5.1. Evaluación de la Petrofísica previa	86
3.5.2 Determinación del área y volumen del yacimiento	86
3.6. Validación de Estudios PVT Disponibles	87
3.6.1. Representatividad de las muestras de los pozos	88
3.6.2. Consistencia de las muestras de los pozos	88
3.6.3. Generación de PVT sintético para la “Arena prospectiva A”	90
3.6.3.1. Presión	91
3.6.3.2. Temperatura del yacimiento	92
3.6.3.3. Gravedad API del fluido de Yacimiento	93
3.6.3.4. Solubilidad inicial del Gas.....	94
3.6.3.5 Gravedad específica del gas (γ_g).....	94
3.6.3.6. Presión de burbuja	95
3.6.3.7. Relación gas petróleo en solución	95
3.6.3.8. Comprensibilidad del petróleo.....	97
3.6.3.9. Factor Volumétrico del petróleo.....	98
3.6.4. Generación de PVT sintético para la “Arena prospectiva B”	99
3.6.4.1. Presión	99
3.6.4.2. Temperatura del yacimiento	99
3.6.4.3. Gravedad API	99
3.6.4.4. Peso molecular del gas y condensado.....	100
3.6.4.5. Factor de comprensibilidad del gas condensado	101
3.6.4.6. Factor volumétrico del gas condensado.....	104
3.7. Cálculo de Fluidos Originales aplicando el Método Volumétrico	105
3.8. Estimación de Volúmenes de Hidrocarburos de los Yacimientos en estudio por el Método Probabilístico Montecarlo.....	106
3.9. Descripción de las Herramientas Utilizadas.....	107
3.9.1. SIMDE (Carpeta de Pozos)	107

3.9.2. OIL FIELD MANAGER (O.F.M).....	109
3.9.2.1. Ejecución del Programa.....	111
3.9.3. Software MicroStation	115
3.9.4. SIGEMAP.....	116
3.9.5. Método Probabilístico Montecarlo Volumétrico.....	118
3.9.5.1. Técnica MonteCarlo	120
CAPÍTULO IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	123
4.1. Comportamiento de Producción del Yacimiento	123
4.2. Evaluación Petrofísica Previa.....	129
4.3. Determinación del área y volumen del yacimiento.....	131
4.4. Validación PVT.....	132
4.4.1. Muestra Proveniente del Pozo AGN-1	132
4.4.1.1. Representatividad de la muestra	132
4.4.1.2. Consistencia de la muestra	133
4.4.1.2.1. Recombinación Matemática	133
4.4.1.2.3. Criterio de Hoffman- Separador.....	135
4.5. Generación De PVT Sintético Para La “Arena Prospectiva A”.....	136
4.5.1. Gravedad API del yacimiento	136
4.5.2. Presión inicial	137
4.5.3. Temperatura del yacimiento	138
4.5.4. Solubilidad inicial del Gas.....	139
4.5.5. Gravedad específica del Gas	141
4.5.6. Presión de burbuja.....	141
4.5.7. Relación gas petróleo en solución.....	141
4.5.8. Comprensibilidad del petróleo	142
4.5.9. Factor volumétrico del petróleo.....	143
4.6. Generación de PVT Sintético para la “Arena Prospectiva B”	144
4.6.1. Presión inicial	144
4.6.2. Temperatura del yacimiento	145

4.7. Cálculo de Fluidos Originales aplicando el Método Volumétrico	147
4.8. Estimación de Volúmenes de Hidrocarburos de los Yacimientos en Estudio por el Método Probabilístico Montecarlo.....	148
CONCLUSIONES	155
RECOMENDACIONES.....	158
BIBLIOGRAFÍA CITADA	159
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	162

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Mapa de Ubicación Área de Estudio ^[4]	25
Figura 2.2. Mapa de Ubicación Geológica del Área de Estudio del Proyecto PGP Monagas Central, mostrando los principales Rasgos Estructurales ^[4]	26
Figura 2.3. Línea sísmica interpretada (Tomado de DiCroce, 1989) ^[4]	27
Figura 2.4. Cuadro cronoestratigráfico de la Cuenca Oriental de Venezuela, mostrando la equivalencia entre las megasecuencias definidas por DiCroce (1.996) y las secuencias definidas por VIPA (2000) ^[4]	27
Figura 2.5. Cuadro de correlación crono-estratigráfico mostrando las secuencias de segundo y tercer orden identificadas en el área Tácata-Tacat, con sus respectivos espesores, litología y paleobatimetría, así como, los elementos del sistema petrolífero y los principales eventos geológicos ^[4]	28
Figura 2.6. Mapa de distribución de Zonas prospectivas Línea 322, cubo Onado- La Florida).....	31
Figura 2.7. Mapa isopaco-estructural del Yacimiento F6,7 Inferior O-2, perteneciente al Campo Aguasay Norte.....	33
Figura 2.8. Mapa isopaco-estructural del Yacimiento F6, 7 Superior A-1, perteneciente al campo Aguasay Norte.....	34
Figura 2.9. Objetivos de la ingeniería de Yacimientos	38
Figura 2.10. Flujograma de la caracterización de Yacimiento.....	40
Figura 2.11. Trampa Estructural	45
Figura 2.12. Trampa Estratigráfica	45
Figura 2.13. Trampa Combinada	46
Figura 2.14. Diagrama de fases para diferentes tipos de Yacimientos	48
Figura 2.15. Historia de presión - producción para Yacimientos bajo diferentes mecanismos de producción	50

Figura 2.16 Conceptualización de la prueba CVD entre las presiones P_{k-1} y P_k ($P_{k-1} > P_k$) ^[10]	25
Figura. 3.1 Flujograma de trabajo.....	81
Figura 3.2. Factores de compresibilidad del gas natural ^[10]	103
Figura 3.3. Ventana de la Aplicación SIMDE	108
Figura 3.4. Ventana de Acceso al Campo en Estudio.....	108
Figura 3.5. Ventana donde se Muestra el Documento a Consultar.....	109
Figura 3.6. Ventana Principal de la Aplicación OFM.....	110
Figura 3.7. Mapa del Proyecto AMO 2005.....	111
Figura 3.8. Ventana de Selección del Yacimiento	112
Figura 3.9. Icono de la Opción Grafico de Mapas	112
Figura 3.10. Icono de la Opción Reporte	113
Figura 3.11. Venta de Reportes de Producción.....	113
Figura 3.12. Icono de la Opción de Graficar.....	114
Figura 3.13. Ventana para Generar las Gráficas	114
Figura 3.14. Gráficos del Comportamiento de Producción del Yac F6/7I O-2	115
Figura 3.15. Ventana de Sigemap	1
Figura 3.16. Mapa isópaco-estructural, Yacimientos F6,7 Superior O-2 y F6,7 Superior A-1	117
Figura 3.17. Representación Gráfica De Lo Diferentes Tipos De Distribuciones Probabilísticas	118
Figura 3.18. Definición General De Las Distribuciones Estadísticas.....	119
Figura 3.19. Análisis de datos.....	121
Figura 3.20. Generación de números aleatorios.....	121
Figura 3.21. Valores pseudo-aleatorios provenientes de distribuciones continuas...	122
Figura 4.1. Mapa de Producciones Acumuladas de Petróleo en el Campo Aguasay Norte.....	124
Figura 4.2. Mapa de Producciones Acumuladas de Gas en el Campo Aguasay Norte.....	124

Figura 4.3. Mapa de Producciones Acumuladas de Agua en el Campo Aguasay Norte.....	125
Figura 4.4 Producciones Acumuladas del Campo Aguasay Norte por Yacimientos	126
Figura 4.5. Tasas reales del Yacimiento F6/7 I O-2	128
Figura 4.6. Tasas reales del Yacimiento F6/7 S A-1	129
Figura 4.7. Mapa isopaco-estructural de la Arena Prospectiva A.....	131
Figura 4.8. Mapa isopaco-estructural de la Arena Prospectiva B.....	132
Figura 4.9. Criterio de Hoffman en el Separador.....	135
Figura 4.10. °API vs. Tiempo	137
Figura 4.11. Gradiente de presión estimado para la Arena Prospectiva A	138
Figura 4.12. Gradiente de Temperatura estimado para la Arena Prospectiva A.....	139
Figura 4.13 Relación gas petróleo vs Tiempo.....	140
Figura 4.14. Comportamiento de RGP mensual vs producción acumulada de petróleo.....	140
Figura 4.15. Relación gas petróleo en solución estimada para la Arena prospectiva A.....	142
Figura 4.16 Comprensibilidad del Petróleo estimada para la “Arena prospectiva A”	142
Figura 4.17. Factor volumetrico del petroleo estimado para “Arena prospectiva A”	143
Figura 4.18 Gradiente de presión estimado para la Arena Prospectiva B.....	145
Figura 4.19 Gradiente de temperatura estimado para la Arena Prospectiva B	146
Figura 4.20. Histograma de densidad y curva de probabilidad acumulada para POES estimado a la “Arena Prospectiva A”	150
Figura 4.21 Histograma de densidad y curva de probabilidad acumulada para GCOES estimado a la “Arena Prospectiva B”	152
Figura 4.22. Histograma de densidad y curva de probabilidad acumulada para GOES estimado a la “Arena Prospectiva B”	153
Figura 4.23. Histograma de densidad y curva de probabilidad acumulada para COES estimado a la “Arena Prospectiva B”	154

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1. Información de la base de datos Yacimientos/producción del PGP Monagas Central	84
Tabla 3.2. Pruebas BHP-BHT- Estáticos a nivel de las Arenas prospectivas.....	91
Tabla 3.3. Pruebas de Producción inicial de Pozos a nivel de las Arenas Prospectivas.....	93
Tabla 3.4. Rango de datos utilizados en la correlación TOTAL para determinar gravedad específica del gas ^[20]	94
Tabla 3.5. Constantes utilizadas en las correlaciones de la TOTAL ^[19]	96
Tabla 3.6. Rango de datos utilizados en la correlación de Vásquez y Beggs. ^[20]	97
Tabla 4.1. Propiedades petrofísicas por pozo.....	130
Tabla 4.2. Valores petrofísicos promedios.....	130
Tabla 4.3. Recombinación matemática, porcentaje de error.....	133
Tabla 4.4 Resultados de la Prueba de Balance Molar.....	134
Tabla 4.5. Propiedades estimadas para la “Arena Prospectiva B”	146
Tabla 4.6. Resultados del método volumétrico.....	148
Tabla 4.7. Parámetros de entrada para estimar POES de la “Arena Prospectiva A”	149
Tabla 4.8. Parámetros de entrada para estimar GCOES de la “Arena Prospectiva B”	151

CAPÍTULO I.

INTRODUCCIÓN

La exploración es un estudio integrado de múltiples disciplinas enfocado en la búsqueda de reservas de hidrocarburos en áreas poco conocidas que sustenten el negocio petrolero, siendo necesaria la perforación de un pozo para reducir incertidumbres referentes a las interpretaciones realizadas y la única manera de conocer la verdadera existencia de hidrocarburos.

La perforación de un pozo no es aleatoria, se inicia con una metodología adecuada usando información existente en una determinada área, hasta llegar a la visualización de trampas estructurales o estratigráficas que presenten posible acumulación de hidrocarburos, es decir, se va de lo general a lo específico, comenzando por un estudio regional del área, hasta llegar a la definición de un prospecto exploratorio.

Las propiedades de la roca, porosidad y permeabilidad, las cuales presentan variaciones significantes por la heterogeneidad de un yacimiento, sumadas a las propiedades de los fluidos, determinadas a través de pruebas PVT, son parámetros de importancia que se debe integrar con la información geológica, geofísica, petrofísica y geoquímica, para generar estimados de volúmenes posibles de hidrocarburos recuperables en superficie, asociados a la visualización de prospecto, conocidos como expectativas de reservas.

Para un área exploratoria, es posible predecir estimados de las propiedades de la roca y los fluidos que puedan estar presentes en un prospecto a través de la similitud que pueda existir con los campos vecinos.

Este trabajo integra estudios de yacimientos a un proyecto generador de prospectos exploratorios. Por medio de un análisis del comportamiento dinámico de los yacimientos cercanos al área exploratoria, llamada PGP Monagas Central, así como también se estimaran las condiciones iniciales de las propiedades de la roca y de los posibles fluidos existentes, así como el comportamiento de la producción de prospectos visualizados en el área, y que nos ayuden a obtener volúmenes probables de hidrocarburos recuperables que ellos pueden contener.

La estructura de este trabajo especial de grado (TEG) consta de cuatro (4) capítulos. El primero, muestra la información necesaria para entender el problema y los objetivos de trabajo. El segundo contiene las bases teóricas que soportan el estudio con la descripción del área exploratoria PGP Monagas Central y de campos adyacentes utilizados para el análisis del comportamiento dinámico. La metodología y herramientas utilizadas en el desarrollo de la investigación es descrita en el tercer capítulo y en el último se discuten los resultados obtenidos.

Este trabajo, enmarcado dentro de un estudio multidisciplinario, a partir de un análisis del comportamiento dinámico de campos vecinos, estimará propiedades de los fluidos, que se integren con las propiedades petrofísicas para estimar volúmenes en sitio, que permitan contribuir en la definición de los prospectos exploratorios.

1.1. Planteamiento del Problema

Petróleos de Venezuela (PDVSA), a través de la Gerencia de Exploración, día tras día está en la búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos, focalizando su esfuerzo en la valoración de crudos extrapesados y en el desarrollo agresivo del gas, por medio de la exploración en áreas cercanas a desarrollos actuales y nuevas áreas incluyendo costa afuera, que permitan satisfacer gran parte de la demanda en el consumo de energía que se ha incrementado notablemente en las últimas décadas.

En virtud de lo antes expuesto, dentro del proceso exploratorio, inicialmente es esencial predecir los recursos de hidrocarburos dentro de un área de exploratoria, a través de estudios integrados, que generen una estimación representativa de los volúmenes de hidrocarburos recuperables por descubrir, con un grado de incertidumbre de pendiente de la madurez de la información en el área. De esta manera es posible elegir estrategias que generen el máximo rendimiento económico para proponer la perforación de un pozo.

El Proyecto Generador de Prospecto (PGP) Monagas Central, está en la búsqueda de las oportunidades presentes en un área exploratoria, con el fin de estimar reservas de hidrocarburos recuperables. Estas oportunidades son evaluadas a través del riesgo geológico presente en el área, tomando en cuenta la información básica necesaria de los elementos que componen el sistema petrolero y de los procesos implicados en la generación, expulsión, migración y acumulación de hidrocarburos.^[1]

1.2. Objetivos de la Investigación

1.2.1. Objetivo general

Evaluar el comportamiento dinámico de los yacimientos adyacentes al área de PGP Monagas Central como contribución en la propuesta de nuevos prospectos exploratorios.

1.2.2. Objetivos específicos

1. Recopilar la información del modelo estático de los yacimientos en estudio.
2. Interpretar la información de producción de los yacimientos en estudio.

3. Chequear los estudios de PVT disponibles.
4. Determinar volúmenes de hidrocarburos de los yacimientos en estudio, por medio del “Método Volumétrico”.
5. Estimar volúmenes de hidrocarburos de los yacimientos en estudio, por medio del “Método probabilístico Montecarlo”.

1.3. Alcance

Evaluar el comportamiento dinámico de los yacimientos adyacentes al área exploratoria de Monagas Central y de esta manera integrarlo con las demás disciplinas para contribuir en la definición y propuesta de prospectos a nivel de las edades Cretácico-Plio-Pleistoceno.

Se dispuso de información de los campos: Aguasay Norte, Tácata, Pato Este, Santa Bárbara, Las Piedritas, El Carito, Onado y otros Campos vecinos, y de pozos que penetraron la edad correspondiente el Cretácico que están en el área de influencia del proyecto, con la cual se estimaron comportamientos de producción, así como, las propiedades de las rocas y los fluidos. Posteriormente se aplicó analogía para la estimación de propiedades en los prospectos, suponiendo adicionalmente, que los posibles fluidos existentes presentan el mismo comportamiento y tendencia regional.

Este trabajo especial de grado abarcará exclusivamente los análisis relativos al cálculo de posibles volúmenes de hidrocarburos presentes en los prospectos a estudiar. La definición final de los mismos estará determinada por la integración posterior de los análisis estructurales, sedimentológicos, petrofísicos, sísmico-estratigráficos y geoquímica que se realicen para definir claramente el sistema petrolero de estudio. ^[1]

1.4. Justificación

Uno de los Proyectos más reciente, denominado Proyecto Regional Oriente se trabajaron los modelos geológicos sin documentar, ni detallar por cese parcial de actividades exploratorias, debido a que el personal dispuesto para llevar a cabo este proyecto fue reasignado a otros que tenían mayor prioridad en esos momentos. En el área de estudio, cubierta por el Regional Oriente se visualizaron cuatro Play que revisten gran importancia en el área del campo Onado, los cuales están representados por altos estructurales formados por fallas normales de vergencia contrarias que generan estructuras horst. ^[1]

El estilo estructural es muy parecido al del área del Campo Pato, con la diferencia que presenta fallas con planos lístricos y pliegues forzados. ^[1]

Hasta el momento del cese de las actividades del Proyecto Regional Oriente, en el área de Onado se habían identificados cuatro play interesantes, que deben ser estudiados en mayor detalle y conocer si estas oportunidades exploratorias de son de interés comercial. ^[1]

El reservorio como elemento del sistema petrolífero debe ser estudiado cuidadosamente para definir la geometría y calidad de los cuerpos sedimentarios. Este riesgo puede ser minimizado teniendo como base para las oportunidades exploratorias al menos un modelo de tercer orden estratigráfico que asegure un mejor cálculo de expectativas. ^[1]

En este sentido se planteó la necesidad de elaborar un estudio que contribuya a determinar el comportamiento dinámico de los yacimientos adyacentes y análogos al área, empleando parámetros necesarios para la estimación de posibles volúmenes de hidrocarburos recuperables en los prospectos visualizados. ^[1]

1.5. Limitaciones

Al tratarse de un área exploratoria, las propiedades de la roca y los posibles fluidos presentes, solo pueden ser estimadas a partir de campos vecinos. Esta situación derivó en el alto grado de incertidumbre presente en el cálculo de volúmenes de hidrocarburo.^[1]

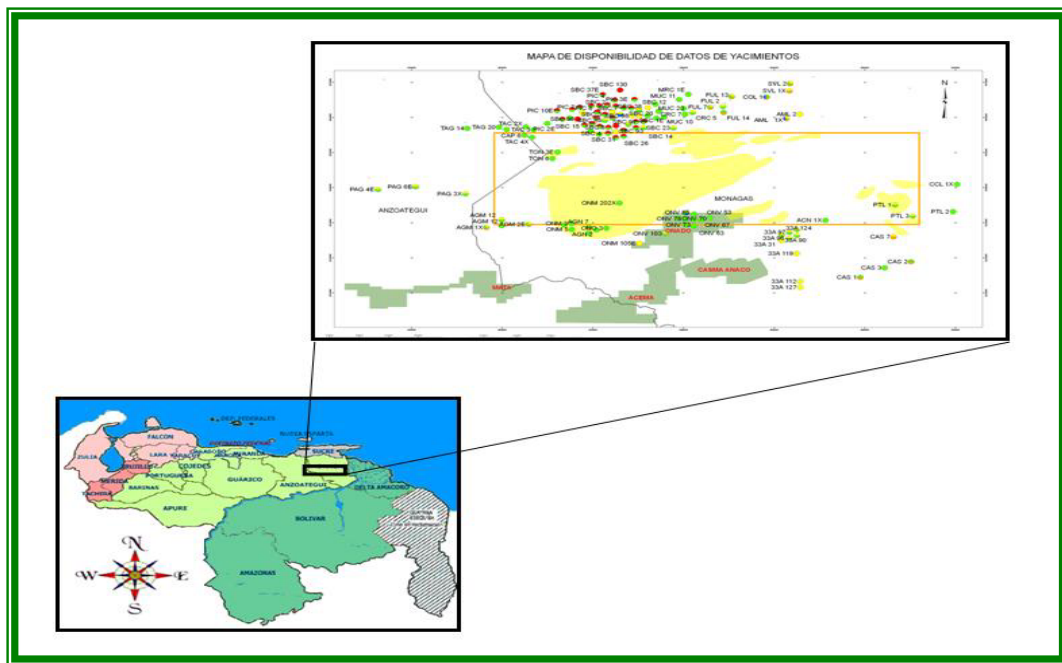
Por otro lado los yacimientos adyacentes al área exploratoria de Monagas Central son operados por empresas mixtas, donde la participación de PDVSA es parcial y el manejo de información no está en su total dominio, razón por la cual en la base de recursos de la Gerencia de Exploración en donde se realizó el trabajo, la información es limitada.^[1]

CAPITULO II. MARCO TEÓRICO

2.1. Área Exploratoria Monagas Central

2.2.1. Ubicación Geográfica

Geográficamente el área está ubicada a unos 50 kilómetros al Noroeste de la Ciudad de Maturín del estado Monagas y se encuentra cercana a los campos Tácata, Tacat, Pato, Santa Bárbara, Onado y otros Campos vecinos. Abarca una extensión aproximada de 2.450 Km² y un área de 2500 Km² para interpretar de levantamiento sísmico 3D (Merge – Piedritas) hecho en la zona como lo muestra la **Figura 2.1**.



Geológicamente el área se encuentra en la parte Nor-Central de la Cuenca Oriental de Venezuela, dentro de los predios de la Subcuenca de Maturín, muy próxima al Frente de Deformación y a la depresión al Sur (Zona de Extensión) como lo muestra la **Figura 2.2**

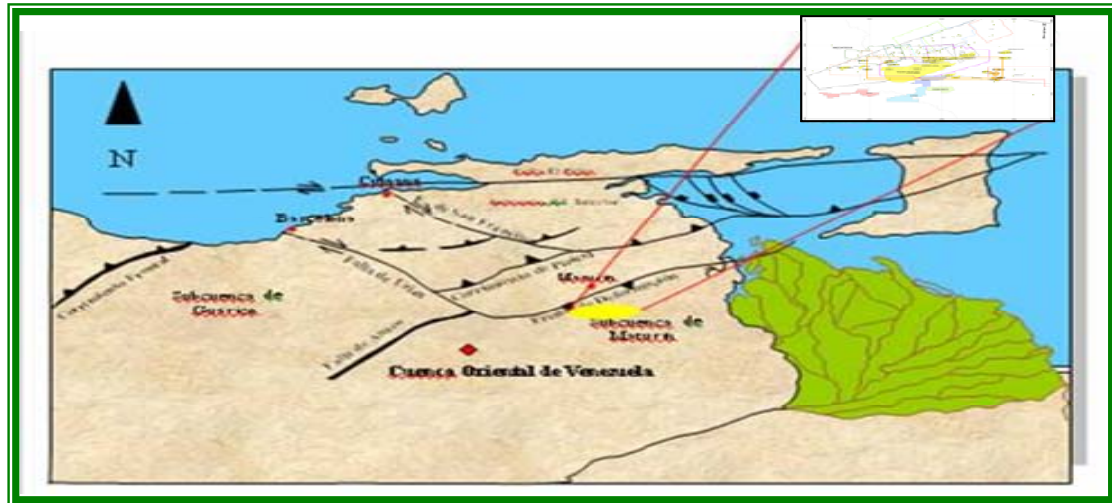


Figura 2.2. Mapa de Ubicación Geológica del Área de Estudio del Proyecto PGP Monagas Central, mostrando los principales Rasgos Estructurales ^[4]

2.1.2. Marco estratigráfico

La estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela está representada por cuatro (4) megasecuencias tectono-estratigráficas mayores, conocidas como: 1) megasecuencia de *rift*, 2) megasecuencia de margen pasivo, 3) megasecuencia de antifosa (*foredeep*) y 4) megasecuencia de *post-foredeep*. Estas megasecuencias se encuentran separadas por cuatro (4) discordancias de primer orden, las cuales han sido identificadas a partir de la información sísmica y los datos de pozos (Figuras 2.3 y 2.4), y se distinguen como: la discordancia en el tope del basamento, que es la base de la megasecuencia de *rift*; la discordancia de la rotura continental (*breakup unconformity*), que es la base de la megasecuencia del margen pasivo; la discordancia basal de la antifosa (*basal foredeep unconformity*), que representa el inicio de la

sedimentación asociada al margen activo; y la discordancia en la base de la secuencia continental, que sella la deformación de los sedimentos más antiguos. ^[1]

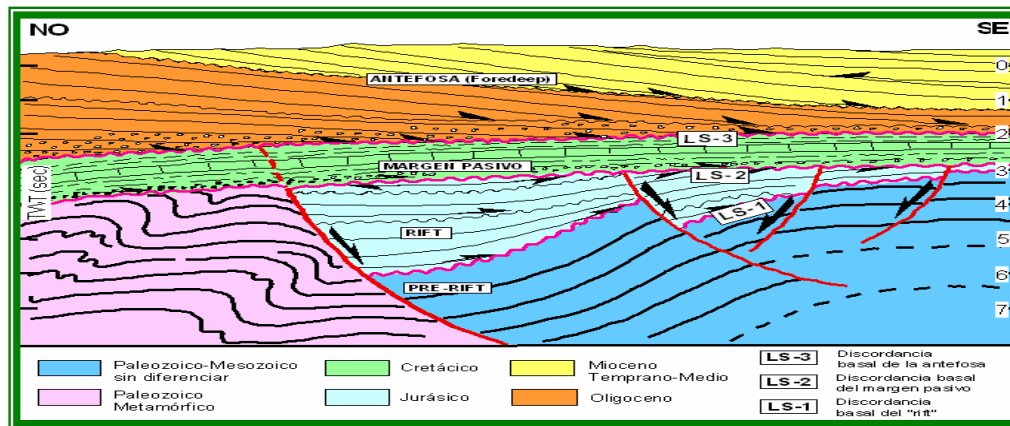


Figura 2.3. Línea sísmica interpretada (Tomado de DiCroce, 1989) ^[4]

EDAD	SISTEMA/SERIE	MEGASECUENCIAS (DiCroce, 1989)	TECTONOSECUENCIAS (VIPA-PDVSA, 2000)	
1.81	PLEISTOCENO			
5.33	PLIOCENO	POST-FOREDEEP	SPP	
11.61	MIOCENO	ANTEFOSA (Foredeep)	SM 3	
15.97			Med.	SM 2
23.03			Inf.	SM 1
33.90	OLIGOCENO		SE 4	
55.80	EOCENO		SE 1-SE 3	
65.50	PALEOCENO			
	CRETÁCICO	MARGEN PASIVO	SK 2	
145.5			Inf.	SK 1
199.6	JURÁSICO	RIFT		
251.0	TRIÁSICO		PRE-K	
542.0	PALEOZOICO	PRE-RIFT		
	PRECÁMBRICO	BASAMENTO CRISTALINO		

Figura 2.4. Cuadro cronoestratigráfico de la Cuenca Oriental de Venezuela, mostrando la equivalencia entre las megasecuencias definidas por DiCroce (1996) y las secuencias definidas por VIPA (2000) ^[4]

La secuencia SM1 fue estudiada por el Proyecto Tácata en 2006 y fue caracterizada estratigráficamente por seis (6) secuencias de tercer orden (S2, S3, S4, S5, S6 y S7) depositadas en un sistema de ambiente fluvio-deltaico, las cuales se preservan tanto en el área de Pato como en el área Tácata (Figura 2.5). Dicha preservación permitió la correlación de las secuencias desde el Sur en el área no deformada hacia el Norte en el área de la zona triangular. [4]

Esta secuencia de segundo orden está constituida por una alternancia de paquetes de areniscas cuarzosas, micáceas, de grano fino a medio y de areniscas limosas, micáceas de grano fino. Las partes media y superior de la secuencia se tornan más pelíticas, y contienen interstratificaciones de lutitas limosas (LEV, edición digital). Las arenas productoras y el sello intraformacional del área Pato-Tácata se encuentran asociados a este intervalo. [4]

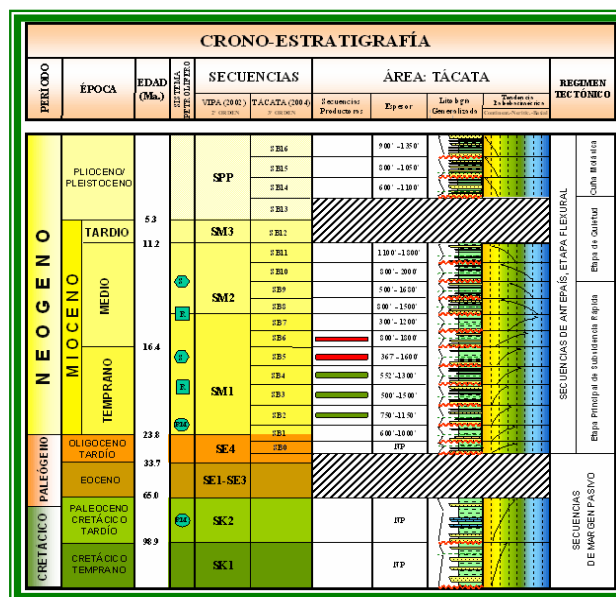


Figura 2.5. Cuadro de correlación crono-estratigráfica mostrando las secuencias de segundo y tercer orden identificadas en el área Tácata-Tacat, con sus respectivos espesores, litología y paleobatimetría, así como, los elementos del sistema petrolífero y los principales eventos geológicos [4]

Existen considerables variaciones laterales en cada sistema encadenado dentro del área (de Norte a Sur y de Oeste a Este), como respuesta a la geometría de la cuenca. Los sistemas de alto nivel están asociados a depósitos de ambientes deltaico distales y/o aproxímales, los cuales son comúnmente asociados a las arenas productoras. Los sistemas de bajo nivel son muy raros y están asociados a cuerpos arenosos correspondientes a sistemas de ambientes fluvio-deltaicos. ^[4]

2.2. Sistema petrolero

El sistema petrolero del Flanco Norte de la Subcuenca de Maturín, es muy complejo, no solamente por la variedad de rocas yacimientos de diferentes edades explotadas en esta área, sino que existe la posibilidad de una roca madre terciaria, además de la roca generadora por excelencia representada por la Formación cretácica, Querecual.

2.2.1. Roca madre

La Formación Querecual de edad Cretácico con COT entre 4 y 6 % y materia orgánica tipo II, y la Formación Capaya de edad Terciario con valores de COT entre 3 y 4 %, con materia orgánica tipo III y una madurez en términos de %Ro 0.5 –0.9.

2.2.2. Rocas sello

La retención regional de los hidrocarburos en el área está asociada a la máxima inundación del Mioceno Medio ocurrida a los 16 m.a. El sello regional tiene un espesor promedio de 6500 pies y gran extensión lateral. En el mapa paleobatimétrico a nivel de la MFS 16 m.a se puede observar la profundización hacia el norte de la paleobatimetría asociada a una cuña de sedimentos lutíticos que se adelgaza hacia el norte.

2.2.3. Roca reservorio

El modelo sedimentario del intervalo Mioceno temprano presenta importantes variaciones laterales de facies en dirección Oeste-Este y Sur-Norte, las cuales están asociadas a la progradación de un complejo deltaico con desarrollos de arenas en el frente deltaico, pro-delta. y plataforma.

Las secciones de oeste a este muestran un cambio lateral de facies desde un apilamiento de frentes deltaicos dominados por olas con un predominio de frentes deltaicos con barras de desembocadura y ocasionales canales al oeste hasta apilamiento de deltas dominados por ríos al norte en los cuales se diferencia un predominio de canales fluviales y ocasionales lóbulos de frente deltaico.

La roca reservorio de mejor calidad está predominantemente asociada a las siguientes facies: frente deltaico dominado por tormentas, frente deltaico proximal dominado por olas, canales distributarios terminales, canales distributarios influenciados por marea. En menor proporción se encuentran rocas reservorio de calidad moderada a buena asociadas a facies como: offshore“superior, “offshore” transicional, “shoreface” (línea de costa) Inferior-superior, “shoreface” superior y depósitos transgresivos.

La Formación Oficina se caracteriza por contener los reservorios de mayor distribución e importancia en el área. El espesor total promedio de esta formación varía entre 3000 y 3500 pies, formada por múltiples pares sellos-reservorios con espesores entre 40 y 150 pies para cada par arena-lutita. Los valores de porosidades (registro sísmico) para las arenas de la Formación Oficina oscilan entre 4% y 14%.

2.2.4 Trampa

Es una trampa del tipo estructural sin descartar la componente estratigráfica. Las formaciones tienen un continuo buzamiento hacia el norte, alcanzando su mayor profundidad en donde el diapirismo de barro se hace evidente, así como los corrimientos que provienen del norte, y son claramente discernibles en las líneas sísmicas, tanto S-N como W-E, en donde algunas veces pueden ser confundidas con estratos como lo muestra la Figura 2.6

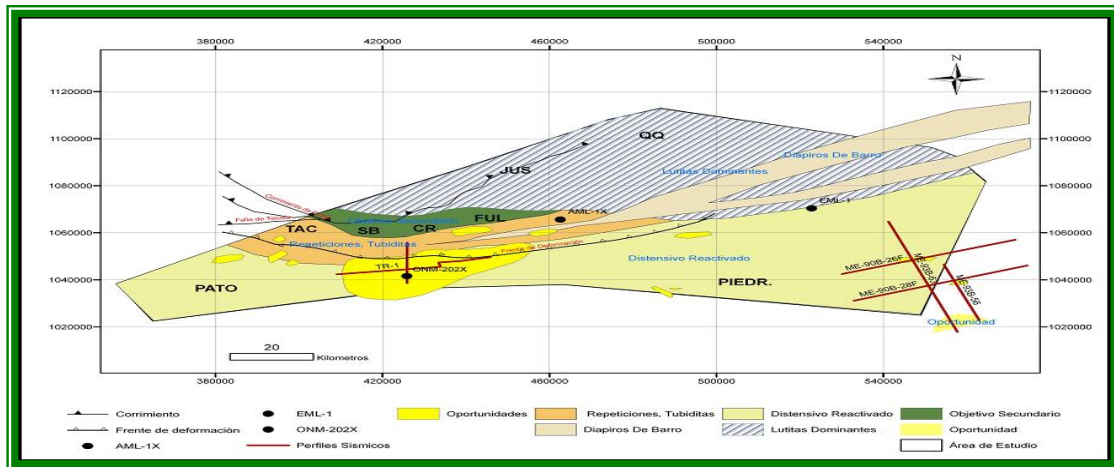


Figura 2.6. Mapa de distribución de Zonas prospectivas Línea 322, cubo Onado-La Florida)

2.2.5. Sincronización

Actualmente se están realizando los modelos estratigráfico, estructural y geoquímico con el objeto de documentar la sincronización

2.2.6. Retención

Actualmente se están realizando los modelos estratigráfico, estructural y geoquímico con el objeto de documentar la retención.

