



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**OPORTUNIDADES DE DESARROLLO EN CAMPOS MADUROS
APLICANDO MÉTODOS CONVENCIONALES DE INGENIERÍA DE
YACIMIENTOS EN LA ARENA MASIVA DEL YACIMIENTO OFICINA 39
DEL CAMPO URACOA, MONAGAS – VENEZUELA**

REALIZADO POR:

RAÚL JOSÉ PIAMO BELMONTES

**Trabajo Especial de Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar A
Título De:
INGENIERO DE PETRÓLEO**

Maturín, Agosto de 2011



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**OPORTUNIDADES DE DESARROLLO EN CAMPOS MADUROS
APLICANDO MÉTODOS CONVENCIONALES DE INGENIERÍA DE
YACIMIENTOS EN LA ARENA MASIVA DEL YACIMIENTO OFICINA 39
DEL CAMPO URACOA, MONAGAS – VENEZUELA**

**REALIZADO POR:
RAÚL JOSÉ PIAMO BELMONTES
C.I. 18653759**

REVISADO POR:

**Ing. Magno Romero
Asesor Industrial**

**Msc. Carlos De La Cruz
Asesor Académico**

Maturín, Agosto de 2011

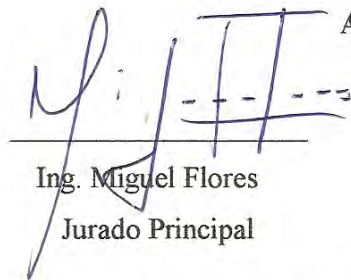


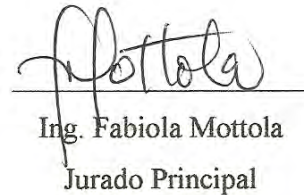
**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

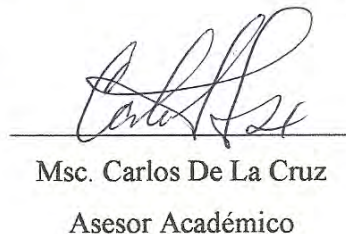
**OPORTUNIDADES DE DESARROLLO EN CAMPOS MADUROS
APLICANDO MÉTODOS CONVENCIONALES DE INGENIERÍA DE
YACIMIENTOS EN LA ARENA MASIVA DEL YACIMIENTO OFICINA 39
DEL CAMPO URACOA, MONAGAS – VENEZUELA**

**REALIZADO POR:
RAÚL JOSÉ PIAMO BELMONTES
C.I. 18653759**

APROBADO POR:


Ing. Miguel Flores
Jurado Principal


Ing. Fabiola Mottola
Jurado Principal


Msc. Carlos De La Cruz
Asesor Académico

Maturín, Agosto de 2011

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJO 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 QUIEN LO PARTICIPA AL CONSEJO UNIVERSITARIO”



DEDICATORIA

A Dios... quien siempre está conmigo y me regaló la vida.

A mis padres, a quienes amo con toditas las fuerzas de mi corazón. CRIS Y RAÚL todo el amor que ustedes me han ofrecido no tiene precio, este logro es completamente de ustedes.

A mis hermanos Reinaldo y Rubén, compañeros de cuarto, de juegos, de peleas pero sobre todo de Cariño, Afecto y Amor.

A toda mi familia que en todo momento me han apoyado de muchas maneras.

A mi Asesor Industrial, Ing. Magno Romero por su valiosa colaboración para la elaboración de esta Tesis de Grado.

A mi Amiga María Daniela (MD), modelo de persona y de ingeniero.

A Ahira Regardiz y Carlos Leras personas que son mi familia adquirida durante la vida, los amo demasiado.

AGRADECIMIENTOS

A Dios que siempre y por siempre está y estará conmigo enseñándome el camino correcto.

A mis padres, Cris y Raúl, quienes con su esfuerzo y dedicación me han hecho alcanzar este logro, Gracias papá y mamá los amo.

A mis Abuelos Amanda, Juana y Domingo que con sus consejos me guían y a mi Abuelo Crisanto que desde el cielo me cuida.

A todos los profesores que durante mis estudios fueron mis fuentes de nuevos saberes.

Al Msc. Carlos De La Cruz por su tiempo y dedicación en pro del desarrollo de la presente Tesis de Grado.

Al Ing. Magno Romero quien con sus consejos hicieron de esta experiencia un tesoro de conocimientos.

A los integrantes del Departamento de Yacimientos de Petrodelta S.A, Georgui, Ma. Daniela, Sr. Freddy Hernández, Sra. María Mistage, Jean, Lismiris, María José, Julián, Argenis, Esmirsa, Richard y Venuska quienes me ayudaron en todas las oportunidades que lo necesité.

A mis dos brazos: Ahira y Carlos, compañeros de vida quienes siempre están allí para empujarme hacia adelante.

CONTENIDO

	Pág
RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
CONTENIDO	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE GRÁFICOS	xii
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
RESUMEN	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS.....	4
1.2.1 Objetivo general.....	4
1.2.2 Objetivos específicos.....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	4
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES.....	6
2.2 BASES TEÓRICAS.....	7
2.2.1 Descripción general del Campo Uracoa.....	7
2.2.1.1 Ubicación del Campo Uracoa.....	7
2.2.1.2 Estratigrafía.....	8
2.2.1.3 Geología estructural.....	10
2.2.2 Reservas y sus tipos.....	10
2.2.5 Métodos para el cálculo de reservas.....	12
2.2.5.1 Método volumétrico para el cálculo del POES.....	12
2.2.5.2 Balance de materiales.....	14
2.2.5.3 Curvas de declinación de producción.....	14
2.2.6 Factores que afectan las técnicas de declinación.....	15
2.2.7 Tipos de declinación.....	17
2.2.7.1 Declinación exponencial.....	17
2.2.7.2 Declinación hiperbólica.....	19
2.2.7.3 Declinación armónica.....	20
2.2.4 Elementos esenciales para el diagnóstico de un yacimiento.....	21
2.2.5 Mecanismos de producción.....	22
2.2.5.1 Empuje por gas en solución.....	22
2.2.5.2 Empuje por expansión de la roca y los fluidos.....	23
2.2.5.3 Empuje por expansión de la capa de gas.....	24

2.2.5.4 Empuje por segregación gravitacional.....	25
2.2.5.5 Empuje hidráulico.....	25
2.2.6 Índices de empuje.....	27
2.2.7 Índice de productividad.....	28
2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	29
CAPÍTULO III.....	31
MARCO METODOLÓGICO	31
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	31
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	31
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	32
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	32
3.4.1 ETAPA I: Validación de la data de los pozos y fluidos presentes en el yacimiento estudiado.....	32
3.4.1.1 Recopilar información de estudios previos.....	32
3.4.1.2 Identificar pozos de interés	33
3.4.1.3 Verificar disponibilidad de información para pozos de interés	33
3.4.1.3 Revisar información de reacondicionamientos.....	34
3.4.1.4 Obtener información de pruebas de presión	34
3.4.1.5 Comprobar la consistencia de los informes de pruebas PVT	35
3.4.1.6 Recolectar información de los registros de pozos	39
3.4.1.7 Extraer información de núcleos	40
3.4.1.8 Extraer información de producción	40
3.4.2 ETAPA II: Determinación del POES y GOES usando PETREL®.....	40
3.4.2.1 Modelo de cálculo volumétrico	40
3.4.2.2 Parámetros necesarios para el cálculo de POES y GOES.	41
3.4.2.3 Tamaño de la capa de gas	43
3.4.3 ETAPA III: Establecimiento del mecanismo de producción predominante en el yacimiento	44
3.4.3.1 Comportamiento de presión.....	44
3.4.3.2 Índices de empuje	46
3.4.4 ETAPA IV: Determinación de las reservas desarrolladas y remanentes utilizando Curvas de Declinación de Producción	49
3.4.4.1 Clasificación de los pozos de acuerdo a su estado.....	49
3.4.4.2 Generación de las curvas de declinación	50
3.4.4.3 Estimación de reservas.....	51
3.4.4.4 Factor de recobro en función de la viscosidad y el mecanismo de producción.....	52
3.4.5 ETAPA V: Identificación de zonas de saturación remanente de petróleo donde se puedan recomendar localizaciones y reacondicionamiento de pozos para optimizar el factor de recobro del Yacimiento.	53
3.4.5.1 Creación de mapas de burbuja.....	53
3.4.5.2 Generación de Mapas de Saturación.....	55

3.4.5.3 Mapa de Distribución de fluidos.....	58
3.4.5.4 Integración de la información de los mapas	59
3.4.5.5 Estudio del Índice de Productividad	60
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	61
3.5.1 Análisis Documental.....	61
3.5.2 Instrumentos	61
3.6 RECURSOS	62
3.6.1 Recursos Humanos	62
3.6.2 Recursos Materiales.....	62
3.6.3 Recursos Económicos.....	63
CAPÍTULO IV	64
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	64
4.1 VALIDACIÓN DE LA DATA DE LOS POZOS Y FLUIDOS PRESENTES EN EL YACIMIENTO ESTUDIADO	64
4.1.1 Identificación pozos de interés	64
4.1.2 Obtención de la información de pruebas de presión.....	64
4.1.3 Recolección y validación informes de pruebas PVT.....	66
4.1.3.1 Prueba de Balance de Materiales	66
4.1.3.2 Prueba de Linealidad de la función Y.....	67
4.1.3.3 Prueba de densidad	68
4.1.3.4 Prueba de Desigualdad.....	69
4.1.4 Extraer información de producción	73
4.2 DETERMINACIÓN DEL POES Y GOES USANDO PETREL®	75
4.2.1 Modelo de cálculo volumétrico	75
4.3 ESTABLECIMIENTO DEL MECANISMO DE PRODUCCIÓN PREDOMINANTE EN EL YACIMIENTO	75
4.3.1 Comportamiento de Presión	75
4.3.2 Índices de empuje.....	77
4.4 DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS DESARROLLADAS Y REMANENTES UTILIZANDO CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.	81
4.4.1 Clasificación de los pozos de acuerdo a su estado	81
4.4.2 Generación de las curvas de declinación.....	82
4.4.3 Estimación de reservas	82
4.4.3.1 Reservas desarrolladas.....	82
4.4.3.2 Reservas Recuperables	83
4.4.3.3 Reservas Remanentes	83
4.4.4 Factor de recobro en función de la viscosidad y el mecanismo de producción.....	84
4.5 IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE SATURACIÓN REMANENTE DE PETRÓLEO DONDE SE PUEDAN RECOMENDAR LOCALIZACIONES Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS	

PARA OPTIMIZAR EL FACTOR DE RECOBRO DEL YACIMIENTO	84
4.5.1 Creación de Mapas de Burbuja.....	84
4.5.2 Generación de Mapas de Saturación	88
4.5.2.1 Cálculos para cada pozo	92
4.5.3 Integración de la información de los mapas	95
4.5.4 Análisis a detalle de las Zonas seleccionadas.....	97
4.5.4.1 Zonas 1 y 3.....	97
4.5.4.2 Zona 2	100
4.5.4.3 Zona 4	101
4.5.4.4 Zona 5	101
4.5.4.5 Zona 6	102
4.5.4.6 Zona 7	104
4.5.4.7 Zona 8	104
4.5.4.8 Zona 9	106
4.5.5 Aumento del Factor de Recobro	108
CONCLUSIONES.....	109
RECOMENDACIONES.....	111
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	112
APENDICES.....	114
HOJAS METADATOS.....	150

ÍNDICE DE FIGURAS

Pág

Figura 2.1 Ubicación del Campo Uracoa.....	7
Figura 2.2. Esquema de un yacimiento con empuje por capa de gas (Escobar, 2005).....	24
Figura 2.3. Esquema de un yacimiento con empuje hidráulico. (Escobar, 2005).....	26
Figura 3.1 Clasificación de los pozos de la Arena Masiva de Oficina 39	49
Figura 3.2 Factor de Recobro en función de la Viscosidad (Beliveau, 2009).	53
Figura 3.3 Criterio de clasificación de zonas por cuadrante.	59
Figura 4.1. Zonas prospectivas de acuerdo a mapas de burbuja de la Arena D.....	85
Figura 4.2. Zonas prospectivas de acuerdo a mapas de burbuja de la Arena E	86
Figura 4.3. Zonas prospectivas de acuerdo a mapas de burbuja de la Arena F	87
Figura 4.4. Mapa de Saturación de la Arena D al 2025 señalando zonas a evaluar	95
Figura 4.5. Mapa de Saturación de la Arena E al 2025 señalando zonas a evaluar	96
Figura 4.6. Mapa de Saturación de la Arena F al 2025 señalando zonas a evaluar	96
Figura 4.7. Decisión por zona al aplicar el criterio de la figura 3.3.....	97

ÍNDICE DE GRÁFICOS

	Pág
Gráfico 3.1 Curva tipo de los mecanismos de producción de fluidos. (Ahmed, 2001).....	46
Gráfico 4.1 Comportamiento de presión Vs. Tiempo (PETROLDELTA, S.A., 2010).....	65
Gráfico 4.2 Comportamiento de presión Vs. petróleo acumulado (PETROLDELTA, S.A., 2010).....	65
Gráfico 4.3 Función "Y" Vs. Presión.....	68
Gráfico 4.4 Extrapolación de los datos de Factor Volumétrico del petróleo	70
Gráfico 4.5 Extrapolación de los datos de Relación Gas Petróleo en Solución.....	71
Gráfico 4.6 Extrapolación de los datos de factor de compresibilidad del gas	71
Gráfico 4.7 Comportamiento de producción desde antes de 1991 hasta el año 2000 (Petrodelta, S.A., 2011).....	73
Gráfico 4.8 Comportamiento de producción desde 1991 hasta el año 2009.....	74
Gráfico 4.9 Mecanismo de producción de la Arena Masiva del yacimiento Oficina 39 del Campo Uracoa.....	77
Gráfico 4.10 Diagrama de barras de los índices de empuje en el tiempo	79
Gráfico 4.11 Comportamiento de los índices de empuje en el tiempo	80
Gráfico 4.12. Relación Agua-Petróleo Vs. Acumulado de Petróleo.....	90
Gráfico 4.13. Relación Agua-petróleo Vs. Acumulado extrapolada hasta el año 2025.....	90
Gráfico 4.14. Relación de Permeabilidad Relativa Vs. Saturación de Agua.....	92
Gráfico 4.15. RAP Vs. Np para cada pozo	93
Gráfico 4.16 Perfil de producción de la localización en la Zona 1	100
Gráfico 4.17. Declinación Armónica para el pozo UM-141 intervenido.....	101
Gráfico 4.18. Perfil de producción Localización en Zona 6	104
Gráfico 4.19. Curva de declinación después del servicio al pozo UM-152.....	105
Gráfico 4.20. Perfil de producción Localización en Zona 9	107

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág
Tabla 2.1. Columna estratigráfica del Campo Uracoa. (Rincón, 2002).....	9
Tabla 3.1. Propiedades petrofísicas de la Arena Masiva (Caldera, 2004).	42
Tabla 3.2. Data para el cálculo de POES y GOES.....	43
Tabla 3.3. Porcentaje de recobro de presión de acuerdo al mecanismo de producción. (Ahmed, 2001)	45
Tabla 3.4 Propiedades usadas para generar Mapas de Burbuja.	55
Tabla 3.5 Datos usados en la Ecuación de Darcy	57
Tabla 3.6 Contactos mapeados en PETREL® 2008.	59
Tabla 4.1 Porcentaje de error entre Relación Gas Petróleo en Solución calculada y experimental del PVT.....	66
Tabla 4.2 Presión y función Y para la prueba PVT del pozo UM-09	67
Tabla 4.3 Densidad del Petróleo de la prueba diferencial y del separador	69
Tabla 4.4 Resultados de la prueba de Desigualdad.....	69
Tabla 4.5 Extrapolación de las propiedades de los fluidos.	72
Tabla 4.6 Volúmenes iniciales de Hidrocarburos y tamaño de la capa de gas.	75
Tabla 4.7 Porcentaje de recobro y de presión original.....	76
Tabla 4.8 Intrusión de agua por año de la Arena Masiva, yacimiento Oficina 39 del Campo Uracoa.....	78
Tabla 4.9 Índices de empuje de la Arena Masiva de Oficina 39, Campo Uracoa.	78
Tabla 4.10 Clasificación de los pozos presentes en la Arena Masiva.....	81
Tabla 4.11 Reservas desarrolladas y acumulados al 2009 y 2025.	83
Tabla 4.12 Máximos Radios de Drenaje obtenidos en los mapas de Burbuja.	84
Tabla 4.13. Factor de recobro del campo en base a datos de producción.	88
Tabla 4.14 Saturaciones de petróleo con $S_{wi}=22\%$	89
Tabla 4.15. Relación de permeabilidades Relativas en función de la RAP	91
Tabla 4.16. Saturaciones de Petróleo y agua al 2009 y 2025.....	94
Tabla 4.17 Índices de productividad para las zonas 1 y 3 obtenido por tres métodos	99
Tabla 4.18. Índices de productividad obtenidos por tres métodos en la Zona 6.....	103
Tabla 4.19. Índices de productividad obtenidos por tres métodos Zona 8.....	105
Tabla 4.20 Índices de productividad obtenido por tres métodos Zona 9	107
Tabla 4.21. Acumulado por localizaciones y servicios propuestas.....	108



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**OPORTUNIDADES DE DESARROLLO EN CAMPOS MADUROS
APLICANDO MÉTODOS CONVENCIONALES DE INGENIERÍA DE
YACIMIENTOS EN LA ARENA MASIVA DEL YACIMIENTO OFICINA 39
DEL CAMPO URACOA, MONAGAS – VENEZUELA**

Autor:

Raúl José Piamo Belmontes
C.I.: 18.653.759
Agosto, 2011

Asesores: Académicos e industriales

Msc. Carlos De La Cruz
Ing. Magno Romero

RESUMEN

Los campos maduros son aquellos que se encuentran en su última etapa de desarrollo productivo. En vista de que se ha encontrado un menor número de campos con grandes cantidades de hidrocarburos se hace necesario un estudio o reevaluación de los campos con que se cuentan en la actualidad para así satisfacer la demanda mundial de productos derivados del petróleo. El Campo Uracoa consta de 4 yacimientos, éste se considera maduro puesto que ha estado en producción desde el año 1937, razón por la cual se seleccionó como objeto de estudio para la presente investigación, más específicamente la arena masiva del yacimiento Oficina 39. El presente estudio estuvo basado en la información contenida en carpetas de pozos, trabajos técnicos y en bases de datos corporativos OFM y Petrel, así como también se analizaron los comportamientos históricos de producción de cada pozo en cuestión. Para aumentar el factor de recobro para el año 2025 se realizó inicialmente la determinación del mecanismo de producción presente y posteriormente se calcularon las reservas desarrolladas y reservas remanentes con base en un factor de recobro de 22%, luego en función de la producción se generaron mapas de burbujas y mapas de saturación remanente para observar las zonas donde se puedan colocar nuevos pozos o reactivar los ya existentes. El mecanismo de producción que aporta la mayor cantidad de energía a la producción es el empuje hidráulico por lo que se recomienda la reevaluación del factor de recobro oficial ya que el mismo podría estar subestimado. Con los mapas de burbujas y de saturación se observaron 9 zonas. En la arena D hay 5 zonas que se revisaron de las cuales una se descartó por las saturaciones presentes y las otras cuatro representan oportunidades de desarrollo de 3 MMBN de reservas remanentes al año 2025, la arena E presenta tres zonas que podrían recuperar al 2025 un total de 3,28 MMBN y la arena F presenta una zona que por su gran espesor podría aportar 1,4 MMBN hasta el 2025. Con el aporte de estas 9 zonas el factor de recobro tendría un aumento del 2,77% al 2025.

INTRODUCCIÓN

PETRODELTA, S. A. es una empresa mixta que desde 1992 tiene establecido un acuerdo de servicio de funcionamiento con Petróleos de Venezuela (PDVSA) para realizar operaciones en los Campos Uracoa, Tucupita y Bombal y que además desde el año 2007 tiene asignado los campos Isleño, El Salto y Temblador. Ésta tiene como misión principal presidir la exploración, explotación, perforación y producción de hidrocarburos en el Sur del Estado Monagas, de manera segura, cuidando el ambiente, en línea con los objetivos establecidos por PDVSA Petróleo como corporación matriz del Estado Venezolano, a través de la planificación y coordinación de operaciones, construcciones, actividades de extracción, mantenimiento y manejo de materiales, con el mejor talento humano motivado y entrenado, aprovechando los recursos y la tecnología en forma óptima para generar rentabilidad y añadir valor, contribuyendo al desarrollo sustentable del país y su pueblo como ente participante en el Proyecto Socialista Orinoco.

Uno de sus mejores campos en términos de POES es el Campo Uracoa con un 31% de las reservas en relación al total de los 6 campos. Éste ha sido explorado y explotado desde finales de la década de los 30 lo que permite considerarlo como un campo maduro.

Actualmente alrededor del 70% del petróleo producido del mundo proviene de campos maduros lo que los convierte en objeto de investigación para mejorar la obtención de hidrocarburos en los países que dependen principalmente de estos para sustentar su economía. Los campos depletados ameritan ciertos estudios que permitan estimar y posteriormente aumentar el recobro en los mismos, una de las técnicas usadas para el cálculo de reservas en estos campos es la de Curvas de Declinación de

Producción ya que utiliza la historia de producción para reproducir un comportamiento del yacimiento en el futuro.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El petróleo es la mayor fuente de energía en el mundo y es un factor clave en el continuo desarrollo de los países y su economía. Es esencial para la planificación futura que los gobiernos y la industria tengan un estimado de las cantidades de petróleo disponible para producción y cantidades que se espera estén disponibles dentro de un tiempo prudencial a través del desarrollo adicional de los yacimientos, avances tecnológicos o exploración. La cuantificación de reservas es de considerable importancia para gobiernos, agencias internacionales, economistas, banqueros y la industria energética internacional.

Cada vez se hace más difícil, arriesgado y costoso buscar y encontrar yacimientos gigantes con más de 200 millones de barriles de petróleo por lo que las empresas se han dedicado al aumento de la producción y el recobro en los campos que llevan cierto tiempo en producción (Ecopetrol, 2009).

El campo Uracoa tiene más de 70 años en operaciones lo que lo convierte en un campo maduro, donde hay un aproximado de 210 pozos entre verticales, direccionales y horizontales, perforados desde 1937, se hace necesario un estudio y reevaluación de las reservas remanentes y además su ubicación en el yacimiento para verificar la factibilidad de utilizar recursos en pro del aumento del recobro de este campo que tiene alrededor de 645 MMBLS en POES y que hasta la actualidad se han producido sólo alrededor de 120 MMBLS, es decir un 18% del total. (Rincón, 2002).

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo general

Identificar oportunidades de desarrollo en campos maduros aplicando métodos convencionales de Ingeniería de Yacimientos en la Arena Masiva del Yacimiento Oficina 39 del Campo Uracoa, Monagas – Venezuela

1.2.2 Objetivos específicos

- ✓ Validar la data de los pozos y fluidos presentes en el yacimiento estudiado.
- ✓ Determinar el POES y el GOES usando el programa PETREL.
- ✓ Establecer el mecanismo de producción predominante en el yacimiento.
- ✓ Determinar las reservas desarrolladas y remanentes al 2025 utilizando curvas de declinación de producción.
- ✓ Recomendar localizaciones y reacondicionamiento de pozos para la optimización del factor de recobro del yacimiento.

1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Con la finalidad de cuantificar las reservas de las Arenas Masivas en el yacimiento Oficina 39 del campo Uracoa para posteriormente ubicar y recomendar zonas de interés además de darle soporte a la empresa para aumentar la producción y el factor de recobro en este campo se realiza esta investigación, que además busca mantener o mejorar el nivel en el que se encuentra PETRODELTA, S.A entre las empresas productoras de hidrocarburos del oriente venezolano mediante el

cumplimiento de las demandas de producción que exige PDVSA como empresa matriz del estado venezolano.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Caldera Y. (2004). “Evaluación Petrofísica de la Arenas Pertenecientes al Yacimiento Oficina 39 del Campo Uracoa, Estado Monagas”. Tesis de Grado, Ingeniería de Petróleo, UDO, Monagas. Este estudio involucró la creación de una base de datos donde se clasificaron los pozos control y no control, la integración, mediante el programa PetroWorks, de la data de núcleo con la información estimada a partir de perfiles de pozos. Obteniéndose que los intervalos más prospectivos para la producción de hidrocarburos son los cuerpos D y E, ya a que tienen los mejores espesores de arena neta petrolífera con buenas características de porosidad y permeabilidad. No se recomienda el cañoneo de la arena F, debido a que se encuentra saturada de agua en la mayoría de los pozos. En cuanto a las unidades A y B, éstas se caracterizan por ser paquetes muy arcillosos con valores elevados de saturación de agua, por tanto no es aconsejable su completación.

Rodríguez, G. (2009), “Propuesta de actividades generadoras de potencial mediante estimación de reservas remanentes por curvas de declinación en la U. P. Liviano Este, Distrito San Tomé”. Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleo, UDO, Monagas. El objetivo principal de este trabajo fue la determinación del porcentaje de declinación de los campos pertenecientes a la Unidad de Producción Liviano Este, Distrito San Tomé, y a través de ésta estimar reservas remanentes de los mismos, con la finalidad de proponer actividades que generen o mantengan el potencial en los yacimientos que conforman estos campos. Donde se determinó que el porcentaje de declinación actual de la U.P Liviano Este es de 29, 81% por método empírico y 30,02% por paquetes estadísticos, con el porcentaje de declinación

determinado se estimaron las reservas remanentes a ser drenadas por los pozos, donde el Campo Guara Oeste poseía la mayor cantidad de reservas estimadas, resultando seleccionado un yacimiento de dicho campo, específicamente el M2 GG 14 donde se le realizó una revisión detallada de la historia de producción y configuración mecánica de todos los pozos preseleccionados, para así establecer actividades generadoras de potencial, finalmente se evaluó la factibilidad técnico – económica de cada una de las soluciones planteadas.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Descripción general del Campo Uracoa

El Campo Uracoa está ubicado al Sureste del Estado Monagas en las cercanías de la población de Temblador, fue descubierto con el pozo UP-01 en 1937. La geometría de los pozos son verticales, direccionales y horizontales empacados con grava, y los métodos de producción actuales son Flujo Natural, Bombeo Electrosumergible y Levantamiento Artificial por Gas.

2.2.1.1 Ubicación del Campo Uracoa

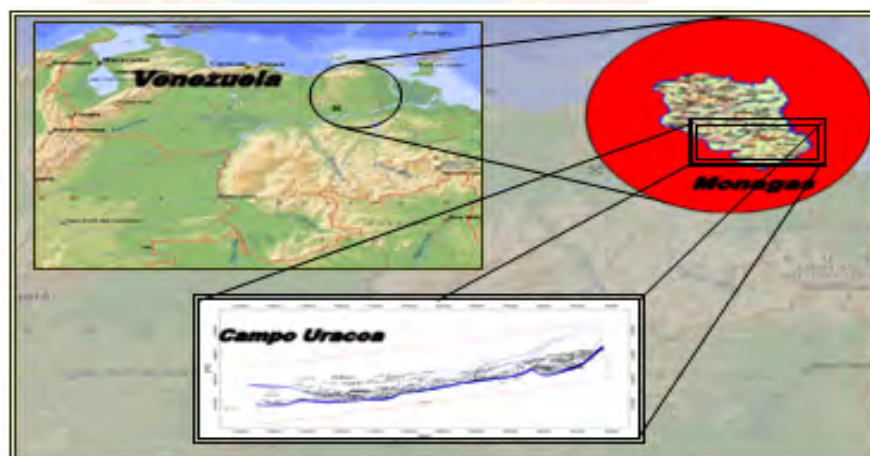


Figura 2.1 Ubicación del Campo Uracoa.

El Campo Uracoa se encuentra ubicado en el Flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, en el estado Monagas, a unos 150 km al sureste de Maturín y a unos 100 km al noreste de Ciudad Guayana. (Rincón, 2002)

2.2.1.2 Estratigrafía

La secuencia estratigráfica encontrada en los pozos del Campo Uracoa, está compuesta por las formaciones Mesa-Las Piedras, Freites y Oficina, que van desde el Pleistoceno-Reciente hasta el Mioceno (secuencia de más joven a más antigua). La Formación Mesa-Las Piedras presenta hacia el tope areniscas de grano grueso y grava con muchos cemento ferruginoso que forman los conglomerados, la base se caracteriza por la presencia de sedimentos finos que incluyen areniscas y limolitas carbonosas, lutitas arcillosas, lignitos, arcillitas de colores gris claro y gris verdoso. Las descripciones litológicas de ésta formación han permitido reconstruir un ambiente sedimentario marino somero y de llanura fluvial-aluvial.

La Formación Freites de edad Mioceno Medio, está constituida por areniscas delgadas arcillosas de grano fino ligeramente glauconíticas, con buena continuidad hacia el tope. Hacia la base presenta arcillas y lutitas grises, niveles limolíticos gris verdoso y capas dispersas de ftanita. Las características de los sedimentos de la Formación Freites son de origen marino.

La Formación Oficina de edad Mioceno Inferior, está compuesta por alternancia de lutitas de color gris a gris oscuro, con arenas y limolitas. Las arenas presentan buena continuidad lateral, colores claros y grano fino a grueso, son poco consolidadas, y presentan buena características como roca reservorio. El espesor de esta formación oscila alrededor de 500 pie y está dividida en 2 paquetes de arenas: ARENAS SOMERAS (incluyen A, B y C) y ARENA MASIVA (incluyen D, E y F),

las cuales constituyen los yacimientos hidrocarburíferos en las áreas tradicionales del sur de Monagas. (Caldera, 2004)

La integración de la información de núcleos (UM-84 y UM-91) junto a la información de registros eléctricos y de imágenes, permiten definir las facies de la Formación Oficina como una secuencia transgresiva caracterizada por una preservación de sedimentos hacia la línea de costa típicos de canales estuarinos o canales fluviales con influencia de marea, separados por facies lodosas, con abundancia de conchas (según la nomenclatura de Galloway and Hobday). La Arena Masiva (D, E, F) es considerada como una sola unidad hidráulica, ya que las tres (3) arenas se encuentran comunicadas lateralmente y verticalmente en varios pozos del campo (ejemplo: UM-8, UM-10, UM-65, UM-112). En algunos pozos horizontales se han completado atravesando dos arenas (UM-33 E y F). (Rincón, 2002)

Tabla 2.1. Columna estratigráfica del Campo Uracoa. (Rincón, 2002)

<i>Columna estratigráfica del Campo Uracoa</i>			
<i>SERIE</i>	<i>TOPES</i>	<i>FORMACIÓN</i>	<i>LITOLÓGÍA GENERALIZADA</i>
Reciente Pleistoceno	Superficie 2600 Pies	Mesa Las Piedras (Ambiente Marino Somero y de llanura fluvial)	Arenas semiconsolidadas de grano grueso. Conglomerados. Lutitas Intercaladas. Limonitas. Lignito. Cuerpos de Arena saturados de Agua.
Plioceno			
Mioceno Medio	2600 Pies 5200 Pies	Freites (Ambiente marino Somero)	Arenas Cuarzosas y limonitas hacia el tope. Sección Gruesa de Lutitas altamente impermeables. Hacia la base predominan las limonitas fosilíferas. Puede haber gas.
Mioceno Inferior	5200 Pies Marcador O Arenas de Oficina 5700 Pies	Oficina (ambiente deltáico)	Hacia el tope limonita, conchas de fósiles y dolomitas. Hacia la base hay arena con arcillas intercaladas. Presencia de Hidrocarburos.
Cretáceo		Canoa	Lutitas

2.2.1.3 Geología estructural

El Campo Uracoa está ubicado en el flanco sur de la cuenca de Maturín. La estructura en el Yacimiento Oficina-37 se caracteriza por ser un homoclinal con rumbo aproximado Este-Oeste y buzamiento de 4-6 ° al norte. Esta controlado por una falla normal (Tabasca), con dirección suroeste-noreste y con buzamiento hacia el sur, quedando el bloque levantado hacia el norte. El desplazamiento de esta falla oscila alrededor de 400 pies. Existen fallas secundarias transversales que cierran el yacimiento lateralmente, hacia el norte los yacimientos del Campo Uracoa están controlados por el contacto agua-petróleo @ -4250 pie (TVD).

Las Arenas Masivas en el Campo Uracoa fueron depositadas en un ambiente marino somero (base) a marino y fluvial marginal (tope). Las arenas presentan continuidad lateral y las lutitas sellantes son altamente discontinuas (Rincón, 2020).

2.2.2 Reservas y sus tipos

Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. En consecuencia, el concepto de reservas constituye tan sólo la parte recuperable y explotable de los recursos petroleros en un tiempo determinado.

Por tanto, es importante aclarar que algunas de las partes no recuperables del volumen original de hidrocarburos pueden ser consideradas como reservas, dependiendo de las condiciones económicas, tecnológicas, o de otra índole, que lleguen a convertirlas en volúmenes recuperables.

Las reservas probadas, o reservas 1P se definen como el volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluados a condiciones atmosféricas y bajo

condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, derivada del análisis de información geológica y de ingeniería.

Dentro de las reservas probadas existen dos tipos: 1) las desarrolladas, aquellas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes con la infraestructura actual y con costos moderados de inversión; y 2) las no desarrolladas, que se definen como el volumen que se espera producir con infraestructura y en pozos futuros.

Ahora bien, dentro de las reservas no probadas existen también dos tipos: 1) las reservas probables y 2) las reservas posibles.

Las primeras se constituyen por aquellos volúmenes de hidrocarburos, cuyo análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación existirá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más las probables. Las reservas 2P, por tanto, son constituidas por la suma de las reservas probadas más las probables.

Las segundas, en cambio, se caracterizan por tener una recuperación comercial, estimada a partir de la información geológica y de ingeniería, menor que en el caso de las reservas probables. Así, si se utilizan métodos probabilísticos, la suma de las reservas probadas, probables más las posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. Por consiguiente, las reservas 3P se calculan a partir de la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles (Carrillo, 2004).

2.2.5 Métodos para el cálculo de reservas

Los principales métodos para cuantificar reservas son:

- ✓ Método Volumétrico.
- ✓ Balance de Materiales.
- ✓ Curvas de Declinación.
- ✓ Simulación Numérica.

