

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



**“EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE GAS EN LA
ARENA N1 YACIMIENTO YS-303 DEL CAMPO OVEJA,
DISTRITO SAN TOMÉ”.**

REALIZADO POR:

APARICIO BRITO, JOHANA DEL VALLE

Trabajo de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Puerto la Cruz, Julio 2011

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



**“EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE GAS EN LA
ARENA N1 YACIMIENTO YS-303 DEL CAMPO OVEJA,
DISTRITO SAN TOMÉ”.**

ASESORES

Ing. Tania González

Asesor Académico

Ing. Rafael Sánchez

Asesor Industrial

Puerto la Cruz, Julio 2011

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



**“EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE GAS EN LA
ARENA N1 YACIMIENTO YS-303 DEL CAMPO OVEJA,
DISTRITO SAN TOMÉ”.**

VEREDICTO



Ing. Tania González
Asesor Académico

Karla Rodríguez
Jurado Principal

Carmen Velázquez
Jurado Principal

Puerto la Cruz, Julio 2011



RESOLUCIÓN

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

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



DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado especialmente a mi Dios, a ese padre celestial que me ha amado por siempre y nunca me ha abandonado, a Él le dedico mis logros porque si no fuese por su sabiduría e inteligencia no hubiese desarrollado este trabajo, a Él le dedico este triunfo en mi carrera de ingeniería de petróleo porque abrió camino para estudiarla y permitió que el sueño de esta joven se cumpliera, a Él le dedico este estudio porque a pesar que durante el periodo de mis 5 años que estuve estudiando en la casa más alta donde llegaron a existir momentos difíciles en mi vida y llenos de obstáculos me dio la oportunidad conocerlo mas, haciéndome la pregunta ¿quién eres realmente DIOS?, EL es más que un Dios, es mi amigo!, me dió la Fe, la esperanza, las fuerzas, la valentía, visión para ver mas allá a lo que puede estar a simple vista, a creer que si se puede y que nada hay imposible, y que lo que para el hombre pueda resultar difícil lograr para DIOS nada absolutamente nada le es difícil, para El todo las cosas son posibles porque el DIOS el todopoderoso. A Él le dedico este trabajo y le agradezco por la hermosa familia que me ha regalado mis padres, José L. Aparicio y Haydeé de Aparicio y mi mana Johaidy, familia los amo, gracias doy a Dios por la provisión que nos ha dado y el esfuerzo de ustedes por trabajar mucho para ver realizada esta meta en mi, gracias por sus consejos sabios.



AGRADECIMIENTOS

Grandemente estoy muy agradecida por mi Dios, mi amigo fiel. Por mi familia, mis padres José y Haydeé gracia por su amor, mi hermana Johaidy y familia muchas gracias por su hospitalidad, y en especial a mi hermosa sobrinita por la gracia que Dios ha puesto en ella para traer sobre abundancia de felicidad y gozo en la familia, eres un regalo de Dios mi pequeña princesa, te amo y te bendigo.

Agradecida estoy con la gran familia MIVAN, los apóstoles Guillermo y Gladys por la sabiduría que Dios ha puesto en ustedes para llevar la palabra de salvación al pueblo, mis hermanos: Yelitza, René y Maira, Inés, muchas gracias por su consejos, exhortaciones y oraciones, los amo muchos. A todo el equipo de Evolución Juvenil, durante el tiempo que Dios permitió que estuviera con ustedes, aprendimos hacer un equipo unido a pesar de las diferencias de personalidades, acuérdense siempre que en la unidad de equipo teniendo como centro en nuestras vidas el amor de Dios tenemos el éxito asegurado, los amo.

También tengo que agradecer a Dios, por los amigos que me regaló en esta vida universitaria, ha sido el mejor regalo especial en mi vida, a Dios le agradezco por mis amigos de la UDO- Sucre Hecne, Adelcaris, Charli, Heilyn, Migdalis, Misael, David, José Daniel, Tomas y Dionexis (fueron momentos muy bellos que compartir con ustedes que quedan guardados en el baúl de los recuerdos inolvidables), a mis amigos de la UDO-Anzoátegui, guao son muchos, Rome y vane (mis hermanas inseparables, muy sinceras y con diferencias pero siempre unidas, nunca me olvidares de nuestras vigiliass, con nuestro lema, siempre con la verdad aunque nos duela, las amo!!!, los inmortales (jose, alfrevir, curt, guao son especiales ustedes chicos), a graciela, Daniela Rodriguez, Johancy, Dariana que de alguna u otra forma son muy buenas amigas y fueron hospitalarias conmigo, las quiero mucho. A Carmeli y Ricardo, mis



hermanos de estudio, que días aquellos, unidos pudimos vencer los obstáculos y gozar de este éxito!!!. Por supuesto sin dejar de mencionar, a mis discípulos (en realidad de Jesucristo) que hoy en día son grandes líderes y Jóvenes de Fuego, Cesar, Kelly, Veronica, Mayerlin, Ana maria, Ana paula, Maivelin, bendigo sus vidas, formaron parte de un gran desarrollo en mí como persona, para mí ustedes son grandes luchadores y lideres en el nombre de Jesús, esforzados y valiente, los amo. Gracias a todos mis amigos!!!

Grandemente estoy muy agradecida por todas las personas que me apoyaron en mis pasantías, a mis amigos Ingenieros de la unidad de Livianos, Fuentes, Suarez y Dani, fueron de mucha ayuda en el desarrollo de mi tesis, son el trio, no se me puede olvidar a Jhonny, eres una tremenda persona, muchas bendiciones a tu familia amigo, gracias por apoyarme!!!, El Sr. Raul de extrapesado muchas gracias por sus consejos y sabiduría, eres un gran ejemplo de humildad y apoyo, muchas gracias!, a mi gran amigo e ingeniero Ricardo de Optimización, gracias por tu tiempo invertido y ser generoso en prestarme tu maquina, a mi amigo e ingeniero José Azocar, guao eres especial, de cumanaoa tenias que ser!!!, gracias por tus consejos y enseñarme a manejar el programa de OFM, A mis amigos e Ingenieros de la unidad de Pesado, lugar donde realice mi Tesis, muchas gracias a todos son como una familia para mí, cada uno apporto un granito de arena grande o pequeño, pero que fue de mucha utilidad y éxito en mi tesis, agradezco mucho al Sr. Pedro (que gran corazón de padre tienes), a Yimmy, eres una gran persona, amigo y hermano, te quiero mucho, gracias por tu consejos, aunque en la mayoría me fastidiabas mucho, a la Sra. Aleiska (gran amiga, corazón de madre, pero sobretodo excelente líder, aprendí mucho de usted, eres un ejemplo motivador a seguir, la aprecio mucho), a mari, eres un amor pero muy sabia a la hora de hablar y con mansedumbre (te quiero amiga), a la Sra. Maria chiquita pero grande en sabiduría, la quiero gracias por estar allí siempre, gracias por su orientación, a William gracias por ser mi amigo y ayudarme en los momentos de alguna duda con respecto a mi tesis, a Roger eres una bendición, a mis tutores y co-



asesor, Rafael Sánchez, Tania González y Alberto Ache, me enseñaron que lo importante de esforzarse y vencer los obstáculos, es dar buen trabajo y ejemplo.

Gracias a mis amigas de tesis de la unidad de liviano, extrapesado como pesado, Audiber, Adriana, Ariana (aunque ya no está en vida), son excelentes amigas y hermanas, compartimos tantas cosas, momentos difíciles, tristes y alegres, pero de gran aprendizaje y de éxitos!!!, las quiero mucho.

A mis profesores de la UDO, gracias porque fueron de guía y base de lo que hoy expreso en esta tesis, gracias por compartir sus conocimientos y experiencias profesionales, entre ellos puedo mencionar a mi Prof. Tania, Ivón Ulacio, Roberto Salas, Viloría, Jairo Unicare, Barrueta, Lennys, Edgar Basto, Cubillan, entre otros. ¡Gracias profesores por todo su apoyo!.



CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
CONTENIDO	ix
LISTA DE FIGURAS	xvi
LISTA DE TABLAS	xx
RESUMEN.....	xxi
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Planteamiento del Problema.....	1
1.2. Objetivo General	2
1.3. Objetivos Específicos.....	2
CAPITULO II. MARCO TEORÍCO	4
2.1. Antecedentes	4
2.2. Descripción del área en estudio.....	5
2.2.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela	5
2.2.2. Ubicación del Distrito San Tomé.....	7
2.2.3. Característica del Área Tradicional de Crudos Pesados	8
2.2.3.1. Formación Merecure	9
2.2.3.2. Formación Oficina	10
2.2.3.3. Formación Freites	11
2.2.3.4. Formación las Piedras	11
2.2.3.5. Formación Mesa.....	11
2.2.4. Ubicación Geográfica del Campo Oveja	11
2.2.5. Características del Yacimiento N1 YS-303	12
2.2.5.1. Estructura	13



2.2.5.2. Estratigrafía.....	13
2.2.5.3. Extensión.....	13
2.2.5.4. Límites	13
2.2.5.5. Contactos de Fluidos	14
2.3. Resumen de conocimientos previos.....	14
2.3.1. Producción Petrolera.....	16
2.3.1.1. Tipos de Producción por Empujes Naturales en Yacimientos. ^[6]	16
2.3.1.1.1. Empuje por agua	16
2.3.1.1.2. Empuje por gas disuelto	17
2.3.1.1.3. Empuje por expansión de la roca y de los fluidos.....	18
2.3.1.1.4. Empuje de una capa de gas	19
2.3.1.1.5. Empuje por segregación gravitacional	19
2.3.1.1.6. Bombeo mecánico.....	20
2.3.1.1.7. Extracción con gas o Gas Lift.....	21
2.3.1.1.8. Bombeo con accionar hidráulico.....	22
2.3.1.1.9. Pistón accionado a gas (plunger lift).....	22
2.3.1.1.10. Bomba centrífuga y motor eléctrico sumergible.....	23
2.3.1.1.11. Bomba de Cavidad Progresiva	24
2.3.1.2. Métodos para mejorar la Recuperación de Petróleo	24
2.3.1.2.1. Recuperación Secundaria por Inyección de Gas ^[7]	25
2.3.1.2.2. Inyección de Fluidos	25
2.3.1.2.2.1. Tipos de desplazamientos	26
2.3.1.2.2.2. Tipos de Inyección de Gas.....	27
2.3.2. Ecuación de Flujo Fraccional para un Desplazamiento de Petróleo por Gas	29
2.3.2.1. Factores que afectan el Flujo Fraccional de Gas.....	30
2.3.2.1.1. Saturación de Gas Inicial	30
2.3.2.1.2. Saturación de agua inicial	31
2.3.2.1.3. Ángulo de Buzamiento.....	31



2.3.2.1.4. Tasa de Inyección.....	31
2.3.2.1.5. Presión de Inyección.....	31
2.3.2.1.6. Viscosidad del Petróleo.....	32
2.3.2.1.7. Viscosidad del Gas.....	32
2.3.3. Eficiencia de Areal de Barrido.....	32
2.3.3.1. Factores que afectan la Eficiencia Areal.....	32
2.3.3.1.1. Heterogeneidad del yacimiento.....	32
2.3.3.1.2. Razón de Movilidad.....	33
2.3.3.1.3. Distribución geométrica de los pozos.....	33
2.3.3.1.4. Volumen del fluido inyectado.....	33
2.3.4. Parámetros de Control en Yacimientos con Inyección de Gas.....	33
2.3.5. Reservas de los Yacimientos.....	35
2.3.6. Clasificación de las Reservas.....	35
2.3.6.1. Reservas Probadas.....	35
2.3.6.2. Reservas Probables.....	36
2.3.6.3. Reservas Posibles.....	36
2.3.7. Métodos para el Cálculo de Reservas.....	36
2.3.7.1. Método Volumétrico.....	37
2.3.7.2. Método de Balance de Materiales.....	38
2.3.7.2.1. Suposiciones del Método de Balance de Materiales.....	39
2.3.7.2.2. Limitaciones de la Ecuación de Balance de Materiales.....	39
2.3.8. Declinación de Producción.....	40
2.3.8.1. Método de Curvas de declinación de Producción (método estadístico).....	40
2.3.8.2. Análisis de las Curvas de Declinación.....	42
2.3.8.3. Curvas de Declinación de Producción.....	43
CAPITULO III. METODOLOGÍA EMPLEADA.....	45
3.1. Reinterpretación del Modelo Geológico del Yacimiento N1 YS-303.....	47



3.1.1. Correlacionar litoestratigráficamente los pozos ubicados en el área de interés	47
3.1.2. Elaboración de secciones estratigráficas y estructurales.....	48
3.2.1.1. Elaboración de Secciones Estratigráficas.....	48
3.2.1.2. Elaboración de secciones estructurales	49
3.1.3. Mapa Isópaco- Estructural	49
3.1.3.1. Sigemap (Sistema de Generación de Mapas).....	52
3.1.3.1.1. Evaluación Petrofísica.....	53
3.1.3.1.2. Resistividad del agua Intersticial (R_w)	54
3.1.3.1.3. Resistividad de la Arcilla (R_{sh})	56
3.1.3.1.4. Resistividad Verdadera de la Arena (R_t)	56
3.1.3.1.5. Volumen de Arcillas (V_{sh})	56
3.1.3.1.6. Porosidad (ϕ).....	57
3.1.3.1.8. Saturación de agua (S_w).....	58
3.1.3.1.9. Permeabilidad (K)	60
3.1.4. Propiedades Promedias del Yacimiento.....	60
3.1.4.1. Volumen de Arcilla (V_{hs}).....	60
3.1.4.2. Porosidad (ϕ).....	60
3.1.4.3. Saturación Inicial de Agua (S_{wi})	61
3.1.4.4. Permeabilidad (K)	61
3.1.5. Parámetros de Cortes (Cut off)	62
3.1.6. Elaboración de Mapas de Isopropiedades	62
3.1.6.1. Ejecución del Programa	64
3.2. Generación del Modelo Dinámico	66
3.2.2. Propiedades de los Fluidos (Generación del PVT)	73
3.2.2.1. Presión Inicial del yacimiento (P_i).....	75
3.2.2.2 Temperatura del Yacimiento (T_{yac}).....	76
3.2.2.3. Gravedad API del Crudo ($^{\circ}API$)	77
3.2.2.4. Gravedad Específica del Gas (γ_g).....	77



3.2.3. Permeabilidades de las Relativas (Propiedades de la Roca).....	78
3.2.3.1. Saturaciones residuales	80
3.2.3.2. Permeabilidades Relativas Agua-Petróleo	81
3.2.3.3. Permeabilidades Relativas Gas- Petríoel.....	82
3.2.4. Evaluación del efecto de la Inyección de Gas.....	83
3.2.4.1. Factor de Reemplazo.....	83
3.2.4.2. Flujo Fraccional del Gas y Razón de Movilidad.....	85
3.2.4.3. Eficiencia de Desplazamiento.....	86
3.3. Determinación del Petríoel Original en Sitio (POES) por el Método Volumétrico y Balance de Materiales	87
3.3.1. Determinación del POES por el Método Volumétrico	87
3.4. Estimación de las Reservas del Yacimiento por Balance de Materiales y Declinación de Producción	88
3.4.1. Balance de materiales (MBAL)	88
3.4.2. Curvas de declinación (Aplicación OFM).	89
3.5. Evaluación de la Factibilidad de Reactivación o Culminación del Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Gas del Yacimiento en estudio.	90
CAPITULO IV. DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	91
4.1. Reinterpretación del Modelo Geológico en la Arena N1 Yacimiento YS- 303.....	91
4.1.1. Correlacionar litoestratigráficamente los pozos ubicados en el área de interés	93
4.1.2. Elaboración de secciones estratigráficas y estructurales.....	96
4.1.2.1. Secciones Estratigráficas.....	96
4.1.2.2. Secciones Estructurales.....	100
4.1.3. Mapa Isópaco-Estructural	103
4.1.4. Evaluación Petrofísica.....	105
4.1.4.1. Resistividad del Agua de Formación (Rw)	105
4.1.4.2. Volumen de Arcilla (Vsh).....	105



4.1.4.3. Porosidad (ϕ).....	106
4.1.3.5. Permeabilidad (K)	109
4.1.3.6. Parámetros de Corte	110
4.2. Generación del Modelo Dinámico del Yacimiento en estudio.	112
4.2.1. Análisis de la Historia de Presión.	112
4.2.1.1. Profundidad del Nivel de Referencia (Datum).....	112
4.2.1.2. Presión Inicial.....	114
4.2.1.2.1. Comportamiento de Presión.....	115
4.2.1.3. Temperatura del yacimiento.....	115
4.2.1.4. Gravedad API del crudo ($^{\circ}$ API).....	116
4.2.1.5. Relación Gas-Petróleo inicial (RGPi)	117
4.2.1.6. Propiedades de los Fluidos.....	119
4.2.1.7 Propiedades de la Roca (Curvas de permeabilidades relativas).....	120
4.2.2. Análisis de la Historia de Producción.....	122
4.2.2.1. Comportamiento de Producción e Inyección del Yacimiento.....	123
4.2.2.2. Diagnóstico de la producción de agua	127
4.2.3. Análisis de la Inyección de Gas	133
4.2.3.1. Evaluación del efecto de la Inyección de Gas.....	135
4.2.3.1.1. Factor de Reemplazo.....	135
4.2.3.1.1. Flujo Fraccional y Razón de Movilidad.....	137
4.3. Determinación del Petróleo Original en Sitio (POES) por el Método Volumétrico y Balance de Materiales.	139
4.3.1. Calculo del Petróleo Original en Sitio (POES) por el Método Volumétrico	139
4.3.2. Balance de Materiales	140
4.4. Estimación de las Reservas del Yacimiento por Balance de Materiales y Declinación de Producción	145
4.4.1. Estimación de las Reservas por Balance de Materiales (MBAL).....	145
4.4.1.1. Reservas Primarias.....	146



4.4.1.2. Reservas Recuperables Totales	146
4.4.2. Estimación de reservas por curvas de declinación de Producción	147
Reservas Primarias, MBN	152
4.5. Evaluar la Factibilidad de Reactivación y Culminación del Proyecto de Recuperación Secundaria del Yacimiento en estudio	153
CAPITULO V. CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES	157
5.1. Conclusiones	157
5.2. Recomendaciones	158
BIBLIOGRAFÍA	159
BIBLIOGRAFÍA ADICIONALES	161
APÉNDICE A. EVALUACIÓN PETROFÍSICA	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE B. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN/INYECCIÓN Y PRESIÓN;	¡Error! Marcador no de
APÉNDICE C. DIAGRAMAS MECÁNICOS DE LOS POZOS;	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE D. PERMEABILIDADES RELATIVAS;	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE F. PVT	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE F. EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE GAS;	¡Error! Marcador no definido.



LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	6
Figura 2.2. Ubicación Geográfica del Distrito San Tomé.....	8
Figura 2.3. Columna Estratigráfica	9
Figura 2.4. Ubicación del Campo Oveja.....	12
Figura 2.5. Empuje por agua.....	17
Figura 2.6. Empuje por gas disuelto	17
Figura 2.7. Expansión del fluido debido a la disminución del medio poroso.....	18
Figura 2.8. Expansión del líquido debido a la disminución de presión	18
Figura 2.9. Empuje de una capa de gas.....	19
Figura 2.10. Empuje por segregación gravitacional.....	20
Figura 2.11. Bombeo mecánico	21
Figura 2.12. Extracción con Gas o Gas Lift.....	22
Figura 2.13. Esquema de Plunger lift.....	23
Figura 2.14. Bombeo Electrosumergible	23
Figura 2.15. En algunos casos, los índices de producción de petróleo pueden mejorarse inyectando agua o gas comprimido en el yacimiento.....	25
Figura 2.16. Ecuación de Flujo Fraccional de Gas	30
Figura 3.1. Metodología de Estudio.....	45
Figura 3.2. Aplicación MicroStation SE (Bentley).....	51
Figura 3.3. Ventana de SIGEMAP.....	52
Figura. 3.4. Mapa de Isópaco-Estructural, Yacimiento YS-303, Arena N1	53
Figura 3.5. Resistividad para soluciones de NaCl	55
Figura 3.6. Concentración equivalente de NaCl	55
Figura 3.7. Ventana Principal de la Aplicación OFM.....	63
Figura 3.8. Ícono de la Opción Gráficos de Mapas.....	65
Figura 3.9. Pasos para entrar al sistema centinela.....	67



Figura 3.10. Ventana de entrada a carpeta de pozos	68
Figura. 3.11. Ventana de entrada al Docbase	69
Figura 3.12. Visualización de las carpetas de cada campo.	69
Figura 3.13. Determinación de los Volúmenes Brutos y Áreas	71
Figura 3.14. Programa SPIYAC	74
Figura 3.15. Correlaciones Permeabilidad “RAPERME”	79
Figura 3.16. Ejemplo de Gráfica de Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo	80
Figura 3.17. Ejemplo de Gráfica de Permeabilidad Relativa Gas-Petróleo	80
Figura 4.1. Mapa del Yacimiento YS-303, arena N1, Modelo Oficial	92
Figura 4.3. Sección Estratigráfica A-A'. Sentido Noroeste-Sureste	97
Figura 4.4. Sección Estratigráfica B-B'. Sentido Oeste-Este	98
Figura 4.5. Sección Estratigráfica C-C'. Sentido Noroeste-Sureste	99
Figura 4.6. Sección Estructural A-A'. Sentido Norte-Sur	101
Figura 4.7. Sección Estructural B-B'. Sección Noroeste-Sureste	102
Figura 4.8. Mapa Isopaco-Estructural Modelo Actual	104
Figura 4.9. Mapa de Volumen de Arcilla del Yacimiento N1 YS-303	106
Figura 4.10. Gráfico de ajuste de la Porosidad	107
Figura 4.11. Mapa de Porosidad de Arena Neta Petrolífera del Yacimiento N1 YS-303	108
4.1.3.4. Saturación de Agua Inicial o Connata (Swi)	108
Figura 4.12. Mapa de Saturación de Agua del Yacimiento N1 YS-303	109
Figura 4.13. Mapa de Permeabilidad Absoluta del Yacimiento N1 YS-303	110
Figura 4.14. Determinación de los parametros de cortes	111
Figura 4.15. Profundidad vs. %Volumen Bruto Acumulado	113
Figura 4.16. Historia de Presión del Yacimiento N1 YS-303	114
Figura 4.17. Comportamiento de la profundidad (pbnm) Vs temperatura	116
Figura 4.18. Comportamiento de la gravedad API respecto al tiempo	117
Figura 4.19. Comportamiento de RGP mensual vs producción acumulada de petróleo	118



Figura 4.20. Comportamiento de RGP mensual vs Tiempo.	118
Figura 4.21. PVT sintético generado por la herramienta SPIYA.....	119
Figura 4.22. Comportamiento de las permeabilidades relativas para el sistema Agua-Petróleo	121
Figura 4.23. Comportamiento de las permeabilidades relativas para el sistema Gas-Petróleo.....	122
Figura 4.24. Producción de Petróleo, Agua y Gas Acumulado corregida	123
Figura 4.25. Comportamiento de Producción del Yacimiento N1 YS-303	126
Figura 4.26. Curvas de diagnóstico de Agua de Chan, para la arena N1 Yacimiento YS-303 en el Pozo YS-303	127
Figura 4.27. Curvas de diagnóstico de Agua de Chan, para la arena N1 Yacimiento YS-303 en el Pozo YS-307	128
Figura 4.28. Gráfico del Comportamiento de Petróleo + Agua acumulada Vs. Petróleo Acumulado del Pozo YS-303	129
Figura 4.29. Gráfico del Comportamiento de Petróleo + Agua acumulada Vs. Petróleo Acumulado del Pozo YS-303.	130
Figura 4.30. Avance del Acuífero.	131
Figura 4.31. Gráfico de la Producción Acumulada de Petróleo, Gas y Agua y Arena Neta Petrolífera.....	132
Figura 4.32. Índice de Heterogeneidad del Yacimiento.....	133
Figura 4.33. Historia de Inyección de Gas.....	134
Figura 4.34. Tasa de Inyección de Gas Ajustada.....	137
Figura 4.35. Factor de Reemplazo de la Data Ajustada Vs Tiempo.....	137
Figura. 4.36. Curva de flujo fraccional para el desplazamiento Gas-Petróleo.....	138
Fig. 4.37. Gráfico correspondiente a la corrida de la simulación por el programa MBAL, del Yacimiento YS-303, Arena N1.....	141
Figura 4.38. Método gráfico para la determinación del POES	142
Figura 4.39. Gráfico del comportamiento de presión vs petróleo acumulado	143



Figura 4.40. Regresión no lineal sobre la determinación del POES dinámico por el método analítico, del Yacimiento YS-303, Arena N1	144
Figura 4.41. Mecanismos de producción para el Yacimiento YS-303, Arena N1....	145
Figura 4.42. Cálculo de las Reservas Primarias.....	146
Figura 4.43. Cálculo de las Reservas Totales.	147
Figura 4.44. Calculo de Reservas del Pozo YS-303 del Yacimiento N1 YS-303	148
Figura 4.45. Calculo de Reservas del Pozo YS-335 del Yacimiento N1 YS-303	149
Figura 4.46. Calculo de Reservas del Pozo YS-307 del Yacimiento N1 YS-303	150
Figura 4.47. Determinación de las reservas totales del Yacimiento N1 YS-303, Curvas de Declinación	151
Figura 4.48. Predicción del comportamiento de producción del Yacimiento N1 YS-303	156
Figura A.1. Análisis de agua del pozo YS-333, Yacimiento N1 YS – 301;	Error! Marcador no definido.
Figura A.2. Multiplicadores para las concentraciones de ppm.;	Error! Marcador no definido.
Figura A.3. Calculo de Resistividad del agua para soluciones de NaCl;	Error! Marcador no definido.
Figura 4.17. Comportamiento de Producción del pozo YS-303;	Error! Marcador no definido.
Figura C.1. Diagrama Mecánico del Pozo YS-303.....;	Error! Marcador no definido.
Figura 4.18. Comportamiento de Producción del pozo YS-314;	Error! Marcador no definido.
Figura C.2. Diagrama Mecánico del Pozo YS-314.....;	Error! Marcador no definido.
Figura 4.19. Comportamiento de Producción del pozo YS-307;	Error! Marcador no definido.
Figura C.3. Diagrama del Pozo 307	Error! Marcador no definido.
Pozo YS-335	Error! Marcador no definido.
Figura 4.20. Comportamiento de Producción del pozo YS-335;	Error! Marcador no definido.
Figura C.4. Diagrama Mecánico del Pozo YS-335.....;	Error! Marcador no definido.
Figura C.5. Diagrama Mecánico del Pozo YS-337.....;	Error! Marcador no definido.



LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Parametros de control en proyectos de Recuperación Secundaria.....	34
Tabla 3.1. Inventario de Registros de Pozos (Yacimiento N1 YS-303)	54
Tabla 3.2 Clasificación por zonas de los Campos de Oriente (TOTAL)	75
Tabla 4.1. Comparación entre la información oficial y actualizada de los valores de topes, espesores de arena N1	95
Tabla 4.2. Parámetros de corte del Yacimiento YS-303, Arena N1	111
Tabla 4.3. Cálculo del Volumen por Estructura del Yacimiento S1 11M-201	112
Tabla 4.4. Temperaturas del yacimiento obtenidas por diferentes métodos	115
Tabla 4.5. Reservas recuperables originales y del estudio del Yacimiento N1 YS-303.....	152
Tabla A.1. Promedios ponderados de los parámetros petrofísicos de arena neta petrolífera	¡Error! Marcador no definido.
Tabla B.1. Histórico de Producción/Inyección del Yacimiento N1 YS – 303;	¡Error! Marcador no definido.
Tabla B.2. Histórico de producción/inyección por pozo.;	¡Error! Marcador no definido.
Tabla B.3. Histórico de Presión del Yacimiento N1 YS -303;	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.4. Ultima prueba de producción.....;	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.5. Ultima prueba de producción.....;	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.6. Ultima prueba de producción.....;	¡Error! Marcador no definido.
Tabla F.1. PVT Sintético en la hoja de cálculo de EXCEL;	¡Error! Marcador no definido.
Tabla F.2. PVT Sintético (SPIYAC).....;	¡Error! Marcador no definido.
Tabla F.1. Factor de Reemplazo	¡Error! Marcador no definido.
Tabla F.2. Flujo Fraccional del Gas	¡Error! Marcador no definido.



RESUMEN

El presente estudio tuvo como objetivo evaluar el proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas en la Arena N1 Yacimiento YS-303 del campo Oveja, Distrito San Tomé. El estudio se inició con la revisión geológica del área, mediante la generación de secciones estructurales y estratigráficas, revisión de mapas isópaco-estructural, lo cual indicó que el yacimiento es más extenso que el modelo original, y una vez integrado con las propiedades petrofísicas, se obtuvo los siguientes valores estáticos promedios: Saturación inicial de **25 %**, Porosidad de **28 %**, permeabilidad de **632 mD**, Espesor de **24** pies y un POES volumétrico de **27,393** MMBN. Seguidamente se realizó la caracterización energética del yacimiento donde se determinó que inicialmente el yacimiento se encontraba *Sub-saturado*, posteriormente utilizando los históricos de producción, presión, inyección, propiedades de las rocas y los fluidos del yacimiento, se efectuó el Balance de Materiales con el programa **MBAL** obteniéndose un valor dinámico de POES de **27,409** MMBN que representa una diferencia de uno (1) % respecto al obtenido volumétricamente. También se determinó que el principal mecanismo de producción de hidrocarburo en el yacimiento es la expansión de los fluidos. Para la fecha el yacimiento ha acumulado un total de **2,160** MMBN, que representa un **7,8 %** del POES (**27,409** MMBN). La inyección de gas no tuvo efecto notable en la presión del yacimiento y su efectividad con respecto al recobro de crudo ha sido desfavorable, por lo tanto se recomienda la terminación del proyecto de inyección de gas en la Arena N1, Yacimiento YS-303.

CAPÍTULO I.

INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del Problema

El Yacimiento YS-303 Arena N1, está ubicado en el Campo Oveja, fue descubierto con la perforación del pozo YS-303 en Septiembre de 1972 en la Unidad de Explotación de Pesado, Distrito San Tomé. De acuerdo al informe de Enero-Diciembre 2009, este yacimiento posee un área de 528 acres con un volumen de arena petrolífera de 18.690 acres-pies y está conformado por cuatro (4) pozos productores (YS-307, YS-335, YS-303, YS-314) y un pozo inyector de gas, en este caso el pozo YS-337; la arena se caracteriza por presentar un crudo de 15,2 °API promedio. Oficialmente el yacimiento estaba en condiciones de saturado, y con una presión inicial igual a la presión de burbujeo de 1510 lpc. Actualmente el proyecto de inyección de gas se encuentra inactivo y los fluidos acumulados son de: 2,150 MMBN de petróleo y 3,893 MMPCN de gas inyectado acumulado.

El propósito de realizar la evaluación al proyecto el cual estuvo sometido el yacimiento, radica en que una vez iniciada la producción del yacimiento, la presión comenzó a declinar hasta llegar a 1.437 lpc, y a partir de ese momento, en Noviembre de 1983, comienza la inyección de gas a través del pozo YS-337. Durante la fase de inyección de gas la presión se mantuvo por encima de 1400 lpc, con un último registro de 1.422 lpc. La tasa de inyección de gas comenzó con una tasa promedio de 1,5 MMPCND, teniendo que ser está suspendida en varias oportunidades por períodos largos, debido a problemas de taponamiento en el pozo inyector a lo largo del período de inyección. Esto motivó que no se haya alcanzado la presión de mantenimiento (1.490 lpc). Por otra parte, también se suma la existencia



de pozos inactivos debido a la baja tasa de producción por altos cortes de agua. Por tal razón, actualmente el yacimiento N1 YS-303 se encuentra inactivo.

Esta relación obliga a realizar un estudio integrado que involucre el modelo geológico, comportamiento de producción e ingeniería de yacimientos que permita definir las características originales, actuales y propiedades de los fluidos presentes en el mismo, además conocer el efecto que ha tenido la inyección de gas, las reservas iniciales y remanentes en el yacimiento a través del Método Volumétrico y Balance de Materiales, y finalmente, proponer basándose en la evaluación realizada, un plan de explotación para drenar las reservas remanentes del yacimiento, o en su defecto, la posibilidad de someter a terminación el proyecto de inyección y presentarlo ante el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

1.2. Objetivo General

Evaluar el Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Gas en la Arena N1 Yacimiento YS-303 del Campo Oveja, Distrito San Tomé.

1.3. Objetivos Específicos

1. Reinterpretar el Modelo Geológico del Yacimiento en estudio.
2. Validar la Historia de Producción, Inyección y Presión del Yacimiento.
3. Caracterizar los Fluidos presentes en el Yacimiento.
4. Determinar el Petróleo Original en Sitio (POES) por el Método Volumétrico y Balance de Materiales.



5. Estimar las Reservas del Yacimiento por Balance de Materiales y Declinación de Producción.

6. Evaluar la Factibilidad de Reactivación o Culminación del Proyecto de Recuperación Secundaria del Yacimiento en estudio.

CAPITULO II.

MARCO TEORÍCO

2.1. Antecedentes

Bastardo, I., en su trabajo “Evaluación del modelo dinámico del Yacimiento GG-411, Arena F7, sometido a un proyecto de Inyección de Gas ubicado en el Campo GG-401X, Distrito San Tomé”, concluyó a través de los resultados obtenidos de predicción y evaluación económica del Yacimiento GG-411, Arena F7, que las reservas pueden ser drenadas por agotamiento natural, recomendándose la terminación del proyecto de inyección de gas ante el Ministerio de Energía y Petróleo, y el cierre de los pozos activos por sus bajas tasas de producción y alta relación gas – petróleo. ^[1]

PDVSA Exploración y Producción Distrito San Tomé. “Informe Progreso, Proyecto de Recuperación Secundaria en el Campo Oveja, Arena N1 del Yacimiento YS 303 Período Enero-Diciembre 2009”., de acuerdo al estudio para la implantación del proyecto de recuperación adicional por inyección de gas realizado en Noviembre de 1983, se estimó recuperar 6,58MMBN de petróleo (20,1% del POES), manteniendo la presión en 1.490 lpc, con la inyección de 3 MMPCD hasta el año 1998. El comportamiento de producción real se aleja considerablemente de lo pronosticado, ya que sólo se recuperó 2,1 MMBN de petróleo (6,7% del POES). proyecto no cumplió con las expectativas por lo que fue suspendido y espera su informe de terminación. ^[2]

Mata, K., en su trabajo “Evaluación de Factibilidad Técnico-Económico del proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Gas en el Yacimiento OZ-318, Arena S3-4 del Campo Chimire.” Se determinó que el proyecto de Recuperación



Secundaria por inyección de gas no fue efectivo, donde la mayor parte del recobro (33,16%), se obtuvo durante la fase de agotamiento natural y el mantenimiento de presión fue debido a la actividad del acuífero. El mecanismo de producción predominante en la vida productiva del yacimiento fue influjo de agua. Cabe destacar que las causas principales de que el proyecto de recuperación secundaria no resultara fue: no haber cumplido con la inyección de gas requerida, además de no existir un desplazamiento efectivo teniéndose una movilidad mayor a 1, y desde el punto de vista económico no fue rentable seguir con el proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas, debido a que los indicadores económicos son menos atractivos que los obtenidos durante agotamiento natural. ^[3]

2.2. Descripción del área en estudio

2.2.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural ubicada en la zona Centro-Este del país, está limitada al Sur por el curso del Río Orinoco; al Oeste por el Levantamiento de El Baúl; y al Norte por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior. Hacia el Este, la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria incluyendo la parte situada al Sur de la Isla de Trinidad, y se hunde en el Atlántico al Este de la costa del Delta del Orinoco, Figura 1.1 ^[4,5]

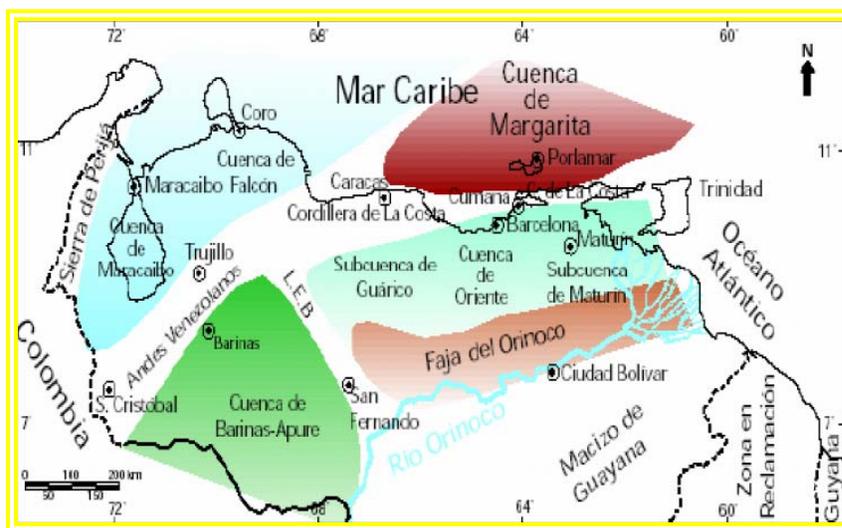


Figura 2.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela

Esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 km en sentido Oeste-Este, un ancho promedio de 200 km de norte a sur y un área aproximada total de 165000 km². Abarca las regiones de los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico, Delta Amacuro y parte de Sucre; prolongándose hasta la plataforma Deltana y Sur de Trinidad. La Cuenca Oriental de Venezuela se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesas en Anzoátegui y Monagas. De acuerdo a sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas se subdivide en: Subcuenca de Guárico y Subcuenca de Maturín.

Las acumulaciones más importantes que están sometidas a explotación en el Oriente de Venezuela (en los estados Monagas y Anzoátegui) pertenecen a las formaciones del período *Terciario*. Las rocas del terciario afloran al norte de la cuenca en el sistema montañoso de la cordillera oriental, donde las formaciones se caracterizan por ser de grandes espesores. Los yacimientos petrolíferos y gasíferos están conformados en su totalidad por arenas de origen fluvio-deltaicas y litorales.



Al Sur (en los llanos de los estados Anzoátegui y Monagas) las formaciones productoras muestran que los espesores de las formaciones terciarias tienen tendencia a adelgazarse en dirección Sur, y en el área de la Faja Petrolífera del Orinoco se produce el truncamiento de todo el terciario contra las rocas Cretácicas y Precretácicas del Macizo Guayanés. El límite geográfico al Sur de la cuenca es el Río Orinoco.

2.2.2. Ubicación del Distrito San Tomé

El Distrito San Tomé conforma la mayor parte del sur de los estados: Anzoátegui y Guárico y se extiende hasta Casmasoledad en el estado Monagas; específicamente este Distrito está ubicado en el centro de la Mesa de Guanipa en el estado Anzoátegui.

Cuenta con un alto potencial de crudo liviano, mediano, pesado y extrapesado, donde el área tradicional de crudo pesado abarca una extensión de aproximadamente 5.948 km², agrupada en los siguientes campos: Melones, Merey, Miga, Oca, Oleos, Lejos, Oveja, Yopales Sur, Ostra, Dobokubi y parte de los campos Bare y Cariña. Está área está delimitada al Sur con el Área Hamaca de la Faja Petrolífera del Orinoco Y al Norte con el Área Mayor de Oficina.

El Distrito San Tomé cuenta con la más gran variedad de instalaciones petroleras que van desde los patios de almacenamiento de crudo hasta las estaciones de flujos, planta de inyección de aguas, gas, vapor y plantas de gas.



Figura 2.2. Ubicación Geográfica del Distrito San Tomé

2.2.3. Característica del Área Tradicional de Crudos Pesados

Estructuralmente en el Área Tradicional predomina es un homoclinal de buzamiento muy suave hacia el Norte, cortado por sistemas de fallas normales en direcciones Noreste – Suroeste y en menor cantidad Noroeste – Sureste, las cuales responden a esfuerzos tensionales característicos de bordes de cuencas. Además se observan cambios locales en los topes de las arenas prospectivas. Las zonas productoras se caracterizan por presentar arenas de grano medio a grueso, bien distribuidos, masivas y no consolidadas; Los registros eléctricos por mostrar lutitas de gran extensión así como también intercalaciones lutíticas y una excelente continuidad. Las acumulaciones petrolíferas se encuentran principalmente en las arenas inferiores de la formación Freites, inferiores y medias de la formación Oficina y en las arenas superiores de la formación Merecure.