2.2.7. Generación, migración y expulsión

Actualmente se están realizando los modelos estratigráfico, estructural y geoquímico con el objeto de documentar la generación, migración y expulsión de hidrocarburos.

2.3. Prospectos visualizados en el área

Los prospectos de mayor importancia visualizados en el área de Monagas Central están representados por las areniscas de la formación Oficina, involucradas en las escamas sobrecorridas que componen el cinturón de pliegues y cabalgamientos de la subcuenca de Maturín.

El estudio realizado en este trabajo se enfoca hacia la búsqueda de prospectos correspondientes a las edades del Mioceno, debido a que se tienen yacimientos productores cercanos al área en estos niveles, los cuales pertenecen al campo Aguasay Norte.

En tal sentido se visualizaron dos (02) arenas prospectivas dentro de los diferentes niveles estratigráficos de interés, el “Arena Prospectiva A” ubicado a nivel de la Formación Oficina, en la arena F6,7 Inferior y el “Arena Prospectiva B” ubicado en la misma Formación Oficina pero a nivel de la arena F6,7 Superior.

El “Arena Prospectiva A” se encuentra en la formación Oficina perteneciente a la edad del Mioceno, en el campo Aguasay Norte ubicado al sur del área en estudio. El yacimiento en estudio es el F6,7 O-2 Inferior, una profundidad de 13140 pies y sus propiedades se definieron mediante la información de pozos vecinos (O-2, A-5, O-4) y PVT sintético.

La **Figura 2.7** muestra el cierre estructural donde se aprecia buzante hacia el norte y con cierre hacia ambos flancos por fallamientos extensional, con un contacto agua-petróleo a los 13200 pies.

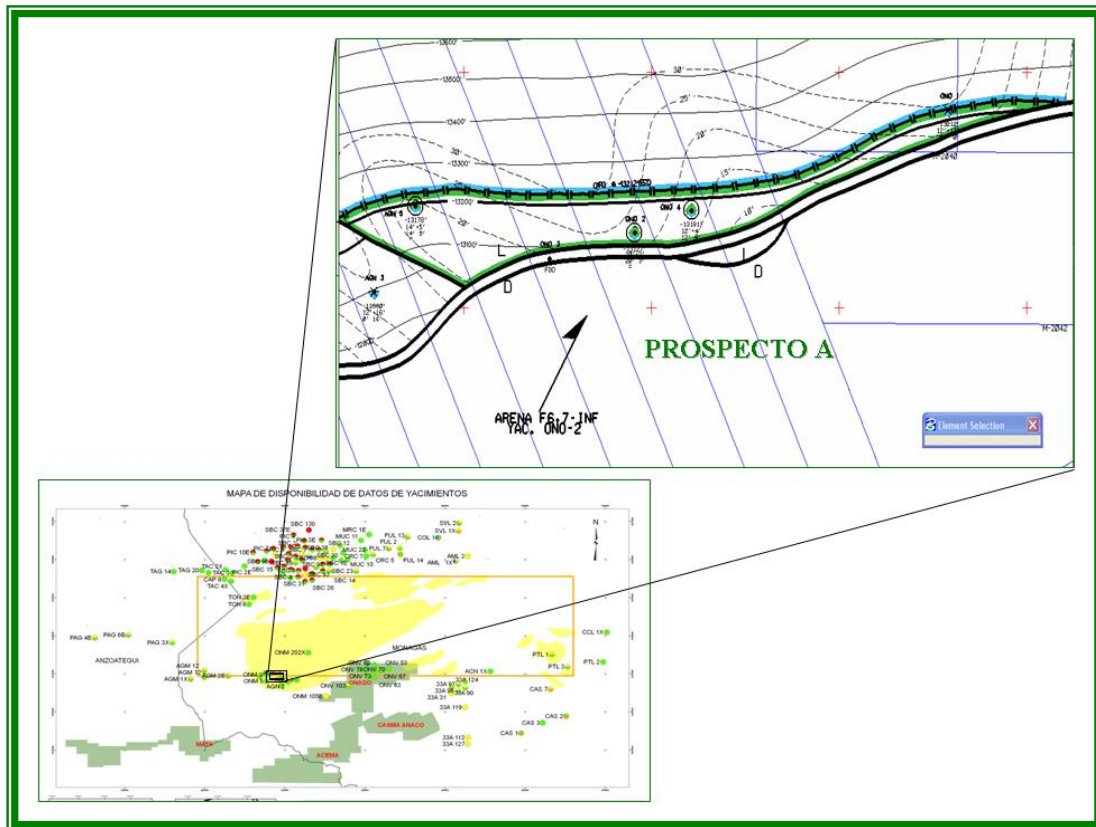


Figura 2.7. Mapa isopaco-estructural del Yacimiento F6,7 Inferior O-2, perteneciente al Campo Aguasay Norte

El “Arena Prospectiva B” se encuentra en la formación Oficina perteneciente a la edad del Mioceno, en el campo Aguasay Norte ubicado al sur del área en estudio. El yacimiento en estudio es el F6, 7 A-1 Superior, a una profundidad de 12790 pies y sus propiedades se definieron mediante la información de pozos vecinos (A-1, A-2, A-4) y PVT sintético.

La **Figura 2.8** muestra el cierre estructural donde se aprecia buzante hacia el norte y con cierre hacia ambos flancos por fallamientos extensional, con un contacto agua-petróleo a los 13922 pies.

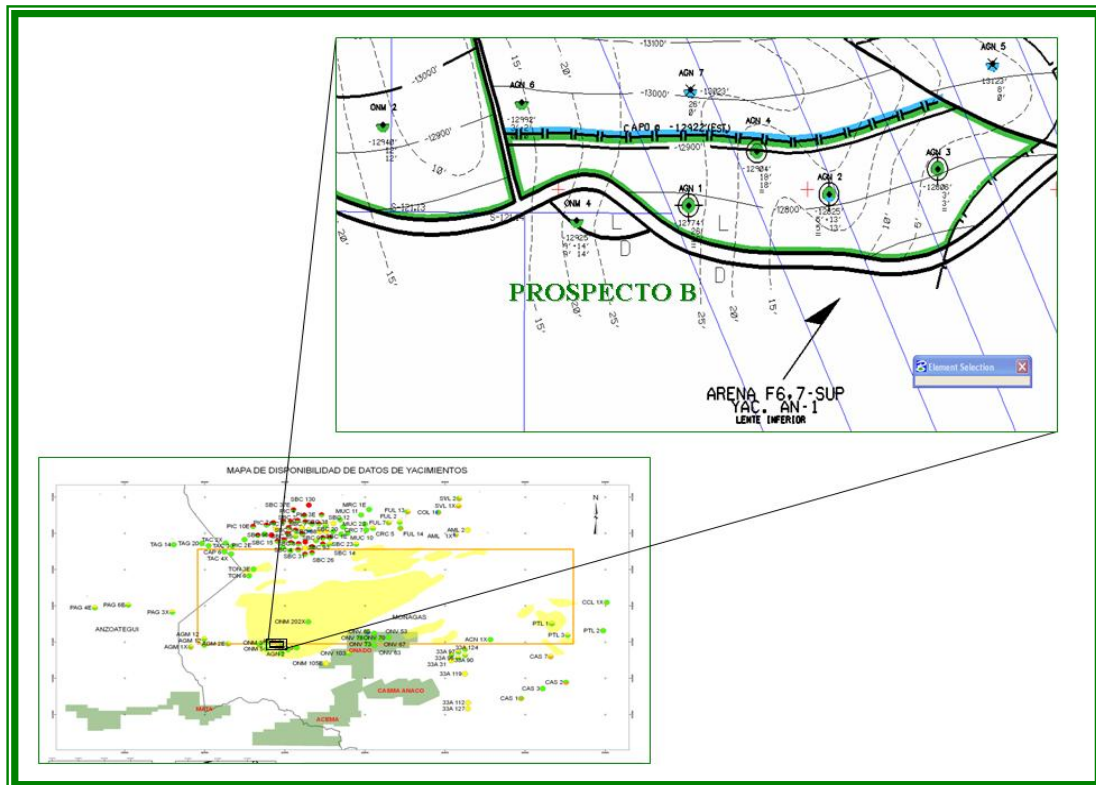


Figura 2.8. Mapa isopaco-estructural del Yacimiento F6, 7 Superior A-1, perteneciente al campo Aguasay Norte

2.4. Bases Teóricas

2.4.1. Geología del Yacimiento

La interpretación geológica debe anteceder a cualquier análisis de yacimiento y es de gran importancia en la caracterización del mismo. En vista a esta situación se sigue una metodología que se fundamenta en las características sedimentológicas

inferidas de los registros eléctricos y en la configuración de la geometría de las arenas productoras. Con la finalidad de orientar el desarrollo de los nuevos yacimientos, la construcción de los mapas isópacos y de isopropiedades petrofísicas, y la simulación del comportamiento de los yacimientos.

2.4.1.1. Interpretación de Perfiles

Uno de los métodos más utilizados en la industria petrolera en la evaluación de formaciones son los registros de pozos, ya que permiten a bajo costo obtener los parámetros fundamentales de una formación atravesada por un pozo en relación con su profundidad.^[3]

En los últimos años, los significativos avances en la interpretación de ambientes sedimentarios a partir de perfiles eléctricos, como resultado del análisis especificado en facies sedimentarias recientes y en comparación con los antiguos, han conducido a la optimización de la descripción y evaluación de los Yacimientos de hidrocarburos estudiados.

En el presente trabajo se utilizaron varios tipos de registros tales como: registros de inducción eléctrica, perfil de rayos gamma, perfil de densidad compensada y perfil neutrónico.

2.4.1.2. Análisis Petrofísico

Un análisis petrofísico consiste en estudiar las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático; algunas de las propiedades físicas y texturales de las mismas pueden ser medidas en el laboratorio analizando sus núcleos o determinadas mediante la aplicación de métodos adecuados, dependiendo

del tipo de formación, de las características de la formación con algunos factores obtenidos de registros de pozos y empleando ecuaciones.^[3,4,5]

2.4.1.2.1. Interpretación Petrofísica Cuantitativa

La interpretación petrofísica cuantitativa se basa en la determinación de los valores de ciertas propiedades física de la roca almacén, tales como: porosidad, permeabilidad absoluta, permeabilidad relativa a los fluidos existentes en el yacimiento, espesor de la formación, para estimar la productividad de petróleo o gas de un pozo.

2.4.1.2.2. Interpretación Petrofísica Cualitativa

La interpretación petrofísica cualitativa se basa más que todo en la apariencia y forma de las curvas registradas, y requiere considerables conocimientos de las condiciones geológicas existentes. Tiene que ver con la determinación de la presencia o ausencia de petróleo y gas en el pozo.

2.4.2. Ingeniería de Yacimiento

La ingeniería de yacimientos es la parte de la ingeniería de petróleo dedicada a estudiar los hechos, suministrar información y conocimientos necesarios para controlar las operaciones y obtener el máximo recobro posible de un yacimiento, “al menor costo”. Puede definirse como la aplicación de los principios científicos a los problemas que surgen durante el desarrollo y la producción de los yacimientos de petróleo y gas.

2.4.2.1. Proceso de Ingeniería de Yacimientos

El Ingeniero de yacimientos determina los procesos de recuperación óptimos, estima el número de pozos que pueden ser económicamente perforados y puede desempeñarse en la simulación y pronóstico del comportamiento de yacimientos utilizando modelos físicos, analíticos y numéricos ^[3]. Para evaluar un yacimiento se cuenta con:

- Información geológica.
- Datos petrofísicos.
- Estadística de producción.
- Análisis de laboratorio (PVT) que representen el comportamiento del fluido en el yacimiento.
- Técnicas estadísticas para evaluar propiedades promedias.
- Ecuaciones matemáticas establecidas que permiten modelar, bajo ciertas suposiciones, el comportamiento de un yacimiento.
- Simuladores que sirven de herramientas para modelar un yacimiento según sus características.

No se puede aplicar ingeniería de yacimientos hasta que no se haya obtenido un conocimiento adecuado del yacimiento mismo a fin de identificar sus partes. La función fundamental de la ingeniería de yacimientos es: *Definir y evaluar el yacimiento*.

- Definir el yacimiento, es determinar el área total, espesor, inclinación, límites y condiciones de deposición geológica.
- Evaluar el yacimiento, es determinar las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos que contiene y su variación a través del yacimiento, localización de heterogeneidades, barreras, fracturas, entre otras, que pueden afectar el flujo.

Técnicas modernas de ingeniería proveen numerosas herramientas y procedimientos para probar y estudiar al yacimiento, que en conjunto con todos los datos geológicos y de producción, pueden proporcionar resultados muy valiosos de condiciones y comportamientos en el mismo. (Figura 2.9)

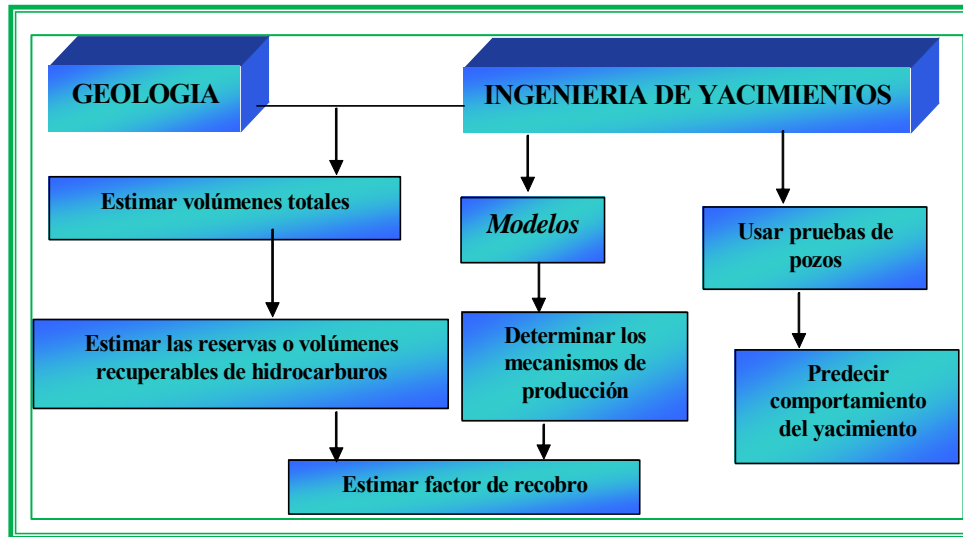


Figura 2.9. Objetivos de la ingeniería de Yacimientos

2.4.2.2. Estudio Geológico y Energético de Yacimientos

La caracterización física y energética de un yacimiento, está basada en el estudio que integra al yacimiento en una sola unidad hidráulica.

Dicho estudio es llamado "*Estudio Integrado de Yacimientos*" y está referido a la estrecha relación que tiene la descripción física y geológica del yacimiento con los fluidos contenidos en el mismo.

El *Estudio Integrado de Yacimientos* ha recibido una significativa atención en los últimos años dada la importancia técnica y económica de un apropiado esquema de explotación de los campos petrolíferos. Esto se logra mediante la sinergia entre la

ingeniería y la geociencias, con el objeto de hacer un uso más eficiente de los recursos disponibles, y de esta manera maximizar el índice de beneficios de un yacimiento. Todo esto se traduce en optimización de la recuperación de petróleo, disminución de costos operacionales y capital invertido.

En ingeniería de yacimientos, el estudio geológico (ambiente de deposición, continuidad vertical /lateral de las arenas, petrofísica de los lentes, litología y límites de la roca) precede al estudio de ingeniería. Sin embargo, técnicas normales de geología raras veces suministran suficiente información para definir un yacimiento. Para completar la información necesaria en la definición de un yacimiento, se debe integrar la geología con datos y pruebas de yacimiento (datos de presión de formación, producción, pruebas de restauración y/o presión, temperatura, °API), las cuales permiten definir con mayor claridad al yacimiento.

2.4.2.3. Caracterización de Yacimientos

La caracterización de yacimientos es una descripción y cuantificación de las propiedades del yacimiento e incluye tanto el modelo estático de las rocas, como el modelo dinámico de los fluidos que contiene. Por lo tanto, es una herramienta fundamental para generar el plan de explotación del yacimiento.

Uno de los aspectos más importantes dentro del proceso de caracterización de yacimientos es la "fusión" de los datos. A diferencia de la integración, la fusión implica la creación de parámetros cuantificables que identifiquen un aspecto particular, a partir de datos provenientes de diferentes fuentes. Un ejemplo de estos es la definición de unidades de flujo hidráulicas, la cual representa la fusión de la información geológica y petrofísica en un solo concepto y de utilidad inmediata.

A continuación se muestra el flujograma de proceso (**Figura 2.10**) para caracterizar un yacimiento.

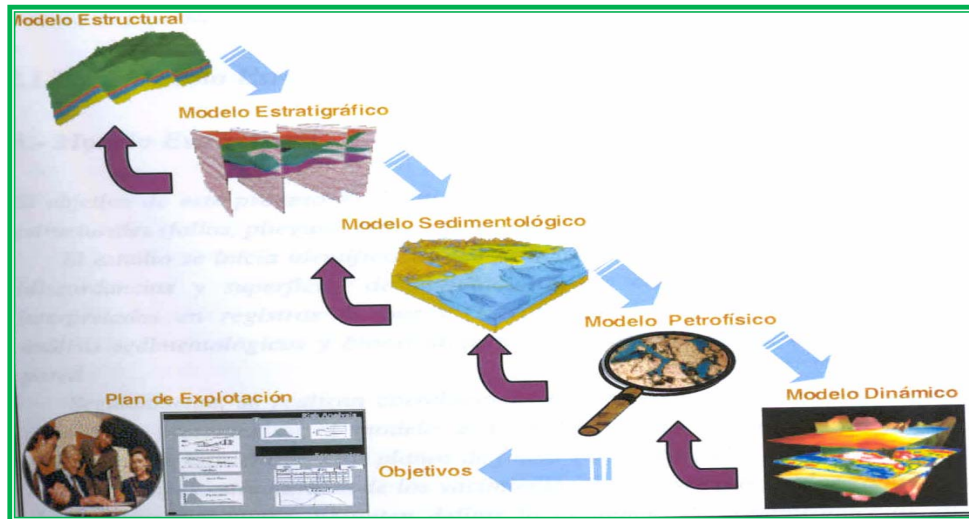


Figura 2.10. Flujograma de la caracterización de Yacimiento

2.4.2.3.1. Diagnostico

Es el primer paso y consiste en definir el objetivo y alcance del estudio dependiendo del propósito, complejidad del yacimiento y el tiempo requerido. Una vez definido y tomado en cuenta las características y tipo de yacimiento se debe realizar un análisis de la información disponible (perfiles, sísmica, núcleos, presiones, pruebas de producción, etc) versus el objetivo del estudio.

De esta fase se deriva un diagnóstico que debe contener el máximo alcance y confiabilidad del estudio con los datos existentes, adquisición de datos adicionales, de ser necesario, incluyendo los recursos requeridos y el tiempo necesario para obtenerla.

En el mejor de los casos cuando se dispone de todos los datos se inicia un proceso de inventario, recolección de información de datos analógicos y digitales, etc.

que implica un factor de tiempo importante y debe ser considerado en el proceso de planificación del estudio.

2.4.2.3.2. Modelo Estático

El estudio de un yacimiento y su adecuada explotación requiere del conocimiento de las características geológicas del mismo. La identificación de estas características, su representación en modelos geológicos y mapas, la definición de las zonas óptimas en el área del yacimiento, el ambiente de deposición, la determinación de sus límites y la cuantificación del volumen de hidrocarburo, son los objetivos primarios de un estudio geológico de yacimientos.^[7]

2.4.2.3.3. Modelo Estructural

El objetivo de este proceso es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales (fallas, pliegues, altos y bajos estructurales) del área de estudio.

El estudio se inicia identificando los principales reflectores regionales sísmicos (discordancias y superficies de inundación), los cuales han sido previamente interpretados en registros de pozos (Rayos Gamma, Resistividad, Sónico, etc) análisis sedimentológico y bioestratigráficos de núcleo, muestra de canal y de pared, que permitirán interpretar estructuras y generar los planos de fallas que serán utilizados posteriormente para definir los topes estructurales de los yacimientos.

2.4.2.3.4. Modelo Estratigráfico

El objetivo es mostrar la arquitectura de los yacimientos presentes en el área de estudio y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico.

El estudio se inicia con la identificación e interpretación de las unidades cronoestratigráficas a partir de la correlación de los registros de pozos. La correlación se apoya en los principios de estratigrafía secuencial, la cual hace uso de la bioestratigrafía, sedimentología y análisis de perfiles para definir los marcadores de interés (límites de secuencia, superficie de máxima inundación). Posteriormente se identifican y correlacionan las secuencias y parasecuencias de toda el área de estudio.

2.4.2.3.5. Modelo Sedimentológico

La caracterización sedimentológica de un yacimiento comprende una serie de procesos cuya finalidad es establecer la geometría, la orientación de las unidades y sistemas sedimentarios.

El proceso comienza con la identificación y codificación de las facies y las unidades sedimentarias a partir de afloramientos, muestras de núcleos, muestras de canal y pared. Posteriormente se realiza la calibración núcleo-perfil cuyo objetivo es extrapolar hacia los pozos vecinos. Se identifican además las superficies de máxima inundación, discordancias y superficies transgresivas con el fin de establecer el modelo de estratigrafía secuencial que permite definir la geometría externa de los yacimientos.

2.4.2.3.6. Modelo Petrofísico

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

Se pasa luego a una fase de edición y normalización incluyendo la de los perfiles viejos. Este procedimiento se basa en aplicaciones estadísticas y permite

reutilizar e incorporar datos viejos a la caracterización de yacimientos, seguidamente se zonifican los pozos según el modelo estratigráfico generado en el proyecto para delimitar verticalmente los intervalos y extrapolar algunos parámetros, basados en el origen y ambiente sedimentario común, luego se realiza la evaluación de perfiles, si se dispone de núcleos entonces se correlacionan ambos con el fin de obtener relaciones confiables para porosidad (ϕ), volumen de arcilla (Vsh) exponente de saturación (n), coeficiente de cementación (m), etc, que permitan ajustar los valores de los perfiles a los del núcleo y extrapolar estas relaciones a los pozos sin datos.

Luego se procede a calcular y calibrar los valores de resistividad de agua de formación, R_w , con los datos de análisis químico de agua obtenida de los pozos y se determinan el resto de los parámetros básicos para la interpretación petrofísica: R_{sh} , ϕ_{Nsh} , ρ_{sh} , Δt_{sh} , $Gr_{máx}$, Gr_{min} , ect., utilizando diferentes histogramas y gráficos combinados. Una vez determinado y calibrado, el modelo es extrapolando al resto de los pozos incluyendo aquellos con información más pobre. Se procede luego a la definición y calibración de los parámetros críticos de corte para el cálculo de arena neta y neta petrolífera (AN y ANP) con la participación de petrofísicos, geólogos e ingenieros de yacimientos.

2.4.2.3.7. Modelo Dinámico

En este modelo se definen los tipos y condiciones de los fluidos en el yacimiento, su distribución y la forma como se mueve. Comienza con el análisis de los datos dinámicos: datos de PVT, composición del fluido, permeabilidades relativas (K_r), presiones capilares y las historias de producción e inyección, presión y trabajos realizados a los pozos.

La interpretación de esta información permite definir las condiciones de distribución inicial de los fluidos, los mecanismos de producción, eficiencia de extracción, las reservas totales y remanentes.

Una vez establecidas las condiciones dinámicas de los fluidos, su relación con la geología y su interacción con la roca (K_r), debe proceder al balance de los fluidos contenidos en el volumen poroso, empleando Balance de Materiales para tener una visión de los mecanismos de empujes con sus contribuciones porcentuales (I_{we} , I_{eo} , I_{eg} , I_{ef}), validar el modelo estático mediante la determinación de los volúmenes de los hidrocarburos originalmente en el yacimiento (POES/GOES), reservas totales asociadas. De estos análisis se puede predecir el comportamiento futuro del yacimiento, estimar la tasa de petróleo y gas a recuperar, planificar el desarrollo del yacimiento y finalmente seleccionar los posibles métodos de Recuperación Secundaria aplicables para mejorar el recobro final como son: Inyección de agua, gas, emulsiones, polímeros, vapor de agua.

Debe hacerse una evaluación dinámica detallada soportada con un buen modelo estático y de balance de materiales antes de realizar un *Modelo de Simulación*.

2.4.2.4. Tipos de Yacimientos

2.4.2.4.1. Clasificación en Base a la Configuración Geológica

- ***Trampas Estructurales:*** son consecuencia directa de los cambios geológicos producidos por las fuerzas subterráneas luego de la sedimentación de los estratos en una cuenca sedimentaria, entre este tipo se encuentran los pliegues y las fallas ^[7,10] **(Figura 2.11).**

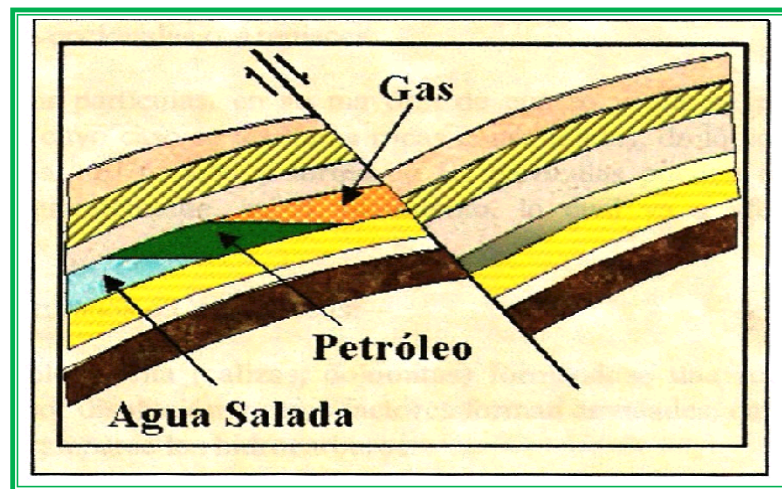


Figura 2.11. Trampa Estructural

- *Trampas Estratigráficas:* son aquellas en las que el factor principal que determina la trampa es la variación del tipo de roca, o el cambio litológico que ocurre a lo largo de un estrato o de una formación, su presencia está relacionada con el ambiente en el cual se depositaron los estratos y con el sitio que ocupan en la cuenca (Figura 2.12).

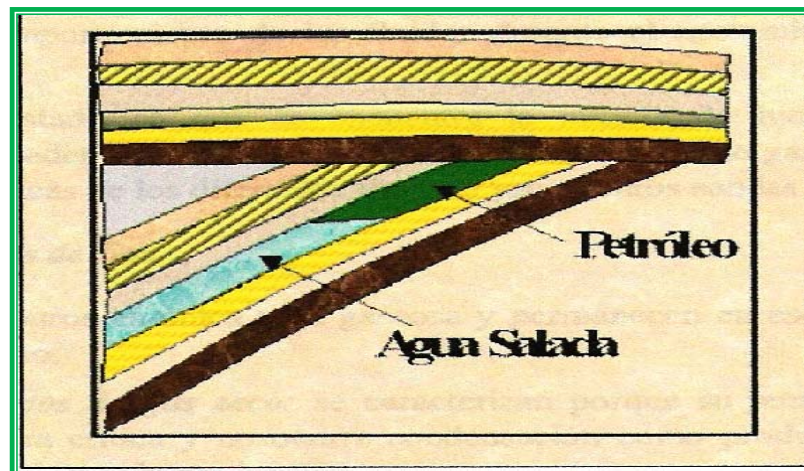


Figura 2.12. Trampa Estratigráfica

- **Trampas combinadas:** Muchos yacimientos de petróleo y/o gas se consideran constituidos por combinación de trampas. Ello significa que tanto el aspecto estructural como los cambios estratigráficos en el estrato que forma el yacimiento, influenciaron el entrapamiento de los hidrocarburos. Pero siempre se requiere una estructura para que exista la acumulación petrolífera, ya que el contenido original del yacimiento se acumula porque el petróleo emigra buzamiento arriba. (**Figura 2.13**).

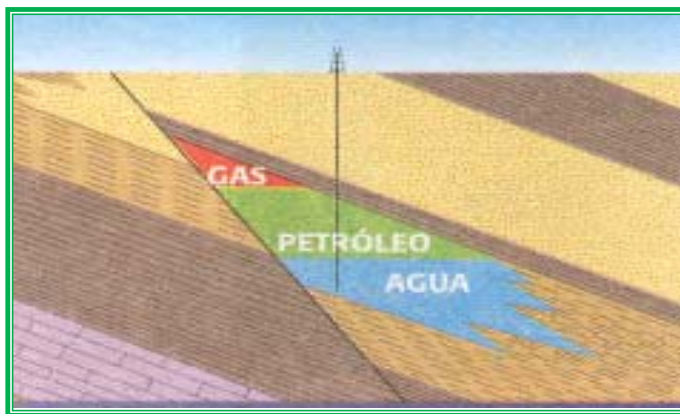


Figura 2.13. Trampa Combinada

2.4.2.4.2. Clasificación Termodinámica (Según el Diagrama de Fases)

Los parámetros que se consideran de utilidad en esta clasificación se pueden dividir en dos grupos^[4] (**Figura 2.14**):

- Aquellos que se miden en el campo durante las pruebas de producción Presión, Temperatura, Relación gas-petróleo, gravedad API y calor del líquido de tanque.

- Aquellos que se obtienen en el laboratorio con el uso de muestras representativas y simulando el comportamiento de los fluidos durante el agotamiento isotérmico de presión.

Dependiendo en el estado en que se encuentran la mezcla de hidrocarburos en los yacimientos, estos se pueden clasificar de manera general, en yacimientos de gas y de petróleo. Las características de los diferentes tipos de yacimientos son las siguientes:

- ***Yacimientos de petróleo:*** sus condiciones iniciales de presión y temperatura caen en la región líquida de una sola fase, el yacimiento es conocido como sub-saturado y al bajar la presión el fluido retiene todo el gas en solución hasta que decline la presión al punto de burbujeo a partir del cual comienza la liberación de gas.
- ***Yacimientos de gas seco:*** se caracterizan porque su temperatura es mucho mayor que la temperatura crítica y no ocurre condensación como producto de la caída de presión que se presenta durante la producción en el yacimiento, ni en superficie.
- ***Yacimientos de gas húmedo:*** presentan características similares a las del caso anterior sólo que aquí durante la producción puede condensarse cierto porcentaje de gas al alcanzarse la región bifásica como consecuencia de la caída de presión y temperatura en superficie.
- ***Yacimientos de gas condensado:*** son aquellos cuyas temperatura está entre la crítica y la cricondentérmica, por lo cual, prevalecen las condiciones bifásicas durante la vida del yacimiento.

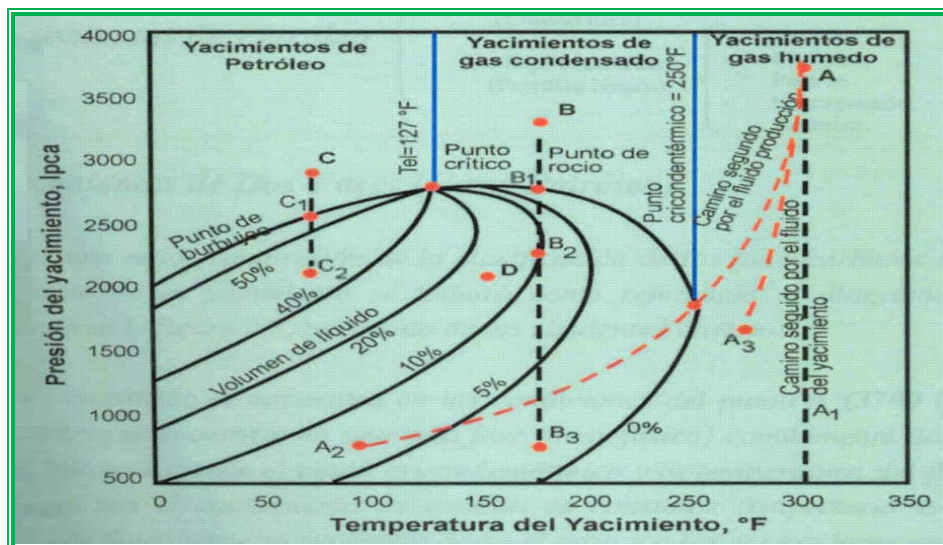


Figura 2.14. Diagrama de fases para diferentes tipos de Yacimientos

2.4.2.4.3. Clasificación según el Estado de sus Fluidos

Los fluido en un yacimiento consisten de mezclas de diferentes tipos de hidrocarburos que dependen da la composición de la mezcla y de las condiciones de presión y temperatura existente en el yacimiento.

Los *Yacimientos saturados* son aquellos cuya presión del yacimiento es menor o igual que la presión de burbujeo y existe un equilibrio de fases. Estos pueden o no tener capa de gas. Generalmente producen por gas en solución o expansión de la capa de gas. En los *Yacimientos Sub-saturados* la presión de yacimiento es mayor que la presión de burbujeo, generalmente no existe capa de gas y su mecanismo de producción puede ser primero por expansión del líquido y luego por gas en solución, mientras que los *Yacimiento Condensado Retrógrado* se ubican entre el punto crítico y el cricondentérmico en estado gaseoso a condiciones iniciales de yacimiento.

2.4.2.4.4. Clasificación de acuerdo al tipo de empuje

Esta clasificación se basa en el mecanismo de producción que permite el movimiento de los fluidos del yacimiento a través del medio poroso, hacia el fondo del pozo. Si el yacimiento está sometido a una presión por encima del punto de burbujeo y el volumen ocupado por los hidrocarburos permanece constante, el principal mecanismo es la *expansión del sistema roca-fluido*, si por el contrario, la presión del yacimiento está por debajo del punto de burbujeo actúa la *expansión de las burbujas del gas* que se encuentra disuelto en el crudo.

Si la principal fuente de energía es la *expansión de un acuífero* que está en comunicación hidráulica con el yacimiento se dice que existe un empuje hidráulico y dependiendo del tamaño y dinamismo del acuífero éste puede ser parcial o activo. Si dentro del yacimiento hay *segregación gravitacional* (petróleo saturado) y la consiguiente formación de una capa de gas, se dice que el yacimiento produce por *segregación gravitacional* en la que se obtiene una combinación de empuje de gas en solución en la fase líquida y expansión de la capa de gas.

Normalmente existe más de un mecanismo responsable de la producción de los fluidos del yacimiento, pero solo uno será dominante en un intervalo de tiempo. Durante la vida del yacimiento el predominio de un mecanismo puede cambiar por otro en forma natural o artificialmente.