2.2.5.1 Método volumétrico para el cálculo del POES

Para la cuantificación de las reservas son utilizadas distintas metodologías, de acuerdo al desarrollo de los yacimientos y a la información geológica y de ingeniería disponible. Entre los métodos determinísticos se halla el método volumétrico, el cual no estima como tal el volumen de las reservas, sino que está asociado a la determinación de los hidrocarburos originales en sitio (Petróleo Original En Sitio POES, Gas Original en Sitio GOES, Condensado Original en Sitio COES).

Deducción de la fórmula:

El método volumétrico utiliza valores puntuales que mejor representen a cada uno de los parámetros geológicos que caracterizan el yacimiento. Se partió del concepto de que, en una arena, una fracción de su volumen total corresponde al volumen poroso, y a la vez, una fracción de ese volumen poroso será ocupada por cierta cantidad del fluido, en este caso, de hidrocarburo.

$$V_{fluido} = S_{fluido} * \phi * V_{bruto} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

$$V_{oil} = S_{oil} * Porosidad * V_{bruto} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Por lo general se tendrá entre los datos la saturación de agua y no la de petróleo, pero en un yacimiento de agua y petróleo éstas están relacionadas.

$$V_{oil} = (1 - S_w) * Porosidad * V_{bruto} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

La saturación y porosidad son adimensionales, así que el volumen del petróleo queda expresado en las mismas unidades del volumen bruto (Acre*pie). El factor 7758 permite convertir los Acre*pie en barriles, pero todas éstas son condiciones de yacimiento, así que toman el valor de barriles de yacimiento BY:

$$V_{oil} = 7758 * [Acre * pie] \Rightarrow V_{oil} = [BY] \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Sin embargo, se necesita cuantificar este volumen de petróleo a condiciones de superficie, llamadas condiciones normales o fiscales (14,7 psi, 60°F), por eso la fórmula incluye el B_o que es el volumen de yacimiento, medido a condiciones de yacimiento, que es ocupado por un barril a condiciones estándar de petróleo y su gas disuelto.

$$V_{oil} = \frac{\text{Volumen}[BY]}{B_o} \Rightarrow V_{oil} = \frac{[BY]}{\left[\frac{BY}{BN}\right]} = [BY] \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Es posible determinar el volumen de petróleo para cualquier instante particular de la producción, y según la evolución de del yacimiento el B_o va a cambiar como función de la presión. Pero para determinar el volumen inicial del petróleo, POES (petróleo original en sitio) se utiliza el B_{oi} (B_o inicial).

$$POES = \frac{7758 * V_b * \phi * S_{oi}}{B_{oi}} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

POES: Petróleo original en Sitio (BN)

V_b : Volumen bruto de la arena (acre*pie)

ϕ : Porosidad (adimensional, Fracción)

S_{oi} : saturación inicial de petróleo (adimensional, Fracción)

B_{oi} : factor volumétrico de formación inicial de petróleo (BY/BN)

2.2.5.2 Balance de materiales

Este método sigue el principio de la conservación de la masa y la energía, mediante la Ecuación de Balance de Materiales se determina la cantidad de fluidos que entran y salen del yacimiento. Cuando se combina con ecuaciones de estado esta ofrece una técnica simple y confiable para predecir el desenvolvimiento de la mayoría de los yacimientos petrolíferos (Nava, 2004).

2.2.5.3 Curvas de declinación de producción

La estimación de reservas utilizando el análisis de curvas de declinación de producción representa una alternativa confiable, entre otros métodos para estimar las reservas de crudos. Este análisis se basa en la extrapolación del comportamiento de los yacimientos, campos, segregaciones y grupos de pozos, conocida la historia de producción de los mismos. La suposición básica que sustenta las técnicas de declinación de parámetros de producción es que todos los factores que han afectado al pozo/yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro. Generalmente se selecciona la producción acumulada y el tiempo como las variables independientes y se utiliza el eje de las abscisas para graficarlas. Cualquier característica de producción

puede ser una función de la variable independiente y debe variar en forma uniforme y definible.

Graficando los valores de la variable dependiente (por lo general es la tasa de producción de petróleo), en el eje de las ordenadas, en función de los valores de las variables independientes en el eje de las abscisas y se extrapola en forma gráfica o matemática el comportamiento aparente, se obtendrá un estimado de las reservas remanentes de los yacimientos. Si el sistema no es afectado en forma significativa por algún cambio en el método de producción de los pozos del yacimiento, es posible realizar el cálculo de reservas y obtener un estimado del periodo de tiempo en el cual se llegara al límite económico del yacimiento, campo o pozo. (Arps, 1944)

2.2.6 Factores que afectan las técnicas de declinación

Períodos desiguales entre pruebas

Lo más recomendable es realizar las pruebas de los pozos en períodos iguales de tiempo, debido a que de lo contrario se presenta una dificultad para la definición de la tendencia de su comportamiento; en este caso se debe hacer una interpolación para determinar la tendencia aunque esto implica muchos riesgos. Aunque este es un factor que no afecta mucho al estudio de la declinación tiene cierta importancia cuando se usa la presión del pozo o del yacimiento como variable independiente.

Cambio de productividad en los pozos

Dada la declinación natural de la producción, considerando que en algunos pozos llega a valores bajos; éstos deben ser sometidos a trabajos de reparación con la finalidad de elevar otra vez su producción afectando así la tendencia natural de declinación del pozo.

Completación de nuevos pozos

Cuando se completa un pozo nuevo, la tasa de producción del yacimiento aumenta; por lo que se debe esperar hasta que se muestre una nueva tendencia para la aplicación de la técnica, debido a que no se sabe si la declinación de producción continuará con el mismo comportamiento que presentaba antes de dicha completación.

Interrupción de los programas de producción

Los lapsos de cierres de producciones totales o parciales que en la mayoría de los casos son causados por carencia de mercado, provocan variaciones en las tasas de producción alterando el comportamiento de la misma, lo que dificulta el estudio de las curvas de declinación.

Veracidad de datos

Es importante validar la información disponible para así tener certeza de la misma, debido a que en el caso contrario se desconocerá la metodología usada para asignar los valores de producción a los pozos y al yacimiento.

Prorrateo

En los países en donde los equipos de levantamiento no operan eficientemente o existen restricciones y producen a tasas controladas, es decir, los yacimientos no producen a su potencial. En estos casos no se puede trabajar con las curvas de declinación hasta tener la confiabilidad de que presenta su verdadera declinación. (Rodríguez, 2009)

2.2.7 Tipos de declinación

El comportamiento de la tasa de producción de pozos y yacimientos puede ser predicho, por medio de tres tipos de declinación:

2.2.7.1 Declinación exponencial

La tasa de producción declina exponencialmente con el tiempo, cuando su variación con el tiempo expresada como una fracción de ella misma es una constante. Matemáticamente, este tipo de declinación se expresa de la siguiente manera:

$$D = -\frac{dq}{dt} \frac{1}{q} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

D: tasa de declinación (día-1, mes-1, año-1)

q: tasa de producción (bls/día, bls/mes, bls/año)

t: tiempo (días, meses, años)

Es vital entender que la ecuación (2.7) es válida en unidades consistentes. Reordenando la ecuación (2.7) e integrando se obtiene:

$$D \int_{t_i}^t dt = - \int_{q_{oi}}^{q_o} \frac{dq}{q} \Rightarrow D \cdot (t - t_i) = -\ln \left[\frac{q_o}{q_{oi}} \right] \quad (\text{Ec. 2.8})$$

De donde:

$$q_o = q_{oi} \cdot e^{-D(t-t_i)} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

q_o : tasa de producción al tiempo (bls/día, bls/mes, bls/año)

q_{oi} : tasa de producción al tiempo t_i (días, meses, años)

Si se considera que $t_i=0$ días y la producción en bls/día, como generalmente se hace, entonces el tiempo deberá necesariamente ser ingresado en días, y se empleará la tasa de declinación diaria, nominal o continua que, por convención, se denotará ‘ a ’ luego:

$$q_o = q_{oi} \cdot e^{-a \cdot t} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Otro concepto comúnmente empleado es la Declinación Efectiva, definida como la variación fraccional de la tasa de producción en un lapso determinado, generalmente un mes o un año, para la declinación efectiva mensual o anual, respectivamente.

$$d_{m,a} = \frac{q_{oi} - q_o}{q_{oi}} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Donde:

d : tasa de declinación efectiva, mensual (d_m) o anual (d_a), adimensional.

q_{oi} : tasa de producción inicial (bls/día)

q_o : tasa de producción al final del período (un mes o un año) (bls/día)

Empleando la tasa de declinación anual efectiva la ecuación (2.11) se puede expresar de la siguiente manera:

$$q_o = q_{oi} \cdot (1 - d_a)^n \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Donde:

q_o : tasa de producción al final del año n

d_a : tasa de declinación anual, fracción

Cuando se reemplaza el tiempo en el eje de las abscisas por la producción acumulada, la curva no tiene una tendencia exponencial sino lineal.

La producción acumulada corresponde al área bajo la curva en una representación Q_o contra t , luego:

$$Np = \int_{t_i}^t q_o(t).dt \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Si por simplicidad se supone $t_i=0$ y se reemplaza la tasa, se tiene:

$$Np = \int q_{oi} \cdot e^{-at} \cdot dt = \frac{q_{oi} - q_o}{a} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

La ecuación anterior es de utilidad para estimar la producción acumulada, y si se reordena se obtiene:

$$q_o = q_{oi} - a \cdot Np \quad (\text{Ec. 2.15})$$

La ecuación anterior, permite concluir que la representación de la tasa de producción contra la producción acumulada es lineal, y la pendiente es la tasa de declinación continua " a ", lo cual constituye otra metodología para estimar la tasa de declinación.

2.2.7.2 Declinación hiperbólica

Es aquella en la cual la variación de la razón de pérdida con el tiempo es una constante. La definición matemática de la declinación hiperbólica es la siguiente:

$$N_p = q_i / [D_i(b-1)] [(q / q_i)^{1-b} - 1] \quad (\text{Ec. 2.16})$$

2.2.7.3 Declinación armónica

Es aquella en la cual la variación de la razón de pérdida con el tiempo (b) es igual a uno (1), es un caso particular de la declinación hiperbólica. La definición matemática de este tipo de declinación es similar a la declinación hiperbólica.

$$Np = \frac{q_i}{D_i} \ln\left(\frac{q_i}{q_t}\right) \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Se observa que la tasa de declinación exponencial y armónica son casos especiales de la declinación hiperbólica.

En los casos de la declinación hiperbólica y armónica se nota que la tasa de declinación será alta a elevadas tasas de producción y baja a bajas tasas de producción.

El método de declinación exponencial es el más simple, conservador y ampliamente usado en la industria petrolera por las siguientes razones:

- ✓ Muchos pozos y campos actualmente siguen este tipo de declinación durante una gran porción de su vida productiva y solo se desvían de este comportamiento al final de su agotamiento.
- ✓ El ajuste matemático es mucho más sencillo que el de los otros dos tipos de declinación.
- ✓ La diferencia entre la curva de declinación exponencial y las otras dos curvas solo se presenta luego de varios años de producción. (Rodríguez, 2009)

2.2.4 Elementos esenciales para el diagnóstico de un yacimiento

- ✓ Información geológica.
- ✓ Información petrofísica.
- ✓ Muestras PVT que representen el comportamiento del fluido en el yacimiento.
- ✓ Historia de producción.

En Ingeniería de Yacimientos, el estudio geológico (ambiente de deposición, continuidad lateral / vertical de las arenas, petrofísica, litología y límites de la roca) debe preceder al estudio de ingeniería; sin embargo, técnicas normales de geología, por si sola, rara vez suministran suficiente información para definir el yacimiento. Para obtener la información necesaria se debe complementar los datos geológicos con pruebas de pozos (datos de producción, presión de formación, pruebas de restauración y/o declinación de presión, pruebas de interferencia), las cuales permiten definir con mayor certidumbre la extensión de un yacimiento.

Es importante señalar que la definición y evaluación del yacimiento se logra a partir de la integración de diferentes disciplinas, en lo que se conoce como estudio integrado de yacimientos. De este modo los geólogos y sedimentólogos estudian los ambientes sedimentarios, continuidad de las arenas, litología y límites de la roca-yacimiento, los petrofísicos manejan todos aquellos datos generados a partir de las facies, registros y núcleos, para proporcionar, junto con los anteriores, lo que se conoce como modelo estático.

De esta manera, el Ingeniero de Yacimientos está en capacidad de planificar un programa de evolución de yacimientos durante la perforación y desarrollo, determinar el espaciamiento óptimo entre pozos, calcular reservas, interpretar pruebas de

declinación y restauración de presión, realizar análisis económico de planes de desarrollo de los campos, recomendar procedimientos para el mantenimiento de la presión y evaluar planes de recuperación secundaria y mejorada de petróleo.

Adicionalmente, el Ingeniero de Yacimientos debe ser un integracionista, experto negociador y tener conocimiento en economía, leyes e impuestos relacionados con el petróleo, y sobre todo una gran disponibilidad para el estudio y la investigación (Rodríguez, 2009).

2.2.5 Mecanismos de producción

Cuando se produce un determinado volumen de petróleo de un yacimiento, el espacio que estuvo ocupado por ese petróleo es ocupado por otra cosa. Si no existe un reemplazo eficiente de dicho petróleo, luego de cierto tiempo, la presión del yacimiento comenzará a declinar trayendo como consecuencia una declinación de la capacidad de producción de dicho yacimiento. Así mismo, la declinación de presión puede causar la afluencia de volúmenes adicionales de agua y gas.

El volumen poroso originalmente ocupado por el petróleo de un yacimiento es reemplazado por otros materiales. Entonces dependiendo del material que ocupe ese volumen desplazado se puede hablar de los distintos mecanismos de producción:

2.2.5.1 Empuje por gas en solución

Cuando un yacimiento alcanza la presión de burbujeo, comienza a separarse el gas inicialmente disuelto en el petróleo, el cual ocupará el volumen poroso que contenía el petróleo producido.

2.2.5.2 Empuje por expansión de la roca y los fluidos

En yacimientos con muy alta presión original, en la que es necesario que ocurran caídas de presión de miles de Lppc durante el proceso de extracción, para llegar a la presión de burbujeo, el efecto de expansión de la roca y del agua innata puede ser importante. La expansión de la roca y el agua innata se calcula a partir de los factores de compresibilidad de la roca ó formación (c_f) y del agua innata (c_w) mediante las ecuaciones:

$$\text{Expansión} = (C_f + C_w * S_{wi}) \left(\frac{N * B_{oi}}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \quad (\text{Ec. 2.18})$$

Donde:

c_f = compresibilidad de la formación medida (lpc^{-1})

c_w = compresibilidad del agua innata (lpc^{-1})

POES = Petróleo original en sitio medido en barriles estándar

B_{oi} = Factor volumétrico del petróleo a las condiciones originales (BY/BN)

S_{wi} = Saturación de agua innata (adimensional, fracción)

ΔP : diferencial de Presión (lpc)

Los yacimientos que producen principalmente por este método, por lo general presentan altas tasas de declinación de presión, dejando importantes volúmenes de crudo no producible en el yacimiento (>50%) al caer la presión por debajo de la presión de burbujeo. Por esto, se recomienda iniciar un proceso de mantenimiento de presión mediante inyección de gas y/o agua tan pronto como sea posible inmediatamente después de la etapa de desarrollo.

2.2.5.3 Empuje por expansión de la capa de gas

Un yacimiento con empuje por capa de gas se caracteriza por presentar una capa de gas localizada por encima del petróleo el cual posee una presión de yacimiento menor o igual a la presión de burbuja, debe existir una buena permeabilidad vertical, ser de gran espesor y extensión. Al cumplirse la condición de presiones el gas se va a expandir, chocar con la parte superior de la estructura (trampa) lo que ocasionará un empuje hacia abajo del fluido y este actúe como si fuese un pistón desplazando el petróleo hacia la zona donde se encuentre una zona de presión inferior, en nuestro caso al fondo del pozo para su consecuente producción.

Al existir la capa de gas, el petróleo se mantiene con la máxima cantidad de gas en solución, a medida que la presión del yacimiento disminuye por efecto de la producción del mismo, la capa de gas se expande provocando un desplazamiento inmisible del petróleo. El factor de recuperación promedio de este tipo de empuje es de aproximadamente 20 a 40% del POES (Petróleo Original En Sitio). Si el yacimiento presenta una baja viscosidad del petróleo, lo que representa una alta gravedad API, una alta permeabilidad de la formación, entre otros, hará que este mecanismo sea más efectivo.



Figura 2.2. Esquema de un yacimiento con empuje por capa de gas (Escobar, 2005).

2.2.5.4 Empuje por segregación gravitacional

En un yacimiento de empuje por segregación, el gas libre a medida que sale del petróleo, se mueve hacia el tope del yacimiento mientras que el petróleo hacia abajo debido a la permeabilidad vertical. Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del yacimiento. Aunque algunos de estos yacimientos no tienen una capa de gas inicial, la recuperación será mayor si esta existe. Un mecanismo similar denominado drenaje gravitacional ocurre si es que el yacimiento tiene un gran buzamiento. En este caso el petróleo se mueve hacia abajo y el gas hacia arriba, pero el flujo es paralelo al ángulo de buzamiento, en vez de ser perpendicular a este. En la mayoría de los casos el drenaje gravitacional y empuje por segregación se consideran como el mismo mecanismo. Si no se considera el aspecto económico, este es el mecanismo de empuje primario más eficiente. Las eficiencias de recuperación están en el rango de 40 a 80%.

2.2.5.5 Empuje hidráulico

En un yacimiento con este tipo de empuje puede o no existir una capa de gas y no es estrictamente necesario conocer si se encuentra o no por encima de la presión de burbuja, en este caso el yacimiento presenta un acuífero. El empuje hidráulico es considerado el mecanismo natural más eficiente en la extracción del petróleo. La presión del yacimiento debe mantenerse constante para evitar el desprendimiento de gas e inducción de la capa de gas.

Un buen manejo de la producción del yacimiento con este mecanismo puede generar un recobro hasta del 50% del POES (Petróleo original en sitio), sin embargo se requiere que se mantenga una relación efectiva entre ésta y el volumen del agua que debe desplazarse en él. El contacto agua – petróleo debe mantenerse estable para

que el espacio dejado por el petróleo producido sea ocupado uniformemente por el agua.

Al presentarse un incremento progresivo de la producción de agua debe verificarse que no se esté produciendo en o cerca del contacto de agua – petróleo, ya que esto hace que se produzca una conificación impidiendo el flujo del petróleo hacia el pozo. Cuando se da esta situación se puede proceder de dos formas: la primera es cementar la sección donde está ocurriendo esto y cañonear el revestidor a más alto nivel del contacto agua – petróleo. La segunda opción es cerrar el pozo por cierto tiempo hasta que se vuelva a alcanzar el equilibrio del contacto y desaparezca dicha conificación. Se tiene conocimiento que esta segunda opción ha presentado buena respuesta y al reabrir el pozo se ha producido petróleo con una baja producción de agua pero con el tiempo la misma vuelve a aparecer en mayor grado, esto es debido a que la relación de movilidad entre el agua y el petróleo favorece al agua y hace que el petróleo quede rezagado. El agua contenida en el acuífero está sujeta a la presión y temperatura del yacimiento que le genera una cierta compresión, pero si se considera la extensión y el volumen del acuífero, el agregado de esa compresión ejerce una apreciable influencia en el desplazamiento del petróleo hacia los pozos (Escobar, 2005).

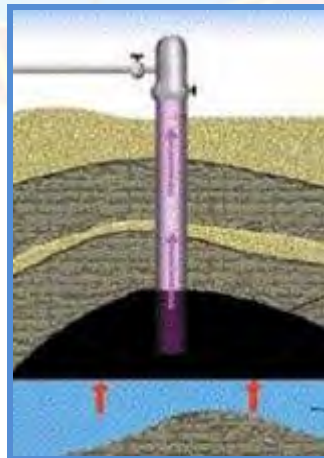


Figura 2.3. Esquema de un yacimiento con empuje hidráulico. (Escobar, 2005)

2.2.6 Índices de empuje

Conocidos todos los términos de la Ecuación de Balance de materiales se pueden realizar cálculos de los índices de empuje para determinar cual mecanismo de producción está ejerciendo la mayor presión, estos índices se describen a continuación:

Índice de empuje por agotamiento (IEA)

Es el mecanismo de producción donde la producción de petróleo viene de la expansión del volumen original de petróleo con su gas disuelto en el yacimiento.

Índice de empuje por segregación (IES)

El Empuje por segregación (Empuje por capa de Gas) es el mecanismo donde el desplazamiento del petróleo es realizado por la expansión de la capa de gas original.

Índice de empuje hidráulico (IEH)

Es el mecanismo en el cual el desplazamiento del petróleo es realizado por la invasión neta de agua hacia la zona de petróleo.

Índice de empuje por expansión (IEE)

Para yacimientos de petróleo subsaturados sin intrusión de agua, el principal recurso de energía para el desplazamiento de hidrocarburos es la expansión de la roca y los fluidos. En el caso de que los otros tres mecanismos de empuje estén contribuyendo a la producción de petróleo y gas la contribución de la expansión de la

roca y los fluidos es bastante pequeña por lo que en muchos casos es despreciable y puede ser ignorada. (Ahmed, 2001)

2.2.7 Índice de productividad.

El índice de productividad o IP, es un indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido de un yacimiento. Se expresa como la relación entre el caudal producido en tanque (Q) y la caída de presión del yacimiento.

Cuando la presión dinámica del fondo (P_{wf}) es más grande que la presión de punto de burbujeo (P_b), el flujo de fluido es similar al de un flujo monofásico, y la curva que representa al índice de productividad se representa con una recta, representada por la siguiente relación:

$$IP = \frac{Q}{(P_r - P_{wf})} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

En la que:

IP: Índice de Productividad, (BNPD/Lpca)

Q: Caudal de fluido, (BNPD)

Pr: Presión Estática promedio del Yacimiento, (Lpca)

P_{wf} : Presión dinámica del Yacimiento a Q conocido, (Lpca)

Cuando la Presión dinámica se es menor P_b entonces debe usarse:

$$Q_{o \max} = \frac{Q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

Donde $Q_{o \max}$ es el máximo caudal obtenido del pozo en BNPD (Nava, 2004).

2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Campos maduros: Son Campos que tienen más de 25 años de Longevidad y que se encuentran produciendo en la última etapa de producción (Ecopetrol, 2009).

Espaciamiento: Distancia mínima entre los pozos productores de hidrocarburos de un campo en la que no exista interferencia de producción entre ellos (Carrillo, 2004).

GOES: Gas Original en Sitio, son los volúmenes de gas presentes inicialmente en el yacimiento (Ecopetrol, 2009)

Localización: en PETRODELTA, S.A, una localización es un pozo cuando éste se encuentra propuesto pero no ha sido perforado. Es un plan de pozo aprobado pero no perforado (Petrodelta, 2011).

POES: Siglas de Petróleo Original en Sitio, son los volúmenes de petróleo que se encuentran inicialmente en el yacimiento medidos a condiciones normales (Ecopetrol, 2009).

Pruebas PVT: Son pruebas de laboratorio que se le realizan a los fluidos de yacimiento para conocer sus principales propiedades como factor volumétrico, viscosidad, densidad, composición entre otros (Ríos, 2005).

Radio de drenaje: Conceptualmente el radio de drenaje nos da una idea de la extensión de la zona drenada por un pozo considerando una formación uniforme y líneas de flujo (Escobar, 2005).

Tasa Límite económica: Es la tasa de producción de petróleo y/o gas que permite compensar el costo directo de operación del pozo, tomando en consideración el precio del petróleo o gas, impuestos, regalías, etc. Es la base para llevar a cabo el abandono de un yacimiento, siendo un factor muy variable y particular de cada yacimiento (Rincón, 2002).



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación tuvo su fundamento en un estudio descriptivo, ya que “se encargó de la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura y comportamiento” (Arias, 1999). En ese sentido la investigación consistió en mostrar los efectos de los eventos ocurridos en los pozos de manera independiente, así como en las Arenas Masivas, en la producción y ésta a su vez en la declinación de producción, para con ello establecer un factor de recobro, las reservas remanentes y generar propuestas que mejoren ese recobro actual mediante nuevas localizaciones y reacondicionamiento de pozos.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

La estrategia seguida para la ejecución de los objetivos se ubicó en el contexto de diseño de investigación de campo, Según Arias (1999) “en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna”. La recolección de los datos y la información necesaria sobre los eventos ocurridos en los pozos se hizo directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular variable alguna; por el contrario éstas se utilizaron tal y como aparecen en los reportes, con el propósito de interpretarlas, entender su naturaleza y explicar sus causas y efectos.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Arias (1999): “La población es el conjunto de elementos con características comunes que son objeto de análisis y para los cuales serán válidas las conclusiones de la investigación”. El mismo autor define la muestra como un subconjunto representativo de un universo o población.

Para esta investigación, la población estuvo conformada por los 66 pozos que conforman al Yacimiento Oficina 39 del Campo Uracoa, siendo la muestra el conjunto de los 66 pozos entre activos, inactivos y abandonados, ya que a estos se les realizó todo el estudio de producción, las curvas de declinación y las posibles propuestas para mejoramiento del factor de recobro.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 ETAPA I: Validación de la data de los pozos y fluidos presentes en el yacimiento estudiado

Se hizo necesaria la realización de un proceso de recolección y validación, clasificación e integración de la información del yacimiento en vista de la disparidad, anomalías y otras causas que puedan generar una no congruencia de los datos. Entonces, es conveniente llevar a cabo una serie de pasos que se describen a continuación:

3.4.1.1 Recopilar información de estudios previos

Esta etapa se inició con una búsqueda del material bibliográfico en los archivos de PETRODELTA, S.A., en la Biblioteca de la Universidad de Oriente (UDO) así como también en la Hemeroteca de esa institución, incluyendo además sistemas

computarizados y manuales para dicha búsqueda. Encontrando información en varios proyectos de grado nombrados en los antecedentes, además de libros y artículos disponibles en la red.

3.4.1.2 Identificar pozos de interés

En esta parte la información de los pozos pertenecientes al área de interés (Arena Masiva del Yacimiento Oficina 39 del Campo Uracoa) se observó en el último mapa actualizado hasta el 2009 con los pozos recientemente perforados. Dicho mapa de tipo Isópaco-Estructural fue solicitado al equipo de geólogos de la empresa con especificaciones de ser hecho al tope de la Arena Masiva. En esta fase se elaboró una tabla con los pozos a estudiar donde se especificó el nombre, tipo, estado, profundidad, fecha de completación, arena completada y contactos de fluido de cada pozo en estudio.

3.4.1.3 Verificar disponibilidad de información para pozos de interés

Una vez identificados los pozos que integran el área bajo estudio, se procedió a elaborar un inventario de la información existente para cada pozo en la sección de archivos del departamento, este inventario cubrió al menos en un 80% la información de los pozos en cuanto a registros eléctricos, pruebas de presión, pruebas PVT, análisis de núcleos y otros análisis especiales.

Además se obtuvo información por parte de cada una de las personas que conforman el equipo de trabajo ya que estos llevan un registro particular, paralelo al archivo principal de los eventos que se dan en el yacimiento.

Igualmente se hizo necesario en algunos casos solicitar información en los demás departamentos de la Gerencia Técnica como los de perforación, producción e

infraestructura ya que en algunos casos, más que todo cuando se trataba de los pozos más recientes, la información de los mismos estaba en sus archivos. El tiempo entre solicitud y respuesta fue inmediato lo que sumó un aspecto positivo a la investigación.

3.4.1.3 Revisar información de reacondicionamientos

La información de recompletaciones, recañoneo o cualquier trabajo es necesaria para saber qué arenas esta drenando cada pozo. La historia de estos trabajos realizados se encontró en las carpetas de pozos en la sección de reacondicionamientos.

3.4.1.4 Obtener información de pruebas de presión

La historia de presión constituye uno de los factores de mayor importancia en un estudio de yacimientos, se hizo indispensable recaudar todas las mediciones existentes hechas con pruebas de presión en el área de interés. Un informe de presiones generado en el departamento de producción fue utilizado para describir al yacimiento. En vista de que las presiones fueron tomadas con un sensor a diferentes profundidades en los pozos y con la finalidad de eliminar la variable profundidad en el estudio para evitar que esta pueda generar más incertidumbre, las mediciones de presión fueron llevadas a la profundidad del Datum (-4230 pie) para tener un comportamiento más sólido de la variable presión con respecto al tiempo, para esto se usó un gradiente de presión del yacimiento de 0,41 lpca/pie. La ecuación usada para hacer esto fue la siguiente:

$$P_{datum} = P_{medida} - (PROF_{medida} - PROF_{datum}) * GP \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

P_{datum} : Presión a la profundidad del datum (lpca)

P_{medida} : Presión a la profundidad medida (lpca)

$PROF_{medida}$: Profundidad de la medida de presión (pies)

$PROF_{datum}$: Profundidad del Datum (pies)

GP : Gradiente de Presión (lpca/pies)

Estas presiones fueron depuradas descartando cualquier valor que se encontrara fuera de rango.

3.4.1.5 Comprobar la consistencia de los informes de pruebas PVT

La información correspondiente a las pruebas PVT se encontraba archivada de manera independiente por lo que tener acceso a ella fue más fácil y rápido, un análisis PVT fue realizado en el año 1995, su informe fue el objeto de validación puesto que el pozo al que fue hecho dicho análisis es el UM-09 que forma parte de los pozos de interés.

La validación de la prueba PVT se hizo mediante diversas pruebas que se describen a continuación:

Prueba de balance de materiales

Esta se utilizó para comprobar si la R_s experimental de la prueba de liberación diferencial es igual a R_s calculada por balance de materiales, la diferencia entre los dos valores no debe exceder el 5%. Los datos de solicitados por esta prueba están tabulados en el Apéndice B.

Los cálculos se realizaron siguiendo el siguiente conjunto de fórmulas.

Gravedad específica del petróleo:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + {}^\circ API} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Masa de petróleo:

$$m_o = (\gamma_o \times \rho_w)(gr/cc) \times 1000cc \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

$$\rho_w = 1gr/cc$$

Masa de gas:

$$mg_1 = Vg_1 = Rsi = 0$$

Ya que en estas condiciones no hay gas disuelto en el petróleo.

A 14,7 lpca y a Tyac:

Masa de petróleo:

$$m_o = m_1 = 957,4gr$$

Masa y volumen de gas en solución:

$$mg_2 = Vg_2 = Rs_2 = 0$$

Porque a 14,7lpc no hay gas disuelto en el petróleo.

A cualquier presión (Pi) y Temperatura de Yacimiento Tyac:

Masa de petróleo:

$$Mo_i = \rho o d_i * \beta o d_i * 1000 gr \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Incremento de la masa de gas en solución entre P_i y $P_{(i+1)}$:

$$Mg_i = Mo_i - Mo_{(i-1)} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

La masa de gas se incrementa, ya que $P \neq P_{atm}$, por ello una fracción de gas esta en solución con el petróleo.

Volumen de gas correspondiente a Mg_i :

$$Vg_i = 0,02881 * Mg_i / \gamma_{gdt} (PCN/BN) \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Relación gas-petróleo en solución:

$$R_{sdi} = (R_{sd(i-1)} + 159 * V_{g_i}) (PCN / BN) \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Error relativo:

$$\% Error = \frac{|Rsd_{BM} - Rsd_{Lab}|}{Rsd_{BM}} * 100 \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Prueba de densidad

Esta prueba consiste en comparar que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbuja durante la prueba de liberación diferencial sea igual a la calculada a partir de los datos obtenidos a las condiciones de separación. Esta prueba

se considera consistente cuando la diferencia de ambos valores obtenidos no exceda de un 5%.

Prueba de la linealidad de la función Y

Los datos de volumen relativo obtenidos en las pruebas de laboratorio requieren generalmente una normalización debido a la inexactitud en la medición del volumen total de hidrocarburo cuando éste se encuentra por debajo de la presión de saturación y bajas presiones. Una función de compresibilidad adimensional, comúnmente llamada Función Y es usada para suavizar los valores de volumen relativo. La forma matemática de esta función se utiliza solamente por debajo de la presión de saturación y viene dada por la siguiente ecuación:

$$Y = (P_{sat} - P)/P(V_{rel}-1) \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Donde:

P_{sat} = Presión de saturación, lpc

P = Presión, lpc

V_{rel} = Volumen relativo a la presión P , adim

Generalmente se debe cumplir que al graficar la Función Y vs. Presión, los datos obtenidos deben ajustar en una línea recta.

Prueba de desigualdad

En esta prueba se debe cumplir que la derivada del factor volumétrico con respecto a la presión debe ser menor al producto del factor volumétrico del gas y la derivada del R_s con respecto a la presión. En resumen, se debe cumplir la siguiente relación:

$$\frac{\partial B_{OD}}{\partial P} < Bg \left(\frac{\partial R_s}{\partial P} \right) \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Donde:

Bo = Factor volumétrico del Petróleo a una presión P (BY/BN)

Bg = Factor volumétrico del Gas a una presión P (PCY/PCN)

Rs = Solubilidad del Petróleo saturado a una presión P (PCN/BN)

Una vez que la mayoría de las pruebas realizadas comprobara la consistencia de la prueba PVT, ésta puede ser considerada representativa para el yacimiento, entonces se procede a extrapolar los datos de la prueba PVT a los reales del yacimiento en el caso de que la Presión de Burbujeo dada por el laboratorio no corresponda con la del yacimiento, para esto se usan cada una de las gráficas de parámetros como Bo, Rs, Z y Bg con una tendencia bien marcada y se llevan a la nueva presión de burbujeo siempre que se mantenga una máxima extrapolación entre 10 y 15% por encima o por debajo de la presión de burbujeo reportada por el laboratorio.

3.4.1.6 Recolectar información de los registros de pozos

La mayor fuente de información para los estudios de yacimientos lo constituyen los perfiles (registros eléctricos) de los pozos. Se encontraron en el archivo del departamento la mayoría de los registros necesarios para el estudio del yacimiento, entre los más importantes se encuentran los registros de potencial espontáneo, gamma ray, resistividad, porosidad neutrón y densidad, que fueron de gran utilidad al momento de ubicar topos de arenas, contactos de fluidos y zonas completadas para tener certeza de la arena que estaba siendo drenada por el pozo perfilado.

3.4.1.7 Extraer información de núcleos

En el archivo solo se encontró un informe de toma de muestra de núcleo para el campo Uracoa, ésta se tomó del pozo UM-91, de este informe se obtuvieron los datos petrofísicos más importantes como Porosidad, Permeabilidad y Saturación inicial de agua, además de contar con curvas de permeabilidad relativa.