Estratigráficamente, los crudos de los yacimientos del Área tradicional se han producido de areniscas de edad Mioceno – Oligoceno, pertenecientes principalmente



a las formaciones Merecure, Oficina y en menor grado a la formación Freites. En la Figura 2.3., Se muestran el resto de las formaciones en el área de interés.

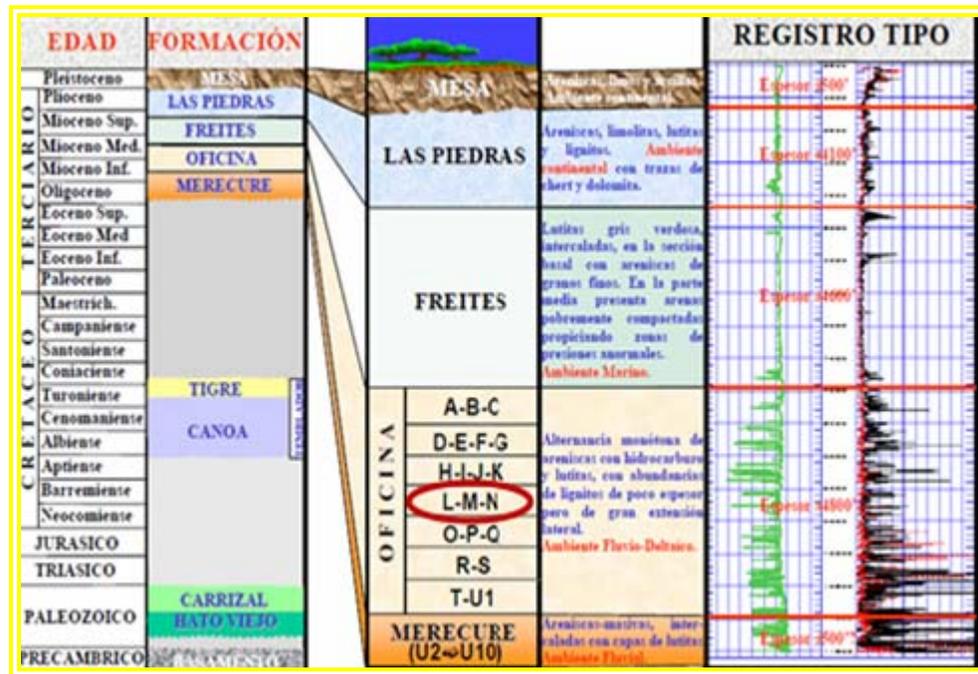


Figura 2.3. Columna Estratigráfica

2.2.3.1. Formación Merecure

Se tiene que el contacto superior con la formación oficina es de aparente concordancia. Se caracteriza por la abundancia de arenisca de grano fino a grueso en capas está interrumpida por laminas y capas delgadas de lutitas y por intervalos de arcillitas y limolitas cuya edad atribuida al Oligoceno – Mioceno Inferior.



2.2.3.2. Formación Oficina

Se presenta en el subsuelo de todo el flanco Sur de la cuenca oriental de Venezuela. Consiste en lutitas y arenas alternantes pertenecientes al Mioceno Medio. Las arenas desaparecen con el progresivo desarrollo de las lutitas hacia el eje pero se multiplican alrededor de la periferia de la cuenca. ^[4,5]

En la secuencia se intercalan lignitos de amplia extensión, los cuales constituyen un factor litológico característico de estas formaciones. Debido a que el escudo de Guayana ubicado al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela es probablemente la fuente de arenisca de la formación Oficina, es de esperarse una secuencia de ambiente desde fluvial, al sur, pasando por deltaico o marino somero, a marino abierto en plataforma externa, al Norte.

Esta formación es una de las unidades estratigráficas más importante debido a su producción de hidrocarburos y las reservas remanentes presentes (alrededor de 12 MMMBN). El régimen tectónico del área es de tipo extensivo, caracterizado por un sistema de fallas normales de rumbo Este-Oeste, Noroeste-Sureste y Noreste-Suroeste y una serie de fallas de compensación de salto pequeño. Todas estas fallas, en combinación unas con otras, forman las trampas de hidrocarburo en el área, donde adicionalmente se observan cambios fuertes de buzamiento en las arenas prospectivas. Las arenas de Formación Oficina son recipientes que individualmente tienen poca extensión lateral a cambio de una prolífica distribución vertical. En algunas ocasiones están separadas por intervalos lutíticos delgados cuya efectividad como barreras a la intercomunicación entre arenas puede ser dudosa, especialmente durante aquella etapa en que la cobertura era insuficiente para producir una comparación efectiva en las lutitas. Las trampas encontradas en esta formación son generalmente del tipo estructural – estratigráficas, también se encuentran trampas estratigráficas.



2.2.3.3. Formación Freites

Se caracteriza principalmente por arcillas verdes o verdosas cuya sedimentación puede extenderse hasta el Mioceno Superior, se observa la presencia de arenisca sobre el tope y la base, en contraste con la parte media y mayor de la unidad.

2.2.3.4. Formación las Piedras

La sedimentación en esta formación ocurre durante el Mioceno Superior – Plioceno, que se caracteriza por la presencia de arcillas y limolitas, intervalos firmemente laminados de arenas finas con lutitas arcillosas y lente de arena gris de granos muy fino; también arcillas ligníticas y capas de lignito. Esta sedimentación aparece transgresiva sobre la Pica y Freites infrayacente en los bordes Norte y Sur de su área de sedimentación y por debajo de la formación Mesa.

2.2.3.5. Formación Mesa

Se encuentra discordante y suprayacente a la formación Las Piedras. Está formada por depósitos del Pleistoceno, que consiste en depósitos planos conglomerados que llegan a ser peñones a lo largo frente de montañas pero de textura más fina en los flancos, arenisca, limos y arcillas consolidadas.

2.2.4. Ubicación Geográfica del Campo Oveja

El campo Oveja, cuadrángulo Miga, está enmarcado dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, al norte de la Faja Petrolífera del Orinoco, específicamente en el flanco Sur del sinclinal del área Mayor de Oficina. Este campo inicio su actividad en 1959. Cuenta con un área de 211 Km² y un POES de 1724,70 MMBN Hasta la fecha se han



perforado 391 de los cuales hay 41 activos distribuidos en 18 yacimientos activos de los 211 existentes.



Figura 2.4. Ubicación del Campo Oveja.

2.2.5. Características del Yacimiento N1 YS-303

El Yacimiento YS-303, Arena N1 del Campo Oveja, fue descubierto por el pozo YS-303, completado el 1ro de Septiembre de 1972. El yacimiento se compone de 15 pozos perforados de los cuales 5 pozos han sido completados, YS-303, YS-314, YS-307, YS-335 y YS-337, siendo este último completado como pozo inyector de gas y el resto como productores, actualmente el yacimiento se encuentra inactivo. La gravedad del petróleo es de 16 °API.



2.2.5.1. Estructura

La estructura predominante en el área de estudio nivel N1, consiste en un homoclinal fallado con buzamiento de aproximadamente 2° hacia el noreste, con profundidades que oscilan entre -3350' y -3350' (TVDSS).

2.2.5.2. Estratigrafía

La arena N1, se ubica en la columna estratigráfica del área en la porción media de la formación oficina de edad Mioceno Medio a Inferior.

El ambiente de deposición es de tipo fluvial predominando hacia el Este las barras de Meandros; los lentes ubicados hacia esta parte parecen indicar avance lateral del meandro del río, y hacia el Oeste el relleno de canal distributivo, el cual está constituido por arenas limpias.

2.2.5.3. Extensión

El yacimiento se extiende en un área de 702 acres con un espesor promedio de 25 pies en todo el yacimiento.

2.2.5.4. Límites

De acuerdo a la revisión geológica del Yacimiento N1 YS-303 se observan los siguientes límites:

Norte: Contacto Agua-Petróleo Original (CAPO), estimado a -3525 p.b.n.m.

Sur: Falla normal que buza en este sentido.

Este: Limite de roca.



Oeste: Limitado por una falla normal con buzamiento suroeste.

2.2.5.5. Contactos de Fluidos

Se definió un contacto Agua-Petróleo original (CAPO) estimado a -3525 pies, observado por el pozo OM-145.

2.3. Resumen de conocimientos previos

Una vez que se ha extraído la mezcla de hidrocarburos de los yacimientos, es necesario la separación de sus componentes gas, petróleo y el agua, operación que se realiza en las estaciones de producción.

Las estaciones de producción están formadas por múltiples de niveles de presión, los cuales reciben la producción de los pozos pertenecientes al campo; posteriormente pasan a los separadores, donde la parte más liviana es el gas y, por consiguiente, este sube y sale del separador para pasar al sistema de recolección de gas y ser medido.

Todo lo contrario ocurre con el petróleo y el agua ya que estos son la parte pesada de la mezcla, salen por el fondo del equipo de separación y son impulsados al tanque de almacenaje donde posteriormente son separadas las fracciones de agua del crudo^[2].

El gas natural que sale de las estaciones de producción llega a las plantas compresoras las cuales están constituidas por una o más unidades compresoras accionadas por motores de combustión interna. Estas reciben corrientes en forma simultánea de gas a diferentes presiones; las mismas entran a un depurador para



eliminar los arrastres de líquidos que puedan tener, una vez depurado el gas este pasa a los diferentes cabezales de succión donde son distribuidas a las distintas unidades de compresión. El gas natural comprimido que abandona los cilindros compresores, se envía hacia los enfriadores respectivos de cada unidad, donde el gas enfriado pasa a la próxima etapa de compresión o al cabezal de descarga respectivo.

Para el transporte del gas natural, se emplean tuberías las cuales dependiendo del servicio se clasifican en líneas de recolección o transmisión. Estas tuberías están equipadas con accesorios tales como válvulas de seguridad, lanzadores o receptores para su limpieza y trampas recolectoras de líquidos, localizadas a lo largo del gasoducto. Por lo general, las líneas de recolección transportan gas a baja presión llevándolo desde las estaciones hasta las plantas compresoras, de estas últimas salen las líneas de transmisión las cuales transportan grandes volúmenes de gas a elevadas presiones hasta los sistemas de distribución, entre los cuales se destacan:

Recuperación secundaria por inyección de gas: en esta etapa de producción, se restablece la presión perdida del yacimiento, a través de un proceso de inyección de gas a fin de lograr el desplazamiento y el recobro del petróleo.

Levantamiento artificial por gas “Gas Lift”: consiste en inyectar gas a alta presión en un pozo por el espacio anular libre entre la tubería de producción y revestidora. La mezcla de gas y petróleo que se produce en la tubería pesa menos que el petróleo solo, por lo cual la presión del yacimiento puede ser suficiente para permitir el flujo del pozo.

Gas a venta: parte del gas que recolecta la empresa se entrega a otras compañías para ser tratado, transportado y distribuido a escala nacional e internacional.



2.3.1. Producción Petrolera

Ahora bien, una que se determina el tipo de yacimiento que ha sido perforado y se calcula los volúmenes de hidrocarburos, siendo rentable su producción, se procede a producir el yacimiento.

Siendo los fluidos de un yacimiento petróleo, gas y agua, estos entran a los pozos impulsados por la presión a los que están confinados en el mismo. Se dice que si la presión es suficiente, el pozo resultará surgente, es decir, que producirá sin necesidad de ayuda. Pero en la mayoría de los casos esta surgencia natural decrece y el pozo deja de producir, lo que quiere decir, que el pozo está ahogado. Para proseguir con la extracción se recurre a la utilización de métodos artificiales de bombeo.

2.3.1.1. Tipos de Producción por Empujes Naturales en Yacimientos. ^[6]

2.3.1.1.1. Empuje por agua

El empuje del petróleo a los pozos productores va depender de la energía que contiene el acuífero ubicado debajo del petróleo, y si este es muy grande, el yacimiento puede ser invadido con el agua. La recuperación en un yacimiento con este tipo de empuje explotado racionalmente puede llegar al 60%.

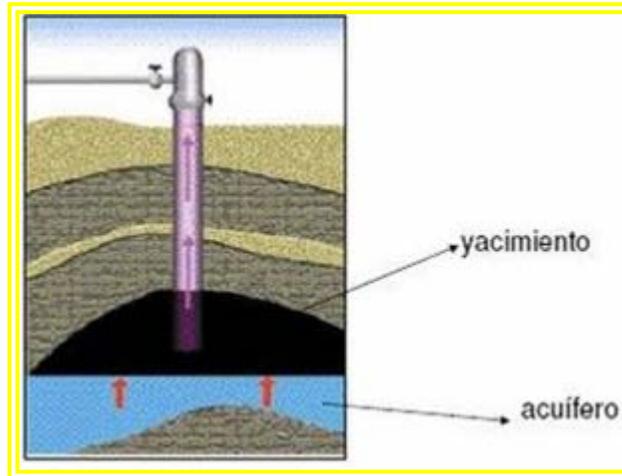


Figura 2.5. Empuje por agua

2.3.1.1.2. Empuje por gas disuelto

La fuerza propulsora es el gas disuelto en el petróleo que tiende a escapar y expandirse por la disminución de presión. La recuperación final suele ser inferior al 20%.

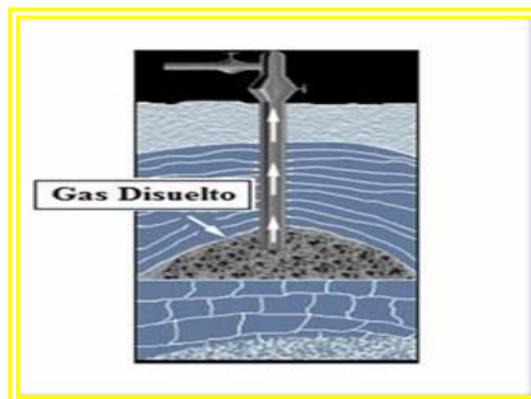


Figura 2.6. Empuje por gas disuelto



2.3.1.1.3. Empuje por expansión de la roca y de los fluidos

Este mecanismo ocurre en yacimientos subsaturados, hasta que se alcanza la presión de saturación, donde el empuje del petróleo se va deber a la expansión del sistema. El petróleo, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el petróleo contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción es muy pronunciado. La liberación del gas disuelto del petróleo ocurre en la tubería de producción, al nivel en el que se obtiene la presión de saturación. La relación gas-petróleo producida permanece constante durante esta etapa de producción e igual a R_{si} , la saturación de petróleo prácticamente no varía, la porosidad y permeabilidad disminuyen relativamente, así como la viscosidad del petróleo, el factor de volumen de petróleo aumenta muy ligera. El factor de recobro estimado está en el orden del 5%.

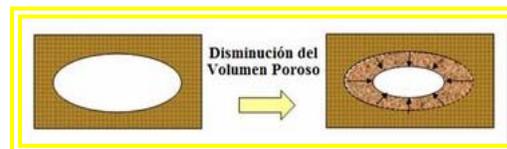


Figura 2.7. Expansión del fluido debido a la disminución del medio poroso



Figura 2.8. Expansión del líquido debido a la disminución de presión



2.3.1.1.4. Empuje de una capa de gas

Cuando el gas acumulado sobre el petróleo e inmediatamente debajo del techo de la trampa genera un empuje sobre el petróleo hacia los pozos. La recuperación de un campo con capa de gas es del 40 a 50%.

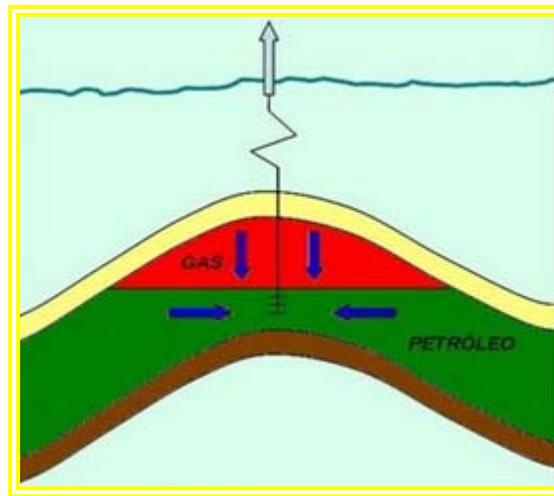


Figura 2.9. Empuje de una capa de gas

2.3.1.1.5. Empuje por segregación gravitacional

Esta dada por la tendencia del petróleo, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo con sus densidades, El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del petróleo, por ejemplo, en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluirá a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de la presión, contribuyendo a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia del desplazamiento. Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de



sus fluidos cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos. Este mecanismo representa la mayor eficiencia alcanzando un recobro del 60%.

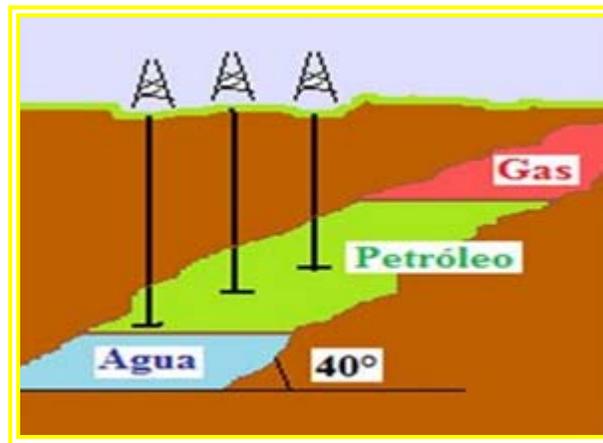


Figura 2.10. Empuje por segregación gravitacional

Cuando la energía natural que empuja a los fluidos deja de ser suficiente, se recurre a métodos artificiales para continuar extrayendo el petróleo, tales como ^[6]:

2.3.1.1.6. Bombeo mecánico

Emplea varios procedimientos según sea la perforación. El más antiguo, y que se aplica en pozos de hasta 2.400 a 2.500 m. de profundidad, es el de la bomba de profundidad, que consiste en una bomba vertical colocada en la parte inferior de la tubería, accionada por varillas de bombeo de acero que corren dentro de la tubería movidas por un balancín ubicado en la superficie al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de la biela y la manivela, las que se accionan a



través de una caja reductora movida por un motor. La bomba consiste en un tubo de 2 a 7,32 m. de largo con un diámetro interno de 1 ½ a 3 ¾ pulgadas, dentro del cual se mueve un pistón cuyo extremo superior está unido a las varillas de bombeo.



Figura 2.11. Bombeo mecánico

2.3.1.1.7. Extracción con gas o Gas Lift

Consiste en inyectar gas a presión en la tubería para alivianar la columna de petróleo y hacerlo llegar a la superficie. La inyección de gas se hace en varios sitios de la tubería a través de válvulas reguladas que abren y cierran al gas automáticamente. Este procedimiento se suele comenzar a aplicar antes de que la producción natural cese completamente

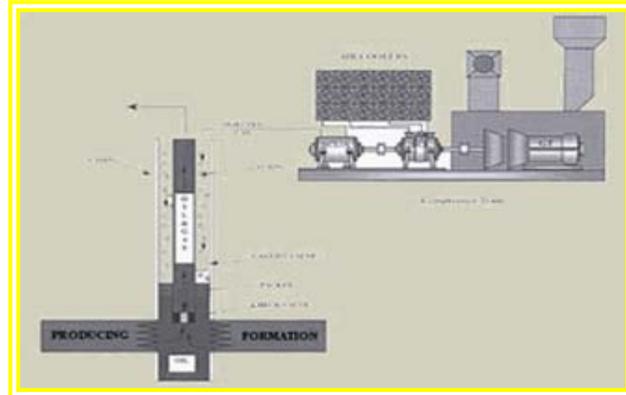


Figura 2.12. Extracción con Gas o Gas Lift.

2.3.1.1.8. Bombeo con accionar hidráulico

Una variante también muy utilizada consiste en bombas accionadas en forma hidráulica por un líquido, generalmente petróleo, que se conoce como fluido matriz. Las bombas se bajan dentro de la tubería y se accionan desde una estación satélite. Este medio no tiene las limitaciones que tiene el medio mecánico para su utilización en pozos profundos o dirigidos.

2.3.1.1.9. Pistón accionado a gas (plunger lift)

Es un pistón viajero que es empujado por gas propio del pozo y trae a la superficie el petróleo que se acumula entre viaje y viaje del pistón.

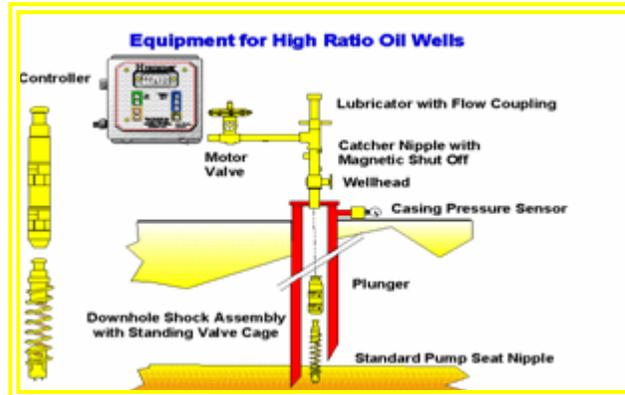


Figura 2.13. Esquema de Plunger lift

2.3.1.1.10. Bomba centrífuga y motor eléctrico sumergible

Es una bomba de varias paletas montadas axialmente en un eje vertical unido a un motor eléctrico. El conjunto se baja en el pozo con una tubería especial que lleva un cable adosado, para transmitir la energía eléctrica al motor. Permite bombear grandes volúmenes de fluidos.

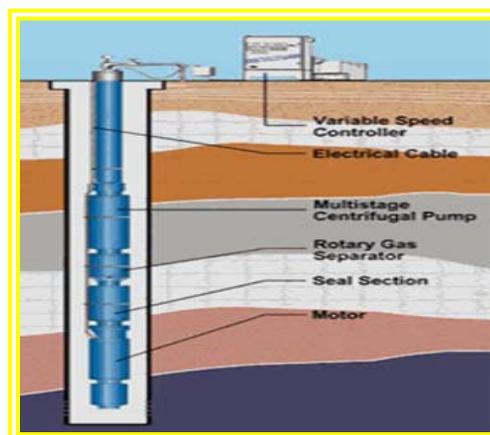


Figura 2.14. Bombeo Electrosumergible



2.3.1.1.11. Bomba de Cavidad Progresiva

El fluido del pozo es elevado por la acción de un elemento rotativo de geometría helicoidal (rotor) dentro de un alojamiento semielástico de igual geometría (estator) que permanece estático. El efecto resultante de la rotación del rotor es el desplazamiento hacia arriba de los fluidos que llenan las cavidades formadas entre rotor y estator.

Hasta aquí se ha tratado la extracción de petróleo en su fase de "recuperación primaria", es decir, aquella que se efectúa en función de la energía existente en el yacimiento, acudiendo en algunos casos a métodos artificiales. Dicha fase permite obtener entre un 15% y un 35% del petróleo in situ. Si se trata de petróleos viscosos, la extracción puede ser inferior al 10%.

2.3.1.2. Métodos para mejorar la Recuperación de Petróleo

Es común aplicar algunos medios para mejorar los valores de recuperación, por ejemplo la inyección de gas o agua en determinados pozos denominados "inyectores", con el objeto de desplazar volúmenes adicionales de petróleo hacia el resto de los pozos del yacimiento que conservan el carácter de "productores". Esto se llama "recuperación secundaria".

Además de la recuperación secundaria, se suelen aplicar otros métodos llamados de recuperación terciaria o mejorada, tales como la inyección de anhídrido carbónico (CO₂), solventes, de polímeros, o métodos térmicos tales como la inyección de vapor, o de combustión in situ. Atendiendo a su costo elevado, esta fase se lleva a cabo cuando los precios del crudo la vuelven económicamente factible.



los fluidos desplazantes pueden ser el agua y el gas, y el desplazado el petróleo, y para que exista un desplazamiento el fluido desplazante debe disponer de más energía que el desplazado, ya que, a medida que se inyecta el fluido desplazante, se va formando un frente de separación y se comienza a distinguir dos zonas en el yacimiento: una invadida, donde se va formando un banco de petróleo que se desplaza hacia adelante. Detrás de ese banco se tiene la zona invadida, formada por el fluido inyectado (agua o gas) y el petróleo remanente.

2.3.1.2.2.1. Tipos de desplazamientos

Pistón sin fugas

Ocurre cuando la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es la residual, en pocas palabras, cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores, se dice que se ha producido la ruptura.

Pistón con fugas

Este tipo de desplazamiento se da cuando el petróleo remanente tiene cierta movilidad y ocurre flujo de dos fases en la zona invadida donde la saturación de petróleo es mayor que la residual, y cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores se continúa produciendo cantidades variables de petróleo.

Estos tipos de desplazamiento permiten distinguir dos tipos de fases, una que es la fase inicial o antes de la ruptura, la cual es responsable de casi toda la producción del fluido desplazado y donde el fluido producido no contiene fluido desplazante; y la otra, la fase subordinada o después de la ruptura, donde existe producción de ambas fases, desplazante y desplazada, considerándose que la primera arrastra a la segunda por el camino de flujo.



2.3.1.2.2. Tipos de Inyección de Gas

Inyección de Gas Interna o Dispersa

Se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Se aplica en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial y donde no hay tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el petróleo al poco tiempo de haber sido inyectado.

Esta inyección suele caracterizarse por:

1. Aplicarse en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgados.
2. Requerir un número elevado de puntos de inyección. Los pozos de inyección se colocan formando cierto arreglo geométrico con el fin de distribuir el gas inyectado a través de la zona productiva del yacimiento.
3. La permeabilidad efectiva al gas debe ser preferiblemente baja.

Ventajas:

1. Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más apropiadas.
2. La cantidad de gas inyectado puede optimizarse mediante el control de la producción e inyección de gas.

Desventajas:

1. Generalmente, la eficiencia del recobro mejora muy poco o nada como consecuencia de la posición estructural o drenaje por gravedad.



2. La eficiencia de barrido areal es inferior a la que se logra en operaciones de inyección externa.
3. Los canales de gas formados por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia del recobro sea inferior a lo que se logra por la inyección externa.
4. La cantidad de pozos de inyección requeridos aumentan los costo de operaciones.

Inyección de Gas Externa

Se refiere a la inyección de gas en la cresta de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria.

Esta inyección se caracteriza por:

1. Usarse en yacimientos de altos relieve estructural, para permitir que la capa desplace el petróleo.
2. Aplicarse en yacimientos con altas permeabilidades verticales, mayores a 200md.
3. Los pozos de inyección se colocan de manera que se logre una buena distribución areal del gas inyectado, a fin de obtener mayores beneficios del drenaje por gravedad. La cantidad de pozos requeridos para un determinado yacimiento depende de la inyectividad y de los puntos de inyección que se requieran.

Ventajas:

1. La eficiencia de barrido areal en este tipo de inyección es superior.
2. Los beneficios obtenidos del drenaje por gravedad son mayores.



3. El factor de conformación o eficiencia de barrido vertical es generalmente mayor.

Desventajas:

1. Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento.
2. Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de petróleo.
3. Las intercalaciones de lutitas, así como las barreras, son inconvenientes para la inyección de gas externa.

2.3.2. Ecuación de Flujo Fraccional para un Desplazamiento de Petróleo por Gas

Esta ecuación desarrollada por Buckley y Leverett, permite estudiar el desplazamiento de un fluido no humectante por otro humectante o viceversa. Donde la teoría, considera dos fluidos inmiscibles: desplazante y desplazado, que se basa en el concepto de permeabilidades relativas y en la idea de un desplazamiento tipo pistón con fugas; lo que significa que existe una cantidad considerable de petróleo que queda detrás del frente de invasión debido a la superficie irregular que presenta medio poroso. La teoría de un desplazamiento tipo pistón es una simplificación de un yacimiento sujeto a un barrido lineal, ya que detrás del frente existe una región de dos fases, esta región es a menudo de extensión limitada y su influencia resulta insignificante, pues representa menos del 5% del volumen poroso.

Originalmente, la formulación matemática, desarrollada por leverett, permite determinar la saturación de la fase desplazante en el frente invasión en el sistema lineal. Luego Welge realizó una extensión que permite calcular la saturación promedio de la fase desplazante y la eficiencia de desplazamiento; además, determinó la relación que existe entre la saturación de la fase desplazante en el extremo de salida del sistema y la cantidad de agua inyectada a ese tiempo.



La ecuación general de Flujo Fraccional de Gas es la siguiente en la figura 2.16:

$$f_g = \frac{1 - \frac{1.127 \cdot K_o \cdot A}{\mu_o \cdot q_t} \cdot \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} + 0.433 \cdot (\rho_o - \rho_g) \cdot \text{sen}(\alpha) \right)}{\left(1 + \frac{K_o \cdot \mu_g}{K_g \cdot \mu_o} \right)}$$

Figura 2.16. Ecuación de Flujo Fraccional de Gas

Donde:

K_o : permeabilidad relativa al petróleo (md).

K_g : permeabilidad relativa al gas (md).

A : área transversal al flujo (pies²).

q_t : tasa de inyección de gas (MPCN/D).

μ_o : viscosidad del petróleo (cps).

μ_g : viscosidad del gas (cps).

∂P_c : presión capilar (lpc).

ρ_o : densidad del petróleo (gr/cc).

ρ_g : densidad del gas (gr/cc).

α : ángulo de inclinación del estrato (grados).

2.3.2.1. Factores que afectan el Flujo Fraccional de Gas.

2.3.2.1.1. Saturación de Gas Inicial

Cuando la saturación de gas inicial excede su valor crítico determinado de la curva de flujo fraccional, no se formará un banco de petróleo y la producción de petróleo estará acompañada por la producción inmediata y continua del gas inyectado.



2.3.2.1.2. Saturación de agua inicial

Esta propiedad afecta la cantidad de petróleo sometido a desplazamiento por gas y aparentemente y aparentemente no tiene influencia en la ruptura del gas. Si la saturación de agua inicial es móvil, las ecuaciones de desplazamiento no son válidas, ya que existen tres fases fluyendo.

2.3.2.1.3. Ángulo de Buzamiento

Va a depender de que mientras mayor sea el ángulo de buzamiento, menor será el flujo fraccional de la fase desplazante, y en consecuencia, mayor será la eficiencia de desplazamiento.

2.3.2.1.4. Tasa de Inyección

Cuando el gas se inyecta por el tope de la estructura, se mueve buzamiento abajo y el recobro de petróleo se favorece si se inyecta el gas a bajas tasas, ya que se dispone de más tiempo para que ocurra una eficiente segregación entre las fases, dando como resultado un aumento en la recuperación. Sin embargo, si el gas se mueve buzamiento arriba, se deben utilizar altas tasas de inyección para obtener un mejor desplazamiento del petróleo por el gas. Realmente lo que se recomienda es una tasa de inyección económicamente atractiva y que no permita la canalización rápida del fluido inyectado hacia los pozos productores.

2.3.2.1.5. Presión de Inyección

Esta propiedad va depender del tipo de crudo, cuando se habla de un crudo negro inyectando gas a alta presión siendo mayor al punto de burbuja, el gas se disuelve en el petróleo y le reduce su viscosidad y el empuje viene ser causado por el gas que no



condesa; para el caso de un petróleo volátil, el gas inyectado no solamente se mezcla con el gas detrás del frente, sino que también vaporiza petróleo de esta misma zona, por consecuencia, el empuje lo causa la vaporización parcial del petróleo residual. Cuando la curva de flujo fraccional se desvía hacia la derecha, indica un mejor desplazamiento de petróleo por gas.

2.3.2.1.6. Viscosidad del Petróleo

A mayor viscosidad del petróleo, el contraste entre el fluido desplazante y desplazado es mayor, lo cual contribuye a la canalización del fluido desplazante a través del petróleo.

2.3.2.1.7. Viscosidad del Gas

Tiene que ver con el aumento de la presión de inyección que genera un aumento moderado de la viscosidad del gas y permite un desplazamiento más efectivo del petróleo.

2.3.3. Eficiencia de Areal de Barrido

Se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria.

2.3.3.1. Factores que afectan la Eficiencia Areal

2.3.3.1.1. Heterogeneidad del yacimiento

La heterogeneidad del yacimiento en la mayoría de los casos es el responsable de la falla de los procesos de desplazamiento de pozo a pozo. Por ejemplo los canales



pequeños de alta permeabilidad y las fracturas reducen drásticamente la eficiencia de barrido.

2.3.3.1.2. Razón de Movilidad.

En yacimientos relativamente uniformes la razón de movilidad es el factor que más afecta la eficiencia de barrido.

2.3.3.1.3. Distribución geométrica de los pozos

La eficiencia areal se ve afectada por la distribución geométrica de los pozos productores e inyectores.

2.3.3.1.4. Volumen del fluido inyectado.

La eficiencia areal de barrido aumenta con el incremento del volumen del fluido inyectado. Así la E_a de la fase subordinada es mayor que la que se tiene durante la fase inicial.

2.3.4. Parámetros de Control en Yacimientos con Inyección de Gas

Al igual en que la mayoría de los métodos de recuperación secundaria, este proceso posee 4 elementos fundamentales a controlar: yacimiento, pozos productores/inyectores, facilidades de superficie y volumen de fluidos disponible para inyección, siendo todos ellos partes interrelacionadas en un sistema único.



La siguiente Tabla 2.1, muestra cuales son los parámetros que deben ser controlados, siendo unos de los más importantes el comportamiento de presión y la eficiencia de reemplazo de los fluidos.

Tabla 2.1. Parametros de control en proyectos de Recuperación Secundaria.

Parámetros de control	Herramientas y métodos para adquisición de datos	Herramientas y métodos para analizar y validar datos	Productos
-Comportamiento de producción (Petróleo, gas y agua, RGP, %AyS.) -Fluidos acumulados (Np, Gp, Wp) vs. Tiempo	-Pruebas del pozo en separador de estaciones de flujo. -Muestras del pozo, en el cabezal. -Comportamiento de producción histórico y estimado	-OFM (Oil Field Manager). -TPA (The Production Analyst). -Centinela, Simep. -Análisis de laboratorio. -Comportamiento de producción historico y estimado del yacimiento	-Comportamiento histórico de producción. -Mapas de iso-producción de fluidos (agua, petróleo y gas). -Mapas de burbuja de fluidos (agua, petróleo y gas).
-Avance de fluidos	-Registros especiales pozos, detectores de gas (IDT-P), FDC-CNL. -Registros de resonancia magnética(CMR/MRIL) -Comportamiento de producción de gas. -Sísmica 4D.	-OFM (Oil Field Manager) -Comportamiento de producción histórico y estimado. -Comportamiento de avance de fluido histórico y estimado	-Mapa de avance de la capa de gas. -Zonas invadidas por gas.
-Presión del yacimiento	-Prueba de presión estática. -Prueba de declinación de producción. -Prueba Fall off. -Prueba de restauración de presión -Registros RFT/MDT	-Pan System II. -Saphir. -Weltest.	-Mapa isobarico del yacimiento. -Comportamiento de presión del yacimiento vs. Tiempo y producción acumulada (Np). -Cálculo de la presión promedio del yacimiento.
-Arquitectura del Yacimiento	-Registros de resistividad, porosidad. -Sísmica 3D. -Toma de núcleos.	-Registro tomados en el pozo. -Correlaciones estructurales y estratigráficas. -Muestras de canal, núcleos y ripios. -Análisis de programas de evaluaciones petrofísicas.	-Mejoras en la caracterización del yacimiento y actualización de reservas. -Mapas estructurales. -Mapa de facies -Mapas isópacos.
-Comportamiento de gas inyectado vs. Tiempo (tasa diaria/acumulada)	-Pruebas de inyección -Pruebas de máxima capacidad -Toma de registros de detección de gas. -Toma de registros FDC-CNL.	-Métodos analíticos y de simulación	-Efectividad de la inyección de gas.



2.3.5. Reservas de los Yacimientos

Las reservas son volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados por técnicas tradicionales. El concepto puede ampliarse cuando se piensa en inducir energía de yacimiento o cambios físicos-químicos a la matriz de la roca y la reología de los fluidos obteniéndose una recuperación adicional de los hidrocarburos presentes originalmente en el yacimiento.

2.3.6. Clasificación de las Reservas

Tomando la clasificación establecida por el Ministerio de Energía y Petróleo, el cual clasifica las reservas de acuerdo con el grado de certidumbre que se tenga de ellas. De acuerdo con este criterio, las reservas se clasifican en ^[8]:

2.3.6.1. Reservas Probadas

Se considera reservas probadas el volumen de hidrocarburos contenidos en yacimientos, los cuales, hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponible, puedan ser producidos comercialmente. Las reservas probadas pueden ser:

Desarrolladas: Son aquellas reservas sujetas a explotación comercial a través de las instalaciones existentes en el yacimiento

No Desarrolladas: Son aquellas reservas probadas que no han sido sometidas a producción.



2.3.6.2. Reservas Probables

Las reservas probables son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación que pueden ser estimadas como recuperables basándose en las condiciones tecnológicas y económicas existentes en el momento de realizar la estimación. Las reservas probables pueden ser:

Inferidas: Volúmenes conocidos, no verificados (recuperación secundaria no aprobada, extensiones adyacentes)

Indicadas: Volumen parcialmente descrito.

2.3.6.3. Reservas Posibles

Las reservas posibles son aquellos volúmenes de hidrocarburo contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican, que pueden ser recuperadas en el futuro, si las técnicas aplicables a los yacimientos indiquen que sería factible una extracción comercial del crudo. Son aquellos donde no se asegura que la perforación de pozos adicionales fuera del área probada de resultados positivos.

2.3.7. Métodos para el Cálculo de Reservas

El cálculo de reservas consiste en cuantificar el volumen total de Petróleo Original 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. Los métodos para estimar las reservas de un yacimiento son:



2.3.7.1. Método Volumétrico

Permite la estimación del petróleo original en sitio (POES) y el gas original en sitio (GOES) 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 dichas roca ^[9]. La ecuación del método volumétrico en su aplicación determinística es la siguiente:

$$POES = 7758 * \frac{Vb * \phi * (1 - Swc)}{Boi}$$

Ec. 2.1

Donde:

Vb: Volumen total de la roca, (acres-pie).

ϕ : Porosidad promedia, (fracción).

Swi: Saturación promedio de agua inicial, (fracción).

Boi: Factor volumétrico del petróleo a la presión inicial, (BY/BN).

N: Petróleo Original en Sitio (POES), (BN).

$$G = 43500 * \frac{Vb * \phi * Sg}{Bgi}$$

Gas Libre

Ec. 2.2

$$G = N * Rsi$$

Gas en solución

Ec. 2.3

Donde:

Vb: Volumen total de la roca, (acres-pie).

ϕ : Porosidad promedia, (fracción).



Sg: Saturación de gas, (fracción).

Bgi: Factor volumétrico inicial del gas, (BY/BN).

Rsi: Solubilidad del gas inicial, (PCN/BN).

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

2.3.7.2. Método de Balance de Materiales

Este método relaciona la producción y la declinación de la presión con la relación presión-volumen determinada y el análisis de fluidos, para obtener un valor de petróleo original 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 ^[10].

A continuación se presenta la ecuación de balance de materiales:

$$N_p \cdot (B_o - B_g \cdot R_s) + B_g \cdot (G_p - G_l) + B_w \cdot (W_p - W_l) =$$

$$N \cdot \left\{ \begin{aligned} & (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) \cdot B_g + m \cdot B_{oi} \cdot \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \\ & + (1 + m) \cdot B_{oi} \cdot \left(\frac{S_{wc} \cdot C_w + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \cdot (P_i - P) \end{aligned} \right\} + W_e \cdot B_w$$

Ec. 2.4

Donde:

N: Volumen de petróleo original en sitio, (BN).



m : Relación entre el volumen inicial de gas en la capa de gas y el volumen en la zona de petróleo.

N_p y W_p : Volúmenes de petróleo y agua producidos, (BN).