Una vez identificado el tipo de yacimiento y el mecanismo de producción predominante en el medio poroso, el ingeniero de yacimiento 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 siguiente **Figura 2.15** se observa el factor de recobro a obtener dependiendo del tipo de mecanismo de producción.

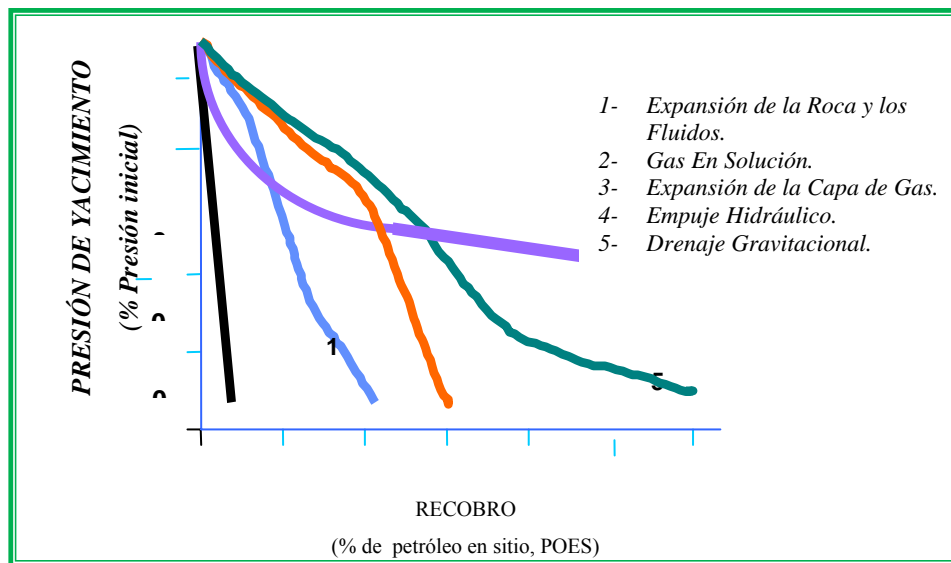


Figura 2.15. Historia de presión - producción para Yacimientos bajo diferentes mecanismos de producción

2.4.2.5. Comportamiento del Yacimiento

El comportamiento de un yacimiento es caracterizado mediante ciertos elementos o parámetros, los cuales, son clasificados como sigue:

Elementos esenciales o fundamentales:

- *Presión.*
- *Relación gas-petróleo (RGP).*
- *Indice de productividad (IP).*

Elementos derivados:

- *Tasa de producción o tasa de recobro.*

- *Producción acumulada de fluidos.*
- *Recobro final.*
- *Reservas (Uno de los elementos más importantes).*

A estos elementos se les llaman derivados porque pueden ser conocidos sólo una vez que los fundamentales sean conocidos, y estos últimos tienen necesariamente que ser los más importantes para el análisis.

2.4.2.6. Fuerzas Activas del Yacimiento

Los fluidos que contienen el yacimiento están sujetos a la acción de fuerzas naturales que afectan su movimiento a través del medio poroso. ^[7,10] Dichas fuerzas son:

- *Fuerzas de presión:* La presión de un yacimiento es aquella que existe bajo condiciones de equilibrio. En general, aumenta con profundidad y es el resultado del estado de las rocas bajo el peso de la columna geostática, comunicación con un acuífero y por los fluidos contenidos en el yacimiento.
- *Fuerzas capilares:* Resulta del esfuerzo combinado de tensiones superficiales e interfaciales de líquidos, forma y tamaño de los poros, y propiedades de la roca.
- *Fuerzas viscosas:* Son aquellas que se oponen al movimiento como resultado de la fricción interna producida por las fuerzas intermoleculares del fluido.
- *Fuerzas de gravedad:* Resulta de las diferencias entre las densidades de los fluidos presentes en el yacimiento.

2.4.3. Clasificación de los crudos

La clasificación de los crudos por rango grados API que utiliza el Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, es la siguiente:

2.4.3.1. Crudos Livianos

Son aquellos hidrocarburos líquidos que contienen una gravedad comprendida en el rango de 30 – 40 °API (ambos inclusive).

2.4.3.2. Crudos Medianos

Son aquellos hidrocarburos líquidos que contienen una gravedad comprendida en el rango de 22 – 29,9 °API (ambos inclusive).

2.4.3.3. Crudos Pesados

Son aquellos hidrocarburos líquidos que contienen una gravedad comprendida en el rango de 10 – 21,9 °API (ambos inclusive).

2.4.3.4. Crudos Extrapesados

Son aquellos hidrocarburos líquidos que contienen una gravedad menor a 10 °API y una viscosidad mayor de 10.000 centipoises a condiciones de yacimiento.

2.4.4. Presión de yacimiento o presión estática de fondo

La presión estática de fondo de un yacimiento, es la presión que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. Dicha presión denota la presión que existe

al frente de la formación petrolífera, cuando la producción se ha interrumpido por un lapso suficiente de tiempo, para permitir la restauración de la presión en el fondo del pozo resultante de la columna de gas y de líquido. Esta presión restaurada, es la presión que existe en la zona petrolífera.

Por consiguiente, la presión del yacimiento, es la presión que existe en condiciones de equilibrio antes o después de que se hayan establecido las operaciones de producción. La presión en los yacimientos aumenta con la profundidad en una proporción casi lineal, información que ha podido obtenerse de afloramiento de formaciones geológicas que constituyen también la roca reservorio. Estas formaciones, saturadas de agua, acumulan una presión hidrostática correspondiente a la diferencia en elevación entre el afloramiento y el petróleo en el yacimiento. En muchos campos la presión aproximada del yacimiento se puede estimar antes del descubrimiento multiplicando la profundidad en pies debajo del nivel hidrostático por el gradiente de la columna de agua (0,435 lpc/pie). Existen sin embargo, muchas excepciones a esta regla, especialmente a profundidades mayores de 7.000 pies, teniendo como explicación muy probable, el estado de fluencia de las rocas bajo el peso de los sedimentos superpuestos. A estas profundidades el límite elástico de algunos de los componentes de la roca es excedido estando expuesto a deformaciones plásticas.^[8]

2.4.4.1. Presiones Estáticas Al Datum

Las presiones estáticas medidas en los pozos, generalmente se corrigen al tope del intervalo perforado de producción empleando gradientes medidos en el pozo, y de allí hacia abajo o hacia arriba a un nivel de referencia usando el gradiente del fluido del yacimiento. El nivel de referencia es generalmente, seleccionado cerca del centro de gravedad de la acumulación inicial de hidrocarburos.^[9]

Las presiones promedio a utilizar para el estudio, son aquellas referidas a un plano de referencia denominado datum, de tal manera que el promedio de presiones a este datum se aproximará a la presión real en todos los puntos del yacimiento. Para efectuar el cálculo de presiones al datum se requiere hacer una revisión de los siguientes parámetros:

- Gradiente estático de yacimiento (lpca/pie).
- Gradiente estático del pozo (lpca/pie).
- Profundidad de perforación (pie).
- Profundidad de medición (pie).
- Presión estática a la profundidad de medición (lpca).
- Profundidad del plano de referencia (pie).
- Elevación de la mesa rotaria (pie).

2.4.4.2. Gradiente De Presión

El gradiente de presión, es la presión ejercida por la columna de fluido por pie de profundidad es decir, se le conoce como gradiente de presión a la variación de los valores de presión por unidad de profundidad, generalmente se expresa en lpc/pie.

Los gradientes normales en los yacimientos, varían de un máximo alrededor de 0,50 lpc/pie para salmueras a 0,435 lpc/pie para agua dulce a 60 °F, y varían de

acuerdo con la presión, temperatura y salinidad del agua. Los gradientes de petróleo, de gas a alta presión y de condensado de gas varían entre 0,10 y 0,30 lpc/pie, además su variación dependerá de la presión, temperatura y composición del fluido. Los gases a presiones bajas tienen gradientes muy bajos, alrededor de 0,002 lpc/pie para gas natural a 100 lpca.^[8]

Los gradientes normales de presión son:

- 0,435 lpc/pie para agua dulce.
- 0,46 – 0,52 lpc/pie para agua salada.
- 0,24 – 0,40 lpc/pie para petróleos.
- 0,075 – 0,20 lpc/pie para gas.

2.4.5. Análisis PVT

Se llama análisis PVT, al conjunto de pruebas basadas en los cambios de presión, volumen y temperatura del sistema roca-fluido que se hacen en el laboratorio para determinar las propiedades de los fluidos de un yacimiento petrolífero. Las muestras de fluidos sobre las que se efectúan estas pruebas, pueden ser obtenidas de dos maneras; por muestras de fondo y muestras recombinadas.

Las muestras de fondo se obtienen llevando un probador al fondo de un pozo en el yacimiento (preferiblemente cuando el yacimiento aún no se ha producido extensamente) y tomando una muestra en esas condiciones. Se trata de garantizar que el probador no pierda fluidos en su travesía del fondo del pozo a la superficie y luego en su transferencia al laboratorio.

Las muestras recombinadas se reconstruyen en el laboratorio mezclando muestras tomadas en la superficie de los diferentes fluidos producidos.^[10]

2.4.5.1. Información Obtenible De Las Pruebas PVT

- Análisis composicional de los fluidos separados y del yacimiento incluyendo peso molecular y densidad de los heptanos y componentes pesados.
- Comportamiento isotérmico presión-volumen (P-V) a temperatura constante del yacimiento. Determinación del punto de rocío.
- Agotamiento isovolumétrico e isotérmico de presión del fluido de yacimiento incluyendo el análisis composicional del gas producido a varias presiones de agotamiento.
- Determinación del gas producido a las presiones de agotamiento.
- Variación del porcentaje de condensado retrogrado con presión.
- Factores volumétricos del gas condensado.
- Factores de compresibilidad del gas producido y de la mezcla remanente en la celda.
- Optimización de presiones de separación instantánea gas-líquido de pruebas de separadores. ^[10]

2.4.5.2. Validación De Las Pruebas PVT para gas condensado

La validación de las pruebas de laboratorio PVT para sistemas de gas condensado incluye desde la revisión de la representatividad de la muestra hasta la comprobación de que no hay errores de consistencia en los resultados de laboratorio.

Un análisis PVT debe ser Representativo y Consistente para poder ser utilizado en yacimientos de gas condensado. Si un análisis PVT es consistente pero no representativo puede ser usado en la elaboración de correlaciones y en ajustes de ecuaciones de estado. ^[10]

2.4.5.2.1. Representatividad De Las Muestras

Consiste en chequear si la muestra de gas condensado es representativa del fluido original en el yacimiento. Con este fin se debe comprobar que:

- La temperatura a la que fue realizada la prueba en el laboratorio debe ser igual a la del yacimiento o a la de la zona (profundidad) donde se tomó la muestra.
- La relación gas condensado de la muestra recombinada (PCN/BN) debe ser similar a la inicial de las primeras pruebas de producción del yacimiento ó de la zona donde se tomó la muestra.
- La prueba de separación instantánea (CCE) debe mostrar punto de rocío, si muestra punto de burbujeo, el yacimiento es de petróleo volátil ó la muestra estaba contaminada con líquido y no es representativa.
- El pozo produjo estabilizadamente de la toma de la muestra.

La presión y la temperatura del separador debieron permanecer constantes durante las tomas de las muestras de gas y líquido. ^[10]

2.4.5.2.2. Consistencia De Los Resultados para Gas Condensado

Consiste en chequear que los resultados experimentales de las pruebas no tienen errores de medición.

a) *Recombinación Matemática*: En esta prueba se recombina matemáticamente por medio de un balance molar las muestras de gas y líquido tomadas en el separador a una presión y temperatura.

Balance molar por fase:

$$N_{gc} = N_g + N_l \quad (\text{Ec. 2.1})$$

$$N_g = \frac{RGC_{sep}}{379,4} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

$$RGC_{sep} = \frac{RGC}{Bl} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

$$N_l = \frac{\rho_{sep}}{Ml} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

N_{gc} = Moles de gas condensado [Lbmol/Blsep].

N_g = Moles de gas [Lbmol/Blsep].

N_l = Moles de líquido [Lbmol/Blsep].

RGC_{sep} = Relación gas-condensado [PCN/Blsep].

ρ_{sep} = Densidad del líquido de separador a P y T sep [Lbmol/Blsep].

Ml = Peso molecular del líquido del separador [Lbmol/ lbmol].

RGC = Relación gas condensado [PCN/BN].

Bl = Factor volumétrico del líquido a condiciones del separador [$B_{l_{sep}}/BN$].

Balance molar por componente:

$$Z_i * N_{gc} = Y_i * N_g + X_i * N_l \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.2 y 2.4 y despejando Z_i se obtiene:

$$Z_i = \frac{\frac{Y_i * RGC_{sep}}{379,4} + \frac{X_i * \rho_{sep}}{Ml}}{\frac{RGC_{sep}}{379,4} + \frac{\rho_{sep}}{Ml}} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

Z_i = Composición del gas condensado [fracción molar].

X_i = Composición del líquido del separador [fracción molar].

Y_i = Composición del gas de separador [fracción molar].

La $\rho_{l_{sep}}$ se determina por Standing y Katz:

$$\rho_l = \rho_{l_{CN}} + \Delta\rho_p - \Delta\rho_T \quad (\text{Ec.2.7})$$

Donde:

ρ_l = densidad de la mezcla líquida a $P_y T$, Lbm/pie³

$\rho_{l_{CN}}$ = seudensidad líquida de la mezcla a 14.7 lpca y 60° F, lbm/pie³

$\Delta\rho_p$ = corrección por efecto de presión, Lbm/pie³

$\Delta\rho_T$ = corrección por efecto de temperatura, Lbm/pie³

Las correcciones por presión y temperatura se pueden obtener de los siguientes ajustes:

$$\Delta\rho_p = 10^{-3}*(0,167+16,181*10^A)*P - 10^{-8}*(0,299+263*10^B)P^2 \quad (\text{Ec.2.8})$$

$$\Delta\rho_T = (0,0133+152,4*(\rho_{lCN}+\Delta\rho_p)^{-2,45})*(T-60)-(8,1*10^{-6} + -0,0622*10^{-0,0764(\rho_{lCN}+\Delta\rho_p)})*(T-60)^2 \quad (\text{Ec.2.9})$$

Donde:

$$A = -0,0425*\rho_{lCN}$$

$$B = -0,0603*\rho_{lCN}$$

P= presión, lpca

T= temperatura, °F

Entonces la densidad del líquido a condiciones normales:

$$\rho_{lCN} = \frac{\sum (M_i * X_i)}{\sum (M_i * X_i / \rho_{li})} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Donde:

M_i = peso molecular del componente i, lbm/lbmol

X_i, Y_i = definidas anteriormente

ρ_{li} = densidad líquida del componente i a CN, lbm/pie³

Para el cálculo de las propiedades pseudocríticas de los componentes pesados se usaron las ecuaciones de Standing:

$$T_{sc}C_{7+} = 608+364 \log(M_{c7+} - 71,2)+(2,450 \log(M_{c7+} - 3,800))*\log \gamma_{c7+} \quad (\text{Ec.2.11})$$

$$P_{sc}C_{7+} = 1,188 - 431 \log(M_{c7+} - 61,1) + (2,319 - 852 \log(M_{c7+} - 53,7)) * (\gamma_{c7+} - 0,8) \quad (\text{Ec.2.12})$$

Donde:

$T_{sc}C_{7+}$ = temperatura pseudocrítica de las fracciones pesadas (C_{7+}), lpc

$P_{sc}C_{7+}$ = presión pseudocrítica de las fracciones pesadas (C_{7+}), °R

M_{c7+} = peso molecular del C_{7+} , lb/lbmol

γ_{c7+} = gravedad específica del C_{7+} , (agua = 1)

Luego de determinar los $Z_{i\text{cal}}$ por la ecuación 2.6 se comparan con los valores experimentales ($Z_{i\text{exp}}$) y se debe cumplir:

$$C_1 : \left| \frac{Z_{C_1 \text{ exp}} - Z_{C_1 \text{ calc}}}{Z_{C_1 \text{ exp}}} \right| * 100 \leq 2\% \quad (\text{Ec. 2.13})$$

$$C_{7+} : \left| \frac{Z_{C_{7+} \text{ exp}} - Z_{C_{7+} \text{ calc}}}{Z_{C_{7+} \text{ exp}}} \right| * 100 \leq 5\% \quad (\text{Ec. 2.14})$$

b) Balance Molar: Consiste en determinar las fracciones molares del condensado retrogrado (X_i) haciendo un balance molar de los fluidos en las diferentes etapas de agotamiento de la prueba CVD. El balance se puede hacer en forma directa desde la presión de rocío hasta la presión de abandono de la prueba o en reversa (*Backwards*) desde la presión de abandono a la de rocío. En ambos casos la prueba consiste en chequear que se cumpla $X_i > 0$.

Directa: Partiendo de un volumen base (V_s) de muestra a una presión $P = P_{oc}$, se tiene:

$$Nt = \frac{P_{oc} * V_s}{Z_{gc} * R * T} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Donde:

N_t = Masa de gas condensado inicial [Lbmol].

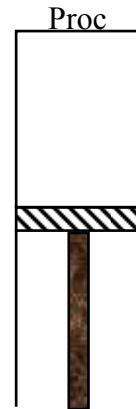
P_{roc} = Presión de rocío [Lpca].

V_s = Volumen de muestra [pie^3].

Z_{gc} = Factor de compresibilidad del gas a P_{roc} y T [adim].

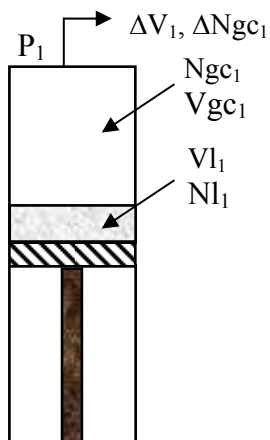
$R = 10,73 \text{ Lpca} \cdot \text{pie}^3 / \text{Lbmol} \cdot \text{°R}$.

T = Temperatura de la prueba, [°R].



En la prueba CVD se expande a una $P_1 (< P_{roc})$ y luego se retira un volumen de gas (ΔV_1) hasta alcanzar nuevamente el volumen inicial. Debido a la disminución de la presión por debajo de la presión de rocío se genera un volumen de líquido retrógrado (V_{l_1}). A la presión P_1 se tiene:

$$\Delta N_{gc_1} = \frac{P_1 * (\Delta V_1)}{Z_{gc_1} * R * T} \quad (\text{Ec. 2.16})$$



$$V_{gc_1} = V_s - V_{l_1} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

$$N_{gc_1} = \frac{P_1 * V_{gc_1}}{Z_{gc_1} * R * T} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

$$N_{l_1} = N_t - N_{gc_1} - \Delta N_{gc_1} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

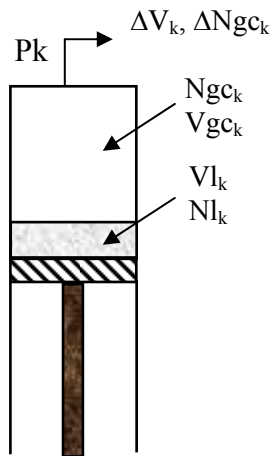
Donde:

V_{gc} = Volumen y masa de gas condensado retirado de la celda [pie^3 y Lbmol].

V_{gc} = Volumen y masa de gas condensado en la celda a P_1 [pie^3 y Lbmol].

V_{l_1}, N_{l_1} = Volumen y masa de líquido retrogrado en la celda a P_1 [pie^3 y Lbmol].

Usando un procedimiento similar, a una presión de agotamiento P_k las ecuaciones anteriores toman la forma siguiente:



$$\Delta N_{gc_k} = \frac{P_k * (\Delta V_k)}{Z_{gc_k} * R * T} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

$$V_{gc_k} = V_s - V_{l_k} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

$$N_{gc_k} = \frac{P_k * V_{gc_k}}{Z_{gc_k} * R * T} \quad (\text{Ec. 2.22})$$

$$N_{l_k} = N_t - N_{gc_k} - \sum_1^k \Delta N_{gc_i} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

Donde:

$$\sum_1^k \Delta N_{gc_i} = \text{Masa de gas condensado retirado de la celda desde la Proc hasta } P_k$$

[Lbmol].

La composición del líquido retrogrado se determina haciendo un balance de masa global entre las presiones P_{k-1} y P_k como se observa en la **Figura 2.16**:

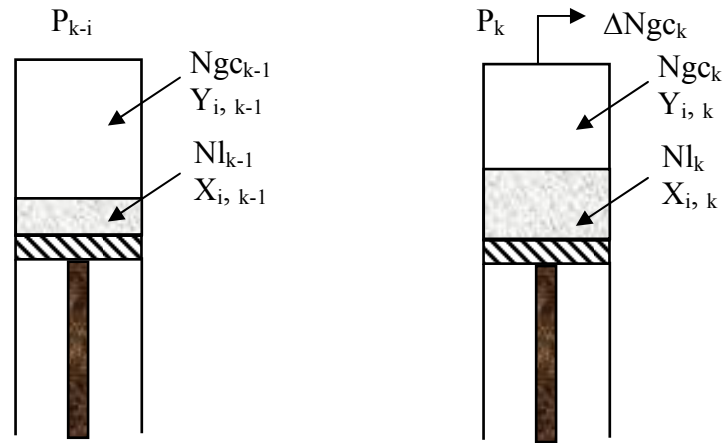


Figura 2.16 Conceptualización de la prueba CVD entre las presiones P_{k-1} y P_k
 $(P_{k-1} > P_k)$ ^[10]

Balance molar del componente i:

Moles en fase gaseosa y líquida en la celda P_{k-1} = Moles en ambas fases a P_k +
 Moles retirados

$$Ngc_{k-1} * Y_{i, k-1} + Nl_{k-1} * X_{i, k-1} = Ngc_k * Y_{i, k} + Nl_k * X_{i, k} + \Delta Ngc_k * Y_{i, k}$$

De donde:

$$X_{i, k} = \frac{Ngc_{k-1} * Y_{i, k-1} + Nl_{k-1} * X_{i, k-1} - (\Delta Ngc_k + Ngc_k) * Y_{i, k}}{Nl_k} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Luego de calcular las $X_{i, k}$ las constantes de equilibrio ($k_{i, k}$) se determinan de la ecuación:

$$K_{i, k} = \frac{Y_{i, k}}{X_{i, k}} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

c) *Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott*: Hoffman y Cols propusieron un método para correlacionar valores de K_i de mezclas de hidrocarburos que ha tenido gran uso en la validación de pruebas PVT. Consiste en graficar,

$\log (K_i * P)$ Vs. F_i

Donde:

K_i = Constante de equilibrio del componente i.

P = Presión absoluta, [Lpca].

F_i = Factor de caracterización del componente i.

$$F_i = b_i * \left[\frac{1}{Tb_i} - \frac{1}{T} \right] \quad (\text{Ec. 2.26})$$

$$b_i = \frac{\log(Pc_i) - \log(14.7)}{\left[\frac{1}{Tb_i} - \frac{1}{Tc} \right]} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

Donde:

Pc_i = Presión crítica del componente i, [Lpca].

Tb_i = Temperatura normal de ebullición del componente i, [° R].

Tc_i = Temperatura crítica del componente i, [° R].

T = Temperatura, [° R].

A una presión dada los puntos ($\log (K_i * P)$, F_i) correspondientes a varios componentes deben alinearse a través de una recta. Así, al aplicar este criterio a la prueba CVD se debe obtener un número de rectas igual al número de presiones de los agotamientos y al aplicarlos al separador se obtiene una sola. Dispersión de los

puntos muestra malas mediciones y/o deficiencias en el equilibrio termodinámico entre las fases. Alta dispersión de los puntos muestra inconsistencia de los resultados.
[10]

2.4.5.3. Yacimientos de Petróleo Negro

Se caracterizan por tener un alto contenido de C_7^+ ($> 40\%$) y bajo contenido de metano ($< 50\%$). La temperatura de estos yacimientos es inferior a la temperatura crítica de la mezcla y los fluidos producidos generalmente presentan relaciones gas petróleo por debajo de los 2000 PCN/BN. El crudo se caracteriza por ser de color negro o verde oscuro, con gravedades API iguales o menores a 40° y un factor volumétrico inferior a 1,5 BY/BN [11].

Los yacimientos de petróleo negro pueden ser subsaturados ($P_i > P_b$) o saturados ($P_i = P_b$). Algunos yacimientos presentan una capa de gas buzamiento arriba de la zona de petróleo, regularmente este gas es húmedo y seco y no presenta condensación retrógrada [12].

2.4.5.3.1. Muestreo y validación PVT de crudo negro

Si la muestra se toma cuando la $P_{\text{yacimiento}} < P_b$ pueden ocurrir dos cosas:

a) Si el gas libre es inmóvil ($S_g \leq S_{gc}$), la muestra tomada tiene en solución una cantidad de gas menor que el petróleo original. Así $R_{GP} < R_{si}$ y la presión de burbujeo medida es menor que la presión inicial del yacimiento.

b) Si el gas libre tiene movilidad ($S_g > S_{gc}$), la muestra tomada puede tener exceso de gas y presentar una presión de burbujeo mayor que la presión actual del yacimiento y eventualmente mayor que la presión original.

Dependiendo del lugar donde se tomen las muestras existen tres tipos de muestreo, estos son:

- Muestreo de Fondo: Consiste en bajar una herramienta especial de 6 pies de longitud y 1 ½ pulgadas de diámetro que tiene una cámara (600 - 700 cc) donde se acumula una muestra de petróleo con gas en solución a las condiciones de presión y temperatura del punto de muestreo. En este tipo de muestreo el mejor lugar para tomar la muestra es el punto más profundo en el pozo por donde pase el fluido que viene de la formación y donde la presión no sea menor que la presión estática del yacimiento evitando tomar la muestra cerca del contacto agua petróleo, si existiera en el pozo.

- Muestreo de Separador: Consiste en tomar muestras de petróleo y gas en el separador de alta, medir las tasas correspondientes y recombinar las muestras de acuerdo a la relación gas petróleo medida. Las muestras de gas y de petróleo son tomadas al mismo tiempo y bajo las mismas condiciones de presión y temperatura. La diferencia en tiempo no debe ser mayor de una hora porque pueden ocurrir cambios significativos en las condiciones de separación, particularmente en la temperatura.

- Muestreo de Cabezal: Si se está produciendo un fluido monofásico a condiciones de cabezal del pozo, se puede tomar la muestra directamente en el cabezal. La muestra se hace fluir a un cilindro usando la técnica de desplazamiento o a un pequeño separador portátil. Las ventajas de este método de muestreo es su rapidez y que no requiere de medición de tasas de flujo.

Es importante señalar que los datos reportados en un análisis PVT pueden estar sujetos a errores de medición en el laboratorio, y por esto es necesario chequear su consistencia antes de usarlos en estudios de yacimiento. El chequeo de consistencia se hace a través de las siguientes pruebas:

- Prueba de Condiciones de Recombinación: Para las muestras tomadas en el separador, se debe cumplir que las condiciones de presión y temperatura de recombinación en el laboratorio sean iguales a las del separador. También se debe chequear que las condiciones de presión y temperatura del separador al momento de la toma de la muestra de gas sean iguales a las del momento de la toma de la muestra de líquido.

- Prueba de Densidad: Se debe cumplir que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbujeo de la prueba de liberación diferencial sea igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas de separadores, esta prueba se considera válida si la diferencia no es mayor de 5%. La densidad recombinada matemáticamente a partir de la prueba de separadores se calcula en la forma siguiente:

$$\rho_{\text{ofb}} = \frac{\gamma_o * \rho_w}{B_{\text{ofb}}} + \frac{0,0763277}{B_{\text{ofb}}} \left((\gamma_g * R_s)_{\text{sep}} + (\gamma_g * R_s)_{\text{tan}} \right) \quad (\text{Ec. 2.28})$$

Donde:

B_{ofb} : densidad del petróleo saturado a P_b y T de la prueba de liberación diferencial, gr/cc.

ρ_{ofb} : densidad recombinada a partir de las pruebas de separadores, gr/cc.

γ_o : gravedad específica del crudo de tanque (agua = 1).

γ_g : gravedad específica del gas separado (aire = 1).

ρ_w : densidad del agua, lb/BN.

Rs: relación gas-petróleo en solución, PCN/BN.

- Prueba de la Linealidad de la Función “Y”: Regularmente el informe de la prueba PVT incluye una tabla con la Función “Y” calculada de los datos de expansión a composición constante. Los valores de la función se grafican contra la presión y se debe obtener una línea recta cuando el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio fueron hechas con precisión. ^[13]

Esta prueba consiste en una función lineal representada mediante la siguiente ecuación:

$$Y = \frac{P_b - P}{P(V/V_b - 1)} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

Donde:

V: Volumen bifásico a cualquier presión, cm³.

V_b: Volumen la presión de burbujeo, cm³.

P: Presión del yacimiento inferior a la presión de burbujeo, lpa.

P_b: Presión de burbujeo, lpa.

- La mayor aplicación de la Función “Y” radica en la verificación de la consistencia de los datos de liberación instantánea reportados en un análisis PVT que por lo general arrastran errores en las mediciones hechas en el laboratorio. ^[13]

- Prueba de Balance de Materiales: Esta prueba consiste en chequear si la Rs experimental de la prueba de liberación diferencial es igual a la Rs calculada por balance de materiales. La diferencia entre los dos valores no debe exceder el 5%. Para realizar el balance de masas de la liberación diferencial se necesita la siguiente

información obtenida del informe de la prueba PVT: gravedad API del crudo residual, relación gas petróleo en solución a diferentes presiones, factor volumétrico del petróleo a diferentes presiones, gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación.^[13]

En la deducción de las ecuaciones para calcular R_{scal} se tomó como base un litro de petróleo residual a condiciones normales (60 °F y 14,7 lpca).

A 14,7 lpca y 60 °F

Masa de petróleo,

$$m_{o1} = (\gamma_o * \rho_w) \frac{g}{cc} * 1000 \text{ cc} \quad (\text{Ec. 2.30})$$

La masa y volumen de gas en solución y la relación gas petróleo en solución son iguales a cero.

$$m_{g1} = 0 \quad V_{g1} = 0 \quad R_{s1} = 0$$

A 14,7 lpca y T (temperatura de la prueba)

Masa de petróleo,

$$m_{o1} = m_{o2} \quad (\text{Ec. 2.31})$$

La masa y volumen de gas en solución y la relación gas petróleo en solución siguen siendo cero.

$$m_{g2} = 0 \quad V_{g2} = 0 \quad R_{s2} = 0$$

A P_i y T

Masa de petróleo,

$$m_{oi} = \rho_{odi} * \beta_{odi} * 1000 \text{ g} \quad (\text{Ec. 2.32})$$

Significado de los sub-índices: d = diferencial

i = nivel de presión i

Incremento de la masa de gas en solución entre las presiones P_i y P_{i-1} ,

$$m_{gi} = m_{oi} - m_{oi-1} \quad (\text{Ec. 2.33})$$

Volumen de gas en solución correspondiente a m_{gi} ,

$$V_{gi} = 0,02881 * \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi-1}} \text{ (PCN)} \quad (\text{Ec. 2.34})$$

Relación gas petróleo en solución a P_i ,

$$R_{sdi} = R_{sdi-1} + 159 * V_{gi} \text{ (PCN/BN)} \quad (\text{Ec. 2.35})$$

▪ Prueba de la Desigualdad: Una restricción importante que deben cumplir los datos PVT para que sean consistentes es:

$$\frac{\partial \beta_{od}}{\partial P} < \beta_g \frac{\partial R_{sd}}{\partial P} \quad (\text{Ec. 2.36})$$

Además se debe tomar en consideración que la caída de presión en cada intervalo sea positiva, para que se cumpla la restricción. ^[13]

2.4.6. Declinación de Producción

2.4.6.1. Método de Curvas de Declinación de Producción

Entre los métodos dinámicos de cálculos en Ingeniería de Yacimientos más usados se tiene los métodos **analíticos y gráficos** de las curvas de declinación de producción.

Estos métodos proveen al analista, de los estimados de reservas de hidrocarburos más confiables, dado que se aplica sólo cuando se tiene suficiente historia de producción. Los estimados están basados en la extrapolación del comportamiento de la curva de producción. Por lo general, se selecciona la producción acumulada y el tiempo como las variables independientes y se utiliza el eje de las abscisas para graficarlas, mientras la tasa de producción se utiliza en la ordenada. Para los propósitos de extrapolación la tasa de producción debe ser una función de la variable independiente y debe variar de una manera uniforme y definible.^[14]

Las curvas de declinación de producción representan un método dinámico para la estimación de las reservas recuperables de un yacimiento. Su naturaleza dinámica proviene del hecho que utiliza la historia de producción de los fluidos por pozo o por yacimiento, para la estimación de las reservas recuperables.

2.4.6.2. Curvas de Declinación de Producción

El análisis de declinación se realiza, generalmente, mediante curvas, las cuales, provienen de graficar la tasa de producción en función del tiempo o la producción acumulada. La suposición de estas curvas es la siguiente: “Todos los factores que han

afectado al yacimiento en el pasado lo seguirán afectando en el futuro”. Los principales tipos de curvas de declinación utilizadas son:

- ✓ **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 de ella misma es una constante.
- ✓ **Declinación Armónica**, se dice que es aquella donde la variación del inverso de la tasa de declinación con tiempo es una constante.
- ✓ **Declinación Hiperbólica**, es donde la variación del inverso de la constante declinación con tiempo es una constante ($b=1$).^[14]

2.4.7. Reservas

Son volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados económicamente, empleando técnicas conocidas. Ellos constituyen el capital de la industria, por lo tanto, es importante su clasificación en términos de la seguridad que se tenga de su existencia.^[15]

2.4.7.1. Reservas Remanentes

Son, en el momento en que se efectúa la estimulación o el cálculo, la porción de reservas que no ha sido extraída hasta entonces, mediante la aplicación de los mejores métodos de producción. En la práctica son el resultado de restar el volumen extraído para la fecha del volumen calculado como recuperable.

$$\text{Reservas Remanentes} = \text{Reservas} - \text{Hidrocarburos Producidos} \quad (\text{Ec. 2.37})$$

2.4.7.2. Clasificación De Las Reservas

Existen diversos criterios que pueden utilizarse 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 (MEM), el cual clasifica las reservas de acuerdo al grado de incertidumbre que se tenga de ellas.

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

- Reservas Probadas.
- Reservas Probables.
- Reservas Posibles.

2.4.7.2.1. Reservas Probadas

Se considera reservas probadas al volumen de hidrocarburos contenido en yacimientos, los cuales hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimientos disponibles, puedan ser producidos comercialmente.

Dentro de estas categorías 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 producidos de áreas aun no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.

- Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos con proyectos 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 y de ingeniería que sustentan el proyecto está basado en un proyecto piloto con éxito o en una respuesta favorable a un proyecto experimental instalado en ese yacimiento.