3.4.1.8 Extraer información de producción

La parte final de la recolección de información fue la búsqueda del comportamiento de producción de los pozos de interés, esta fue obtenida mediante el manejo de programas de monitoreo de yacimientos como el OFM[®] y Producción Well Applications de la empresa Petrodelta que son actualizadas periódicamente por el personal del Departamento de Producción.

3.4.2 ETAPA II: Determinación del POES y GOES usando PETREL[®]

3.4.2.1 Modelo de cálculo volumétrico

Los valores de POES y GOES fueron obtenidos siguiendo el modelo de cálculo volumétrico que viene dado por las ecuaciones siguientes:

Para el Petróleo Original en Sitio:

$$POES = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad (\text{Ec. 3.11})$$

Donde:

POES = Petróleo original en sitio (BN)

\emptyset = Porosidad (adimensional, fracción)

S_{wi} = Saturación de agua inicial (adimensional, fracción)

A = Área de la zona de petróleo (Acres)

h = Espesor promedio de la zona de petróleo (Pies)

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

Para el Gas Original en Sitio:

$$GOES = \frac{43560 * A * h * \emptyset * (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Donde:

GOES = Gas original en sitio (PCN)

\emptyset = porosidad del yacimiento (adimensional, fracción)

S_{wi} = Saturación de agua inicial (adimensional, fracción)

A = Área de la zona de gas (Acres)

h = Espesor promedio de la zona (Pies)

B_{gi} = Factor volumétrico del gas inicial (PCY/PCN)

43560 = Factor de conversión para llevar de acres-pie a pie cúbicos.

3.4.2.2 Parámetros necesarios para el cálculo de POES y GOES.

Caldera en el año 2004 realizó un estudio petrofísico de las arenas pertenecientes al yacimiento Oficina 39, en el mismo se realizaron mapas de isopropiedades que fueron hechos a las condiciones iniciales y muestran la variación de propiedades como porosidad, espesor, permeabilidad y saturación inicial de agua a

lo largo de todo el yacimiento, estos mapas fueron base para el cálculo de los volúmenes iniciales de hidrocarburos. Las propiedades promedio para el yacimiento obtenidas en esa investigación fueron:

Tabla 3.1. Propiedades petrofísicas de la Arena Masiva (Caldera, 2004).

Propiedad promedio	Valor
\emptyset (fracción)	0,28
Permeabilidad (mD)	3000
h (pies) Arena D	65
h (pies) Arena E	75
h (pies) Arena F	90
S_{wi} (fracción)	0,23

Usando el Software PETREL[®] 2008 en el proyecto denominado "PETREL_2008_Uracoa_2010" el área del Yacimiento fue limitada con un polígono en la superficie de un mapa basado en los mapas oficiales de las arenas en estudio.

Los datos adicionales que solicita PETREL[®] 2008 para realizar los cálculos de volúmenes de hidrocarburos son: profundidad de los contactos de fluidos, factor volumétrico de formación del petróleo y del gas y la relación gas/petróleo en solución.

Los datos necesarios se tabulan a continuación.

Tabla 3.2. Data para el cálculo de POES y GOES

Parámetro	Valor
CGPO (Pie)	4150
CAPO (Pie)	4310
Boi (BY/BN)	1,0981
Bgi (BY/PCN)	0,001469
Rsi (PCN/BN)	174,31

3.4.2.3 Tamaño de la capa de gas

El tamaño de la capa de gas es "m" y representa la relación entre el volumen de gas libre y el volumen de petróleo a condiciones iniciales de yacimiento. Una vez obtenidos valores de POES y GOES puede ser conocido el tamaño de la capa de gas, que por definición viene dado por la siguiente ecuación:

$$m = \frac{GOES * B_{gi}}{POES * B_{oi}} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Donde:

m: Tamaño de la capa de gas (adimensional)

GOES: Gas Original en Sitio (PCN)

Bgi: (BY/PCN)

POES: Petróleo Original en Sitio (BN)

Boi: Factor Volumétrico inicial del Petróleo (BY/BN)

3.4.3 ETAPA III: Establecimiento del mecanismo de producción predominante en el yacimiento

Existen varios eventos que pueden indicar la presencia o no de un mecanismo de empuje y esta información es de vital importancia al momento especificar el factor de recobro ya que este depende directamente del tipo de energía presente en el yacimiento:

3.4.3.1 Comportamiento de presión

El comportamiento de presión del yacimiento en función al factor de recobro del mismo, puede dar un criterio del tipo de mecanismo predominante en él, así teniendo como guía las curvas tipos presentadas por Setter, A. y Thakur, G., que vienen en función de los porcentajes de recobro y el porcentaje de declinación de presión con respecto a la presión original de yacimiento. Se puede generar una curva con el historial de presión y producción que al ser comparada con las teóricas puede ser definido un mecanismo predominante.

Los datos usados por Satter y Thakur en su estudio de los mecanismos de producción se presentan en la tabla 3.3 y el gráfico 3.1.

Tabla 3.3. Porcentaje de recobro de presión de acuerdo al mecanismo de producción. (Ahmed, 2001)

<i>% de la presión Original</i>	<i>% de Recobro por Mecanismo de Producción</i>				
	<i>Gas en Solución</i>	<i>Empuje de Agua</i>	<i>Capa de Gas</i>	<i>Drenaje Gravitacional</i>	<i>Expansión de las Rocas y los Fluidos</i>
100	0	0	0	0	0
98	1	0	1	1	0
96	2	1	3	3	0
94	3	1	5	5	0
92	4	2	6	6	0
90	4	3	8	8	1
88	5	5	9	9	1
86	6	8	11	11	1
84	6	12	13	13	1
82	7	20	14	14	1
80	7	38	16	16	1
78	7	50	17	18	1
76	8		18	19	1
74	8		19	20	1
72	8		20	21	1
70	9		20	22	1
68	9		21	23	2
66	9		22	24	2
64	10		23	25	2
62	10		23	26	2
60	10		24	27	2
58	10		24	28	2
56	11		25	29	2
52	11		25	30	2
50	12		26	30	3
40	13		27	34	3
30	15		28	38	4
20	18		29	45	4
10	22		30	59	5

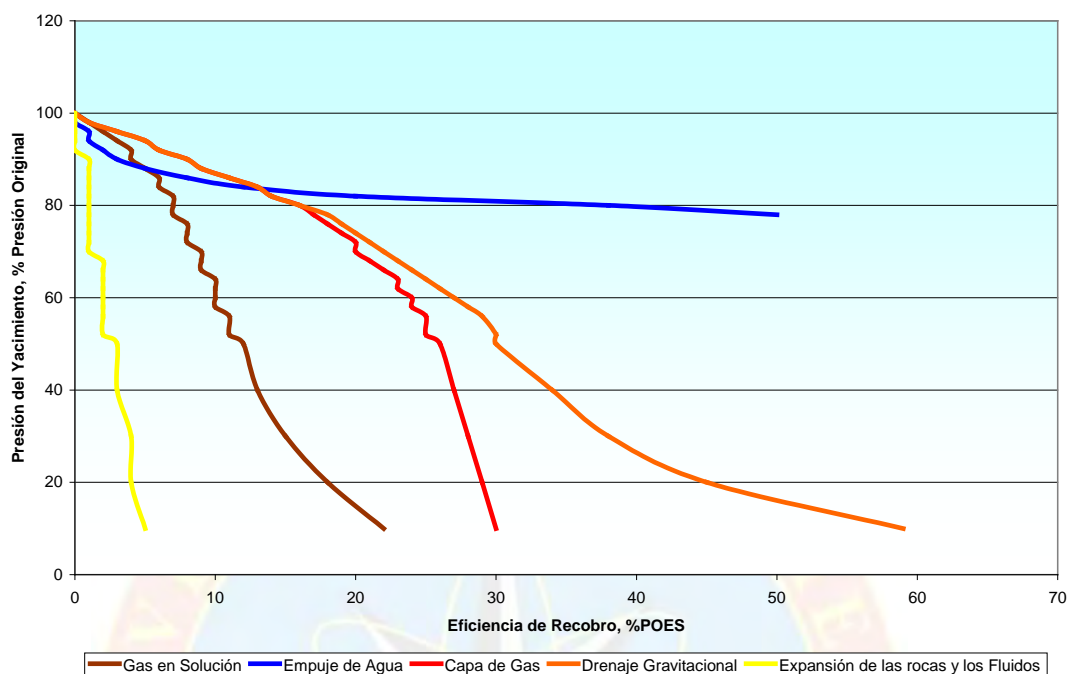


Gráfico 3.1 Curva tipo de los mecanismos de producción de fluidos. (Ahmed, 2001)

Basta con realizar los cálculos de porcentaje de recobro y porcentaje de declinación de presión para luego tomar las curvas tipo y asociarlas a la curva del yacimiento en estudio para determinar cuál de ellas se ajusta mejor para con esto determinar el mecanismo de producción predominante en el estudio.

3.4.3.2 Índices de empuje

Si el yacimiento presenta capa de gas y además un acuífero se puede estar en presencia de un yacimiento con empuje combinado, para comprobar esta teoría se hizo el cálculo de los índices de empuje, para esto se tomó como base la ecuación de balance de materiales:

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] + W_p B_w - W_e - G_{iny} B_{giny} - W_{iny} B_{winy}}{(B_t - B_{ti}) + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + (1+m)B_{ti} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

Donde:

N: Petróleo Original en Sitio (BN)

Np: Producción de Petróleo Acumulado (BN)

$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g \Rightarrow B_t$: Factor de Formación Bifásico (BY/BN)

Rp: Relación Gas-Petróleo producido (PCN/BN)

Rsi: Relación Gas-Petróleo en Solución inicial (PCN/BN)

Bg: Factor volumétrico del gas (BY/PCN)

Wp: Agua producida Acumulada (BN)

Bw: Factor volumétrico del agua (BY/BN)

We: Intrusión de Agua (BY)

Giny: Gas inyectado acumulado (PCN)

Bginy: Factor volumétrico del gas inyectado (BY/PCN)

Winy: Agua inyectada acumulada (BN)

Bwiny: Factor volumétrico del agua inyectada (BY/BN)

Bti: Factor bifásico inicial = Boi: (BY/BN)

m: Tamaño de la capa de gas (adimensional)

Bgi: Factor volumétrico de inicial del gas (BY/PCN)

Cw: Compresibilidad del agua de formación ($l\text{pca}^{-1}$)

Swi: saturación de agua inicial (adimensional, fracción)

Cf: Compresibilidad total de la formación ($l\text{pca}^{-1}$)

ΔP : Diferencial de presión ($l\text{pca}$)

Como se puede observar la ecuación incluye el término de la intrusión de agua (We) por lo que debe ser calculado, el resto de los parámetros provienen del PVT, Historia de producción y del modelo de PETREL.

Ya que todos los términos son conocidos se despeja la intrusión de agua, quedando de la siguiente manera:

$$N * \left[(B_t - B_{ti}) + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + (1+m)B_{ti} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P \right] + N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] + W_p B_w - G_{iny} B_{giny} - W_{iny} B_{winy} = W_e \quad (\text{Ec. 3.15})$$

Una vez que se tienen los volúmenes de intrusión de agua se procedió a calcular los índices de empuje descritos a continuación, los índices de empuje vienen dados por las siguientes ecuaciones:

$$IEA = \frac{N(B_t - B_{ti})}{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g]} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

$$IES = \frac{N \frac{mB_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})}{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g]} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

$$IEH = \frac{W_e - W_p B_w}{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g]} \quad (\text{Ec. 3.18})$$

$$IEE = \frac{N(1+m)B_{ti} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P}{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g]} \quad (\text{Ec. 3.19})$$

Los cuatro índices provienen de la Ecuación de Balance de Materiales, para ser comprobados se debe cumplir que la sumatoria de los Índices sea igual a 1 en todos los intervalos de producción.

$$IEA + IES + IEH + IEE = 1 \quad (\text{Ec. 3.20})$$

Al finalizar los cálculos se puede determinar cuál de los índices es mayor en cada periodo de producción y de este modo determinar el mecanismo de producción predominante, esto se hizo mediante hojas de cálculo, gráficos de dispersión y de barras que muestran la variación de cada índice para así comprender mejor el comportamiento de los mecanismos contribuyentes en el yacimiento.

3.4.4 ETAPA IV: Determinación de las reservas desarrolladas y remanentes utilizando Curvas de Declinación de Producción

3.4.4.1 Clasificación de los pozos de acuerdo a su estado

Se revisó el estado de los 66 pozos en estudio mediante las carpetas separándolos en 4 categorías "no oficiales" estas fueron: Activos, Inactivos esperando abandono, inactivos con opción a reactivación y Abandonados. Ya que los pozos que se encontraron inactivos tenían diversos problemas dependiendo de la índole del mismo se clasificaron usando el siguiente criterio:



Figura 3.1 Clasificación de los pozos de la Arena Masiva de Oficina 39

Los pozos inactivos y abandonados quedaron excluidos de esta parte del estudio ya que no se encuentran en producción por lo tanto no se le genera curva de pronóstico.

3.4.4.2 Generación de las curvas de declinación

Las curvas de declinación se hicieron por pozo y por arenas, para esto se siguieron varios parámetros que se especifican a continuación:

Variables a graficar: las variables seleccionadas para generar las curvas de declinación fueron tasa diaria de petróleo y tiempo en años.

Tiempo de inicio: la producción de los pozos tomada para el estudio fue desde el 1 de Enero de 1991 hasta el 31 de Diciembre de 2009, el inicio del pronóstico se fijo al 01 de Enero de 2010.

Finalización del pronóstico: se especificó finalizar el pronóstico cuando la tasa petróleo declinara hasta 25 BPPD y en caso de no declinar hasta ese punto que generara una curva que cortara en el año 2025.

Tasa de inicio del pronóstico: La tasa de inicio dependió de cada pozo que se estudiara, en la mayoría de los casos se trabajó con la última tasa reportada por el pozo.

Tipo de declinación: Dependiendo de las características del yacimiento y de su producción se eligió un tipo de curva de declinación entre los tres tipos que dependen del valor de b , es decir:

Declinación exponencial, donde $b=0$

Declinación hiperbólica, donde $0 < b < 1$

Declinación armónica, donde $b = 1$

3.4.4.3 Estimación de reservas

Una vez generadas las curvas de declinación se reportan los resultados del pronóstico para así estimar al final de cada periodo las reservas desarrolladas y remanentes.

Reservas Desarrolladas: para calcularlas se procedió a sumar los volúmenes de crudo acumulados desde el 01/01/2010 hasta el 31/12/2025 por los pozos activos hasta esa fecha, además se realizaron cálculos de reservas desarrolladas anuales ya que se contó con la información del pronóstico especificada año a año.

$$R_{Des} = \sum_{i=1}^n N_{p2025}^i \quad (\text{Ec. 3.21})$$

Donde:

R_{Des} : Reservas Desarrolladas hasta el 2025 (BN)

n : Número de pozos activos.

N_{p2025}^i : Producción acumulada de cada pozo hasta el 2025 (BN).

Reservas Recuperables: éstas se calcularon usando el factor de recobro oficial del Yacimiento fijado en 22,1% y el POES obtenido por PETREL[®] 2008, usando la formula:

$$R_{Rec} = FR * POES \quad (\text{Ec. 3.22})$$

Donde:

R_{Rec} : reservas recuperables (BN)

FR: Factor de recobro Oficial del Yacimiento (%)

POES: Petróleo Original en Sitio (BN)

Reservas Remanentes: Las reservas remanentes son los volúmenes de hidrocarburos recuperables que permanecen en el yacimiento, para efectos de este estudio se llamó reservas remanentes a las reservas que permanecerán en el yacimiento para el año 2025. Para determinarlas se uso la siguiente ecuación:

$$R_{Rem} = R_{Rec} - R_{Des} \quad (\text{Ec. 3.23})$$

Donde:

R_{Rem} : reservas remanentes para el año 2025 (BN)

R_{Rec} : reservas recuperables (BN)

R_{Des} : Reservas Desarrolladas en el período pronosticado (BN)

3.4.4.4 Factor de recobro en función de la viscosidad y el mecanismo de producción

Una manera de verificar el factor de recobro de un yacimiento en función del mecanismo de producción es mediante el método desarrollado por Beliveau (2009), el mismo se basó en recopilar el factor de recobro máximo de yacimientos con empuje hidráulico o inyección de agua además de las diferentes viscosidades de los mismos, graficando esta información se obtiene una tendencia que puede ser usada para estimar el factor de recobro que debe tener un yacimiento al saber el mecanismo de producción predominante y la viscosidad del crudo producido. La tendencia obtenida por Beliveau se muestra en el gráfico 3.2.

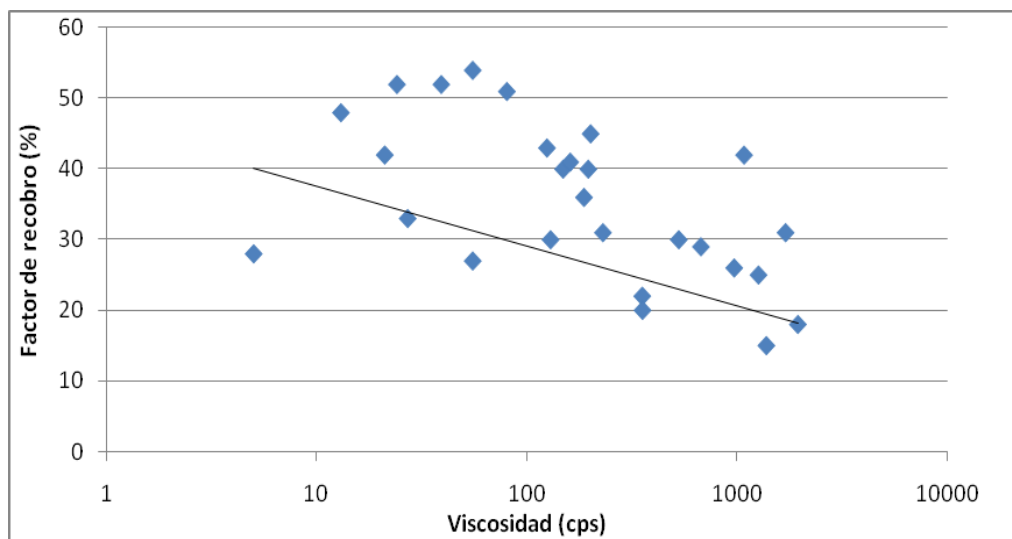


Figura 3.2 Factor de Recobro en función de la Viscosidad (Beliveau, 2009).

Luego en base al factor de recobro se calcularon las reservas recuperables y además las reservas remanentes para saber qué cantidad de pozos se podrían crear en base a este nuevo factor de recobro.

3.4.5 ETAPA V: Identificación de zonas de saturación remanente de petróleo donde se puedan recomendar localizaciones y reacondicionamiento de pozos para optimizar el factor de recobro del Yacimiento.

En base a las reservas remanentes en el yacimiento se decidirá un número de nuevas localizaciones que permitan recuperarlas mediante la perforación de nuevos pozos en las zonas en las que no hay o el reacondicionamiento de otros existentes. Para saber en qué zonas se encuentran esas reservas el procedimiento fue el siguiente:

3.4.5.1 Creación de mapas de burbuja

Se tomó como variable a graficar al radio de drenaje que supone el radio de un cilindro de volumen igual a la producción acumulada de petróleo, pero a condiciones

de yacimiento y con recobro máximo hasta la saturación residual de petróleo. El mapa de burbuja con la variable radio de drenaje hasta la saturación residual de petróleo permite observar la máxima área de drenaje de cada pozo y a la vez las zonas libres de pozos donde posiblemente se podrían colocar nuevas localizaciones.

Usando la ecuación 3.24 con los datos mostrados en la tabla 3.4 se generaron los mapas de burbuja que se desplegaron con la configuración precargada del programa, dicha configuración fue modificada de modo de obtener una visualización óptima de todo el yacimiento con las burbujas bien definidas por tamaño y color.

$$ROB = \sqrt{\frac{5,615 * Np}{\pi * h * \emptyset * \left(\frac{1 - S_{wi}}{Boi} - \frac{S_{or}}{Bo}\right)}} \quad (\text{Ec. 3.24})$$

En la que:

ROB: Radio de la burbuja, radio de drenaje (Pie)

Np: Acumulado de petróleo (BN)

π : 3,1416

h: Espesor de la arena (pie)-

\emptyset : Porosidad (adimensional, fracción)

Swi: Saturación inicial de agua (adimensional, fracción)

Sor: Saturación residual de petróleo (adimensional, fracción)

Boi: Factor volumétrico inicial de formación del petróleo (BY/BN)

Bo: Factor volumétrico actual de formación del petróleo (BY/BN)

Tabla 3.4 Propiedades usadas para generar Mapas de Burbuja.

Parámetro	Valor
N _p (BN)	Obtenido del OFM [®]
h (pies) Arena D	63
h (pies) Arena E	75
h (pies) Arena F	85
Ø (fracción)	0,28
S _{wi} (fracción)	0,23
S _{or} (fracción)	0,30
B _{oi} (BY/BN)	1,0981
B _o (BY/BN)	1,0957

3.4.5.2 Generación de Mapas de Saturación

Los datos de entrada de los mapas de saturación son las saturaciones de petróleo promedio de cada pozo, para obtenerlos se procedió de la siguiente manera:

- Iniciando con el histórico de producción para el yacimiento se tomaron los datos de producción acumulada de petróleo y en base al POES se calcularon los factores de recobro en cada periodo de producción siguiendo la ecuación 3.25.

$$FR = \frac{N_p}{N} * 100 \quad (\text{Ec. 3.25})$$

Donde:

FR: Factor de Recobro (Adimensional, porcentaje)

N_p: Producción Acumulada de Petróleo (BN)

N: Petróleo Original en Sitio (BN)

Como el factor de recobro viene relacionado con las saturaciones de fluidos de acuerdo con la ecuación 3.26.

$$FR = \frac{(1 - S_{wi}) - S_o}{1 - S_{wi}} * 100 \quad (\text{Ec. 3.26})$$

En vista de que el factor de recobro fue obtenido con datos de producción se puede calcular un valor de saturación promedio para el yacimiento tomando un valor de saturación inicial de agua y despejando S_o de la ecuación anterior.

$$S_o = \left(1 - \frac{FR}{100}\right) * (1 - S_{wi}) \quad (\text{Ec. 3.27})$$

Donde:

S_o : Saturación actual de petróleo (adimensional, fracción)

FR: Factor de Recobro (adimensional, porcentaje)

S_{wi} : Saturación inicial de agua (adimensional, fracción)

b. A partir de los históricos de producción se construyó un gráfico de RAP vs. N_p no sin antes normalizar los datos evitando cualquier medición que pueda ser considerada errónea o que se saliera del comportamiento de la mayoría. Una vez realizado este gráfico los datos de RAP se usaron para calcular los valores de relación de permeabilidad relativa usando la ecuación de Darcy (Ec. 3.28) con los datos de la tabla 3.5.

$$\frac{K_{rw}}{K_{ro}} = (RAP) * \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) * \left(\frac{B_w}{B_o}\right) \quad (\text{Ec. 3.28})$$

Donde:

$\frac{K_{rw}}{K_{ro}}$: Relación de Permeabilidades Relativas Agua Petróleo (Adimensional)

RAP : Relación Agua-Petróleo (Adimensional)

$\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)$: Relación de Viscosidad Agua Petróleo (Adimensional)

$\left(\frac{B_w}{B_o}\right)$: Relación Volumétrica Agua-Petróleo (Adimensional)

Tabla 3.5 Datos usados en la Ecuación de Darcy

Parámetro (Adim)	Valor
RAP	Obtenido del OFM [®]
$\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)$	0,04762
$\left(\frac{B_w}{B_o}\right)$	0,9289

c. Las saturaciones de petróleo obtenidas en el literal "a" se usaron para calcular las saturaciones de agua en cada período y éstas a su vez fueron asociadas a valores de Relación de Permeabilidad relativa para generar un gráfico de ambas variables.

Al gráfico obtenido en esta etapa se le asignó una tendencia que se ajustara lo más posible y se acercara a un error de estimación de 1, este comportamiento fue asignado como curva característica para el yacimiento y fue usada en los cálculos individuales para cada pozo como se indica:

d. Los pozos contaban con información de RAP al 2009 lo que permitió calcular la saturación de los puntos donde estos se encontraban mediante el uso de la ecuación característica.

e. Una vez calculadas las saturaciones al 2009 se extrajeron del OFM® los históricos de producción por pozos para construir y usar los gráficos de RAP Vs. N_p extrapolados hasta el valor de producción pronosticado con curvas de declinación al 2025 y conocer las RAP correspondientes a ese año, luego ese valor de RAP fue ingresado en la ecuación de la curva característica para de ese modo determinar el valor de saturación correspondiente al 2025.

f. Los mapas fueron generados en el Software PETREL®, se seleccionó el proyecto denominado “Uracoa_2010_PETREL_2008”, en tabla de datos del proyecto se insertaron los valores de saturación al 2009 y al 2025, los mapas de grid y generados usando los límites del yacimiento especificados en los mapas oficiales enmarcados en un polígono de superficie, el método de interpolación de Kriggins fue el más adecuado al comportamiento del atributo saturación. Los mapas fueron creados para cada arena, asignándole valores a saturación a los puntos de drenaje de cada pozo a las profundidades donde fueron puestos a producción.

3.4.5.3 Mapa de Distribución de fluidos

Consisten en mapas del yacimiento donde pueden observarse la posición de los fluidos de acuerdo con los contactos entre ellos observados en los primeros pozos perforados para las condiciones originales y en los pozos perforados más recientemente para las condiciones actuales (Ver Apéndice D), los contactos mapeados fueron los siguientes:

Tabla 3.6 Contactos mapeados en PETREL® 2008.

	Contacto TVDSS	Valor (pbnm)
Originales	CGPO	4150
	CAPO	4310
Actuales	CGPA (pozo UM-173)	4115
	CAPA (pozo UM-163)	4250

3.4.5.4 Integración de la información de los mapas

Con la información de los contactos actuales se verificó la concordancia de los mapas de saturación con los de distribución de fluidos cuidando que las saturaciones mayores de agua estuvieran por debajo de la profundidad del CAP para luego fusionar la información de los mapas de burbuja con los de saturación para hacer conclusiones en base al siguiente criterio:



Figura 3.3 Criterio de clasificación de zonas por cuadrante.

Una vez aplicado este criterio se observó la posición exacta de los puntos estudiados y con la ayuda de secciones estratigráficas (Apendice H) se observó en qué parte de la estructura se encontraban dichas saturaciones considerando de mayor interés aquellas que se encontraran en las parte altas de la misma sin llegar al CGP.

Luego se estudió el comportamiento de los pozos vecinos a las zonas propuestas para nuevas localizaciones tomando en cuenta factores como las pruebas de producción inicial y última, condición mecánica, servicios y otros problemas que puedan haber presentado los pozos en cuestión.

Para las zonas propuestas para servicios se revisaron los registros de los pozos presentes en éstas para determinar si existían en ellos zonas aprovechables que representen oportunidades de aumentar la producción de los mismos mediante la incorporación de nuevos intervalos productores o por el reacondicionamiento de los ya presentes.

En ambos casos las zonas fueron evaluadas cuidando que ni las nuevas localizaciones ni zonas a completar en pozos existentes estuvieran muy cerca de los pozos activos (por los menos 200 m) para evitar un efecto negativo en la futura producción de hidrocarburos.

3.4.5.5 Estudio del Índice de Productividad

Una vez determinadas las saturaciones en el mapa se calculó la permeabilidad de la zona con la ecuación propuesta por Timur (Ec. 3.29) para luego calcular el índice de productividad en base a los métodos propuestos por Borisov, Giger-Reiss-Jordan y Joshi (Ecuaciones en el Apéndice F) para después generar un promedio que a un diferencial de presión de 250 lpca arroje la tasa de petróleo inicial del pozo propuesto o reacondicionado.

$$K = 8,58102 * \frac{\phi^{4,4}}{Swi^2} \quad (\text{Ec. 3.29})$$

Después se le puede asignar una tasa de declinación anual de acuerdo con el comportamiento de los pozos vecinos y predecir el comportamiento de producción para así determinar el aporte de dichos pozos al aumento del factor de recobro del campo para el año 2025.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Las técnicas de recolección de datos son las distintas formas o maneras de obtener la información y los instrumentos son los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la misma (Arias, 1999). Entre las utilizadas para el desarrollo de esta investigación se tuvieron:

3.5.1 Análisis Documental

Los datos señalados en este proyecto se obtuvieron mediante la revisión de los reportes de perforación, así como la información geológica y de yacimiento suministrada por el departamento de Geología, Yacimientos, Perforación y Producción de la empresa Petrodelta, S.A. mediante entrevistas realizadas a los diferentes ingenieros que allí laboran.

3.5.2 Instrumentos

Herramientas computacionales como:

- ✓ **Oil Field Manager (OFM[®]):** es una aplicación que desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar y analizar datos de producción y yacimientos. OFM[®] es una herramienta informática para el monitoreo y control permanente del subsuelo bajo una estrategia de reducción de costos e incrementos de las reservas recuperables mediante la gerencia dinámica de los procesos y la integración de datos de campo. Desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar y analizar datos de producción y yacimientos.
- ✓ **Well Production Application:** Base de datos de producción de la Empresa PETRODELTA, S. A.

Carpeta de Pozos: Se utilizaron para adquirir información sobre eventos ocurridos en cada pozo y que pudieron alterar el comportamiento de producción de los mismos.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Humanos

Se contó con el apoyo del personal especializado que labora en la empresa Petrodelta, S.A. Entiéndase el Asesor Industrial, Ingenieros de Yacimientos e Ingenieros Geólogos de la referida empresa. De igual manera se hizo necesario el apoyo de los profesionales que laboran en la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente para darle buen término al presente trabajo.

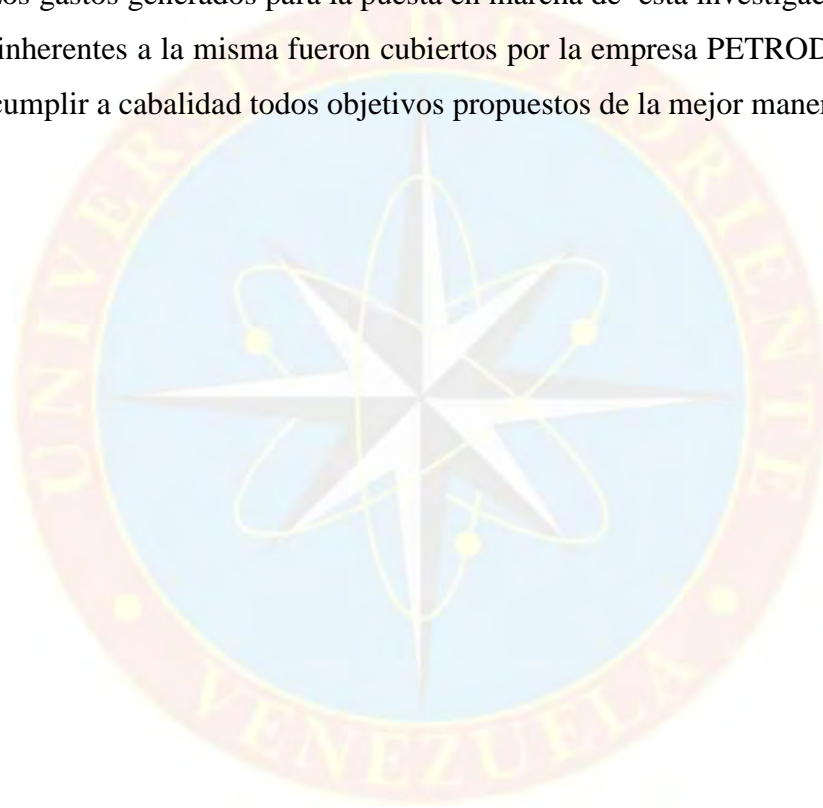
3.6.2 Recursos Materiales

Para el desarrollo del estudio se utilizaron herramientas que facilitaron la realización del mismo tales como disponibilidad de un cubículo con equipo

computacional con acceso a red interna de PDVSA e Internet, carpetas de pozos, informes de pruebas realizadas en el yacimiento, registros eléctricos, además de la información bibliográfica necesaria para comprender la metodología utilizada.

3.6.3 Recursos Económicos

Los gastos generados para la puesta en marcha de esta investigación y todas las etapas inherentes a la misma fueron cubiertos por la empresa PETRODELTA, S.A. a fin de cumplir a cabalidad todos objetivos propuestos de la mejor manera posible.



CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 VALIDACIÓN DE LA DATA DE LOS POZOS Y FLUIDOS PRESENTES EN EL YACIMIENTO ESTUDIADO

4.1.1 Identificación pozos de interés

Los pozos considerados de interés fueron los pertenecientes a la Arena Masiva del Yacimiento Oficina 39 tabulados con sus respectivas características principales como tipo de pozo, estado, contactos de fluidos, fecha de inicio de producción, profundidad total y arena de la que está produciendo, esta tabla se presenta en el Apéndice A. De los 66 pozos presentes en el yacimiento 28 se encuentran activos, 25 inactivos y 13 en estado de abandono, la mayoría de los pozos se encuentran en la arena D, mientras que la arena F tiene la menor cantidad de pozos, esto puede deberse a que esta arena se encuentra parcialmente saturada de agua por su profundidad.

4.1.2 Obtención de la información de pruebas de presión

El informe de pruebas de presión generado por el departamento de producción de la Empresa Petrodelta, S.A. fue modificado ya que había en el mismo algunas mediciones que no presentaban un comportamiento acorde al resto por lo que no se tomaron en cuenta para el presente estudio. Se dieron casos en los que no se hicieron mediciones de presión en algunos períodos por lo que se obtuvieron las presiones mediante interpolación entre puntos de presión. Se muestra en el Gráfico 4.1 y 4.2 el comportamiento de presiones obtenido después de llevar las presiones medidas a la profundidad del sensor a la profundidad del Datum (4230 p.b.n.m) con respecto al tiempo y a la producción acumulada de petróleo mostrando comportamientos

similares. Se observaron dos cambios en el comportamiento, estos cambios de comportamiento se observan y se reflejan en los puntos 1 y 2 de la curva de presión y en conjunto con la información de producción serán analizados más adelante.