R_p : Relación gas-petróleo acumulada, (PCN/BN).

W_i y G_i : Volúmenes acumulados de agua y gas de inyección (recuperación secundaria).

R_{si} y R_s : Solubilidades del gas en el petróleo (PCN/BN).

B_o , B_g y B_w : Factores volumétricos del petróleo, gas y agua respectivamente.

C_w y C_f : Compresibilidades del agua connata y de la formación, respectivamente.

S_{wc} : Saturación de agua connata.

Δp : Diferencial de presión, (lpca).

W_e : Influjo bruto de agua que aporta el acuífero asociado al yacimiento, (BY).

2.3.7.2.1. Suposiciones del Método de Balance de Materiales

Las suposiciones del método de balance de materiales son:

1. La caída de presión es instantánea en todo el yacimiento.
2. El yacimiento es considerado como un tanque, y por eso es visto como un modelo de dimensión cero.
3. El yacimiento es homogéneo e isotrópico en todas direcciones.
4. Los volúmenes producidos en superficie tienen su equivalente en las expansiones/reducciones de los fluidos y roca a condiciones de yacimiento.

2.3.7.2.2. Limitaciones de la Ecuación de Balance de Materiales

Las limitaciones de la Ecuación de Balance de Materiales son las siguientes:



1. El yacimiento es considerado como un volumen poroso constante (cero-dimensional) y todos los cálculos se efectúan a una profundidad predeterminada que en muchos casos coinciden con el Datum.
2. Considera uniformidad del yacimiento en todo momento, en relación a las propiedades de las rocas y de los fluidos, saturación de fluidos y presión; es decir, no se considera la variación con espacio (de ahí el nombre de cero dimensional) pero si el factor tiempo.
3. Se supone que no existe flujo de fluidos de una región a otra dentro del yacimiento. Sin embargo, estos movimientos de fluidos pueden ser incorporados en los cálculos a través de la historia de producción acumulada.
4. Se requiere cierto grado de explotación de yacimiento a fin de disponer de suficientes datos de producción del yacimiento y una historia de presión del mismo, por lo tanto, no se puede aplicar a yacimiento recién descubiertos.^[10]

2.3.8. Declinación de Producción

2.3.8.1. Método de Curvas de declinación de Producción (método estadístico)

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.^[11]

La aplicación del método parte de que existe suficiente historia de producción como para establecer una buena tendencia de comportamiento y, entonces, la predicción del yacimiento se hace a partir de la extrapolación de dicha tendencia.



Para el análisis de declinación se manejan a menudo algunos conceptos fundamentales:

Declinación Nominal: Es la declinación de la tasa de producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción de la tasa de producción. Gráficamente se puede definir como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo decimal de la tasa de producción q en función del tiempo.

Declinación Efectiva: Es una función discreta y por lo tanto, es el término más comúnmente utilizado debido a que presenta mayor correspondencia con la tasa de producción real registrada. Es la declinación de producción desde una tasa q_i hasta q_{i+1} en un período igual a la unidad (1 mes ó 1 año), dividido entre la tasa de producción al comienzo del período q_i .

Tasa límite Económico: Es la tasa de producción de petróleo o de gas que permite compensar exactamente el costo directo de operación de un pozo, tomando en consideración el precio del crudo o gas, impuestos, regalías, aporte a PDVSA, etc. Y se determina mediante la siguiente ecuación

$$LE=C/(p*30,4)$$

Ec.2.5

Donde:

LE: Tasa límite económico, en Bs/Pozo.

C: Costo de producción por pozo / mes, en Bls / Pozo.

P: Entrada neta por barril normal de petróleo producido (deducidos los impuestos), en Bs/Bl.



2.3.8.2. Análisis de las Curvas de Declinación

El análisis de las curvas de declinación se puede hacer utilizando dos métodos; los cuales son:

Método Gráfico: Se debe obtener una línea o curva de tendencia correspondiente a la vida del yacimiento, graficando la tasa de producción en función del tiempo, utilizando para ello papel con diferentes tipos de escalas (normal o logarítmico) con él, objeto de obtener la línea más sencilla a utilizar (línea recta). El objetivo radica en obtener curvas tales que sea posible hacer extrapolaciones y así poder inferir las predicciones respectivas.

Para cumplir con tal fin y una vez determinada la representación gráfica más conveniente, se podrán efectuar las correspondientes extrapolaciones hasta las condiciones de abandono. Esta extrapolación puede ser realizada hasta el agotamiento físico del yacimiento o pozo, pero se utiliza un límite económico, el cual, se puede calcular con facilidad conociendo los costos de operación. Este límite económico es la base para calcular el abandono de un yacimiento, siendo un factor variable y particular de cada yacimiento debido a su extensión, el tipo de crudo, intrusión de agua producción de gas, producción de asfáltenos, etc.

Método Matemático: Por medio de este método se trata de encontrar una expresión matemática, basándose en la información disponible hasta la fecha, para luego utilizar dicha expresión en la predicción (reservas existentes, tiempo de abandono). Es el mismo método gráfico, pero se trata de obtener, a través de una expresión matemática, la mejor tendencia de los puntos dados.



2.3.8.3. 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.

Matemáticamente, este tipo de declinación se expresa de la siguiente manera:

$$-D=(dq/ dt)/q$$

Ec. 2.6

Donde:

q = tasa de producción, (Bls/Días).

t = tiempo de producción, (Días).

D = es la constante de declinación exponencial, (Días⁻¹).

Declinación Hiperbólica: Es aquella donde la variación del inverso de la constante de declinación con tiempo es una constante

La definición matemática de la declinación hiperbólica es la siguiente:

$$a=1/D=-q/(dq/dt)$$

Ec.2.7



Donde:

D = tasa de declinación, (Días⁻¹).

q = tasa de producción, (Bl/Días).

t = tiempo de producción, (Días).

a = inverso de la declinación, (Días).

Declinación Armónica: La declinación armónica es un caso particular de la declinación hiperbólica cuando $b = 1$.

La definición matemática de este tipo de declinación es la misma que la declinación hiperbólica.

CAPITULO III.

METODOLOGÍA EMPLEADA

La metodología empleada para el desarrollo del trabajo de investigación y alcanzar el objetivo principal que es realizar una evaluación al proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas en la arena N1 Yacimiento YS-303 del Campo Oveja, se presenta en el siguiente flujograma en la figura 3.1 que muestra en resumen las actividades a ejecutarse para llevar a cabo los objetivos específicos planteados en el estudio.

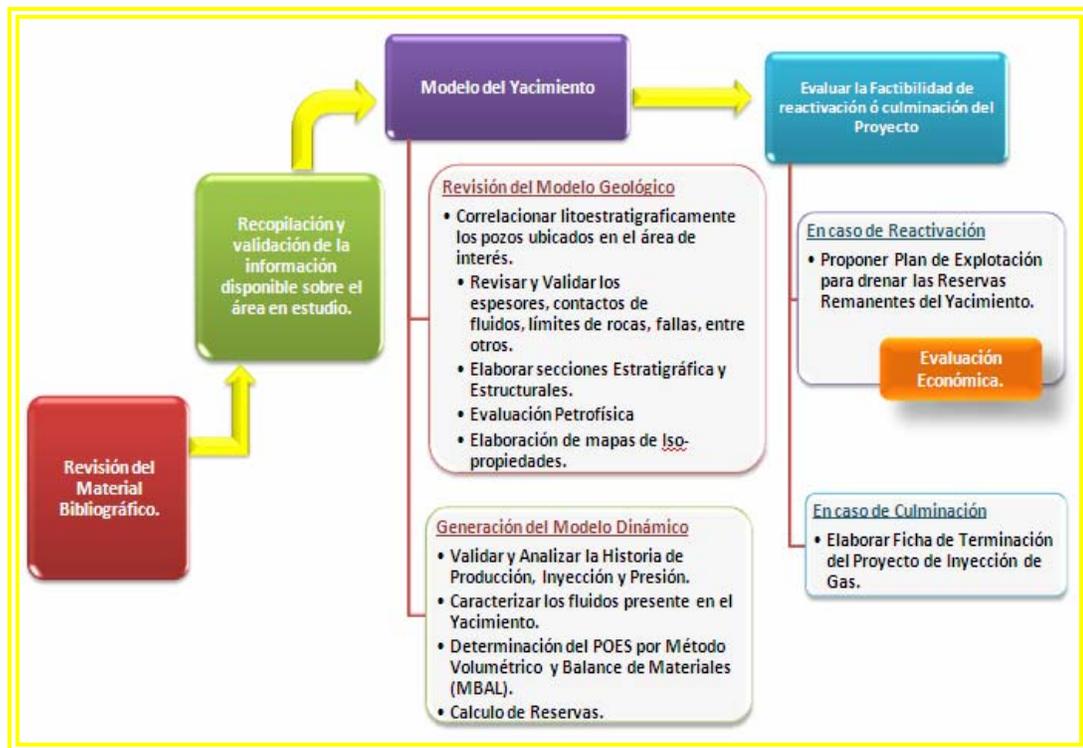


Figura 3.1. Metodología de Estudio



Primeramente, antes de llevar a cabo el desarrollo de los objetivos específicos, es de gran ayuda la revisión del material bibliográfico que permita mejorar los conocimientos básicos sobre la información necesaria para hacer la respectiva evaluación al proyecto de recuperación secundaria del yacimiento en estudio. Esto se hizo a través de una búsqueda en la biblioteca central de PDSA San Tomé, donde se realizó una revisión en las carpetas para ubicar aquellos trabajos de grado que estuvieran relacionado con el tema general del estudio. También se consultó libros, manuales de las herramientas aplicadas en la investigación, entre otros.

Otra parte fundamental en esta investigación, es la recopilación y validación de la información del yacimiento N1 YS-303, ya que ésta al final permite la confiabilidad de los resultados obtenidos. Esta sesión se realizó con el fin de obtener una base de datos para realizar la evaluación o reinterpretación geológica y validar el comportamiento de presión, producción e inyección del yacimiento.

La información que se recopiló abarca lo siguiente: El mapa Isópaco-Estructural, registros eléctricos de 26 pozos comprendidos dentro y fuera de los límites del yacimiento, históricos de producción, inyección y presión, también se recopilaron los Datos Oficiales mediante informes de trabajos del proyecto el cual estuvo sometido el yacimiento.

Mediante el uso de la aplicación SIMDE (carpeta de pozos) y las carpetas en físico, se logró extraer la información relacionada con la historia de los pozos completados en el yacimiento, pruebas de presión estática, y diagramas de completación de los pozos.



3.1. Reinterpretación del Modelo Geológico del Yacimiento N1 YS-303

Esta etapa consistió en hacer una revisión para la respectiva reinterpretación geológica del modelo oficial del yacimiento, con el fin de verificar su modelo geológico, donde se estudiaron las características geológicas tales como: estructura, estratigrafía, límites del yacimiento, ubicación del contacto agua petróleo, fallas, área, volumen, entre otros. La descripción se basó en el siguiente análisis:

3.1.1. Correlacionar litoestratigráficamente los pozos ubicados en el área de interés

La correlación de los pozos se realizó aplicando el método de estratigrafía secuencial por ciclos sedimentarios, el cual consiste en ubicar los registros de diferentes pozos uno al lado de otro, siempre manteniendo un nivel de referencia (marcador regional) para todos los pozos, tomando en cuenta un espaciamiento uniforme.

La validación de esta etapa fue llevada a cabo mediante la revisión en detalle de los registros de inducción eléctrica de cada pozos, chequeando las lecturas de las curvas de Potencial Espontáneo (S.P) y resistividad, permitiendo establecer a lo largo de la extensión regional del yacimiento en estudio como marcador regional la base de la lutita que se ubica por debajo de la arena L4, quedando perfectamente correlacionable en todos los pozos del campo Oveja, todo esto con la finalidad de validar los topes y bases oficiales de la arena N1 e identificar los lentes o cuerpos de areniscas que conforman a la arena en estudio.



3.1.2. Elaboración de secciones estratigráficas y estructurales

A través de las secciones estratigráficas y estructurales, se definieron la estructura interna del yacimiento, la correlación apropiada y los marcadores de interés, así como también el marco estructural de la zona, la geometría, orientación y delimitación del yacimiento, tomando como base los registros de pozos.

3.2.1.1. Elaboración de Secciones Estratigráficas

Las secciones estratigráficas vienen a ser cortes perpendiculares al plano horizontal y transversales a la sedimentación, donde se observa las condiciones iniciales de la sedimentación que permite mostrar la relación vertical y lateral del intervalo de interés, usando como nivel de referencia un marcador regional (lutítico o lignito de gran extensión lateral).

Para este estudio se construyeron 5 secciones estratigráficas, tres en sentidos Oeste-Este y dos en sentido Noroeste-Sureste, utilizando los perfiles de potencial espontáneo e inducción a escala 1:500. Estas secciones se construyeron a partir de un datum lutítico como marcador ubicado en la base del cuerpo de lutita que se encuentra debajo de arena L4, con la finalidad de mantener la horizontalidad del intervalo y observar de manera como estaban dispuestos los estratos al momento de la sedimentación, el cual abarca una amplia extensión lateral en toda el área de interés del cual fueron colgadas las secciones y seguidamente se definió el paquete de arena. La disposición como fueron trazadas las secciones, garantiza una mejor interpretación de la estratigrafía del yacimiento en el área de estudio, permitiendo verificar la continuidad lateral y vertical de los estratos que atraviesan los pozos, la variación de los espesores de arena, los cambios de facies, la extensión lateral y vertical entre las unidades geológicas para predecir movilidad de los fluidos y los límites del yacimiento. Estas secciones además de emplearse para observar la conectividad entre



las arenas, permitió también la identificación del ambiente de sedimentación en el cual, fue depositada la arena.

3.2.1.2. Elaboración de secciones estructurales

Las secciones estructurales muestran la variación en altura y profundidad que presentan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical. En este estudio se diseñaron tres secciones estructurales en direcciones Norte-Sur y Noroeste-Sureste, con el propósito de ilustrar la disposición estructural del horizonte de interés, el buzamiento, la dirección en la cual se movieron los fluidos así como también la existencia de fallas.

La construcción de secciones estructurales se realizó según el siguiente procedimiento:

1. Se establece un nivel de profundidad bajo el nivel del mar cercano a la ocurrencia de las capas de interés puede ser usado como dátum de referencia y colgar los pozos a la misma altura.
2. Posteriormente se unen los topes continuos del horizonte estudiado.

Nota: Tanto las secciones estructurales como las estratigráficas se elaboraron manualmente y luego se generaron a partir del programa GEOGRAPHIX Discovery de Landmark de la aplicación “X Sección”.

3.1.3. Mapa Isópaco- Estructural

El mapa Isópaco- estructural del yacimiento N1 YS-303, se elaboró a partir de la utilización de los registros SP e Inducción a escala 1:500 en profundidad vertical



verdadera o TVD (True Vertical Depth), que permitieron validar la data correspondiente a base, tope, y espesor de arena en cada pozo, esto se hizo ubicando la profundidad del tope de la arena, restándole la elevación de la Mesa Rotaria (E.M.R) a la profundidad de los registros de pozos, luego los contornos estructurales se trazaron cada 25 pies, uniendo los valores de Subsea de los topes de arena de igual profundidad e interpolando entre los otros, paso seguido se trazaron las líneas Isópacas de acuerdo a cada espesor neto de la arena N1 visto en los distintos pozos. Por otra parte, se validaron los fallas principales de yacimiento, correlacionando pozo a pozo, y a través de secciones estructurales.

La profundidad del contacto agua-petróleo original en el yacimiento, se ubico con la ayuda de los registros de pozos, observando el comportamiento de la curva de resistividad y mediante el análisis del histórico de producción del yacimiento, se observo la producción agua y gas de los pozos y se actualizó la simbología de los mismo. Todo lo realizado anteriormente permitió determinar el modelo geológico del yacimiento que es representado en el mapa isópaco-estructural actual (ver figura 4xx, capítulo 4) que servirá de base en la cuantificación del volumen de hidrocarburos presentes en el yacimiento.

La actualización de Mapa Isopaco- Estructural se hizo con la ayuda de la herramienta **MICROSTATION SE (Bentley)**, ver Figura 3.2. *MicroStation* es una herramienta para el diseño asistido por computadora (CAD), para la creación de archivos gráficos, y que sirve de plataforma gráfica a la aplicación en desarrollo. Este CAD puede funcionar bajo diversos equipos y sistemas operativos, tales como DOS, Windows, UNIX, MAC y VMS. En *MicroStation* se puede crear mapas con características específicas: 2 dimensiones (2D), 3 dimensiones (3D), escala variable (1:1, 1:20000, etc.), así como también secciones tanto estructurales como estratigráficas

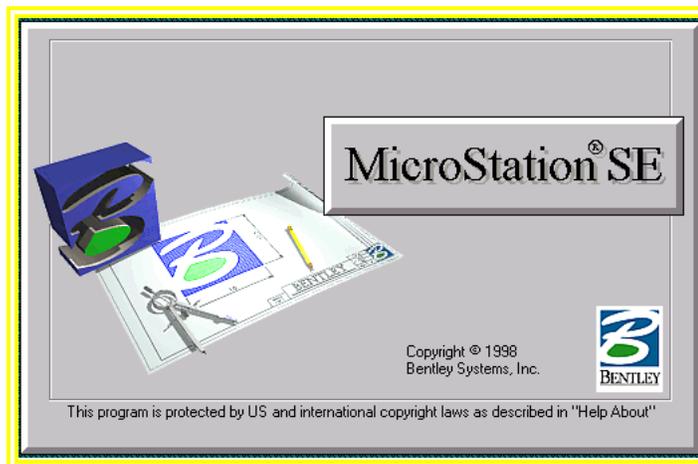


Figura 3.2. Aplicación MicroStation SE (Bentley)

Una de las ventajas más importantes de *MicroStation* es que incluye su propio lenguaje de programación, con lo que se puede crear aplicaciones que utilizan todos los recursos e interfaz gráfica y están completamente integrados con *MicroStation*. El lenguaje nativo de *MicroStation* es MDL (*MicroStation Development Language*), el cual es una implementación del lenguaje de programación C++ con más de 2000 funciones adicionales para el desarrollo de aplicaciones que operan bajo la plataforma gráfica *MicroStation*. Esta es una herramienta de dibujo que permite la realización de secciones, mapas y cualquier dibujo que necesite una buena presentación.

Para el diseño final de los mapas (ver Figura 3.4) tal como exige el Ministerio de Energía y Minas (MEM) se activa un programa similar pero independiente llamado **SIGEMAP**. Este posee los mismos comandos que *MicroStation* más otros específicamente creados con el objetivo de digitalizar de manera óptima los mapas que serán sometidos ante el MEM.



3.1.3.1. Sigemap (Sistema de Generación de Mapas)

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 3.3 se presenta la ventana principal a SIGEMAP.

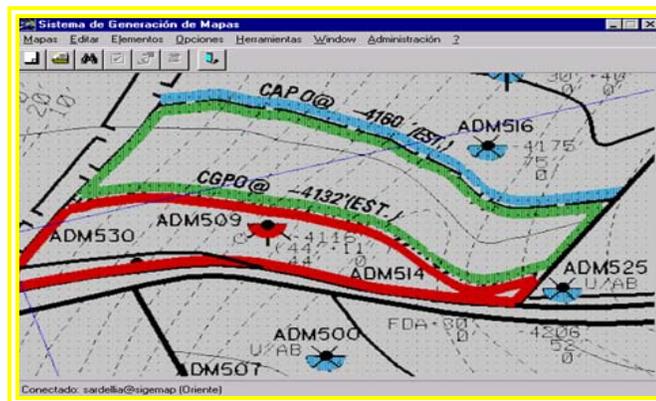


Figura 3.3. Ventana de SIGEMAP

A continuación se muestra la apariencia final del mapa isópaco-estructural del Yacimiento N1 YS-303, diseñado en *SIGEMAP*, así como los diferentes comandos de esta aplicación (ver Figura 3.4).

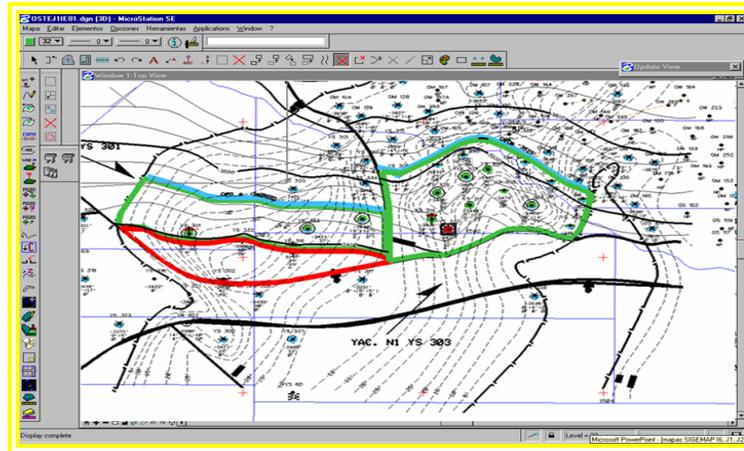


Figura. 3.4. Mapa de Isópaco-Estructural, Yacimiento YS-303, Arena N1

3.1.3.1.1. Evaluación Petrofísica

El objetivo principal de la evaluación petrofísica fue la estimación de las propiedades de la roca del yacimiento necesarias para los cálculos volumétricos y de balance de materiales, que a su vez permitieron la identificación de las zonas de mejores condiciones de flujo y acumulación.

En el yacimiento N1 YS 303, no se cuenta con análisis de núcleo, por tal razón las propiedades petrofísicas se determinaron a través de los registros tomados a los pozos, de los cuales se tienen: 25 registros SP, 1 registros Gamma-Ray, 3 juegos de registros Densidad-Neutrón, 4 registros Neutrón y 3 registros de Inducción, estos registros abarcan pozos ubicados dentro y algunos fuera de yacimiento, (ver tabla 3.1).

Para este estudio, se realizó un análisis petrofísico a un total de 15 pozos que corresponden al Yacimiento N1 YS-303.



Tabla 3.1. Inventario de Registros de Pozos (Yacimiento N1 YS-303)

INVENTARIO DE REGISTROS DE POZOS						
POZO	REGISTRO ELECTRICOS			REGISTROS RADIOACTIVOS	REGISTRO DE POROSIDAD	
	ILD	SP	RST	GR	D	N
YS-303		X	X			X
YS-307		X	X			
YS-335	X				X	X
YS-314		X	X			
YS-337	X	X	X		X	X
YS-311		X	X			
YS-306		X	X	X		
YS-305		X	X			
YS-309		X	X			
YS-308		X	X			
YS-330		X	X			
YS-304		X	X			
YS-334	X	X	X		X	X
YS-312		X	X			
YS-310		X	X			
OM-145		X	X			
OM-147		X	X			
OM-100		X	X			
OM-130		X	X			
OM-160		X	X			
OM-105		X	X			
OM-132		X	X			X
OM-189	X	X	X			
OM-149		X	X			X
OM-181		X	X			X
OM-190	X	X	X		X	

3.1.3.1.2. Resistividad del agua Intersticial (R_w)

Debido a que no existe un análisis de agua tomado en el yacimiento se tomó el análisis de agua del pozo YS-333, arena N1 del Yacimiento YS-301 (vecino), donde se logró obtener el valor de R_w a través del cálculo de los cloruros de NaCl.

La resistividad del agua, R_w , en ohm-m para una temperatura determinada, se determina directamente leyéndola a través de la gráfica de la figura 3.5,. Sin embargo,



cuando las aguas connatas son ricas en sales con iones diferentes a Na^+ y Cl^- y en particular, si contienen iones de bicarbonato, carbonato, sulfato y magnesio, es necesario reducir la composición química a una composición equivalente de NaCl , lo cual puede efectuarse a través de la gráfica de la figura 3.6. A la gráfica se entra por la abscisa con la concentración total de sólidos de la muestra en ppm (partes por millón), para encontrar los factores multiplicadores de los diversos iones presentes. La concentración de cada ion en ppm se multiplica por ese factor y se suman los resultados de todos los iones, para obtener la concentración de NaCl equivalente.

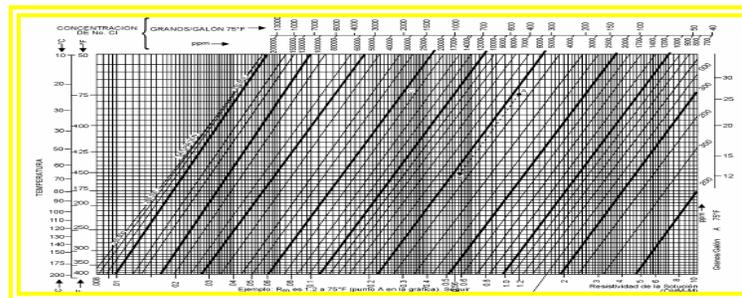


Figura 3.5. Resistividad para soluciones de NaCl

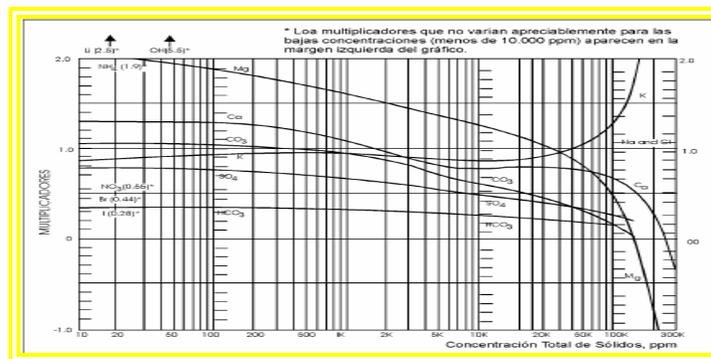


Figura 3.6. Concentración equivalente de NaCl



3.1.3.1.3. Resistividad de la Arcilla (Rsh)

El valor se tomó para cada pozo a partir de los perfiles eléctricos, leyendo el valor de la curva 64 pulgadas Normal, en cuerpos de lutitas bien definidas, que sean las más representativas y que estén aproximadamente a 500 pies por encima o por debajo de las arenas de interés.

3.1.3.1.4. Resistividad Verdadera de la Arena (Rt)

El valor de la resistividad verdadera (Rt) de la formación fue leído de los registros eléctricos tomando la lectura de la curva 64 pulgadas, se tomó esta curva debido a que tiene mejor resolución vertical y mayor profundidad de investigación, leyendo la zona virgen de la formación.

3.1.3.1.5. Volumen de Arcillas (Vsh)

Debido a la carencia de registros de gamma ray, se procedió a hacer la evaluación del volumen de arcillas utilizando las lecturas de la curva SP mediante la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = 1 - \frac{SP}{SSP}$$

Ec.3.1

Donde:

SP: Potencial espontáneo de la arena de interés, leído a partir de la línea cero de lutita.



3.1.3.1.6. Porosidad (ϕ)

En cuanto a la determinación de la porosidad, es conocido que los análisis de núcleos, son los que proporcionan datos más confiables, pero por carecer de este, la porosidad se estimó a través de los registros de Densidad-Neutrón.

Este método se considero para los pozos que contaban con los perfiles de Densidad-Neutrón y las lecturas obtenidas a través de estas curvas, fueron corregidas por efecto de arcillosidad, por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\phi_{Dcorr} = \phi_D - (V_{sh} \times \phi_{Dsh}) \quad Ec. 3.2.$$

$$\phi_{Ncorr} = \phi_N - (V_{sh} \times \phi_{Nsh}) \quad Ec. 3.3.$$

Donde:

ϕ_{DCORR} : porosidad densidad corregida por el efecto de la lutita (fracción).

ϕ_{NCORR} : porosidad neutrón corregida por el efecto de la lutita (fracción).

ϕ_D : porosidad densidad leída de los registros respectivos (fracción).

ϕ_N : porosidad neutrón leída de los registros respectivos (fracción).

ϕ_{DSh} : porosidad densidad de la arcilla (fracción).

ϕ_{NSh} : porosidad neutrón de la arcilla (fracción).

V_{Sh} : volumen de arcilla (fracción).

Las porosidades para la arcilla (ϕ_{Nsh} y ϕ_{Dsh}) se obtienen de la misma manera explicada anteriormente.



Debido a que la presencia de arcilla en la formación provoca una disminución de la densidad, por lo tanto un aumento de la porosidad medida por el registro de densidad y aumentan la concentración de hidrógeno de la formación medido por el registro Neutrón, para finalmente determinar la porosidad efectiva mediante la siguiente ecuación:

$$\phi_{ef} = \sqrt{\frac{\phi_{Ncorr}^2 + \phi_{Dcorr}^2}{2}}$$

Ec. 3.4

Nota: Después de obtenida la porosidad efectiva de los pozos que contaban con registros de Densidad-Neutrón, se procedió a conocer la porosidad de los pozos que no contaban con los registros de porosidad, a través de una correlación derivada del gráfico de ϕ en función de V_{sh} basada en la información de los Pozos.

3.1.3.1.8. Saturación de agua (S_w)

El valor de la saturación de agua puede servir tanto para determinar la probabilidad de producción de hidrocarburos de una formación como para determinar el volumen de hidrocarburos existente en un tamaño determinado de yacimiento, es decir, cálculo de reservas. La saturación de agua, S_w se define como la fracción del volumen poroso ocupado por el agua o la relación entre el volumen de agua y el volumen poroso.

Los modelos más usados para la determinación de la saturación de agua en Venezuela son los de Poupon, Archie, Simandoux y Simandoux Modificado, estas ecuaciones incluyen técnicas que se basan en el concepto de fracción volumétrica de las arcillas (V_{sh}), siendo el de Simandoux Modificado el que se utilizó para el cálculo



de la saturación de agua, debido a que los valores obtenidos se ajustaban más al comportamiento de producción.

El modelo de Simandoux es utilizado para areniscas arcillosas, ya que se fundamenta en el cálculo de conductividad de las arcillas dispersas en la matriz arenosa, ofreciendo resultados bastante aceptables en los yacimientos del Oriente de Venezuela. [3,6]

La ecuación que se utilizó fue la siguiente:

$$S_{wi} :^n \sqrt{\left[\frac{a * R_w * V_{sh}}{m * R_{sh} * \phi_{eff}^m} \right]^2 + \frac{a * R_w}{R_t * \phi_{eff}^m} - \left(\frac{a * R_t * V_{sh}}{m * R_{sh} * \phi_{eff}^m} \right)}$$

Ec. 3.5

Donde:

m: Factor de cementación de la arena (adimensional).

n: Exponente de saturación en la arenisca (adimensional).

a: Coeficiente de tortuosidad (adimensional).

R_t: Resistividad de la arena de interés (Ω.m).

V_{sh}: Volumen de arcilla (fracción).

R_w: Resistividad de la arena de agua (Ω.m).

φ_{eff}: Porosidad efectiva (fracción).



3.1.3.1.9. Permeabilidad (K)

La permeabilidad para el yacimiento se calculó utilizando la ecuación de Timur, la cual se indica a continuación:

$$K = 0,136 \cdot \frac{\phi^{4,4}}{S_w^2}$$

Ec. 3.7

3.1.4. Propiedades Promedias del Yacimiento

Una vez que se determinan las propiedades petrofísicas de cada pozo se procedió a promediar estos valores, aplicando promedio ponderado por espesor de arena neta petrolífera para tener un valor representativo de las propiedades del yacimiento. Las ecuaciones utilizadas fueron las siguientes:

3.1.4.1. Volumen de Arcilla (Vhs)

$$Vhs = \frac{\sum_{i=1}^n (Vhs_i \cdot AN_i)}{\sum_{i=1}^n AN_i}$$

Ec. 3.8

Donde:

Vsh: Volumen de arcilla promedio, (fracción).

Vsh_i: Volumen de arcilla por pozo, (fracción).

AN_i: Arena neta petrolífera por pozo, (pies).

3.1.4.2. Porosidad (φ)



$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n (\phi_i * AN_i)}{\sum_{i=1}^n AN_i}$$

Ec. 3.9

Donde:

ϕ : Porosidad promedio, (fracción).

ϕ_i : Porosidad promedio por pozo, (fracción).

AN_i : Arena neta petrolífera por pozo, (pies).

3.1.4.3. Saturación Inicial de Agua (S_{wi})

$$S_{wi} = \frac{\sum_{i=1}^n (S_{wi} * AN_i)}{\sum_{i=1}^n AN_i}$$

Ec. 3.10

Donde:

S_w : Saturación promedio, (fracción).

S_{wi} : Saturación de agua promedio por pozo, (fracción).

AN_i : Arena neta petrolífera por pozo, (pies).

3.1.4.4. Permeabilidad (K)

$$K = \frac{\sum_{i=1}^n (K_i * AN_i)}{\sum_{i=1}^n AN_i}$$

Ec. 3.11

Donde:

K : Permeabilidad promedio, (fracción).

K_i : Permeabilidad promedio por pozo, (fracción).

AN_i : Arena neta petrolífera por pozo, (pies).



3.1.5. Parámetros de Cortes (Cut off)

Los parámetros de corte son valores que permiten establecer los límites de calidad de la arena en los diferentes pozos que conforman el área de estudio. Estos parámetros se estimaron de las propiedades petrofísicas críticas (aquellos intervalos considerados prospectivos como productores), mediante la elaboración de gráficos como:

Resistividad (R_t) vs Saturación de Agua (S_w) en donde obtiene la Saturación de Agua Irreductible (S_{wirr}); esta gráfica también permite obtener la saturación de agua de corte (S_{wc}), determinándose igualmente la resistividad de corte (R_{tc}), seguido de la gráfica volumen de Arcillosidad (V_{sh}) y Porosidad (ϕ) en función de la Saturación de agua (S_w), se estima el valor de volumen de arcillosidad de corte (V_{shc}) y porosidad de corte (ϕ_c) respectivamente, y por último se realiza una gráfica de Permeabilidad (K) en función de la porosidad (ϕ), se obtiene la permeabilidad de Corte (K_c).

3.1.6. Elaboración de Mapas de Isopropiedades

Seguido de la determinación de los cálculos petrofísicos, se elaboraron los mapas de Iso-propiedades, con los cuales se observó la distribución de las propiedades petrofísicas dentro del yacimiento, permitiendo conocer las zonas más prospectivas para la acumulación y distribución de los hidrocarburos.

La generación de estos mapas se llevó a cabo utilizando la herramienta OFM (ver figura 3.7), en la cual, fue cargada toda la información proveniente de la Evaluación Petrofísica para cada uno de los pozos evaluados que pertenecen al yacimiento, y de esta manera obtener los mapas de Iso-propiedades.



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.

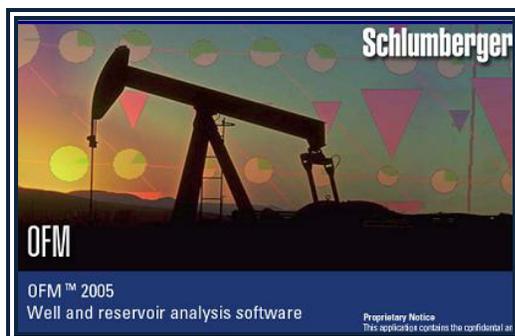


Figura 3.7. Ventana Principal de la Aplicación OFM

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:

1. Datos dependientes del tiempo (mensual, diario y esporádico).
2. Datos que dependen de la profundidad (registros de los pozos y diagramas de completación).
3. Datos estáticos (coordenadas, datos únicos para los pozos, propiedades geológicas).
4. Datos financieros (incluyendo ganancia y costos de operaciones).

3.1.6.1. Ejecución del Programa

Para iniciar OFM se hace doble clic sobre el icono que representa al software o en el menú que corresponde a OFM, y se ejecuta. Seguidamente aparecerá la pantalla que permite seleccionar el proyecto con el cual se va a trabajar.

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.

Luego se realiza un filtro por categoría de yacimientos, con el fin de cargar el proyecto de interés definido por arena y yacimiento.



Las curvas estratigráficas, estructurales y los límites del yacimiento son cargadas, a través del siguiente procedimiento: se selecciona la carpeta de mapas y luego el campo que está en estudio, luego aparecerá cada una de las características estructurales del yacimiento que estén cargadas. Se deben adherir haciendo doble clic sobre cada una de ellas o seleccionando y haciendo clic sobre el botón **add**.

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 ver en la Figura 3.8.



Figura 3.8. Ícono de la Opción Gráficos 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.



3.2. Generación del Modelo Dinámico

3.2.1. Validación de la Historia de Producción, Inyección y Presión.

La recopilación del histórico de producción se halló con la ayuda de la aplicación CENTINELA y OFM. En esta se revisó la producción de cada pozo completado en el yacimiento, y se comparó con los datos suministrados por las herramientas usadas, para así validar y corregir la misma. Por lo que se almacenó la información de CENTINELA y OFM en hojas de cálculos de EXCEL y mediante gráficos se compararon ambos históricos, con respecto a la producción acumulada de petróleo, gas y agua, con el objetivo de observar alguna discrepancia, y poder corregir los datos reportados en las aplicaciones.

CENTINELA 2000, es una herramienta sistematizada cuyo objetivo principal es actualizar la información manejada desde el pozo hasta las estaciones de flujo, la cual permite el control de las operaciones mediante el almacenamiento y uso de los parámetros referentes al comportamiento de los pozos, procesamiento y utilización del gas, contabilización de crudos y productos; manteniendo información actualizada de las instalaciones y equipos de las Divisiones de Oriente y Occidente.

Para entrar al sistema se selecciona inicio, aplicaciones funcionales, se elige el icono “Centinela” y se desplegará los diferentes módulos disponibles (Figura 3.9). Los módulos de uso que se utilizaron durante el desarrollo del trabajo fueron: Aico para bajar reportes (sumario de producción por pozo y por yacimiento e histórico de pruebas de producción).

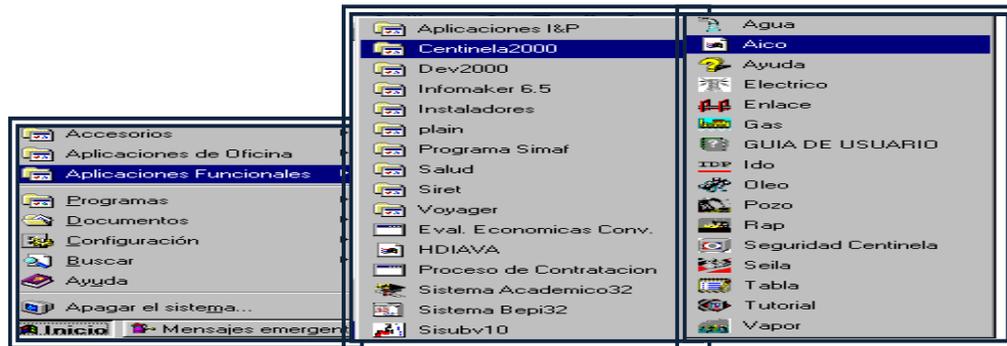


Figura 3.9. Pasos para entrar al sistema centinela

En la recopilación del histórico de inyección del pozo YS-337 único pozo inyector del yacimiento N1 YS-303, se obtuvo por medio de un QUERY, los datos suministrados por esta aplicación se compararon con el histórico de inyección del informe de Enero-Diciembre 2006, siendo estas datas validadas, sin embargo al observar muy detalladamente este informe (Enero-Diciembre 2006), se encontró un desacuerdo con respecto a la fecha de inicio del proyecto de inyección de gas para el año de 1988, siendo realmente su comienzo en Noviembre de 1983, esto motivo a que se buscaran estudios realizados para esa fecha (1983) en la Biblioteca de PDVSA en caso de que existieran, ya que en la herramientas CENTINELA y OFM no se encontraban cargadas, solo encontrándose la data de inyección a partir de 1988. Hallados los estudios realizados al proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas sometido al Yacimiento N1 YS-303 para ese entonces en el periodo de 1983-1984 y 1984-1985, se logró validar y comprobar que efectivamente que la fecha de inicio del proyecto empezó en Noviembre de 1983, por otra parte, esto permitió que se reconstruyera el histórico de inyección desde su comienzo.

El histórico de presión se construyó a partir de las pruebas de presión estáticas (BHP) en los pozos completados del yacimiento halladas por la aplicación SIMDE y



el histórico de presión hallado por los estudio de progreso en los periodos de 1983-1984 y 1984-1985.