En ciertas ocasiones, los volúmenes producibles de pozos en donde el análisis de núcleos y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otros que están produciendo en el mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora a través de pruebas de formación.

2.4.7.2.2 Reservas Probables

Son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparada con el de las reservas probadas.

Dentro de esta categoría se encuentran:

- 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, mas allá del área probada de yacimientos productores, donde no se ha determinado el contacto agua-petróleo y donde el limite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más bajo.

- Los volúmenes que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de estos por fallas sellantes, siempre que en dichas áreas haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.

- Los volúmenes estimados en estudio 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, podrían recuperarse de yacimientos probados si se aplicaran procedimientos comprobados de recuperación suplementaria.

- Los volúmenes adicionales a las reservas probadas de un yacimiento que resulte de la reinterpretación de los parámetros, su comportamiento o cambios en el patrón de desarrollo (modificación del espaciamiento, perforación horizontal).

2.4.7.2.3 Reservas Posibles

Son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de reservas probables.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o de formación que no puedan ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente cierta.
- Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica indican 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 asociados a las reservas probadas o probables que se estiman recuperar debido a la reinterpretación de parámetros de yacimientos, un posible comportamiento, cambios en el patrón de desarrollo (espaciamiento, perforación horizontal).^[16]

2.4.8. Métodos para el Cálculo de Reservas

Una de las tareas básicas del ingeniero de yacimiento es la obtención de un estimado de los volúmenes de hidrocarburos capaces de ser producidos del yacimiento, a esto se le llama *Reservas*.^[17]

El cálculo de reservas consiste en cuantificar el volumen total de Petróleo Originalmente en Sitio (POES) dentro de un yacimiento para determinar posteriormente la cantidad de petróleo que se puede extraer durante la vida productiva del yacimiento, en las etapas de producción primaria y subsiguiente (secundaria y terciaria). Como el volumen de petróleo no puede ser medido directamente, tiene que ser evaluadas otras variables para poder deducir el volumen buscado, por esta razón han sido desarrollados muchos métodos para los cálculos de reservas. Los métodos para estimar las reservas de un yacimiento son:

2.4.8.1. Método Volumétrico

Permite la estimación del 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 hidrocarburo presentes en los poros de dicha roca.^[17]

Debido a que estos parámetros son determinados a partir de la información obtenida de los pozos de yacimientos, ya que estos representan sólo una pequeña parte del mismo, los promedios obtenidos presentan una cierta dosis de incertidumbre. Esta es la razón por la cual hablamos de “estimación” de reservas. El resultado de esta aplicación permite obtener un valor único del POES (N) y GOES (G).^[17]

La ecuación del método volumétrico en su aplicación determinística es la siguiente:

$$N = 7758 \frac{V_r * \phi * (1 - S_{wc})}{B_{oi}} \quad (\text{Ec. 2.38})$$

Donde:

V_r = volumen de roca, (Acres-Pies).

ϕ = porosidad promedio, (Fracción).

S_{wc} = saturación promedio de agua connata, (Fracción).

B_{oi} = factor volumétrico del petróleo a la presión inicial, (By/Bn).

N = Petróleo Original En Sitio (POES), (Bn).

El factor 7758 permite obtener el valor de N en barriles normales de petróleo (Bn).

$$G = 43500 \frac{V_t * \phi * S_g}{B_{gi}} \quad (\text{Gas Libre}) \quad (\text{Ec. 2.39})$$

$$G = N * R_{si} \quad (\text{Gas en Solución}) \quad (\text{Ec. 2.40})$$

Donde:

V_t = volumen total, (Acres-Pies).

ϕ = porosidad promedio, (Fracción).

S_g = saturación de gas, (Fracción).

B_{gi} = factor volumétrico inicial del gas, (By/Bn).

N = Petróleo Original En Sitio (POES), (Bn).

R_{si} = Solubilidad del gas inicial (PCN/Bn).

G = Gas Original en Sitio (GOES), (PCN).

2.4.8.2. Método de Balance de Materiales

Este método relaciona la producción y la declinación de la presión con la relación presión-volumen determinada e el análisis de fluidos, para obtener un valor de petróleo originalmente en sitio y constituye una de las herramientas más usadas en la interpretación y análisis de los yacimientos. Su aplicación permite el cálculo del petróleo original en sitio (POES), y la identificación y grado de importancia relativa de los mecanismos de desplazamiento y la predicción del comportamiento futuro del yacimiento. Este método se fundamenta en dos principios básicos: la Ley de la Conservación de la Masa y la Ley de la Conservación de la Energía.^[17]

CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO

Se tuvo como objetivo evaluar el comportamiento dinámico de los yacimientos adyacentes al área PGP Monagas Central, contribuyendo de esta manera a la definición y propuesta de prospectos exploratorios, por medio del cálculo de volúmenes de hidrocarburo.

Para ello, se llevó a cabo un conjunto de actividades de forma secuencial representadas en la Figura 3.1.

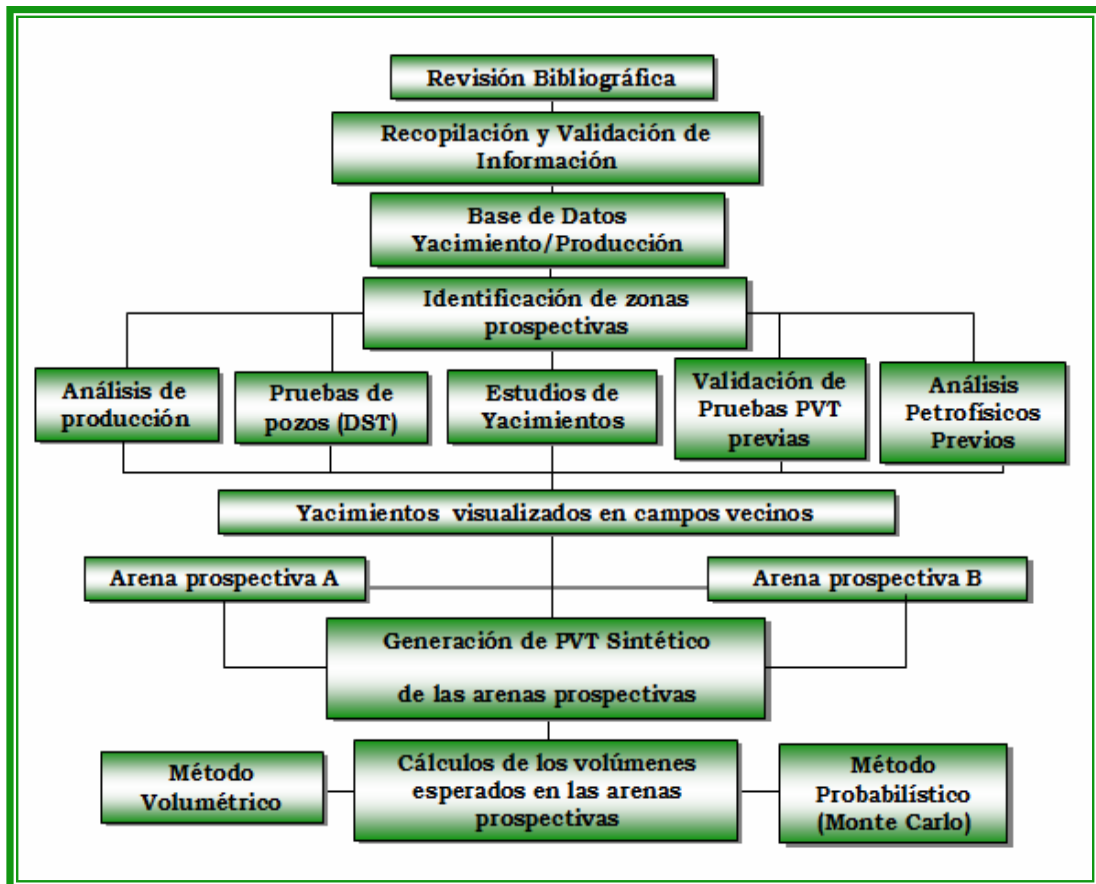


Figura. 3.1 Flujograma de trabajo

3.1. Revisión Bibliográfica

Esta etapa es el punto de partida para obtener la base de datos necesarios en la realización del trabajo, además se complementan las bases teóricas de la investigación, a través de una revisión detallada del material bibliográfico y referencial disponible.

La información fue obtenida mediante el material suministrado por los asesores e ingenieros del equipo de trabajo de PGP Monagas Central e igualmente mediante bibliografías, trabajo de grado e informes técnicos relacionados con el campo y el tema.

Inicialmente se realizó un inventario de la información disponible con el objeto de establecer la metodología a seguir para la ejecución del proyecto. Una vez realizado el inventario de los datos se procedió a desarrollar dicha metodología.

3.2. Recopilación de la Información

En esta etapa se recopila toda la información disponible de las operaciones de perforación, completación, pruebas de presión y producción, análisis PVT, históricos de producción y estado actual de los pozos que atraviesan el yacimiento en estudio. Esta recolección se realizó con el uso de las carpetas de los pozos, tanto la de archivo como la digital (SIMDE_WED), en la que se encuentran los datos concernientes a los trabajos realizados durante su vida productiva, así como los datos de producción. También se manejó la aplicación OFM (Oil Field Manager), para la recopilación de pruebas de producción, estados actuales de los pozos.

Luego de recopilada toda la información se estableció una comparación entre la obtenida a través de las carpetas y cada uno de los programas antes mencionados para luego hacer los análisis correspondientes y completar de esta manera su validación.

3.3. Elaboración de Base de Datos y Yacimiento/Producción

Para la realización del trabajo, primeramente se llevó a cabo, una revisión exhaustiva de información inherente a la caracterización de las arenas yacimiento pertenecientes a los campos adyacentes al área.

Por medio de la información digital encontradas en las carpetas de pozos y en archivos físicos localizados en el Edificio Sede de Exploración de Guaraguao, se generó una base de datos yacimiento/producción contentiva de las pruebas iniciales de los campos cercanos al área exploratoria que presenten semejanza o relación genética con las arenas de los prospectos: Campos Santa Bárbara, Aguasay Norte, Las Piedritas, Onado, Pato Este, Tacat, Tácata y Acema Casma.

La recopilación abarca las características del pozo, los trabajos realizados, diagramas actuales, en fin toda la historia del pozo. Esta data contiene toda la información relacionada con operación de perforación, completación, producción de pozo, análisis de fluido, análisis PVT, pruebas de presión, temperatura, producción, etc. A parte de la información brindada por carpeta de pozos y archivos físicos localizados en la sede, existen además, programas con base de datos, como OFM (Oil Field Manager) que permiten la visualización de producción mensual, anual de los fluidos, logrando así, de esta manera, la recopilación de toda la información requerida.

Una vez obtenida la información, ésta debe ser validada para asegurarse de su representatividad. Esto comprende la comparación de las producciones mensuales de

los fluidos con los valores reportados en los sumarios de producción por pozos y por yacimientos. Se validó la información fusionando lo reportado en los sumarios con la información repostada en carpeta de pozos y OFM.

La **Tabla 3.1** muestra el modelo del archivo generado de yacimiento/producción para uno de los campos, donde se tiene información de las formaciones que atravesaron los pozos, como yacimientos, formación y edad a la cual pertenecen, pruebas realizadas como PVT, producción y presión, (para la información completa de la elaboración de la base de datos Yacimiento/Producción refiérase al lector al Apéndice A).

**Tabla 3.1. Información de la base de datos Yacimientos/producción del PGP
Monagas Central**

ZONA	CAMPO	POZO	YACIMIENTOS	FORMACION	EDAD	PVT	PRODUCCIÓN	PRESIÓN	
SUR	AGUASAY NORTE	A - 2		OFICINA	MIOCENO	NO	SI	SI	
			P1 AN 2	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	SI	
			F6,7M AN 1	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	SI	
		A - 3	F6,7S AN 1	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	NO	
			MEA1S AN2			NO	SI	NO	
			MED AN2			NO	SI	NO	
		A - 4	S1 AN3	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	NO	
			S1 AN3	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	NO	
			F6,7S AN 1	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	NO	
		A - 5	MEA 2			NO	SI	NO	
			R1 AN 4			NO	SI	NO	
			MEA 1			NO	SI	SI	
		A - 6	S1 AN 3			NO	SI	SI	
			F6/7I ONO 2	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	SI	
			MED AN2			SI	NO	NO	
		OM - 1	P1,2 AN 6			SI	NO	NO	
			U1 AN6			SI	NO	NO	
			S5 ONM 1			NO	NO	SI	
		OM - 3	U1 ONM 1	OFICINA	MIOCENO	NO	NO	SI	
			F2,3 ONM 1			NO	NO	SI	
			I3 ONM 1	OFICINA	MIOCENO	NO	NO	SI	
		OM - 4	J2 ONM 1	OFICINA	MIOCENO	NO	NO	SI	
			R34 ONM 1			NO	NO	SI	
			F6,7S AN 1	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	SI	
		OM - 5	F6,7S AN 1	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	SI	
			F2,3 ONM 1			NO	SI	SI	
			F5 ONM 3	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	SI	
		OM - 202X	J2U ONM 1	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	SI	
			I3 ONM 1	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	SI	
			F2,3 ONM 1			NO	SI	NO	
		O - 1	S1 AN 3			NO	SI	NO	
			R1 ONM 5	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	NO	
			R1 ONM 5	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	NO	
		O - 2	P1,2 AN 6	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	NO	
			R3 ONM 1	OFICINA	MIOCENO	NO	SI	NO	
			MEA2 ONM 3	OFICINA	OLIGOCENO	NO	SI	NO	
		O - 3	R3 ONM 202	OFICINA	MIOCENO	NO	NO	NO	
			R2 ONM 202	OFICINA	MIOCENO	NO	NO	NO	
			U1 ONM 202	OFICINA	MIOCENO	NO	NO	NO	
		O - 4	J3 ONO 1			SI	SI	NO	
			F6/7I ONO 2			SI	SI	SI	
			F8 ONO 2			SI	SI	SI	
		O - 3	R1 ONO 0			SI	SI	SI	
			S1 ONO 3			NO	NO	NO	
			T11 ONO 3	OFICINA	MIOCENO	NO	NO	NO	
		O - 4	H4,5I ONO 3	OFICINA	MIOCENO	NO	NO	NO	
			F6/7I ONO 2			NO	SI	NO	
			S1 ONO 0			NO	NO	NO	
				S1 ONO 3			NO	NO	NO

3.4. Interpretación del Comportamiento de Producción de los Yacimientos

En esta etapa se procedió a la interpretación de la producción, esta información obtenida fue previamente validada, con la generación de gráficos de comportamiento de acumulado de petróleo, gas y agua en función al tiempo, tasa de petróleo, gas y agua en función al tiempo. Estas gráficas permiten conocer a fondo el comportamiento de producción de los yacimientos estudiados, la posible influencia de acuífero y mediante comparaciones se puede validar la existencia de Unidades hidráulicas.

Los gráficos fueron realizados a través de la aplicación OFM 2005, con los cuales se efectuó un análisis riguroso del aporte de los fluidos por cada pozo; estableciéndose de ésta forma la calidad productiva del área.

Con el propósito de visualizar el comportamiento de producción de condensado, gas y agua en cada yacimiento, se estudiaron los mapas de burbuja, este tipo de mapa es realizado en superposición al mapa base del yacimiento estudiado y en el cada pozo es identificado con una burbuja cuyo radio depende de la cantidad del fluido (condensado, gas o agua) que esta representa que se ha producido por el pozo al que representa.

Gracias a estos se pudieron identificar las zonas más drenadas del yacimiento así como las menos producidas, las cuales posiblemente constituyen buenos prospectos para el desarrollo de reservas remanentes de los yacimientos. (**Apéndice D.1**).

3.5. Modelo Estático

En esta fase se obtuvo el mapa isópaco estructural gracias a la Superintendencia de Geología, Gerencia de Yacimientos PDVSA GA-ANACO, donde a partir de la aplicación de la herramienta SIGEMAP, se elaboraron y digitalizaron los contornos estructurales, líneas isopacas de arena neta, fallas, estado actual de los pozos y la ubicación del contacto agua petróleo (CAPO), lo cual permitió el cálculo del volumen del yacimiento en estudio.

3.5.1. Evaluación de la Petrofísica previa

La evaluación petrofísica fue realizada mediante informes ubicados en carpeta de pozos (SIDME). Con la ayuda de los informes petrofísicos se hicieron cálculos promedios de las propiedades petrofísicas de los yacimientos prospectivos, éstos fueron los siguientes: volumen de arcilla (Vsh), resistividad de agua (Rw), la porosidad (\emptyset) y la saturación de agua (Sw).

Estos parámetros contribuyen para el cálculo de los volúmenes de hidrocarburos en sitio.

3.5.2 Determinación del área y volumen del yacimiento

Para determinar el área y el volumen del yacimiento, se aplicó el método del planímetro por el personal técnico del equipo del PGP Monagas Central, se obtuvieron el área y espesor del yacimiento para luego calcular el volumen. Para validar el área y el volumen se aplicó el programa SIGEMAP, a partir del módulo de cálculo de volumen y figura cerrada.

3.6. Validación de Estudios PVT Disponibles

Es de gran importancia la realización temprana de pruebas PVT a los yacimientos ya que estas permiten la caracterización del reservorio a través del fluido contenido en el mismo. El yacimiento en estudio cuenta con información PVT, haciendo esto posible realizar una adecuada caracterización termodinámica de los fluidos originales en sitio. Los estudios PVT comprenden las pruebas de Expansión a Composición Constante (CCE), para definir la presión de burbuja o rocío según sea el caso; la prueba de Depleción a Volumen Constante (CVD), que simula la producción de un yacimiento isovolumétrico por debajo de la presión de saturación.

La validación de este PVT incluye desde la revisión de la representatividad hasta la comprobación de que no hay errores de consistencia en los resultados de laboratorio.

El área de estudio y sus adyacencias cuentan con información disponible de 16 muestras de fluidos, distribuidos de la siguiente manera:

- Zona Norte: 6 muestras de fluidos, a nivel de las formaciones Naricual Inferior y Cayapa Inferior y comprendida entre los campos: Santa Bárbara, Carito Sur y Tácata.
- Zona Sur: 4 muestras de fluidos, a nivel de la formación Oficina específicamente en el Campo Aguasay Norte.
- Zona Este: 2 muestras de fluidos, a nivel de la formación Oficina y comprendida entre los campos: Las Piedritas y Casma 1.
- Zona Oeste: 4 muestras de fluidos, a nivel de la formación Oficina específicamente en el Campo Carisito.

3.6.1. Representatividad de las muestras de los pozos

Las pruebas PVT realizadas en el laboratorio debe simular correctamente lo que está ocurriendo en el yacimiento, por ello a la hora de realizarla, las condiciones de presión y temperatura deben ser representativas del petróleo original en el yacimiento. Además, por medio de la historia de producción del pozo, se debe obtener un comportamiento constante de la relación gas petróleo, indicando la presencia de crudo subsaturado, en donde la composición del mismo no ha variado, manteniéndose todo el gas en solución.

En el caso de la temperatura del yacimiento, es necesario determinar su consistencia, una pequeña variación de la misma, arrojaría cambios en los resultados PVT obtenidos, debido a la sensibilidad que estos presentan en función a la temperatura.

3.6.2. Consistencia de las muestras de los pozos

Se tiene repostado en el informe de laboratorio, la prueba de liberación instantánea, obteniéndose solo la presión de burbujeo cuando se experimenta un cambio en la pendiente de los volúmenes de hidrocarburo resultantes de la disminución de presión gradual suministrada por la celda PVT a temperatura constante.

En el caso de PVT de crudo negro, se determinó la validez de la presión de burbuja reportada en el ensayo PVT, se usa la relación de presión y volumen específico denominada función Y por medio de la ecuación 2.23.

Los valores de la función se grafican contra la presión y se debe obtener una línea recta cuando el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y

las mediciones en laboratorio fueron con precisión. La función Y es sensible a presiones cercanas a la presión de burbujeo, lo cual permite identificar si este valor fue sobre o sub estimado en el estudio realizado dependiendo de la respuesta obtenida una vez graficada.

Con la prueba de Balance de Materiales se chequeo si la R_s experimental de la prueba de liberación diferencial es igual a la R_s calculada por balance de materiales. La diferencia entre los dos valores no debe exceder el 5%. Para realización del balance de masas de la liberación diferencial se necesitó la siguiente información obtenida del informe de la prueba PVT: gravedad API del crudo residual, relación gas petróleo en solución a diferentes presiones, factor volumétrico del petróleo a diferentes presiones, gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación.[13]

En la deducción de las ecuaciones para calcular R_{scal} se toma como base un litro de petróleo residual a condiciones normales (60 °F y 14,7 lpca).

Para la validación de la última prueba, la Prueba de la Desigualdad, se comprobó que la restricción de la ecuación 2.30 se debía cumplir para que los datos PVT fueran consistentes.

En el caso de los PVT Gas Condensado, para la determinación de la consistencia se realizó la Recombinación Matemática basado en un balance molar por cada uno de los componentes representado por la ecuación 2.6. Luego de determinar los $Z_{i,cal}$ por la ecuación 2.6 se compararon con los valores experimentales ($Z_{i,exp}$) y se debe cumplir las ecuaciones 2.13 y 2.14.

Las propiedades de los componentes de la mezcla necesarias para el cálculo de la densidad y el peso molecular para el C_{7+} fueron obtenidas extrapolando a partir del peso molecular

Para la prueba de Balance Molar se determinaron las fracciones molares del condensado retrogrado (X_i) haciendo un balance molar de los fluidos en las diferentes etapas de agotamiento de la prueba CVD. El balance se puede hacer en forma directa desde la presión de rocío hasta la presión de abandono de la prueba o en reversa (*Backwards*) desde la presión de abandono a la de rocío. En ambos casos la prueba consiste en chequear que se cumpla $X_i > 0$.

Para validar la consistencia de la prueba del criterio de Hoffman, en este caso a la presión del separador. Consiste en graficar $\log(K_i \cdot P)$ vs. F_i , por medio de las ecuaciones 2.26 y 2.27, se realizó el cálculo para cada componente.

3.6.3. Generación de PVT sintético para la “Arena prospectiva A”

Las propiedades PVT de los fluidos que pueden estar presentes en las arena prospectiva, se estimaron a partir de la propiedades iniciales representativas del fluido mediante las pruebas de producción para determinar propiedades como: °API, solubilidad inicial del gas o RGP (según sea en caso), gravedad del gas o del petróleo; y se determinó la presión y temperatura del yacimiento mediante sus gradientes respectivos, todos estos son parámetros de entrada para luego obtener las demás propiedades por medio de las correlaciones. Se utilizaron las correlaciones que presentaron mejor ajuste, según las propiedades reales del crudo del yacimiento, tomando en consideración la tendencia regional que pueden mostrar los fluidos.

3.6.3.1. Presión

Se revisaron los pozos cercanos a las arenas prospectivas, que representaran datos de presiones iniciales al nivel de la arena F6/7 Inferior perteneciente al yacimiento O-2 y de esta manera establecer gradiente de presión a ese nivel.

La **Tabla 3.2**, muestra valores de presiones en el área, según pruebas realizadas en los gradientes estáticos BHP-BHT Estático a nivel de arena prospectiva A en estudio. (**Apéndice C.1, C.2, C.3 y C.4**)

Se generó un gráfico de Presión versus Profundidad, lo que permitió visualizar una tendencia entre los puntos de presión. Seguidamente, por medio de una regresión lineal se estableció un gradiente de presión utilizado para la estimación de presión a nivel de la arenas prospectiva.

Tabla 3.2. Pruebas BHP-BHT- Estáticos a nivel de las Arenas prospectivas

CAMPO	POZO	ARENA (YAC)	EDAD	FORMACIÓN	PRUEBA	COMPAÑIA	FECHA	EMR (pie)	PROFUNDIDAD TVDSS (pie)	PRESION (Lpc)	TEMPERATURA (°F)							
AGUASAY NORTE	O-2	F6,71 ONO-2	MIOCENO	OFICINA	BHP-ESTATICO	TECHNOIL S.A	21/02/1997	584	1416	268,57	-							
									3416	866,78	-							
									5416	1566,11	-							
									7416	2410,28	-							
									9416	3255,15	-							
									11416	4080,41	-							
									11916	4283,62	-							
									12416	4490,75	-							
	O-4	F6,71 ONO-2	MIOCENO	OFICINA	BHP-BHT ESTÁTICO	HALLIBURTON	16/09/1999	595	12916	4693,26	-							
									3405	811,4	126							
									5405	1670,4	153,9							
									7405	2528	183,4							
									9405	3377,5	220,8							
									11405	4207,7	263,7							
									12905	4826,9	292							
									A-1	F6,7 S AN-1	MIOCENO	OFICINA	REGISTROS ELECTRICOS	SCHLUMBERGER	20/08/1980	680	8218	-
	13133	-	237															
	13148	-	232															
	14897	-	254															
	7320	3052	-															
	8320	3199	-															
	9320	3347	-															
	10320	3495	-															
	A-2	F6,7 S AN-1	MIOCENO	OFICINA	BHP-BHT ESTÁTICO	NEWS C.A	03/06/1986	680	11320	3679	-							
12320									3871	-								
8560									3736	-								
9560									3912	-								
10660									4134	-								
11660									4374	-								
A-4									F6,7 S AN-1	MIOCENO	OFICINA	BHP-ESTATICO	NEWS C.A	05/06/1986	640	12660	4620	-

3.6.3.2. Temperatura del yacimiento

El gradiente de temperatura se determinó a partir de los valores disponibles de temperatura registrada en un (1) prueba de pozo realizada en el Campo Aguasay Norte a nivel de la “Arena Prospectiva A”.

Los valores de Temperatura son graficados contra la profundidad, visualizando un comportamiento lineal, lo que permite aplicar mínimos cuadrados para calcular el gradiente de temperatura. Éste gradiente fue tomado como representativo para la arena F6/7 Inferior perteneciente al Yacimiento O-2. (Tabla 3.2)

3.6.3.3. Gravedad API del fluido de Yacimiento

Se obtuvo a partir de las pruebas de producción inicial realizadas por pozo, luego se realizó la gráfica de API versus Tiempo, se trazó una recta y se estimó un valor promedio entre el rango de variación de gravedad API. (Tabla 3.3)

Tabla 3.3. Pruebas de Producción inicial de Pozos a nivel de las Arenas Prospectivas

CAMPO	POZO	FECHA	ARENA (YAC)	INTERVALO	Q _o (BPPD)	RGP (PCN/BN)	A y S (%)	°API
AGUASAY NORTE	A-1	01/04/1980	F- 6/7 S (A-1)	13426-50	1047	3771	2	41,7
		22/05/1982	F- 6/7 M (A-1)	13510'-522'	46	32522	85	-
		20/05/1982	L-1 (A-1)	14430'-435'	99	8515	55	28,2
	A2	04/02/1984	F- 6/7 S (A-1)	13455'-472'	824	4146	0,5	44,8
		04/02/1984	R-4 (A-1)	15154'-170'	ACHICÓ AGUA			
	A-3	26/02/1985	F- 6/7 S (A-1)	-	1158	3561	1,4	40,2
			S1 (A-1)	-	P.E.Q EON/ 2200 Lpc			
	A-4	04/03/1983	F- 6/7 S (A-1)	12720'-13411'	192	7214	2	43,2
	A-5	03/11/1985	MER-A1 (S/C)	15814'-26'	ACHICÓ SECO			
		08/11/1985	S-1 (O-3)	15482'-502'	ACHICÓ SECO			
		20/11/1985	R-2 (A-5)	15359'-69'	FLUYÓ PETRÓLEO AL QUEMADOR			
		28/11/1985	F- 6/7 I (O-2)	13838'-56'	933	1209	1	42,2
	A-6	25/10/1985	MEA 2 (S/C)	15892'-904'	PROBO 100% AGUA/ ABANDONADO			
		31/10/1985	T2M (A-6)	15637'-49'	902	1838	33	36
		02/11/1985	R3 (A-6)	15353'-84'	1352	1256	16	28,6
	A-7	23/10/1987	S-1(A-3)	15236'-254'	667	7334	5	42,5
			R-4 (AN-3)	15209'-219'	ACHICÓ SECO			
			R-1 (A-3)	15084'-093'	ACHICÓ SECO			
			F2,3 (OM-4)	13353'-363'	1626	1626	3	37,3
	A-8	05/02/1988	P1,2 (A-6)	15178'-88'	SINEVALUAR			
		07/02/1988	R1 (OM-5)	15244'-60'	SINEVALUAR			
		02/02/1988	R3 (OM-1)	15320'-38'	210	13069	16	33
	A-9	16/12/1980	J-3	-	1231	7275	6	41,5
	A-10	09/09/1982	F-6/7 I (O-2)	13722'-740'	1158	1532	1,2	40,8
		15/08/1982	R-1 (S/C)	15191'-211'	ACHICÓ AGUA 1400 PPMCL			
		12/08/1982	T-1 (S/C)	15482'-502'	ACHICÓ PETRÓLEO DE 26,3 °API CON 25% A y S			
		02/08/1982	T-2 (S/C)	15574'-594'	ACHICÓ AGUA 5000 PPMCL			
		28/07/1982	MERA-2(S/C)	15744'-764'	ENTRADA DE FLUIDO			
	A-11	17/04/1986	F6,7 I (O-2)	13795'-808'	921	1863	0,8	40
			S2,3	15476'-500'				
			I-1	15423'-43'				

3.6.3.4. Solubilidad inicial del Gas

En vista que en los yacimientos en estudio no existe un análisis PVT que sea representativo y consistente, para determinar el Rsi se graficaron las pruebas iniciales de la relación gas petróleo (RGP) versus Tiempo para obtener el valor. Como lo muestra la Tabla 3.3 y mediante la herramienta OFM se verifico ese valor graficando la Relación gas-petróleo vs la producción acumulada.

3.6.3.5 Gravedad específica del gas (γ_g)

Se determinó a partir de una correlación establecida por la TOTAL, la cual, se basó en el estudio a numerosos análisis de diferentes muestras de PVT, para el Oriente de Venezuela. La correlación es la que se muestra a continuación ^[19]:

$$\gamma_g = 0,01438 * \text{°API} + 0,4657 \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

γ_g : Gravedad específica del gas (adimensional).

°API: Gravedad API del crudo (°API).

El rango de aplicación manejado por la correlación viene dado por los valores de la **Tabla 3.4.** ^[20]

Tabla 3.4. Rango de datos utilizados en la correlación TOTAL para determinar gravedad específica del gas ^[20]

Propiedades	Rango	
	Mínimo	Máximo
°API	7,5	43,7
Gravedad específica de gas (adim)	0,582	1,071

3.6.3.6. Presión de burbuja

Por medio de 336 análisis PVT de crudo negro disponible en el Oriente de Venezuela para el año de 1983, TOTAL generó correlaciones obtenidas a partir de la forma general de las correlaciones de Standing y de Vásquez y Beggs para los parámetros PVT más sensibles. La correlación para estimar presión de burbuja tiene la siguiente forma general. ^[19]

$$P_b = A \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^B \times 10^{C \times T - D \times API} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

P_b = Presión de burbujeo, lpca.

R_{sb} = Relación gas-petróleo en solución a P_b , PCN/BN.

γ_g = Gravedad específica del gas (aire=1).

$^{\circ}API$ = gravedad API del petróleo, $^{\circ}API$.

A, B, C, D = Constantes, adim.

El valor de las constantes viene dado según la gravedad API del crudo, tal como lo muestra la tabla 3.5.

3.6.3.7. Relación gas petróleo en solución

En función de la presión de burbuja se tiene la correlación de TOTAL, con la cual se determinó la relación gas petróleo en solución:

$$R_{sb} = \gamma_g \left(\frac{P_b * 10^{F * API - G * T}}{E} \right)^H \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

R_{sb} = Relación gas – petróleo en solución a P_b , PCN/BN.

P_b = Presión de burbuja, lpca.

γ_g = gravedad específica del gas (aire=1).

$^\circ\text{API}$ = gravedad API del petróleo, $^\circ\text{API}$.

E, F, G, H = Constantes, adim.

El valor de las constantes viene dado según la gravedad API del crudo, tal como lo muestra la **Tabla 3.5**.

Tabla 3.5. Constantes utilizadas en las correlaciones de la TOTAL ^[19]

Constantes	$^\circ\text{API} \leq 10^\circ$	$10 < ^\circ\text{API} \leq 35^\circ$	$35 < ^\circ\text{API} \leq 45^\circ$
A	12,847	25,2755	216,4711
B	0,9636	0,7617	0,6922
C	0,000993	0,000835	-0,000427
D	0,03417	0,011292	0,02314
E	12,2651	15,0057	112,925
F	0,030405	0,0152	0,0248
G	0	4,48E-04	-0,001469
H	0,9699	1,095	1,129

A pesar que la correlación fue desarrollada para fluidos en el punto de burbuja, la presión P_b puede ser menor o igual a la presión de burbujeo, debido a que en la prueba diferencial a medida que se retira el gas de la celda a una determinada presión, el líquido remanente se encuentra en un nuevo estado de burbujeo o saturación, por lo cual se pudo utilizar para obtener el comportamiento de la relación gas- petróleo en solución, variando las presiones por debajo de la presión de burbuja.

3.6.3.8. Comprensibilidad del petróleo

La comprensibilidad del petróleo para presiones mayores a la presión de burbujeo se determinó mediante la correlación de Vásquez y Beggs ^[19]:

$$C_o = \frac{-1433 + 5Rsb + 17,2T - 1180\gamma_g + 12,61API}{10^5 * P} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Donde:

C_o = Comprensibilidad del petróleo, lcp⁻¹.

R_{sb} = Relación gas – petróleo en solución a Pb, PCN/BN.

T = Temperatura, °F.

γ_g = gravedad específica del gas (aire=1).

°API = gravedad API del petróleo, °API.

Las correlaciones de Vásquez y Beggs fueron obtenidas a partir de variables dentro del rango mostrado en la **Tabla 3.6**.

Tabla 3.6. Rango de datos utilizados en la correlación de Vásquez y Beggs. ^[20]

Propiedad	Rango	
	Mínimo	Máximo
Presión de burbujeo (lpca)	50	5250
Temperatura (°F)	70	295
RGP (PCN/BN)	20	2070
Gravedad de petróleo en el tanque (°API)	16	58
Gravedad del gas disuelto (aire=1)	0,56	1,18

A presiones por debajo de la presión de burbujeo la comprensibilidad combinada del petróleo más el gas liberado aumenta, debido a la elevada comprensibilidad del gas libre. Para su determinación se utilizó la correlación de

McCain y Cols, la cual es válida hasta 5300 lpc y 330 °F con errores no superiores a 10%: ^[13]

$$\ln C_o = -7,573 - 1,45 \ln P - 0,383 \ln R_s + 1,402 \ln T + 0,256 \ln API + 0,449 \ln R_{sb} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

3.6.3.9. Factor Volumétrico del petróleo

El factor volumétrico del petróleo se determinó con la correlación de tipo Vásquez y Beggs generada por TOTAL. ^[19]

$$B_{ofb} = 1,022 + 4,857 * 10^{-4} * R_{sb} - 2,009 * 10^{-6} * (T - 60) \left(\frac{API}{\gamma_g} \right) + 14,569 * 10^{-9} * (T - 60) \left(\frac{API}{\gamma_g} \right) R_{sb} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde:

B_{ofb} = Factor volumétrico del petróleo a P_b , BY/BN.