La herramienta carpeta de pozos (SIMDE), es similar a un archivador en donde se almacena cualquier tipo de información acerca de los eventos más relevantes ocurridos en los pozos de determinada área. La información es almacenada en digital y cada documento es colocado en una carpeta según el tipo de evento al cual pertenezca, estas carpetas se encuentran ubicadas por Distritos Operacionales con la finalidad de disminuir el tiempo y facilitar al usuario la búsqueda de la información. Esta aplicación es muy útil al momento de revisar o realizar una historia de pozos, ya que permite tener acceso a todas las carpetas físicas de los pozos, de manera digital desde el sitio de trabajo.

Para dar inicio a esta aplicación se debe seleccionar en el escritorio de la PC el icono correspondiente a la herramienta y hacer doble clic para acceder a la pantalla principal, donde se debe elegir el nombre del **Docbases** que almacena la información del área de interés para buscar la información (ver Figura 3.10) seguidamente aparece una pantalla donde se solicita el nombre de usuario y la clave (a cada empleado se le asigna una cuenta por medio de la cual puede acceder).

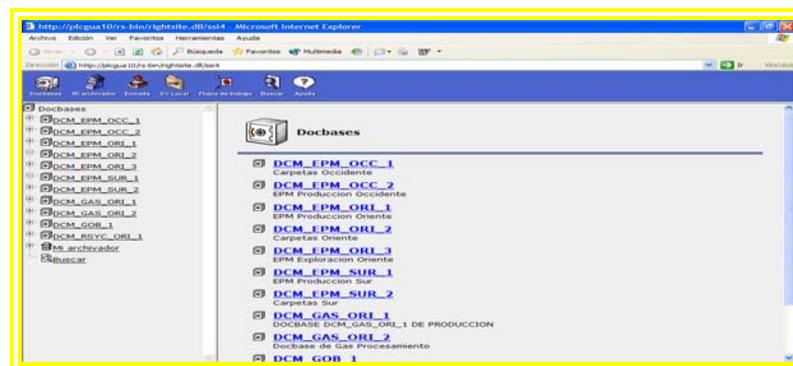


Figura 3.10. Ventana de entrada a carpeta de pozos



Luego que se entra al **Docbases** de interés (*DCM_EPM_ORI_2*), se despliega otra ventana que muestra entre su contenido la opción Carpeta de Pozo (ver Figura 3.11) y hacemos doble clic en esta.



Figura. 3.11. Ventana de entrada al Docbase

Dentro de la opción Carpeta de Pozo, podemos encontrar las carpetas de cada campo pertenecientes al **Docbases** seleccionado, para obtener la información sobre algún campo de interés se debe seleccionar el nombre del campo, en este caso Campo Oveja (ver Figura 3.12).



Figura 3.12. Visualización de las carpetas de cada campo.



Dentro de la Carpeta de cada campo, se muestra una lista de todos los pozos que están dentro del mismo. En esta ventana se puede acceder a las carpetas de cada pozo directamente haciendo doble clic en el nombre del pozo y posteriormente dentro de esta podemos ver diferentes opciones:

1. Correspondencia.
2. Informe Financiero y de Costos.
3. Informes Geológicos.
4. Propuestas, Programas y Recomendaciones.
5. Reportes Operacionales.

Esta herramienta es muy útil y fácil de usar, debido a que se encuentra organizada por Distritos Operacionales con la finalidad de agilizar la búsqueda a los usuarios, y además se tiene la ventaja de acceder a la información referente de los pozos por medio de la red de la empresa, sin la necesidad de dirigirse al lugar de origen.

Luego de encontrados estos puntos de presión, se procedió a determinar la profundidad de nivel de referencia (DATUM) y cuya unidad está expresada en pies bajo el nivel del mar (p.b.n.m), este parámetro es importante ya que permite la caracterización energética del yacimiento.

Para realizar este cálculo fue necesario utilizar el mapa isopaco-estructural digitalizado del Yacimiento N1 YS-303 y por medio del programa SIGEMAP se procedió al cálculo de los volúmenes encerrados entre las estructurales de igual profundidad y a su vez entre las líneas isópacas contenidas dentro de las mismas, la sumatoria total de estos volúmenes bruto, tal como se observa en la figura 3.13.

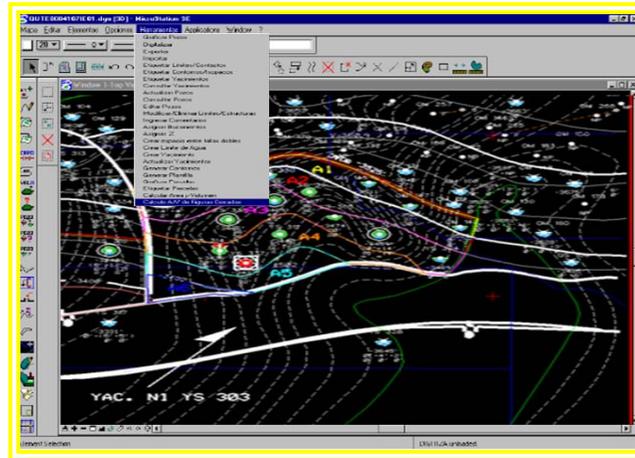


Figura 3.13. Determinación de los Volúmenes Brutos y Áreas

Posteriormente se obtiene el nivel de referencia (Datum) graficando profundidad subsea vs. volumen de roca (bruto), al trazar una línea partiendo desde el valor medio del volumen de roca estimado (50 %), considerado como el centro de masa del yacimiento, hasta el intercepto con la curva formada.

Las presiones tomadas en gran parte de los pozos completados en la arena N1, pertenecientes al yacimiento en estudio; fueron corregidas y llevadas a un mismo nivel de referencia (Datum). Pero previamente se obtuvieron éstas presiones al punto medio de las perforaciones utilizando el gradiente del fluido del pozo, con la ecuación que se presenta a continuación:

$$P_{arena} = P_{med} + G_{POZO} * (h_{arena} - h_{med})$$

Ec. 3.12

Donde:

P_{arena} : Presión de la arena, (lpc).

P_{med} : Presión medida por el BHP, (lpc).

h_{arena} : Profundidad de la arena, (pie).

h_{med} : Profundidad medida por el sensor, (pie).



G_{pozo} : Gradiente del fluido del pozo, (lpc/pie).

Luego del cálculo de las presiones en la cara de la arena en estudio, se necesita calcular el gradiente del yacimiento para poder llevar estas a un mismo nivel de referencia, el cual se calculó mediante la ecuación:

$$G_{\text{yac}} = 0,433 * \gamma_o$$

Ec.3.13

Para el cálculo del gradiente del yacimiento se necesitó calcular la gravedad específica del petróleo la cual se calculó a través de la siguiente ecuación:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + API}$$

Ec. 3.14

Donde:

γ_o : gravedad específica del petróleo (adimensional) depende del valor de gravedad API del crudo.

Luego de haber calculado el gradiente del yacimiento estas presiones se llevan al nivel de referencia datum mediante la siguiente ecuación:

$$P_{\text{DATUM}} = P_{\text{yac}} = P_{\text{arena}} + G_{\text{yac}} * (\text{Prof}_{\text{Ref}} + \text{EMR} - h_{\text{arena}})$$

Ec.3.15

Donde:

EMR: Elevación de la mesa rotaria, (pie)

G_{yac} : Gradiente del yacimiento, (Lpc/pie)

P_{Datum} o P_{yac} : Presión llevada al Datum del yacimiento, (Lpc).



Una vez ya obtenidas las presiones en un mismo nivel de referencia se procede a construir un gráfico de dichas presiones en función del tiempo, para la misma fecha en que fueron tomadas las pruebas de presión (BHP). Ésto se realiza con el fin de obtener la tendencia del histórico de presión en toda la vida productiva del yacimiento, y de ésta manera poder descartar los puntos que se salen de la misma.

Los puntos despreciados fueron aquellos que presentaban aumentos abruptos de presión, disminución de la presión en periodos en que el yacimiento se encontraba cerrado y sin inyección de gas y gradiente de fluido del pozo (< 0.19 lpc/pie y > 0.433 lpc/pie considerados no válidos, debido a que corresponden a gas y agua respectivamente).

La finalidad era obtener presiones que estuvieran dentro del comportamiento general del yacimiento. Luego se trazó una línea con la mejor tendencia que representara el comportamiento promedio de presión del yacimiento.

3.2.2. Propiedades de los Fluidos (Generación del PVT)

Al no disponer el Yacimiento N1 YS 303 de un análisis de PVT (Presión-Volumen-Temperatura) para la caracterización de los fluidos del yacimiento, se procedió a realizar un PVT sintético partiendo de la elaboración de gráficos en la aplicación Excel de Microsoft Office con el RGP mensual obtenido de la historia de producción del yacimiento vs. N_p , extrayendo el valor promedio de la tendencia lineal el valor RGP_i , por otra parte, también se halló un valor promedio para la gravedad API del petróleo a partir de las pruebas iniciales de producción de los pozos completados. El PVT sintético se generó tanto en la aplicación Excel de Microsoft Office como con el programa SPIYAC (en la sección de RaPVT), utilizando las correlaciones generadas por la compañía francesa TOTAL para los campo del Oriente del País. La razón por la cual también se usaron las correlaciones de la TOTAL, es debido a que esta se



aplicaron luego de haber sido sometido el yacimiento al proyecto por inyección de gas, y además que esta correlación fue obtenida a partir de 336 análisis PVT de crudos del Oriente de Venezuela. El análisis estadístico mostró que el 86.5 % de 289 valores de Presión de Burbujeo calculados con la correlación, presentaron un error menor del 20 % en comparación con los valores experimentales,

El Sistema de Programas de Ingeniería de Yacimientos Spiyac (SISTEMA DE PROGRAMAS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTO), se encuentra conformado por un conjunto de programas que sirven de herramientas en el área de yacimiento. El programa Spiyac fue creado por un grupo de trabajo perteneciente a las empresas INTESA y PDVSA, basados en las correlaciones de la TOTAL (ver Figura 3.14).



Figura 3.14. Programa SPIYAC

Este programa consta de tres módulos:

1. Para validación y consistencia de pruebas PVT; a su vez está integrado por cinco módulos, los cuáles son: Cpvt, Bal 3, Recomb 2, Separadores y Back Ward. Estos deben ser utilizados dependiendo del tipo de prueba que se quiera validar.



2. Para correlaciones PVT (RAPVT) y de permeabilidad (RAPERME).
3. Para pozos horizontales y caracterización de fluidos.

A continuación se describen cada una de las ecuaciones utilizadas para la caracterización de los fluidos del yacimiento:

3.2.2.1. Presión Inicial del yacimiento (P_i)

Para el cálculo de presión inicial del yacimiento (P_i) se utilizó la correlación desarrollada por la TOTAL (Compañía Francesa de Petróleo) para la zona del Oriente de Venezuela, esta correlación fue el resultado de un análisis estadístico aplicado a varios proyectos de diferentes Campos del Oriente de Venezuela, basados en que la presión en los yacimientos aumenta con la profundidad en forma casi lineal, multiplicando la profundidad en pies debajo del nivel del mar por el gradiente de la columna de agua ^[18]. Según la clasificación que se hizo por zonas (en la Tabla 3.2 se muestran los Campos pertenecientes a cada zona), la correlación utilizada es aplicable a todas las zonas excepto la zona 3 (Ecuación 3.13). Este valor de presión inicial se corroboró graficando presión medida vs. petróleo acumulado del yacimiento (N_p), aplicando la mejor línea de tendencia y generándose la ecuación que permitió determinar la presión inicial.

Tabla 3.2 Clasificación por zonas de los Campos de Oriente (TOTAL)

Zonas	Campos
Zona 1	Nardo, Lido, Nipa, Leona
Zona 2	Oficina, Esquina, Caico Seco, Boca, Elotes, Mapiri
Zona 3	Santa Rosa, La Ceiba
Zona 6	Limón, GM-4, Soto, Aguasay, Mata, Nigua, Zapatos,



	Zumo
Zona 7	F.P.D.O, Oritupano, Adas, Ostra, Oleos, Oca, Merey, Oveja Migas, Yopales Sur

$$P_i = 0,430 * (\text{Datum}) + 71,117$$

Ec. 3.16

Donde:

Pi: Presión inicial (lpc).

Datum: Profundidad de Referencia (pbnm).

La siguiente fase después de validada la historia de producción, inyección y presión fue seguir con el respectivo análisis de las misma durante la vida productiva del yacimiento.

3.2.2.2 Temperatura del Yacimiento (Tyac)

Para el cálculo de la temperatura del yacimiento (Tyac) se utilizó la correlación desarrollada por la TOTAL (Compañía Francesa de Petróleo) para la zona del Oriente de Venezuela, esta correlación fue el resultado de un análisis estadístico aplicado a varios proyectos de diferentes Campos del Oriente de Venezuela, de acuerdo al análisis se obtuvieron dos correlaciones de tendencias lineales en función de profundidad ^[18]. Según la clasificación que se hizo por zonas (en la Tabla 3.2 se muestran los Campos pertenecientes a cada zona), la correlación utilizada es aplicable a todas las zonas excepto la zona 3 (Ecuación 3.22). También estimada mediante las pruebas BHP-BHT.

$$T_{yac} = 0,0167 * (\text{Datum}) + 95,668$$

Ec.3.17



Donde:

T_{yac} : Temperatura del yacimiento (°F).

Datum : Profundidad de referencia (pbnm).

3.2.2.3. Gravedad API del Crudo (°API)

Se estimó a partir de las pruebas iniciales de producción representativas, tomando un valor promedio entre el rango de variación de gravedad API.

3.2.2.4. 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:

$$\gamma_g = 0,01438 * \text{°API} + 0,4657$$

E.c. 3.15

Donde:

Gy: Gradiente del fluido del yacimiento (adimensional).

γ_o : gravedad específica del petróleo (adimensional).

γ_g : Gravedad específica del gas (adimensional).

°API: Gravedad API del crudo (°API).



3.2.3. Permeabilidades de las Relativas (Propiedades de la Roca)

Para determinar las permeabilidades relativas fue necesario utilizar las correlaciones desarrolladas por la empresa Total (Compañía Francesa de Petróleo), basadas en análisis de núcleos de yacimientos del Oriente de país, y que la hacen aplicable en la determinación de permeabilidades relativas, presión capilar y saturaciones residuales de petróleo para desplazamientos agua-petróleo y gas-petróleo en el área de estudio. Estas curvas fueron generadas mediante la herramienta SPIYAC, a través del módulo RaPERM, la cual dispone de estas correlaciones. Los datos de entrada para este sistema, como son: permeabilidad absoluta y saturación de agua fueron tomados de la evaluación petrofísica, mientras que para el índice de distribución del tamaño de poros adimensional (λ) se usó 1,668, luego se seleccionó la opción “Correlación Obtenida por la Total (Campo Oriente)” y se elige el sistema donde se desea generar el juego de curvas que muestra el perfil de saturaciones de los fluidos presentes, ya sea “Sistema Agua-Petróleo” o “Sistema Gas-Petróleo”.

RAPERM, es un modelo desarrollado basándose en las correlaciones de la *TOTAL*, para determinar las presiones capilares, saturaciones residuales de petróleo y permeabilidades relativas para desplazamiento agua-petróleo y gas-petróleo el cual se aplica a los yacimientos petrolíferos del Oriente de Venezuela (Ver Figura 3.15).

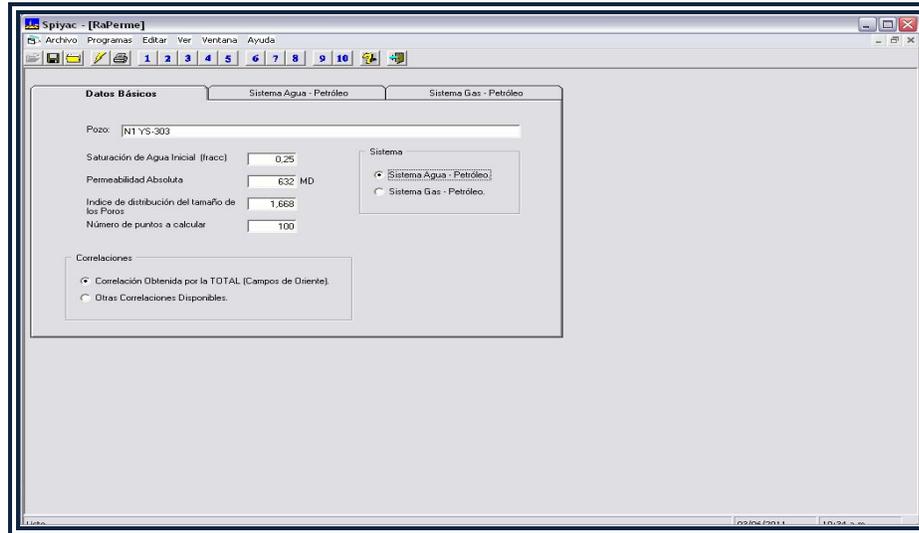


Figura 3.15. Correlaciones Permeabilidad “RAPERME”

Una vez ingresados los datos para los medios agua-petróleo y/o gas-petróleo, se Presiona la tecla “EJECUTAR” y este automáticamente realiza los cálculos y presenta el reporte de las permeabilidades relativas, saturaciones residuales al mismo tiempo las curvas de permeabilidad relativas tanto para el sistema Agua-Petróleo o Gas Petróleo.

En las Figuras 3.16 y 3.17 se puede observar unas graficas similares del comportamiento de las curvas de permeabilidad.

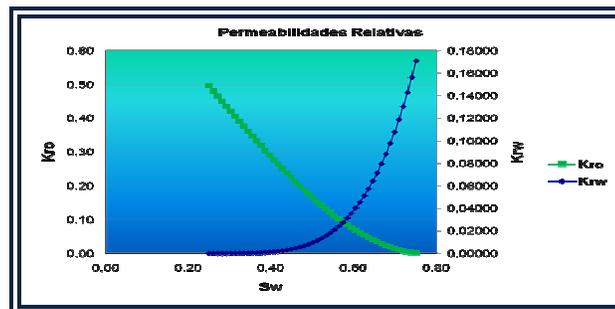




Figura 3.16. Ejemplo de Gráfica de Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo

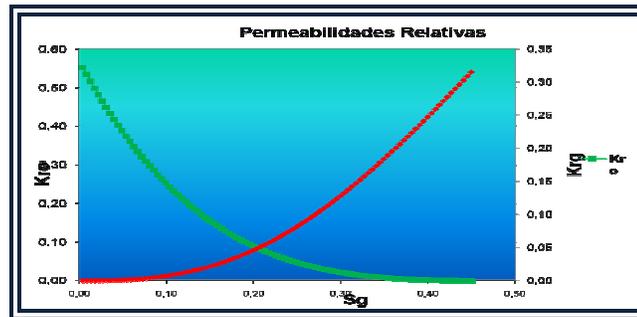


Figura 3.17. Ejemplo de Gráfica de Permeabilidad Relativa Gas-Petróleo

Las correlaciones desarrolladas por la Total se describen a continuación:

3.2.3.1. Saturaciones residuales

Las saturaciones de petróleo en las zonas invadidas por gas (S_{org}) o por agua (S_{orw}) fueron estimadas a partir de la saturación de agua connata, por las siguientes ecuaciones:

$$S_{org} = 0,40 * (1 - S_{wc})$$

Ec. 3.18

$$S_{orw} = 0,32 * (1 - S_{wc})$$

Ec. 3.19

Donde:

S_{org} : Saturación residual de petróleo en el desplazamiento por gas (fracción).

S_{orw} : Saturación residual de petróleo en el desplazamiento por agua (fracción).



S_{wc} : Saturación de agua connata (fracción).

3.2.3.2. Permeabilidades Relativas Agua-Petróleo

Para las permeabilidades relativas en el sistema agua petróleo se seleccionó en el programa SPIYAC la correlación de Corey-Burdine ajustada por la total a los yacimientos del oriente del país, las cuales son:

$$K_{rw} = \left[\frac{K_{rw \text{ máx}}}{0,2} \right] * S_w'^{\left(\frac{2+3\lambda}{\lambda}\right)} \quad \text{Ec. 3.20}$$

$$S_w' = \left(\frac{S_w - s_{wc}}{1 - s_{wc}} \right) \quad \text{Ec. 3.21}$$

$$K_{row} = K_{ro \text{ máx}} * (S_{of}')^2 * \left[1 - (1 - S_{of}')^{\left(\frac{2+\lambda}{\lambda}\right)} \right] \quad \text{Ec. 3.22}$$

$$S_{of}' = 0,5 * (S_o - S_{orw}') * \left[1 + \sqrt{\frac{4 * S_{orw}'}{(1 - S_{orw}') * (S_o - S_{orw}')}} \right] \quad \text{Ec. 3.23}$$

$$S_{orw}' = \frac{S_{orw}}{(1 - S_{wc})} \quad \text{Ec. 3.24}$$



Donde:

K_{rw} : Permeabilidad relativa del agua, (adimensional).

$K_{rw_{m\acute{a}x}}$: Permeabilidad relativa máxima del agua, (adimensional).

S_w : Saturación de agua, (fracción).

S_{wc} : Saturación de agua connata, (fracción).

S_o : Saturación de petróleo, (fracción).

K_{now} : Permeabilidad relativa del petróleo al agua, (adimensional).

$K_{ro_{m\acute{a}x}}$: Permeabilidad relativa máxima al petróleo, (adimensional).

λ : ndice de distribución del tamaño de los poros ($\lambda=1,668$), (adimensional).

S_{orw} : Saturación residual de petróleo en el desplazamiento por agua, (fracción).

3.2.3.3. Permeabilidades Relativas Gas- Petróleo.

Para generar las permeabilidades relativas del sistema gas- petróleo se seleccionó en el programa SPIYAC la correlación de la TOTAL para el oriente del país, las cuales son:

$$K_{rog} = \left[\frac{S_o - S_{org}}{1 - s_{wc} - s_{org}} \right] * S_o'^{\left(\frac{2+3\lambda}{\lambda}\right)} \quad Ec. 3.25$$

$$K_{rg} = K_{rog} * \left(\frac{K_{rg}}{K_{rog}} \right) \quad Ec. 3.24$$

$$S_o' = \left(\frac{S_o}{1 - S_{wc}} \right) \quad Ec. 3.25$$



Donde:

Krog: Permeabilidad relativa del petróleo, (adimensional).

So: Saturación del petróleo, (fracción).

Swc: Saturación de agua connata, (fracción).

Sorg: Saturación residual de petróleo en el desplazamiento por gas (fracción).

λ : Índice de distribución del tamaño de los poros ($\lambda=1,668$), (adimensional).

Krg: Permeabilidad relativa del gas, (adimensional).

3.2.4. Evaluación del efecto de inyección de gas

Para la evaluación de la influencia de la inyección de gas en la recuperación de crudo en el yacimiento, se procedió una vez validada la data de inyección, a determinar la eficiencia de reemplazo del fluido inyectado, con relación a los fluidos producidos y a elaborar diversas gráficas, con el fin de analizar junto con la integración estática-dinámica del yacimiento, el efecto de la inyección de gas sobre el comportamiento productivo de los pozos, el RGP, la movilidad preferencial de gas.

3.2.4.1. Factor de reemplazo

El factor de reemplazo representa una relación que permite establecer un balance de masa entre la cantidad de fluidos que salen de un volumen de control (yacimiento) y los fluidos que ingresan al mismo (inyección), cuando tal relación es inferior a la unidad existe un vaciamiento/agotamiento de la energía del yacimiento, si es igual a la unidad se está sustituyendo de manera equivalente los fluidos extraídos y la presión en el sistema debería mantenerse, y por ultimo cuando es mayor a la unidad el



volumen inyectado supera la producción y en consecuencia el volumen de control experimenta un aumento en la presión.

Para el cálculo del factor de reemplazo del gas inyectado en relación a los fluidos producidos, se usó la **Ecuación 3.26**, a partir de los datos de producción e inyección validada, parámetros PVT generados.

$$FR = \frac{q_{iny} * B_g + q_{we} * B_w}{q_o * B_o + q_w * B_w + q_o(RGP - R_s)B_g}$$

Ec.3.26

Donde:

FR: Factor de reemplazo (adimensional).

q_{iny} : Tasa de inyección de gas (PCN/D).

q_{we} : Tasa de intrusión de agua (BN/D).

q_o : Tasa de petróleo (BN/D).

q_w : Tasa de agua (BN/D).

B_o : Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

B_w : Factor volumétrico del agua (BY/BN).

B_g : Factor volumétrico del gas,(BY/PCN).

RGP: Relación gas-petróleo (PCN/BN).

R_s : Solubilidad del gas(PCN/BN).



3.2.4.2. Flujo fraccional de gas y razón de movilidad

A parte del desplazamiento de petróleo del yacimiento como consecuencia del efecto de expulsión por la expansión interna del gas en solución, el petróleo también puede ser recuperado por un desplazamiento similar al ocasionado por un pistón, el cual se debe a fuerzas externas de energía como es el caso de la intrusión de agua o la expansión de la capa de gas, o sea, desplazamiento externo por gas.

La teoría del desplazamiento es el proceso mediante el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro fluido en un medio poroso, y la base para entender cualquier forma de desplazamiento lo representa el concepto de flujo fraccional, el cual permite conocer la fracción de fluido desplazante (f_d) de la tasa total (q_t), por unidad de área, y las saturaciones indicativas de que frente de agua o gas han alcanzado o no a un pozo, y establecer las saturaciones promedios al momento de la inyección las cuales son utilizadas posteriormente para el cálculo de la razón de movilidad que a su vez servirá para conocer la eficiencia de desplazamiento.

Para el cálculo del flujo fraccional se usó la **Ecuación 4.38** para yacimientos horizontales, ya que el yacimiento en estudio presenta un buzamiento suave ($\pm 2^\circ$), a partir de los datos de permeabilidades relativas obtenidos por el programa **SPIYAC** y parámetros PVT generados, empleando una hoja de cálculo de Excel.

$$f_d = \frac{1}{1 + \left(\frac{K_{rod} * \mu_d}{K_{rd} * \mu_o} \right)}$$

Ec.3.27



Luego se construyó la gráfica de flujo fraccional tanto del gas como del agua en función de la saturación del fluido desplazante (gas o agua) y empleando el método de la tangente larga se obtuvo la saturación promedio del fluido desplazante (**Sdp**) detrás del frente de desplazamiento (recuperación de petróleo en el momento de la ruptura), que permitió la determinación de los valores de permeabilidades relativas en el momento de la irrupción (**Krd** ($S_d=S_{dp}$) y **Krod**), en base a estos resultados se determinó la razón de movilidad entre el petróleo y el fluido desplazante, mediante la siguiente ecuación:

$$Mdo = \frac{Krd * \mu_o}{Krod * \mu_d}$$

Ec. 3.28

Donde:

Krod, Krd: Permeabilidades relativas al petróleo y al fluido desplazante (adimensional).

μ_o, μ_d : Viscosidades del petróleo y del fluido desplazante (cp).

f_d : Flujo fraccional desplazante (fracción).

Mdo : Razón de movilidad del fluido desplazante respecto al petróleo (adimensional).

3.2.4.3. Eficiencia de Desplazamiento

Una vez conocida la movilidad del gas, se determinó la eficiencia de desplazamiento (Ed).

$$Ed = ((S_{gp} - S_{gi}) * Bo_i) / (So_i * Bo_i)$$

E.c. 3.29



3.3. Determinación del Petróleo Original en Sitio (POES) por el Método Volumétrico y Balance de Materiales

3.3.1. Determinación del POES por el Método Volumétrico

El método volumétrico consiste en estimar el Petróleo Original en Sitio (POES) mediante los parámetros geométricos del yacimiento, capacidad de acumulados de fluidos, saturación de petróleo y factor volumétrico del petróleo.

Considerando que el yacimiento de petróleo se encontraba subsaturado, sin capa de gas inicial, se determinó el POES, utilizando la Ecuación 3.26, la porosidad, saturación de agua y espesor de arena neta petrolífera fue tomada de la evaluación petrofísica y el factor volumétrico inicial del petróleo (B_{oi}) se obtuvo de las propiedades PVT del fluido generado (PVT sintético).

$$POES = \frac{7.758 * V_b * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$

Ec. 3.30

Donde:

POES: Petróleo Original en Sitio (BN).

V_b : Volumen bruto (acres-pie).

ϕ : Porosidad del yacimiento (fracción).

S_{wi} : Saturación de agua inicial del yacimiento (fracción).

B_{oi} : Factor volumétrico del petróleo inicial (BY/BN).

El volumen de Gas Original en Sitio (GOES) asociado a este yacimiento, está constituido por el gas en solución, por lo que fue calculado por medio de la Ecuación 3.27.



$$\text{GOES} = \text{POES} * \text{Rsi}$$

Ec. 3.31

Donde:

GOES: Gas Original en Sitio (PCN).

Rsi: Solubilidad inicial del gas en el petróleo (PCN/BN).

3.4. Estimación de las Reservas del Yacimiento por Balance de Materiales y Declinación de Producción

Para determinar las reservas primarias, secundarias y totales se utilizaron dos métodos el de curvas de declinación y el de balance de materiales, en los cuales se fijaron diferentes variables y se tomaron en cuentas todas las premisas establecidas para que los resultados arrojados se a representativo y confiables del área en estudio.

3.4.1. Balance de materiales (MBAL)

Para estimar las reservas primarias, secundarias y totales a través de la herramienta MBAL se empleó el módulo de predicciones, donde se simuló el recobro de petróleo por agotamiento natural hasta una presión de abandono establecida, luego para determinar las reservas totales se tomó en consideración la inyección de gas, para luego simular la producción del yacimiento hasta alcanzar su límite económico. Y en cuanto a las reservas secundarias, se obtuvieron a partir de la diferencia entre las totales y las primarias.



3.4.2. Curvas de declinación (Aplicación OFM).

Para el análisis de declinación fue utilizada la herramienta Oil Field Manager (OFM), la cual permite estimar las reservas recuperables a partir del análisis de declinación de la tasa de producción del yacimiento o pozos. Para ello, primeramente, fue necesario considerar una serie de parámetros que permitirán garantizar la representatividad de los resultados obtenidos:

1. Se determinaron períodos de producción, antes y durante de la inyección, donde el número de pozos activos y la tasa de producción del yacimiento se mantuvieran relativamente constantes por un período mayor o igual a un (1) año, lo cual garantiza estabilidad de producción para así representar correctamente la tendencia de declinación del yacimiento.
2. Se determinó la tasa de producción inicial por pozo a partir de la última prueba de producción disponible.
3. Se estableció una tasa límite de producción (de abandono) de 10 BN/d por pozo, ya que esta tasa según estudios de factibilidad en el área es la mínima requerida para mantener un pozo a producción.

En el cálculo de las reservas primarias existían varios periodos estables pero habían ocurrido en estos muchos cierres de producción y aperturas de nuevos pozos, por lo tanto se calcularon estas reservas primarias por pozos, se ubicaron los pozos completados en la etapa de agotamiento natural y se sumaron las reservas que cada uno de ellos podría drenar siempre y cuando cumplieran las premisas establecida para aplicar este método.



3.5. Evaluación de la Factibilidad de Reactivación o Culminación del Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Gas del Yacimiento en estudio.

Involucró el caso de la factibilidad de terminar el proyecto de recuperación secundaria sometido al Yacimiento N1 YS-303, elaborando la ficha de terminación del proyecto, que consistió en realizar un resumen de los resultados obtenidos en el presente estudio de inyección de gas.

CAPITULO IV.

DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

El análisis de los resultados de la Evaluación del Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Gas en la Arena N1 Yacimiento YS-303, se muestra a continuación, siguiendo el orden establecido en la Metodología Empleada para la realización del trabajo.

4.1. Reinterpretación del Modelo Geológico en la Arena N1 Yacimiento YS-303

La Reinterpretación del modelo geológico, permitió definir el modelo estático predominante en la arena N1 Yacimiento YS-303. Para la revisión del modelo geológico se dispuso primeramente del mapa isópaco-estructural oficial del yacimiento, que se muestra en la Figura 4.1. Este mapa ayudó en la elaboración del modelo actualizado del yacimiento estudio, el cual presenta aspectos distintos en comparación al oficial, estas divergencias se discutirán a continuación, partiendo de las etapas planteadas en el capítulo anterior que fueron útiles para el desarrollo del trabajo de investigación.

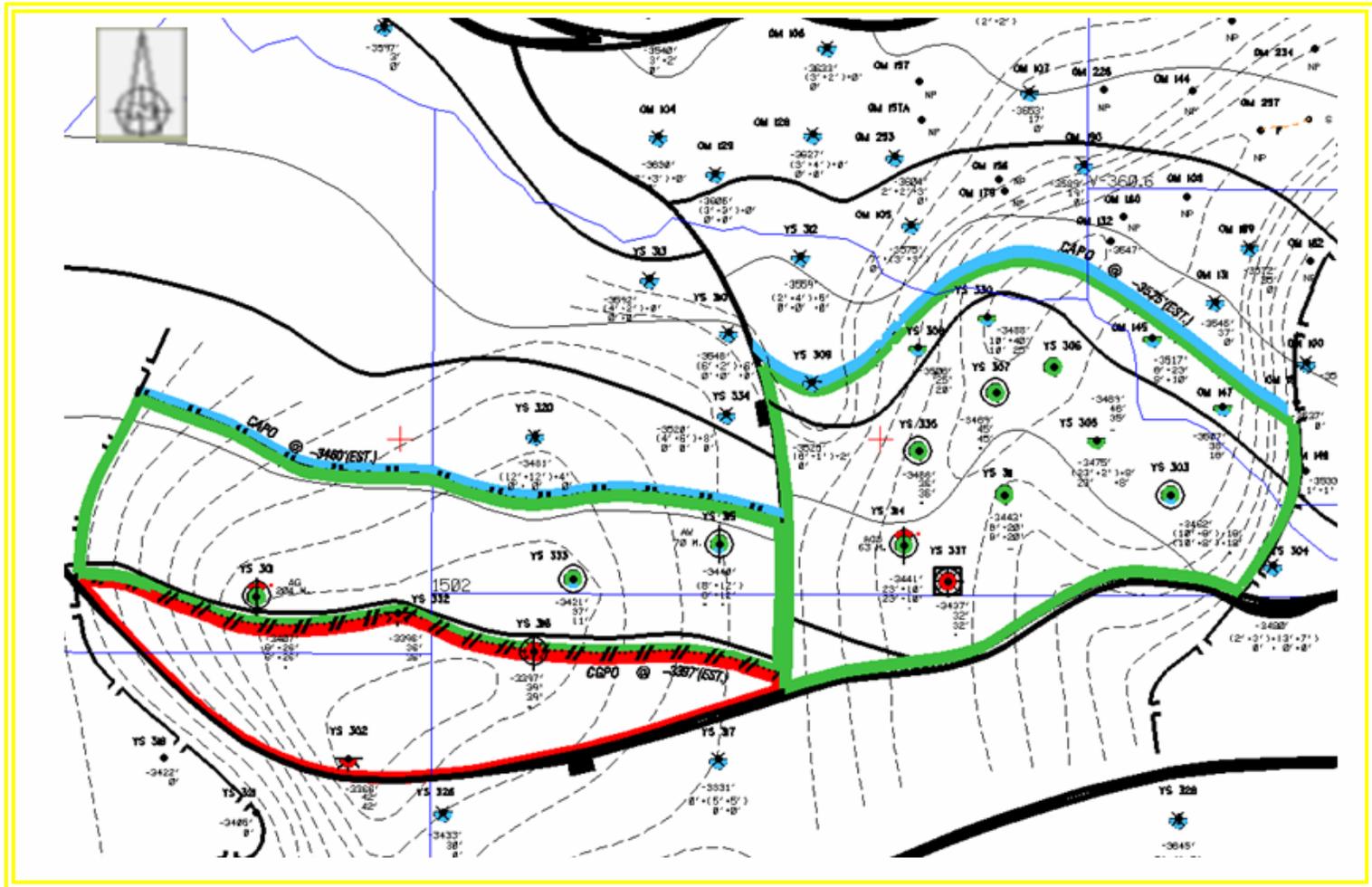


Figura 4.1. Mapa del Yacimiento YS-303, arena N1, Modelo Oficial



4.1.1. Correlacionar litoestratigráficamente los pozos ubicados en el área de interés

Partiendo de los registros eléctricos de cada pozo ubicado dentro y fuera del yacimiento del modelo oficial, se hizo la correlación litoestratigráfica en el área de interés, como resultado de este procedimiento, se encontraron algunas diferencias en las profundidades estratigráficas (SUB-SEA) de la arena N1, todo esto permitió la validación de los topes y base encontrándose una diferencia de 1 a 20 pies por arriba o por debajo en comparación a la profundidad subsea del modelo oficial, también se pudo observar que la arena N1 puede verse limitada por lentes de lutitas en su tope y base como espesor neto, a la vez también se hallaron diferencias con respecto a los espesores de arena neta y arena petrolífera. Los resultados de cambio de subsea, espesores de arena neta y petrolífera, se muestran en la Tabla 4.1.

Por otra parte, en comparación al mapa del modelo oficial en el Yacimiento N1 YS-303 se observa un CAPO estimado a una profundidad de -3525' (p.b.n.m), sin embargo para este, estudio se validó el CAPO siendo observado por el pozo OM-145 a la misma profundidad. El pozo que muestra el CAPO puede ser observado a través del registro eléctrico, (Figura 4.2).

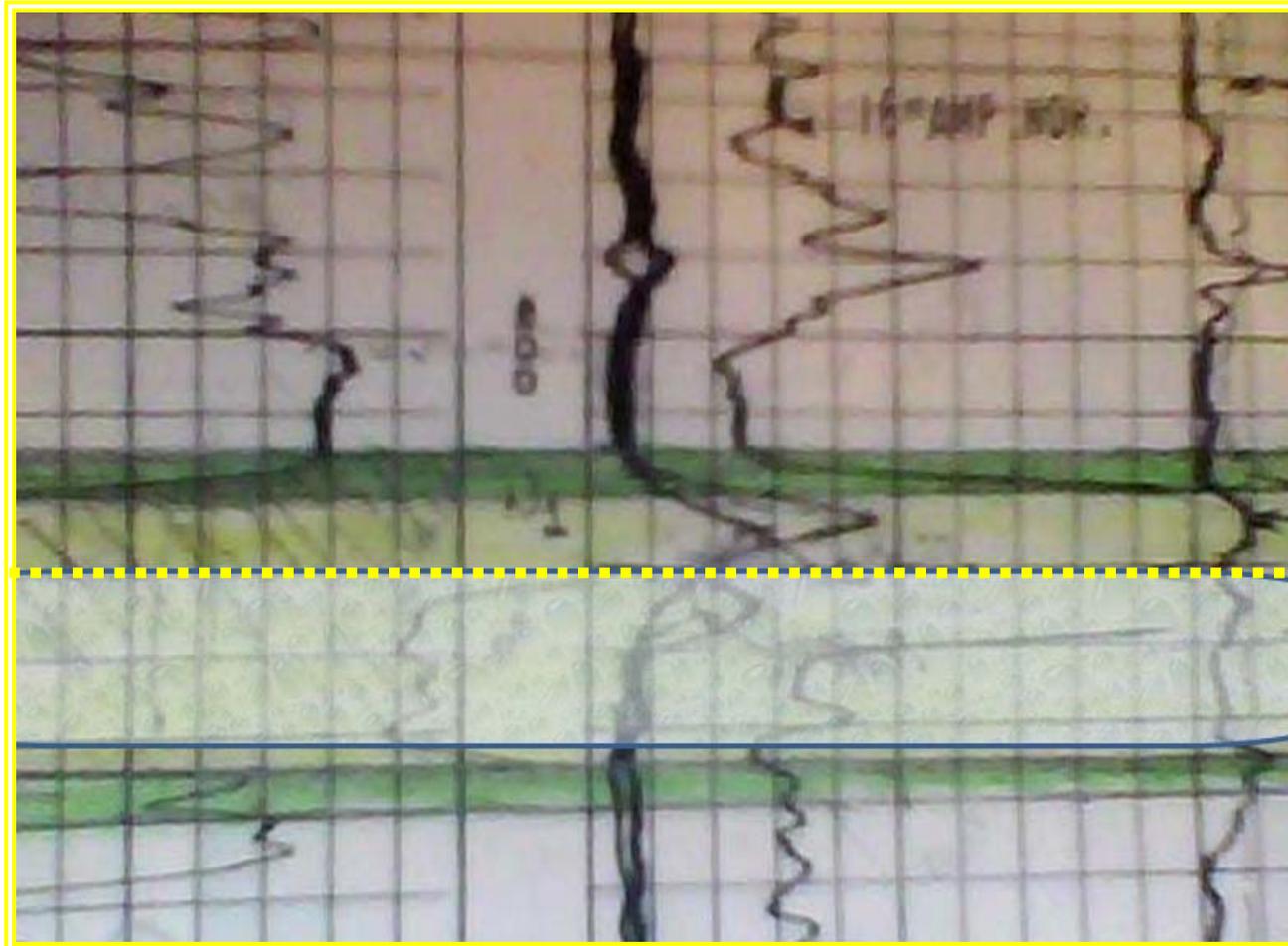


Figura 4.2. CAPO @ -3525' observado en el Pozo OM-145.



Tabla 4.1. Comparación entre la información oficial y actualizada de los valores de topes, espesores de arena N1

POZO	INFORMACIÓN OFICIAL				INFORMACIÓN ACTUALIZADA		
	EMR (PIES)	SUB-SEA (PIES)	EAN (PIES)	EANP(PIES)	SUB-SEA (PIES)	EAN(PIES)	EANP (PIES)
YS-303	615	-3462	10+8+18	10+8+18	-3459	20+14	15+11
YS-304	604	-3480	2+3+3+7	0	-3469	0+6	0+2
YS-305	624	-3475	23+2+8	23+0+8	-3474	20	20
YS-306	617	-3489	46	35	-3487	36	36
YS-307	645	-3469	45	45	-3469	45	45
YS-308	650	-3506	25	20	-3493	29	20
YS-309	672	-3525	6+1+2	0	-3508	0+4+4	0+2+0
YS-311	657	-3443	8+20	8+20	-3440	5+23	5+23
YS-312	624	-3525	2+4+5	0	-3559	0+4+2+2	0+0+2+0
YS-314	704	-3441	23+10	23+10	-3436	20+8	20+8
YS-330	616	-3488	10+40	10+45	-3488	9+38	7+32
YS-335	665	-3466	36	36	-3466	36	36
YS-337	703	-3437	32	32	-3437	32	32
OM-149	590	3533	1+1+1	0	-3513	0+3	0+1
OM-145	601	-3517	8+23	8+10	-3511	8'+22'	8+10
OM-147	601	-3507	38	18	-3503	37	30
OM-105	641	-3575	7+3+3	0	-3575	5+3+4	0
OM-100	626	-3555	8	0	-3539	6+3+(3+2)	0
OM-130	618	-3550	2+4+4+3+2	0	-3551	0+1+2+6	0
OM-131	622	-3545	37	0	-3541	37	0
OM-160	621	-3580	2+3+3	0	-3528	0+3+3	0+0+4
OM-189	635	-3572	35	0	-3565	36	0
OM-190	660	-3589	19	0	-3589	36	0
OS-106	617	-3495	3+0+8	0	-3485	0+6	0+2
YS-310	658	3546	(6+2)+6	0	-3532	0+7+2+2	0'
YS-334	680	3520	(4+6)+8	0	-3490	0+4+6	0
OM-181	620	3537	0	0	-3533	0+6	0+4



4.1.2. Elaboración de secciones estratigráficas y estructurales

4.1.2.1. Secciones Estratigráficas

La elaboración de las secciones estratigráficas consistió en determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos, que a su vez permite predecir la movilidad de los fluidos, conociendo así la arquitectura interna del yacimiento YS-303, arena N1.

Se crearon 3 secciones estratigráficas; A-A', B-B', C-C'.

La sección Estratigráfica A-A' con dirección preferencial Noroeste-Sureste, está conformada por los pozos YS-309, YS-335, YS-311, YS-303 y YS-304, se observa que la facies de canal se encuentra en el centro por los pozos YS-335, YS-311 y YS-303 con espesores aproximados de 36, 28, 34 pies respectivamente; los pozos YS-309 y YS-304, muestran como el paquete de la arena N1 se va adelgazando hacia los bordes del canal volviéndose lenticular con espesores entre 6 a 8 pies (ver Figura 4.3).

La sección estratigráfica B-B' tiene una dirección preferencial Oeste-Este, formada por los pozos YS-308, OM-145, OM-147 y OM-181 se confirma la continuidad de la arena N1 (ver Figura 4.4).

La sección estratigráfica C-C' formada por los pozos OM-145, OM-147, OM-149 y OM-160, tiene una dirección preferencial Noreste- Sureste, se observa de canal de mayor espesor de arena neta va disminuyendo hacia la dirección sureste (ver Figura 4.5).

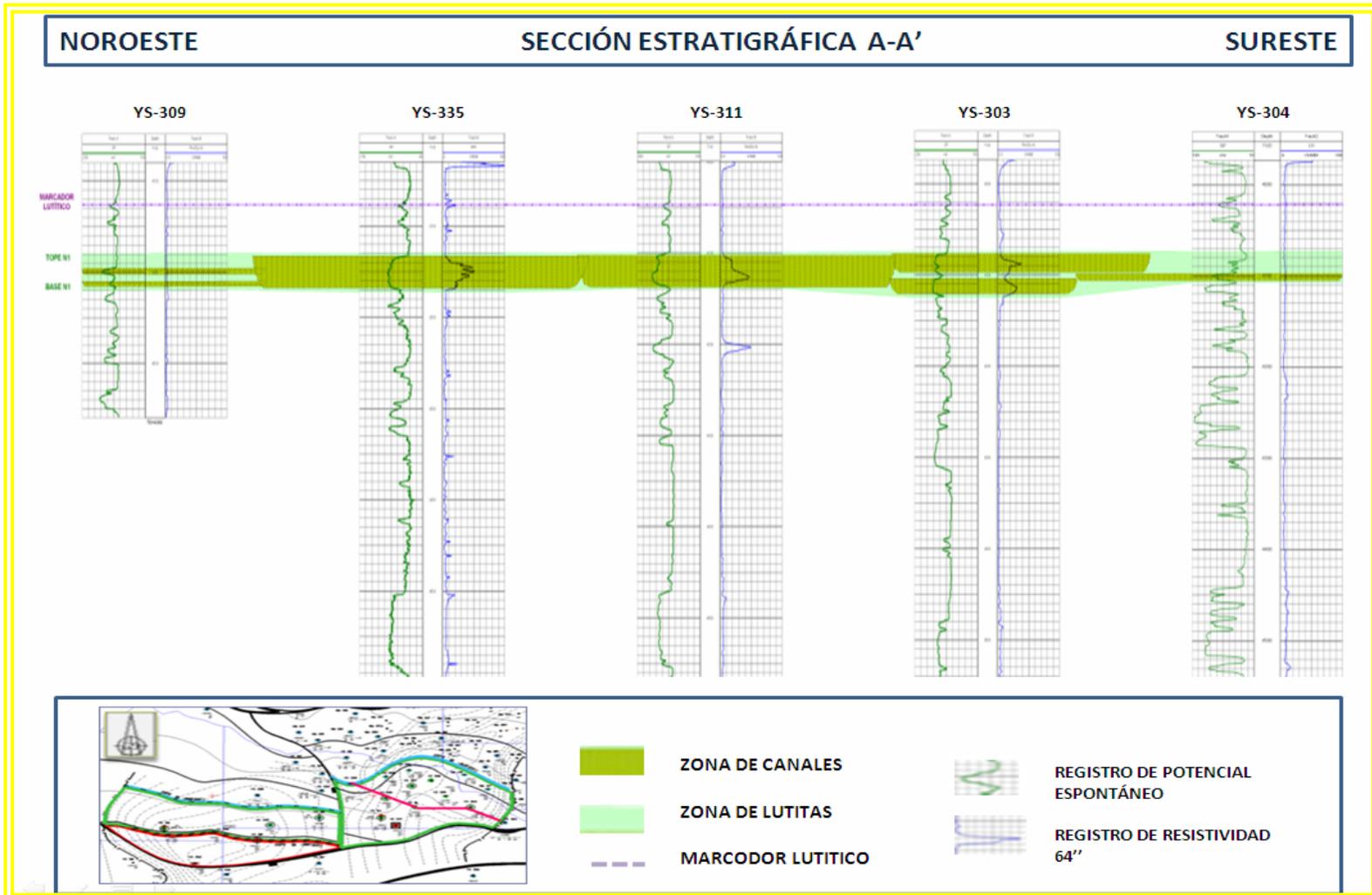


Figura 4.3. Sección Estratigráfica A-A'. Sentido Noroeste-Sureste



Es importante dar a conocer que a pesar que hubo cambios de topes y espesores en la revisión del modelo geológico, el ambiente sedimentario de la arena N1 fue validado a partir de un estudio de interpretación que ya existía en esta arena.

4.1.2.2. Secciones Estructurales

La construcción de las secciones estructurales a partir de los perfiles de pozos consistió en mostrar las profundidades y deformaciones sufridas por los estratos.

Se crearon 2 secciones estructurales, con el objeto de validar las fallas, CAPO, alguna ubicación de un dato estructural en profundidad (bajo el nivel del mar).

La Figura 4.6 muestra una sección estructural en sentido Norte-Sur que incluye los pozos OM-132, OM-145 y YS-303, con la misma fue posible establecer el Contacto Agua-Petróleo Original @ -3525 pies p.b.n.m., observado a través del pozo OM-145.

La Figura 4.7 muestra una sección en sentido Noroeste-Sureste que incluye los pozos YS-302 y YS-326, donde la falla presenta un desplazamiento de 70' siendo este mayor al espesor de la arena, indicando de que se está en presencia de una falla sellante.

Para validar la falla que se ubica hacia el Oeste del yacimiento en estudio, fue necesario hacerlo a partir de la producción de los pozos y profundidad en que se hallan los CAPO en ambos yacimientos (estudio y vecino) siendo la diferencia de 65', y por razones de no disponer de sísmica en el yacimiento N1 YS-303, se procedió a dejar la falla igual al modelo oficial.

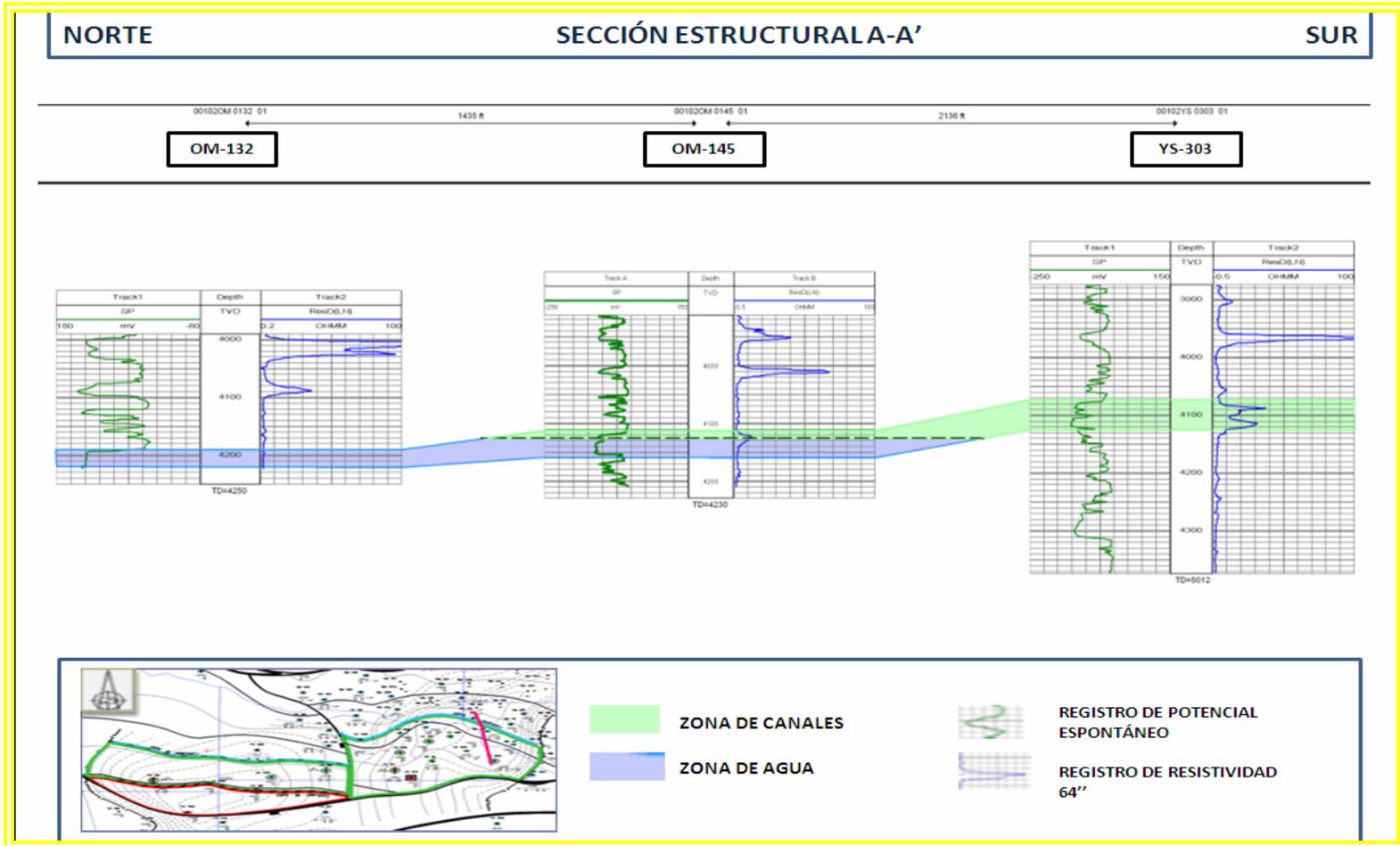


Figura 4.6. Sección Estructural A-A'. Sentido Norte-Sur



4.1.3. Mapa Isópaco-Estructural

Terminado la correlación pozo a pozo, la elaboración de las secciones estratigráficas y estructurales, se logró validar los límites, el contacto, los topes y espesores de arena neta y arena neta petrolífera del yacimiento, permitiendo a su vez trazar con estos las líneas isópacas a través de la unión de puntos de igual espesor neto (Isópacas) y las líneas estructurales utilizando los topes de la arena N1, para así poder ofrecer el resultado final mostrado en la Figura 4.8.

El Yacimiento N1 YS-303 tiende a buzarse hacia el Noreste, quedando limitado de la siguiente manera:

Norte: Limitado por un Contacto Agua-Petróleo observado @ -3525’.

Sur: Limitado por una Falla Normal.

Este: Limitado por un límite de roca, establecido por el adelgazamiento o desaparición de la arena.

Oeste: Limitado por una Falla normal con buzamiento suroeste que a su vez limita al Yacimiento N1 YS-301.

Igualmente los símbolos de los pozos fueron actualizados como resultado de la búsqueda en el sistema mediante las aplicaciones OFM, Centinela y Carpeta de Pozos.



4.1.4. Evaluación Petrofísica

La evaluación Petrofísica consistió en estudiar las propiedades de las rocas y la relación con los fluidos en estado estáticos, donde la interpretación estuvo basada en la aplicación de un método adecuado, que dependiera del tipo de formación y de ecuaciones que estuvieran relacionadas con las características de la formación con algunos factores obtenidos de los registros de pozos. Los principales parámetros físicos hallados en la evaluación del yacimiento son: Saturación de agua e hidrocarburos, porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla. El análisis petrofísico se realizó para un total de 15 pozos que contiene el yacimiento en estudio.

4.1.4.1. Resistividad del Agua de Formación (R_w)

El Yacimiento N1 YS-303 no disponía de un análisis de agua, por tal razón se tomó el análisis de agua del pozo YS-333 del yacimiento vecino (N1 YS-301), el cual dio una salinidad de 11634,85 ppm obteniéndose con la temperatura del yacimiento un $R_w = 0,27$ ohm-m.

4.1.4.2. Volumen de Arcilla (V_{sh})

En el mapa de isoarcillosidad se puede observar que los menores valores de arcillosidad se ubican hacia el centro de los dos canales, mientras que los mayores valores de arcillosidad se registran hacia el límite de roca. Es importante señalar que estos valores son indicadores cualitativos de las zonas arcillosas del yacimiento. Estos valores se ajustan al modelo geológico y los datos de producción del yacimiento. La figura 4.9 muestra el mapa de volumen de arcilla del yacimiento N1 YS-303.

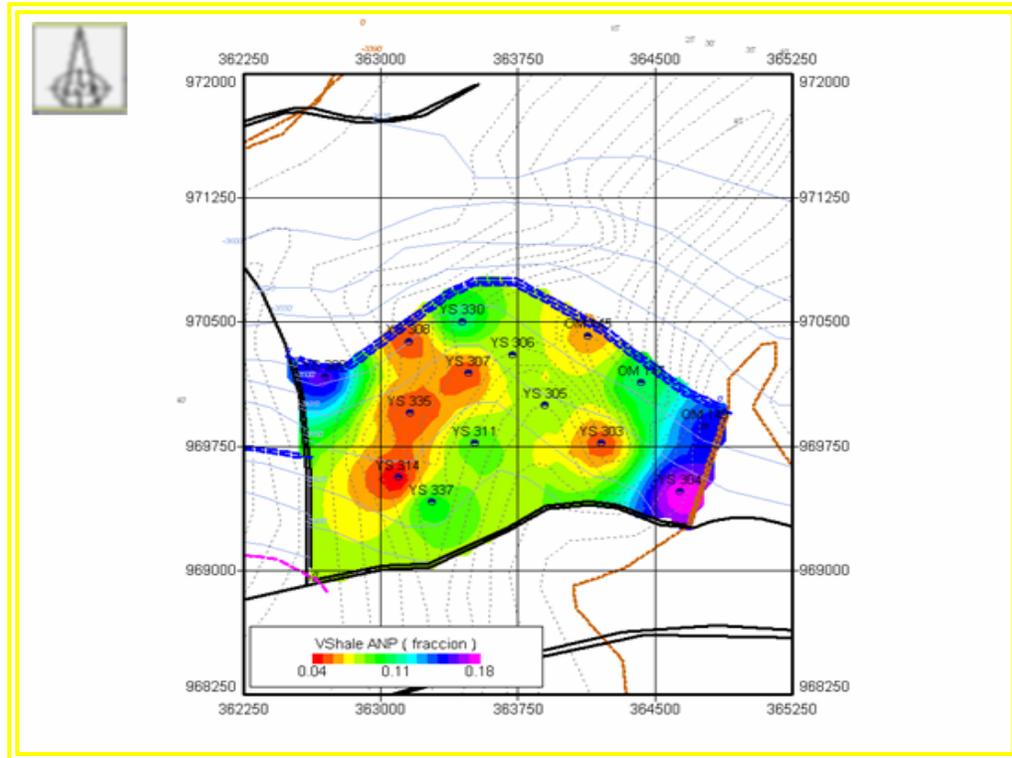


Figura 4.9. Mapa de Volumen de Arcilla del Yacimiento N1 YS-303.

4.1.4.3. Porosidad (ϕ)

Para que un yacimiento sea comercialmente productivo es obvio que debe tener una porosidad suficiente para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos, esta propiedad permitió conocer la capacidad que tiene el yacimiento de contener fluidos.

Debido a que únicamente se contaba con dos juegos de registros de Densidad-Neutrón en los pozos YS-335 y YS-337, las porosidades obtenidas en estos pozos, se utilizaron para generar una correlación que permitió la estimación de la porosidad en el resto de los pozos graficando Porosidad versus Vsh, como se puede observar en la Figura 4.10.

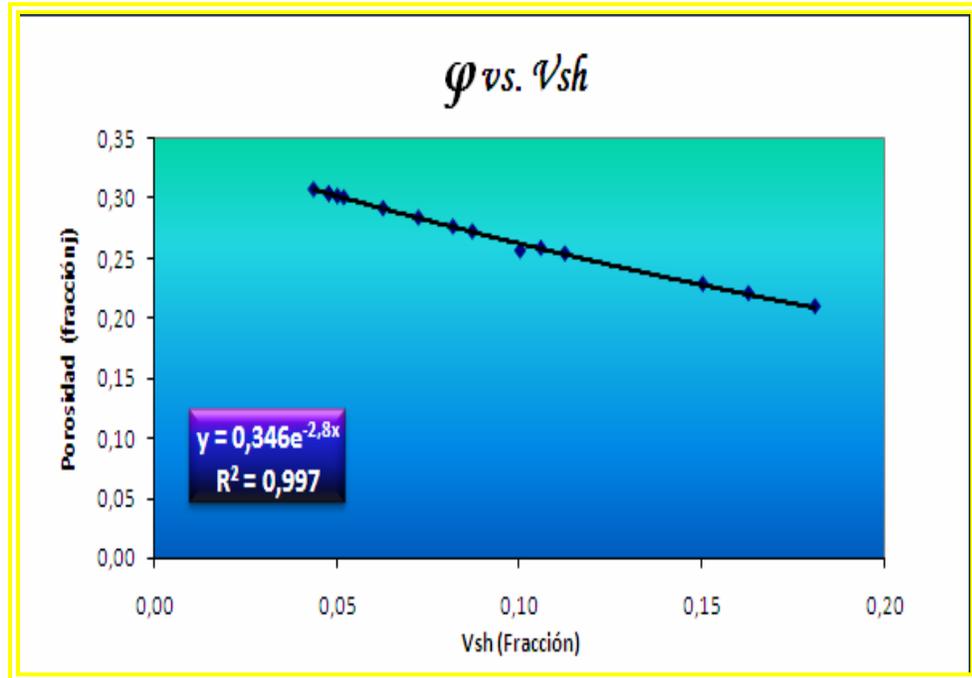


Figura 4.10. Gráfico de ajuste de la Porosidad

La correlación generada por el grafico de ajuste porosidades para el resto de los pozos es la siguiente:

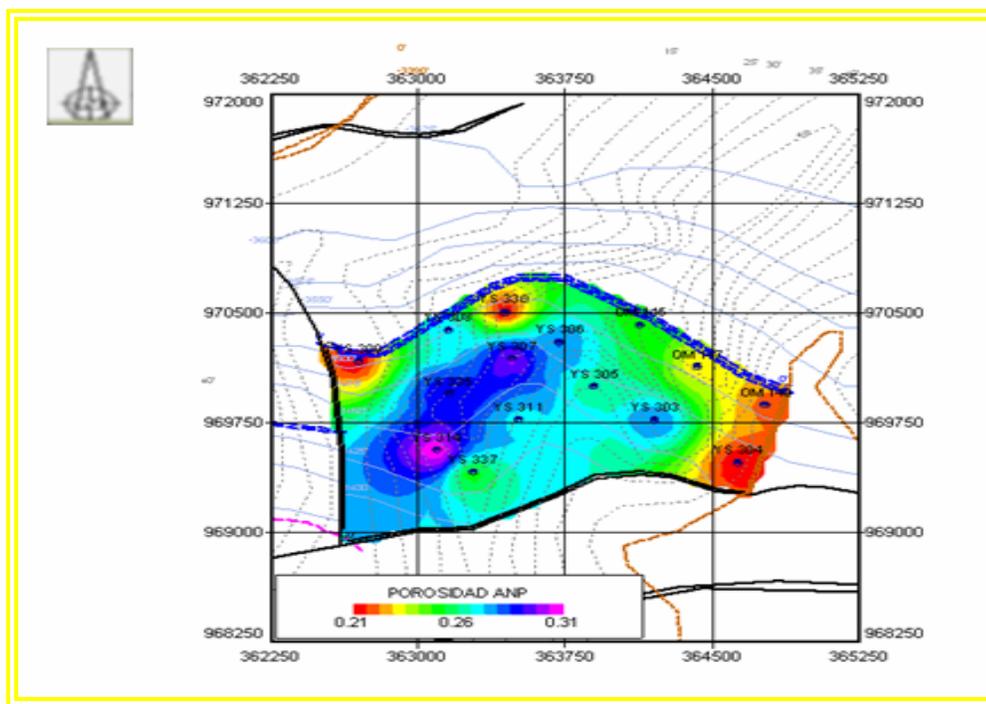
$$\phi = 0,346 * e^{-2,8 \cdot V_{sh}}$$

Donde:

ϕ : Porosidad (fracción).

V_{sh} : Volumen de Arcilla (fracción).

En la Figura 4.11, se observa que los mejores valores de porosidad se encuentran en el centro de los canales, donde se encuentra la mayor energía de depositación, notándose una progresiva disminución de estas propiedades hacia los bordes del yacimiento como consecuencia de la disminución de energía en el proceso de sedimentación.



**Figura 4.11. Mapa de Porosidad de Arena Neta Petrolífera del Yacimiento N1
YS-303**

4.1.3.4. Saturación de Agua Inicial o Connata (S_{wi})

La saturación de agua de una formación puede variar de un 100% hasta un valor muy pequeño, sin importar que tan rica sea la roca del yacimiento de petróleo o gas, siempre habrá una pequeña cantidad de agua capilar que el petróleo no puede desalojar, dicha saturación se le conoce como saturación de agua irreducible ($S_{wirr}=0,15$). El cálculo de la Saturación de agua se realizó por medio de la ecuación de Simandoux modificada, ya que este es uno de los métodos que aplica mejor a los yacimientos del Oriente de Venezuela por proporcionar valores de saturación confiable.



En este estudio se obtuvo resultado que las mayores saturaciones de agua, se encuentran hacia la parte Norte donde se ubica el CAPO y hacia el límite de roca. La figura 4.12. Muestra el mapa de saturación de agua del yacimiento N1 YS-303.

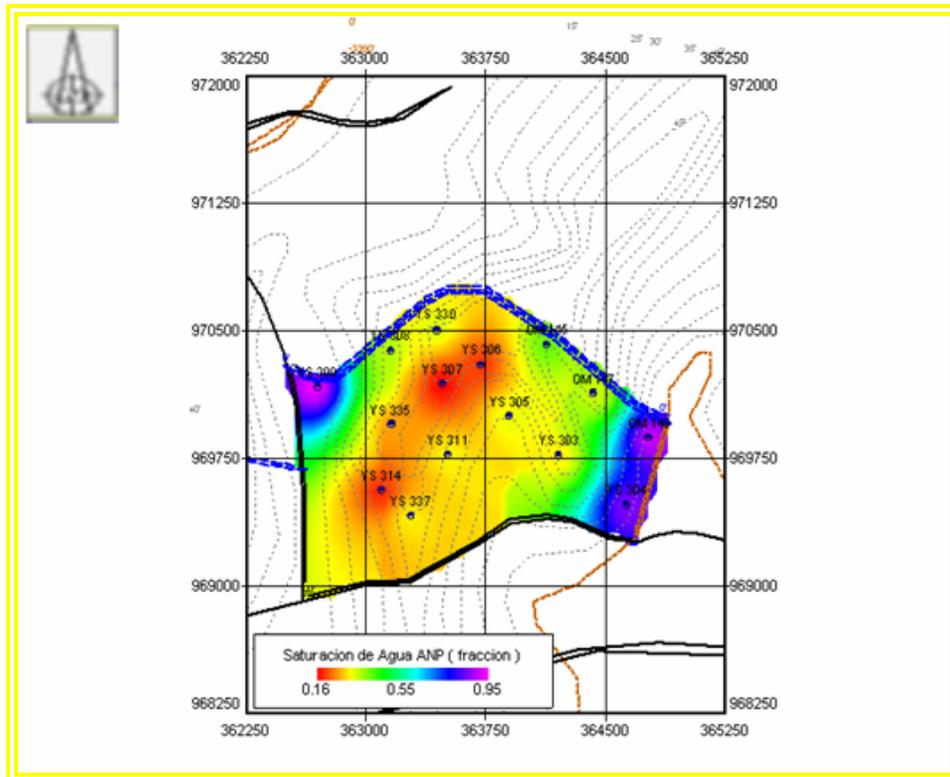


Figura 4.12. Mapa de Saturación de Agua del Yacimiento N1 YS-303

4.1.3.5. Permeabilidad (K)

Para que un yacimiento sea comercial es necesario no solo que la roca contenga petróleo o gas, sino que estos fluidos puedan desplazarse dentro de la roca y salir a la superficie. Por consiguiente, es obvio que la roca solo es permeable cuando los poros están conectados, si esta interconexión no existe, la roca puede ser porosa pero no tiene permeabilidad. Los resultados de esta propiedad en el yacimiento mostraron que



varían en un rango de 12 @ 1779 md, encontrándose los valores bajos hacia las zonas más arcillosa (borde del canal) y los más altos hacia el centro del canal, siendo la permeabilidad promedio del yacimiento de estudio de 632 md. El mapa de permeabilidad absoluta del yacimiento N1 YS-303 se muestra en la figura 4.13.

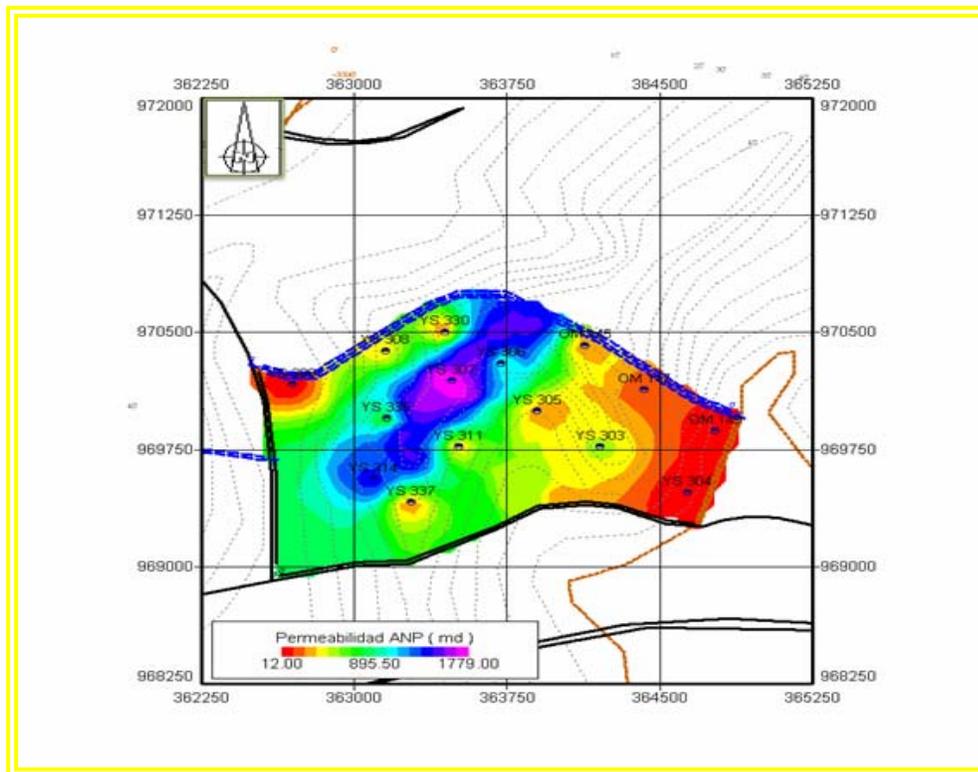


Figura 4.13. Mapa de Permeabilidad Absoluta del Yacimiento N1 YS-303

4.1.3.6. Parámetros de Corte

Estos valores se establecieron de acuerdo a las tendencias obtenidas en los diferentes pozos del área, los cuales presentan un comportamiento definido y permiten establecer los límites de calidad (*cut off*) de la arena N1.



A continuación se muestra en la Figura 4.14 los gráficos que se realizaron para la determinación de los parámetros cortes.

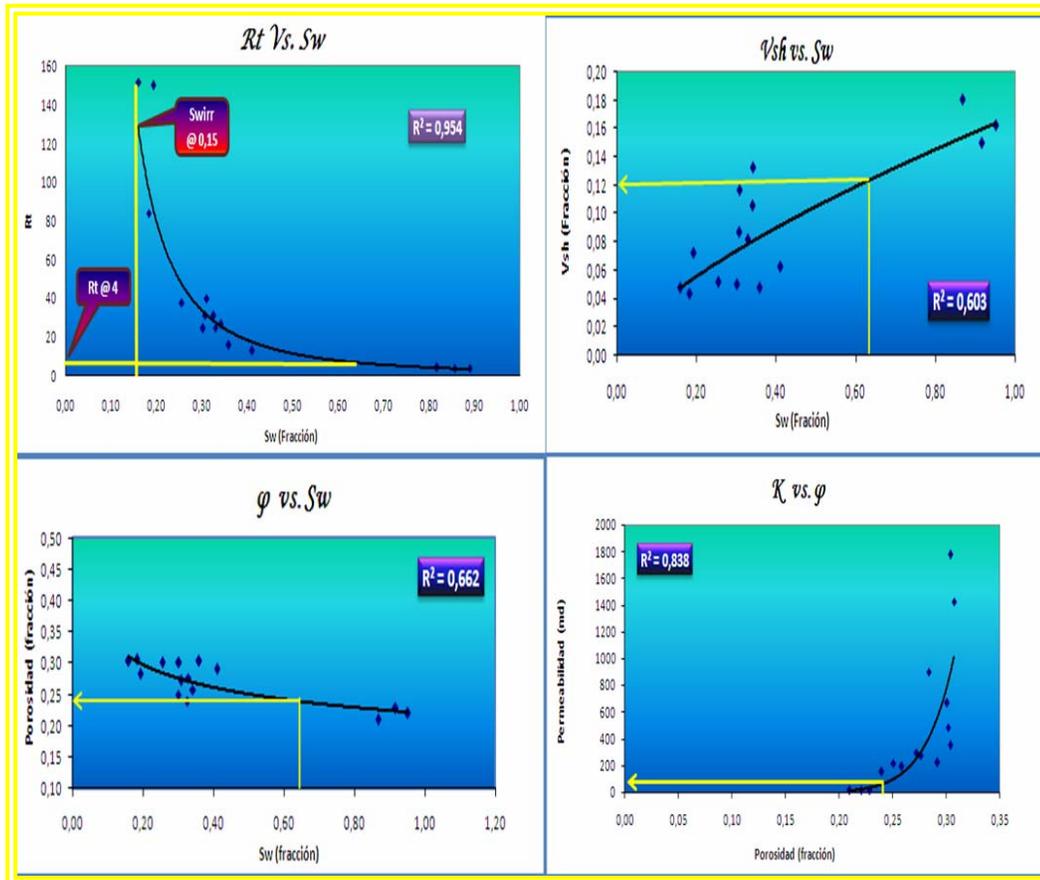


Figura 4.14. Determinación de los parámetros de cortes.

Los parámetros de corte resultantes para la determinación de espesor de ANP, se muestran en la **Tabla 4.2.**

Tabla 4.2. Parámetros de corte del Yacimiento YS-303, Arena N1

PARÁMETRO	INTERPRETACIÓN
$Rt \geq 4$	Hidrocarburo
$Sw \leq 64$	Hidrocarburo



$V_{sh} \leq 12$	Arena de baja arcillosidad
$K \geq 100$	Arena de buena permeabilidad
$\Phi \geq 24$	Arena de buena porosidad

Los valores petrofísicos obtenidos para cada pozo se muestran en el **Apéndice A, Tabla A.1.**

4.2. Generación del Modelo Dinámico del Yacimiento en estudio.

4.2.1. Análisis de la Historia de Presión.

Las presiones del yacimiento se extrajeron de las pruebas existentes en las carpeta de pozos, al mismo tiempo se recopilaban todas las pruebas de presiones estáticas BHP y las presiones que se encontraban en el informe de progreso del proyecto de inyección de gas Enero-Diciembre del 1983-1985. Para el análisis de las presiones estas se extrapolaban todas a un mismo nivel por tal razón se calculó un nivel de referencia llamado Datum.

4.2.1.1. Profundidad del Nivel de Referencia (Datum)

Se calculó el nivel de referencia Datum, en la cual se calculó el volumen por estructura del yacimiento en estudio, se puede observar los valores en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3. Cálculo del Volumen por Estructura del Yacimiento S1 11M-201

Profundidad (pies)	Volumen Bruto (acre-pies)	Volumen Acumulados (acres-pies)	Fracción
-3525	2.522,66	18.529,82	1



-3500	4.641,75	16.007,16	0,86
-3475	5.063,98	11.365,41	0,61
-3450	3.920,44	6.301,43	0,34
-3425	1.795,19	2.380,99	0,13
-3400	585,8	585,8	0,03
-3375	0	0	0

Luego de integrar los valores calculados del volumen por estructura se realizó una gráfica del volumen acumulado normalizado en función de la profundidad, se entró en la gráfica en el 50% del volumen bruto, considerado como el centro de masa del yacimiento y se cortó la curva leyendo el valor del nivel de referencia en 3465 pie (ver Figura 4.15).

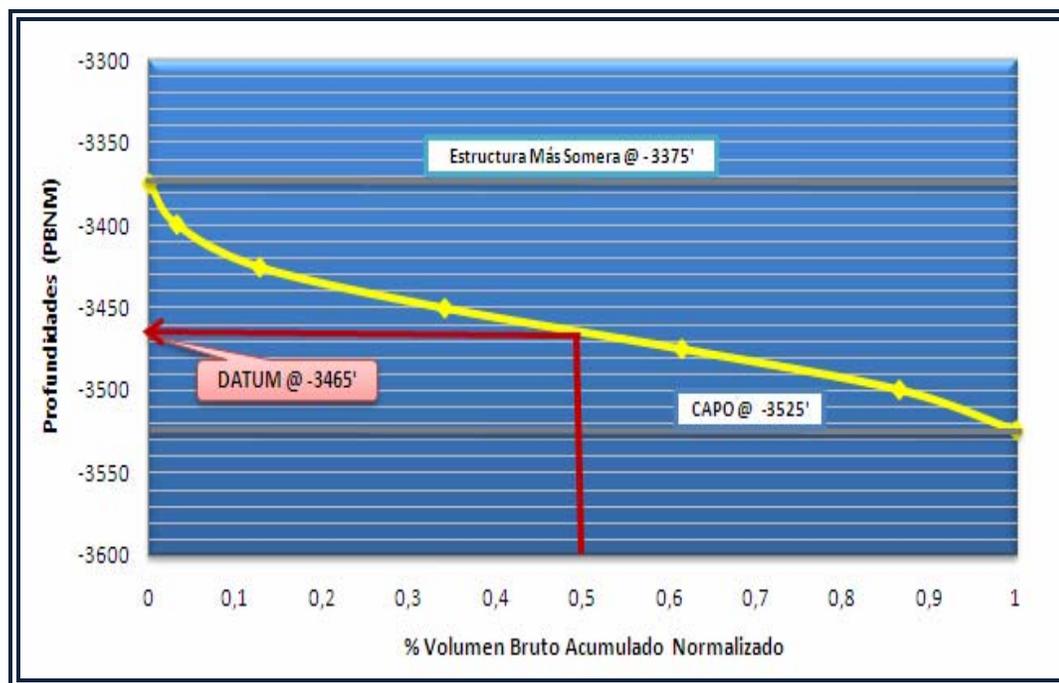


Figura 4.15. Profundidad vs. %Volumen Bruto Acumulado



Se revisaron todas las pruebas de presión estática (BHP) existentes en el yacimiento, las cuales fueron llevadas a la cara de la arena, y luego extrapoladas al Datum de 3465 p.b.n.m utilizando un gradiente de fluido del yacimiento 0,41 lpc/pie (**Obtenido a través de la ecuación 3.10**), los valores de todas las pruebas que fueron extrapoladas se presentan tabulados en el **Apéndice B, Tabla B.3**.

4.2.1.2. Presión Inicial

Se realizó un gráfico de presión en función del tiempo, que permitió hallar la presión inicial del yacimiento ajustando la mejor línea de tendencia, teniéndose una presión inicial de 1586 Lpc mediante la ecuación generada que se muestra en la Figura 4.16, este valor fue corroborado con la correlación de la Total ($P_i = 1565$ Lpc) con una diferencia de 21 Lpc.