R_{sb} = Relación gas – petróleo en solución a P_b , PCN/BN.

T = Temperatura, °F.

γ_g = gravedad específica del gas (aire=1).

°API = gravedad API del petróleo, °API.

Esta correlación genera un error promedio menor al dos por ciento (2%) para crudos con gravedades menor a 35°API.

Para presiones por encima de la burbuja se calculó B_o a partir de la ecuación 3.7, que representa la manera de expresar la compresibilidad del petróleo usando diferencias finitas:

$$B_o = B_{ob} * (1 - C_o * (P - P_b)) \quad (\text{Ec. 3.7})$$

3.6.4. Generación de PVT sintético para la “Arena prospectiva B”

Al tratarse de arenas prospectivas exploratorias, no existen muestras de fluidos para determinar propiedades PVT. Sin embargo, en ausencia de datos de laboratorio, las correlaciones surgen como una alternativa para estimar las propiedades de los posibles fluidos existentes.

3.6.4.1. Presión

Para el cálculo de la presión de la “Arena Prospectiva B”, se utilizó el gradiente establecido a nivel de la arena F6/7 Superior perteneciente al yacimiento AN-1, de igual forma que se realizó en la sección 3.6.3.1 de este capítulo.

3.6.4.2. Temperatura del yacimiento

Para el cálculo de la temperatura, ésta fue reportada en el cabezal de registro de un (1) pozo, y se utilizó el gradiente establecido a nivel de la arena F6/7 Superior perteneciente al yacimiento A-1. (**Tabla 3.2**).

3.6.4.3. Gravedad API

Se obtuvo a partir de las pruebas de producción inicial realizadas por pozo, luego se realizó la gráfica de API versus Tiempo, se trazó una recta y se estimó un valor promedio entre el rango de variación de gravedad API. (Tabla 3.3)

3.6.4.4. Peso molecular del gas y condensado

Para estimar las propiedades PVT a través de correlaciones, se utilizaron como parámetros de entrada, las propiedades físicas de la mezcla de hidrocarburos en estado líquido y gaseoso que se esperan encontrar en la “Arena prospectiva B”.

Un estimado aceptable del peso molecular del condensado fue determinado por la correlación de Cragoe^[10]:

$$M_c = \frac{6.084}{\text{°API} - 5,9} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

$$\gamma_c = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

$$\gamma_g = 0,4657 + 0,01438 \text{°API} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Donde:

M_c = Peso molecular del condensado, lbm/lbmol.

γ_c = gravedad específica del condensado (agua=1).

γ_g = gravedad específica del gas (aire=1).

°API = gravedad API del petróleo, °API.

En base a la relación gas condensado en superficie se puede estimar el peso molecular de la mezcla de gas condensado mediante un balance de masa, partiendo de la ecuación 3.11.

$$M_{gc} = \frac{0,07636RGC * \gamma_g + 350 * \gamma_c}{0,002636RGC + 350 * \gamma_c / M_c} \quad (\text{Ec. 3.11})$$

Donde:

M_{gc} = Peso molecular del gas condensado, lbm/lbmol.

RGC = Relación gas condensado, PCN/BN.

ρ_g = Gravedad específica del gas natural (aire=1)

ρ_c = Gravedad específica del condensado (agua=1)

3.6.4.5. Factor de compresibilidad del gas condensado

Se utilizó la correlación gráfica de Standing y Katz (**Figura 3.2**) para determinar esta propiedad, partiendo del principio de los estados correspondientes desarrollado por Van der Waals (1856). Este principio se basa en que todos los gases tienen el mismo factor Z a iguales condiciones de presión y temperatura reducida $Z = f(P_r, T_r)$.

La presión y temperatura seudoreducidas para un gas puro, viene dado por las ecuaciones 3.12 y 3.13. ^[10]

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Donde:

P_{sr} = Presión seudoreducida, adim.

P = Presión absoluta, lpca.

P_{sc} = Presión seudocrítica, lpca.

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Donde:

T_{sr} = Temperatura seudoreducida, adim.

T = Temperatura absoluta, °R.

T_{sc} = Temperatura pseudocrítica, °R.

La correlación genera un 3% de exactitud en relación a los valores experimentales de Z , mientras se cumplan con las siguientes condiciones:

- Porcentaje de $C_1 > 80\%$.
- Hidrocarburos que no presenten compuestos aromáticos.
- Sin impurezas.
- No se debe usar presiones y temperaturas cercanas a la crítica.
- No se recomienda para $P > 10.000$ lpca.

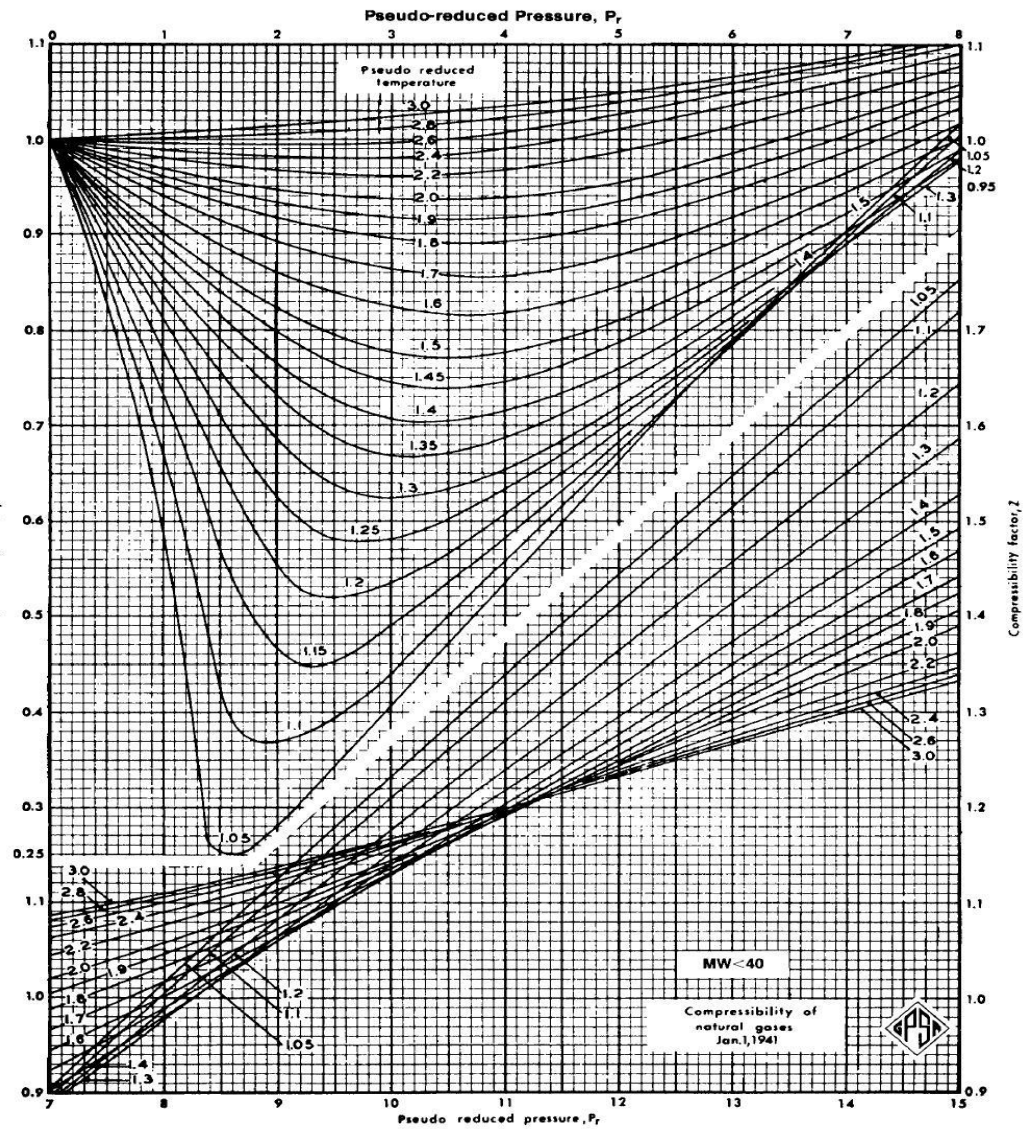


Figura 3.2. Factores de compresibilidad del gas natural ^[10]

Las propiedades pseudocrítica se calcularon con los ajustes presentados por Standing en función de la gravedad específica de la mezcla según las ecuaciones 3.14 y 3.15.

$$P_{sc} = 706 - 51,7 * \gamma_{gc} - 11,1 * \gamma_{gc}^2 \quad (\text{Ec. 3.14})$$

$$T_{sc} = 187 + 330 * \gamma_{gc} - 71,5 * \gamma_{gc}^2 \quad (\text{Ec. 3.15})$$

Donde:

P_{sc} = Presión pseudocrítica, lpca.

T_{sc} = Temperatura pseudocrítica, °R.

γ_{gc} = Gravedad específica del gas condensado, (aire=1)

$$\gamma_{gc} = \frac{RGC * \gamma_g + 4.584 * \gamma_c}{RGC + 132.800 * \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

Donde:

γ_{gc} = gravedad específica del gas condensado, lbm/lbmol.

RGC = Relación gas condensado, PCN/BN.

γ_g = Gravedad específica del gas natural (aire=1)

γ_c = Gravedad específica del condensado (agua=1)

M_c = Peso molecular del condensado, lbm/lbmol.

3.6.4.6. Factor volumétrico del gas condensado

El valor inicial del factor volumétrico del gas se obtuvo por medio de la ecuación 3.17.

$$B_{gc} = 0,02829 \frac{Z_{gc} * T}{P} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

Donde:

B_{gc} = Factor volumétrico del gas condensado, PCN/PCY.

P = Presión, lpca.

T = Temperatura, °R

Z_{gc} = Factor de compresibilidad del gas, adim.

3.7. Cálculo de Fluidos Originales aplicando el Método Volumétrico

Esta etapa consistió en estimar la cantidad de fluidos originales en sitio. Se comenzó con la evaluación volumétrica, identificando las áreas en los mapas isópaco-estructurales de los niveles en estudio como lo son la Arena Prospectiva A: F6/7 Inferior O-2 y la Arena Prospectiva B: F6/7 Superior A-1. Luego de obtener mapas isópaco-estructurales a nivel de las formaciones de interés, y una vez localizados los cierres estratigráficos y estructurales de las arenas prospectivas A y B respectivamente, se procedió al cálculo de área por medio del método de estimación de planimetría, apoyados en la herramienta computacional MicroStation en donde el área total es calculada como la sumatoria del área por contornos de las estructuras desde el tope hasta la base, y apoyados en la interpretación petrofísica realizada, se determinó el valor de porosidad y saturación de agua.

La determinación del POES, GCOES, GOES y COES se realizó a través de las siguientes ecuaciones: 3.18, 3.19, 3.20 y 3.21 respectivamente.

$$POES = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad (\text{Ec. 3.18})$$

$$GCOES = \frac{43560 * A * h * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{gci}} \quad (\text{Ec. 3.19})$$

$$GOES = GCOES * F_g \quad (\text{Ec. 3.20})$$

$$COES = \frac{GOES}{RGC_i} \quad (\text{Ec. 3.21})$$

Donde:

POES = Petróleo original en sitio, BN.

GCOES = Gas condensado original en sitio, PCN.

GOES = Gas original en sitio, PCN.

COES = Condensado original en sitio, BN.

A = Área, acres.

h = Espesor, pies.

ϕ = Porosidad, fracción.

Swi = Saturación de agua inicial, fracción.

B_{oi} = Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

B_{gci} = Factor volumétrico inicial del gas condensado, PCY/PCN.

F_g = Fracción de gas, adimensional.

RGC_i = Relación gas condensado inicial, PCN/BN.

3.8. Estimación de Volúmenes de Hidrocarburos de los Yacimientos en estudio por el Método Probabilístico Montecarlo

Se realizó la estimación probabilística de los recursos por descubrir, utilizando el Método Montecarlo para la estimación de valores esperados de petróleo o gas condensado original en sitio, por medio de las ecuaciones: 3.18, 3.19, 3.20 y 3.21, en donde las variables de entrada con incertidumbre conocida no tomaron un valor puntual, sino que se representaron como distribuciones probabilísticas, para la aplicaciones de Montecarlo.

Se determinó un rango de valores de porosidad, saturación de agua, relación gas condensado inicial, factor volumétrico de gas, factor volumétrico de petróleo, fracción de gas, área y espesor; con los cuales se generaron distribuciones de probabilidad definidas por distribuciones planas. Para este tipo de distribución

cualquier valor que este dentro del rango definido, tiene la misma probabilidad de ocurrencia.

Se realizaron 20.000 corridas, para obtener un estimado representativo del hidrocarburo en sitio. Con los valores obtenidos, se generó la gráfica de distribución acumulada del POES o GCOES, dependiendo de la arena prospectiva. Luego se compararon resultados con los del método volumétrico y se vieron los porcentajes de errores.

3.9. Descripción de las Herramientas Utilizadas

3.9.1. SIMDE (Carpeta de Pozos)

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 (diagramas de completación, producciones acumuladas de hidrocarburos de cada pozo, resumen geológico, operaciones, mapas oficiales de yacimientos), y se encuentran disponibles en imágenes digitales. 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.

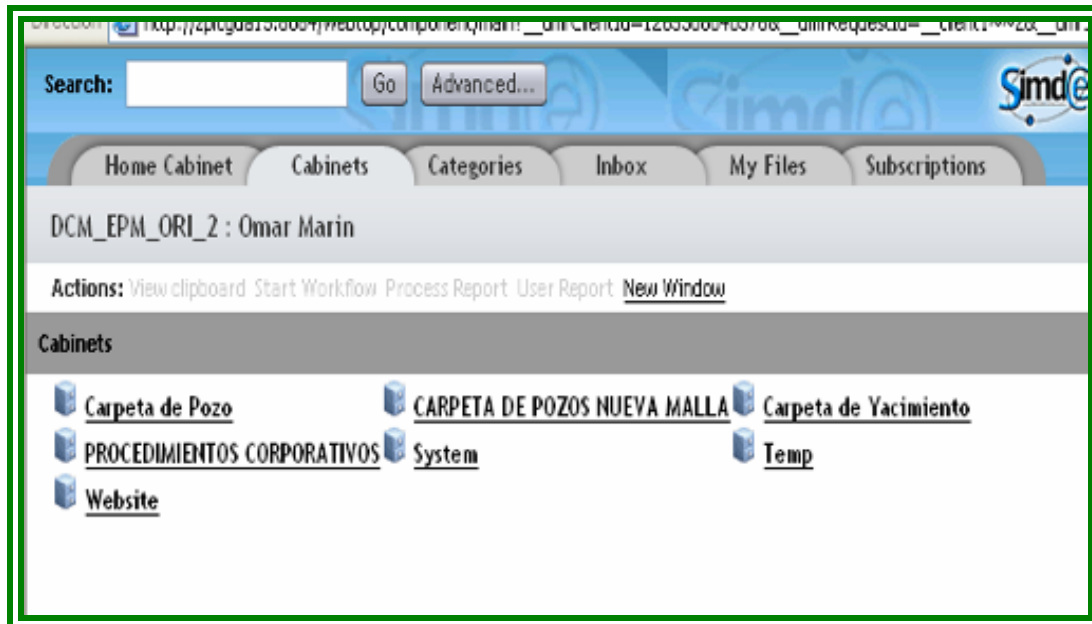


Figura 3.3. Ventana de la Aplicación SIMDE

Luego de acceder al programa, aparece una columna que muestra los diferentes campos que existen de acuerdo al área de interés.

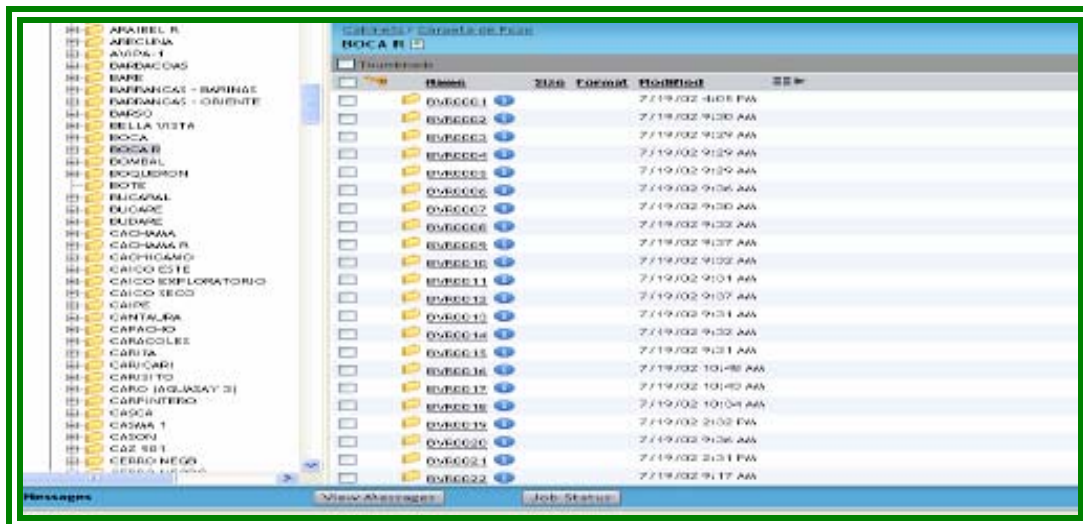


Figura 3.4. Ventana de Acceso al Campo en Estudio

Luego de seleccionar el pozo, se encontrara en este toda la información del mismo tales como: Correspondencia, informes financieros y de costo, propuestas programas y recomendaciones y reportes operacionales.

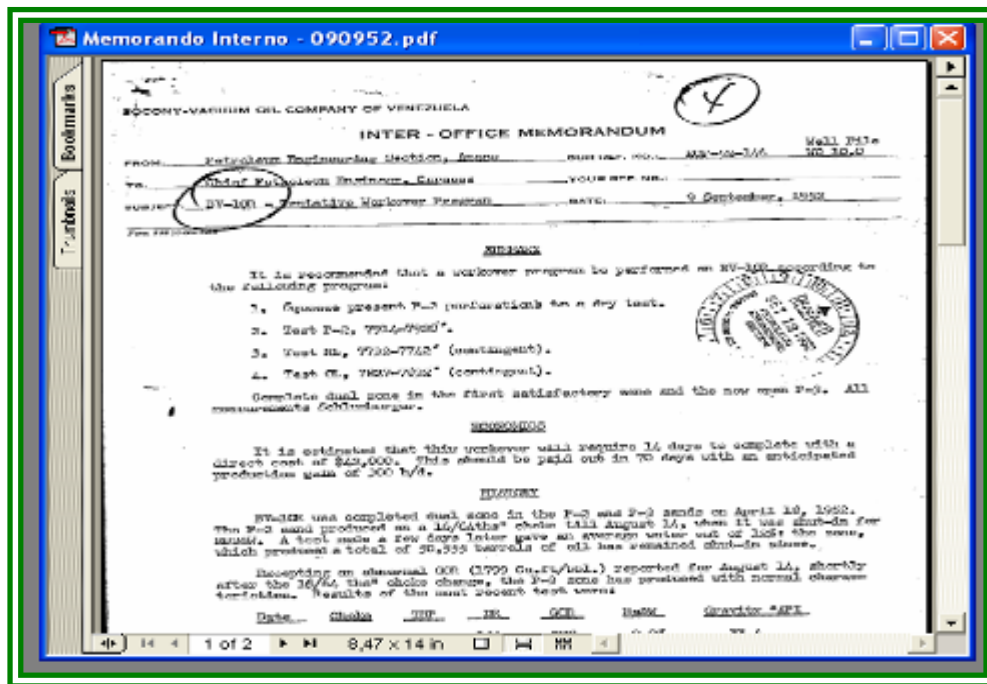


Figura 3.5. Ventana donde se Muestra el Documento a Consultar

3.9.2. OIL FIELD MANAGER (O.F.M)

Oil Field Manager (OFM) es una aplicación desarrollada por la compañía Schlumberger Geoquest, es un eficiente método para visualizar, relacionar, y analizar datos de yacimientos y producción.



Figura 3.6. Ventana Principal de la Aplicación OFM

OFM facilita todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea, como un sistema integrado, esta aplicación provee un poderoso conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. OFM se puede utilizar para análisis de pozos y campos, programas y operaciones de optimización del campo; administración de reservas, planes de desarrollo, programa de mantenimiento y administración del flujo de caja, 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.

Su funcionamiento se efectúa bajo ambiente Windows y facilita todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea. Además, posee un sistema integrado que provee un conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria.

OFM permite trabajar con una diversidad de datos, útiles para la identificación de tendencias, anomalías y estimación de la predicción de producción. Estos tipos de datos son los siguientes:

- Datos dependientes del tiempo (mensual, diario y esporádico).
- Datos que dependen de la profundidad (registros de los pozos y diagramas de completación).
- Datos financieros (incluyendo ganancia y costos de operaciones).

3.9.2.1. Ejecución del Programa

Para iniciar OFM se hace 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. En este caso liviano San Tomé, Ubicando la opción FILE/NEW se pueden crear nuevos proyectos para los cuales se deben cargar los datos correspondientes y con la opción FILE/OPEN se puede seleccionar el proyecto con el cual se quiere trabajar.

Una vez seleccionado el proyecto aparecerá el mapa base, indicando que ya se puede empezar a trabajar en el proyecto.

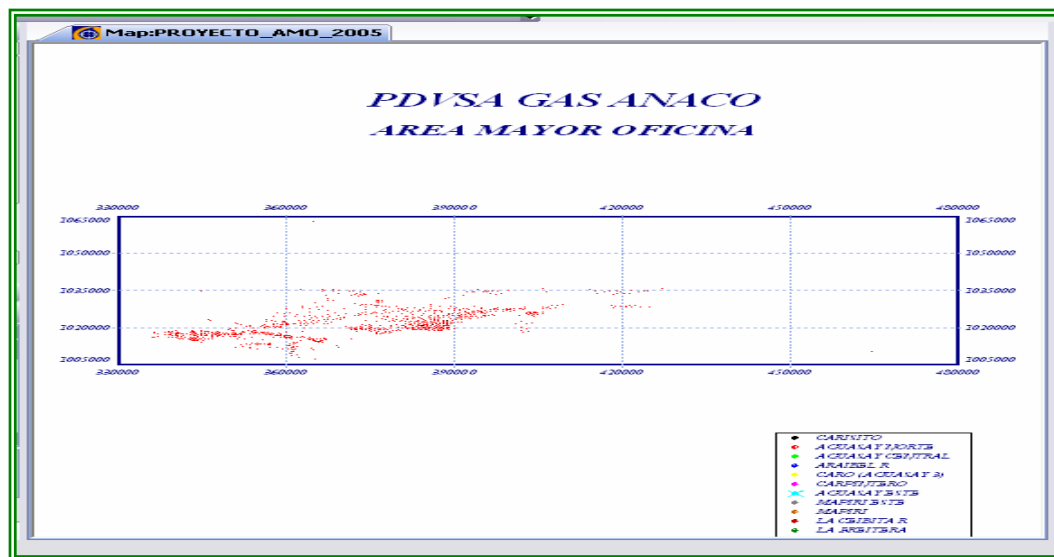


Figura 3.7. Mapa del Proyecto AMO 2005

Luego se realiza un filtro por categoría de yacimientos, con el fin de cargar el proyecto de interés definido por arena y yacimiento; (**Figura 3.8**).

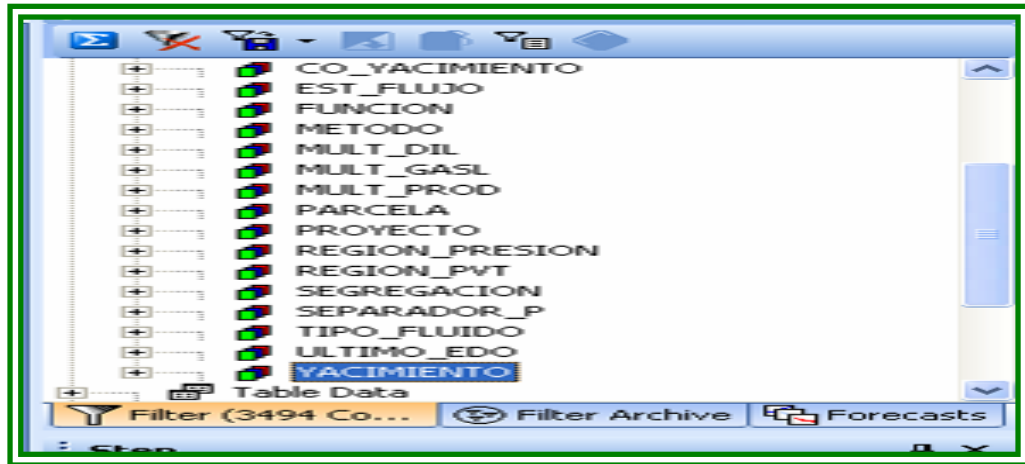


Figura 3.8. Ventana de Selección del Yacimiento

Una vez cargado el mapa del yacimiento en estudio se pueden identificar las zonas más drenadas del yacimiento, según la producción acumulada y las propiedades petrofísicas de cada pozo. A través del siguiente procedimiento:

Haciendo clic en la función Grid Map **Figura 3.9**.



Figura 3.9. Icono de la Opción Grafico de Mapas

Luego se muestra la opción para crear un archivo en el disco duro de la computadora donde se ejecuten las tareas de esta aplicación. Siempre que se vaya a trabajar con esta función, se debe llamar a este archivo desde el OFM donde estarán guardados los últimos cambios.

Para realizar el drenaje y observar las zonas más productoras del yacimiento, se ejecuta el siguiente procedimiento, esto es válido para cualquier otra característica que se quiera evaluar, como propiedades petrofísicas donde se muestran las zonas más porosas, permeables, mapas de iso-saturación y drenaje de cualquier de los fluidos presentes en el yacimiento.

Las características de estos mapas van a depender de la producción asociada a cada pozo y de las propiedades petrofísicas de los mismos en la arena en estudio, esto permite obtener reportes de producción mensual para cada pozo y para todo el yacimiento, a través de la función Report, la cual puede ser apreciada en la **Figura 3.10**.



Figura 3.10. Icono de la Opción Reporte

Por medio de ésta 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 acumulada, inyección mensual, petrofísicas, corte de agua, relación de líquidos agrupando a un total de 450 variables más que pueden ser reportadas (**Figura 3.11**).

PERIODO	Agua Acumulada Pínter Kobis	Agua Acumulada Pínter Kobis	Gas Acumulada Kobis	Gas Acumulada Pínter Kobis	Agua Acumulada Pínter Kobis	Agua Acumulada Pínter Kobis
01/01/2010	0.000	0.000	1.440	1.440	0.000	0.000
02/01/2010	0.000	0.000	1.38388	1.38388	0.000	0.000
03/01/2010	0.000	0.000	1.32776	1.32776	0.000	0.000
04/01/2010	0.000	0.000	1.27164	1.27164	0.000	0.000
05/01/2010	0.000	0.000	1.21552	1.21552	0.000	0.000
06/01/2010	0.000	0.000	1.15940	1.15940	0.000	0.000
07/01/2010	0.000	0.000	1.10328	1.10328	0.000	0.000
08/01/2010	0.000	0.000	1.04716	1.04716	0.000	0.000
09/01/2010	0.000	0.000	9.91040	9.91040	0.000	0.000
10/01/2010	0.000	0.000	9.37364	9.37364	0.000	0.000
11/01/2010	0.000	0.000	8.83688	8.83688	0.000	0.000
12/01/2010	0.000	0.000	8.29912	8.29912	0.000	0.000
01/02/2011	10.800	10.800	7.76236	7.76236	10.800	10.800
02/02/2011	21.600	21.600	7.22560	7.22560	21.600	21.600
03/02/2011	32.400	32.400	6.68884	6.68884	32.400	32.400
04/02/2011	43.200	43.200	6.15208	6.15208	43.200	43.200
05/02/2011	54.000	54.000	5.61532	5.61532	54.000	54.000
06/02/2011	64.800	64.800	5.07856	5.07856	64.800	64.800
07/02/2011	75.600	75.600	4.54180	4.54180	75.600	75.600
08/02/2011	86.400	86.400	4.00504	4.00504	86.400	86.400
09/02/2011	97.200	97.200	3.46828	3.46828	97.200	97.200
10/02/2011	108.000	108.000	2.93152	2.93152	108.000	108.000
11/02/2011	118.800	118.800	2.39476	2.39476	118.800	118.800
12/02/2011	129.600	129.600	1.85800	1.85800	129.600	129.600
01/03/2012	140.400	140.400	1.32124	1.32124	140.400	140.400
02/03/2012	151.200	151.200	0.78448	0.78448	151.200	151.200
03/03/2012	162.000	162.000	0.24772	0.24772	162.000	162.000
04/03/2012	172.800	172.800	-0.28904	-0.28904	172.800	172.800
05/03/2012	183.600	183.600	-0.83576	-0.83576	183.600	183.600
06/03/2012	194.400	194.400	-1.38248	-1.38248	194.400	194.400
07/03/2012	205.200	205.200	-1.92920	-1.92920	205.200	205.200
08/03/2012	216.000	216.000	-2.47592	-2.47592	216.000	216.000
09/03/2012	226.800	226.800	-3.02264	-3.02264	226.800	226.800
10/03/2012	237.600	237.600	-3.56936	-3.56936	237.600	237.600
11/03/2012	248.400	248.400	-4.11608	-4.11608	248.400	248.400
12/03/2012	259.200	259.200	-4.66280	-4.66280	259.200	259.200
01/04/2013	270.000	270.000	-5.20952	-5.20952	270.000	270.000
02/04/2013	280.800	280.800	-5.75624	-5.75624	280.800	280.800
03/04/2013	291.600	291.600	-6.30296	-6.30296	291.600	291.600
04/04/2013	302.400	302.400	-6.84968	-6.84968	302.400	302.400
05/04/2013	313.200	313.200	-7.39640	-7.39640	313.200	313.200
06/04/2013	324.000	324.000	-7.94312	-7.94312	324.000	324.000
07/04/2013	334.800	334.800	-8.48984	-8.48984	334.800	334.800
08/04/2013	345.600	345.600	-9.03656	-9.03656	345.600	345.600
09/04/2013	356.400	356.400	-9.58328	-9.58328	356.400	356.400
10/04/2013	367.200	367.200	-10.13000	-10.13000	367.200	367.200
11/04/2013	378.000	378.000	-10.67672	-10.67672	378.000	378.000
12/04/2013	388.800	388.800	-11.22344	-11.22344	388.800	388.800
01/05/2014	399.600	399.600	-11.77016	-11.77016	399.600	399.600

Figura 3.11. Venta de Reportes de Producción

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, identificando de esta manera las posibles irrupciones de los frentes de agua y/o gas en proyectos de desplazamiento de hidrocarburos o las posibles conificaciones de mantos de acuíferos y capas de gas, a través de aumentos abruptos en las gráficas de historia de producción. Presione el icono Plot (**Figura 3.12**).



Figura 3.12. Icono de la Opción de Graficar

Inmediatamente se despliega la ventana donde se debe seleccionar el número de gráficas y variables a graficar (**Figura 3.13**).



Figura 3.13. Ventana para Generar las Gráficas

Un ejemplo de las gráficas de producción de agua, petróleo y gas acumulado para un yacimiento, pueden ser observadas en la **Figura 3.14**.

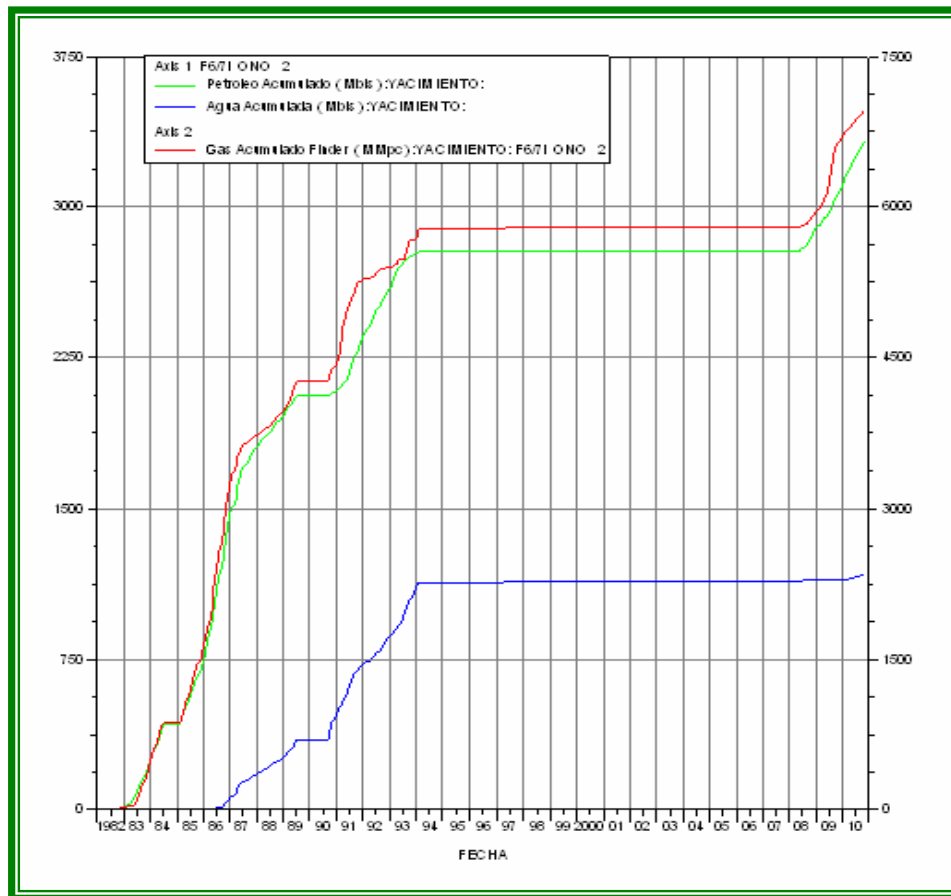


Figura 3.14. Gráficos del Comportamiento de Producción del Yac F6/7I O-2

Con OFM se puede realizar la predicción de producción y cálculos de reservas, a través de análisis de curvas de declinación.