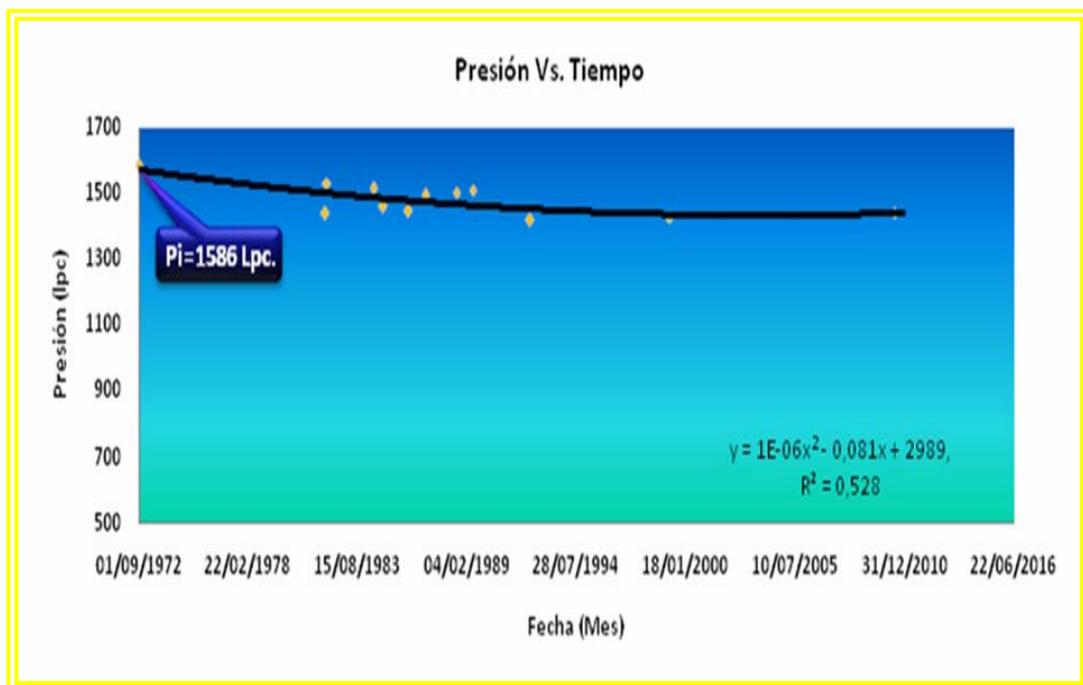


Figura 4.16. Historia de Presión del Yacimiento N1 YS-303.



4.2.1.2.1. Comportamiento de Presión.

Existen dos etapas en la vida del yacimiento, la etapa de agotamiento natural, y la etapa de inyección de gas, estudiar la etapa de agotamiento natural proporcionó una serie de datos importantes como corroborar la presión inicial del yacimiento al graficar las presiones presentada por las pruebas BHP en distintas fechas por los pozos YS-307, YS-303, YS-335 versus el tiempo, siendo el valor de la presión inicial 1586 lpc, y en la segunda etapa que se inició a partir de 1983 (comienzo de la inyección de gas), el yacimiento tiene un historial de presión bastante regular. Del análisis de la curva de presión e inyección se determinó que la inyección no tuvo efecto notable sobre la presión del yacimiento.

4.2.1.3. Temperatura del yacimiento

Para determinar la temperatura del yacimiento se efectuó un análisis de las temperaturas medidas conjuntamente con las pruebas de presiones estáticas (ver Figura 4.17) y mediante la aplicación de la correlación (Ecuación 3.14, Capítulo III).

Como se puede apreciar en la Tabla 4.4, la temperatura derivada de las tomas de presión y la obtenida a través de la correlación presentan una diferencia 3,3 °F. Se consideró como temperatura del yacimiento el valor obtenido de 156,8 °F a través de las cartas de presiones estáticas, por ser valores reales cerca de la arena de interés.

Tabla 4.4. Temperaturas del yacimiento obtenidas por diferentes métodos

MÉTODO	VALOR (°F)
Medidas de Temperatura	154,2
Correlación Total	153,5

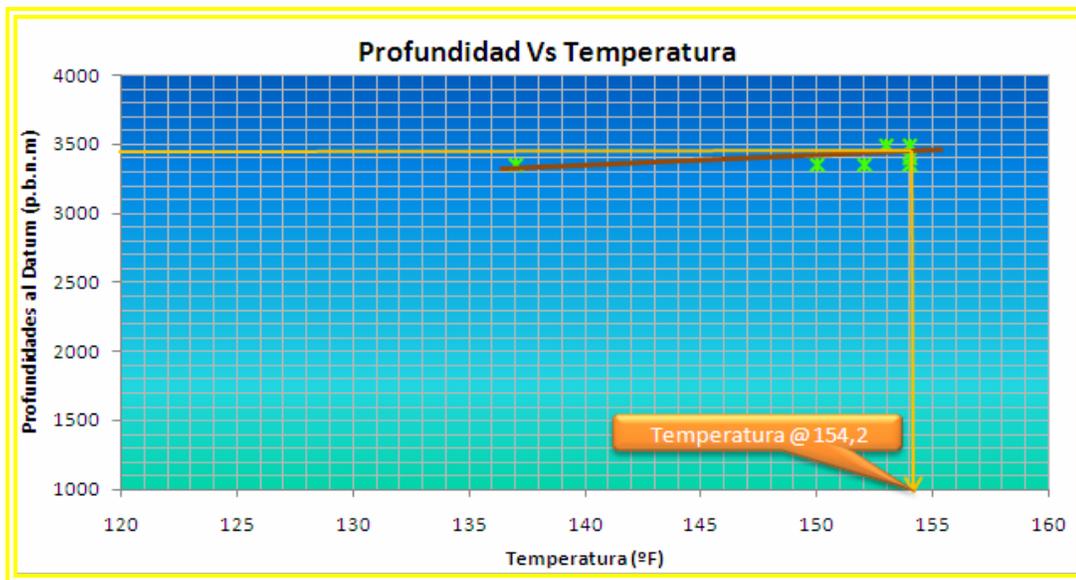


Figura 4.17. Comportamiento de la profundidad (pbnm) Vs temperatura

4.2.1.4. Gravedad API del crudo (°API)

Se evaluó el comportamiento de gravedades °API reportadas en las pruebas de producción de los primeros pozos completados en el yacimiento en base al gráfico de °API versus tiempo y se seleccionó la mejor línea de tendencia, estimándose en 16 °API como valor promedio inicial del yacimiento. (Figura 4.18), estableciendo el crudo del yacimiento como Pesado.

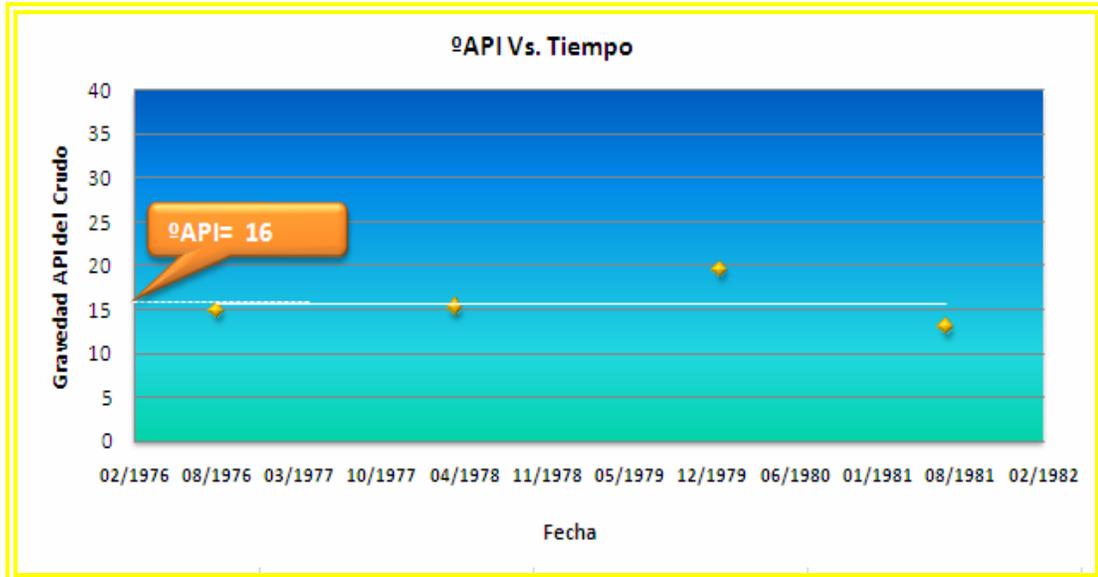


Figura 4.18. Comportamiento de la gravedad API respecto al tiempo

A partir de la $^{\circ}\text{API}$ se obtuvo la gravedad específica del gas, utilizando la Ecuación 3.15, resultando un valor de 0,69.

4.2.1.5. Relación Gas-Petróleo inicial (RGPi)

Para Obtener la relación gas – petróleo inicial, se realizaron las gráficas de Relación Gas-Petróleo con respecto al petróleo acumulado y Tiempo (ver Figura 4.19 y 4.20), donde se obtuvo un $\text{RGPi} = 166 \text{ PCN/BN}$, a través del comportamiento de la RGP al inicio de la producción manteniéndose constante, lo cual es indicativo que el yacimiento estaba inicialmente Subsaturado.

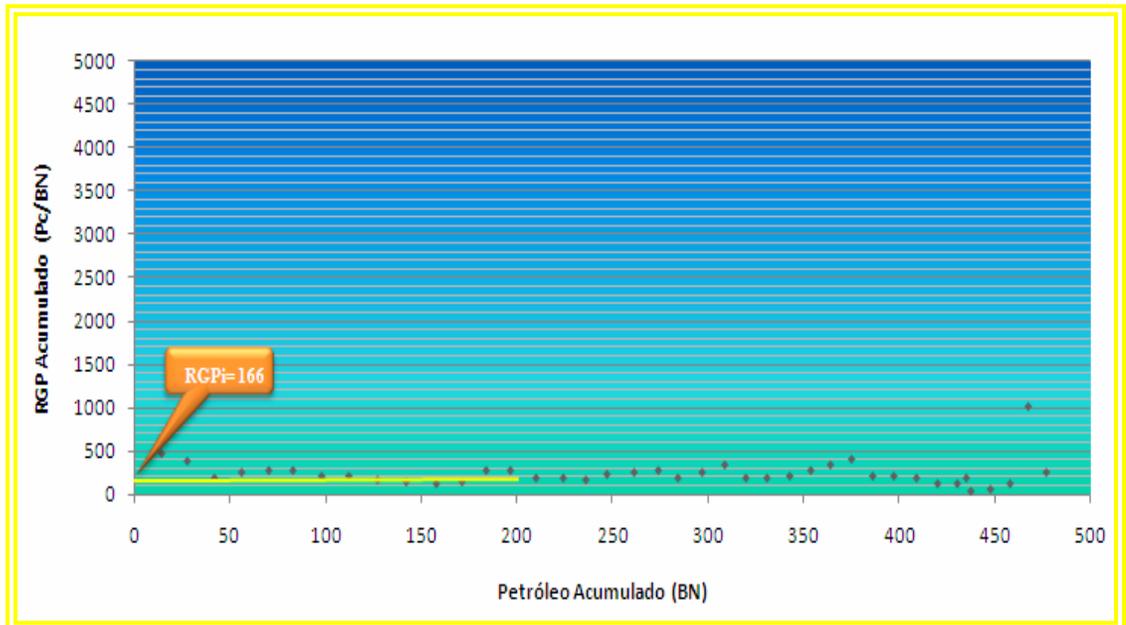


Figura 4.19. Comportamiento de RGP mensual vs producción acumulada de petróleo

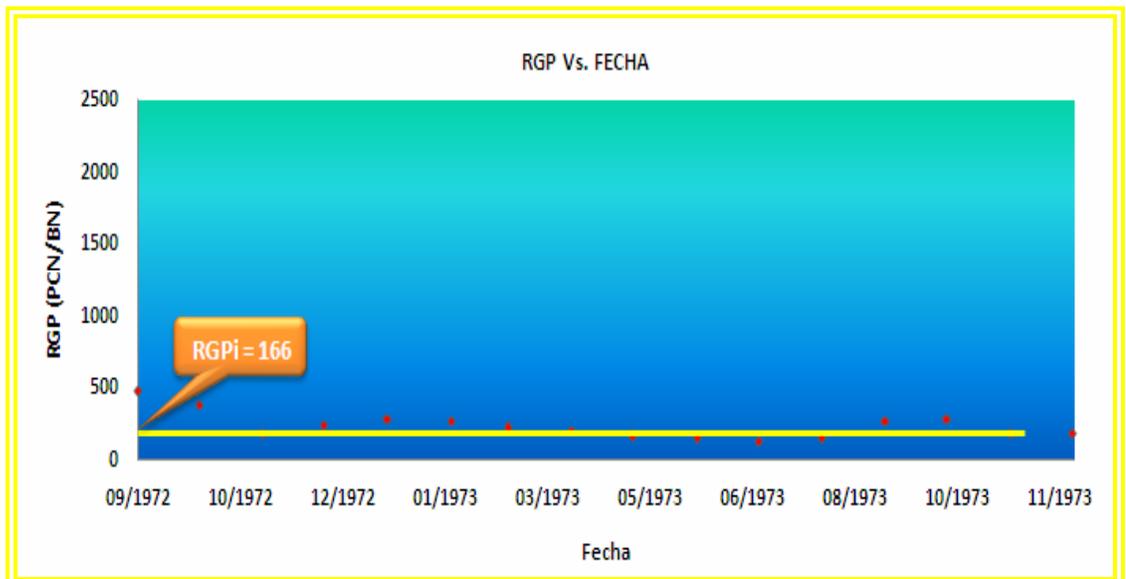


Figura 4.20. Comportamiento de RGP mensual vs Tiempo.



4.2.1.6. Propiedades de los Fluidos

Debido a la carencia de un análisis PVT de laboratorio para el yacimiento YS-303, arena N1, se hizo necesario la generación de estas pruebas mediante un PVT sintético, creado por medio del módulo RaPVT del programa SPIYAC, el cual cuenta con una serie de correlaciones empíricas que permiten la caracterización de los fluidos presentes en el yacimiento, a partir de los datos obtenidos de producción RGPI, °API, Temperatura, Gravedad del gas y Pi.

La Figura 4.21, muestra los resultados arrojados por la herramienta SPIYAC a partir de la presión de burbujeo.

Programa: RAPVT		Características del Fluido del Yacimiento N1 YS 303					SPIYAC	
Presión (Lpca)	Relación Gas-Pet. (PCN/BN)	Factor Volumétrico (BY/BN)	Viscosidad del Petróleo (CPS)	Viscosidad del Gas (CPS)	Factor Volumétrico (BY/PCN)	Factor Compresibilidad Z		
1460	166	1.105	8.134	0.015	0.001794	0.847		
1360	148	1.096	8.739	0.015	0.001941	0.853		
1260	136	1.089	9.298	0.014	0.002113	0.860		
1160	125	1.083	9.920	0.014	0.002317	0.868		
1060	113	1.077	10.618	0.014	0.002561	0.877		
960	101	1.071	11.404	0.014	0.002858	0.887		
860	90	1.065	12.292	0.014	0.003228	0.897		
760	78	1.059	13.302	0.013	0.003697	0.908		
660	67	1.053	14.457	0.013	0.004313	0.920		
560	56	1.047	15.784	0.013	0.005153	0.932		
460	45	1.041	17.318	0.013	0.006363	0.946		
360	34	1.036	19.097	0.013	0.008252	0.960		
260	24	1.030	21.165	0.013	0.011603	0.975		

Comp. Petróleo Inicial: .00000904
 Comp. Agua Inicial: .00000304
 Viscosidad del Agua: .44726283
 Viscosidad Inicial del Pet.: 8.13360229
 Factor Volumétrico Inicial del Pet.: 1.10334705

Figura 4.21. PVT sintético generado por la herramienta SPIYA.



Según los resultados obtenidos, la presión de burbujeo (1460 lpc) se confirma el estado subsaturado (cuando la presión inicial es mayor a la presión de burbujeo). El yacimiento se clasifica entonces, según el estado de los fluidos, como un yacimiento de Petróleo Negro Pesado. Los resultados también señalan un Factor Volumétrico de Petróleo Inicial de 1,103 BY/BN, que se corresponde con el valor teórico que debería presentar el Petróleo Negro ($< 1,5$ BY/BN).

4.2.1.7 Propiedades de la Roca (Curvas de permeabilidades relativas)

Las curvas de permeabilidades relativas para los sistemas agua–petróleo y gas–petróleo, se generaron a partir de las correlaciones de la Total para Crudos del Oriente Venezolano, contenidas en la aplicación RAPERME, programa **SPIYAC**. En el **Apéndice D**, se muestran los resultados obtenidos para cada sistema.

En la Figura 4.22, se muestra la curva de permeabilidad relativa agua–petróleo para el yacimiento, donde se puede apreciar que la máxima permeabilidad relativa al petróleo $K_{row\max}$ es de 0,49 para una saturación de agua inicial S_{wi} de 0,25 y la máxima permeabilidad del agua $K_{w\max}$ es 0,18 correspondiente a una saturación de agua de 0,75, a partir de la cual el petróleo deja de tener movilidad a una saturación petróleo residual S_{orw} de 0,24. Al entrar en la gráfica con una saturación de agua igual a 0,50; la curva que se corta primero corresponde a la curva de permeabilidad relativa al agua, lo cual indica que la roca en el yacimiento N1 YS-303, es mojada preferencialmente por agua (fase mojante) y como consecuencia el petróleo (Fase no mojante) se desplazará por los canales más grandes de la roca, definiendo esto al yacimiento como hidrófilo. Si apreciamos la curva correspondiente al sistema gas–petróleo, Figura 4.23, la K_{rg} comienza a tomar valores a partir de S_g entre 0,010 y 0,03. Para una S_{org} de 0,30 corresponde una permeabilidad relativa máxima $K_{rg\max}$ de 0,31. la permeabilidad relativa al petróleo máxima $K_{rom\max}$ es de 0,55.

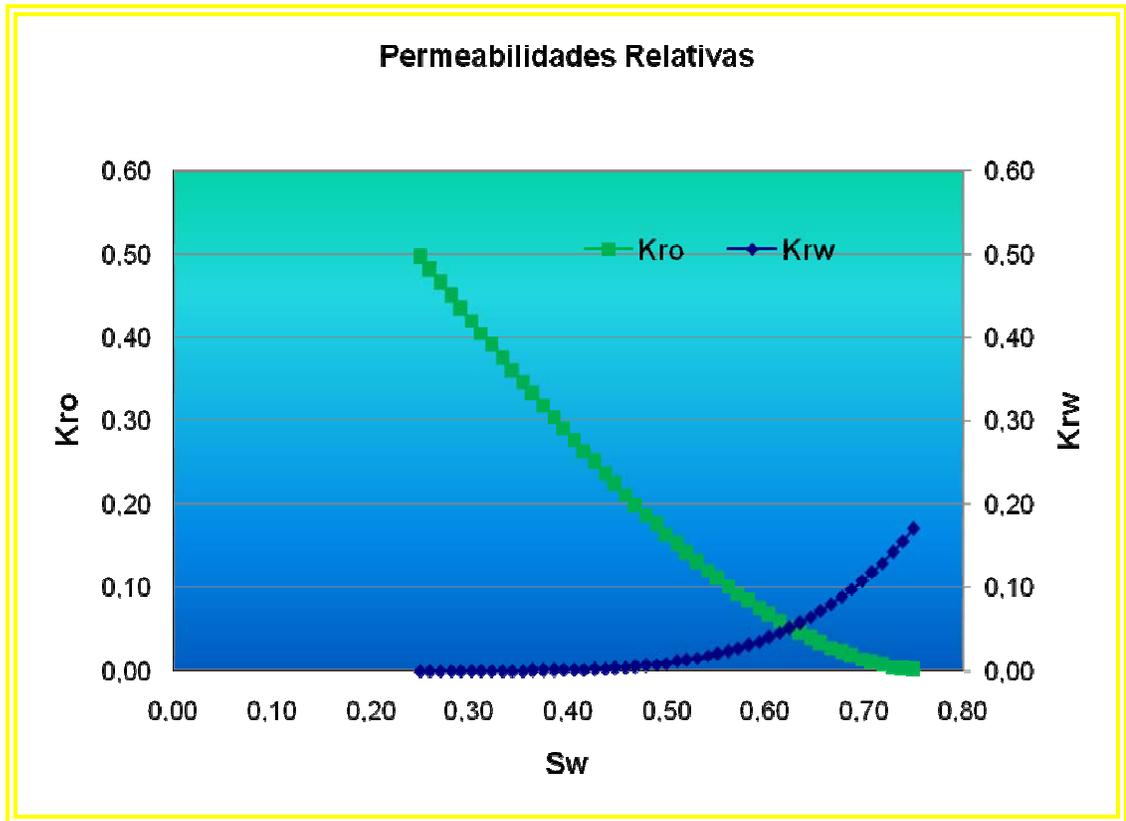


Figura 4.22. Comportamiento de las permeabilidades relativas para el sistema Agua-Petróleo

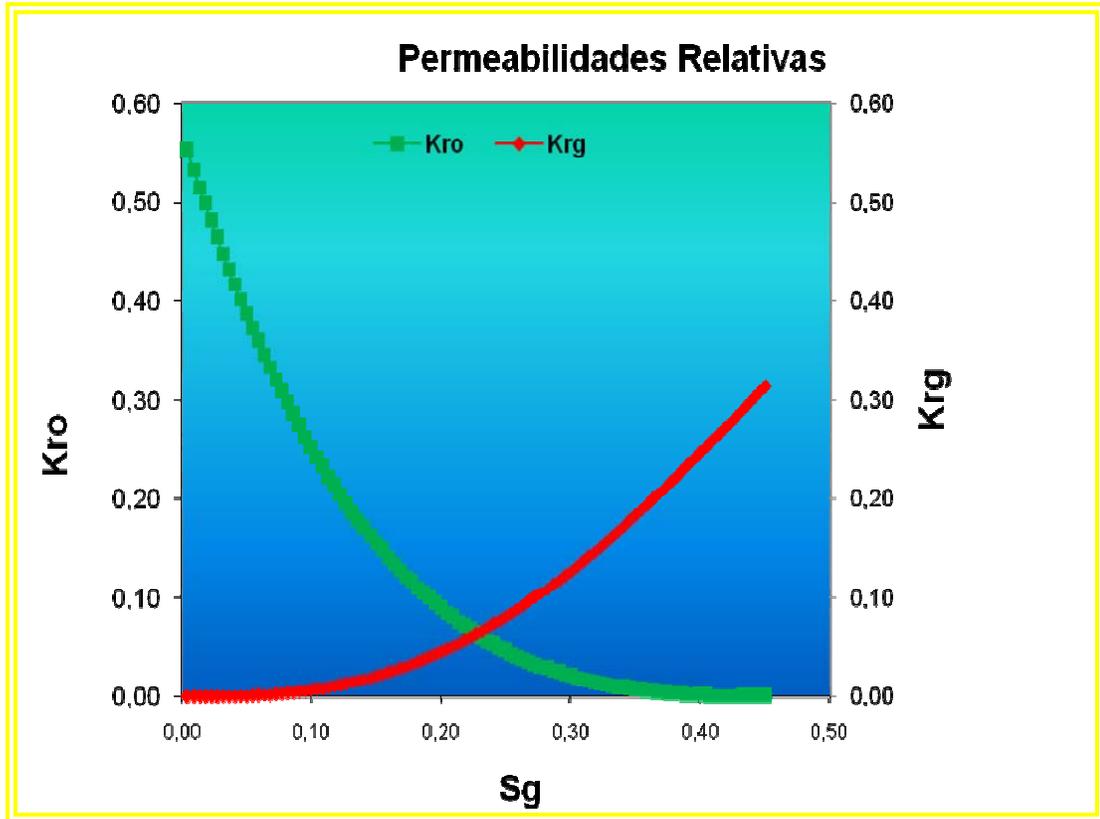


Figura 4.23. Comportamiento de las permeabilidades relativas para el sistema Gas-Petróleo

4.2.2. Análisis de la Historia de Producción.

Una vez que se hizo la recopilación de la historia de producción de agua, gas y petróleo del yacimiento en estudio a partir de las herramientas corporativas OFM y Centinela, esta fue validada mediante gráficos en la hoja de cálculo Excel, para ser comparada con la información obtenidas por ambas herramientas para ver si existían diferencia entre ellas. Se observó que no existían diferencias entre las datas. Este histórico también fue comparado con las producciones por pozo en su prueba de producción encontradas en las carpetas físicas de cada pozo. En la siguiente Figura



4.24 se muestra el gráfico (Pozo YS-303) elaborado para comparar el histórico de producción extraída por las herramientas OFM y Centinela.

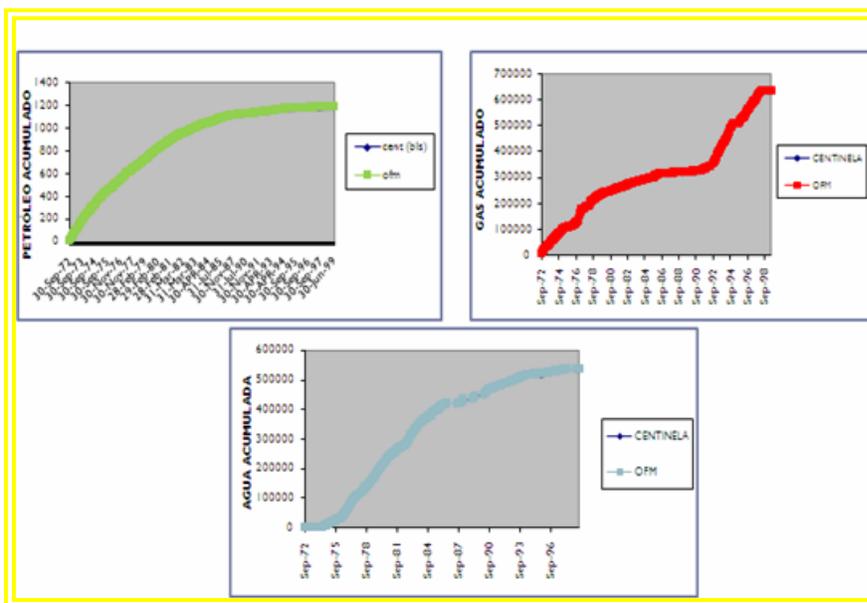


Figura 4.24. Producción de Petróleo, Agua y Gas Acumulado corregida

4.2.2.1. Comportamiento de Producción e Inyección del Yacimiento.

La explotación del yacimiento YS-303 arena N1 (ver Figura 4.25), se inicia con el pozo YS-303. Este pozo fue completado originalmente en la Arena L4, en Abril de 1956, y produjo por flujo natural hasta agosto de 1972, cuando fue abandonada la arena L4, por alto corte de agua, acumulando hasta esa fecha 1.662.960 BN de petróleo y 2.050.197 MPC de gas. En Septiembre de 1972, el pozo fue completado en la arena N1 con empaque con grava y equipo de bombeo mecánico y puesto a producción teniendo una tasa inicial de 499 BN/D. El yacimiento está conformado por un total de 15 pozos, de los cuales 4 están completados como productores de



petróleo (por lo que uno se encuentra abandonado por alto RGP) y uno como inyector de gas (pozo YS-337).

La historia de producción del yacimiento abarca 38 años, durante esta trayectoria el yacimiento presenta varios períodos de cierre por problemas mecánicos de los pozos, presentando un acumulado total hasta Diciembre de 2010 de 2.152 MBN de petróleo, 959.109 BN de agua y 1.845.945 MPCN de gas.

El yacimiento ha estado sometido a dos esquemas de explotación: primero el de agotamiento natural desde su descubrimiento hasta Noviembre de 1.983, fecha en la cual se inició el segundo esquema bajo un proceso de recuperación secundaria por inyección de gas.

La primera etapa de producción del yacimiento (agotamiento natural), como se mencionó anteriormente comienza en Septiembre de 1972 con el primer pozo productor YS-303, ubicado en la parte baja de la estructura, mostrando una producción de forma regular, debido al alto corte de agua que llegó a establecerse a mediados de 1977 en un 35% de AyS, a pesar de esto (alto %AyS) este pozo es uno de los que posee mayor volumen de producción acumulada, seguidamente para Noviembre de 1975 se abre a producción el pozo YS-314, ubicado en la parte más alta del yacimiento, este pozo estuvo produciendo por dos años, dado que comenzó a incrementar la RGP, donde se presume que es producto a una comunicación a nivel de revestidor, ya que anteriormente, en este mismo pozo fueron re completada la arena L1L y L4 como doble inyector, el pozo YS-314 deja de producir hasta Septiembre de 1976 y fue abandonado para Agosto de 1977, posteriormente fueron completados los pozos YS-307 y YS-335 que fueron completados en Diciembre de 1979 y Enero de 1981, respectivamente. Durante esta etapa, el número de pozos abiertos a producción osciló entre 1 y 4 pozos en periodos desiguales de tiempo, logrando una producción acumulada de 1.364 MBN de petróleo, 959.109 BN de



agua, 659.984 MPCN de gas, con una RGP promedio de 484 PCN/BN y un corte de agua de 35 %.

El segundo periodo comenzó en Noviembre de 1983 con el inicio del proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas a través del pozo YS-337, con una tasa de inyección promedio de 1,5 MMPC/D de gas para mantener una presión de 1.437 lpc, el yacimiento estuvo produciendo con un máximo de 3 pozos, en periodos desiguales de tiempo. A partir de este segundo período la tasa de producción de petróleo se mantuvo más o menos constante en el periodo de Noviembre 1983 – Junio 1986 con una tasa promedio de 170 BN/D. Desde Junio de 1997, el proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas deja de estar activo, y el yacimiento se encuentra inactivo desde Noviembre de 1999 hasta Septiembre de 2006 (7 años inactivo) manteniendo una tasa promedio de 61 BN/D durante cuatro meses, cuando es nuevamente cerrado. Los pozos fueron cerrados, debido a las altas relaciones agua - petróleo (YS-303, YS-307) y abandonado por alto RGP (YS-314).

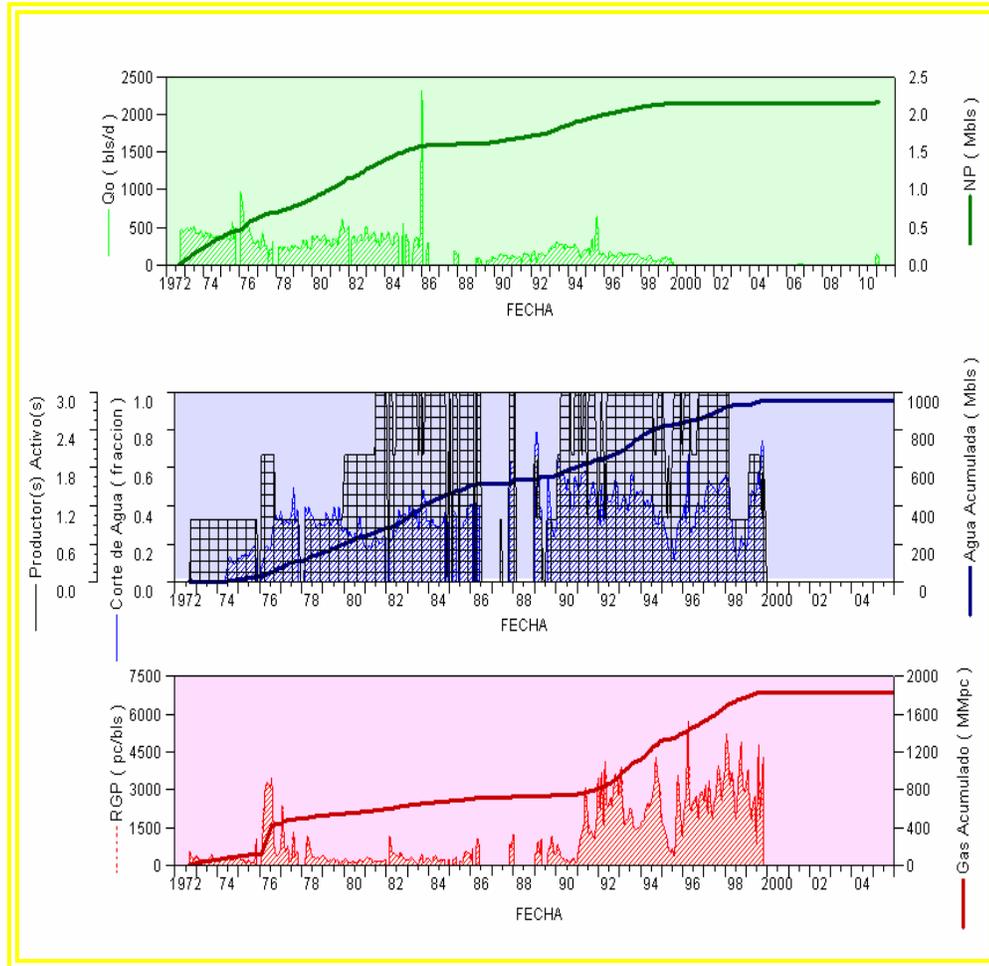


Figura 4.25. Comportamiento de Producción del Yacimiento N1 YS-303

Por otra parte, a mediados de 1985 la tasa de petróleo empezó a disminuir y el corte de agua empezó a aumentar, por este motivo se analizó la historia de aquellos pozos que estuvieron produciendo a partir de 1985, para verificar la procedencia de volúmenes indeseados de agua.



4.2.2.2. Diagnóstico de la producción de agua

Los pozos que llegaron a presentar altos cortes de agua son: pozo YS-303 y el pozo YS-307. La técnica utilizada para la determinación de los volúmenes de agua en los pozos se denomina Curvas de Chan, que consiste en la representación gráfica de la relación de agua-petróleo (RAP) y de su derivada (RAP') en función de los días de producción acumulados, que mediante a la construcción de gráficos se logra observar si la producción de agua es consecuencia de conificación, comunicación, canalización (adedamiento) o barrido normal de un frente.

En la figura 4.26 se puede observar, que el pozo YS-303 muestra una tendencia que representa un barrido normal, y se corrobora de que el pozo fue cerrado por alto corte de agua.

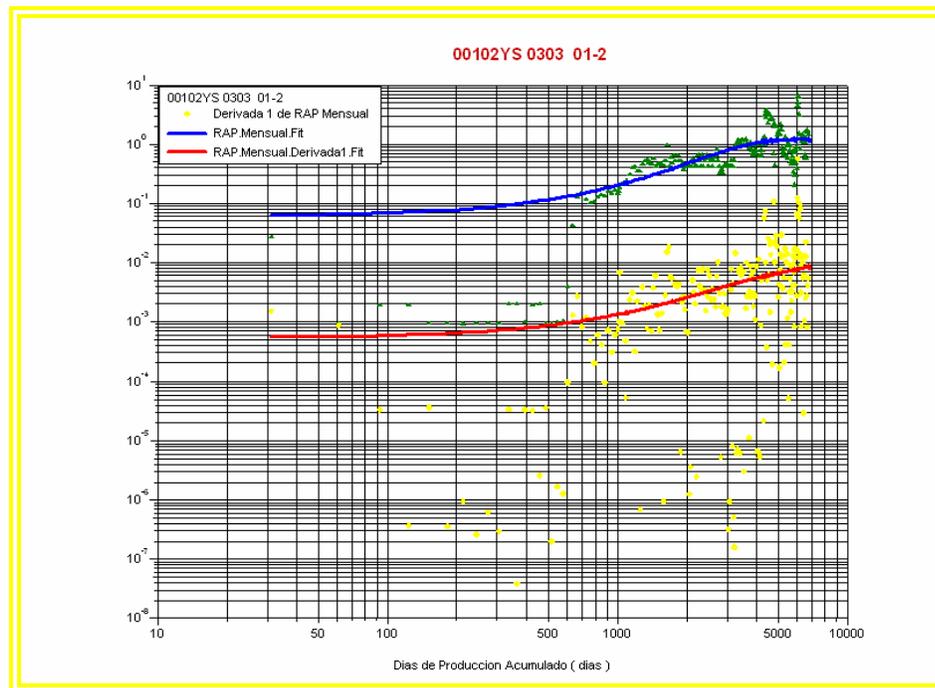


Figura 4.26. Curvas de diagnóstico de Agua de Chan, para la arena N1 Yacimiento YS-303 en el Pozo YS-303



En la Figura 4.27, el pozo YS-307 se encuentra a -3469', cercano al CAPO (-3525'); muestra un comportamiento a un desplazamiento normal, siendo cerrado por alto corte de agua.

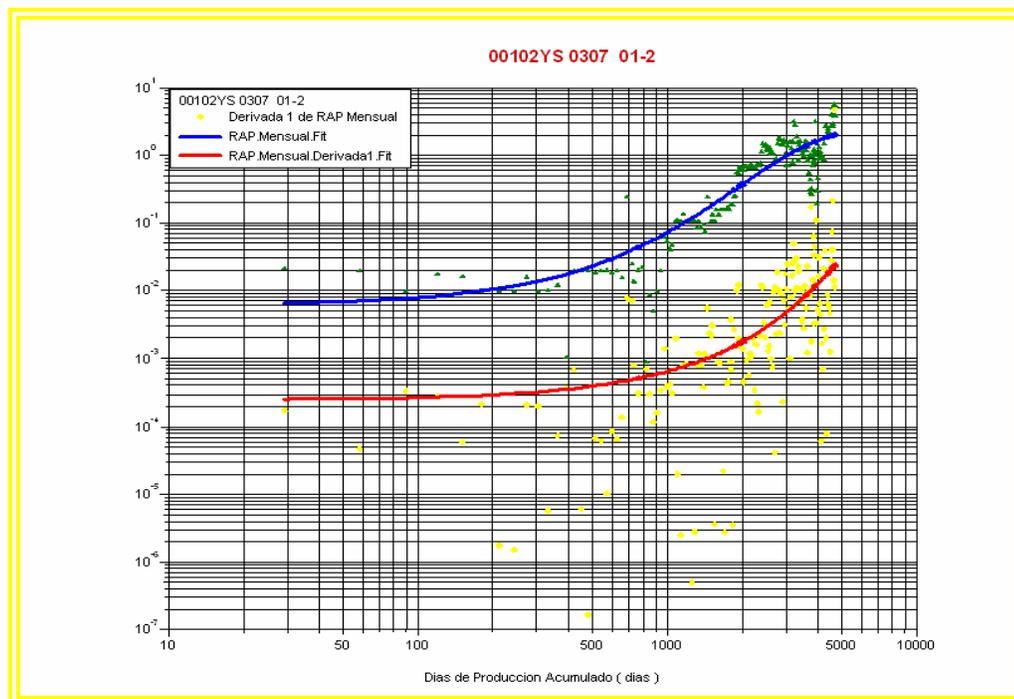


Figura 4.27. Curvas de diagnóstico de Agua de Chan, para la arena N1 Yacimiento YS-303 en el Pozo YS-307

Luego, se graficaron los parámetros de fluidos producidos en función de la producción de petróleo acumulada con el fin de visualizar en que momento de la vida productiva de los pozos, comienza a manifestarse la presencia de producción de agua, es decir, permite determinar si la producción de agua del pozo es prematura o no. Cuando un pozo produce con poca cantidad de agua (comportamiento ideal), la línea describe una recta que forma 45° con ambos ejes. A medida que la producción de



agua aumenta, la línea comienza a separarse de la que proyecta la línea de tendencia lineal.

En la Figura 4.28, se puede observar que el frente de agua comenzó a alcanzar el pozo YS-303 cuando había acumulado 308 MBLS de petróleo, por encontrarse buzamiento abajo del yacimiento y cercano al CAPO, y el agua se comienza a manifestarse masivamente en el pozo en su vida productiva, cuando las líneas se separan completamente, igualmente sucede en el pozo YS-307 (ver figura 4.24), el agua irrumpe el pozo cuando ha acumulado 172MBLS de petróleo.