3.9.3. Software MicroStation

El software MicroStation lo utilizan arquitectos e ingenieros que comparten el objetivo común de proporcionar mejores proyectos. Gracias a un conjunto integrado de funciones versátiles y fáciles de usar, MicroStation ayuda a los equipos a mejorar los procesos de diseño, modelado, visualización, documentación y creación de mapas para proyectos de cualquier tipo y magnitud.

MicroStation ofrece todas las herramientas y utilidades necesarias para crear, manipular y editar proyectos en 2 y 3 dimensiones con alto grado de perfección y realismo. Internamente almacena los proyectos en su propio formato, de extensión GDN, pero puede leer y editar archivos DWG de AutoCAD y DXF, así como exportar a U3D y ADT. MicroStation es (y ha sido durante años) considerada por muchos el software de CAD/CAM más avanzado e innovador, superando en varios aspectos a AutoCAD, el líder indiscutible en ventas de la industria.

A diferencia de las soluciones de la competencia, la plataforma de desarrollo MicroStation integra con éxito la gama de software más completa del mundo obtener una interacción racionalizada en varias comunidades y mercados de soluciones.

3.9.4. SIGEMAP

Este sistema computarizado permite la generación, actualización, validación y disponibilidad de una base de datos de mapas automatizados. Consta de un ambiente de inicio de datos donde se revisa, prepara y carga la data del cuadrángulo a incorporar en el sistema. La información geológica (curva estructurales , isópacas, fallas) y el posicionamiento de los pozos son procesados bajo el sistema SIGEO y los datos adicionales como el límite de roca, los contactos condensado petróleo original, agua petróleo original, los límites arbitrarios, etc., son capturados de manera puntual y digitalizados directamente de los mapas existentes, que previamente ha sido elaborado manualmente. En la Figura 3.15 se presenta la ventana principal a SIGEMAP.

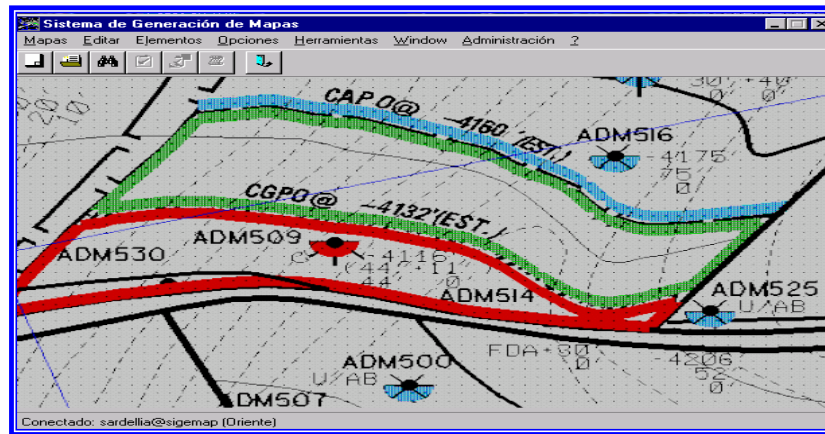


Figura 3.15. Ventana de Sigemap

A continuación se muestra la apariencia final del mapa isópaco-estructural del yacimientos F6,7 Superior O-2 y F6,7 Superior A-1, diseñado en SIGEMAP, así como los diferentes comandos de esta aplicación (**Figura 3.16**)

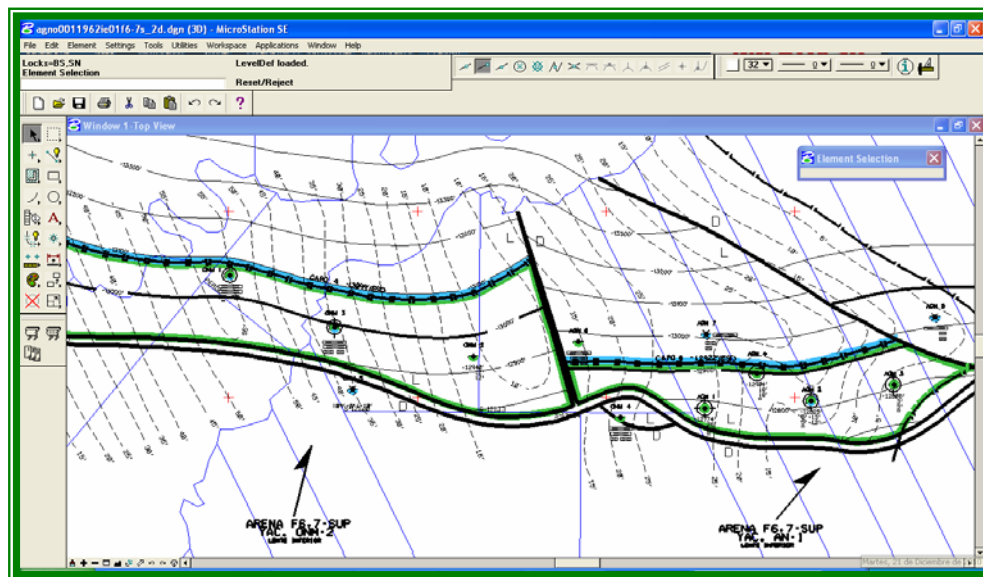


Figura 3.16. Mapa isópaco-estructural, Yacimientos F6,7 Superior O-2 y F6,7 Superior A-1

3.9.5. Método Probabilístico Montecarlo Volumétrico

Es una herramienta estadística provista para estimar hidrocarburo originalmente en sitio, dada la distribución de las propiedades del yacimiento tales como: \emptyset , S_w , dimensiones del yacimiento y propiedades PVT del fluido. Este modelo puede ser usado para casos de predicción posterior o para hacer un primer estimado del cotejo histórico.

Este método trata cada parámetro como un rango de valores, los cuales son representados por variables aleatorias que permiten describir eventos futuros cuyos resultados son una incertidumbre. Dichas variables se representan mediante distribuciones estadísticas, de las cuales las más comunes son las siguientes:

- * Normal * Exponencial
- * Triangular * Binomial
- * Uniforme * Poisson
- * Log-Normal

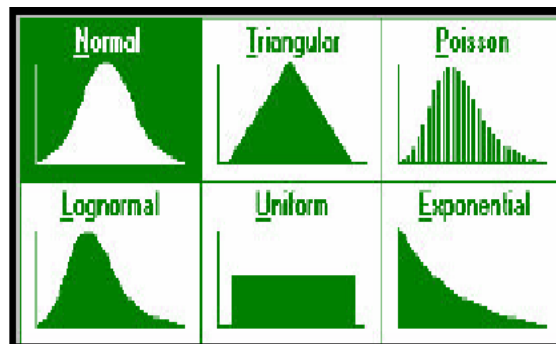


Figura 3.17. Representación Gráfica De Lo Diferentes Tipos De Distribuciones Probabilísticas

DISTRIBUCIÓN	FORMA	UTILIDAD
Normal	Distribución simétrica en que coinciden la media, moda y mediana en el mismo punto. Colas infinitas en ambos sentidos.	Usada como la base de mediciones no sesgadas. No puede ser un problema para cantidades no-negativas. El 99% de los valores caen dentro de las medias más/menos tres desviaciones estándares.
Triangular	Similar a la uniforme, pero se indica una moda.	Útil cuando el experto conoce el rango y el valor más probable. Puede ser simétrica o no. Muy fácil de editar.
Uniforme	Probabilidad uniforme entre un límite inferior y superior.	Útil cuando se conoce solamente un rango de valores posibles. Indica que no se conocen detalles acerca de la incertidumbre del parámetro.
Log normal	Distribución con una skewness positiva, con una larga cola a la derecha, lo que significa que la probabilidad de x tenga un valor al extremo más pequeño es mucho mayor que el de que tenga valores al extremo más altos.	Útil para representar cantidades físicas no-negativas. Su logaritmo distribuye normal.
Exponencial	Distribución con la moda en 0, y probabilidad decreciente.	Útil para describir el tiempo entre eventos sucesivos.
Poisson	Distribución discreta similar a la normal para grandes n .	Útil para describir el número de eventos aleatorios que ocurren en un tiempo determinado.

Figura 3.18. Definición General De Las Distribuciones Estadísticas

Existen muchos métodos en los que se utilizan estas distribuciones para estudios de probabilidad de que un proyecto se pueda llevar a cabo, o no. Uno de estos métodos es la técnica cuantitativa de Monte Carlo, la cual hace uso de la estadística y las computadoras para emular, mediante modelos matemáticos, el comportamiento aleatorio de sistemas reales no dinámicos (por lo general, cuando se trata de sistemas cuyo estado cambia con el paso del tiempo, se recurre, bien a la simulación de eventos discretos o bien a la simulación de sistemas continuos).

3.9.5.1. Técnica MonteCarlo

Este método es muy usado en los diferentes campos de estudios, ya sea en las áreas informática, empresarial, económica, etc., es por ello que resulta muy ventajosa su aplicación. En este caso es utilizado a nivel de análisis de yacimientos por lo que su uso consiste en tomar muestras de la distribución de probabilidad de cada uno de los parámetros considerados estadísticos y sustituirlos en la ecuación del método volumétrico para obtener un valor de N.

Después de repetir el proceso anterior, un número significativo de veces (1000 o más), los valores de N_i son ordenados en sentido creciente, asignándole a cada uno, un valor de frecuencia acumulada igual a: $i/n+1$, donde n es el número de valores de N obtenidos. Luego si se grafica la frecuencia acumulada vs. N, se obtendrá una función de distribución acumulada de estos valores. La aplicación tanto del método determinístico como del método probabilístico “Monte Carlo” para la estimación del GOES, GCOES y Reservas de gas, está basada en una serie de datos característicos del yacimiento.

Generación de números aleatorios provenientes de otras distribuciones

Las últimas versiones de Excel incorporan un *Add-In* llamado Análisis de datos. Este complemento proporciona nuevas funcionalidades estadísticas a la hoja de cálculo. Entre ellas, nos interesa destacar la de Generación de números aleatorios:

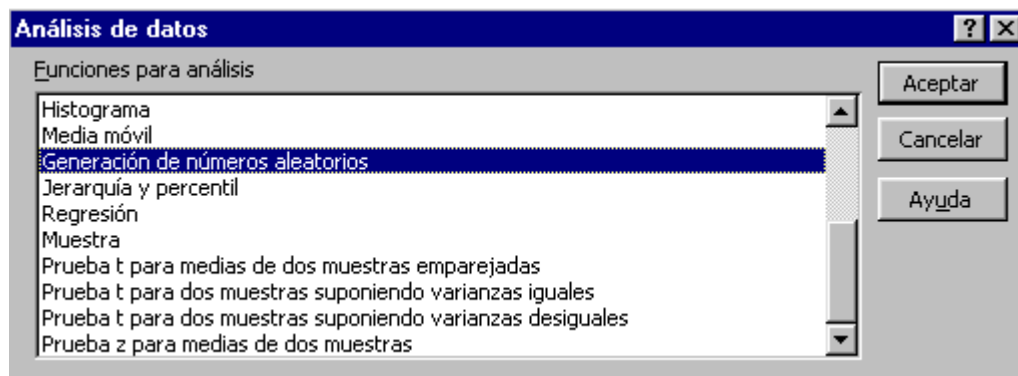


Figura 3.19. Análisis de datos

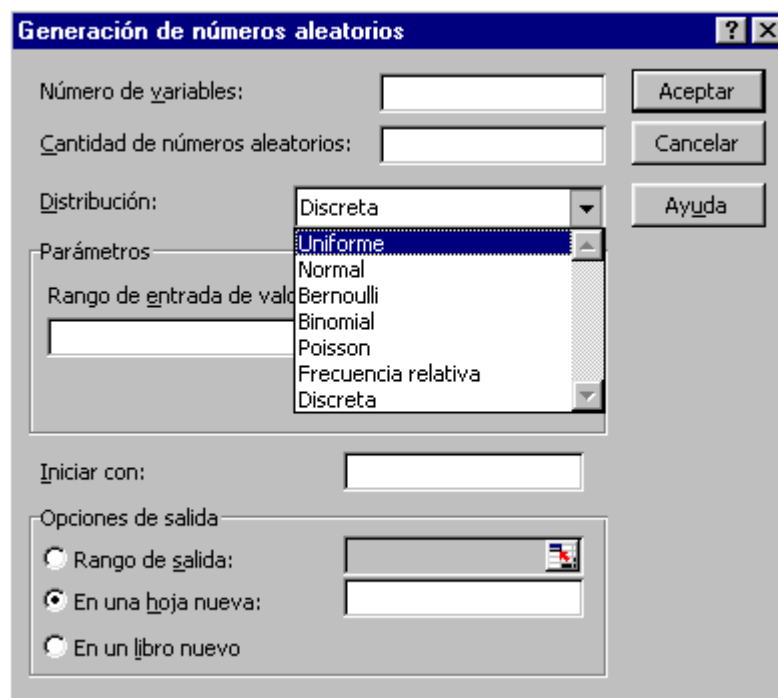


Figura 3.20. Generación de números aleatorios

Con esta opción, es posible generar fácilmente observaciones provenientes de diversas distribuciones de variable discreta (Bernoulli, Binomial, Poisson, Frecuencia relativa, y Discreta) o de variable continua (Uniforme y Normal).

Independientemente del complemento Análisis de datos, es posible usar un resultado muy conocido de la teoría estadística, llamado **método de la transformada inversa**, para derivar las fórmulas que permiten obtener valores pseudo-aleatorios provenientes de distribuciones como la Weibull o la Lognormal.

En la **Figura 3.21** siguiente se muestran algunas fórmulas que, implementadas en celdas de Excel, nos permiten obtener valores pseudo-aleatorios de algunas de las distribuciones continuas más usadas:

Distribución	Parámetros	Fórmula Excel
Exponencial	Media = b	= -LN(ALEATORIO()*b)
Weibull	Escala = b Forma = a	= b*(-LN(ALEATORIO()))^(1/a)
Normal	Media = μ Desv. Estándar = σ	= DISTR.NORM.INV(ALEATORIO(), μ , σ)
Lognormal	Media de Ln(X) = μ Desv. Estándar de Ln(X) = σ	= DISTR.LOG.INV(ALEATORIO(), μ , σ)
Uniforme entre a y b	Extremo inferior = a Extremo superior = b	= a+(b-a)*ALEATORIO()

Figura 3.21. Valores pseudo-aleatorios provenientes de distribuciones continuas

Añadir, finalmente, que es relativamente sencillo implementar funciones VBA que, haciendo uso del método de la transformada inversa o de otros métodos similares, permita la generación de valores provenientes de casi cualquier distribución teórica.

Luego, Vincular el número aleatorio con las variables cuya probabilidad acumulada sea menor o igual al número aleatorio obtenido. Repetir el proceso un elevado número de veces, hasta obtener el n° deseado de valores muestrales. Realizar con las variables obtenidas las operaciones especificadas en el modelo. Analizar las funciones de distribución de las variables objetivo obtenidas con las operaciones indicadas, como herramienta para la toma de decisiones.

CAPÍTULO IV.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Una vez recolectada toda la información, se seleccionó en la zona Sur del área de estudio específicamente en el Campo Aguasay Norte, ya que éste contó los parámetros necesarios para realizar la evaluación dinámica de yacimiento, y se procedió al análisis e interpretación de los datos obtenidos en las diferentes etapas del proyecto.

4.1. Comportamiento de Producción del Yacimiento

Para estudiar el comportamiento de producción de los yacimientos, graficó el comportamiento de producción de petróleo, gas y agua en cada yacimiento, también se estudiaron los mapas de burbuja, el cual es realizado en superposición al mapa base del yacimiento estudiado. Cada pozo es identificado con una burbuja cuyo radio depende de la cantidad del fluido (petróleo, gas o agua) que esta representa que se ha producido por el pozo al que representa.

A través de estos mapas se pudieron identificar las zonas más drenadas del yacimiento así como las menos drenadas, las cuales posiblemente constituyen buenos prospectos para el desarrollo de reservas remanentes de los yacimientos. En las Figuras 4.1, 4.2 y 4.3 se muestran los tres (3) mapas de petróleo, gas y agua respectivamente, del Campo Aguasay Norte.

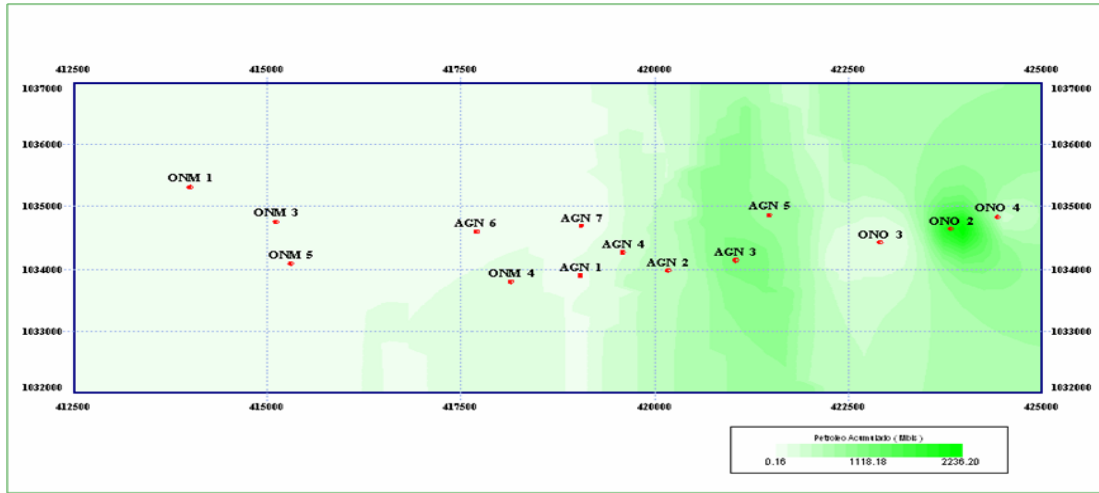


Figura 4.1. Mapa de Producciones Acumuladas de Petróleo en el Campo Aguasay Norte

La **Figura 4.1** muestra una baja producción acumulada de petróleo hacia el Oeste del Campo Aguasay Norte, una producción acumulada media hacia el Este, siendo notorio la alta producción alrededor del pozo O-2 con un alcance aproximado de 2 MMBls.

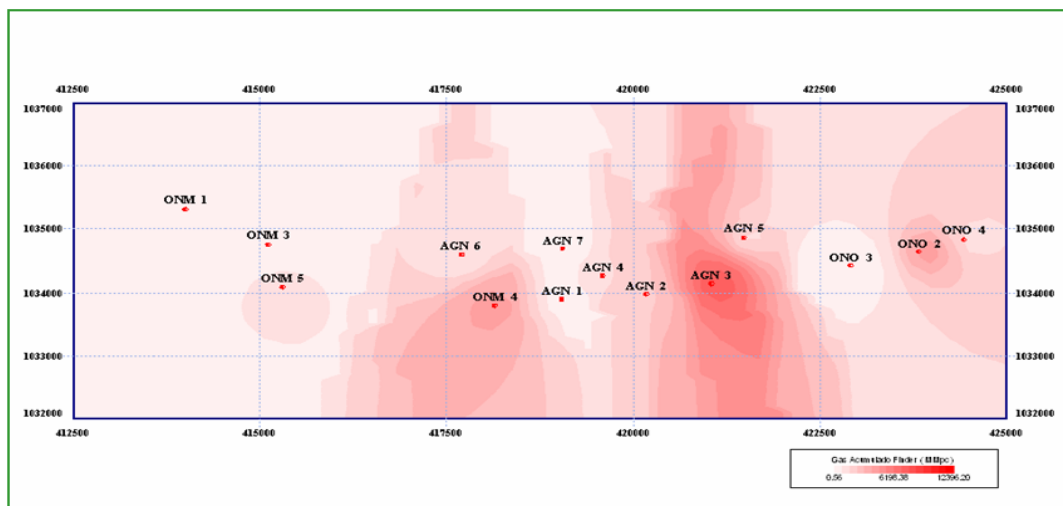


Figura 4.2. Mapa de Producciones Acumuladas de Gas en el Campo Aguasay Norte

La **Figura. 4.2** muestra producciones acumulada medias de gas hacia el Centro del Campo Aguasay Norte, siendo evidente la producción de gas alrededor del pozo A-3 con un alcance aproximado de 6 MMMPC.

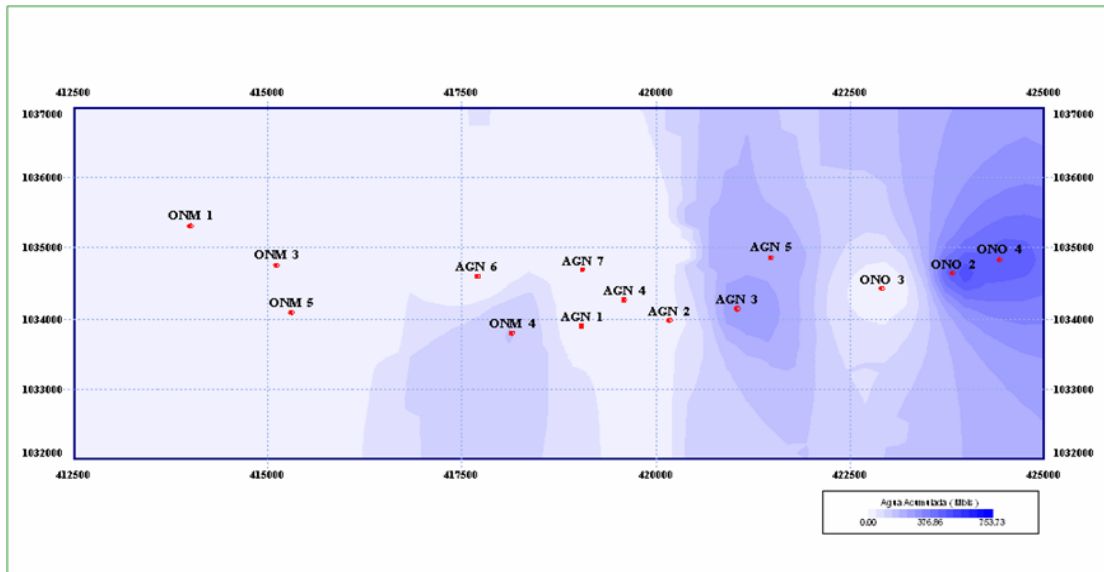


Figura 4.3. Mapa de Producciones Acumuladas de Agua en el Campo Aguasay Norte

Y por último en la **Figura. 4.3**, se puede notar que los pozos O-2 Y O-4 se encuentran con la mayor producción acumulada de agua con un aproximado de 4 MMBbl. Además se realizaron gráficos tales como: Producciones acumuladas (petróleo, gas y agua) vs Tiempo y Tasas reales vs Tiempo. Estas gráficas permiten conocer a fondo el comportamiento de producción de los yacimientos estudiados.

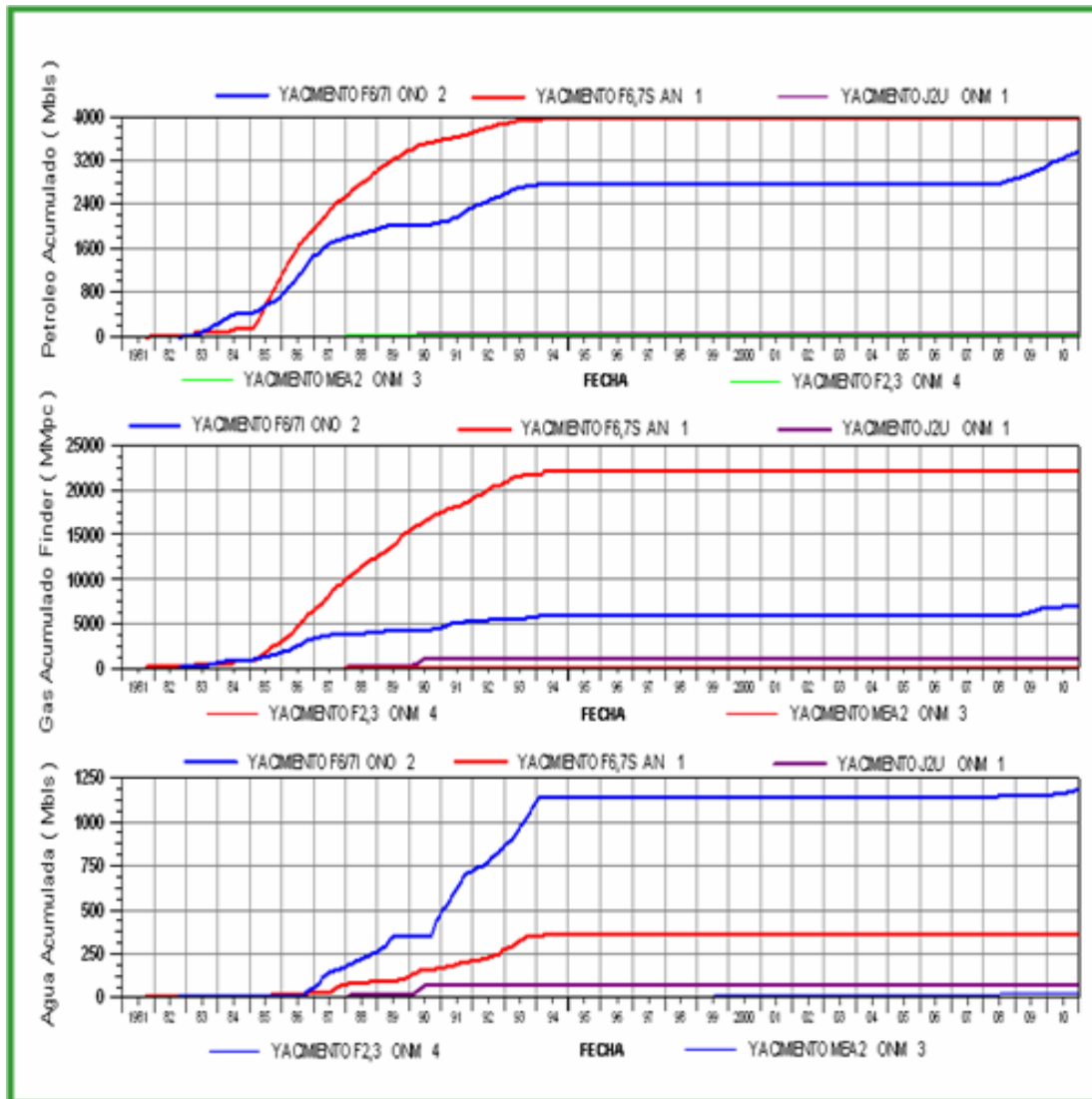


Figura 4.4 Producciones Acumuladas del Campo Aguasay Norte por Yacimientos

El comportamiento histórico de producción global (**Figura 4.4**), refleja la mayor producción acumulada de Petróleo, Gas y Agua en los Yacimientos F6/7I O-2 y F6/7S A-1, siendo estos yacimientos tomados como arenas prospectivas.

Como se puede observar en la **Figura 4.5**, en el año 1982 comienza la vida productiva del yacimiento. En general, se puede decir que el comportamiento de producción en el Yacimiento F6/7 I O-02 se divide en 4 etapas:

Una etapa inicial entre los años 1982 y 1984, en la cual se observa una tasa aproximada de petróleo de 800 BN/D. En cuanto al comportamiento de producción de agua, esta etapa se caracteriza por una tasa de 30 BN/D aproximadamente, cuyo comportamiento se puede describir fácilmente por una línea recta, mientras que la producción de gas tiende a mantenerse cercana a 1500 MPCN.

La segunda etapa entre los años 1985 y 1989, la tasa de producción de petróleo sigue manifestando un incremento en su comportamiento, alcanzando un caudal de 1800 BN/D, al final de esta etapa se observa una declinación en la producción de petróleo pero con tendencia a estabilizarse entre 600. La producción de agua en esta etapa se caracteriza por mantenerse, la cual cubre un rango que de aproximadamente 250 BN/D de agua, mientras que la producción de gas presenta un rango variable entre 3000 MPCN y 1500 MPCN.

La tercera y la última etapa tiende a mantener su ritmo que comienza en el año 1990 hasta el 1993 y del 2008 se mantiene hasta los momentos, caracterizándose por presentar una tasa de producción baja y constante en el orden de los 600 BN/D de petróleo, en esta etapa la producción de agua se mantiene baja en el orden de 100 BN/D, mientras que la producción de gas sigue manteniendo el mismo rango variable por debajo de 3000 MPCN aproximadamente.

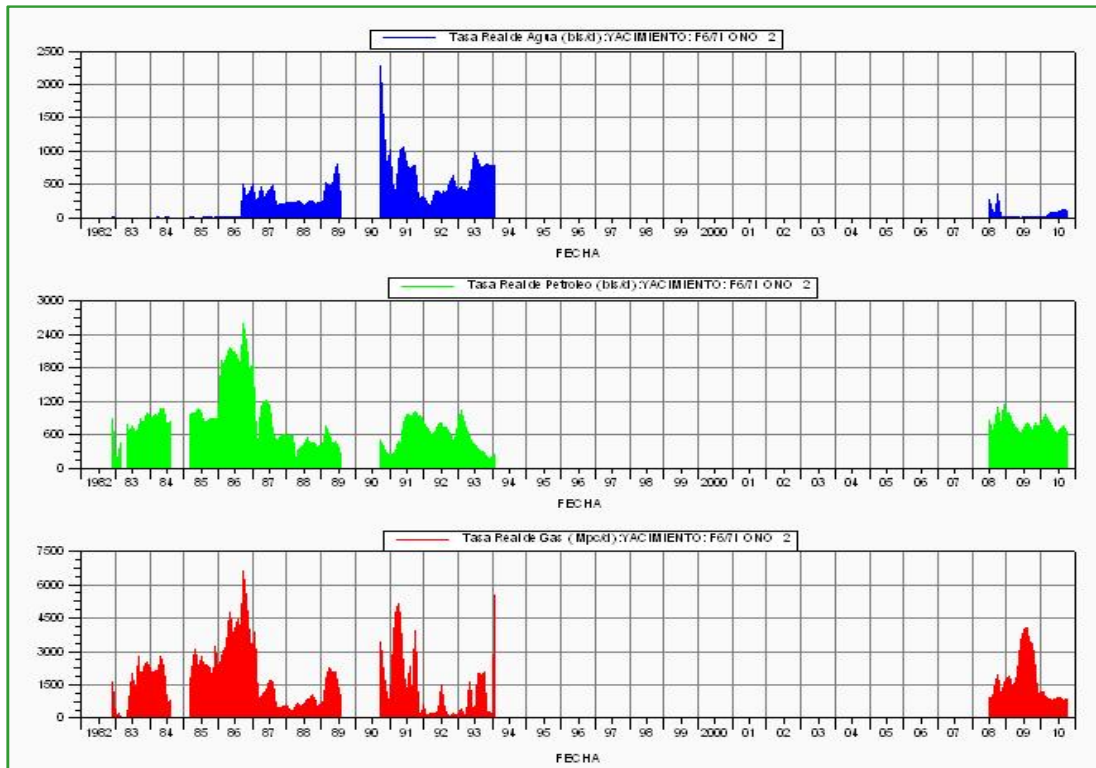


Figura 4.5. Tasas reales del Yacimiento F6/7 I O-2

La historia de producción del yacimiento F6/7 S A-1, presentó varios períodos de cierre por problemas mecánicos de los pozos, presentando un promedio de tasa real de **1200 BND** de petróleo, **7000 PCN/D** de gas y **150 BND** de agua, representado por la **Figura 4.6**.

En la **Figura 4.6**, se observan grandes incrementos en las tasas de agua del yacimiento, producto de los altos cortes de agua con que producían los pozos activos como O-2 y O-4, en determinados períodos. También se aprecia que posterior a los primeros incrementos, viene el descenso paulatino de la tasa de agua, producto de los cierres que se fueron generando en aquellos pozos cuya producción de agua se encontraba muy por encima de la producción de petróleo.

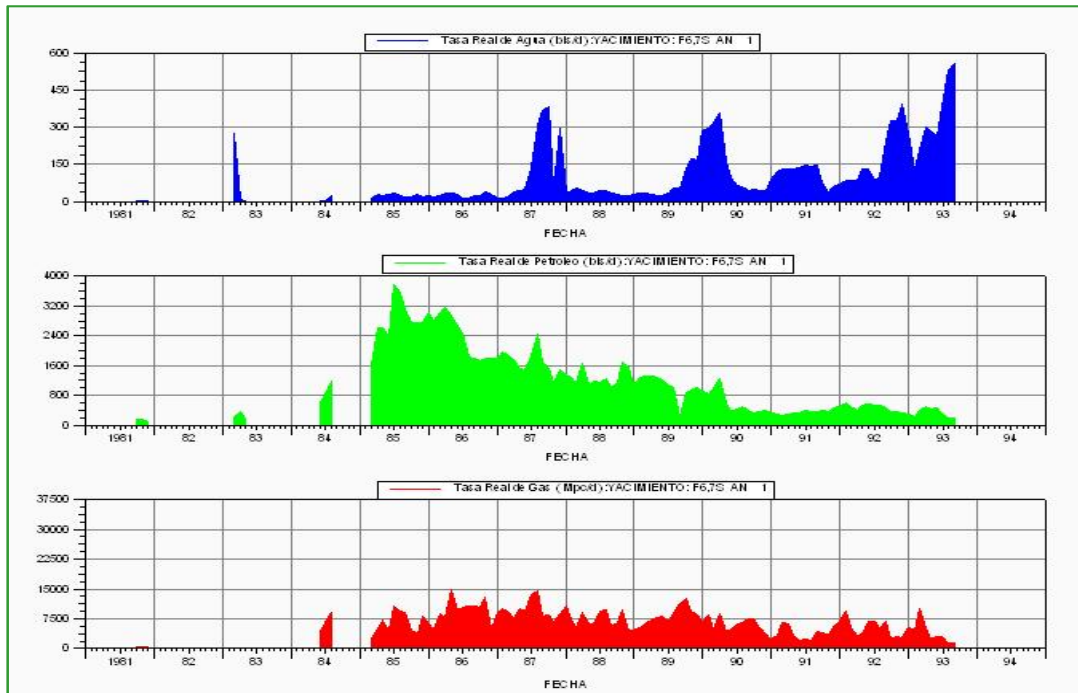


Figura 4.6. Tasas reales del Yacimiento F6/7 S A-1

4.2. Evaluación Petrofísica Previa

El objetivo principal de la evaluación petrofísica es la estimación de las propiedades de la roca del yacimiento necesarias para los cálculos volumétricos, además de dar una idea de donde se encuentran la mejor calidad de la roca y de esta manera optimizar el drenaje de reservas remanentes.