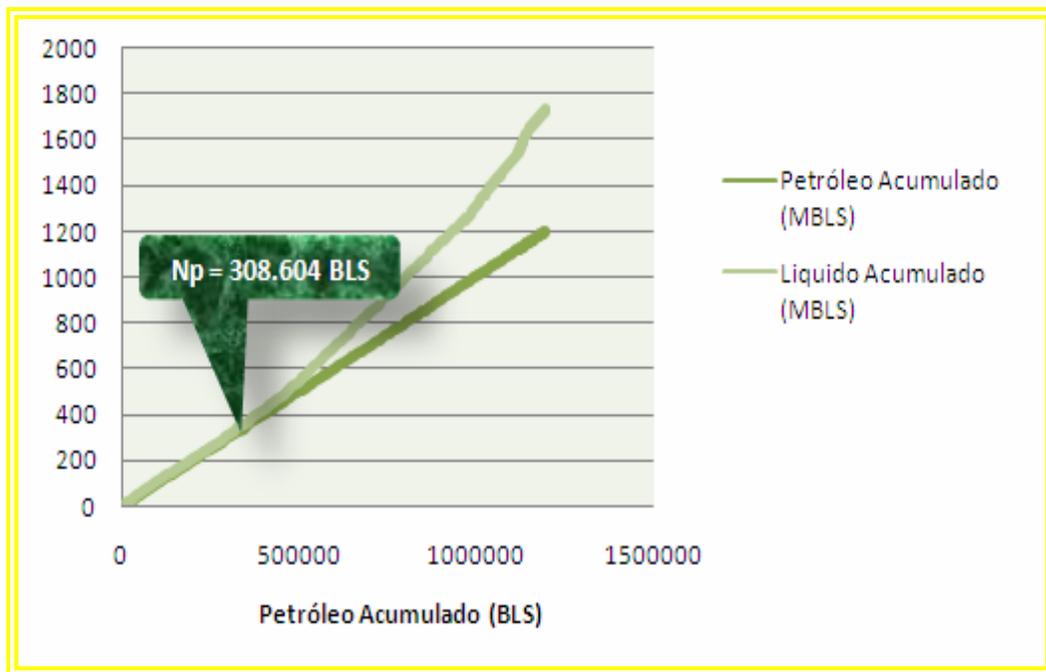


Figura 4.28. Gráfico del Comportamiento de Petróleo + Agua acumulada Vs. Petróleo Aculado del Pozo YS-303

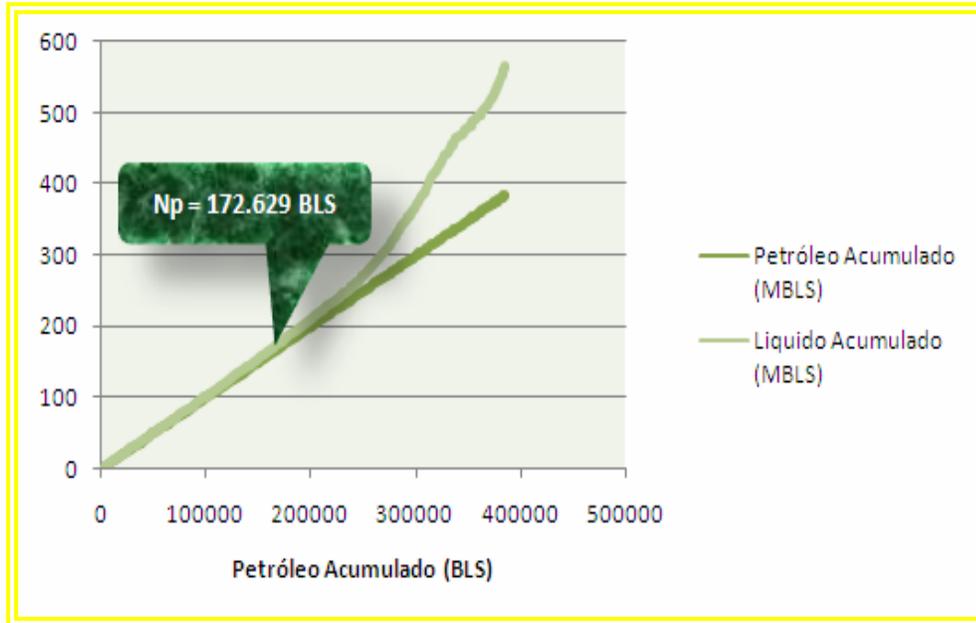


Figura 4.29. Gráfico del Comportamiento de Petróleo + Agua acumulada Vs. Petróleo Aculado del Pozo YS-307.

Para el yacimiento, tal como se muestra en la Figura 4.30 se observa claramente que el frente de agua comienza a manifestarse después que ha producido 598 MBN de petróleo.

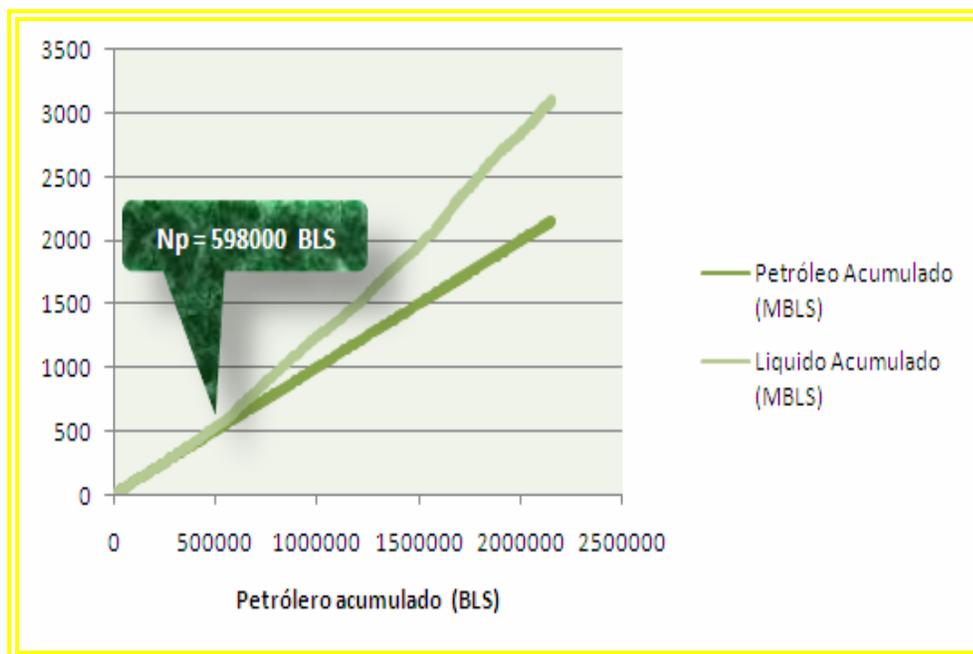


Figura 4.30. Avance del Acuífero.

Para visualizar mejor el comportamiento de producción de cada pozo productor, se realizaron graficas de producción con los acumulados de petróleo, gas y agua. En la **figura 4.31**, se puede observar como los pozos YS-303, YS-314 y YS-307 y YS-335 presentan los mayores acumulados, debido a que están ubicados en las zonas con mejores propiedades petrofísicas.

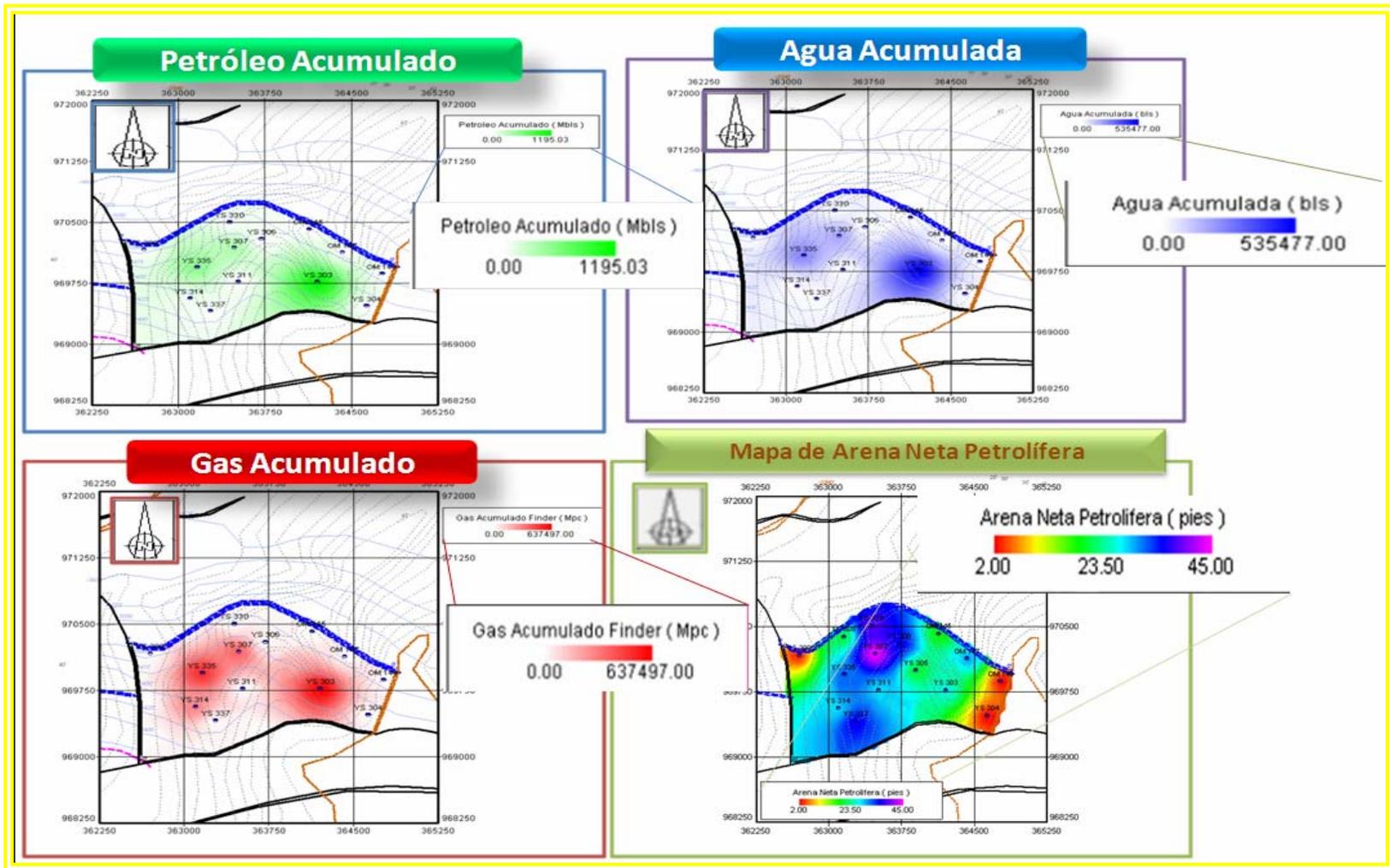


Figura 4.31. Grafico de la Producción Acumulada de Petr6leo, Gas y Agua y Mapa de Arena Neta Petrol6fera.



A continuación en la siguiente figura 4.32. se muestra el Índice de Heterogeneidad del Agua y Petróleo del yacimiento, donde se observan, los pozos que presentaron altas tasas de agua y bajo en petróleo, altas tasa de petróleo y bajas de agua, bajas tasas de petróleo y bajas de aguas, dependiendo de la ubicación del pozo, ya que la heterogeneidad esta en función del espacio, y las propiedades cambian conforme a este (espacio).

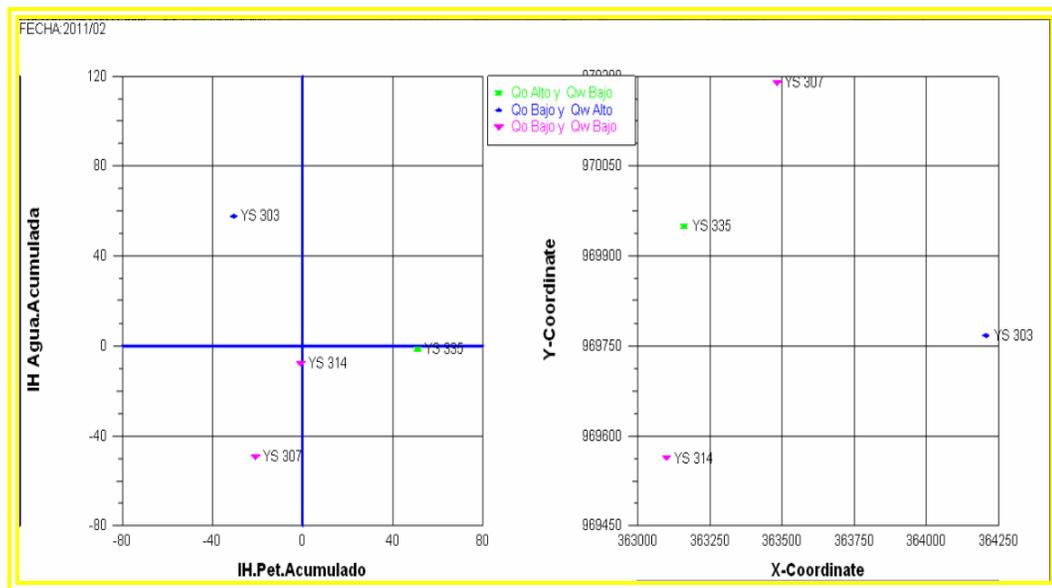


Figura 4.32. Índice de Heterogeneidad del Yacimiento

4.2.3. Análisis de la Inyección de Gas

El proyecto de inyección de gas se propuso con el fin de mantener la presión del yacimiento a un nivel de 1.437 lpc, bajo un régimen de inyección de 1,5 MMPCN/D a través del pozo YS-337, y mejorar los índices de recobro.

El pozo seleccionado como inyector de gas se encuentra ubicado al Sur del yacimiento, cercano a la falla principal y en la parte más alta de la estructura.



La inyección de gas en el yacimiento se inició en Noviembre de 1.983, lográndose inyectar un total de 3545393 MPCN hasta Junio de 1997. A partir de 1988 la tasa de inyección disminuyó presentando irregularidades por encima y por debajo de lo requerido, hasta el punto de dejar inactivo el proyecto de inyección desde Junio de 1997 hasta la fecha, a todo esto se le suma, los cierres que ha tenido el yacimiento y problemas que ha tenido el pozo inyector, como también por problemas de deficiencia del manejo de volumen de gas en el área. Hasta septiembre de 1984, el comportamiento del yacimiento se mostró bastante estable, sin embargo a finales de este año el mismo fue cerrado, debido a condiciones de mercado. La Figura 4.33 muestra el comportamiento de la inyección de gas.

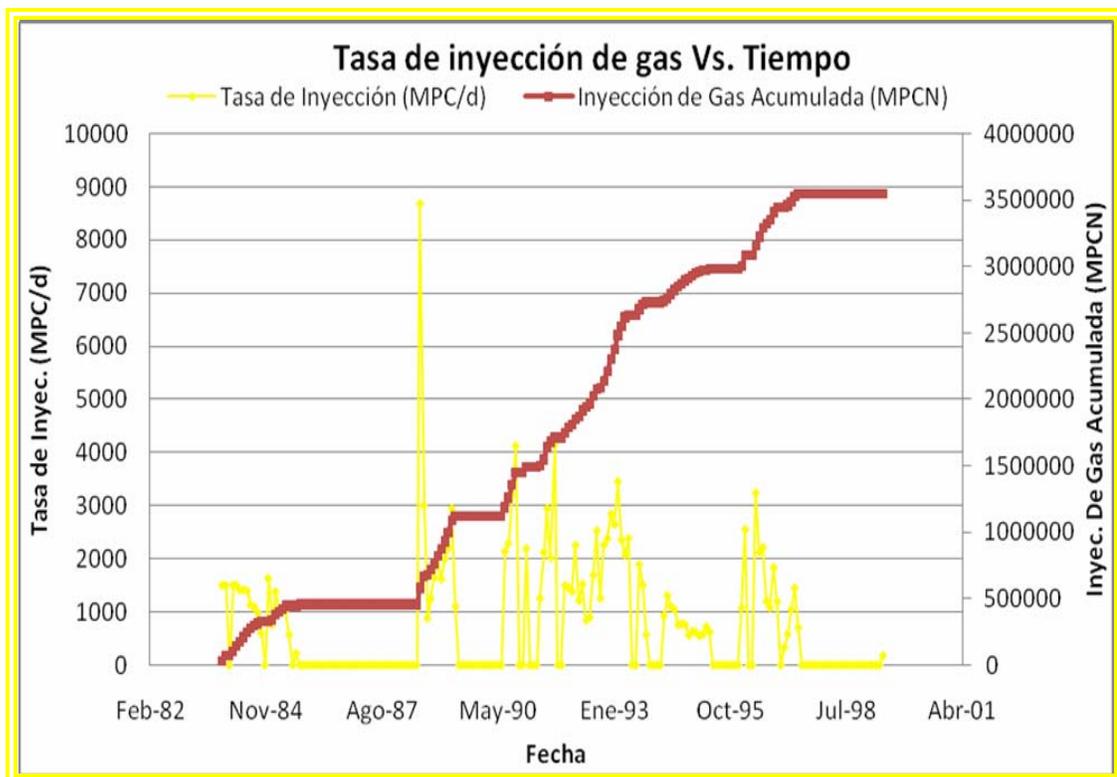


Figura 4.33. Historia de Inyección de Gas.



A partir de septiembre de 1985 se suspendió la inyección gas y el yacimiento continua en producción hasta Junio de 1986 cuando es cerrado. Después de lo cual el mismo es abierto y cerrado de forma irregular, la inyección se reinicia a finales de 1988 hasta Junio de 1989, y durante este periodo estuvo cerrado por más de nueve, meses. Para Junio de 1990, se realizó una estimulación química para eliminar el daño a la formación causado por el fluido inyectado (obstrucción en las perforaciones y restricción al flujo de fluidos) y restablecer la inyección. Con el tratamiento se esperaba obtener una inyección 3.000 MPCN/D.

4.2.3.1. Evaluación del efecto de la Inyección de Gas

4.2.3.1.1. Factor de Reemplazo

El volumen de gas inyectado en el yacimiento cargado en el programa es aproximadamente 3,5 MMMPCN (Figura 4.33).

Se calculó el factor de reemplazo con los datos suministrados por el simulador, al analizar el comportamiento del factor de reemplazo para la historia de inyección, se comprobó que los volúmenes inyectados son mayores a los necesarios para el cotejo del comportamiento de presión del yacimiento. Los valores de factor de reemplazo se encuentran por encima de la unidad, por lo que los volúmenes de inyección oficiales no cumplieron con el patrón de presiones establecidos en el comportamiento real, lo que indica que los volúmenes inyectados son mayores a los volúmenes producidos y por lo tanto la presión siempre debería aumentar, por lo que se debe corregir el volumen de gas inyectado. Se realizaron varias corridas en el simulador hasta que cotejara los valores y así luego corregir el volumen de gas inyectado restando aproximadamente 40% del gas oficial, tomando en cuenta el efecto de mediciones con instrumentos de poca precisión y recirculación de gas inyectado, el gas inyectado corregido es 33,4 MMMPCN (Figura 4.34).

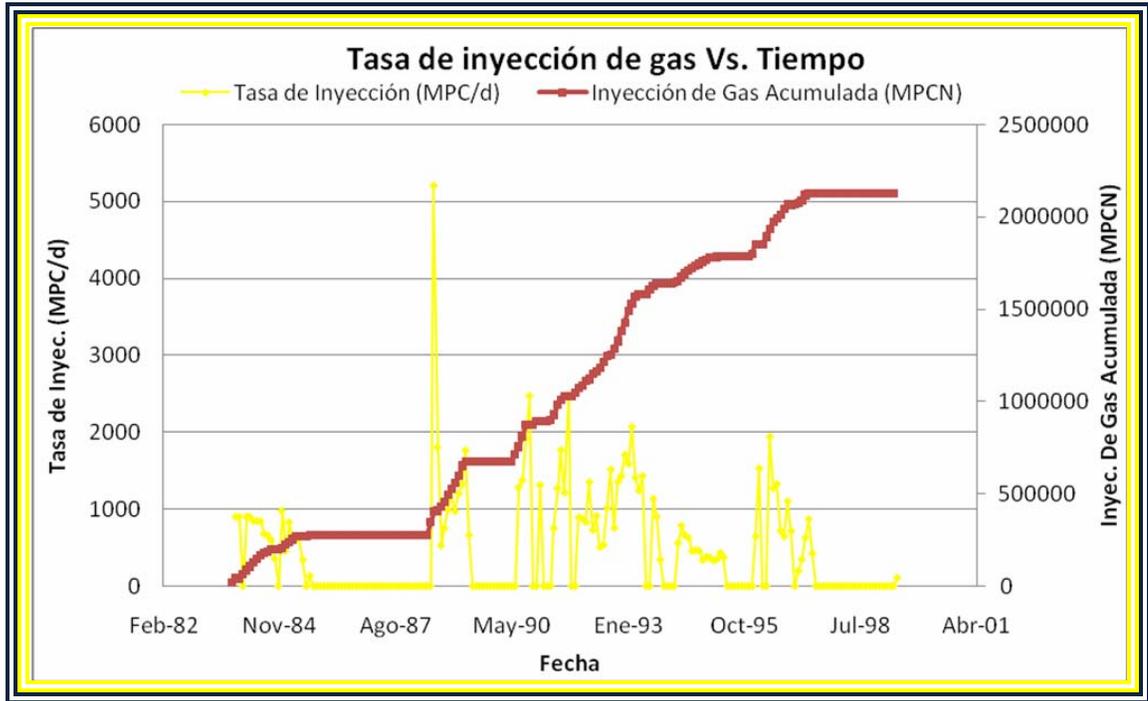


Figura 4.34. Tasa de Inyección de Gas ajustada.

Con la tasa de gas inyectado ajustada se calculó nuevamente el factor de reemplazo, (Figura 4.35).

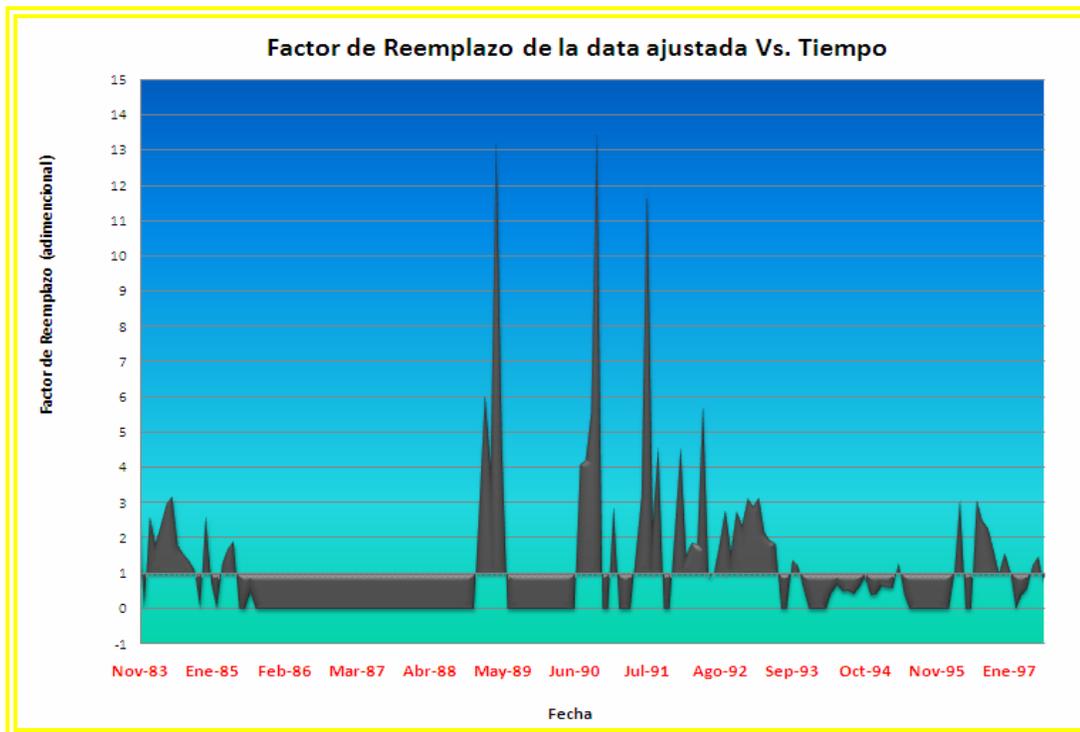


Figura 4.35. Factor de reemplazo de la data ajustada vs tiempo.

4.2.3.1.1. Flujo Fraccional y Razón de Movilidad

Para elaborar las curva de flujo fraccional se usaron los valores de las permeabilidades relativas y las saturaciones de cada sistema (agua-petróleo y gas petróleo), obtenidas mediante el programa SPIYAC, y las propiedades de viscosidad de petróleo, gas y agua, fueron tomadas del PVT Sintético a la presión de 1.490 lpc, la cual corresponde al momento más estable logrado durante la inyección.

La figura 4.36 muestra el comportamiento de la curva de flujo fraccional del gas para el yacimiento en estudio, donde se tiene que en el frente de gas la saturación de gas (S_{gf}) corresponde a 6 % para una fracción de este fluido, f_g de 0,66 y la saturación de gas promedio (S_{gp}) en la zona subordinada o invadida es de 8 %; como puede observarse en la gráfica la extensa diferencia que existe con la $S_{g\text{máx}}$ de un



55%, indica que el desplazamiento es ineficiente y que se queda una cantidad apreciable de petróleo remanente.

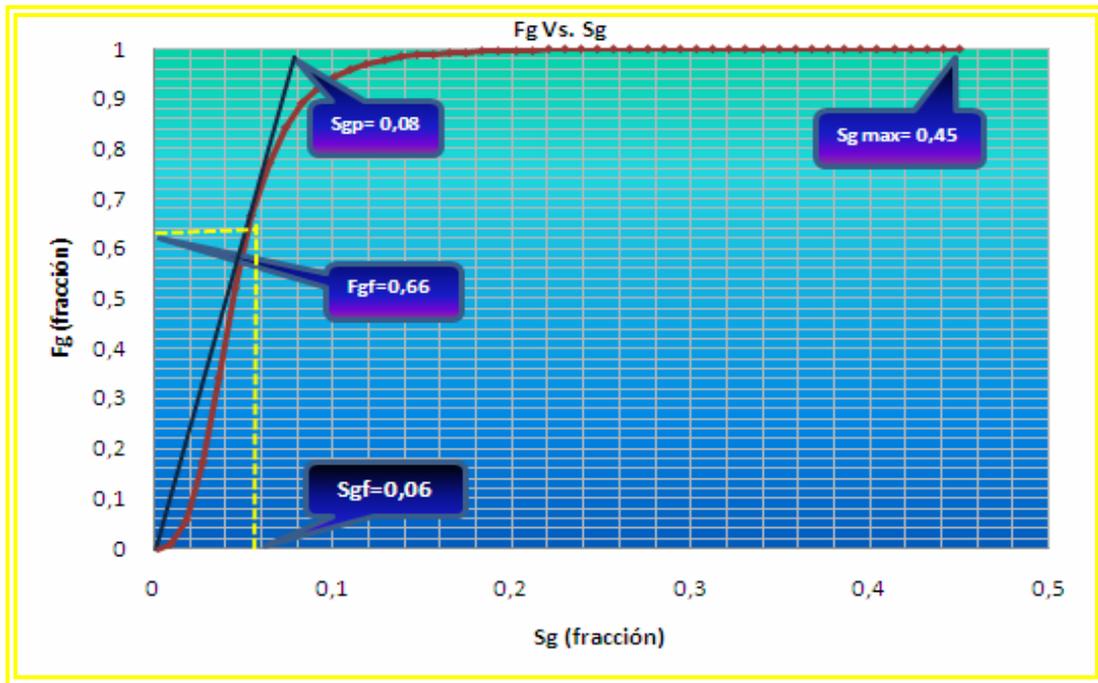


Figura. 4.36. Curva de flujo fraccional para el desplazamiento Gas-Petróleo

El parámetro fundamental que define el tipo de desplazamiento es la razón de movilidad (M), ya que ésta representa la velocidad máxima de la fase desplazante (agua o gas) entre la velocidad máxima de la fase desplazada (petróleo), Ecuación 4.39, Capítulo IV, lo más conveniente es que la razón de movilidades sea $M < 1$, de esta forma el flujo sería estable, es decir tipo pistón, sin embargo, el desplazamiento tipo pistón con fuga se ajusta mejor al comportamiento real del yacimiento.



Para evaluar la movilidad del gas respecto al petróleo, se utilizó la saturación de gas promedio (S_{gp}) de 8 % en la fase subordinada para obtener un valor de K_{rg} de 0,0038 y S_g de 3,6 % para un valor de K_{rog} de 0,29.

Con estos valores y los de viscosidad de los fluidos (μ_o : 9,41 Cps y μ_g : 0,015 Cps), se obtuvo un valor razón de movilidad del gas de 8,22 y eficiencia de desplazamiento de 0,093. Considerándose estos valores como desfavorable, ya que la razón de movilidad es mayor que la unidad y mientras mayor sea esta (M_d), menor es la eficiencia de desplazamiento (E_d), señalando que el gas tiende a canalizarse rápidamente a través del petróleo, hacia los pozos productores.

4.3. Determinación del Petróleo Original en Sitio (POES) por el Método Volumétrico y Balance de Materiales.

El Petróleo Original en Sitio fue determinado por el método volumétrico y junto con los demás parámetros estáticos fueron validados mediante el análisis del comportamiento dinámico y corroborado por balance de materiales a través de la aplicación MBAL.

4.3.1. Calculo del Petróleo Original en Sitio (POES) por el Método Volumétrico

Para la determinación del Petróleo Original en Sitio, se utilizó el método volumétrico, mediante la Ecuación 3.26 (Capítulo III). Usando como dato base el volumen bruto del yacimiento de 18.579,82 Acre-Pies obtenido por medio del mapa de Isópaco-Estructural, una porosidad (ϕ) de 28 %, saturación de agua inicial (S_{wi}) de 25 %, determinados por la petrofísica y por último un factor volumétrico del petróleo (B_{oi}) inicial de 1,105 BY/BN resultado del PVT sintético, parámetro que es muy influyente en la ecuación volumétrica.



El nuevo valor del POES estimado en este estudio es de 27.393.548,55 BN, valor que representa una disminución de 15% con respecto al valor reportado oficialmente (32.107.927BN) y un nuevo valor de GOES estimado 4.547.328.968 PCN, el cual representa una disminución de 17,5% del valor oficial (5.513MMPCN). Esta diferencia es producto de las modificaciones realizadas al mapa isópaco-estructural, la cual indica un aumento del área y una disminución en el volumen, como consecuencia de la revisión del modelo estático.

4.3.2. Balance de Materiales

Para el cálculo de balance de materiales se utilizó como herramienta el programa **MBAL**. Estos cálculos de balance de materiales fueron orientados a validar el Petróleo Original en Sitio determinado por el método volumétrico, cotejar el comportamiento de producción/inyección y presión, identificar los diferentes mecanismos de empuje que están actuando en el yacimiento y caracterizar el acuífero asociado al mismo (en caso de que exista).

La EBM puede ser utilizada para el análisis del comportamiento histórico del yacimiento, por medio de la reconstrucción de la historia de presión promedio del yacimiento, correspondiente al comportamiento de producción y un POES definido (Método analítico) también puede ser interpretado por una línea recta, con el fin de calcular el petróleo original en sitio (POES), representando gráficamente las variables del balance de materiales, cuya pendiente o intercepto en el eje de las abscisas (Y) será un valor satisfactorio de POES (Método gráfico). Estos dos métodos son analizados paralelamente en este estudio



Para ejecutar el programa MBAL, se procedió a utilizar como datos de entrada la información básica del yacimiento: datos de permeabilidad relativas (obtenidos por el programa SPIYAC), historial de producción/inyección y presión, datos de PVT, con fines de realizar el cotejo de la presión real y la simulada Vs. Tiempo, generada mediante el módulo Run Simulation del programa MBAL (ver figura 4.37), en el cual la línea azul representa el comportamiento de la historia de presión suministrada al modelo, y la línea amarilla representa el valor generado por el simulador, notándose que ambos comportamientos representan el valor generado por el simulador y que el comportamiento coteja muy bien, lo que infiere que los resultados obtenidos son bastante aceptables.

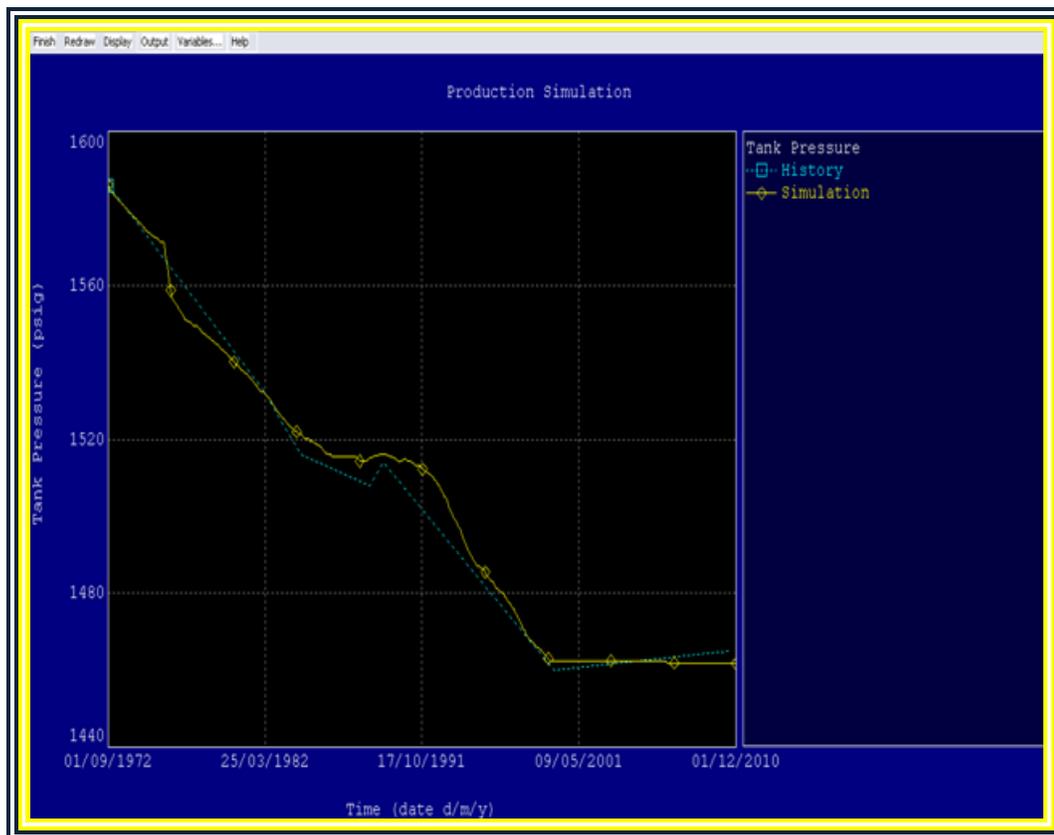


Fig. 4.37. Gráfico correspondiente a la corrida de la simulación por el programa MBAL, del Yacimiento YS-303, Arena N1.



Es importante mencionar que para efectuar el cotejo observado en la figura 4.37, fue necesario ajustar la historia de inyección de gas, lográndose un cotejo aceptable al considerar una reducción del 40% de la tasa de gas inyectada al yacimiento N1 YS-303, como argumento la incertidumbre de este parámetro, ya que normalmente los volúmenes de gas inyectado no siempre son reportados en forma correcta.

Posteriormente se procedió a escoger el método gráfico a utilizar para validar el POES calculado por el método volumétrico, obteniéndose un mejor cotejo con el método F-We Vs. Et. En la Figura 4.38, se observa el método F- We Vs. Et, que arrojo un POES igual a 27,409 MMBN, siendo este, el mejor método grafico que refleja mejor cotejo debido a la linealidad de sus puntos.

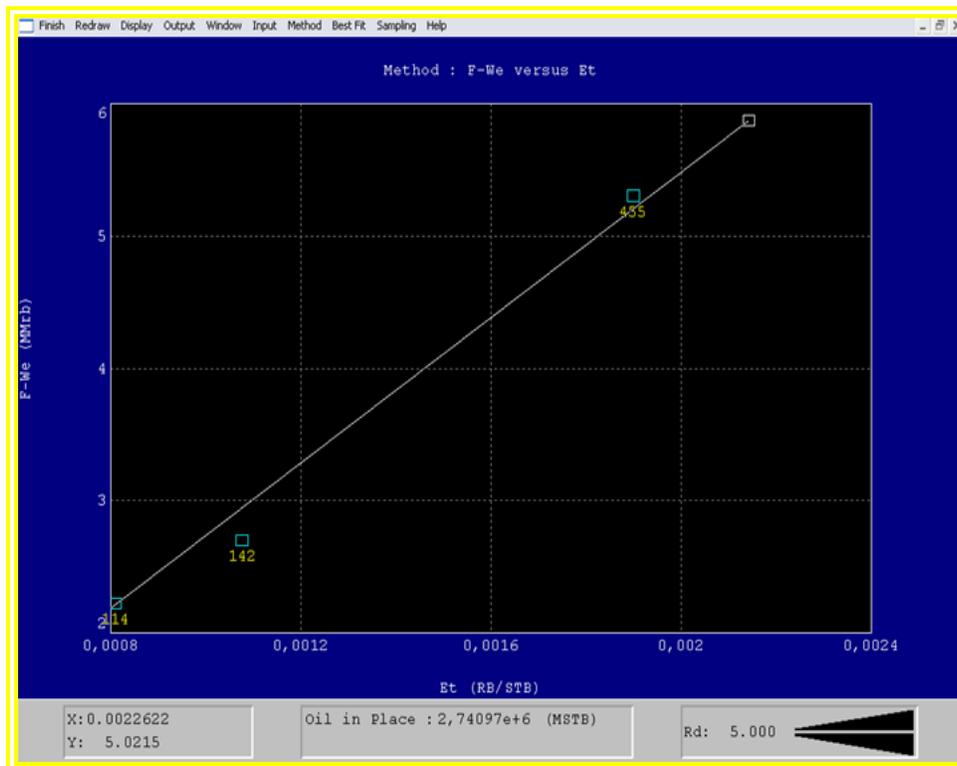


Figura 4.38. Método gráfico para la determinación del POES.