La determinación de los valores puntuales de los parámetros como porosidad, saturación de agua y arena neta petrolífera para cada arena prospectiva, se lograron gracias a la información obtenida de la carpeta de pozos. Se generó un promedio de éstos valores para cada una de las arenas prospectivas, ya que éstas, constituyen la base fundamental o punto de partida para el desarrollo del modelo dinámico. La **Tabla 4.1** muestra el resumen de la evaluación petrofísica previas realizada a siete

(7) de los pozos en el área de estudio; y en la **Tabla 4.2** se muestran los valores promedios ponderados a cada arena prospectiva.

Tabla 4.1. Propiedades petrofísicas por pozo

CAMPO	POZO	ARENA	INTERVALO (PIE)	Rt (Ohm-m)	ϕ Efectiva (%)	S _w (%)	ANP (PIE)	Vsh (%)
AGUASAY NORTE	A-1	F 6/7 S	13462 - 70	300	13,5	9	8	10
		F-2/3	13247 - 52	12	14,5	70	-	12
		F-4	13356 - 70	50	15	29	14	12
		F 6/7 I	13609 - 12	17	14,5	8	3	62
	A-2	F 6/7 S	13463 - 76	90	10	17	13	1
		F 6/7 I	13504 - 12	55	13	8	8	4
		F-5	13272 - 80	20	15	64	-	1
		F-2/3	12217 - 26	8	15	100	-	1
	A-5	F 6/7 I	13840 - 55	27	14	9	15	0
		F-8	13924 - 30	15	8	78	-	30
		S-1	15494 - 503	45	8	46	9	0
		T-2	15682 - 88	26	10	48	6	0
	O-1	T-1	13690 - 98	70	11	36	10	3
		S-1	15532 - 38	90	8	44	-	10
		S-3	15482 - 92	60	10	43	12	-
		J-3	14353 - 67	35	12	47	14	-
	O-2	F 6/7 I	13722 - 40	300	14	9	20	2
		F-8	13836 - 46	50	11	30	10	7
		R-2	15242 - 48	180	8	12	6	9
	O-3	J-1	14374 - 90	28	10	75	-	1
		H- 2/3	13950 - 71	16	13	78	-	1
		F-8	13927 - 32	75	11	41	-	1
	O-4	H-1	13798 - 14002	12	13	82	4	0
		G	13948 - 74	8	15	87	26	0
		F 6/7 I	13834 - 40	150	15	16	6	5
		F 6/7 M	13742 - 48	10	15	78	6	0

Tabla 4.2. Valores petrofísicos promedios

PROPIEDADES PETROFÍSICAS	PROMEDIOS	
	ARENA PROSPECTIVA A	ARENA PROSPECTIVA B
	F6/7 O-2	F6/7 A-1
POROSIDAD (%)	14	15
SATURACIÓN DE AGUA (%)	9	9
ESPESOR DE ARENA (PIE)	10	13
VOLUMEN DE ARCILLA (%)	2	6

4.3. Determinación del área y volumen del yacimiento

Para determinar el área y el volumen del yacimiento de las dos (2) arenas prospectivas, se aplicó el método del planímetro a los mapas isopaco-estructurales, mediante la herramienta SIGEMAP. En la **Figura 4.7** muestra el mapa isopaco-estructural de la Arena Prospectiva A perteneciente al Yacimiento F6/7 O-2 Inferior, donde el área y volumen calculados fue de 635 acres con un volumen de 12.700 acre-pie.

En la **Figura 4.8** muestra el mapa isopaco-estructural de la Arena Prospectiva B perteneciente al Yacimiento F6/7 Superior A-1, donde el área calculada fue de 616 acre con un volumen de 10.472 acre-pie.

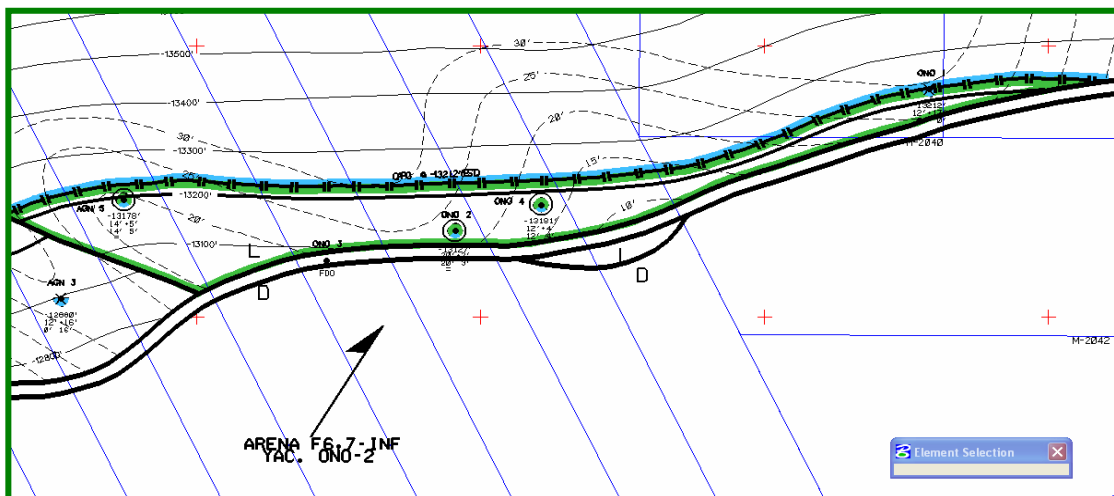


Figura 4.7. Mapa isopaco-estructural de la Arena Prospectiva A

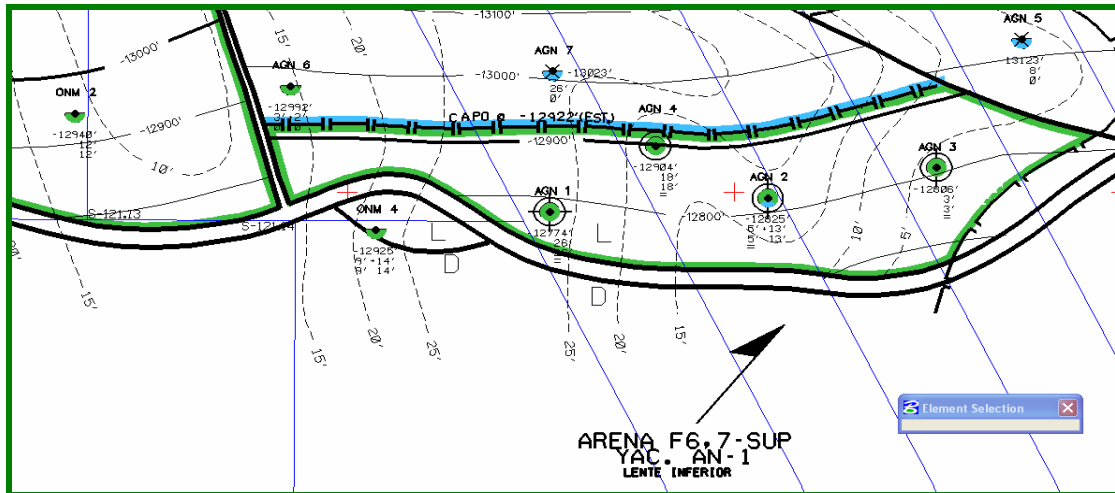


Figura 4.8. Mapa isopaco-estructural de la Arena Prospectiva B

4.4. Validación PVT

En el área de enfoque para el estudio, como lo es la zona Sur específicamente en el Campo Aguasay Norte, se cuenta con 4 análisis de muestras PVT de las cuales solo el perteneciente al Pozo A-1 del yacimiento F6/7 S cumple con los datos suficientes en cada una de sus pruebas para su validación.

4.4.1. Muestra Proveniente del Pozo AGN-1

4.4.1.1. Representatividad de la muestra

La muestra tomada en superficie el día 1 de Octubre de 1986 por la compañía de servicio CORE LABORATORIES, corresponde a la arena F6/7 S del campo Aguasay Norte perteneciente al pozo A-1, a una profundidad de 13400 pies. Esta muestra fue tomada en los primeros días de producción del, arrojando una presión de saturación de 4060 lpca y una presión de yacimiento de 4634 lpca a esa misma

profundidad, lo que evidencia que se cumple la primera condición para su representatividad que $P_{yac} \geq P_{sat}$.

La temperatura del yacimiento a la profundidad de la muestra es de 287 °F y es aproximadamente igual a la temperatura a la cual se llevó la prueba en el laboratorio (287°F). Es bien conocida la sensibilidad que tienen los resultados PVT en función de pequeñas diferencias de temperaturas, por lo cual es necesario trabajar con precaución los valores de temperatura reportados en el ensayo.

La Relación Gas- Petroleo (RGP) de la muestra recombinada del pozo para la época del muestreo fue de 3992 PCN/BN, al igual que los datos de campo suministrados en el PVT dio un resultado de 3992 PCN/BN, se tiene que el fluido no ha variado su composición, ya que todo el gas producido es asociado al petróleo. Estas condiciones indican un fluido representativo del yacimiento.

4.4.1.2. Consistencia de la muestra

4.4.1.2.1. Recombinación Matemática

Éste consiste en calcular la fracción de los componentes de la mezcla, a partir de las fracciones reportadas para los componentes en las diferentes fases (gas y líquido). La **Tabla 4.3** representa la fracción de los diferentes componentes obtenidos en la prueba de laboratorio y los obtenidos a partir del balance molar, observándose un porcentaje de error para el C_1 de 1,28% y 4,27% para el C_{7+} .

Tabla 4.3. Recombinación matemática, porcentaje de error

Calculo de la composición del sistema (Zi)			
Componentes	Zi)calc	Zi)exp	% Desviación
CO ₂	0,07059497	0,0697	1,284027234
N ₂	0,00118844	0,0012	0,962983
C ₁	0,51443213	0,5079	1,286104649
C ₂	0,12821615	0,1269	1,037152347
C ₃	0,09550481	0,0953	0,21491267
i - C ₄	0,02084141	0,021	0,755183766
n - C ₄	0,02715454	0,0274	0,895837459
i - C ₅	0,01143619	0,0118	3,083094672
n - C ₅	0,00980751	0,0102	3,847963319
C ₆	0,01035728	0,0109	4,979060611
C ₇ +	0,112	0,117	4,273504274

De acuerdo a la tabla anterior se puede concluir que la Prueba PVT es consistente de las muestras, ya que los errores son aceptables considerando un rango de aceptación de $\leq 2\%$ para C₁ y $\leq 5\%$ para C₇₊. Se pueden ver resultados en el **Apéndice B.2 Y B.3.**

4.4.1.2.2 Balance molar

Esta prueba consiste en determinar las fracciones molares del condensado retrógrado (X_i) haciendo un balance molar de fluidos en los diferentes etapas de agotamiento de la prueba CVD. La prueba consiste en chequear que se cumpla $X_i > 0$. Los resultados obtenidos se muestran en la **Tabla 4.4**, observándose que la misma muestra consistencia debido que se cumple la regla $X > 0$.

Tabla 4.4 Resultados de la Prueba de Balance Molar

Componentes	4059,7		3614,7		3114,7	
	Xi	Ki	Xi	Ki	Xi	Ki
H2S	0	0	0	-	0	-
CO2	0,0043	16,2093023	0,06902658	0,99961493	0,06835052	0,99926093
N2	0,0021	0,57142857	0,0012962	1,00292947	0,00139278	1,00518137
C1	0,0386	13,1580311	0,54003174	1,00234849	0,56572667	1,00384166
C2	0,033	3,84545455	0,12892026	1,00061853	0,13085194	1,00113152
C3	0,0815	1,16932515	0,09404936	0,99947513	0,09308336	0,99910447
i - C4	0,0312	0,67307692	0,02023038	0,99849842	0,01965076	0,9974168
n - C4	0,0458	0,59825328	0,02586076	0,99765069	0,02460501	0,99573221
i - C5	0,0387	0,30490956	0,01074177	0,99611153	0,01006544	0,99349843
n - C5	0,0379	0,26912929	0,00923797	0,99588959	0,00846519	0,99229847
C6	0,0503	0,2166998	0,00955316	0,99443528	0,00849058	0,98933219
C7 +	0,6366	0,18488847	0,09105182	0,9884481	0,06931775	0,97377658

4.4.1.2.3. Criterio de Hoffman- Separador

Aplicando el criterio de Hoffman para una presión de separador de 90 lpcm, se puede observar linealidad al graficar los componentes (**Figura 4.9**) con lo cual se puede deducir buenas mediciones y que se permitió el tiempo necesario para que ocurriera equilibrio de fases a la presión de la toma de muestra.

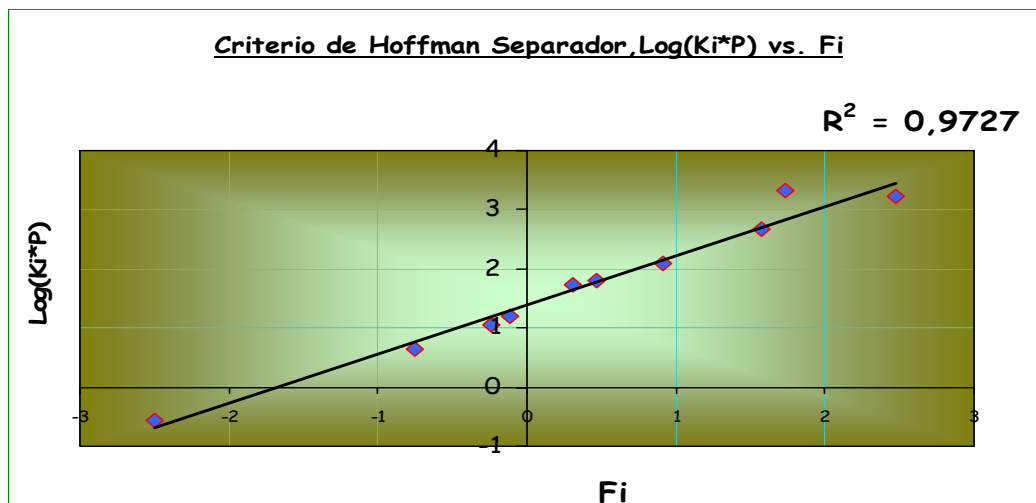


Figura 4.9. Criterio de Hoffman en el Separador

Entonces la prueba es consistente y de acuerdo a los resultados obtenidos, $C_1 = 50,79\%$; $C_7 = 11,77\%$; se puede caracterizar al fluido como gas condensado para la fecha de la prueba. Los parámetros de éste criterio se pueden ver en el **Apéndice B.4**

4.5. Generación De PVT Sintético Para La “Arena Prospectiva A”

Las propiedades PVT de los fluidos que pueden estar presente en la “Arena Prospectiva A” pertenecientes al Yacimiento F6/7 Inferior O-2, se estimaron a partir de las propiedades del crudo del Campo Aguasay Norte.

Se determinaron propiedades iniciales de producción tales como: presión inicial, temperatura, gravedad API, relación gas-petróleo, gravedad específica del gas, del posible fluido existente en la Arena Prospectiva A determinada a partir de datos de producción, las cuales son parámetros de entrada en las correlaciones. Se utilizaron las correlaciones que presentaron mejor ajuste, según las propiedades reales del crudo del yacimiento vecino.

4.5.1. Gravedad API del yacimiento

Se observó los resultados obtenidos de la gravedad del crudo en los miembros productores de Aguasay Norte a nivel de la Arena prospectiva A, reportado en las pruebas iniciales de producción (**Tabla 3.3**). Esta propiedad muestra un rango entre 39 y 41 °API. La gravedad API del yacimiento se graficó °API vs Tiempo, basándose en las pruebas de producción, por lo que se consideró 40° API como valor promedio del yacimiento, como se muestra en **Figura 4.10**.

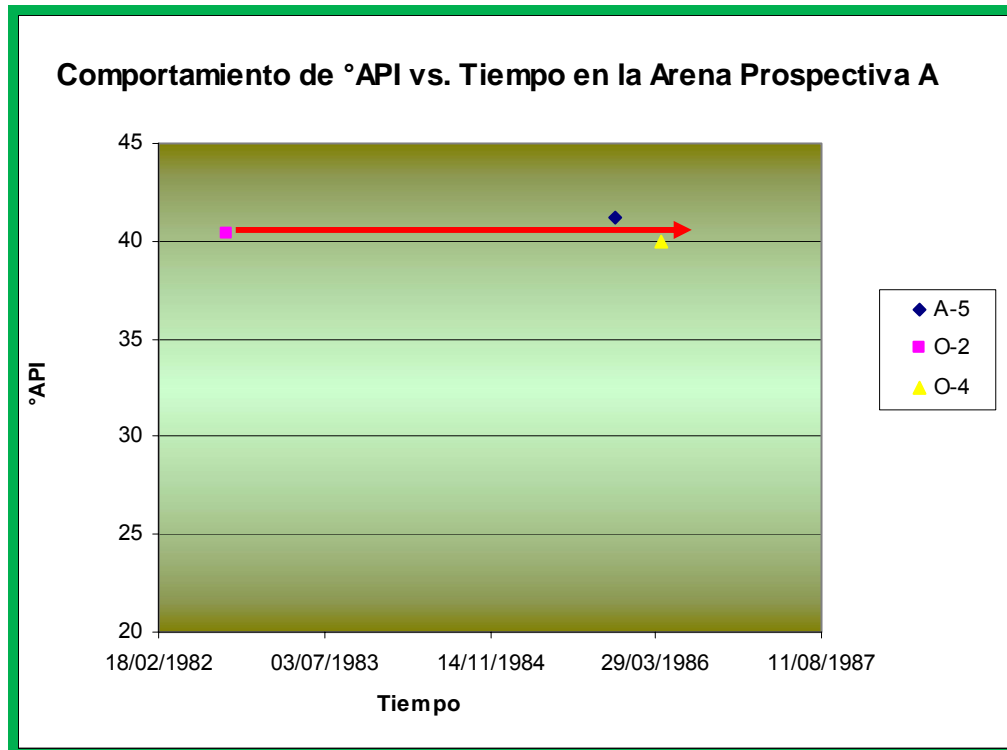


Figura 4.10. °API vs. Tiempo

4.5.2. Presión inicial

La data de la presión fue recopilada a través de las pruebas BHP-BHT registradas en los pozos del yacimiento, donde se encontraron dos (2) pruebas de presión a nivel de la Arena prospectiva A, correspondientes a los pozos ONO-2 y ONO-4. Se generó un gráfico de presión contra la profundidad (**Figura 4.11**) y se realizó un ajuste de tendencia lineal, obteniendo por mínimos cuadrados la siguiente ecuación:

$$P_i = 0,4088 \text{ Prof} - 530,39 \quad (\text{Ec. 4.1})$$

P_i = Presión inicial (lpc).

Prof = Profundidad (Pies).

Para la profundidad de la “Arena Prospectiva A” @ 13140 pies, el gradiente arrojó una presión estimada de 4842 lpc.

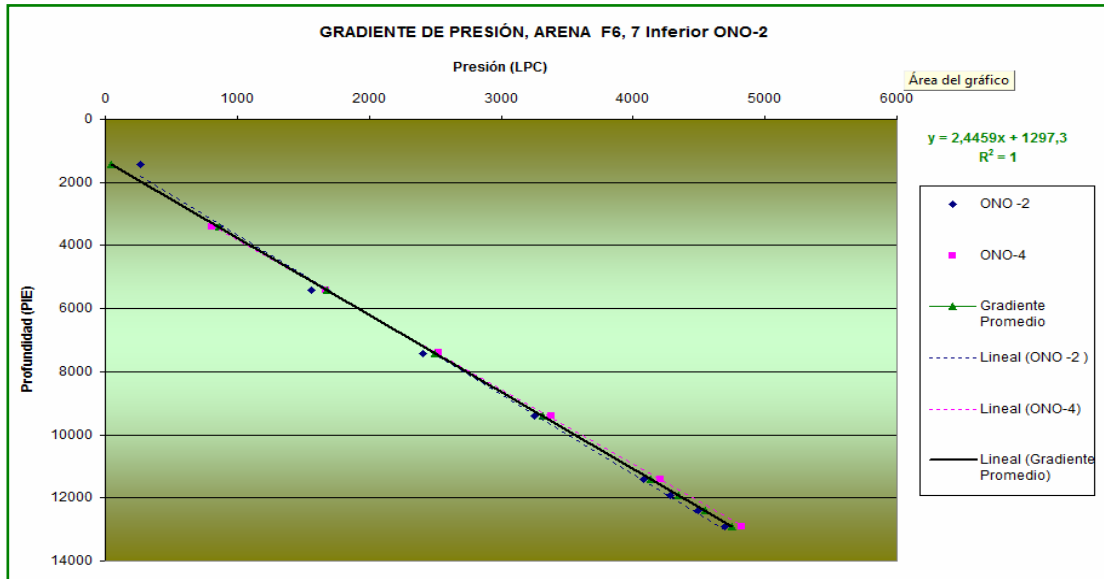


Figura 4.11. Gradiente de presión estimado para la Arena Prospectiva A

4.5.3. Temperatura del yacimiento

Los valores de temperatura mostrados en la **Tabla 3.2** del capítulo anterior al ser graficados contra la profundidad (**Figura 4.12**) se ajustan a una tendencia lineal, obteniendo por mínimos cuadrados la siguiente ecuación:

$$T_y = 0,0178 \text{ Prof} + 58,3355 \quad (\text{Ec. 4.2})$$

T_y = Temperatura de Yacimiento (°F).

Prof = Profundidad (Pies).

La profundidad de la “Arena Prospectiva A” @ 13140 pies, arrojó una temperatura estimada de 292 °F.

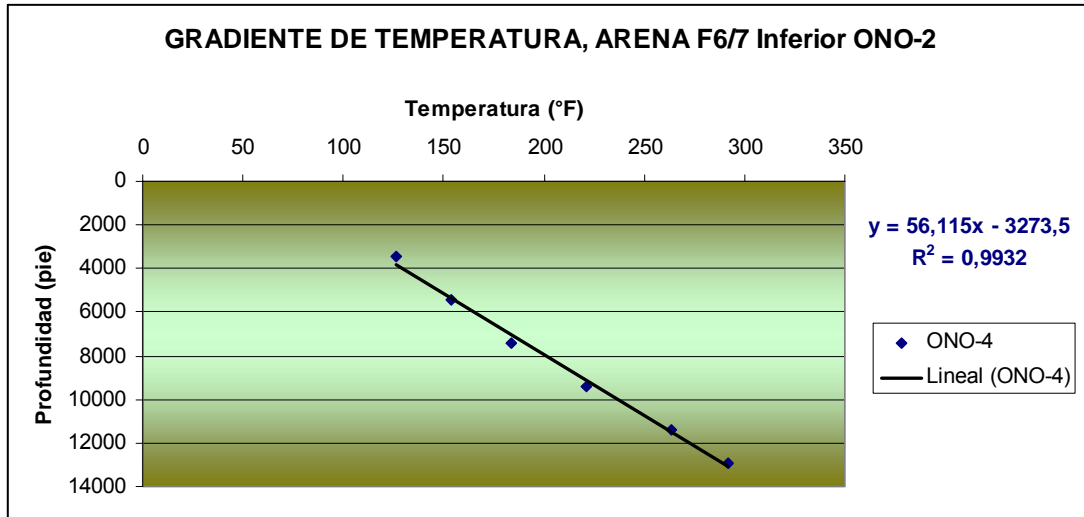


Figura 4.12. Gradiente de Temperatura estimado para la Arena Prospectiva A

4.5.4. Solubilidad inicial del Gas

Se determinó la RGP inicial del yacimiento graficando las pruebas iniciales de la Relación Gas-Petróleo en función del tiempo durante los primeros años de la vida productiva del yacimiento y se tomó un promedio de las mismas resultando un valor de 1535 PCN/BN tal como se muestra en la **Figura. 4.13**.

De igual manera se verificó graficando el RGP mensual vs. la producción acumulada del petróleo donde se obtuvo un R_{si} aproximado de 1535 PCN/BN tal como se muestra en la Figura. 4.14. También se observa que el comportamiento de RGP al inicio de la producción se mantiene casi constante, lo cual es indicativo que el yacimiento estaba inicialmente *Subsaturado*.

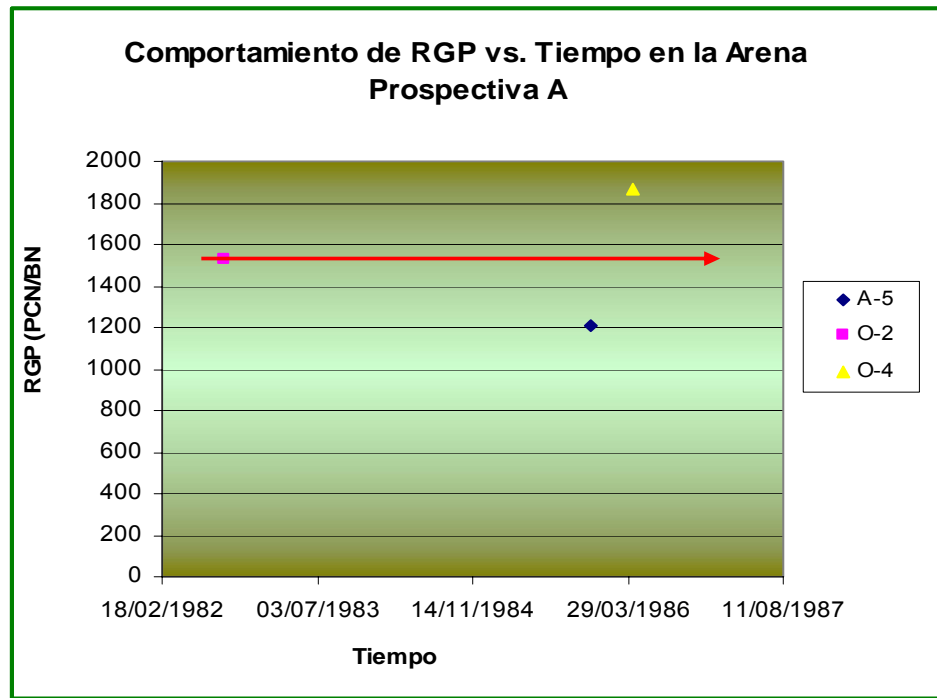


Figura 4.13 Relación gas petróleo vs Tiempo

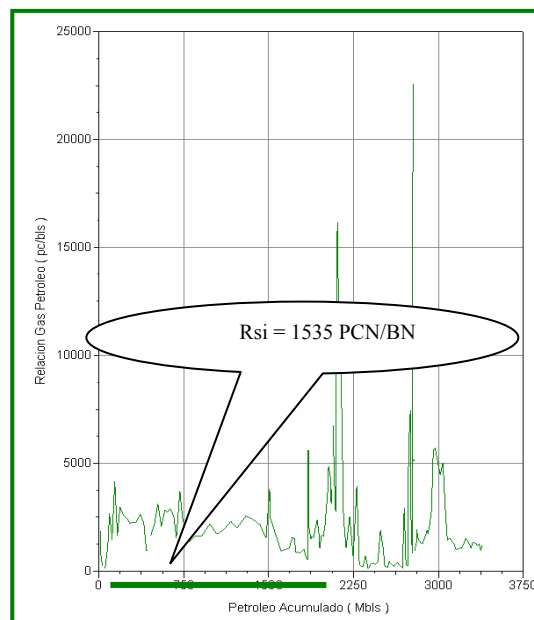


Figura 4.14. Comportamiento de RGP mensual vs producción acumulada de petróleo

4.5.5. Gravedad específica del Gas

La gravedad específica del gas de la “Arena prospectiva A” se estimó con la correlación de la TOTAL para crudos de Oriente a través de la ecuación 3.1 descrita en la sección 3.6.3.5 del capítulo anterior.

Para la profundidad del prospecto @ 13140 pies, la correlación arrojó una gravedad específica del gas estimada de 1,0409.

4.5.6. Presión de burbuja

La presión de burbuja de la “Arena prospectiva A” se estimó con la correlación de la TOTAL para crudos de Oriente a través de la ecuación 3.2 descrita en la sección 3.6.3.6 del capítulo anterior.

Para la profundidad del prospecto de 13140 pies, la correlación arrojó una presión de burbuja estimada de 3009 lpc. Al tener un estimado de la presión inicial mayor a la de burbujeo, indica que se está en presencia de un crudo subsaturado.

4.5.7. Relación gas petróleo en solución

Con los valores promedios de la gravedad API, gravedad específica y presión de burbujeo se estimó una relación gas petróleo en solución igual a 1703 PCN/BN.

Al varias las presiones por debajo de la presión de burbujeo, utilizando la correlación TOTAL, se estimó para la Arena prospectiva A, la gráfica de la relación gas petróleo en solución (**Figura 4.15**)

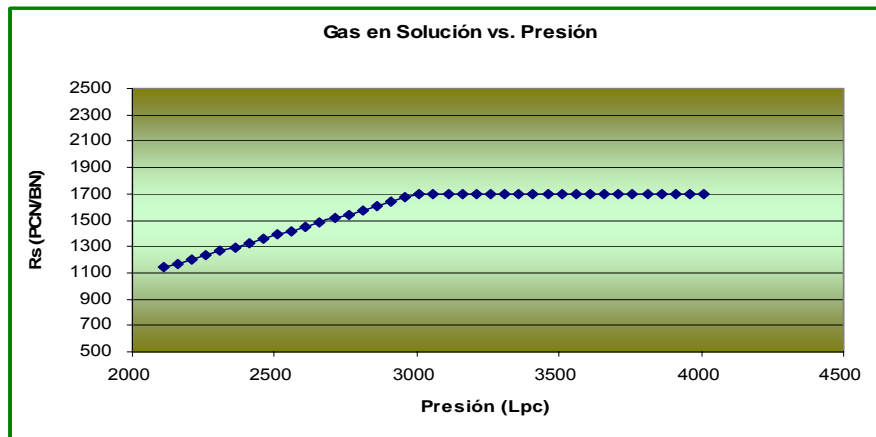


Figura 4.15. Relación gas petróleo en solución estimada para la Arena prospectiva A

En la **Figura. 4.15** se aprecia que el R_s disminuye a medida que la presión declina, debido a la liberación del gas presente en el yacimiento.

4.5.8. Comprensibilidad del petróleo

Al aplicar la correlación de Vasquez y Beggs para las presiones mayores a la presión de burbujeo y la correlación McCain y Cols para presiones inferiores se obtuvo la gráfica de comprensibilidad de petróleo (Figura 4.16).

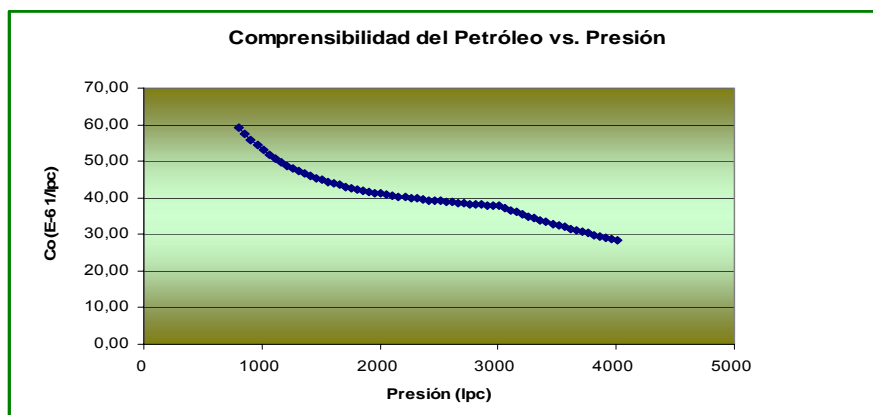


Figura 4.16 Comprensibilidad del Petróleo estimada para la “Arena prospectiva

A”

La compresibilidad del petróleo a la presión inicial está en el orden de $23,51 \cdot 10^{-6}$ 1/lpc.

4.5.9. Factor volumétrico del petróleo

La estimación del factor volumétrico del petróleo (**Figura 4.17**) a través de correlaciones, empleó valores promedio de gravedad API, gravedad específica y relación gas petróleo en solución.

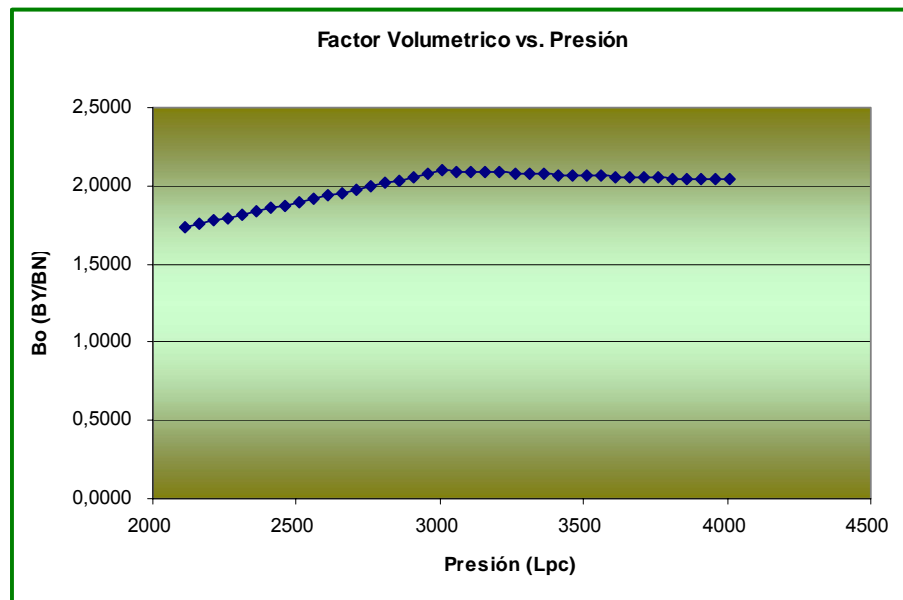


Figura 4.17. Factor volumetrico del petroleo estimado para “Arena prospectiva A”

Se obtuvo como resultado un factor volumetrico de 2,008 BY/BN para la presión inicial y de 2,099 BY/BN para la presión de burbuja.

En la **Figura 4.17** se puede observar que el Bo disminuye a medida que la presión declina, debido a la expansión del petróleo sufriendo una reducción del volumen por el gas que comienza a liberarse.

4.6. Generación de PVT Sintético para la “Arena Prospectiva B”

4.6.1. Presión inicial

Al igual que la sección 4.5.2 la data de la presión fue recopilada a través de las pruebas BHP-BHT registradas en los pozos del yacimiento, donde se encontraron dos (2) pruebas de presión a nivel de la Arena prospectiva B, correspondientes a los pozos A-2 Y A-4, se generó un gráfico de presión contra la profundidad (**Figura 4.18**).

Se realizó un ajuste de tendencia lineal, obteniendo por mínimos cuadrados la siguiente ecuación:

$$P_i = 0,1862 \text{ Prof} + 1845,691 \quad (\text{Ec. 4.3})$$

P_i = Presión inicial (lpc).

Prof = Profundidad (pies).

Para la profundidad de la “Arena Prospectiva B” @ 12790 pies, el gradiente arrojó una presión estimada de 4227 lpc.

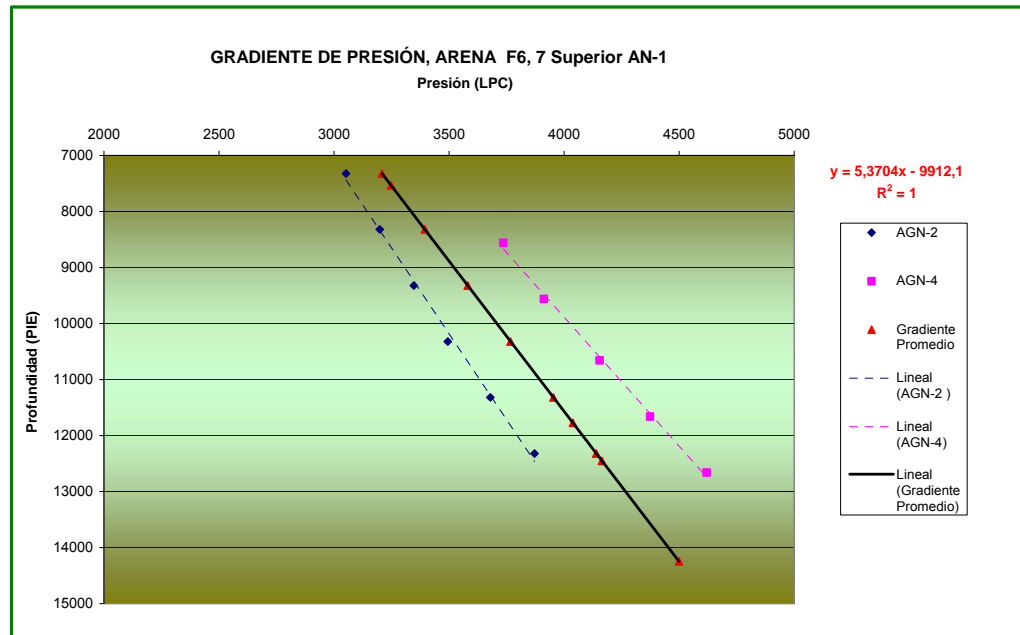


Figura 4.18 Gradiente de presión estimado para la Arena Prospectiva B

4.6.2. Temperatura del yacimiento

Los valores de temperatura mostrados en la Tabla 3.2 del capítulo anterior al ser graficados contra la profundidad (**Figura 4.19**) se ajustan a una tendencia lineal, obteniendo por mínimos cuadrados la siguiente ecuación:

$$T_y = 0,0130 \text{ Prof} + 71,630 \quad (\text{Ec. 4.4})$$

T_y = Temperatura de Yacimiento (°F)

Prof = Profundidad (Pies)

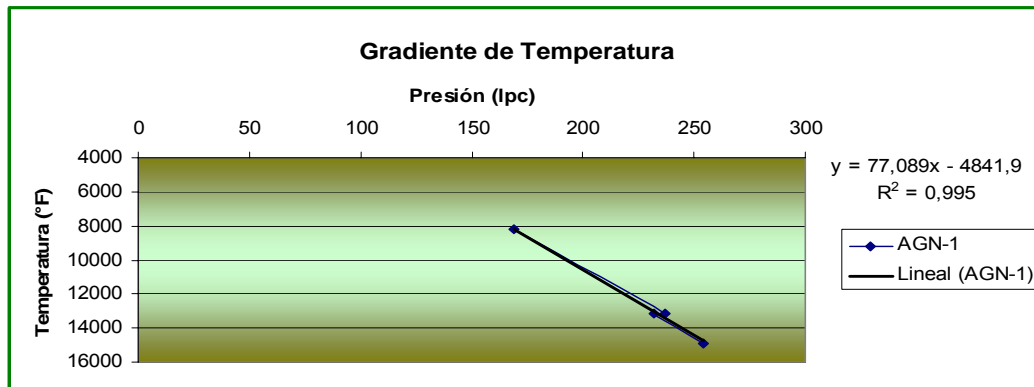


Figura 4.19 Gradiente de temperatura estimado para la Arena Prospectiva B

La profundidad de la “Arena Prospectiva B” @ 12790 pies, arrojó una temperatura estimada de 238 °F.

Una vez estimadas la presión y temperatura en el prospecto, se obtuvieron las propiedades del gas y condensado de posible existencia en la Arena Prospectiva B, tal cual se describió en la sección 3.6.4, las cuales se muestran en la **Tabla 4.5**.

Tabla 4.5. Propiedades estimadas para la “Arena Prospectiva B”

Propiedad	Valor
Profundidad [Pie]	12790
Temperatura [°F]	238
Presión [Lpc]	4227
°API [Adim]	42
RGC [PCN/BN]	4673
Mc [Lbm/Lbmol]	168,531
(□c) [Adim]	0,8155
(□g) [Adim]	1,0696
(□gc) [Adim]	1,6436
Mgc [Lbm/Lbmol]	47,612
Psr [Lpca]	6,55
Tsr [°R]	1,3
Zg [Adim]	0,85

Bgi [PCY/PCN]	0,00399
---------------	---------

4.7. Cálculo de Fluidos Originales aplicando el Método Volumétrico

Cumpliendo con los objetivos de este estudio se realizaron los cálculos para determinar el volumen de gas condensado que originalmente se encuentra en el yacimiento a través del método volumétrico, el cual fue determinado después de tener conocimiento de los parámetros del yacimiento y de los fluidos.

Para la determinación del Petróleo Original en Sitio (POES), perteneciente a la “Arena Prospectiva A”, se utilizó el método volumétrico, mediante la Ecuación 3.18 (descrita en el Capítulo III), usando como datos bases: el área del yacimiento de 635 Acre, obtenido por medio del planímetro del mapa de Isópaco-Estructural (Figura 4.7); una porosidad (ϕ) de 14%, saturación de agua inicial (S_{wi}) de 9%, determinados por la petrofísica previa y por último un factor volumétrico del petróleo (B_{oi}) inicial de 2,008 BY/BN resultado del PVT sintético, parámetro que es muy influyente en la ecuación volumétrica.

Para la determinación de los fluidos originales en la “Arena Prospectiva B” como lo es el Gas Condensado Original en Sitio (GCOES), el Gas Original en Sitio (GOES) y el Condensado Original en Sitio (COES) se utilizó el método volumétrico, mediante las **Ecuaciones 3.18, 3.19, 3.20, 3.21** respectivamente, (descritas en el Capítulo III), usando como datos bases: el área del yacimiento de 616 Acre, obtenido por medio del planímetro del mapa de Isópaco-Estructural (**Figura 4.8**); una porosidad (ϕ) de **15%**, saturación de agua inicial (S_{wi}) de **9%**, determinados por la petrofísica previa y por último un factor volumétrico del gas condensado inicial (B_{gci}) de **0,003990** PCY/PCN resultado del PVT sintético, parámetro que es muy influyente en la ecuación volumétrica. La **Tabla 4.6** muestra los resultados obtenidos mediante la aplicación de este método.

Tabla 4.6. Resultados del método volumétrico

FLUIDOS ORIGINALES	VOLUMÉTRICO
POES (MMBN)	6,25
GCOES (MMMPCN)	15,6
GOES (MMMPCN)	13,718
COES (MMBN)	2,94

4.8. Estimación de Volúmenes de Hidrocarburos de los Yacimientos en Estudio por el Método Probabilístico Montecarlo

Se generaron 20.000 números aleatorios asignados a cada uno de los parámetros para hallar volúmenes de hidrocarburos, con un rango por debajo y por encima de los valores puntuales tomados para el cálculo volumétrico. Mientras más iteraciones se tomen los datos suministrados podrán reproducir una mejor distribución probabilística de los mismos para alcanzar un mayor grado de ajuste.

Una vez se aplicó el método se observó que se obtuvo una serie de resultados, expresados de forma diferente para cada caso, pues con el método determinístico se obtiene un valor puntual para todos los parámetros mientras con el método probabilístico se puede obtener un rango de valores probables para los mismos parámetros, es decir a cada una de las variable involucradas en el cálculo.

Las variables de entrada empleadas para el método probabilístico Montecarlo se muestran en la **Tabla 4.7**.

Tabla 4.7. Parámetros de entrada para estimar POES de la “Arena Prospectiva A”

Arena Prospectiva A		
Valores de entrada		Rango
Φ	Porosidad (fracción)	0,10 - 0,14 - 0,16
Soi	Saturación de petróleo (fracción)	0,87 - 0,91 - 0,95
Esp	Espesor (pies)	15 - 20 - 25
A	Área (acre-pies)	630 - 635 - 640
Boi	Factor volumétrico (BN/BY)	1,82 - 2,008 - 2,2

En los histogramas de densidad de probabilidad generados por los algoritmos del método probabilístico se observa una distribución normal, con un intervalo de confianza igual al rango establecido.

Definidas las variables de influencia sobre el estimado del POES, el método probabilístico Montecarlo generó una matriz con los posible valores que se pueden tomar. Los resultados (**Figura 4.20**), arrojaron las definitivas estimaciones referentes a la cantidad de hidrocarburos en sitio.

El esperado de POES promedio de la “Arena Prospectiva A” es de 5,96 MMBN correspondiente a una probabilidad acumulada de 50 por ciento (P50). Los escenarios pesimista (P10) y optimista (P90), indican estimados que pueden alcanzar los 4,66 MMBN y 7,08 MMBN respectivamente.

Debido a la incertidumbre intrínseca del área, al ser exploratoria, una desviación estándar de 867 MBN se puede asociar a un riesgo bajo del valor calculado.

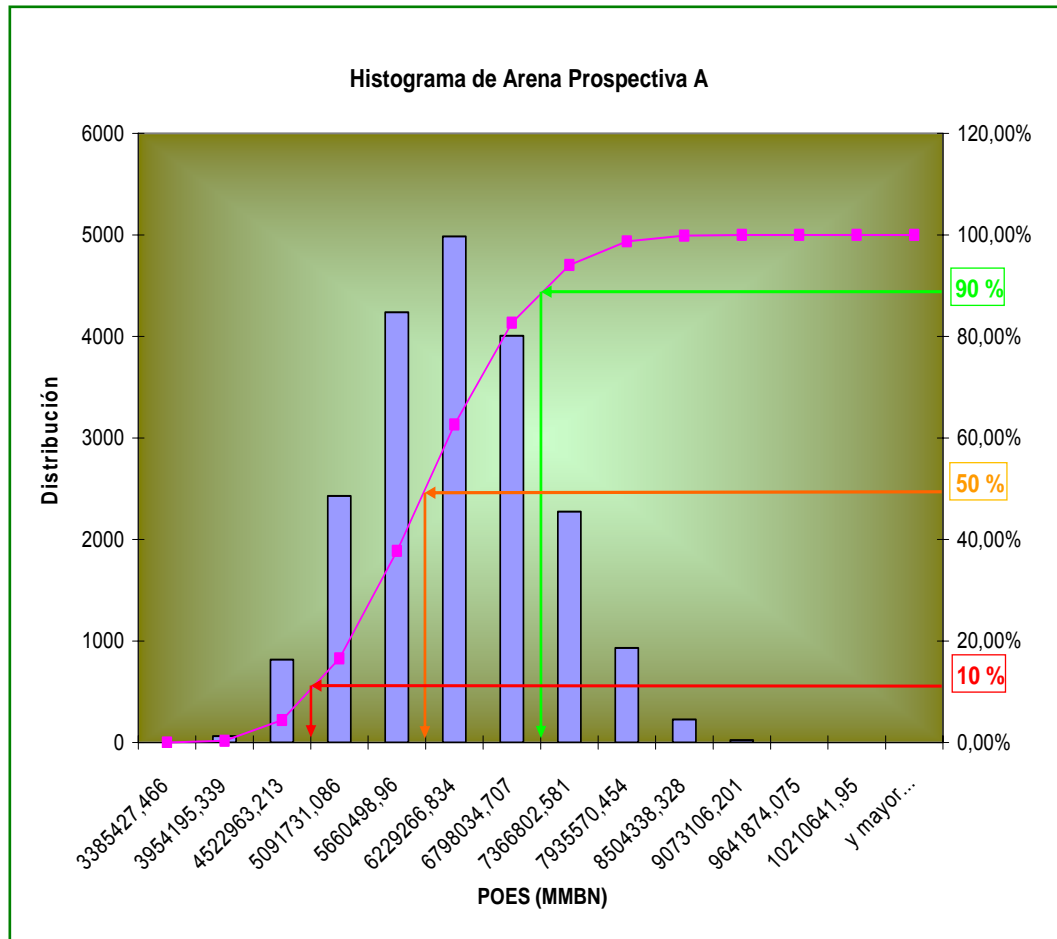


Figura 4.20. Histograma de densidad y curva de probabilidad acumulada para POES estimado a la “Arena Prospectiva A”

Para los volúmenes de hidrocarburos de los yacimiento para la “Arena Prospectiva B”, se tomaron rango de espesores porosidades y saturaciones de agua, aportados por la interpretación petrofísica, así como el área del prospecto, determinada por planimetría y el factor volumétrico estimado a través del PVT sintético son mostrados en la **Tabla 4.8**.

Tabla 4.8. Parámetros de entrada para estimar GCOES de la “Arena Prospectiva B”

Arena Prospectiva B		
Valores de entrada		Rango
Φ	Porosidad (fracción)	0,13 - 0,15 - 0,17
Sgci	Saturación de petróleo (fracción)	0,87 - 0,91 - 0,95
Esp	Espesor (pies)	15 - 17 - 18
A	Área (acre-pies)	610 - 616 - 620
Bgci	Factor volumétrico (PCY/PCN)	0,0038-0,00399-0,0041
(Fg)	Fracción de gas (Adimensional)	0,85 - 0,879 - 0,89
RGCi	Relación Gas Condensado inicial (PCN/BN)	4500 - 4673 - 4800

Se generaron los histogramas de densidad de probabilidad para las variables estadísticas con influencia a la estimación del GCOES, en donde cada valor dentro del rango tiene la misma probabilidad de ocurrencia, acercándose más a los valores promedios donde se observa una distribución normal.

Los resultados del método probabilístico Montecarlo (**Figura 4.21**), indicaron que el estimado definitivo del posible gas condensado en sitio para la “Arena Prospectiva B” puede alcanzar los 15,415 MMMPCN correspondiente a una probabilidad acumulada de 50 por ciento (P50). Los escenarios pesimista (P10) y optimista (P90), indican estimados que pueden alcanzar 13,972 MMMPCN y 16,870 MMMPCN respectivamente. Una desviación estándar de 1,088 MMMPCN para la distribución de los datos, genera dentro del intervalo de confianza, valores considerables de gas condensado en sitio.

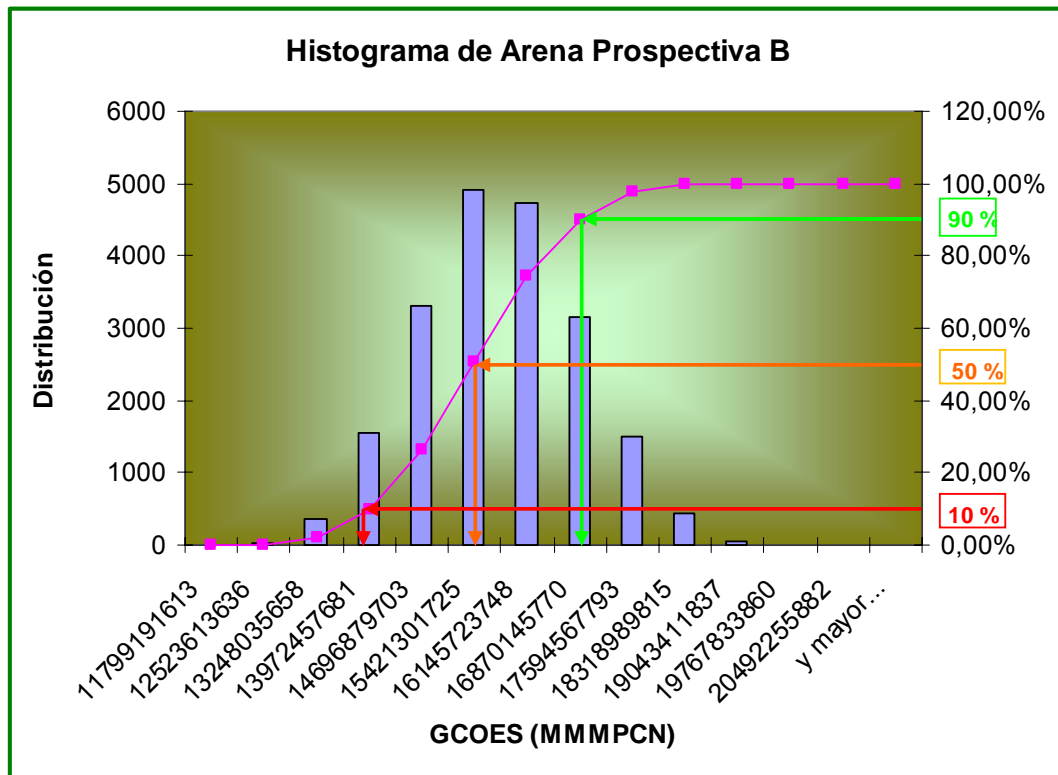


Figura 4.21 Histograma de densidad y curva de probabilidad acumulada para GCOES estimado a la “Arena Prospectiva B”

Los datos de producción, observados en la **Tabla 4.5**, provenientes del PVT sintético, se calculó un valor de 0,879 para la fracción de gas condensado que se produce en superficie como gas (Fg), lo que permitió generar una matriz de valores de GOES, que se ajustaron a un distribución normal, tal como se ve en la **Figura 4.22**. El valor promedio del estimado de GOES alcanza un valor de 13,466 MMMPCN, con una desviación estándar de 1,054 MMMPCN.

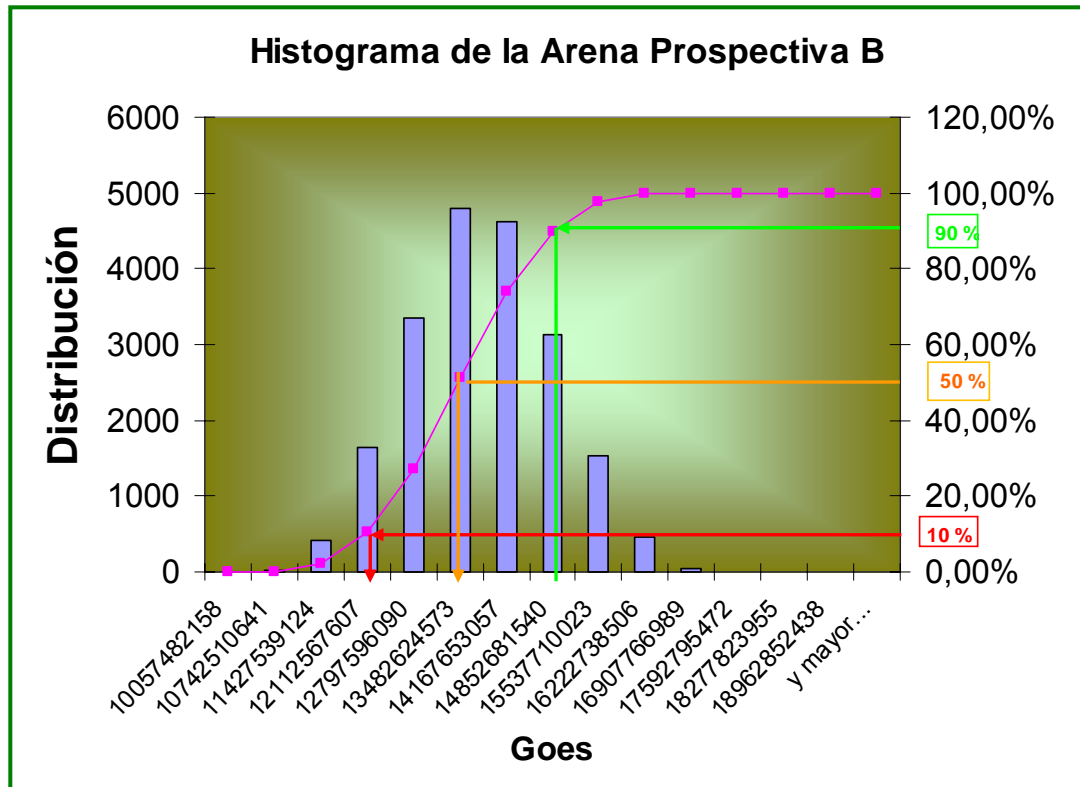


Figura 4.22. Histograma de densidad y curva de probabilidad acumulada para GOES estimado a la “Arena Prospectiva B”

Obtenida la matriz de valores probabilísticas de GOES, por medio de la relación gas condensado estimada desde las producciones iniciales a nivel de la Arena F6/7 Yacimiento A-1, se generó la matriz de valores de COES, dando origen a una distribución normal ilustrada en la **Figura 4.23**. El valor promedio del condensado original en sitio que se espera que exista en la “Arena Prospectiva B” alcanzaría un valor de 2,888 con una desviación estándar de 195 MBN.

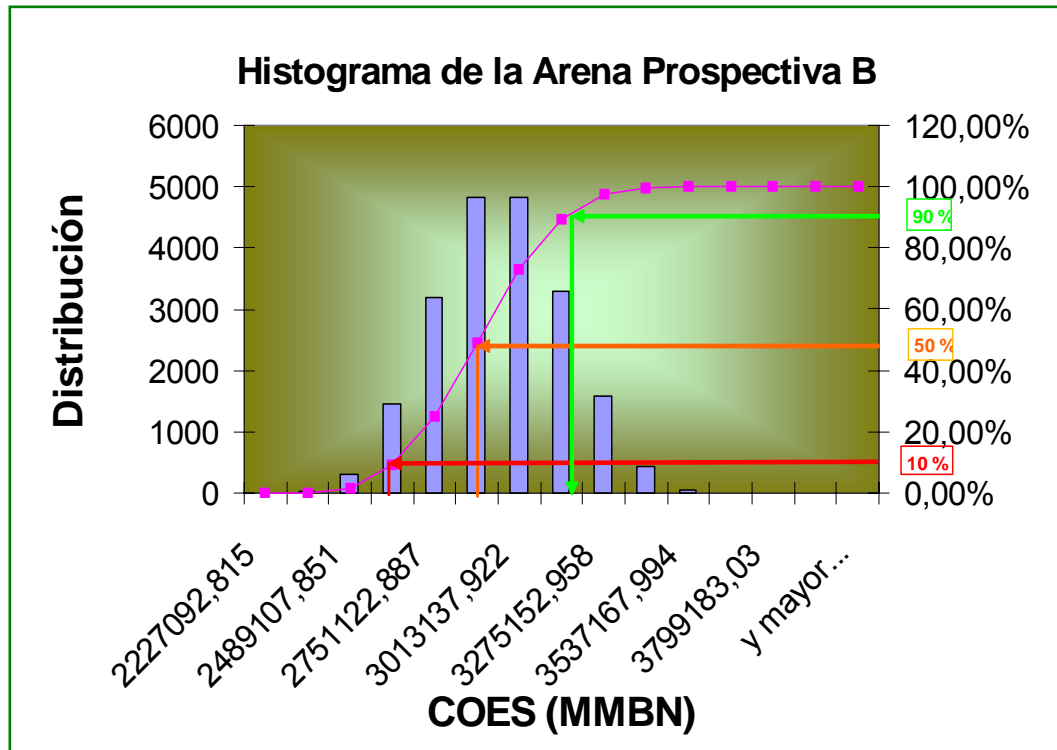


Figura 4.23. Histograma de densidad y curva de probabilidad acumulada para COES estimado a la “Arena Prospectiva B”

Es importante apreciar como todos los resultados mostraron una baja desviación estándar, en comparación al estimado de volumen de hidrocarburo que se espera obtener, indica que el valor determinístico de los volúmenes de hidrocarburos tienen probabilidades de ser el verdadero valor, ya que está en el intervalo más probable del rango probabilístico obtenido. Sin embargo la baja desviación estándar es solo indicativo de la exactitud del método, más no de la representatividad del resultado, ya que el método estático genera aún más incertidumbre por la subjetividad del mismo.

CONCLUSIONES

1. De las observaciones experimentales de las presiones de saturación y composición de los fluidos del Campo Aguasay Norte, del yacimiento A-1, arena F6,7 superior, es de características de gas condensado, mientras que para el yacimiento O-2, arena F6,7 inferior es de tipo crudo volátil.
2. El gradiente de presión promedio a nivel de la Formación Oficina, de las Arenas F 6,7 Inferior O-2, y de la Arena F 6,7 Superior A-1 es de $\Delta p = 0,408$ Psia/Pie y $\Delta p = 0,186$ Psia/Pie respectivamente.
3. El gradiente de temperatura promedio a nivel de la Formación Oficina, de las Arenas F 6,7 Inferior O-2, y de la Arena F 6,7 Superior A-1 es de $\Delta t = 0,189$ °F/Pie y $\Delta t = 0,122$ °F/Pie respectivamente.
4. De los cuatros (4) PVT analizados en el Campo Aguasay Norte solo el pozo AGN-1 resultó representativo con una presión de saturación de 4060 Lpca, correspondiente a un fluido Sub-saturado, a una presión de yacimiento de 4634 Lpca.
5. Los tres (3) PVT sintéticos generados en los pozos que no contaron con información suficiente para su representatividad en el análisis PVT del Campo Aguasay Norte, muestra para el Pozo O- 1, arena J3, un fluido de condición Sub-Saturado con una presión de burbuja de 3660 psia, y un factor volumétrico (B_o) de 2 By/Bn. Para el Pozo O-2, arena F6,7 Inferior, una presión de burbuja aproximada de 4008 psi, y factor volumétrico a esa presión de 2,11 BY/BN y por último el Pozo A- 6, arena R3, con presión de burbuja de 4640 psi y factor volumétrico de 1,82 BY/BN. Estas dos últimas arenas

mostraron un comportamiento Sub-saturado con un tipo de crudo con características volátil.

6. Las propiedades de los fluidos del “Prospecto A” correspondientes a la Edad de Mioceno, Formación Oficina, yacimiento O-2, Arena F 6,7 Inferior, son las siguientes: La presión y temperatura de yacimiento aproximada es de 4842 Lpc y 292 °F respectivamente. Una presión de burbuja (Pb) de 3009 Lpc, una relación gas petróleo (RGP) de 1535 PCN/BN, gravedad °API de 40, factor volumétrico de petróleo (Bo) de 2,008 BY/BN, clasificando este tipo de fluido como un Crudo Volátil de tipo Sub-saturado.
7. Las propiedades de los fluidos del “Prospecto B” correspondientes a la Edad de Mioceno, Formación Oficina, yacimiento A-1, Arena F 6,7 superior, son las siguientes: La presión y temperatura de yacimiento aproximada es de 4227 Lpc y 238 °F respectivamente. Una relación gas condensado (RGC) de 4673 PCN/BN, gravedad °API de 42, factor volumétrico de gas (Bg) de 0,00399 PCY/PCN, clasificando este tipo de fluido como gas condensado.
8. El Petróleo Original en sitio (POES) del prospecto A, obtenido mediante el Método Volumétrico para el yacimiento F6,7 Inferior O-2, fue de 6,25 MMBN aproximadamente, mientras que el obtenido mediante el Método probabilístico de Monte Carlos en el escenario más probable (P50) es de 5,96 MMBN, para un margen de error de 4,64 %.
9. El Gas Condensado Original en sitio (GCOES) del prospecto B obtenido mediante el Método Volumétrico fue de 15,605 MMMPCN, mientras que el obtenido del Método probabilístico Monte Carlos en el escenario más probable (P50) es de 15,415 MMMPCN, con un margen de error de 1,21 %.

10. El Gas Original en sitio (GOES) del prospecto B obtenido mediante el Método Volumétrico fue de 13,717 MMMPCN, mientras que el obtenido del Método probabilístico Monte Carlos en el escenario más probable (P50) fue de 13,466 MMMPCN, con un margen de error de 1,82 %.

11. El Condensado Original en sitio (COES) del prospecto B obtenido mediante el Método Volumétrico fue de 2,93 MMBN, mientras que el obtenido del Método probabilístico Monte Carlos en el escenario más probable (P50) fue de 2,88 MMBN, con un margen de error de 1,58 %.

RECOMENDACIONES

1. Optimizar el programa elaborado para el cálculo de volúmenes de hidrocarburo, integrando propiedades geológicas del yacimiento, que permitan estimar factores de recobro en las Arenas prospectivas A y B.
2. Integrar el estudio con los resultados de las demás disciplinas, para justificar la definición y propuesta de los prospectos establecidos.
3. En base a los volúmenes esperados de reservas, implementar una evaluación económica que sustente la perforación de un pozo exploratorio en área de Aguasay Norte.
4. Utilizar este estudio como base para futuros proyectos a desarrollar en el área.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

1. PDVSA, “**Anteproyecto PGP Monagas Central**” (2010).
2. ALLEN, G.P, Y F. SEGURA.: “**Sedimentología de los Depósitos Clásticos**”. Total Exploration Laboratory (1993).
3. GERENCIA GENERAL DE GEOLOGÍA. “**Petrofísica para Geólogos e Ingenieros de Perforación**”, Corpoven, Caracas (1991).
4. MANNUCCI, J. : “**Caracterización Energética de Yacimientos**”. Septiembre (1983).
5. MIRABAL, P.: “**Caracterización Geológica de Yacimientos**”. Julio (1999).
6. CEDEÑO, R.: “**Estudio de Terminación del proyecto de Recuperación por Inyección de Gas en el Campo Ostra, Yacimiento OS-310/ Arena D1,2U**”. Trabajo de Grado. UDO-Dpo de Petróleo. Puerto la Cruz, Junio (2000).
7. CIED. “**Actualización en Ingeniería de Yacimientos**”. Modulo I, Geología de Yacimientos Petrolíferos.
8. VALBUENA, E., “**Determinación de las Unidades Litohidráulicas en la Formación Merecure Campos Zapatos**”, Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Puerto la Cruz, 2000.

9. DELFINO, Y., **“Caracterización del Intervalo Inferior Prospectivo de la Formación Oficina en los Campos Zapatos y Mata R”**, Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Puerto la Cruz, 2000.
10. ROJAS, G., **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”**, Puerto la Cruz, Octubre, 2003.
11. PDVSA, CIED., **“Seguimiento a Yacimientos”**. Venezuela (1997).
12. McCAIN, W. **“The Properties of Petroleum Fluids”**. Segunda Edición. Editorial PennWell Books. Tulsa, Oklahoma, (1993).
13. PDVSA, CIED., **“Caracterización Física de los Yacimientos”**. Venezuela. (1997).
14. RIVERA, J., **“Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**. Septiembre. (2004).
15. CORPOVEN, **“Manual para el Cálculo de Reservas”**, Anaco, 1989.
16. MONTES, G., **“Clasificación, Evaluación y Estimación de las Reservas de Hidrocarburos”**, CORPOVEN S.A., Caracas 1997.
17. GONZALEZ, I., **“Evaluación del comportamiento dinámico del yacimiento J1 OS-358, sometido a un proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas, campo Ostra Distrito San Tomé”**, Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Puerto la Cruz, 2005.

18. GARCÍA, E., **“Análisis del comportamiento dinámico de los yacimientos adyacentes al área de Abatuco para contribuir en la definición y propuesta de nuevos prospectos exploratorios”**, Tesis de Grado, Universidad Central de Venezuela, Núcleo Caracas, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, Caracas, Venezuela. (2009)
19. TPTAL Compagnie Francaise Des Petroles., **“Proyectos de inyección de fluidos-correlaciones P.V.T para crudos del Oriente de Venezuela”**. MENEVEN, Septiembre, (1983).
20. Hoier, L. y Whitson, C.H., **“Compositional grading theory and practice”**, Trabajo N° SPE74714, SPE Annual Technical conference and Exhibition, Dallas, 2001.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO**

TÍTULO	EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LOS YACIMIENTOS ADYACENTES AL ÁREA PGP MONAGA CENTRAL PARA CONTRIBUIR EN LA PROPUESTA DE NUEVOS PROSPECTOS EXPLORATORIOS.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
CEDEÑO, VERONICA.	CVLAC: 18.126.914 E MAIL: vronik_86@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Modelo Estratigrafico.

Modelo Estatico.

Analisis PVT.

Producciones de campo.

Método volumétrico.

Método probabilístico Montecarlo.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

El presentar cifras de volúmenes esperados las Arenas Prospectivas, representa la manera más clara para estimar su potencial. En el área exploratoria de Monagas Central, ubicada a unos 50 kilómetros al Noroeste de la Ciudad de Maturín del estado Monagas, la interpretación geofísica visualizó cierres estructurales asociados a posibles volúmenes de hidrocarburos en sitio, siendo necesario el cálculo de expectativas de reservas para contribuir en la definición de prospectos.

Este trabajo se apoyó en el análisis del comportamiento dinámico de campos adyacentes al área exploratoria, para realizar representaciones administrativas de los posibles volúmenes de hidrocarburos recuperables. A partir de datos de producción, además de perfiles de producción, que se integraron con la evaluación petrofísica del área. La aplicación de un método probabilístico Montecarlo generó curvas expectativas de los volúmenes esperados en los prospectos.

El resultado de este estudio arrojaron volúmenes de hidrocarburo de 6,25 MMBN de Crudo volátil para la Arena Prospectiva A, así como volúmenes de hidrocarburo de Gas Condensado para una Arena Prospectiva B, con estimados promedios de 13,718 MMMPCN de Gas y 2,94 MMBN de Condensado.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO**

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E MAIL				
	ROL	CA	AS X	TU	JU
Patiño, Rayda.	CVLAC:				
	E_MAIL	raydapatino@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Noriega, Andrés	CVLAC:				
	E_MAIL	noriegaan@pdvsa.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
González, Tania.	CVLAC:	13.565.661			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Rodríguez, José R.	CVLAC:	9.275.225			
	E_MAIL	Moncho000@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

11	07	29
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación del comportamiento dinámico de los yacimientos.doc	aplicación/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F
G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: Dpto. de Exploración/PDVSA Guaraguao (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ seis meses _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero De Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente/ Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado:

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el conocimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario”

Cedeño, Veronica

AUTOR

Patiño, Rayda

TUTOR

González, Tania

JURADO

Rodríguez, José R.

JURADO

Patiño, Rayda

POR LA SUBCOMISION DE TESIS