Mediante la regresión lineal del método analítico se logró determinar un POES de 27,28 MMBN, teniendo un mejor ajuste con el modelo de acuífero Smal Pot con una desviación estándar (ver figuras 4.39 y 4.40)

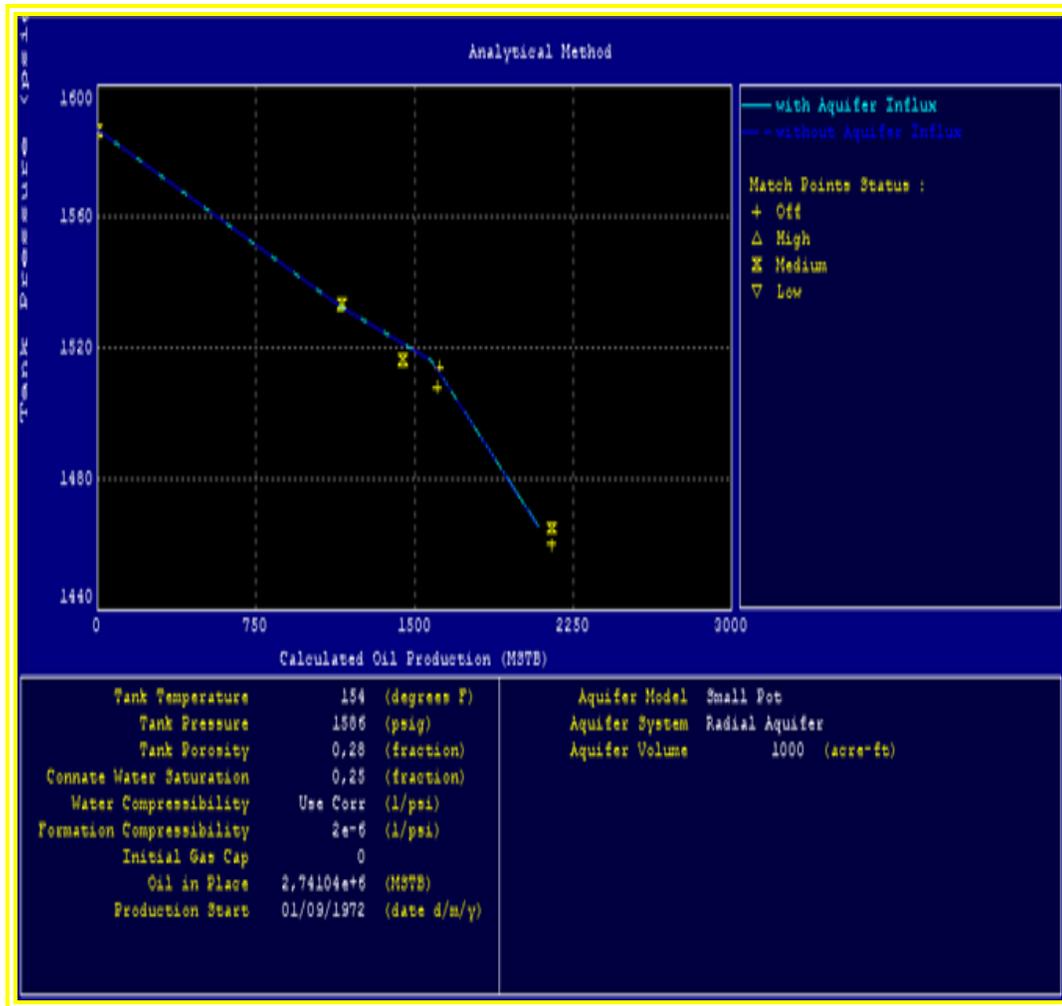


Figura 4.39. Gráfico del comportamiento de presión vs petróleo acumulado



Parameter	Start	Best Fit	Unit
<input checked="" type="checkbox"/> Oil in Place	2,74104e+6	2,7288e+6	MSTB
<input checked="" type="checkbox"/> Aquifer Volume	1000	600	acre-ft
<input checked="" type="checkbox"/> Porosity	0,28	0,276491	fraction
<input type="checkbox"/> Formation Compressibility	2e-6		1/psi

Iteration No: Standard Deviation:

Figura 4.40. Regresión no lineal sobre la determinación del POES dinámico por el método analítico, del Yacimiento YS-303, Arena N1

Para el yacimiento YS-303, Arena N1, el principal mecanismo de producción resultó ser la expansión de los fluidos (azul claro) con una contribución de **63 %**, seguido de la compresibilidad de los fluidos (azul oscuro) con una contribución de **32%**, en menor escala la inyección de gas con una contribución de 3% (verde), y finalmente con una muy pequeña participación el influjo de agua (rojo). La figura 4.41 , ilustra el comportamiento de los mecanismos de producción en forma gráfica.

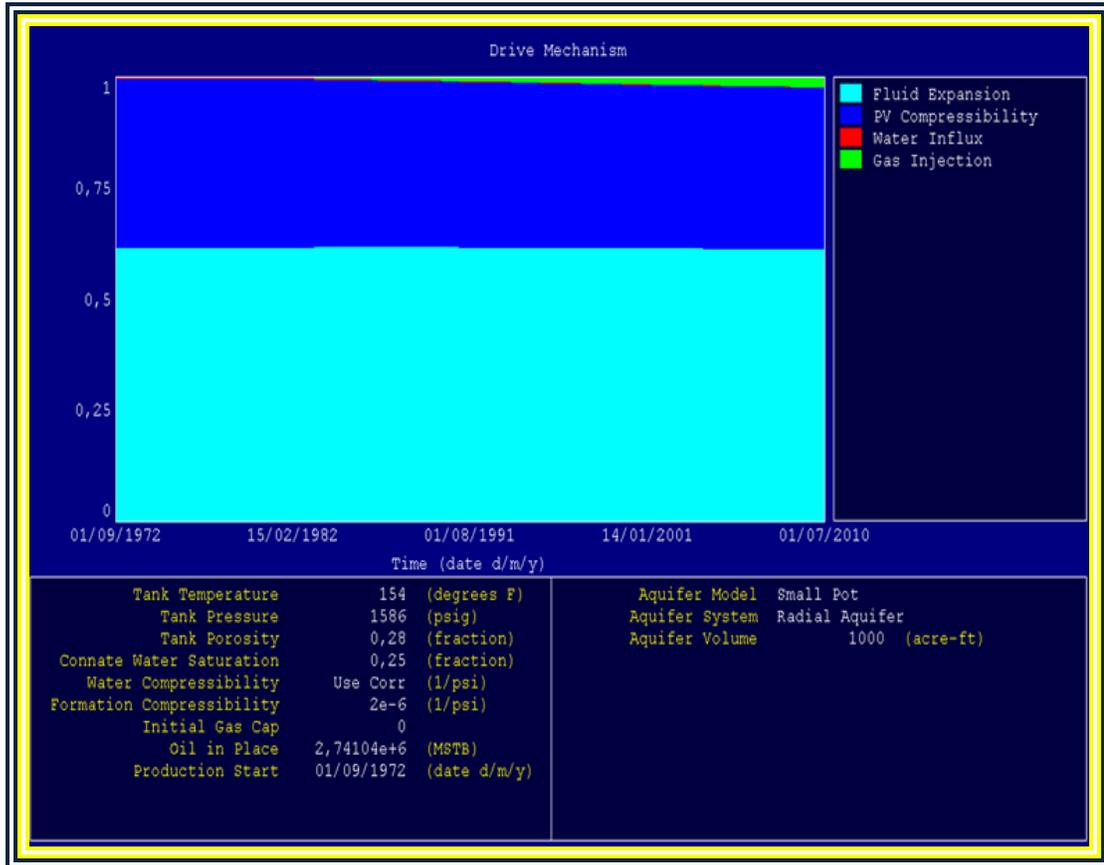


Figura 4.41. Mecanismos de producción para el Yacimiento YS-303, Arena N1.

4.4. Estimación de las Reservas del Yacimiento por Balance de Materiales y Declinación de Producción

4.4.1. Estimación de las Reservas por Balance de Materiales (MBAL)

Para estimar las reservas primarias, secundarias y totales a través de la herramienta MBAL se empleó el módulo de predicciones.



4.4.1.1. Reservas Primarias

Se introdujo los datos al modelo de predicciones de la herramienta MBAL, luego se simuló el recobro de petróleo por agotamiento natural hasta una presión de abandono establecida como límite económico a 347 Lpc, esta premisa se estableció multiplicando el nivel de referencia (Datum) por 0,1 Lpc/pie. Dando como resultado unas reservas primarias de 2,28 MMBN. (Figura 4.42).

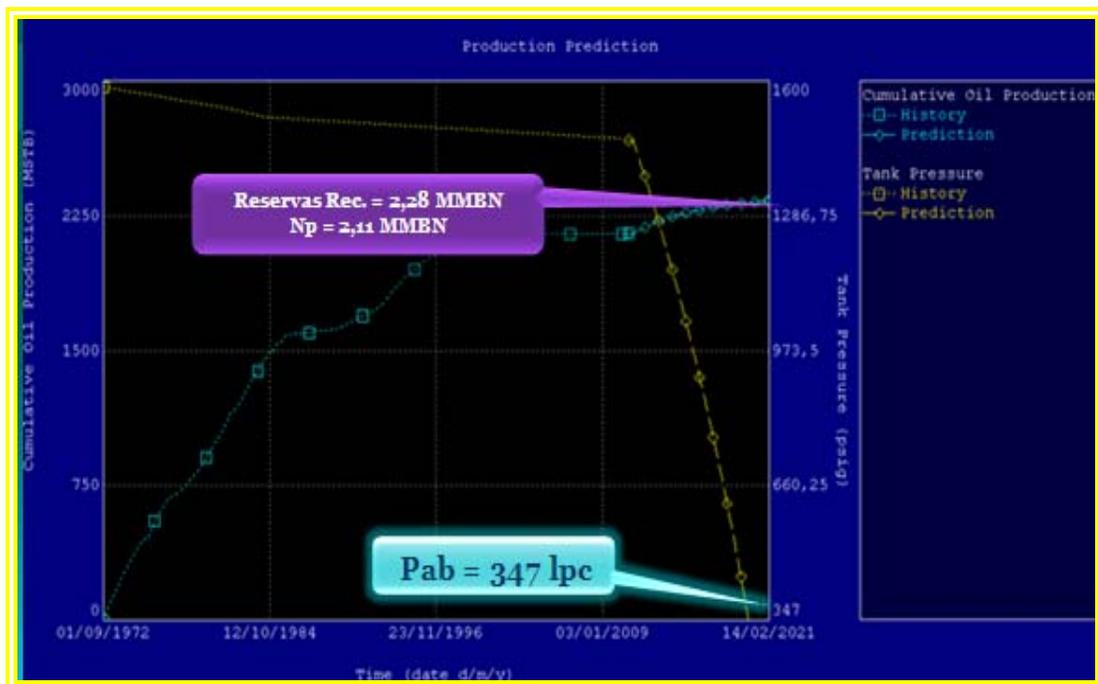


Figura 4.42. Cálculo de las Reservas Primarias

4.4.1.2. Reservas Recuperables Totales

En cuanto a las reservas recuperables totales, fueron obtenidas simulando en la herramienta, estableciendo como una tasa límite de producción por cada pozo de 10 BN/D. Donde se obtuvo unas reservas totales de 2,35 MMBN, Figura 4.43, lo que corresponde a un factor de recobro de 8,5% .

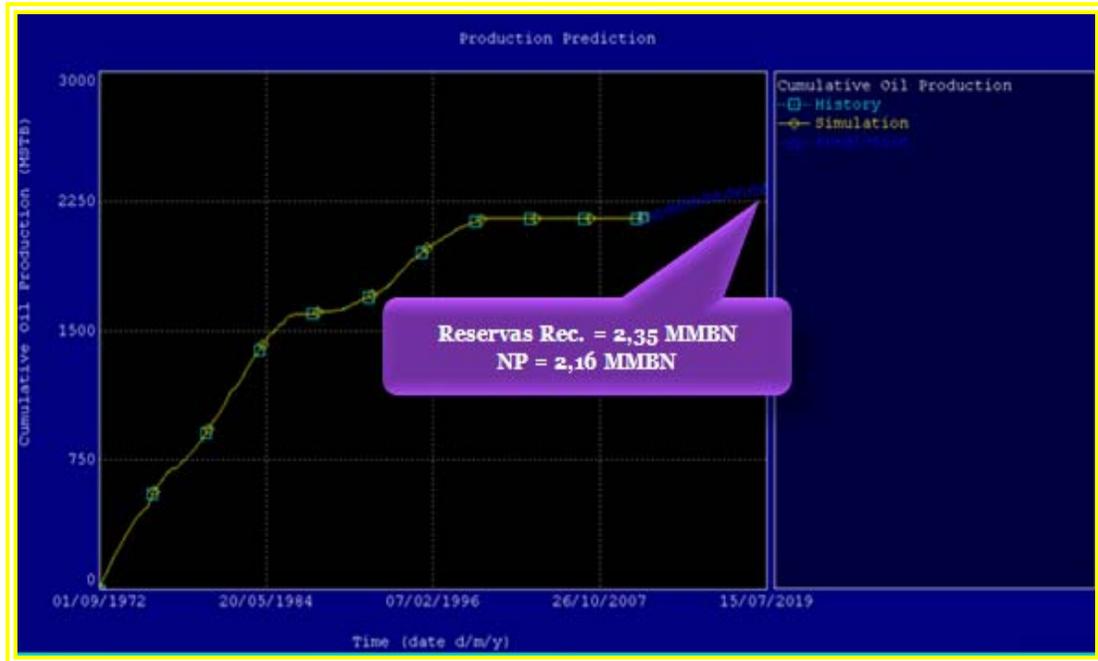


Figura 4.43. Cálculo de las Reservas Totales.

4.4.2. Estimación de reservas por curvas de declinación de Producción

El análisis de declinación del yacimiento YS-303, arena N1, se realizó graficando la tasa de petróleo en escala logarítmica en función del tiempo acumulado, mediante la Curva Tipo Exponencial, ya que es la que más se ajustó al comportamiento histórico del yacimiento, a través de la aplicación OFM. Para estimar las reservas, primero se trazó la declinación de la tasa de producción para la etapa de recobro primario y luego se analizó para la etapa de la inyección. La tendencia de la declinación trazada para las dos etapas fue extrapolada hasta 10 BPPD, valor considerado como límite económico para la producción de cada pozo del yacimiento.

La extrapolación de la línea recta de la predicción, pudiera realizarse hasta el agotamiento físico del yacimiento o pozo, pero generalmente las empresas petroleras



se basa en este límite para calcular el abandono de un yacimiento, siendo un valor variable y particular de cada yacimiento.

Al estudiar la historia de producción del yacimiento N1 YS-303 en la etapa de agotamiento natural, se nota que existió una producción variable evidenciado por cierres de pozos productores, y perforación de nuevos pozos y al existir incertidumbre de cual periodo era representativo para realizar la declinación, se optó por calcular las reservas primarias del yacimiento por pozo y no por yacimiento, ya que existen una cantidad considerable de pozos con una producción estable en periodos mayor a un año por lo tanto se sumó la cantidad de reservas que cada uno de estos podrían drenar. Ver figuras 4.44, 4.45 y 4.46, que muestra el cálculo de reservas para cada pozo.

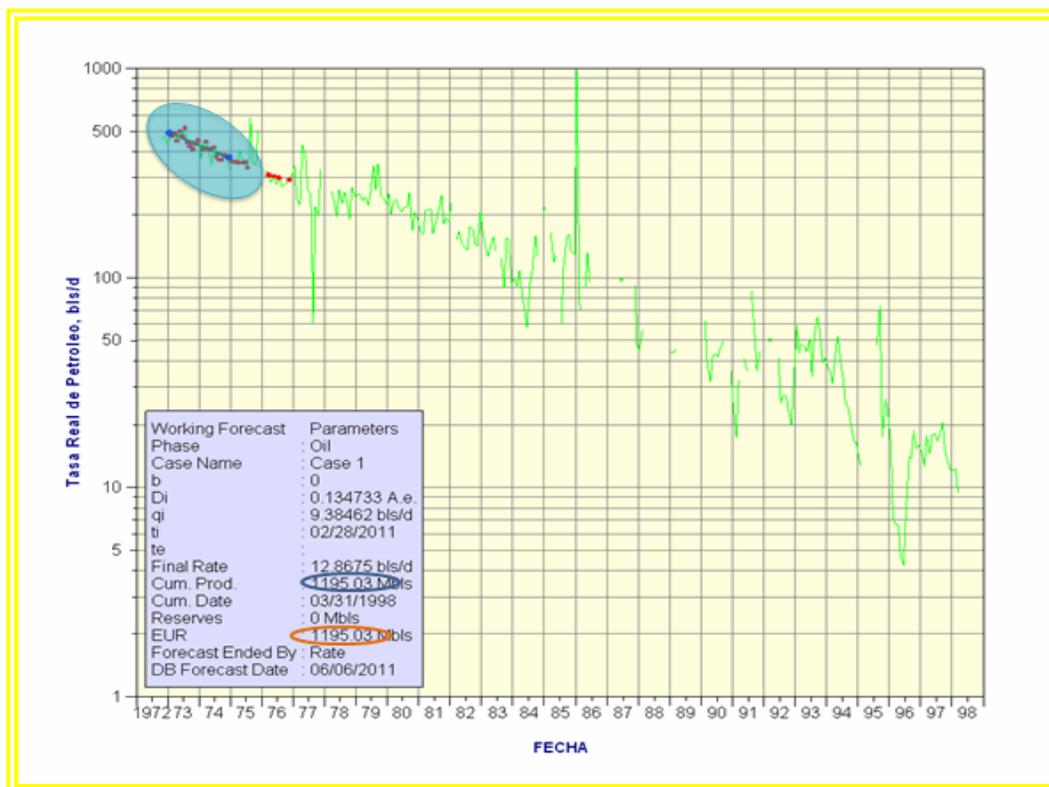


Figura 4.44. Calculo de Reservas del Pozo YS-303 del Yacimiento N1 YS-303

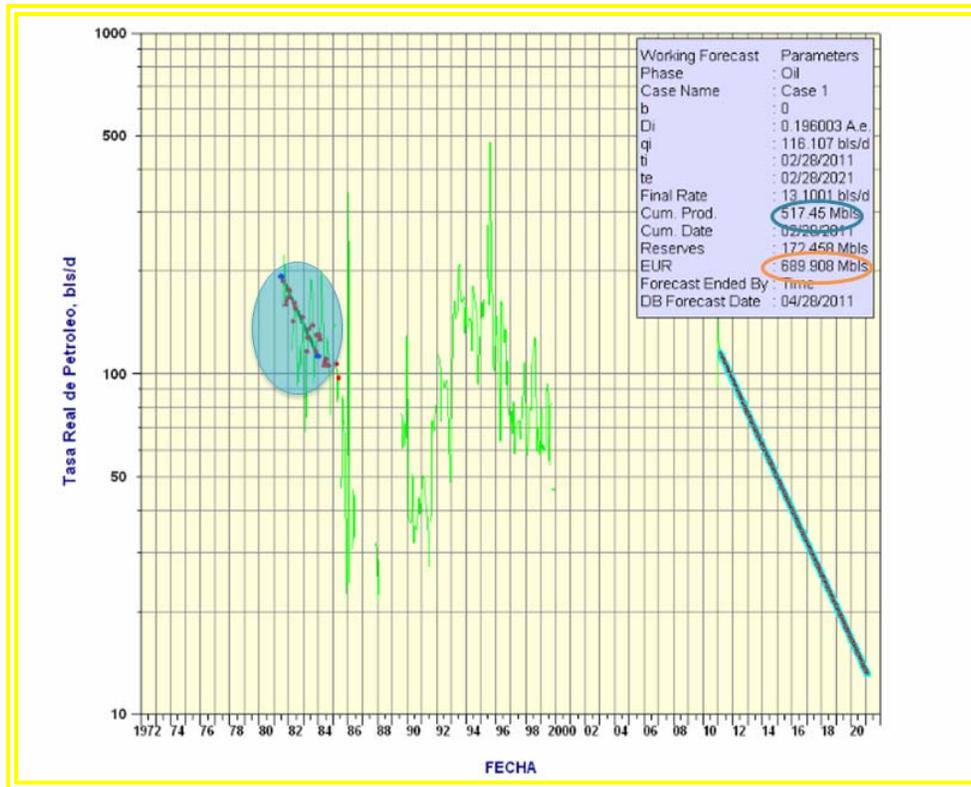


Figura 4.45. Calculo de Reservas del Pozo YS-335 del Yacimiento N1 YS-303

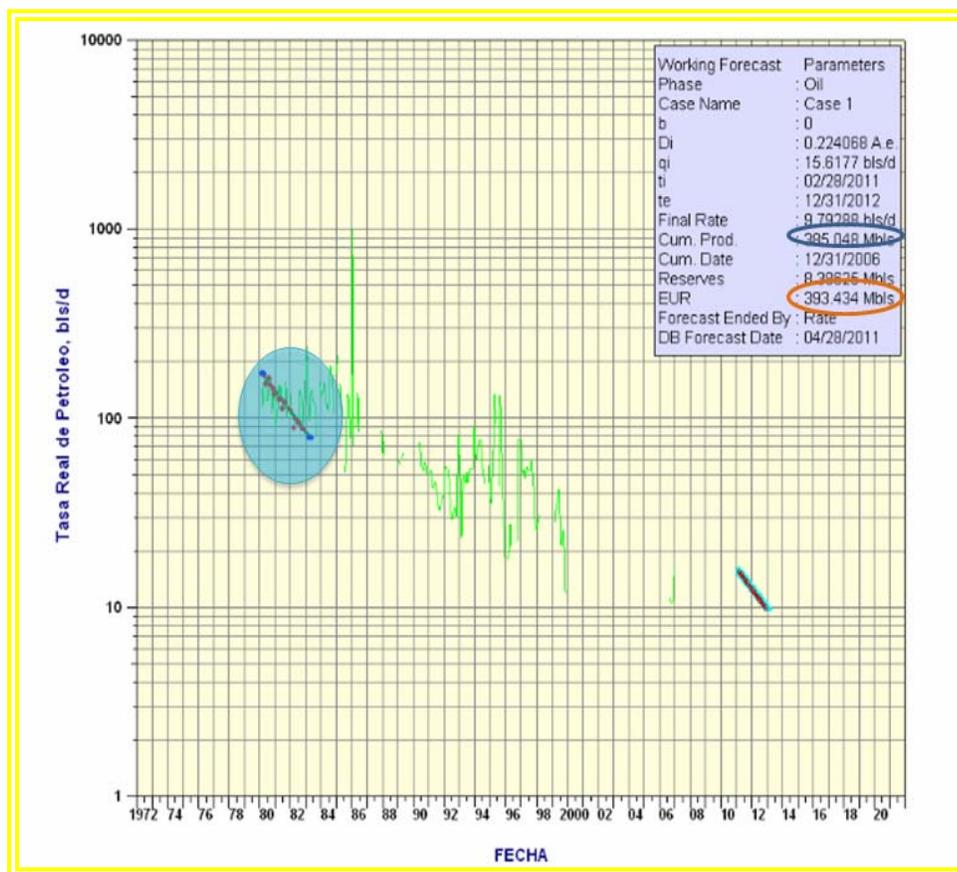


Figura 4.46. Calculo de Reservas del Pozo YS-307 del Yacimiento N1 YS-303

Las reservas primarias del yacimiento son 2.278.372 BN y un factor de recobro primario de 8,3% del POES. Los valores fueron obtenidos de la suma de todas las reservas recuperables de los pozos estudiados en la etapa recuperación primaria.

Para determinar las reservas totales del yacimiento N1 YS-303, se estudió la historia completa de producción para luego escoger un período en la etapa de recuperación secundaria, donde exista una declinación de la tasa de petróleo estable y el número de pozos activos se mantuvieran relativamente constantes, con la finalidad de obtener una predicción representativa del comportamiento real del yacimiento. Se considerando como mejor línea de tendencia declinatoria el período entre los años de



1992 y 1998, para el cual el yacimiento estuvo bajo los efectos de la inyección de gas, con 3 pozos activos. El resultado de las reservas totales es de 2.345.680BN equivalente a un factor de recobro total de 8,5 % del POES, con declinación anual de 17,8 %, para un período de 10 años, partiendo la extrapolación de la declinación en el año 2.010, en función del único pozo activo en el yacimiento (YS-335) (Figura 4.47). El recobro adicional por efecto de la inyección del gas es de 67.308 BN que representa un 0,2% del POES.

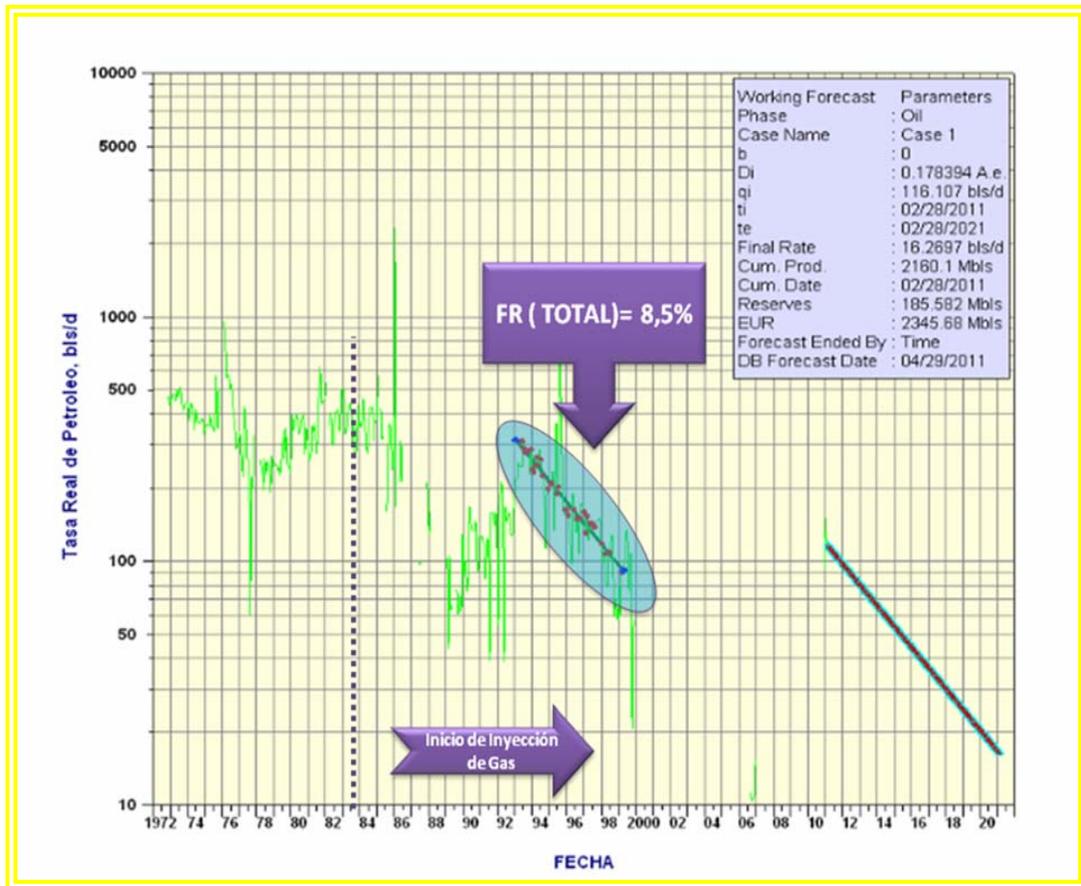


Figura 4.47. Determinación de las reservas totales del Yacimiento N1 YS-303, Curvas de Declinación



En la **Tabla 4.5**, se puede apreciar los valores originales y los obtenidos por las Curvas declinación de tipo Exponencial, la diferencia entre estos valores básicamente es producto de que las reservas originales fueron estimadas en base a un POES volumétrico basado en un modelo estático que no concuerda con el yacimiento, por lo que reporta un valor de 32.107.927 BN y mediante este estudio después de ajustar el modelo se estimó un POES de 27.409.700BN, validado por un modelo dinámico a través del balance de materiales.

Tabla 4.5. Reservas recuperables originales y del estudio del Yacimiento N1 YS-303

Reservas	Oficial (Estudio de Sometimiento Inyección de Gas), 1982.	C. Declinación Exponencial
Reservas Primarias, MBN	6.152,37	2,28
Factor de Recobro Primario, %	19,2	8,3
Reservas Secundarias, MBN	2.609,65	67,3 MBN
Factor de Recobro Secundario, %	8,1	0,2
Reservas Totales, MBN	8.762,02	2.345,68
Factor de Recobro Total, %	27,3	8,5



4.5. Evaluar la Factibilidad de Reactivación y Culminación del Proyecto de Recuperación Secundaria del Yacimiento en estudio

La evaluación del proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas en la arena N1 yacimiento YS-303, consistió en realizar la respectiva ficha de terminación al proyecto, basada en los resultados obtenidos mediante este estudio, en la cual se presenta a continuación:

FICHA DE TERMINACIÓN



Johana del V. Aparico B.

CI: 18.211.433

San Tomé, Junio de 2011.



RESUMEN

El propósito de este estudio consistió en evaluar el proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas en la arena N1 yacimiento YS-303 del Campo Oveja, Distrito San Tomé.

El yacimiento YS-303, arena N1, fue descubierto con la completación del pozo YS-303 en septiembre de 1972. En este estudio se determinó que el yacimiento se encontraba inicialmente subsaturado a una presión inicial de 1.586 lpc por encima a la presión de burbujeo de 1460 lpc y una temperatura de yacimiento de 154 °F, siendo su gravedad API de 16 grados caracterizando al fluido como crudo pesado; El mecanismo principal de producción que han influenciado en el yacimiento ha sido expansión de los fluidos.

En enero de 1982 se realizó un estudio para someter el yacimiento a un proyecto de recuperación secundaria, el cual se inició en noviembre de 1983 con una tasa de inyección de 1,5 MMPC/D para mantener una presión de 1437 lpc, y quedando inactivo en junio de 1997 hasta la fecha, siendo la inyección de gas durante su periodo no efectiva, donde a partir de la curva de flujo fraccional siendo la saturación de gas en el frente de gas de un 6% para una fracción de fluido de 0,66 en superficie, y una de saturación de gas promedio en la zona subordinada de 8% y saturación de gas máxima de 45%, se determinó que el gas se canaliza rápidamente hacia los pozos productores, produciendo altas relaciones de gas-petróleo cuando el yacimiento no ha sido barrido eficientemente, como lo corrobora el cálculo de la eficiencia de desplazamiento ($ED=0,093$) y la movilidad ($M=8,2$), donde el desplazamiento no ha sido favorable ya que la movilidad reporta un valor mayor que 1, de manera que la producción no es notable debido a que hay considerable acumulación de crudo detrás del frente de invasión de gas. El factor de reemplazo indico que sus valores estuvieron por encima de la unidad, por lo que los fluidos inyectados superaron la producción, haciendo que la inyección de gas en el yacimiento no fuese efectiva.

De acuerdo al estudio de sometimiento del proyecto para la fecha de enero de 1982, se estimó por recuperar a través de la inyección de gas, las siguientes reservas, teniendo un POES de 32.107.907 BN:



Reservas	BN	%d del POES
Reservas Primarias	6.152.370	19,2
Reservas Secundarias	2.609.563	8,1
Reservas Totales	8.762.023	27,3
Producción Acumulada (Enero de 1982)	1.158.023	3,6

A hora bien, para este estudio, donde se evaluó el proyecto de recuperación secundaria con respecto a lo oficial con un POES de 27.409.700 BN siendo validado por balance de materiales, se estimaron las siguientes reservas con respecto al comportamiento de producción que ha tenido el yacimiento hasta los momentos:

Reservas	BN	%d del POES
Reservas Primarias	2.278.370	8,3
Reservas Secundarias	67.310	0,24
Reservas Totales	2.345.680	8,5
Producción Acumulada (Febrero de 2011)	2.160.100	7,8

Estos resultados nos permite observar, que en el Yacimiento N1 YS-303 el proyecto de inyección no tuvo un efecto notable en la recuperación adicional de petróleo, ya que no cumplió con lo pronosticado, por lo que se recomienda la terminación del proyecto de inyección de gas, mediante la figura 4.48 se puede observar el comportamiento de producción del yacimiento de acuerdo a lo que se tenía pronosticado recuperar para el año 2005 con una tasa requerida de 1,5 MMPC/D con respecto al comportamiento real del yacimiento.

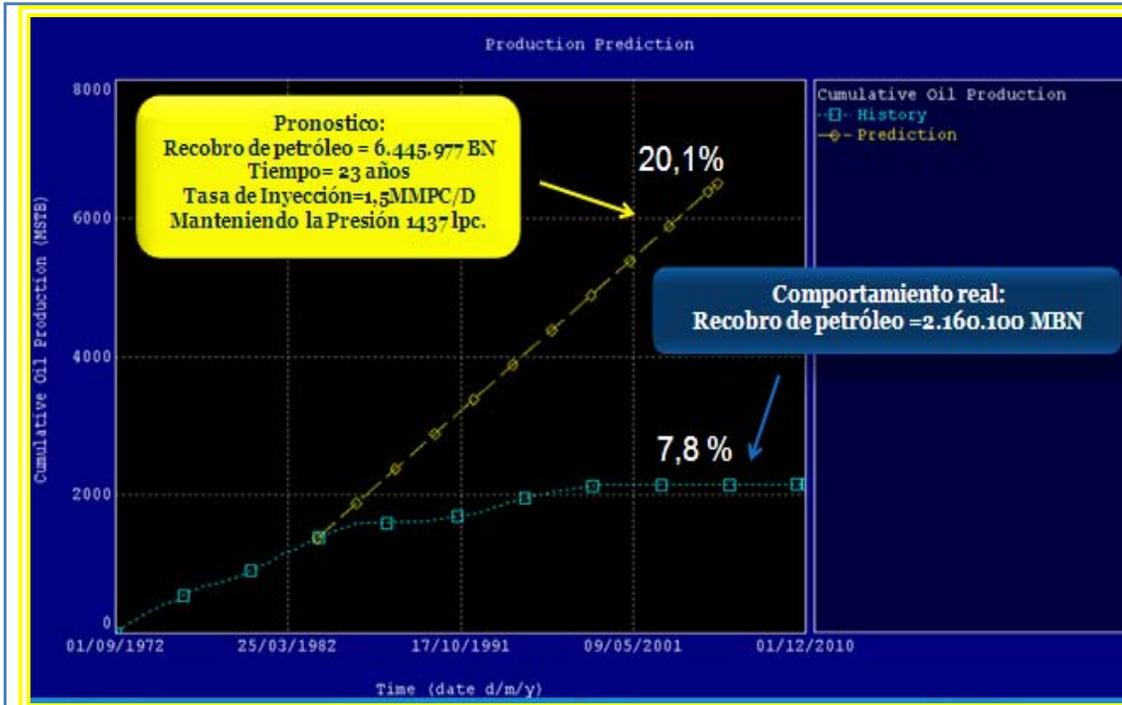


Figura 4.48. Predicción del comportamiento de producción del Yacimiento N1 YS-303

CAPITULO V.

CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

1. La evaluación petrofísica mostró que el yacimiento presenta las mejores propiedades de flujo y acumulación hacia el centro de la zona de canal donde los espesores de arena neta petrolífera son mayores.

2. De acuerdo al comportamiento de presión del yacimiento y de la relación gas-petróleo, el yacimiento se encontraba inicialmente subsaturado a una presión inicial de 1.586 lpc.

3. Mediante el modelo de balance de materiales, se mostró que el mecanismo de producción predominante durante la etapa primaria, en la arena N1 es la expansión de los fluidos.

4. El cálculo dinámico del POES resultó ser de 27,409 MMBN, lo que representa una diferencia de 0,06 % con respecto al POES obtenido por el método volumétrico (27,410 MMBN).

5. A través de balance de materiales se evidenció que el acuífero asociado al yacimiento es muy débil.

6. Se estimaron a través del análisis de declinación de producción para el Yacimiento YS-303, Arena N1, las reservas recuperables primarias de petróleo en 2.278,4MBN, y unas reservas adicionales en 67,3 MBN.



7. Por Balance de Materiales se estimaron unas reservas primarias en 2.279,4MBN y unas reservas adicionales en 66,5MBN, teniéndose un error por ambos métodos de 0,1%.

8. A través de la evaluación de las reservas del yacimiento, se concluye que el proyecto de inyección de gas, no fue efectivo en el recobro adicional de petróleo.

5.2. Recomendaciones

1. Oficializar el mapa isópaco-estructural del Yacimiento YS-303, Arena N1.
2. Tomar registros de presión para conocer el comportamiento actual del yacimiento.
3. Someter a terminación el proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas ante el Ministerio del Poder Popular para la de Energía y Petróleo debido a que resulta antieconómico la reactivación del mismo.
4. Continuar drenando las reservas remanente de yacimiento YS-303, arena N1, por agotamiento natural a través del pozo YS-335.



BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Bastardo, I. **“Evaluación del Modelo Dinámico del Yacimiento GG-411, Arena F7, sometido a un Proyecto de Inyección de Gas ubicado en el Campo GG-401X, Distrito San Tomé”**. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Departamento de Petróleo. Puerto La Cruz. (2007).
- 2.- PDVSA Exploración y Producción Distrito San Tomé. **“Informe Progreso, Proyecto de Recuperación Secundaria en el Campo Oveja, Arena N1 del Yacimiento YS 303 Período Enero-Diciembre 2009”**. (2010).
- 3.- Mata, K. **“Evaluación de Factibilidad Técnico-Económico del Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Gas en el Yacimiento OZ-318, Arena S3,4 del Campo Chimire”**. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Departamento de Petróleo. Puerto La Cruz. (2004).
- 4.- González, J. **“Geología de Venezuela y sus cuencas Petrolíferas”**. Tomos I y II. Ediciones FONINVES. Caracas (1980).
- 5.- Schlumberger Oilfield Services. **“WEC Venezuela 1997-Evaluación de Pozos”**. Venezuela. (1997).
- 6.- Paris M. **“Inyección de Agua y Gas en Yacimiento Petrolíferos”**. Ediciones Astro Data. Maracaibo, (2001).
- 7.- CEPET. **“Manual de Reservas”**. Corpoven. Caracas (1991).



8.- PÉREZ, H. **“Fundamentos de Ingeniería de yacimientos”**. Universidad de Oriente, Bolívar (1985).

9.- BRUZUÁL, G. **“Caracterización Física de Yacimientos”**. Puerto la Cruz (2007).

10.- CIED.: **“Caracterización Energética de Yacimientos”**. Puerto la Cruz, Agosto. (1997).



BIBLIOGRAFÍA ADICIONALES

-  ETC. **“Evaluaciones de Formaciones”**. Puerto la Cruz, (2009).
2. <http://industria-petrolera.blogspot.com/2008/02/factores-que-afectan-el-recobro-de.html>.
 3. <http://www.monografias.com/trabajos11/pega/pega.shtml>
 4. Rojas, G. **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensados”**. Puerto La Cruz. (2003).
 5. Paris M. **“Inyección de Agua y Gas en Yacimiento Petrolíferos”**. Ediciones Astro Data. Maracaibo, (2001).
 6. Rojas, G. **“Propiedades de los Fluidos y de las Rocas de Yacimientos Petrolíferos”**. Módulo III. Puerto La Cruz, (1991).
 7. Manucci, J. **“Caracterización Energética de Yacimientos”**. Septiembre, (1983).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE GAS EN LA ARENA N1 YACIMIENTO YS-303 DEL CAMPO OVEJA, DISTRITO SAN TOMÉ
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Aparicio Brito, Johana Del Valle	CVLAC: V- E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

RECUPERACIÓN SECUNDARIA

INYECCIÓN DE GAS

ARENA

YACIMIENTO

SOLUBILIDAD

DISTRITO SAN TOME



METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente estudio tuvo como objetivo evaluar el proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas en la Arena N1 Yacimiento YS-303 del campo Oveja, Distrito San Tomé. El estudio se inició con la revisión geológica del área, mediante la generación de secciones estructurales y estratigráficas, revisión de mapas isópaco-estructural, lo cual indicó que el yacimiento es más extenso que el modelo original, y una vez integrado con las propiedades petrofísicas, se obtuvo los siguientes valores estáticos promedios: Saturación inicial de **25 %**, Porosidad de **28 %**, permeabilidad de **632mD**, Espesor de **24** pies y un POES volumétrico de **27,393** MMBN. Seguidamente se realizó la caracterización energética del yacimiento donde se determinó que inicialmente el yacimiento se encontraba *Sub-saturado*, posteriormente utilizando los históricos de producción, presión, inyección, propiedades de las rocas y los fluidos del yacimiento, se efectuó el Balance de Materiales con el programa **MBAL** obteniéndose un valor dinámico de POES de **27,409** MMBN que representa una diferencia de uno (**1**) % respecto al obtenido volumétricamente. También se determinó que el principal mecanismo de producción de hidrocarburo en el yacimiento es la expansión de los fluidos. Para la fecha el yacimiento ha acumulado un total de **2,160** MMBN, que representa un **7,8 %** del POES (**27,409** MMBN). La inyección de gas no tuvo efecto notable en la presión del yacimiento y su efectividad con respecto al recobro de crudo ha sido desfavorable, por lo tanto se recomienda la terminación del proyecto de inyección de gas en la Arena N1, Yacimiento YS-303.



METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	CA	AS	TU X	JU	
GONZÁLEZ, TANIA	CVLAC:	V- 13.565.661			
	E_MAIL	taniavicgc@hotmail.com			
	E_MAIL				
RODRIGUEZ, KARLA		CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
VELASQUEZ, CARMEN		CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
		CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	08	08
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL



METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Evaluación del Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Gas en la Arena N1 Yacimiento YS-303, Distrito San Tomé.doc	Application/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: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui



METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

Johana Del Valle Aparicio Brito

TUTOR

Ing. Tania González

JURADO

Ing. Carmen Velásquez

JURADO

Ing. Karla Rodríguez

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño