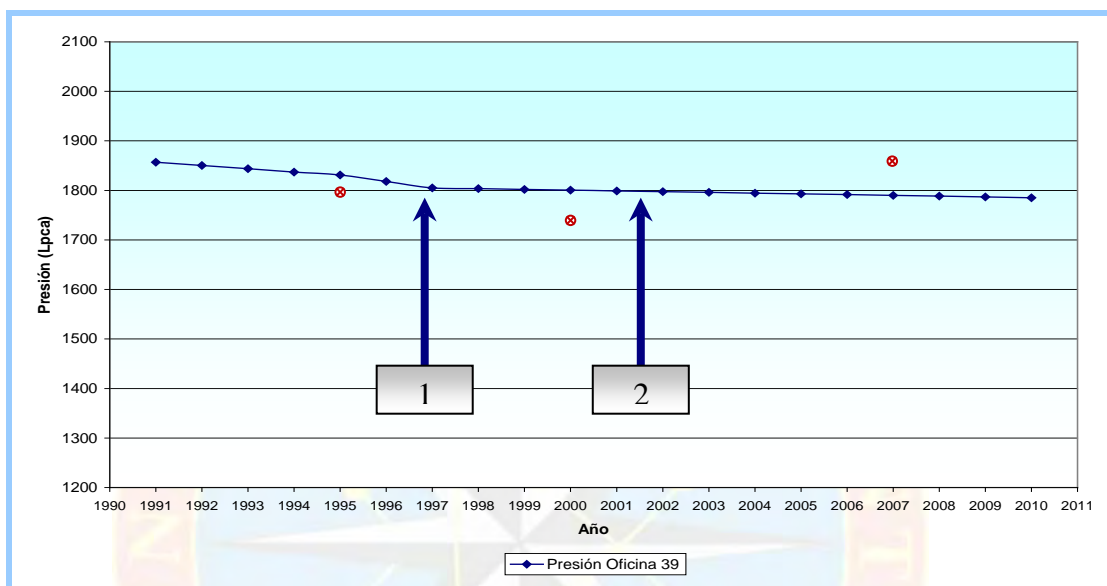


Gráfico 4.1 Comportamiento de presión Vs. Tiempo (PETROLDELTA, S.A., 2010).

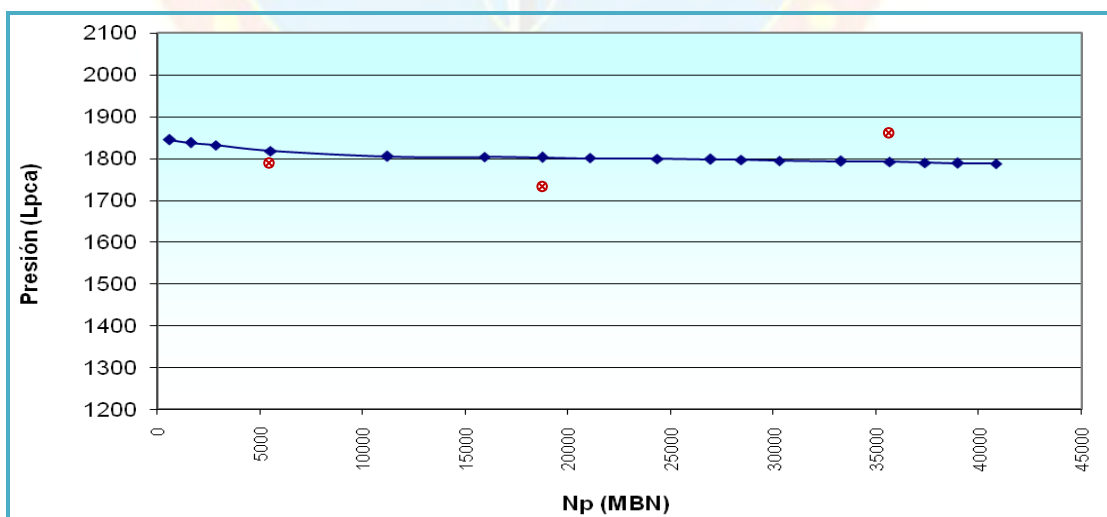


Gráfico 4.2 Comportamiento de presión Vs. petróleo acumulado (PETROLDELTA, S.A., 2010).

4.1.3 Recolección y validación informes de pruebas PVT

El Pozo UM-09 se encuentra al noreste del yacimiento y cuenta con una prueba PVT realizada en 1995 (Apéndice B), para la validación del mismo se siguieron los cuatro métodos de prueba cuyos resultados fueron los siguientes:

4.1.3.1 Prueba de Balance de Materiales

Mediante las ecuaciones respectivas se calculó el valor de Relación Gas Petróleo en Solución (Rsd) por balance de materiales para luego calcular el porcentaje de error relativo, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 4.1 Porcentaje de error entre Relación Gas Petróleo en Solución calculada y experimental del PVT.

Rsd Exp (PCN/BN)	Rsd Calc (PCN/BN)	%Error
0	0,000	0,00
20	19,836	0,83
40	39,822	0,45
59	60,354	2,24
79	75,340	4,86
97	96,886	0,12
115	118,049	2,58
132	131,996	0,00
Error Promedio (%)		1,58

El error promedio de 1.58% permite afirmar que la prueba es consistente ya que este valor está por debajo de 5% que es el valor límite de error para este tipo de prueba. Inclusive todos los valores de Rsd calculados para cada intervalo de presión probada generaron errores relativos menores al 5% lo que le da un valor agregado a la prueba de balance de materiales.

4.1.3.2 Prueba de Linealidad de la función Y

Los valores de función Y obtenidos fueron:

Tabla 4.2 Presión y función Y para la prueba PVT del pozo UM-09

Presión (lpca)	Función "Y"
1640	5,407
1621	5,240
1602	5,234
1583	5,263
1500	5,183
1340	5,054
1170	4,911
970	4,737
790	4,560
650	4,407
540	4,275
455	4,163
340	3,991
250	3,834
210	3,755
180	3,690
125	3,554

Que al graficarlos arrojaron una línea recta como se muestra en la figura 4.3

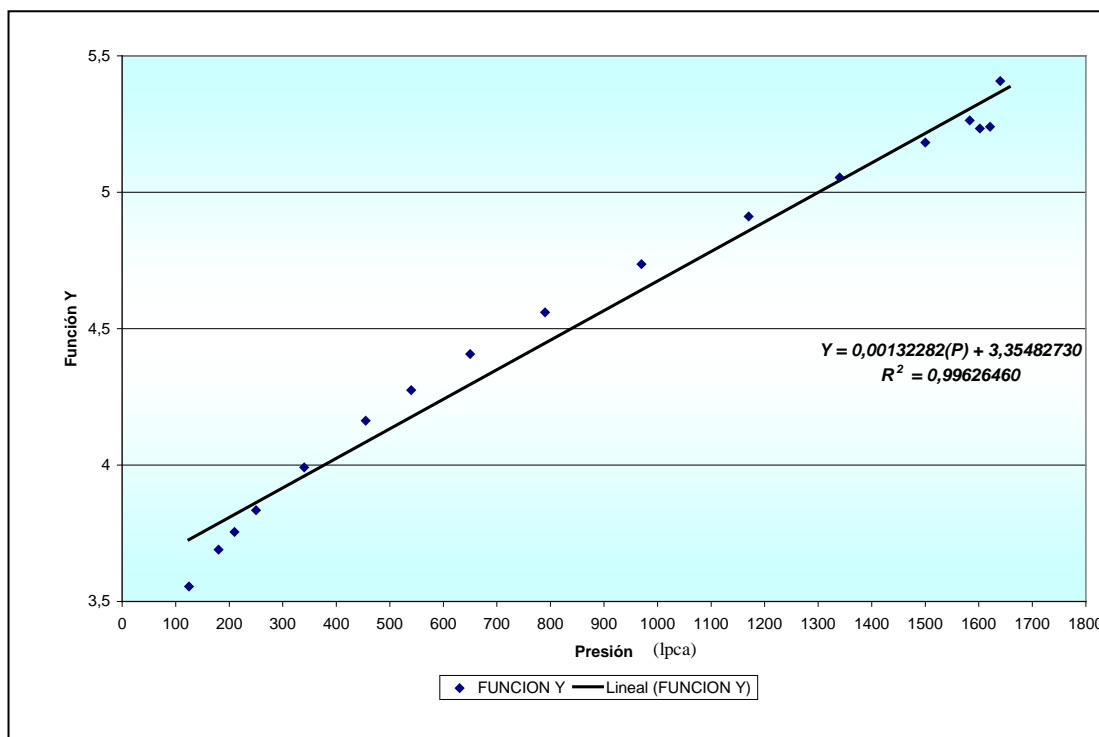


Gráfico 4.3 Función "Y" Vs. Presión

Como se puede observar, el comportamiento lineal de la gráfica 4.3 genera un claro análisis: la muestra de la prueba tenía poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones hechas en el laboratorio fueron hechas con gran precisión, por lo tanto esta prueba también ratifica la consistencia de la prueba PVT realizada.

4.1.3.3 Prueba de densidad

En esta prueba al calcular la densidad del petróleo saturado a la presión de burbujeo en la prueba diferencial debe ser igual a la calculada a partir de los datos en la prueba del separador. Los resultados obtenidos se tabulan a continuación:

Tabla 4.3 Densidad del Petróleo de la prueba diferencial y del separador

Densidad del Petróleo	Valor (gr/cc)
@ Pb de la prueba Diferencial	0,8982
Calculada de los datos de Separador	0,8980

Se observa que la diferencia entre los resultados es mínima por lo que al igual que las dos anteriores la prueba de densidad constata la consistencia de la Prueba PVT del pozo UM-09 con un error relativo de 0,022% que está muy por debajo del 5% límite para la misma.

4.1.3.4 Prueba de Desigualdad

Tabla 4.4 Resultados de la prueba de Desigualdad

$\frac{\partial B_{od}}{\partial P}$	$Bg \frac{\partial r_{sd}}{\partial P}$	$\frac{\partial B_{od}}{\partial P} < Bg \frac{\partial r_{sd}}{\partial P}$
0,0000311	0,0001561	Se Cumple
0,0000300	0,0002001	Se Cumple
0,0000350	0,0002560	Se Cumple
0,0000350	0,0003220	Se Cumple
0,0000300	0,0004791	Se Cumple
0,0000350	0,0006827	Se Cumple
0,0000350	0,0014075	Se Cumple

De acuerdo con la tabla 4.4 se cumple la condición especificada por la evaluación entonces se puede decir que la prueba de desigualdad valida la prueba PVT realizada.

Una vez que la prueba PVT pasara por las 4 pruebas realizadas puede ser considerada consistente. Entonces se procedió a extrapolar los valores de las características de los fluidos en el yacimiento en base a la presión inicial del mismo (1857 lpca) que comparada con la P_b reportada por el laboratorio no excede el 15% establecido, se procede entonces a extrapolar los gráficos de propiedades como Z , B_o y R_s a las presiones calculada para cada año. Los gráficos de las propiedades extrapoladas se muestran a continuación:

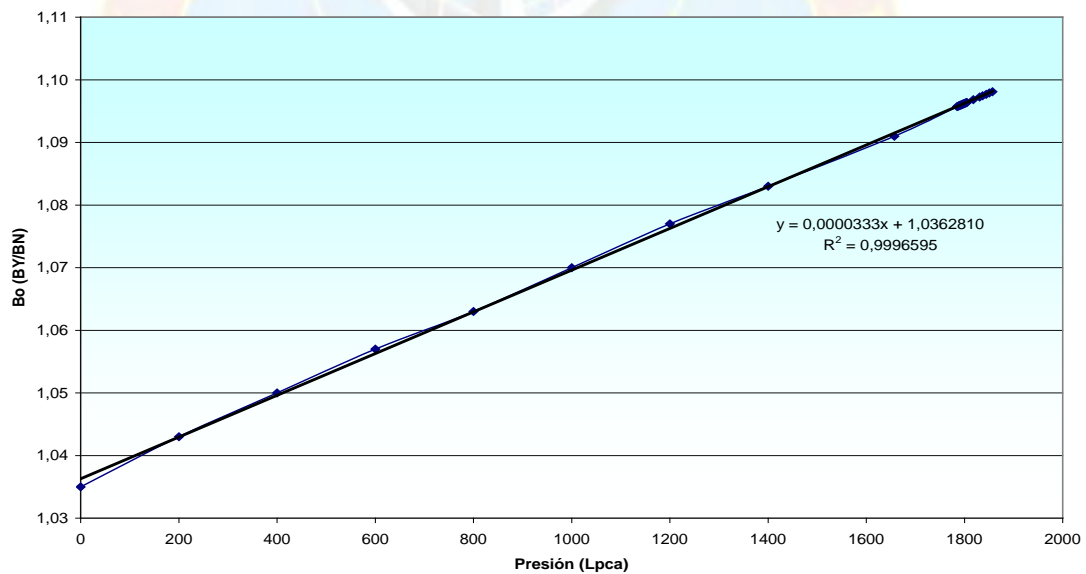


Gráfico 4.4 Extrapolación de los datos de Factor Volumétrico del petróleo

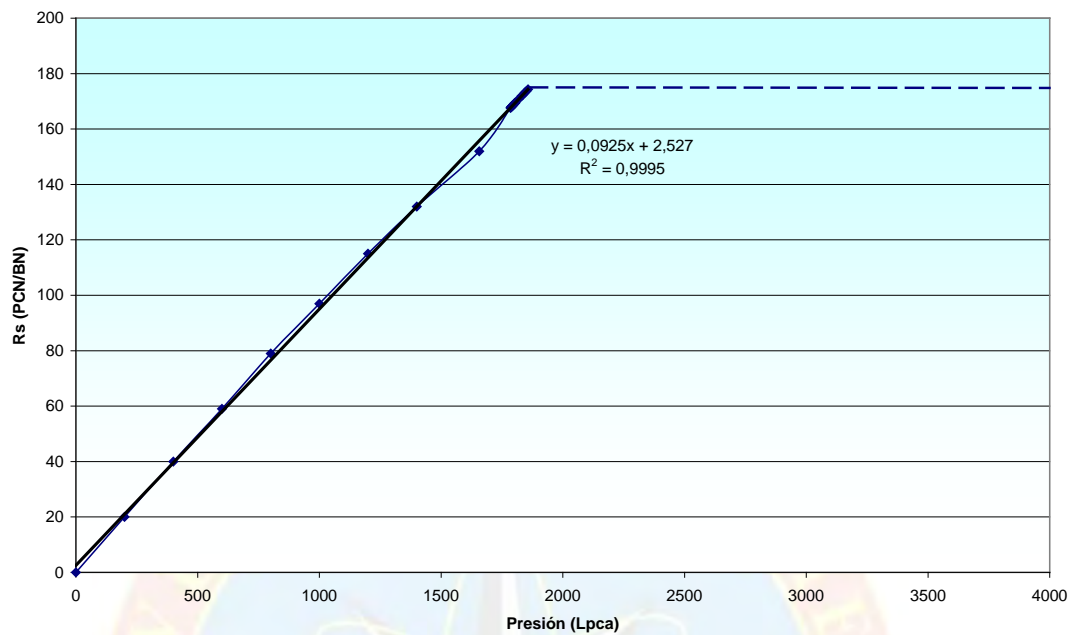


Gráfico 4.5 Extrapolación de los datos de Relación Gas Petróleo en Solución

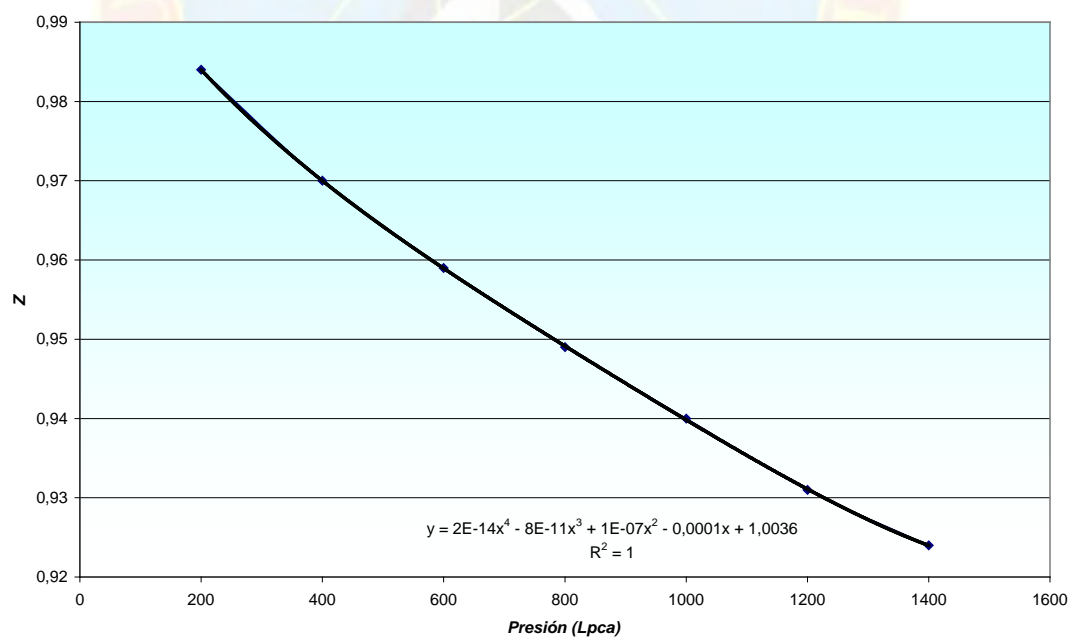


Gráfico 4.6 Extrapolación de los datos de factor de compresibilidad del gas

Los resultados extrapolados reportados en forma de tabla se presentan como sigue:

Tabla 4.5 Extrapolación de las propiedades de los fluidos.

	Presión (lpc)	Bo (BY/BN)	Rs (PCN/BN)	Z	Bg (BY/PCN)	Año
Extrapoladas	1857	1,0981	174,31	0,88827	0,00146	1991
	1851	1,0979	173,71	0,88856	0,00147	1992
	1844	1,0977	173,11	0,88886	0,00148	1993
	1837	1,0974	172,46	0,88918	0,00148	1994
	1831	1,0972	171,90	0,88946	0,00149	1995
	1818	1,0968	170,70	0,89009	0,00150	1996
	1805	1,0964	169,50	0,89073	0,00151	1997
	1804	1,0963	169,36	0,89081	0,00151	1998
	1802	1,0963	169,22	0,89089	0,00151	1999
	1801	1,0962	169,08	0,89096	0,00151	2000
	1799	1,0962	168,94	0,89104	0,00152	2001
	1798	1,0961	168,81	0,89111	0,00152	2002
	1796	1,0961	168,67	0,89119	0,00152	2003
	1795	1,0960	168,53	0,89127	0,00152	2004
	1793	1,0960	168,39	0,89135	0,00152	2005
	1792	1,0959	168,25	0,89142	0,00152	2006
	1790	1,0959	168,11	0,89150	0,00152	2007
	1789	1,0958	167,97	0,89158	0,00153	2008
	1787	1,0958	167,83	0,89166	0,00153	2009
	1785	1,0957	167,65	0,89177	0,00153	2010
	1657	1,091	152,00	0,8992	0,00166	
	1400	1,083	132,00	0,924	0,00202	
	1200	1,077	115,00	0,931	0,00238	
	1000	1,070	97,00	0,940	0,00288	
	800	1,063	79,00	0,949	0,00364	
	600	1,057	59,00	0,959	0,00490	
	400	1,050	40,00	0,970	0,00744	
	200	1,043	20,00	0,984	0,01511	

4.1.4 Extraer información de producción

Se generaron gráficos de producción por pozo donde se puede observar que los pozos de las Arenas Masivas del Yacimiento Oficina 39 tienen una buena producción pero que con el tiempo va mermando mientras que la tasa de agua va en constante aumento hasta que toma un tasa fija que representa en la mayoría de los casos el 90% de los fluidos producidos.

En el gráfico 4.7 y 4.8 se muestra la producción de crudo en el tiempo separada en dos secciones una desde 1991 hasta el año 2000 y la otra desde el 2001 hasta 2010, en ambas se muestran las campañas de perforación con el estado de los pozos. En la parte superior se encuentran los pozos perforados, en la inferior los inactivos y los abandonados en óvalos.

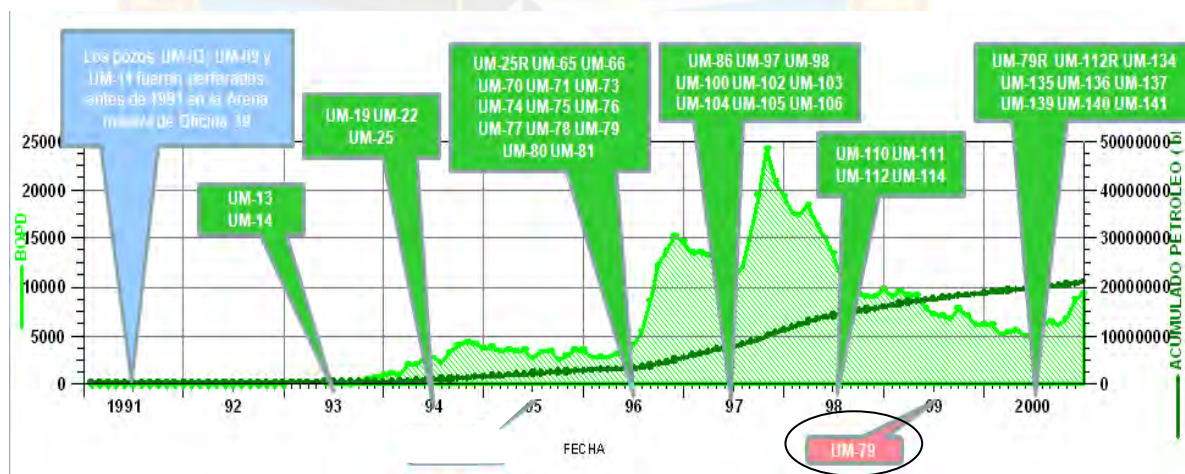


Gráfico 4.7 Comportamiento de producción desde antes de 1991 hasta el año 2000 (Petrodelta, S.A., 2011)

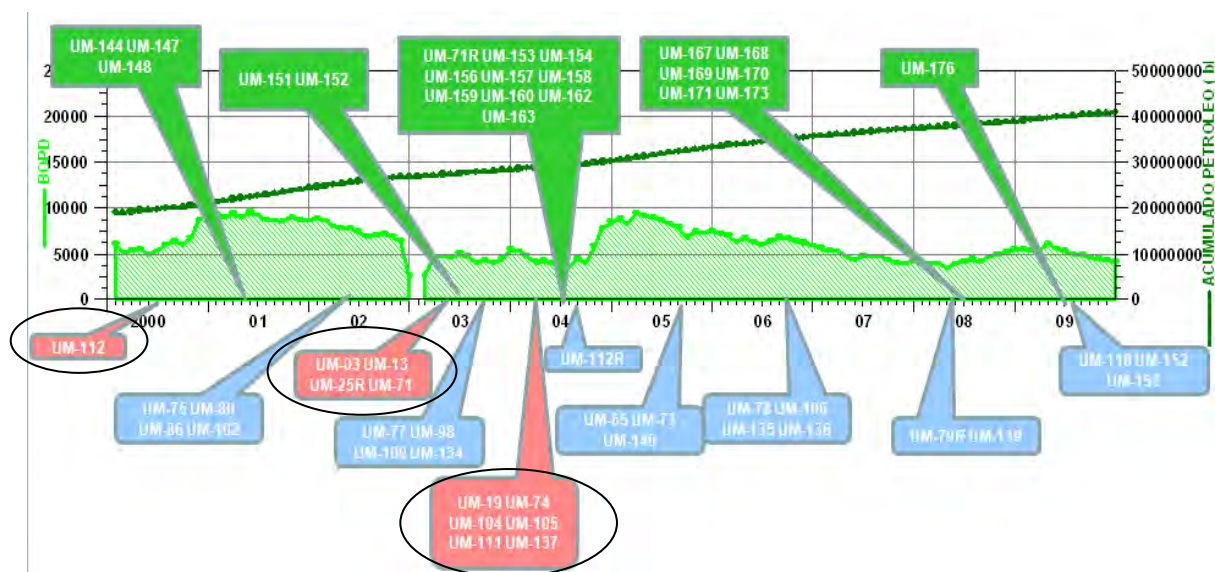


Gráfico 4.8 Comportamiento de producción desde 1991 hasta el año 2009.

Se perforaron los pozos UM-03, UM-09 y UM-11 en la Arena Masiva con los que se inició la explotación de hidrocarburos del yacimiento, se observa el mayor aumento de producción después de la campaña de perforación de 1997 cuando se alcanzaron los casi 25MBPD de crudo, después ese aumento la tasa fue disminuyendo hasta estabilizarse entre los 5 y 8MBPD. Este gráfico de producción en combinación con los gráficos de presión puede comprobar que en la primera década de la vida productiva de este yacimiento se dio la caída de presión mayor debido a la puesta en producción de una gran cantidad de pozos, con el tiempo la presión se estabilizó en la segunda década ya que fue en esta etapa donde se llevó a cabo la inactivación y el abandono de muchos pozos pertenecientes a este yacimiento.

El comportamiento de producción de gas y agua para el yacimiento se muestra en el Apéndice C.

4.2 DETERMINACIÓN DEL POES Y GOES USANDO PETREL®

4.2.1 Modelo de cálculo volumétrico

Los volúmenes de hidrocarburos originalmente en sitio se determinaron usando el modelo estático provisto por los ingenieros geólogos del departamento obteniéndose lo siguiente a través de PETREL:

Tabla 4.6 Volúmenes iniciales de Hidrocarburos y tamaño de la capa de gas.

Parámetro	Valor
POES (MMBN)	276,296
GOES (MMPCN)	34.713
m (Adimensional)	0,168

El Yacimiento Oficina 39 (Arenas Masivas y Someras) posee 301,262 MMBN en POES y 110582MMPCN en GOES por lo que las Arenas Masivas con los volúmenes reportados en la tabla 4.6 representan un 92% de las reservas de petróleo y un 32% de las reservas de gas, es decir que estas representan la mejor opción a explotar en función de los volúmenes de hidrocarburos con respecto al total de estos.

4.3 ESTABLECIMIENTO DEL MECANISMO DE PRODUCCIÓN PREDOMINANTE EN EL YACIMIENTO

4.3.1 Comportamiento de Presión

Los datos de presión y factor de recobro se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 4.7 Porcentaje de recobro y de presión original

Presión (lpca)	Acumulado de petróleo (MMBN)	FR (%)	% de Py
1857=Py	0,00	0,00	100,00
1850,5	0,43	0,16	99,64
1844,0	1,03	0,37	99,29
1837,0	1,81	0,66	98,92
1831,0	2,83	1,03	98,59
1818,0	5,53	2,00	97,89
1805,0	11,20	4,06	97,19
1803,5	15,93	5,77	97,11
1802,0	18,75	6,79	97,03
1800,5	21,07	7,63	96,95
1799,0	24,35	8,81	96,87
1797,5	26,95	9,75	96,79
1796,0	28,44	10,29	96,71
1794,5	30,28	10,96	96,63
1793,0	33,29	12,05	96,55
1791,5	35,66	12,91	96,47
1790,0	37,37	13,53	96,39
1788,5	38,98	14,11	96,31
1787,0	40,83	14,78	96,23

Al graficar estos datos se obtiene el gráfico 4.9.

De acuerdo con las Curvas Tipo generadas por Setter y Thakur el mecanismo de producción que se ajusta más al comportamiento del yacimiento es el Empuje Hidráulico. Puede observarse que el comportamiento es mucho más plano que el comportamiento teórico del empuje hidráulico esto se debe a que el Acuífero presente en el yacimiento tiene gran actividad. La presencia de este acuífero puede ratificarse al mirar el comportamiento de producción de agua en el apéndice C donde se da un aumento repentino de la producción de agua poco tiempo después del inicio de la

vida productiva del yacimiento y una estabilización de la misma a partir de ese aumento.

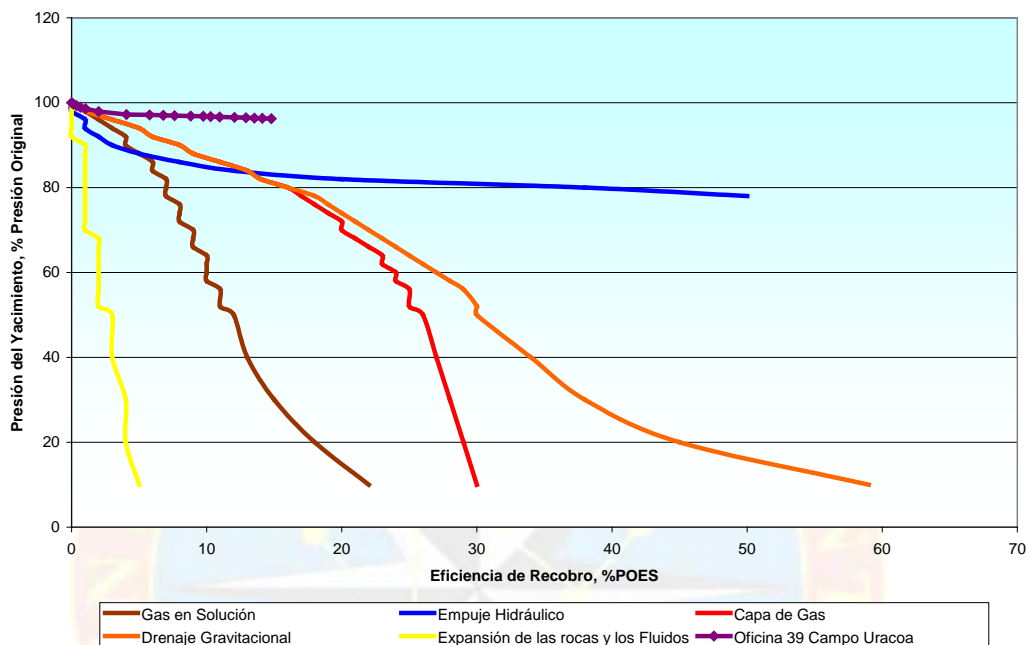


Gráfico 4.9 Mecanismo de producción de la Arena Masiva del yacimiento Oficina 39 del Campo Uracoa.

4.3.2 Índices de empuje

En vista de que el yacimiento presenta acuífero y capa de gas (observada en los registros de Porosidad y Neutrón) entonces se encuentra varios mecanismos de producción a la vez, en este caso se realizó el estudio de los índices de empuje siguiendo una serie de pasos para obtener lo siguiente:

Ya que los valores de POES, GOES y tamaño de la capa de eran conocidos se calculó intrusión de agua para cada año con balance de materiales, resultando lo siguiente:

Tabla 4.8 Intrusión de agua por año de la Arena Masiva, yacimiento Oficina 39 del Campo Uracoa

Año	Presión (lpca)	We (MMBY)
1991	1857	0,000
1992	1851	0,319
1993	1844	0,513
1994	1837	1,119
1995	1831	3,063
1996	1818	7,213
1997	1805	19,437
1998	1804	39,126
1999	1802	55,204
2000	1801	68,822
2001	1799	85,282
2002	1798	101,719
2003	1796	111,346
2004	1795	123,918
2005	1793	144,164
2006	1792	164,709
2007	1790	183,711
2008	1789	201,703
2009	1787	218,966

Una vez que se tienen los volúmenes de intrusión de agua se procedió a calcular los índices de empuje:

Tabla 4.9 Índices de empuje de la Arena Masiva de Oficina 39, Campo Uracoa.

Año	Presión (lpca)	IEA	IES	IEH	IEE	Total Índices
1992	1851	0,36	0,38	0,25	0,02	1,0
1993	1844	0,35	0,37	0,27	0,02	1,0
1994	1837	0,28	0,29	0,42	0,02	1,0

Tabla 4.9. Continuación

Año	Presión (lpca)	IEA	IES	IEH	IEE	Total Índices
1995	1831	0,19	0,20	0,60	0,01	1,0
1996	1818	0,14	0,15	0,71	0,01	1,0
1997	1805	0,10	0,10	0,80	0,01	1,0
1998	1804	0,06	0,07	0,87	0,00	1,0
1999	1802	0,05	0,05	0,90	0,00	1,0
2000	1801	0,05	0,05	0,91	0,00	1,0
2001	1799	0,04	0,04	0,92	0,00	1,0
2002	1798	0,04	0,04	0,93	0,00	1,0
2003	1796	0,04	0,04	0,93	0,00	1,0
2004	1795	0,03	0,03	0,94	0,00	1,0
2005	1793	0,03	0,03	0,94	0,00	1,0
2006	1792	0,03	0,03	0,95	0,00	1,0
2007	1790	0,02	0,03	0,95	0,00	1,0
2008	1789	0,02	0,02	0,96	0,00	1,0
2009	1787	0,02	0,02	0,96	0,00	1,0

Gráficamente se tiene:

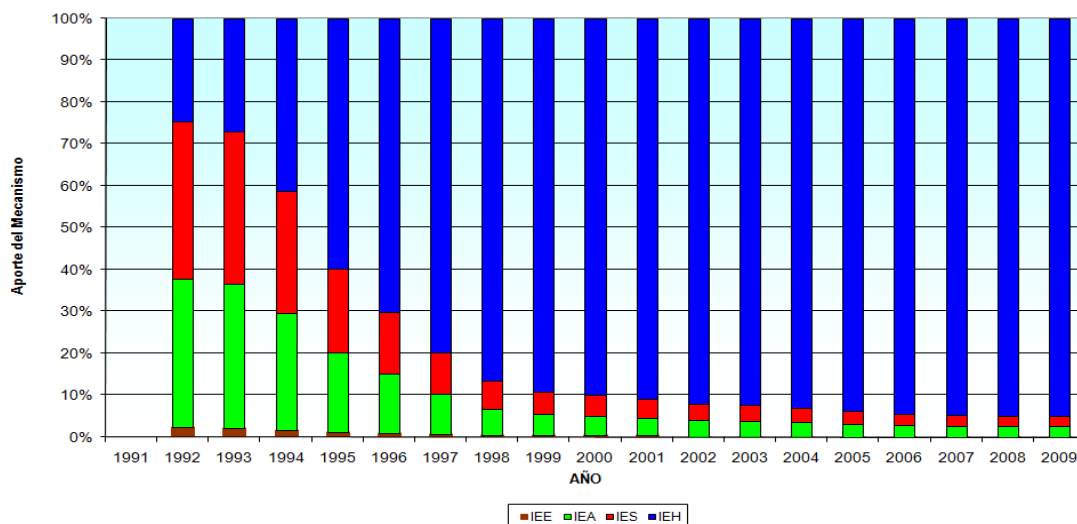


Gráfico 4.10 Diagrama de barras de los índices de empuje en el tiempo

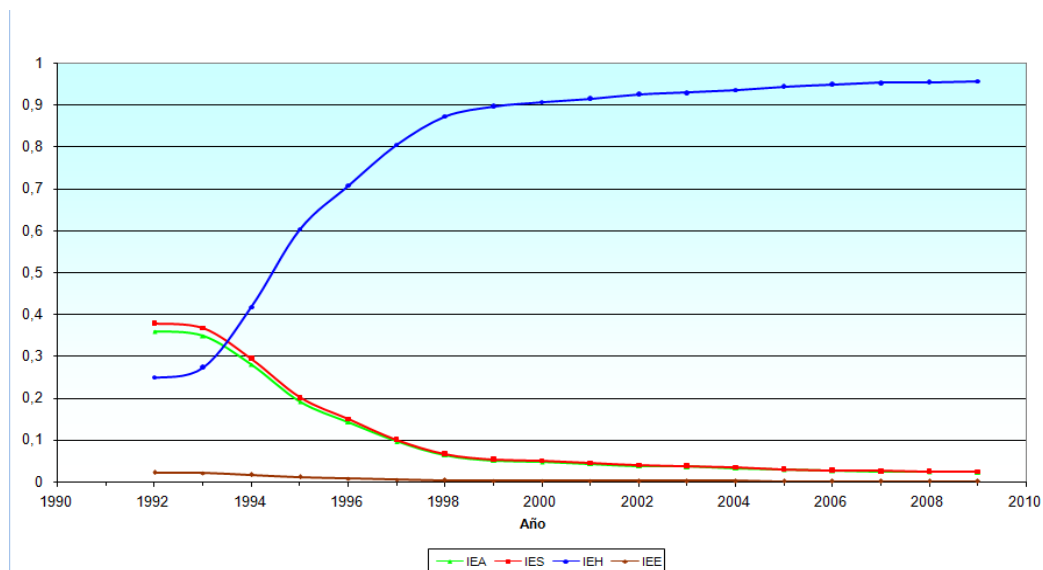


Gráfico 4.11 Comportamiento de los índices de empuje en el tiempo

De acuerdo con la tabla 4.9 en todos los intervalos de tiempo se cumple que la sumatoria de los índices de empuje es igual 1 por lo que en base a estos cálculos se pueden hacer conclusiones. Como se puede observar en los gráficos 4.10 y 4.11 el mecanismo de producción predominante en todo el tiempo de producción del yacimiento es el Empuje Hidráulico que aporta más del 80% de la energía para la producción de los hidrocarburos. Al inicio del período de producción se observa que el empuje por capa de gas posee el dominio como mecanismo de producción pero esto se debe principalmente a que el yacimiento no está estabilizado y es hasta el año 1993 cuando empieza a manifestarse como mecanismo principal el empuje por acuífero activo.

En base a estos resultados el comportamiento de presiones del gráfico 4.1 puede ser explicado de la siguiente manera:

- ✓ Hasta el punto 1 los principales mecanismos de producción fueron Empuje hidráulico y capa de gas.

- ✓ Entre los puntos 1 y 2 el gas fue mermando su efecto de empuje por causa de la producción de hidrocarburos, mientras que el acuífero activo presente fue estabilizando su aporte de energía para llegar a un 90% de la energía total para producir hidrocarburos.
- ✓ Después del punto 2 el acuífero está estabilizado y la capa de gas casi extinta no ejerce mayor presión al yacimiento quedando el empuje hidráulico como mecanismo predominante.

4.4 DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS DESARROLLADAS Y REMANENTES UTILIZANDO CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.

4.4.1 Clasificación de los pozos de acuerdo a su estado

Tabla 4.10 Clasificación de los pozos presentes en la Arena Masiva.

Activos		Inactivos con opción a reactivación	Inactivos esperando por abandono	Abandonados
UM-09	UM-162	UM-102	UM-100	UM-03
UM-103	UM-163	UM-110	UM-106	UM-104
UM-11	UM-167	UM-136	UM-112:02	UM-105
UM-114	UM-168	UM-139	UM-134	UM-111
UM-141	UM-169	UM-14	UM-135	UM-112:01
UM-144	UM-170	UM-152	UM-140	UM-13
UM-147	UM-171	UM-154	UM-158	UM-137
UM-148	UM-173	UM-22	UM-65	UM-19
UM-151	UM-176	UM-66	UM-73	UM-25:01
UM-153	UM-70	UM-75	UM-79:02	UM-25:02
UM-156	UM-71:02	UM-77	UM-86	UM-71:01
UM-157	UM-76	UM-78	UM-98	UM-74
UM-159	UM-81	UM-80		UM-79:01
UM-160	UM-97			

Hay 28 pozos activos la gran mayoría pertenecientes a las últimas campañas de perforación, 13 pozos se encuentran inactivos con problemas menores mientras que 12 se encuentran inactivos con problemas graves por lo que se espera abandono, además hay 13 pozos abandonados, es decir el 57% de los pozos de las Arena Masivas del yacimiento Oficina39 se encuentran inoperativos por lo que se hace necesaria la construcción de nuevos pozos para recuperar las reservas de estas arenas.

4.4.2 Generación de las curvas de declinación

Los 25 pozos inactivos y los 13 abandonados quedaron excluidos de esta parte del estudio, los 28 pozos activos fueron el foco principal de la misma, a estos se le generaron curvas de declinación de producción con pronósticos desde el 01/01/2010 hasta el 31/12/2025 o hasta que su tasa de petróleo decayera hasta a 25BPD, la curva de declinación del yacimiento se presenta en el Apéndice D.

4.4.3 Estimación de reservas

4.4.3.1 Reservas desarrolladas

Las Reservas desarrolladas fueron calculadas usando la ecuación 3.21 para 2009 y hasta el 2025 ya que esta es la fecha límite del convenio Operativo entre la empresa PETRODELTA, S.A. y la empresa matriz PDVSA, obteniéndose lo siguiente:

Tabla 4.11 Reservas desarrolladas y acumulados al 2009 y 2025.

Parámetro	Valor (MMBN)
Acumulado de Petróleo al 2009	40,84
Reservas Desarrolladas	10,87
Acumulado de Petróleo al 2025	51,71
Factor de recobro al 2025 (%)	18.72

Al 31/12/2009 las reservas desarrolladas alcanzan un volumen de 10,87 MMBN lo que generaría una producción acumulada de 51,71 MMBN para el 31/12/2025 con un factor de recobro de 18,72%.

4.4.3.2 Reservas Recuperables

Con un factor de recobro oficial de 22,1% se calcularon las reservas recuperables obteniendo un volumen de 61.06 MMBN de petróleo que puede ser extraído del yacimiento.

4.4.3.3 Reservas Remanentes

Las reservas remanentes al 2025 en el yacimiento o también llamadas reservas no desarrolladas se calcularon por diferencia entre las reservas recuperables menos el acumulado y las reservas desarrolladas, obteniéndose un volumen de 9,35 MMBN que actualmente no poseen instalaciones para extraerlos, es decir un 3,3% del POES.

Este volumen de reservas no desarrolladas en base a un estimado de producción de 1,2MMBN de petróleo por pozo (extraído como promedio del histórico de producción de los pozos), indica que se pueden agregar aproximadamente 9 nuevos pozos en la Arena Masiva del Yacimiento Oficina 39 con finalidad de producir los hidrocarburos presentes hasta alcanzar el máximo factor de recobro de este yacimiento que se encuentra en la etapa final de su vida productiva.

4.4.4 Factor de recobro en función de la viscosidad y el mecanismo de producción

Al usar la figura 3.2 con 21cps de viscosidad el factor de recobro observado es de 35%, viéndose que el factor de recobro que se maneja oficialmente (22,1%) podría estar subestimado por lo que una reevaluación tendría que ser hecha. En base a un factor de recobro de 35% se tendría que las reservas recuperables serían de 96.70MMBN, las reservas remanentes par el año 2025 serían de 44.5MMB lo que se traduciría en la posibilidad de crear 35 nuevos pozos con un promedio de producción de 1.2MMBN de petróleo.

4.5 IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE SATURACIÓN REMANENTE DE PETRÓLEO DONDE SE PUE DAN RECOMENDAR LOCALIZACIONES Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS PARA OPTIMIZAR EL FACTOR DE RECOBRO DEL YACIMIENTO

4.5.1 Creación de Mapas de Burbuja

Los mapas de burbujas generados se realizaron para la variable radio de drenaje y para cada una de las arenas que conforman a la Arena Masiva del Yacimiento Oficina 39. Los principales resultados se muestran a continuación:

Tabla 4.12 Máximos Radios de Drenaje obtenidos en los mapas de Burbuja.

Arena Parámetro	D	E	F
Máx. Radio de Drenaje (pies)	654	553	519
Número de Pozos	42	16	8
Número de Pozos Activos	21	5	2

En función de la producción los radios de drenaje mayores se encontraron en la arena D donde hay la mayor cantidad de pozos (42) sobre la E que cuenta con 16 y la F con solo 8. Esta variación del radio de drenaje pudiera ser causada, además de la producción, por la diferencias en los espesores de las arenas estudiadas.

Arena D

Como se puede observar en la Figura 4.1 la Arena D tiene mayor cantidad de pozos puesto que las últimas campañas de perforación desde el año 2000 se han enfocado principalmente a esta arena que posee buena calidad de roca y se encuentra por encima del contacto agua-petróleo en casi todo el yacimiento. A pesar de la gran cantidad de pozos en esta arena aún existen zonas que pueden ser aprovechadas, las mismas se encuentran resaltadas en las envolventes de línea entrecortada.

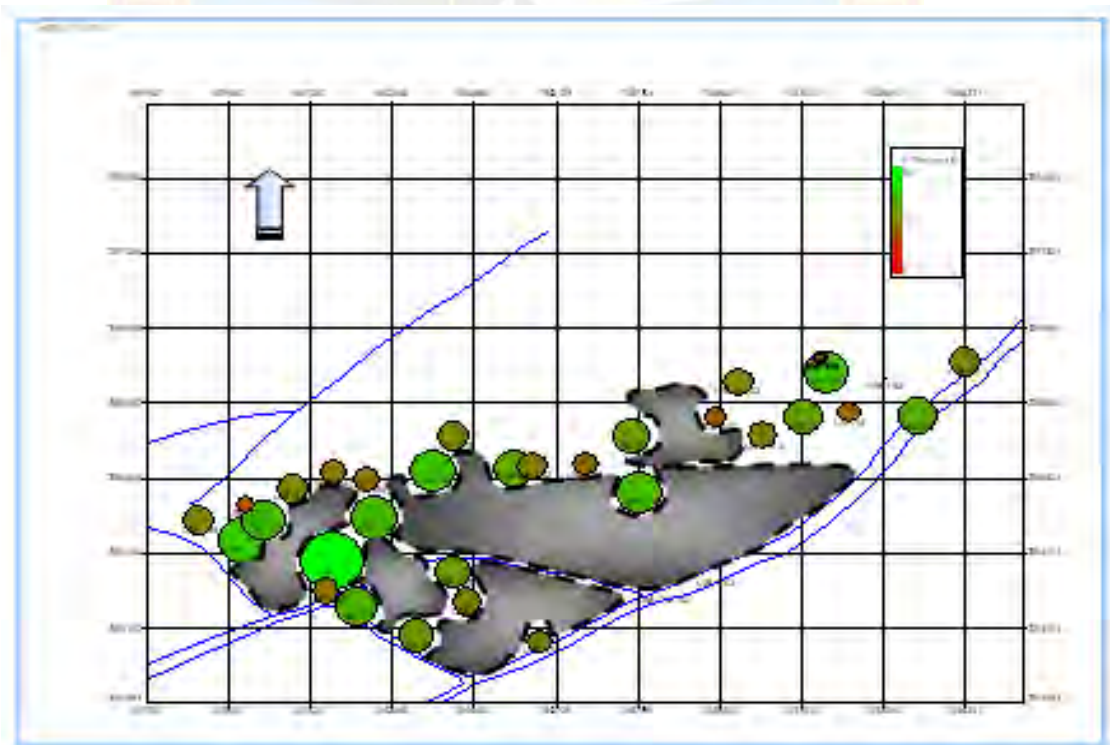


Figura 4.1. Zonas prospectivas de acuerdo a mapas de burbuja de la Arena D

Arena E

La mayor cantidad de pozos se encuentra hacia el centro y el este, esta arena cuenta con 5 pozos activos, 7 pozos inactivos y 4 abandonados, las razones de inactividad o abandono fueron principalmente por arenamiento, alto gas y corrosión (figura 4.2).

En la Arena E los posibles lugares de nuevas localizaciones se encuentran hacia Oeste donde según Caldera (2004) se encuentran los mejores espesores de Arena Neta Petrolífera al menos dos localizaciones pueden ser creadas en estas zonas.

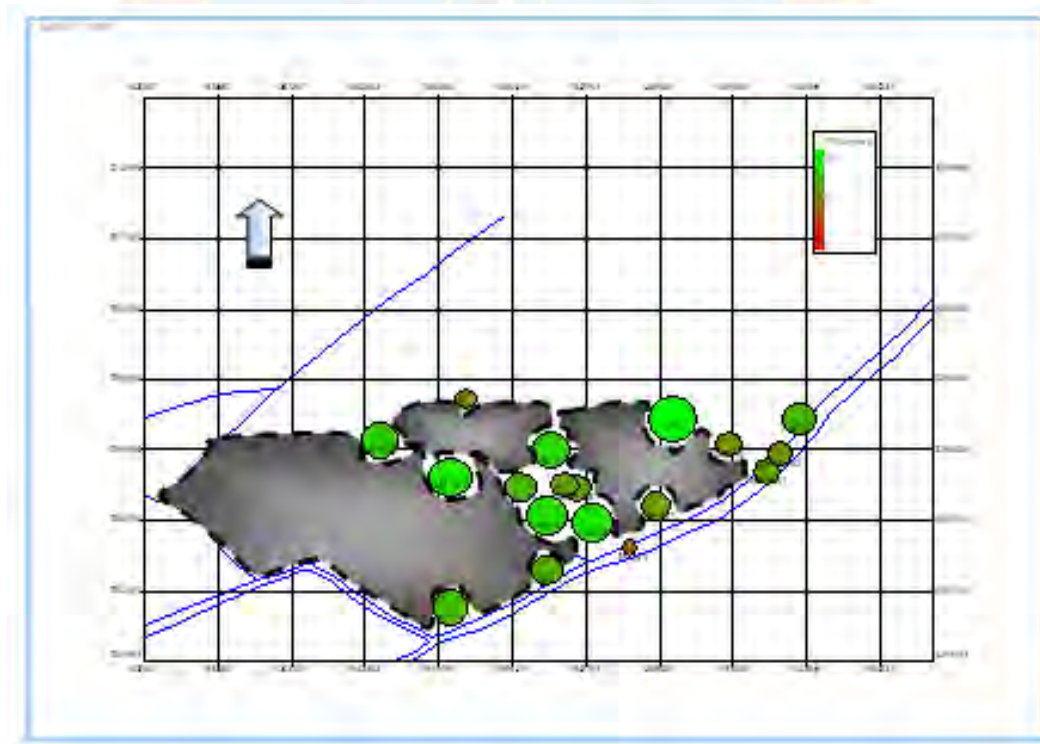


Figura 4.2. Zonas prospectivas de acuerdo a mapas de burbuja de la Arena E

Arena F

De acuerdo con la Figura 4.3 la arena F cuenta con la menor cantidad de pozos, 2 se encuentran activos, 5 inactivos y 1 abandonado para un total de 8 pozos. En la parte más alta de la estructura es decir, hacia el sur del mapa se pueden crear nuevas localizaciones que permitan aprovechar el contenido de hidrocarburos remanentes en esta arena que posee los mejores espesores pero que se encuentra parcialmente saturada de agua, hacia el norte del yacimiento se pueden observar zonas que únicamente con evaluación del mapa de burbuja serían prospectos pero que al comparar con la profundidad de los contactos, y estudios previos como el de Caldera (2004) pasan a estar descartadas puesto que se encontrarían saturadas de agua casi en su totalidad, esto puede verse también en el Apendice E.

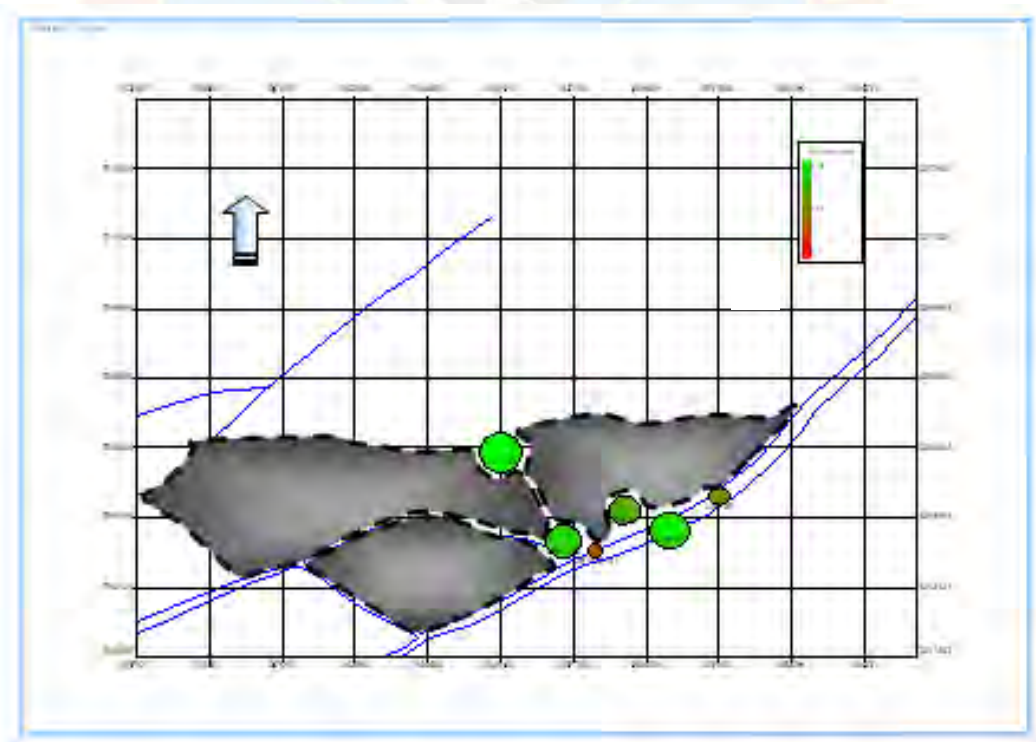


Figura 4.3. Zonas prospectivas de acuerdo a mapas de burbuja de la Arena F

4.5.2 Generación de Mapas de Saturación

Los cálculos de FR, So, y Swi generales para el yacimiento arrojaron los resultados que se presentan a continuación:

Tabla 4.13. Factor de recobro del campo en base a datos de producción.

Fecha	NP (MMBN)	FR (%)
1992	0,43	0,16
1993	0,95	0,34
1994	1,63	0,59
1995	2,84	1,03
1996	5,54	2,00
1997	11,20	4,06
1998	15,94	5,77
1999	18,75	6,79
2000	21,07	7,63
2001	24,35	8,81
2002	26,95	9,75
2003	28,44	10,29
2004	30,29	10,96
2005	33,29	12,05
2006	35,67	12,91
2007	37,38	13,53
2008	38,98	14,11
2009	40,84	14,78

De la ecuación de factor de recobro (Ec. 3.25) se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 4.13, usando la ecuación 3.27 y los valores de factor de recobro

obtenidos de los datos de producción se determinaron los valores de saturación de petróleo en cada intervalo de producción resultando en lo siguiente:

Tabla 4.14 Saturaciones de petróleo con $S_{wi}=22\%$

$S_{wi}=0,22$	
S_o (%)	S_w (%)
78,00	22,00
77,73	22,27
77,54	22,46
77,20	22,80
76,44	23,56
74,84	25,16
73,50	26,50
72,71	27,29
72,05	27,95
71,13	28,87
70,39	29,61
69,97	30,03
69,45	30,55
68,60	31,40
67,93	32,07
67,45	32,55
67,00	33,00
66,47	33,53

Se normalizaron los datos de producción para generar un gráfico de RAP Vs. N_p para el yacimiento obteniéndose la gráfica 4.12, para luego extrapolarla hasta el valor de acumulado de petróleo hasta el 2025 (51,71 MMBN) para estimar un valor de RAP para el campo a esa fecha obteniéndose la gráfica 4.13.

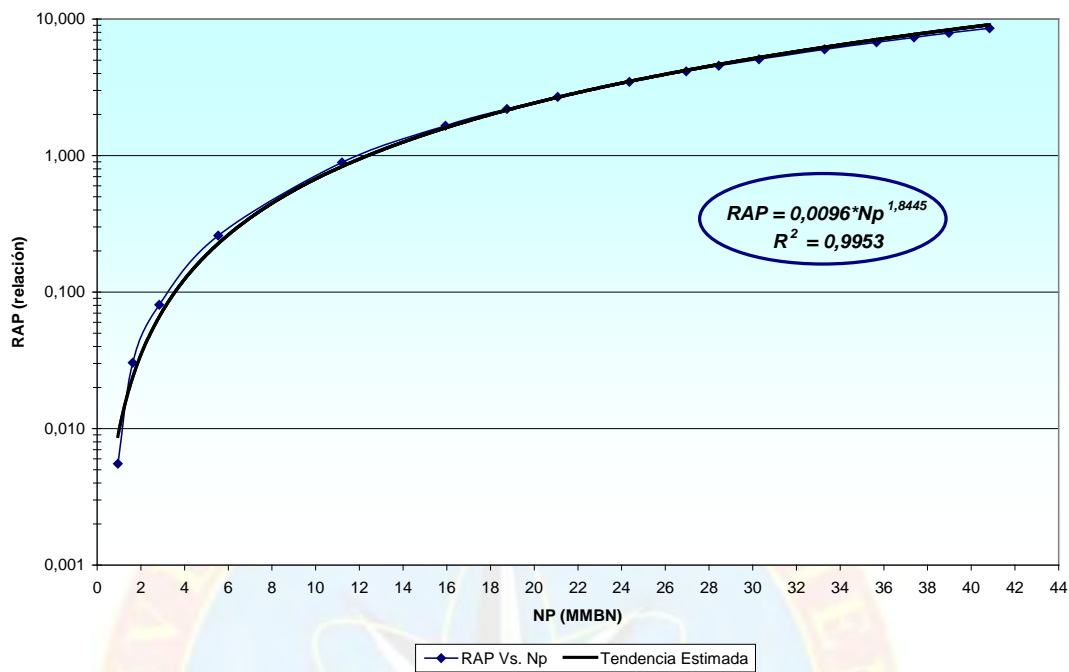


Gráfico 4.12. Relación Agua-Petróleo Vs. Acumulado de Petróleo

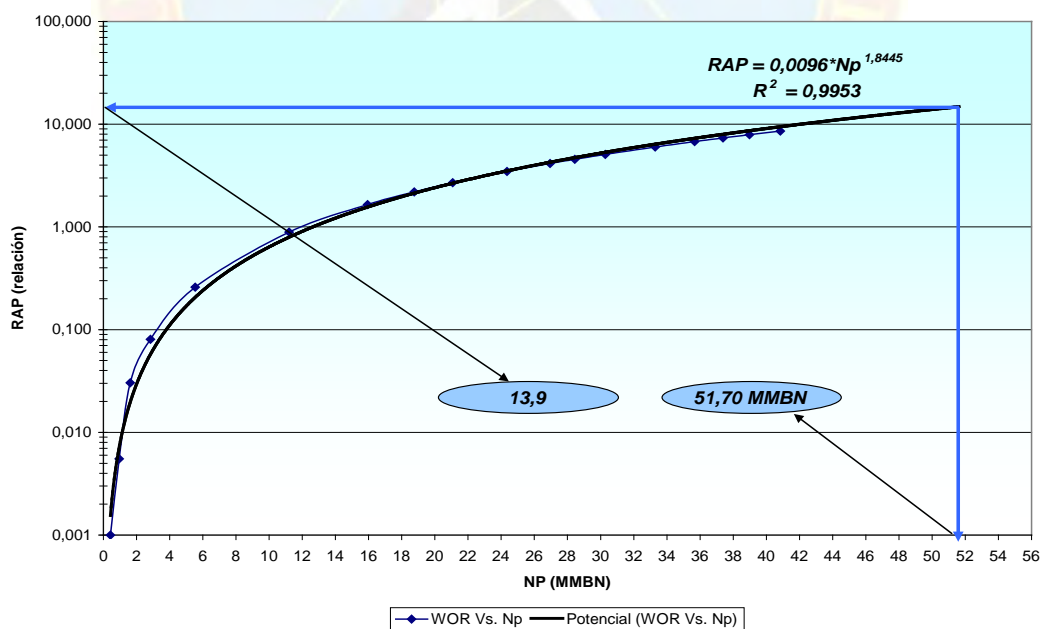


Gráfico 4.13. Relación Agua-petróleo Vs. Acumulado extrapolada hasta el año 2025.

Con un RAP de 13,9 y una tasa de petróleo promedio obtenida del pronóstico de 1000BNPD se estarían produciendo 14,09MBAPD, en vista de que la capacidad actual de los tanques de almacenamiento temporal de agua es de 24MBAPD se puede decir que hay capacidad para tratar estos volúmenes de agua al 2025.

Luego al usar la ecuación de Darcy se obtuvieron las relaciones de Permeabilidad Relativa que se muestran tabulados a continuación:

Tabla 4.15. Relación de permeabilidades Relativas en función de la RAP

Año	RAP	K _{rw} /K _{row}
1992	0,001	0,00004
1993	0,006	0,00024
1994	0,030	0,00134
1995	0,081	0,00355
1996	0,260	0,01145
1997	0,892	0,03925
1998	1,652	0,07271
1999	2,197	0,09666
2000	2,694	0,11854
2001	3,470	0,15269
2002	4,144	0,18234
2003	4,554	0,20039
2004	5,083	0,22365
2005	5,998	0,26394
2006	6,768	0,29778
2007	7,346	0,32322
2008	7,905	0,34782
2009	8,577	0,37737

Quando se graficaron los valores de Relación de Permeabilidad Relativa con los de Saturación de Agua se obtuvo:

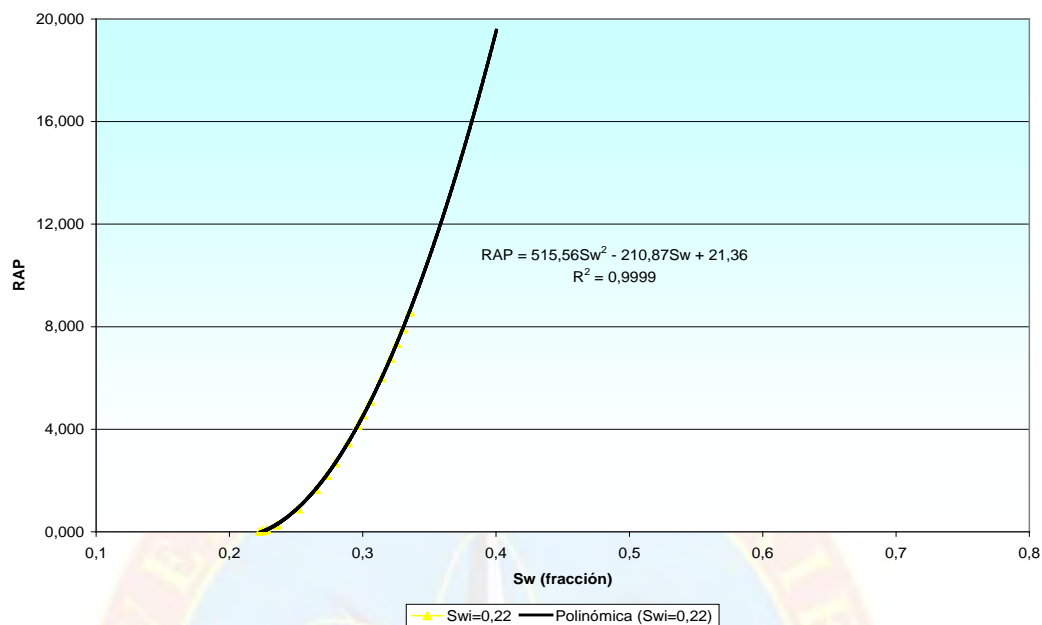


Gráfico 4.14. Relación de Permeabilidad Relativa Vs. Saturación de Agua.

El gráfico 4.14 representa la curva de RAP en función de la Saturación de Agua, tomada como curva característica para el comportamiento del yacimiento, los valores de RAP de los pozos se introducirán en esta curva para determinar la sw aproximada que deberían tener.

4.5.2.1 Cálculos para cada pozo

De modo similar al trabajo realizado para la Arena Masiva se procedió a hacer los cálculos para cada pozo del yacimiento. Con el gráfico de RAP Vs. Np (Ver Gráfico 4.15) usando el Np pronosticado para el 2025 se determinó la RAP correspondiente y usando este valor se calculó la saturación de agua en base a la ecuación característica del yacimiento:

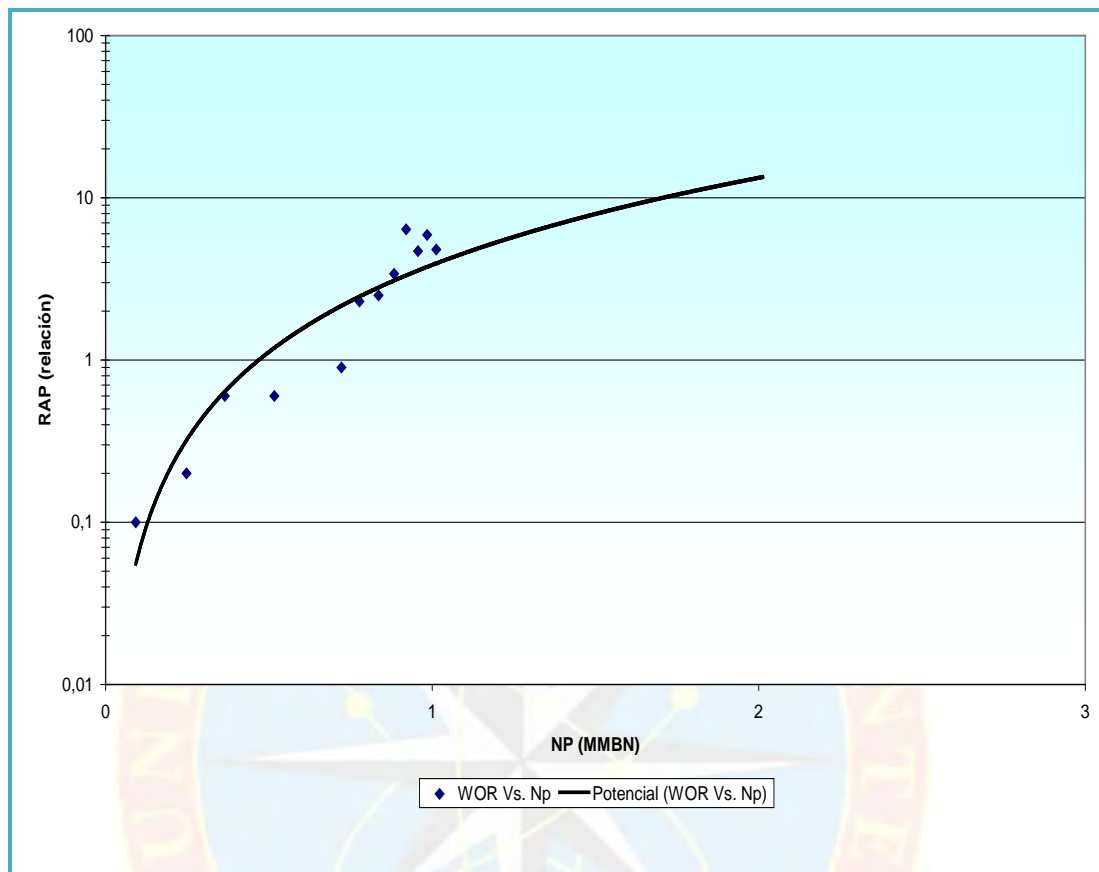


Gráfico 4.15. RAP Vs. Np para cada pozo

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 4.16. la columna “fin” presenta el año en que los pozos activos quedan con una tasa de petróleo por debajo de la tasa de límite económica de acuerdo con las curvas de declinación. Los resultados de RAP al 2025 se promediaron y se obtuvo un valor de 16,27 con un caudal de petróleo de 920 BNPD, por lo que la tasa de agua diaria sería de 15MBWPD.

Es recomendable realizar un estudio adicional de las facilidades de manejo de agua e inyección de la misma en el yacimiento para determinar si puede o no dar manejo a estos volúmenes de agua presentados.

Tabla 4.16. Saturaciones de Petróleo y agua al 2009 y 2025

Activos	2009				2025				
Pozo	WOR	Sw %	Np MMBN	So	WOR	Sw %	Np MMBN	So	Fin
UM-09	1,5	26,20	1,54	73,80	4,54	30,04	2,02	69,96	
UM-103	17,86	39,17	1,46	60,83	25,17	42,63	1,83	57,37	
UM-11	13,8	36,93	1,80	63,07	68,12	56,85	2,48	43,15	
UM-114	6,5	31,85	0,59	68,15	7,65	32,79	0,73	67,21	2018
UM-141	7	32,27	1,10	67,73	8,54	33,47	1,54	66,53	
UM-144	4,3	29,80	0,25	70,20	5,77	31,21	0,29	68,79	2015
UM-147	13	36,45	0,47	63,55	19,9	40,20	0,67	59,80	2021
UM-148	6,1	31,51	0,39	68,49	9,6	34,24	0,65	65,76	
UM-151	2	26,99	0,37	73,01	2,45	27,62	0,71	72,38	
UM-153	6,4	31,77	0,33	68,23	6,77	32,08	0,48	67,92	2018
UM-156	6,1	31,51	1,05	68,49	15,86	38,10	1,73	61,90	
UM-157	13,3	36,63	0,63	63,37	25,41	42,74	1,17	57,26	
UM-159	12,3	36,02	0,96	63,98	15,54	37,92	1,53	62,08	
UM-160	10,1	34,59	0,93	65,41	28,91	44,21	1,56	55,79	
UM-162	17,6	39,03	0,44	60,97	21,97	41,19	0,71	58,81	2024
UM-167	5,2	30,69	0,19	69,31	5,78	31,22	0,43	68,78	2020
UM-168	7,1	32,35	0,18	67,65	9,14	33,91	0,72	66,09	
UM-169	3,4	28,81	0,09	71,19	7,48	32,66	0,47	67,34	
UM-170	7	32,27	0,08	67,73	27,28	43,54	0,52	56,46	
UM-171	2,2	27,28	0,13	72,72	29,76	44,56	0,59	55,44	
UM-173	4	29,48	0,09	70,52	3,04	28,38	0,48	71,62	
UM-176	2,4	27,55	0,09	72,45	3,61	29,05	0,59	70,95	
UM-70	4,8	30,30	1,02	69,70	6,22	31,61	1,31	68,39	
UM-71:02	6,6	31,94	0,84	68,06	7,38	32,58	1,75	67,42	
UM-76	16,7	38,56	0,99	61,44	28,8	44,17	1,30	55,83	
UM-81	16,7	38,56	1,27	61,44	34,97	46,57	1,58	53,43	
UM-97	9	33,81	0,30	66,19	9,63	34,26	0,31	65,74	2010
Promedio	8.25	33,26			16,27	38,33			

4.5.3 Integración de la información de los mapas

De acuerdo con los mapas las más bajas saturación se encuentran en la parte inferior de la estructura es decir hacia el norte, esto concuerda con la información obtenida de los mapas de fluidos (Apéndice E) donde la parte norte de la estructura se encuentra por debajo del contacto agua petróleo, sólo una pequeña parte del yacimiento en la zona sur presenta gas saturando el espacio poroso. La información obtenida con los mapas de saturación esta en congruencia con los mapas de fluidos. Los mapas de saturación para el año 2009 se presentan en el apéndice G.

Al integrar los mapas de saturación con los mapas de burbuja se identificaron diferentes zonas que fueron evaluadas siguiendo el criterio de la Figura 3.2 obteniéndose lo siguiente:

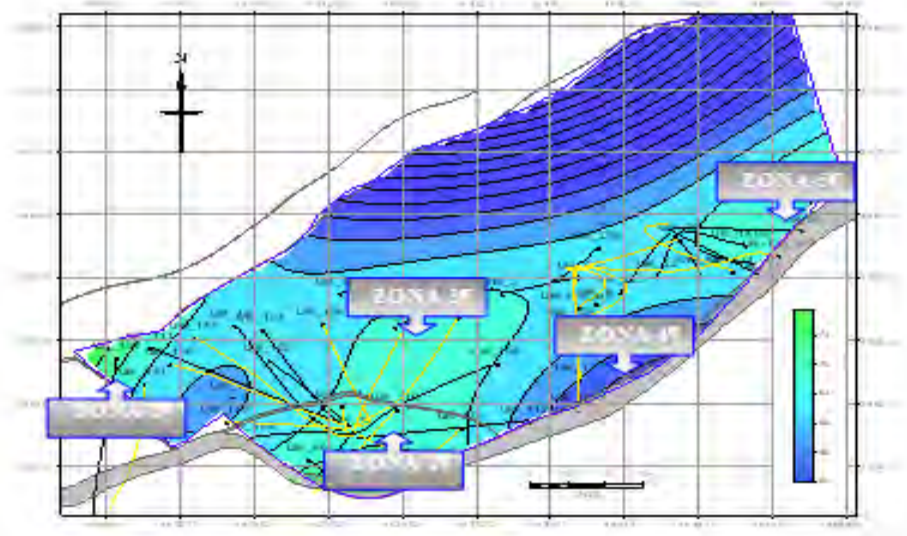


Figura 4.4. Mapa de Saturación de la Arena D al 2025 señalando zonas a evaluar

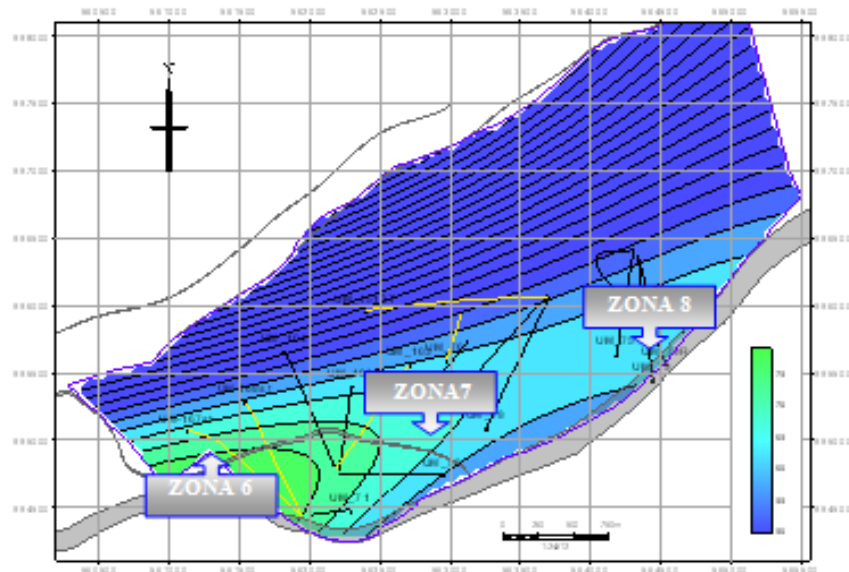


Figura 4.5. Mapa de Saturación de la Arena E al 2025 señalando zonas a evaluar

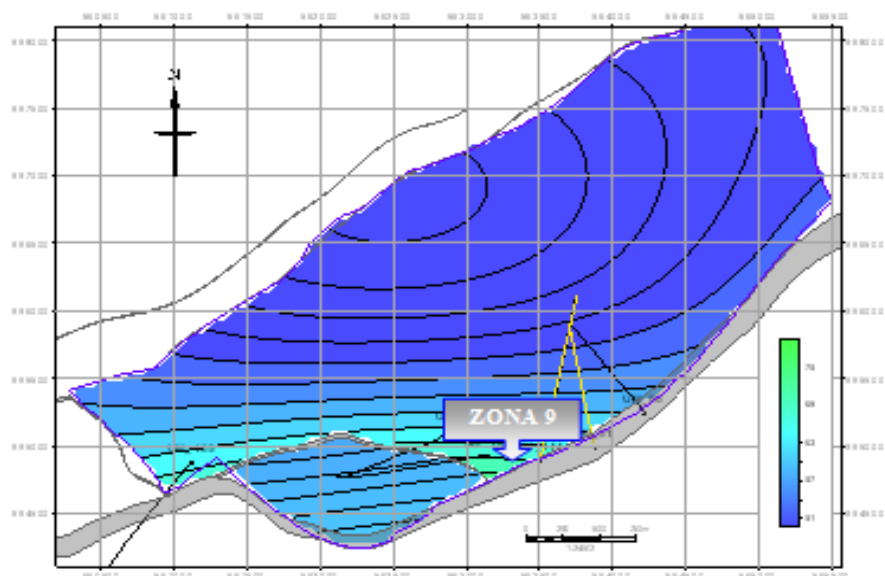


Figura 4.6. Mapa de Saturación de la Arena F al 2025 señalando zonas a evaluar
De acuerdo con el criterio de la figura 4.10:

Cuadrante I	Zona 1, Zona 3, Zona 6, Zona 7, Zona 9	Zona 2, Zona 5, Zona 8	Cuadrante II
	Crear Nueva Localización	Realizar Servicio; RA/RC	
Cuadrante III	Zona 4		Cuadrante IV
	Descartar		

Figura 4.7. Decisión por zona al aplicar el criterio de la figura 3.3

4.5.4 Análisis a detalle de las Zonas seleccionadas

4.5.4.1 Zonas 1 y 3

Estas zonas presentan condiciones similares por lo que su estudio puede hacerse en combinación. Con saturaciones de petróleo en un orden de 70%, el historial de los pozos vecinos a dichas zonas es el siguiente:

UM-66

Pozo productor de petróleo perforado direccionalmente en Mayo de 1997 hasta 4588 pie (MD) en la Arena D con producción inicial de 1035 BFPD con 642BNPD y un 38 % AyS, este pozo se encuentra inactivo desde 2007 por problemas en el equipo de subsuelo y finalizó con producción de 153BNPD con un corte de agua de 67% con un acumulado de petróleo de 650MBN.

UM-71

Para Julio de 1996 se perforó direccionalmente este pozo que inicialmente produjo 1072 BNPD con 1% AyS produjo por BES hasta el año 2003 cuando por problemas de Revestimiento dañado fue abandonado cerrando con una tasa de 135BNPD con 89% AyS. Para esta fecha se le realizó reentrada creando el pozo UM-71R que fue buen productor desde el principio y que actualmente se encuentra produciendo alrededor de los 400BNPD con un %AyS que se mantiene desde el principio en 85%.

UM-153

Pozo productor de petróleo perforado horizontalmente el 21 de Julio de 2004 hasta 6793 Pie (MD) , con producción inicial de 577BNPD con 10% AyS completado con levantamiento artificial por gas y que luego de un cambio de método a BES produce actualmente 113BNPD con 87% AyS. Este pozo se encuentra activo produciendo de la arena D.

UM-111

Pozo direccional perforado el 21 de Octubre de 1998 hasta 7174 pie para producir de la Arena D, La prueba de producción inicial resulto en 463BNPD con 8% AyS para 2004 se presentaron problemas principalmente con un pez de difícil recuperación por lo que se decide abandonar la última prueba muestra 59BNPD con 77% AyS.

El Comportamiento de los pozos vecinos comprueba que la zona posee buenas condiciones y los principales problemas presentados por los pozos de esta área han sido de índole mecánica.

De acuerdo con las secciones estructural y estratigráfica (obtenidas del departamento de geología mostradas en el apéndice H) la arena D tiene buena continuidad lateral hacia esta parte del yacimiento además que a pesar de la falla se encuentra suficientemente elevado para no ver el contacto de agua en esta arena, entonces es factible construir nuevos pozos en estas zonas que contarían con las siguientes características:

El espesor promedio de la arena petrolífera en D de esta Área es de aproximadamente 40 pies, observado en los Pozos: UM-13, UM-71, UM-71R, UM-111 y UM-114; con una saturación de agua promedio de 31% obtenida del mapa; la permeabilidad obtenida por Timur es de 330mD.

Las reservas para 1 pozo en esta área calculadas por método volumétrico son de 3.16MMBN que a un factor de recobro de 22.1% Tiene unas reservas recuperables de 699MBNP.

El índice de productividad calculado con los tres métodos arrojaron los resultados siguientes:

Tabla 4.17 Índices de productividad para las zonas 1 y 3 obtenido por tres métodos

IP Método (BNPD/Lpca)	Valor
Borisov	3,16
Giger/Reissi/Jourdan	2,99
Joshi	3,16
Promedio	3,10

Con el IP de 3,10BNPD/Lpca y a un diferencial de presión de 250 Lpca se podría obtener una tasa de crudo promedio de 775BNPD, con una tasa declinación mensual

de 0.08025, y una tasa de fluido de 1000BFPD, se obtuvo un perfil de producción estimado en función de la información tomada de los pozos vecinos recuperando 834MBN hasta el año 2025.

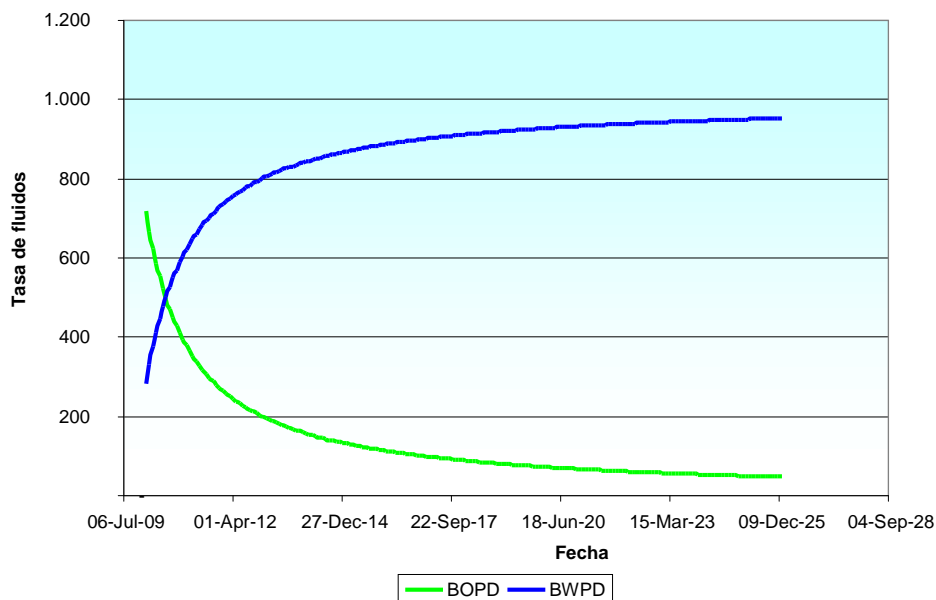


Gráfico 4.16 Perfil de producción de la localización en la Zona 1

Entonces haciendo un promedio entre las reservas calculadas volumétricamente y por declinación se puede hablar de un pozo que va a recuperar aproximadamente 750MBNP hasta el 2025.

4.5.4.2 Zona 2

En esta zona se encuentra el pozo UM-141, pozo horizontal perforado a finales del año 2000 la profundidad de este pozo fue de 7283 Pie (MD) y produce de la Arena D, la prueba inicial de producción reportó una producción de 917BFPD con 890BNPD y 3% AyS, recuperar este pozo y colocarlo a producir al menos por los 450BNPD, para obtener una declinación como la que se observa en la figura 4.28, y

de ese modo recuperar al menos 1MMBN más que lo que puede recuperar el pozo en la condiciones en las que se encuentra, ya que de acuerdo con el pronóstico este pozo se encuentra en la última etapa productiva en estas condiciones.

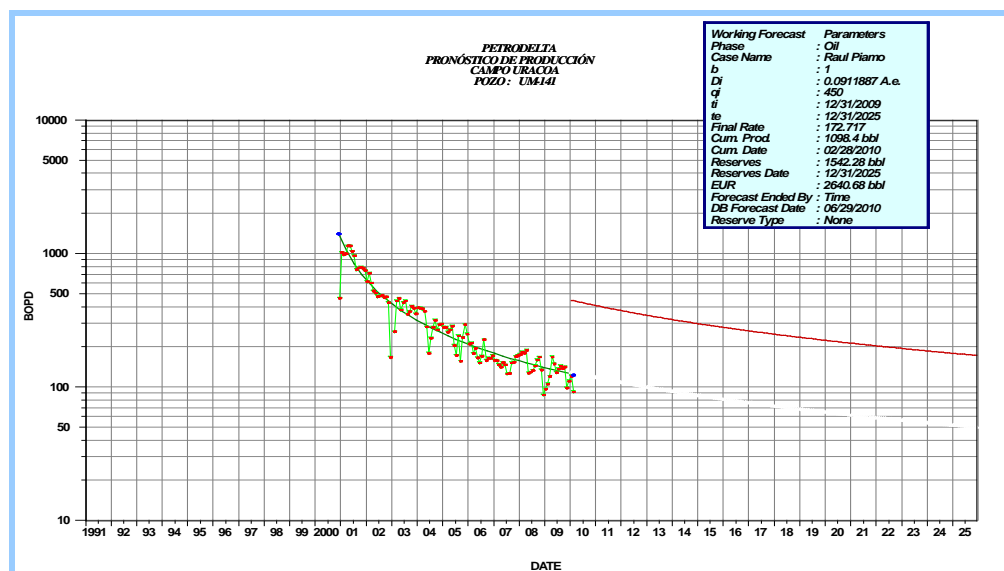


Gráfico 4.17. Declinación Armónica para el pozo UM-141 intervenido.

4.5.4.3 Zona 4

La zona 4 de acuerdo con los mapas de burbuja tiene zonas libres pero cuando se observa el mapa de saturación las saturaciones de petróleo son bajas en relación a las demás significando una zona menos prospectiva que el resto, razón por la cual se descarta su estudio.

4.5.4.4 Zona 5

Esta zona presenta saturación de petróleo en un orden de 65%, en vista de que se cuenta con varios pozos en esta zona se propone reacondicionar uno de los pozos que se encuentran inactivos catalogados en este estudio como “Inactivos con opción a

reactivación”. El Pozo UM-80 es candidato para esta acción puesto que se encuentra en la zona de mayor saturación y se encuentra arenado, por tanto se recomienda estudiar la posibilidad de agregar el intervalo de la arena D entre 4202 y 4232 Pies (TVDSS) . Calculando volumétricamente la adición de este intervalo podría generar la recuperación de 494MBN.

4.5.4.5 Zona 6

Esta zona presenta saturación de petróleo en un orden de 70%, el historial de los pozos vecinos a dicha localización es el siguiente:

UM-100

Pozo productor de petróleo perforado direccionalmente en Julio de 1997 hasta 5181 pie (MD) en la Arena E con producción inicial de 759BNPD y un 5,9 %AyS, este pozo se encuentra inactivo desde 2003 por presentar problemas pez en el fondo que no puede ser solventado, este finalizó producción con 552BNPD con un corte de agua de 68%.

UM-104

Este pozo se encuentra actualmente abandonado por varias razones entre las que se encuentran arenamiento, alta corrosión y condición mecánica que imposibilita cualquier trabajo de reparación. Fue perforado inicialmente en Septiembre de 1997 de manera horizontal hasta los 6649 Pie (MD) de la Arena E y produjo inicialmente con una tasa de 3000BNPD que fue declinando constantemente hasta caer a 70BNPD con 91% AyS cuando fue abandonado en 2002.

UM-167

Perforado horizontalmente hasta 4227 Pie (MD) en la Arena E este pozo inició producción con 2364 BFPD con 2% AyS para una producción de petróleo de 2316BNPD, se encuentra activo actualmente produciendo 1343 BFPD con 274BNPD y un %AyS de 79.

Los pozos vecinos han tenido buen desempeño por lo que se hace factible la perforación de un pozo nuevo en esta zona.

El espesor promedio de la arena E esta alrededor de los 50 pies, con una saturación de agua promedio de 30% obtenida del mapa; la permeabilidad obtenida por TIMUR es de 352mD. Las reservas para este pozo calculadas por método volumétrico son de 4MMBN que a un factor de recobro de 22.1% Tiene unas reservas recuperables de 887MBNP.

Tabla 4.18. Índices de productividad obtenidos por tres métodos en la Zona 6

IP Método (BNPD/Lpca)	Valor
Borisov	4.2
Giger/Reissi/Jourdan	4.0
Joshi	4.2
Promedio	4.1

Con el IP de 4.1BNPD/Lpca y a un diferencial de presión de 250 Lpca se podría obtener una tasa de crudo promedio de 1000BNPD, con una tasa declinación mensual de 0.0746, y una tasa de fluido de 1200BFPD, se obtuvo un perfil de producción estimado en función de la información tomada de los pozos vecinos Recuperando 1.1MMBN hasta el año 2025.

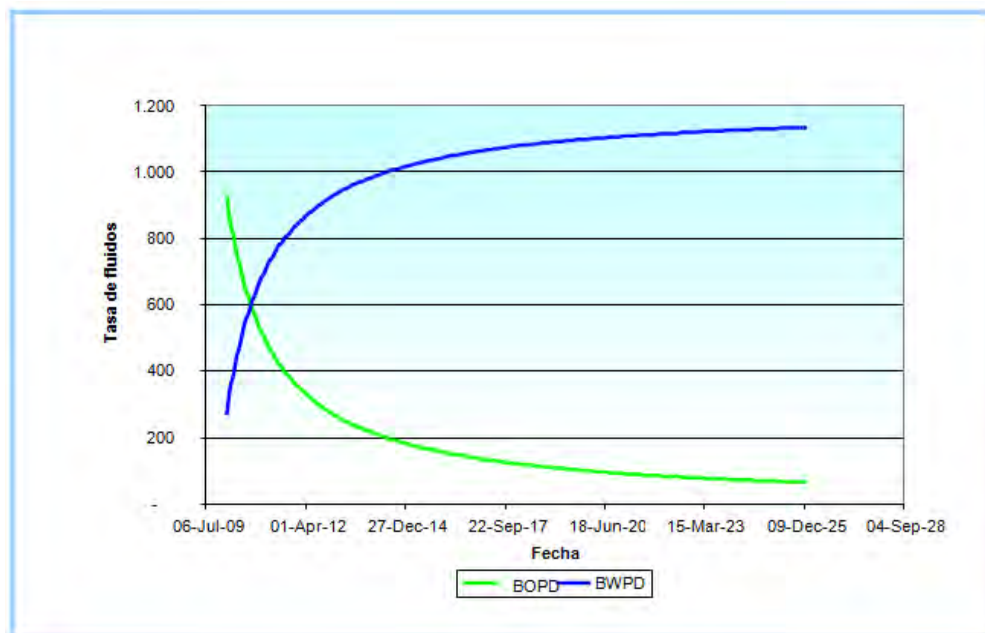


Gráfico 4.18. Perfil de producción Localización en Zona 6

Esto indica que se puede obtener un productor de petróleo que alcance un volumen promedio de 990MBN para el año 2025.

4.5.4.6 Zona 7

La zona 7 se encuentra ubicada cercana a la zona 6 por lo que se pueden tomar sus características de igual manera como se trabajó con las zonas 1 y 3. De modo que en esta zona se podría crear un productor de petróleo que alcance un volumen promedio de 990MBN para el año 2025.

4.5.4.7 Zona 8

La zona 8 posee buenas saturaciones de petróleo y hay varios pozos en la misma que en este momento se encuentran inactivos con opción a reactivación, estos son el UM-75 y el UM-152, la adición de intervalos en ambos pozos esta descartada

puesto que en los registros se observa que ya están en el tope de la Arena E, lo que indica que se le haga un servicio, se selecciona el UM-152 pues su ultima prueba de producción fue bastante reciente (Abril de 2009) con 2013BFPD y 355BNPD a un 82% AyS, tiene problemas en el equipo de subsuelo desde el 19/05/2009 y está a la espera de reparaciones mayores de subsuelo. Para este pozo se calcularon los IP resultando en lo siguiente:

Tabla 4.19. Índices de productividad obtenidos por tres métodos Zona 8

IP Método (BNPD/Lpca)	Valor
Borisov	1.98
Giger/Reissi/Jourdan	1.85
Joshi	1.97
Promedio	1.93

Con este IP y un diferencial de 250 Lpca, se obtiene una tasa inicial para el pozo de 480BNPD.

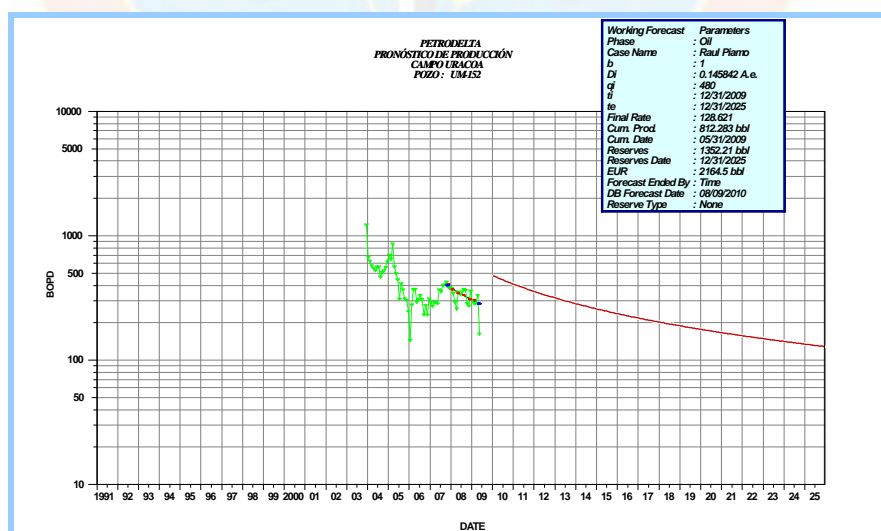


Gráfico 4.19. Curva de declinación después del servicio al pozo UM-152.

Se recomienda la reparación de este pozo que de acuerdo a la curva de declinación armónica de la figura 4.19 recuperará un volumen de 1,3MMBN hasta el 2025.

4.5.4.8 Zona 9

Esta zona presenta saturación de petróleo en un orden de 75%, el historial de los pozos vecinos a dicha localización es el siguiente:

UM-102

Pozo Horizontal productor de petróleo, perforado en 1997 hasta los 6365 pie (MD) en la Arena F con producción inicial de 1206BNPD y un 5 %AyS, este pozo se encuentra inactivo desde finales de 2002 por presentar arenamiento y finalizó producción con 177BNPD con un corte de agua de 88%.

UM-144

Este pozo se encuentra activo actualmente fue perforado inicialmente en 30 de Septiembre de 2001 de manera direccional y produjo inicialmente con una tasa de 836BFPD, con 752BNPD con %AyS de 10, la última prueba de producción arrojó una tasa de fluidos de 355BFPD con 146BNPD a un %AyS de 59.

Características principales de la Zona:

El espesor promedio de la arena F esta alrededor de los 65 pies, observado en los pozos que alcanzaron el grupo temblador. Con una saturación de agua Promedio de 27% obtenida del mapa de saturación; la permeabilidad obtenida por TIMUR es de 435mD.

Las reservas para este pozo calculadas por método volumétrico son de 5.4MMBN que a un factor de recobro de 22.1% Tiene unas reservas recuperables de 1.2MMBNP.

Tabla 4.20 Índices de productividad obtenido por tres métodos Zona 9

IP Método (BNPD/Lpca)	Valor
Borisov	6.75
Giger/Reissi/Jourdan	6.38
Joshi	6.75
Promedio	6.62

Los valores altos de IP se deben principalmente al gran espesor de las arena F, con el promedio de 6.62BNPD/lpca y a un diferencial de presión de 250 Lpca se podría obtener una tasa de crudo promedio de 1600BNPD, con una tasa declinación mensual de 0.0891, y una tasa de fluido de 2000BFPD, se obtuvo un perfil de producción estimado en función de la información tomada de los pozos vecinos, recuperando 1.6MMBN hasta el año 2025.

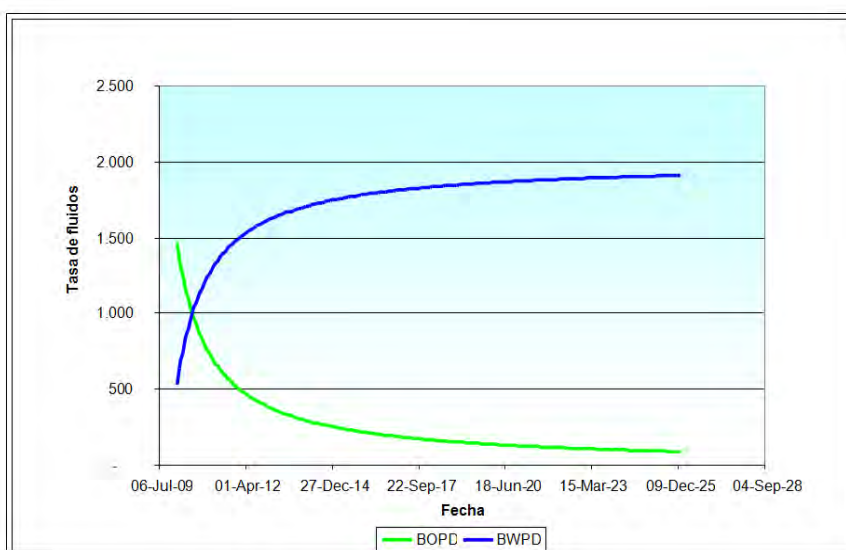


Gráfico 4.20. Perfil de producción Localización en Zona 9

Entonces se puede hablar de un pozo que va a recuperar en promedio un volumen de 1.4MMBN hasta el 2025.

4.5.5 Aumento del Factor de Recobro

En función de los nuevos volúmenes de hidrocarburo que se pueden obtener mediante la implementación de los planes propuestos en el presente estudio, se puede hablar de un volumen adicional de reservas recuperadas al 2025 de:

Tabla 4.21. Acumulado por localizaciones y servicios propuestas

Zona	MMBN
1	0,75
2	1
3	0.75
4	Descartada
5	0,494
6	0,99
7	0.99
8	1.3
9	1.4
Recuperado al 2025	7.67

De los 9.35MMBN de reservas no desarrolladas se estaría hablando de adicionar el 82% de las mismas mediante tres (3) reacondicionamientos y cinco (5) nuevos pozos horizontales.

Aumentando de este modo el factor de Recobro al 2025 de 18.72% hasta 21.49%, es decir en un 2.77% del petróleo que se puede recuperar del Yacimiento.

CONCLUSIONES

La Arena Masiva del Yacimiento Oficina 39 del campo Uracoa tiene actualmente 28 pozos activos, 25 inactivos y 13 Abandonados.

La prueba PVT del pozo UM-09 es consistente de acuerdo con las pruebas de densidad, balance de materiales, desigualdad y función Y.

El POES de la Arena Masiva de Oficina 39 del campo Uracoa es de 276,296MMBN y actualmente el factor de recobro es de 14,78%.

El mecanismo de producción predominante en el yacimiento estudiado es el Empuje Hidráulico que actualmente aporta el 90% de la energía para producir los hidrocarburos.

El factor de recobro debe ser reevaluado ya que de acuerdo con la viscosidad y el mecanismo de producción este está muy por encima de 22%.

De los 25 pozos inactivos 13 tienen posibilidad de reactivación por reacondicionamiento permanente o servicios.

Las reservas desarrolladas al 2009 son 10,87MMBN mientras que las no desarrolladas al año 2025 están en el orden de 9,35MMBN.

El método de obtención de los mapas de burbuja y saturación tiene mayores aplicaciones en campos maduros ya que este amerita suficiente historia de producción.

La metodología de este análisis convencional es aplicable para determinar zonas de hidrocarburos no drenadas en campos maduros con acuífero activo, cuando no se dispone de simulación matemática.

En la Arena D hay 5 zonas que se estudiaron de las cuales 1 se descartó por las saturaciones presentes y las otras cuatro representan oportunidades de desarrollo de 3MMBN de reservas remanentes hasta el 2025.

La Arena E presenta tres zonas que podrían recuperar al 2025 un total de 3,28MMBN.

La Arena F presenta 1 zona que por su gran espesor podría aportar 1,4MMBN hasta el 2025.

De implementarse las propuestas de reacondicionamiento y nuevas localizaciones se podrían obtener 7,67MMBN adicionales que aumentarían el recobro de 18,72% a 21,49% para el año 2025.

RECOMENDACIONES

A los departamentos de producción, perforación e infraestructura revisar el estado actual de los pozos inactivos para así determinar con exactitud qué posibilidades existen para recuperarlos y ponerlos a producción.

Es recomendable solicitar una reevaluación del libro oficial de reservas a fin de obtener resultados certeros de factor de recobro y reservas recuperables.

Se recomienda aplicar este estudio a los demás yacimientos del campo y luego una evaluación con simulación numérica para corroborar los resultados.

Hacer del conocimiento al resto de los departamentos de Petrodelta, S.A. acerca de este estudio de manera que se programen los pozos nuevos y servicios propuestos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMED, T. (2001), **“Reservoir Ingeneering Handbook”**. Segunda Edición. Gulf Professional Publishing. Estados Unidos.

ARIAS, F. (1999), **“El proyecto de Investigación”**. Tercera edición. Editorial Episteme. Caracas.

BELIVEAU, D. (2009), **“Waterflooding Viscous Oil Reservoir”**. SPE Reservoir Evaluation & Ingeneering.

ARPS, J. (1944), **“Analysis of Decline Curves”**, Member AIMI.

BARBERII, E. (1998), **El Pozo Ilustrado**, Cuarta Edición, Caracas.

CALDERA, Y. (2004). **“Evaluación Petrofísica de la Arenas Pertenecientes al Yacimiento Oficina 39 del Campo Uracoa, Estado Monagas”**. Tesis de grado no publicada, UDO, Monagas.

CARRILLO, L. (2004). **“Definición de Reservas Petroleras”**
Disponible en: <http://www.oilproduction.net>

ECOPETROL. (2009). [Página Web en Línea] **La Hora de los Maduros**. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co>

ESCOBAR, F. (2005). **“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”**. Primera Edición, Editorial Universidad Surcolombiana, Colombia.

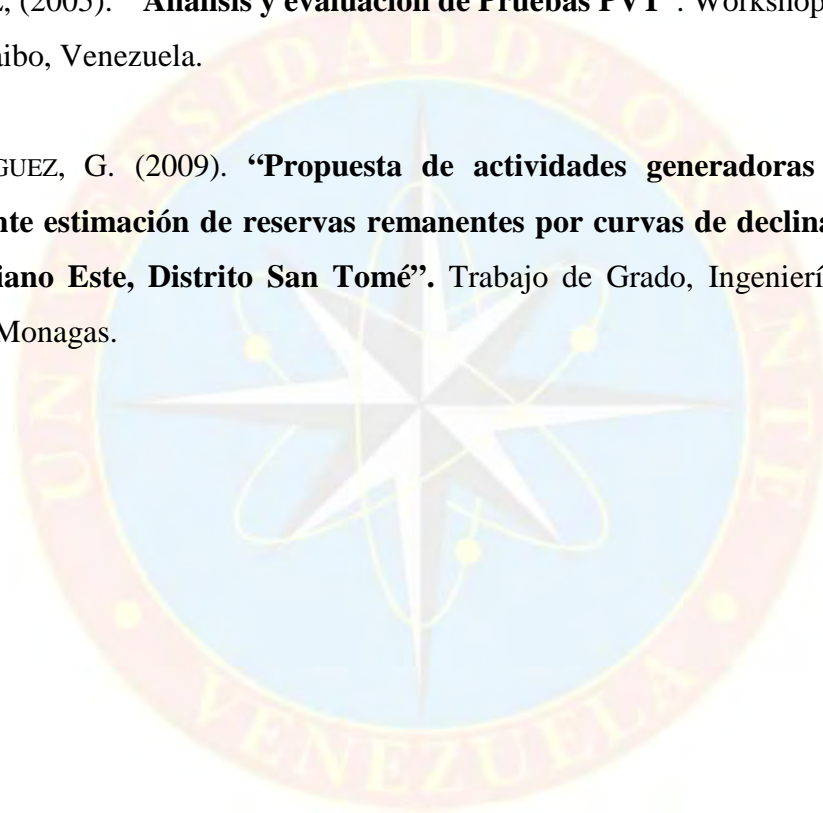
NAVA, J. (2004) **Cálculo de Reservas.**

Disponible en: <http://www.lacomunidadpetrolera.com/>

RINCÓN ENERGY, LLC (2002). “**Estudio de Caracterización de Yacimiento del Campo Uracoa, Unidad Monagas Sur - Venezuela**”. California USA.

RÍOS, E, (2005). “**Análisis y evaluación de Pruebas PVT**”. Workshop Internacional. Maracaibo, Venezuela.

RODRÍGUEZ, G. (2009). “**Propuesta de actividades generadoras de potencial mediante estimación de reservas remanentes por curvas de declinación en la U. P. Liviano Este, Distrito San Tomé**”. Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleo, UDO, Monagas.



APENDICES



Apéndice "A"

INVENTARIO DE POZOS EN LA ARENA MASIVA DEL YACIMIENTO
OFICINA 39 DEL CAMPO URACA

Tabla A.1. Pozos pertenecientes a la Arena Masiva del Yacimiento Oficina 39

POZO	TIPO	FUNCIÓN	FLUIDO	Arena	ESTADO
UM-03	VERTICAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ABANDONADO
UM-09	VERTICAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-11	VERTICAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-13	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ABANDONADO
UM-14	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	INACTIVO
UM-19	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	ABANDONADO
UM-22	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	INACTIVO
UM-25	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ABANDONADO
UM-25R	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ABANDONADO
UM-65	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	F	INACTIVO
UM-66	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	INACTIVO
UM-70	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	ACTIVO
UM-71R	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-71	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	ABANDONADO
UM-73	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	INACTIVO
UM-74	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ABANDONADO
UM-75	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	INACTIVO
UM-76	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-77	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	INACTIVO
UM-78	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	INACTIVO
UM-79	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	ABANDONADO
UM-79R	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	INACTIVO
UM-80	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	INACTIVO
UM-81	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	F	ACTIVO
UM-86	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	F	INACTIVO
UM-97	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-98	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	INACTIVO
UM-100	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	INACTIVO
UM-102	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	F	INACTIVO
UM-103	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	ACTIVO
UM-104	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	ABANDONADO
UM-105	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ABANDONADO

POZO	TIPO	FUNCIÓN	FLUIDO	Arena	ESTADO
UM-106	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	INACTIVO
UM-110	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	INACTIVO
UM-111	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ABANDONADO
UM-112	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	F	ABANDONADO
UM-114	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-112R	DIRECCIONAL	INYECTOR	GAS	D	INACTIVO
UM-134	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	INACTIVO
UM-135	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	INACTIVO
UM-136	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	F	INACTIVO
UM-137	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ABANDONADO
UM-139	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	F	INACTIVO
UM-140	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	INACTIVO
UM-141	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-144	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	F	ACTIVO
UM-147	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-148	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-151	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	ACTIVO
UM-152	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	INACTIVO
UM-153	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-154	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	INACTIVO
UM-156	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-157	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-158	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	INACTIVO
UM-159	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-160	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-162	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-163	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	GAS	D	ACTIVO
UM-167	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	ACTIVO
UM-168	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	E	ACTIVO
UM-169	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-170 ST	DIRECCIONAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-171	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-173	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO
UM-176	HORIZONTAL	PRODUCTOR	CRUDO	D	ACTIVO



Apéndice "B"

INFORME DE PRUEBA PVT REALIZADA AL POZO UM-09
(PÁGINAS 9-25)

BENTON VINCLER, C.A.
UM-09
RFL 95007
PRESSURE-VOLUME RELATIONS
(at 150 °F)

Pressure psig	Relative Volume (A)	Y-Function (B)	Density gm/cc
5000	0.9825		0.9141
4500	0.9849		0.9119
4000	0.9873		0.9097
3500	0.9898		0.9074
3000	0.9924		0.9051
2500	0.9950		0.9027
2200	0.9967		0.9011
2100	0.9973		0.9006
2000	0.9979		0.9001
1900	0.9985		0.8995
1855	0.9988		0.8993
rx1804	0.9991		0.8990
1800	0.9991		0.8990
1700	0.9997		0.8984
b»1657	1.0000		0.8982
1640	1.0019		
1621	1.0042		
1602	1.0065		
1583	1.0088		
1500	1.0200		
1340	1.0463	5.052	
1170	1.0837	4.913	
970	1.1473	4.736	
790	1.2363	4.560	
650	1.3438	4.407	
540	1.4711	4.275	
455	1.6148	4.162	
340	1.9304	3.991	
250	2.3865	3.834	
210	2.7153	3.754	
180	3.0562	3.689	
125	4.0860	3.554	

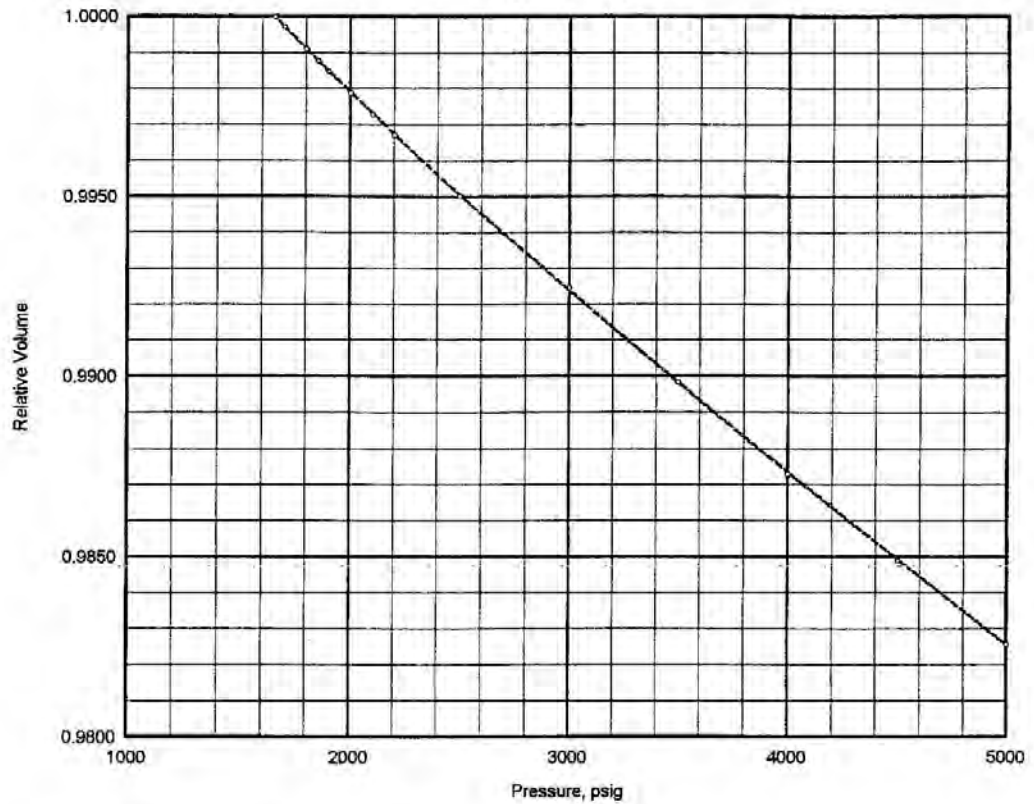
(A) Relative Volume: V/V_{sat} or volume at indicated pressure per volume at saturation pressure.










(B) Where: Y-Function = $\frac{(P_{sat} - P)}{(P_{abs}) * (V/V_{sat} - 1)}$

BENTON VINCCLER, C.A.

UM-09
RFL 95007

RELATIVE VOLUME
(at 150 °F)



<p>Relative Volume Expression: $y = a + b (Xd)^i + c (Xd)^j + d \log(Xd)^k$</p>	<p>LEGEND</p>																		
<p>where:</p> <table border="0"> <tr> <td>a= 9.82771e -01</td> <td>i= 0.500</td> </tr> <tr> <td>b= 4.96823e -02</td> <td>j= 0.750</td> </tr> <tr> <td>c= -3.24528e -02</td> <td>k= 0.995</td> </tr> <tr> <td>d= -2.54201e -02</td> <td></td> </tr> </table> <p>Note: Xd (dimensionless 'X') = Pi / Psat, psig</p>	a= 9.82771e -01	i= 0.500	b= 4.96823e -02	j= 0.750	c= -3.24528e -02	k= 0.995	d= -2.54201e -02		<table border="0"> <tr> <td></td> <td>Laboratory Data</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Confidence Limits</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Analytical Expression</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">Saturation Pressure: 1657 psig</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">Current Reservoir Pressure: 1804 psig</td> </tr> </table>		Laboratory Data		Confidence Limits		Analytical Expression	Saturation Pressure: 1657 psig		Current Reservoir Pressure: 1804 psig	
a= 9.82771e -01	i= 0.500																		
b= 4.96823e -02	j= 0.750																		
c= -3.24528e -02	k= 0.995																		
d= -2.54201e -02																			
	Laboratory Data																		
	Confidence Limits																		
	Analytical Expression																		
Saturation Pressure: 1657 psig																			
Current Reservoir Pressure: 1804 psig																			
<table border="0"> <tr> <td>Confidence level:</td> <td style="text-align: right;">99 %</td> </tr> <tr> <td>Confidence interval:</td> <td style="text-align: right;">+/- 0.00002</td> </tr> <tr> <td>'r squared':</td> <td style="text-align: right;">0.999975</td> </tr> </table>	Confidence level:	99 %	Confidence interval:	+/- 0.00002	'r squared':	0.999975	<p>Pressure-Volume Relations Figure A-1</p>												
Confidence level:	99 %																		
Confidence interval:	+/- 0.00002																		
'r squared':	0.999975																		

BENTON VINCLER, C.A.

UM-09

RFL 95007

DIFFERENTIAL VAPORIZATION

(at 150 °F)

Pressure psig	Solution Gas/Oil Ratio Rsd (A)	Relative Oil Volume Bod (B)	Relative Total Volume Btd (C)	Oil Density gm/cc	Deviation Factor Z	Gas Formation Volume Factor (D)	Incremental Gas Gravity (Air=1.000)
b»1657	152	1.091	1.091	0.8982			
1400	132	1.083	1.123	0.9024	0.924	0.01126 ✓	0.611
1200	115	1.077	1.164	0.9057	0.931	0.01322	0.608
1000	97	1.070	1.226	0.9090	0.940	0.01597	0.607
800	79	1.063	1.325	0.9123	0.949	0.02009	0.607
600	59	1.057	1.500	0.9156	0.959	0.02690	0.610
400	40	1.050	1.856	0.9191	0.970	0.04035	0.614
200	20	1.043	2.900	0.9227	0.984	0.07903	0.623
0	0	1.035		0.9272			0.654
	@ 60 °F	= 1.000					

Gravity of Residual Oil = 15.8 °API at 60 °F

Density of Residual Oil = 0.9595 gm/cc at 60 °F

(A) Cubic Feet of gas at 14.7 psia and 60 °F per Barrel of residual oil at 60 °F.

(B) Barrel of oil at indicated pressure and temperature per Barrel of residual oil at 60 °F.

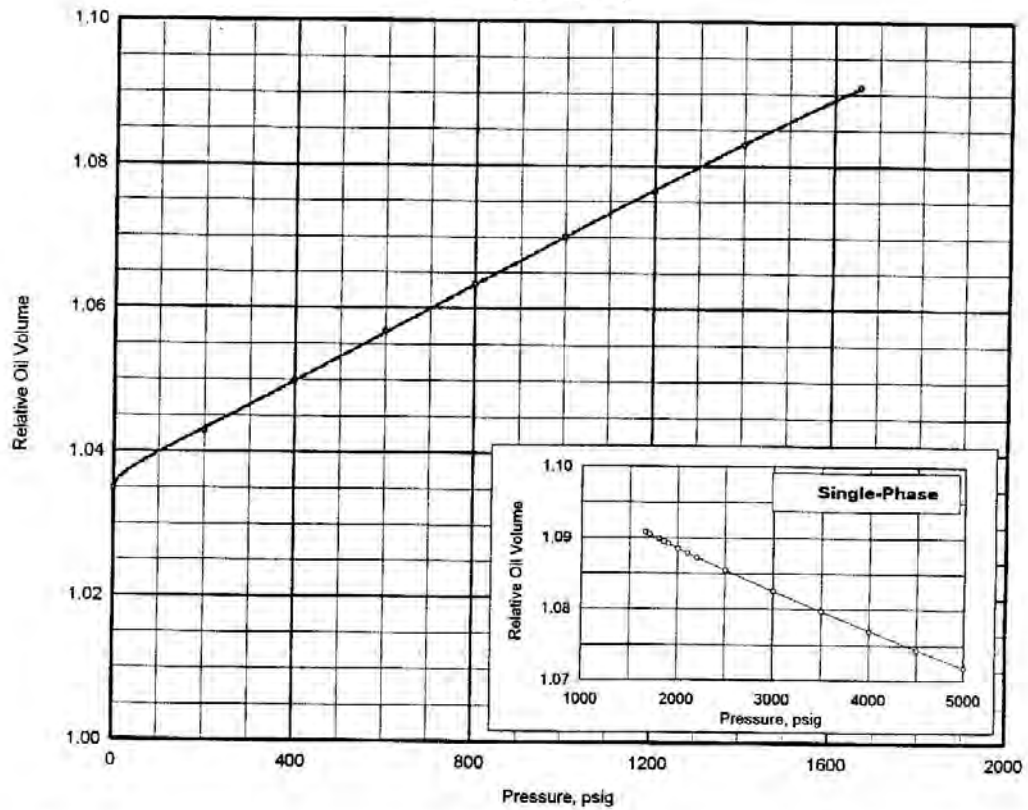
(C) Barrels of oil plus liberated gas at indicated pressure and temperature per Barrel of residual oil at 60 °F.

(D) Cubic Feet of gas at indicated pressure and temperature per Cubic Feet at 14.7 psia and 60 °F.

BENTON VINCLER, C.A.

UM-09
RFL 95007

RELATIVE OIL VOLUME
(at 150 °F)

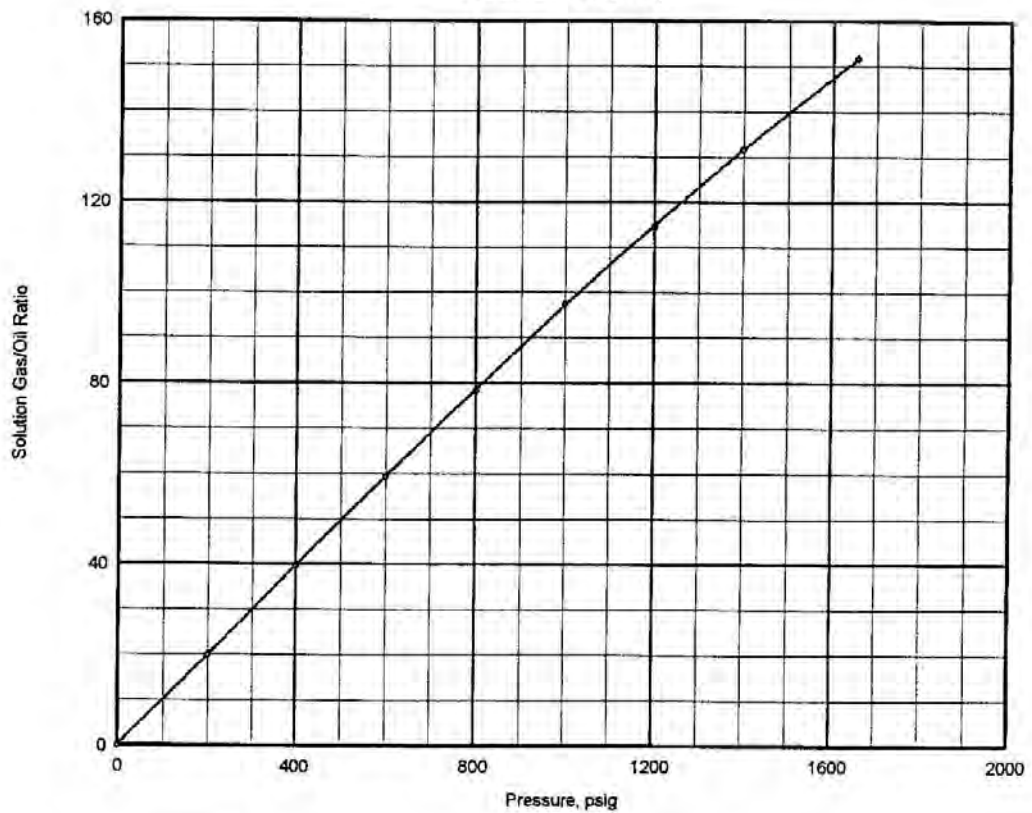


<p>Relative Oil Volume Expression:</p> $y = a + b (X_i)^i + c (X_i)^j + d (X_i)^k$	<p>LEGEND</p>								
<p>where:</p> <table border="0"> <tr> <td>a= 1.03476e +00</td> <td>i= 0.500</td> </tr> <tr> <td>b= 4.03906e -04</td> <td>j= 1.500</td> </tr> <tr> <td>c= 1.14821e -06</td> <td>k= 2.000</td> </tr> <tr> <td>d= -1.37726e -08</td> <td></td> </tr> </table> <p>Note: X_i (incremental 'X') = pressure, psig</p>	a= 1.03476e +00	i= 0.500	b= 4.03906e -04	j= 1.500	c= 1.14821e -06	k= 2.000	d= -1.37726e -08		<p>○ Laboratory Data</p> <p>----- Confidence Limits</p> <p>———— Analytical Expression</p> <p>Saturation Pressure: 1657 psig</p>
a= 1.03476e +00	i= 0.500								
b= 4.03906e -04	j= 1.500								
c= 1.14821e -06	k= 2.000								
d= -1.37726e -08									
<table border="0"> <tr> <td>Confidence level:</td> <td>99 %</td> </tr> <tr> <td>Confidence interval:</td> <td>+/- 0.00019</td> </tr> <tr> <td>'r squared':</td> <td>0.999921</td> </tr> </table>	Confidence level:	99 %	Confidence interval:	+/- 0.00019	'r squared':	0.999921	<p>Differential Vaporization</p> <p>Figure B-1</p>		
Confidence level:	99 %								
Confidence interval:	+/- 0.00019								
'r squared':	0.999921								

BENTON VINCCLER, C.A.

UM-09
RFL 95007

SOLUTION GAS/OIL RATIO
(scf/bbl at 150 °F)

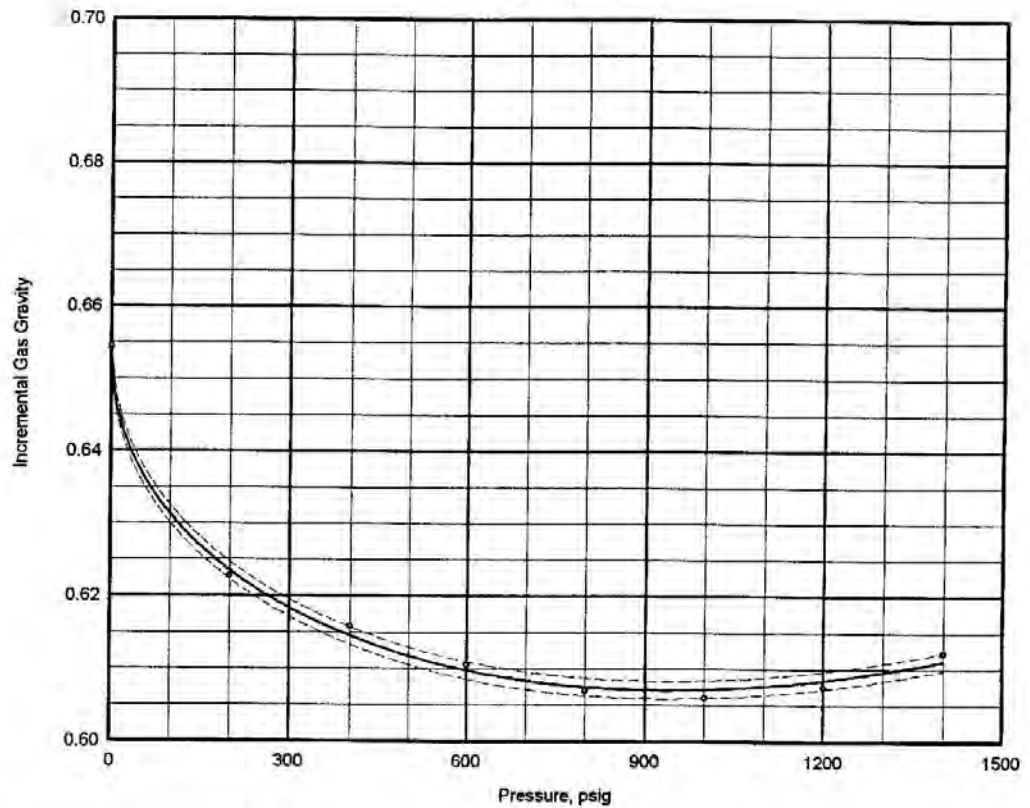


<p>Solution Gas/Oil Ratio Expression:</p> $y = a + b (X_i)^j + c (X_i)^j + d (X_i)^k$	<p>LEGEND</p>								
<p>where:</p> <table style="width: 100%;"> <tr> <td>a= 6.02722e -03</td> <td>i= 0.900</td> </tr> <tr> <td>b= 1.32190e -01</td> <td>j= 1.500</td> </tr> <tr> <td>c= 1.92306e -03</td> <td>k= 2.000</td> </tr> <tr> <td>d= -2.99887e -05</td> <td></td> </tr> </table> <p>Note: X_i (incremental 'X') = pressure, psig</p>	a= 6.02722e -03	i= 0.900	b= 1.32190e -01	j= 1.500	c= 1.92306e -03	k= 2.000	d= -2.99887e -05		<p style="text-align: center;">○ Laboratory Data</p> <p style="text-align: center;">- - - Confidence Limits</p> <p style="text-align: center;">— Analytical Expression</p> <p style="text-align: center;">Saturation Pressure: 1657 psig</p>
a= 6.02722e -03	i= 0.900								
b= 1.32190e -01	j= 1.500								
c= 1.92306e -03	k= 2.000								
d= -2.99887e -05									
<table style="width: 100%;"> <tr> <td>Confidence level:</td> <td style="text-align: right;">99 %</td> </tr> <tr> <td>Confidence interval:</td> <td style="text-align: right;">+/- 0.22 scf/bbl</td> </tr> <tr> <td>'r squared':</td> <td style="text-align: right;">0.999985</td> </tr> </table>	Confidence level:	99 %	Confidence interval:	+/- 0.22 scf/bbl	'r squared':	0.999985	<p>Differential Vaporization</p> <p>Figure B-2</p>		
Confidence level:	99 %								
Confidence interval:	+/- 0.22 scf/bbl								
'r squared':	0.999985								

BENTON VINCCLER, C.A.

UM-09
RFL 95007

GAS GRAVITY
(at 150 °F)

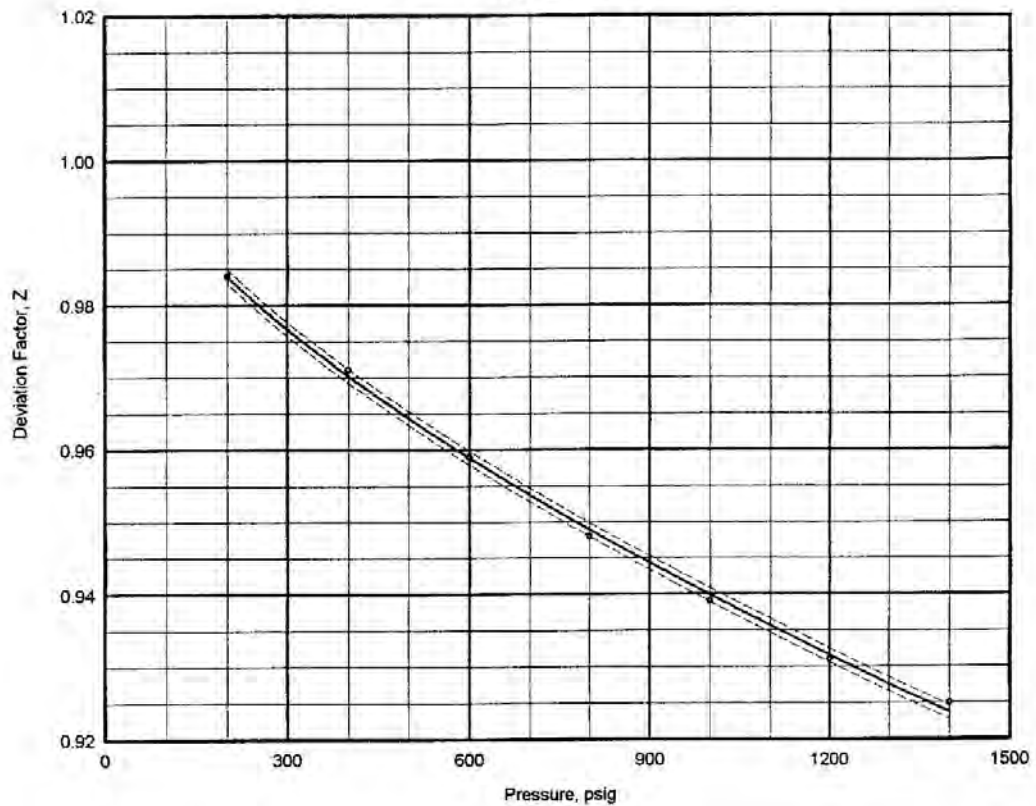


<p>Gas Gravity Expression:</p> $y = a + b (Xd)^i + c (Xd)^j$	<p>LEGEND</p>						
<p>where:</p> <table style="width: 100%;"> <tr> <td>a= 6.54445e -01</td> <td>i= 0.450</td> </tr> <tr> <td>b= -8.33707e -02</td> <td>j= 1.700</td> </tr> <tr> <td>c= 4.50905e -02</td> <td></td> </tr> </table> <p>Note: Xd (dimensionless 'X') = Pi / Psat, psig</p>	a= 6.54445e -01	i= 0.450	b= -8.33707e -02	j= 1.700	c= 4.50905e -02		<p>○ Laboratory Data</p> <p>----- Confidence Limits</p> <p>———— Analytical Expression</p> <p>Saturation Pressure: 1657 psig</p>
a= 6.54445e -01	i= 0.450						
b= -8.33707e -02	j= 1.700						
c= 4.50905e -02							
<table style="width: 100%;"> <tr> <td>Confidence level:</td> <td style="text-align: right;">99 %</td> </tr> <tr> <td>Confidence interval:</td> <td style="text-align: right;">+/- 0.0012</td> </tr> <tr> <td>'r squared':</td> <td style="text-align: right;">0.996310</td> </tr> </table>	Confidence level:	99 %	Confidence interval:	+/- 0.0012	'r squared':	0.996310	<p>Differential Vaporization</p> <p>Figure B-4</p>
Confidence level:	99 %						
Confidence interval:	+/- 0.0012						
'r squared':	0.996310						

BENTON VINCLER, C.A.

UM-09
RFL 95007

DEVIATION FACTOR, Z
(at 150 °F)



<p>Deviation Factor Expression:</p> $y = a + b (Xd)^i + c (Xd)^j$	<p>LEGEND</p>
<p>where:</p> <p>a= 1.00007e +00 i= 0.500 b= -1.91231e -01 j= 0.350 c= 1.05422e -01</p> <p>Note: Xd (dimensionless 'X') = P / Psat, psig</p>	<p>○ Laboratory Data - - - - - Confidence Limits ——— Analytical Expression</p> <p>Saturation Pressure: 1657 psig</p>
<p>Confidence level: 99 % Confidence interval: +/- 0.001 'r squared': 0.999145</p>	<p>Differential Vaporization Figure B-5</p>

BENTON VINCCLER, C.A.**UM-09**

RFL 95007

RESERVOIR FLUID VISCOSITY

(at 150 °F)

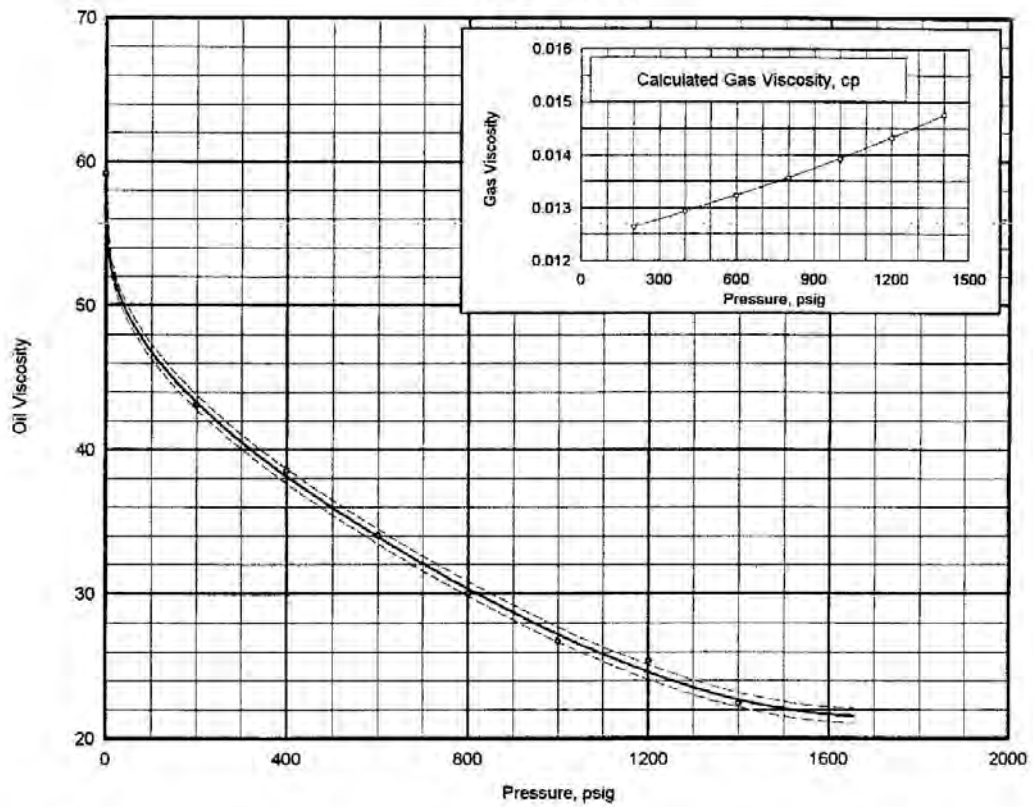
Pressure psig	Oil Viscosity cp	Gas Viscosity cp	Oil/Gas Viscosity ratio
5000	35.7		
4500	33.4		
4000	31.1		
3500	28.9		
3000	26.7		
2500	24.6		
2000	22.7		
1800	22.0 ✓		
b*1657	21.6		
1400	22.7	0.0148	1,536
1200	24.6	0.0143	1,716
1000	27.2	0.0139	1,952
800	30.3	0.0136	2,235
600	33.9	0.0132	2,565
400	38.1	0.0129	2,948
200	43.3	0.0126	3,423
0	59.1		

* Gas Viscosity data calculated from correlation of Lee A.L., Gonzalez M.H., and Eakin B.E., "The Viscosity of Natural Gases", Journal of Petroleum Technology, August, 1966, pp. 997-1000.

BENTON VINCCLER, C.A.

UM-09
RFL 95007

RESERVOIR FLUID VISCOSITY
(cp at 150 °F)

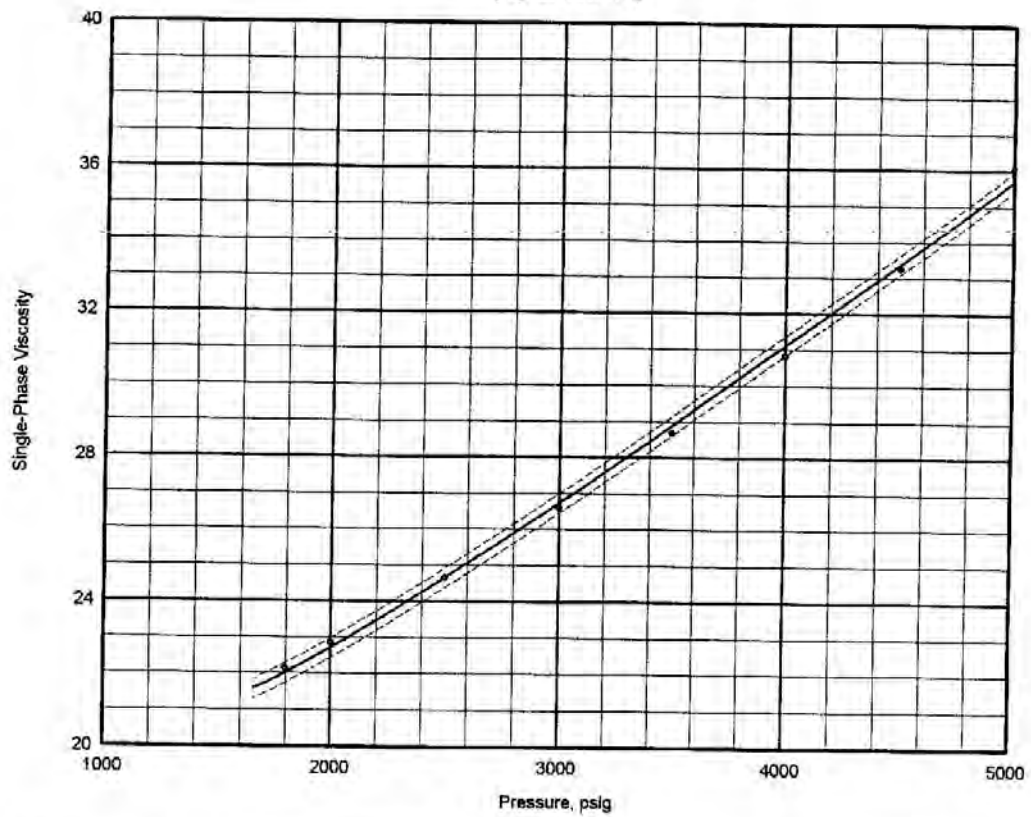


<p>Oil Viscosity Expression:</p> $y = a + b (Xd)^i + c (Xd)^j + d (Xd)^k$	<p>LEGEND</p> <p>○ Laboratory Data</p> <p>----- Confidence Limits</p> <p>———— Analytical Expression</p> <p>Saturation Pressure: 1657 psig</p>							
<p>where:</p> <table border="0"> <tr> <td>a= 5.91195e +01</td> <td>i= 0.250</td> </tr> <tr> <td>b= -2.10380e +01</td> <td>j= 0.870</td> </tr> <tr> <td>c= -2.15481e +01</td> <td>k= 4.600</td> </tr> <tr> <td>d= 5.04466e +00</td> <td></td> </tr> </table> <p>Note: Xd (dimensionless 'X') = P_i / P_{sat}, psig</p>		a= 5.91195e +01	i= 0.250	b= -2.10380e +01	j= 0.870	c= -2.15481e +01	k= 4.600	d= 5.04466e +00
a= 5.91195e +01	i= 0.250							
b= -2.10380e +01	j= 0.870							
c= -2.15481e +01	k= 4.600							
d= 5.04466e +00								
<table border="0"> <tr> <td>Confidence level:</td> <td>99 %</td> </tr> <tr> <td>Confidence interval:</td> <td>+/- 0.5105 cp</td> </tr> <tr> <td>'r squared':</td> <td>0.998836</td> </tr> </table>	Confidence level:	99 %	Confidence interval:	+/- 0.5105 cp	'r squared':	0.998836	<p>Rolling-Ball Viscosity Figure C-1</p>	
Confidence level:	99 %							
Confidence interval:	+/- 0.5105 cp							
'r squared':	0.998836							

BENTON VINCCLER, C.A.

UM-09
RFL 95007

SINGLE-PHASE FLUID VISCOSITY
(cp at 150 °F)



<p>Single-Phase Viscosity Expression: $y = a + b(dx)^i$</p>	<p>LEGEND</p>
<p>where: a= 2.15781e +01 i= 1.110 b= 1.72955e -03</p> <p>Note: dx (delta 'X') = P_{sat} - P_i , psig</p>	<p>□ Laboratory Data - - - Confidence Limits — Analytical Expression</p> <p>Saturation Pressure: 1657 psig</p>
<p>Confidence level: 99 % Confidence interval: +/- 0.2694 cp 'r squared': 0.998153</p>	<p>Rolling-Ball Viscosity Figure C-2</p>

BENTON VINCLER, C.A.

UM-09

RFL 95007

SEPARATOR FLASH ANALYSIS

Flash Conditions		Gas/Oil Ratio (scf/bbl) (A)	Gas/Oil Ratio (scf/STbbl) (B)	Stock Tank Oil Gravity at 60 °F (°API)	Formation Volume Factor Bofb (C)	Separator Volume Factor (D)	Specific Gravity of Flashed Gas (Air=1.000)	Oil Phase Density (gm/cc)
psig	°F							
1657	150							0.8977
80	80	137	139			1.011	0.598 *	0.9499
0	80	11	11	15.9	1.090	1.007	0.650	0.9516
			Rsfb = 150					

* Collected and analyzed in the laboratory by gas chromatography.

(A) Cubic Feet of gas at 14.7 psia and 60 °F per Barrel of oil at indicated pressure and temperature.

(B) Cubic Feet of gas at 14.7 psia and 60 °F per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.

(C) Barrels of saturated oil at 1657 psig and 150 °F per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.

(D) Barrels of oil at indicated pressure and temperature per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.

BENTON VINCLER, C.A.

UM-9
RFL 06007

COMPOSITION OF SEPARATOR TEST GAS
 (by gas chromatography)

Component	Mol %	GPM	MW	Liq Dens (gm/cc)
Hydrogen Sulfide	.00			
Carbon Dioxide	2.48		44.010	.8172
Nitrogen	.57		28.013	.8086
Methane	93.52		16.043	.2997
Ethane	3.21	.854	30.070	.3558
Propane	.16	.044	44.097	.5065
iso-Butane	.03	.010	58.123	.5623
n-Butane	.03	.009	58.123	.5834
iso-Pentane	.00	.000		
n-Pentane	.00	.000		
Hexanes	.00	.000		
Heptanes plus	.00	.000		
Totals	100.00	0.917		

Sampling Conditions

80 psig
80 °F

Sample Characteristics

Critical Pressure (psia)	676.7
Critical Temperature (°R)	355.2
Average Molecular Weight	17.3
Calculated Gas Gravity (air = 1.000)	0.598
Gas Gravity	
Factor, Fg	1.2929
Super Compressibility Factor, Fpv at sampling conditions	1.0054
Gas Z-Factor at sampling conditions *	0.989

at 14.7 psia and 60°F

Gross Heating Value (BTU/scf dry gas)	1004
--	------

Test Conditions

80 psig **0 psig**
80°F **80°F**

* From: Standing, M.B., "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems", SPE (Dallas), 1977, 8th Edition, Appendix II.

BENTON VINCCLER, C.A.**UM-09**

RFL 95007

**DIFFERENTIAL VAPORIZATION
ADJUSTED TO SEPARATOR CONDITIONS***

Pressure psig	Solution Gas/Oil Ratio Rs (A)	Formation Volume Factor Bo (B)	Gas Formation Volume Factor C (C)	Oil Density gm/cc	Oil/Gas Viscosity Ratio
5000	150	1.071		0.9141	
4500	150	1.074		0.9119	
4000	150	1.076		0.9097	
3500	150	1.079		0.9074	
3000	150	1.082		0.9051	
2500	150	1.085		0.9027	
2200	150	1.086		0.9011	
2100	150	1.087		0.9006	
2000	150	1.088		0.9001	
1900	150	1.088		0.8995	
1855	150	1.089		0.8993	
1804	150	1.089		0.8990	
1800	150	1.089		0.8990	
1700	150	1.090		0.8984	
b» 1657	150	1.090		0.8982	
1400	130	1.082	0.01126	0.9024	1,536
1200	113	1.076	0.01322	0.9057	1,716
1000	95	1.069	0.01597	0.9090	1,952
800	77	1.063	0.02009	0.9123	2,235
600	58	1.056	0.02690	0.9156	2,565
400	38	1.049	0.04035	0.9191	2,948
200	18	1.042	0.07903	0.9227	3,423

*Separator Conditions	
First Stage Stock Tank	80 psig at 80 °F 0 psig at 80 °F

(A) Cubic Feet of gas at 14.7 psia and 60 °F per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.

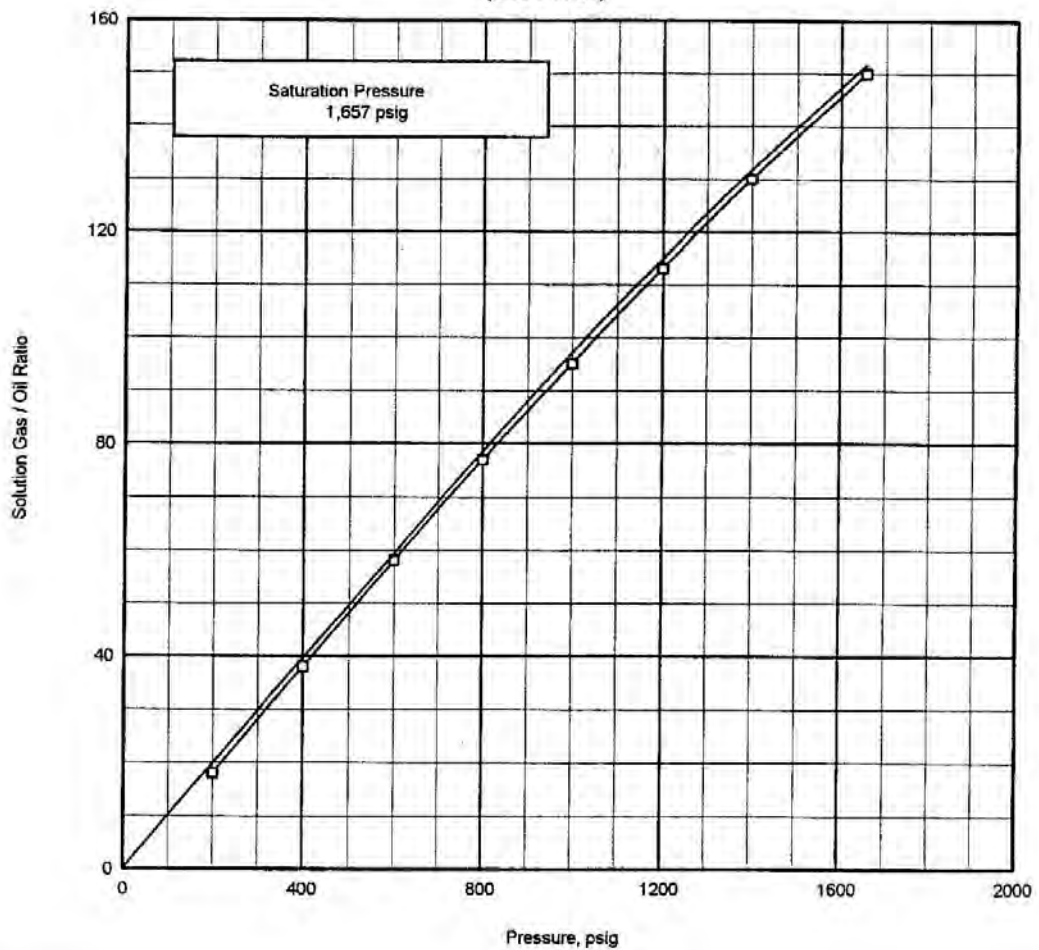
(B) Barrel of oil at indicated pressure and temperature per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.

(C) Cubic Feet of gas at indicated pressure and temperature per Cubic Feet at 14.7 psia and 60 °F.

BENTON VINCLER, C.A.

UM-09
RFL 95007

SOLUTION GAS/OIL RATIO
(scf/STbbl)



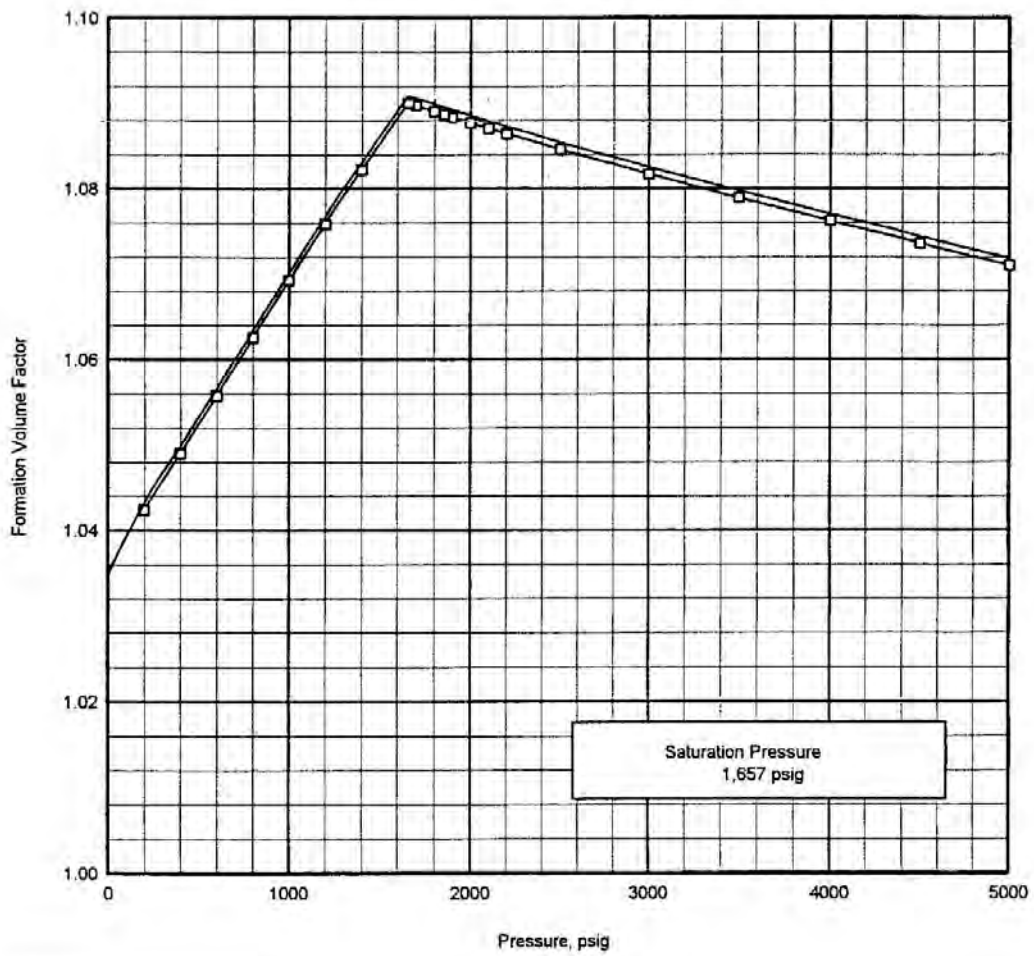
LEGEND		DV Adjusted to Separator Figure D-1
—	Differential Vaporization	
-□-	80 psig at 80 °F	

BENTON VINCLER, C.A.

UM-09

RFL 95007

FORMATION VOLUME FACTOR



LEGEND	
—	Differential Vaporization
□	80 psig at 80 °F

DV Adjusted to Separator

Figure D-2



Apéndice "C"

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LA ARENA MASIVA DEL
YACIMIENTO OFICINA 39 DEL CAMPO URACOA.

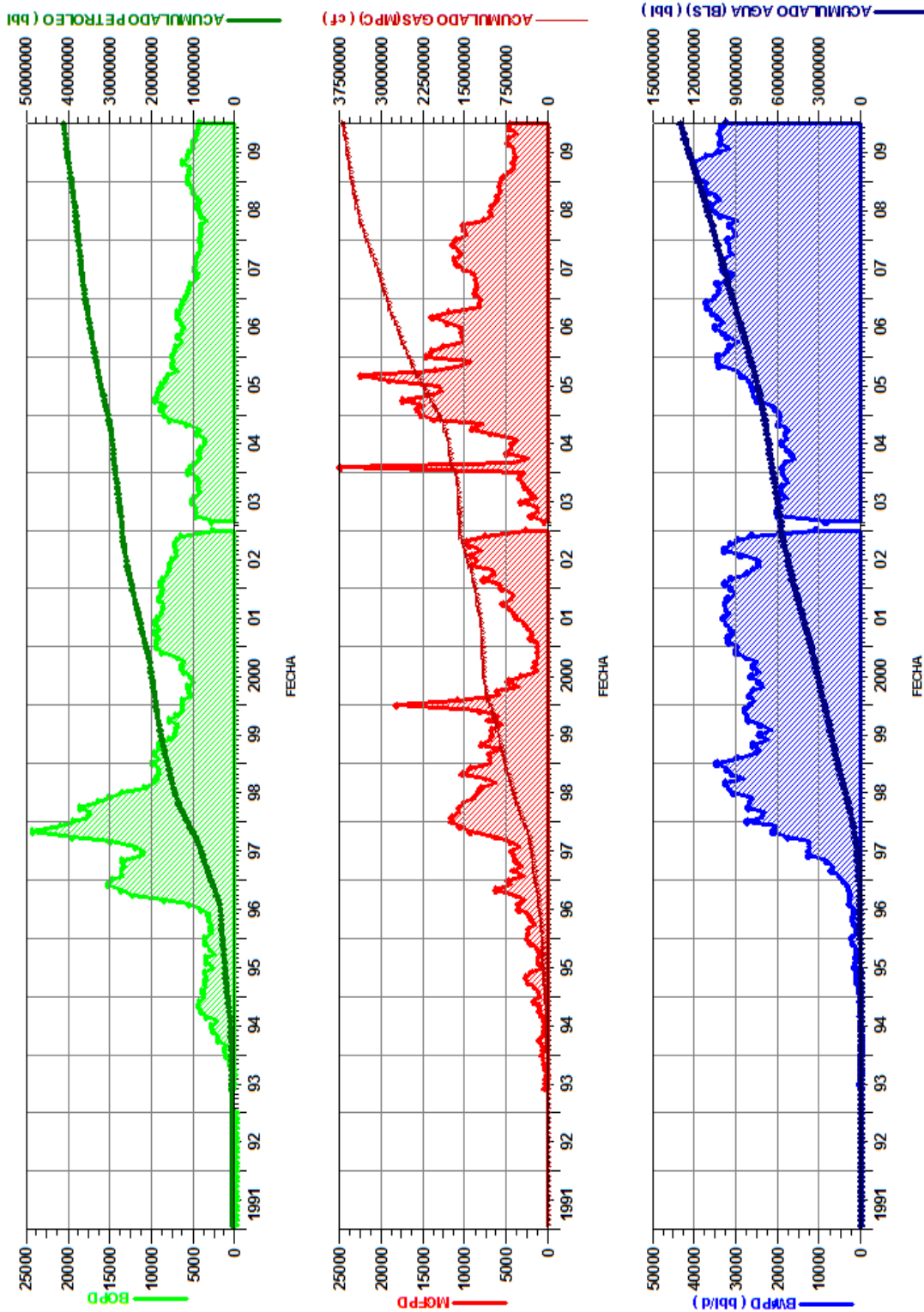


Figura C.1. Comportamiento de producción de petróleo, agua y gas de las Arenas Masivas en el Yacimiento Oficina 39

Apéndice "D"

PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE LA ARENA MASIVA DEL YACIMIENTO
OFICINA 39 DEL CAMPO URACOA

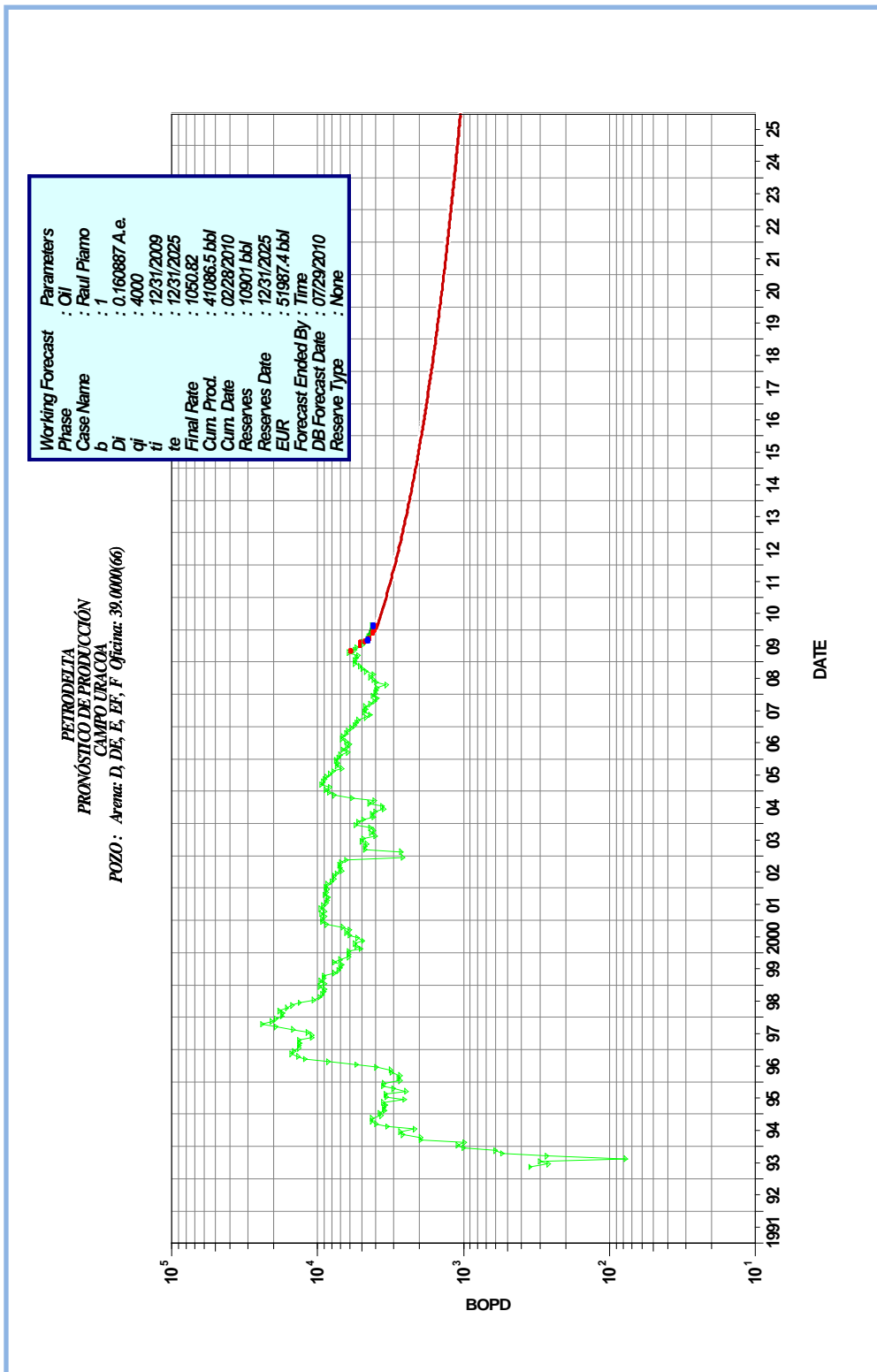


Figura D.1. Curva de declinación de producción de las Arenas Masivas del Yacimiento Oficina 39 del Campo

Apéndice "E"

MAPAS DE FLUIDOS CON LOS CONTACTOS INTERPRETADOS A PARTIR
DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS

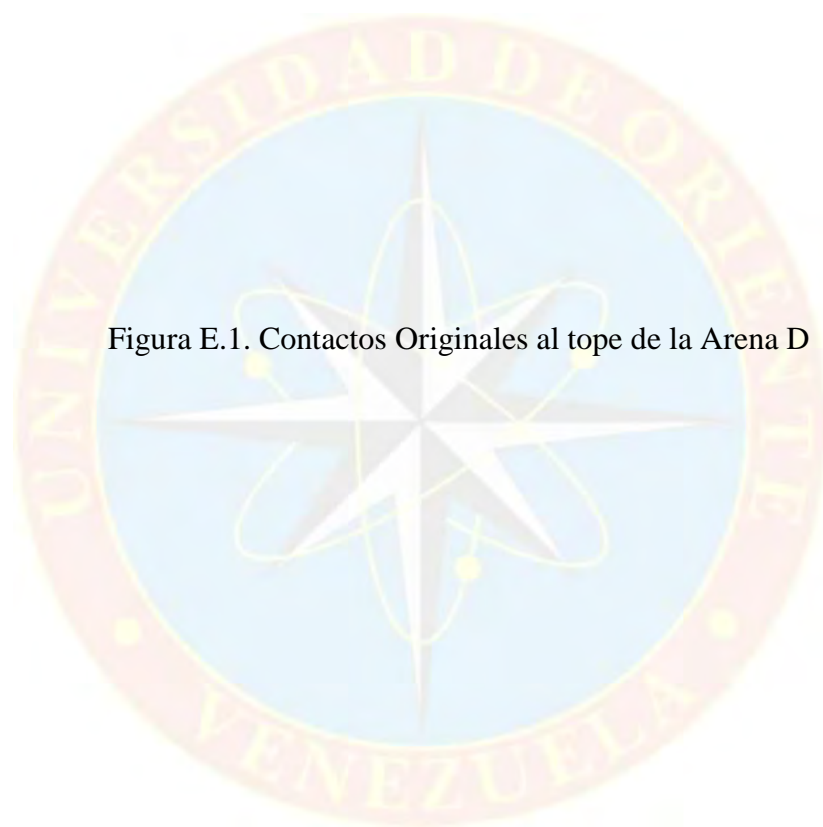


Figura E.1. Contactos Originales al tope de la Arena D

Figura E.2. Contactos Originales al tope de la Arena E

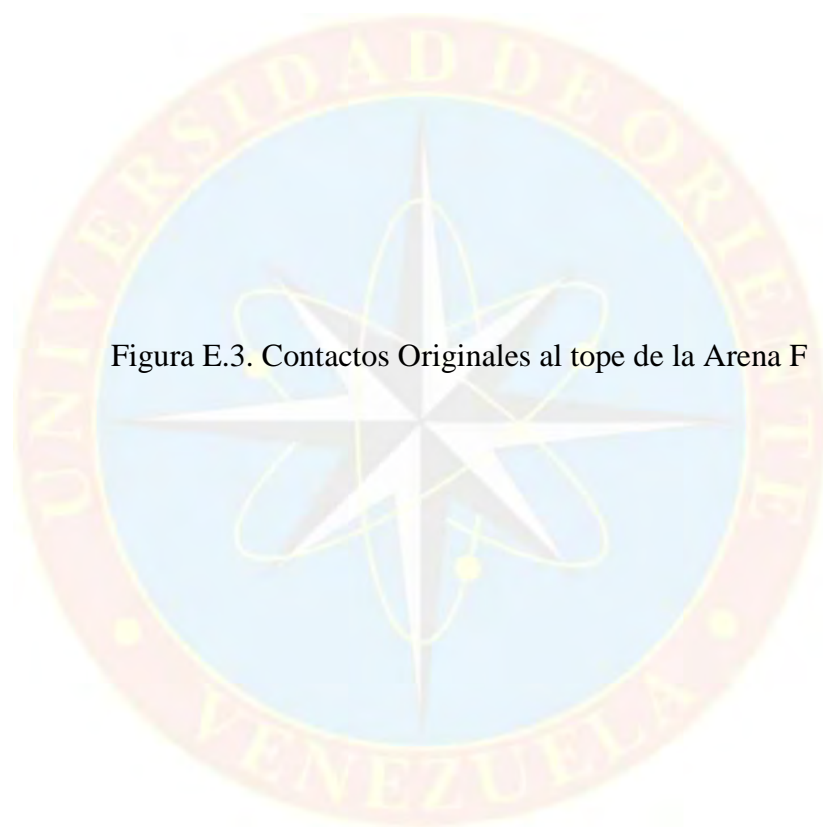


Figura E.3. Contactos Originales al tope de la Arena F

Figura E.4. Contactos Actuales al tope de la Arena D



Figura E.5. Contactos Actuales al tope de la Arena E

Figura E.6. Contactos Actuales al tope de la Arena F

Apéndice "F"

ECUACIONES PARA EL CÁLCULO DE ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD



Borisov

$$J_h = \frac{0.00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{4r_{ch}}{L}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right) \right]}$$

Giger-Reiss-Jourdan

$$J_h = \frac{0.00708 L k_h}{\mu_o B_o \left[\left(\frac{L}{h}\right) \ln(X) + \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right) \right]}$$

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{L}{2r_{ch}}\right)^2}}{L/(2r_{ch})}$$

Joshi

$$J_h = \frac{0.00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[\ln(R) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right) \right]}$$

with

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)}$$

$$a = (L/2) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{ch}/L)^4} \right]^{0.5}$$

Apéndice "G"

MAPAS DE SATURACIÓN PARA EL AÑO 2009 DE LAS ARENAS MASIVAS
DEL YACIMIENTO OFICINA 39





Figura G.1. Mapa de saturación de la Arena D al 2009

Figura G.2. Mapa de Saturación de la Arena E al 2009



Figura G.3. Mapa de Saturación de la Arena F al 2009

Apéndice "H"

SECCIONES ESTRUCTURALES Y ESTRATIGRÁFICAS DE LOS POZOS DE
LAS ARENAS MASIVAS DEL YACIMIENTO OFICINA 39

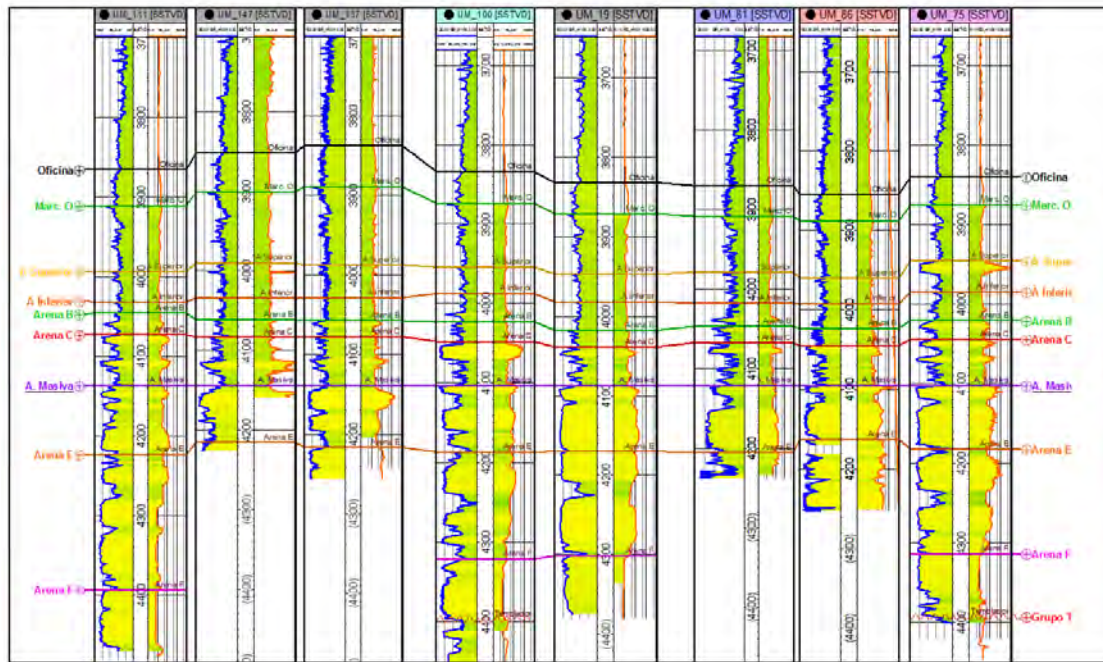


Figura H.1. Sección Estratigráfica A-A' Oeste-Este. Yacimiento Oficina 39

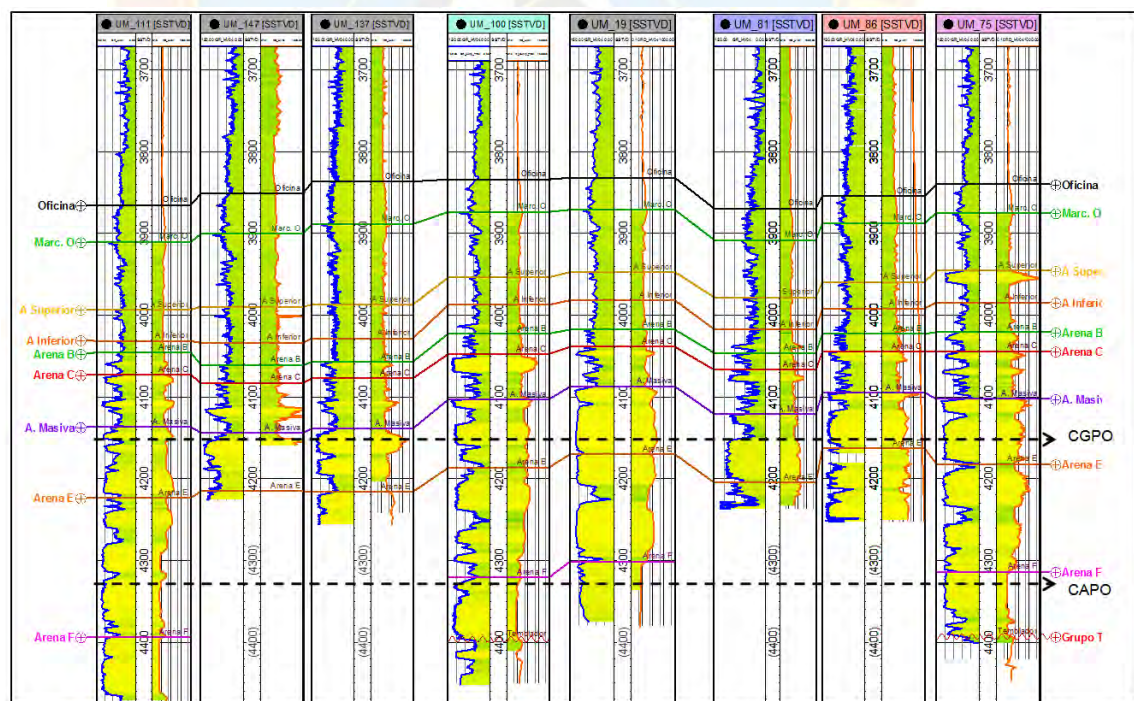


Figura H.2. Sección Estructural A-A' Oeste-Este. Yacimiento Oficina 39

HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	OPORTUNIDADES DE DESARROLLO EN CAMPOS MADUROS APLICANDO MÉTODOS CONVENCIONALES DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS EN LA ARENA MASIVA DEL YACIMIENTO OFICINA 39 DEL CAMPO URACOA, MONAGAS – VENEZUELA
Subtítulo	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.
Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
RAUL JOSE PIAMO BELMONTES	CVLAC	CI: 18.653.759
	e-mail	rauljosepiano@gmail.com
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Yacimiento
Uracoa
Curvas de declinación
Cálculo de Reservas

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología (Ciencias Aplicadas)	Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

Los campos maduros son aquellos que se encuentran en su última etapa de desarrollo productivo. En vista de que se ha encontrado un menor número de campos con grandes cantidades de hidrocarburos se hace necesario un estudio o reevaluación de los campos con que se cuentan en la actualidad para así satisfacer la demanda mundial de productos derivados del petróleo. El Campo Uracoa consta de 4 yacimientos, éste se considera maduro puesto que ha estado en producción desde el año 1937, razón por la cual se seleccionó como objeto de estudio para la presente investigación, más específicamente la arena masiva del yacimiento Oficina 39. El presente estudio estuvo basado en la información contenida en carpetas de pozos, trabajos técnicos y en bases de datos corporativos OFM y Petrel, así como también se analizaron los comportamientos históricos de producción de cada pozo en cuestión. Para aumentar el factor de recobro para el año 2025 se realizó inicialmente la determinación del mecanismo de producción presente y posteriormente se calcularon las reservas desarrolladas y reservas remanentes con base en un factor de recobro de 22%, luego en función de la producción se generaron mapas de burbujas y mapas de saturación remanente para observar las zonas donde se puedan colocar nuevos pozos o reactivar los ya existentes. El mecanismo de producción que aporta la mayor cantidad de energía a la producción es el empuje hidráulico por lo que se recomienda la reevaluación del factor de recobro oficial ya que el mismo podría estar subestimado. Con los mapas de burbujas y de saturación se observaron 9 zonas. En la arena D hay 5 zonas que se revisaron de las cuales una se descartó por las saturaciones presentes y las otras cuatro representan oportunidades de desarrollo de 3 MMBN de reservas remanentes al año 2025, la arena E presenta tres zonas que podrían recuperar al 2025 un total de 3,28 MMBN y la arena F presenta una zona que por su gran espesor podría aportar 1,4 MMBN hasta el 2025. Con el aporte de estas 9 zonas el factor de recobro tendría un aumento del 2,77% al 2025.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
DE LA CRUZ CARLOS	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 12.664.336
	e-mail	cjdlco@hotmail.com
	e-mail	
ROMERO MAGNO	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 4.217.682
	e-mail	romeromma@petrodelta.pdvsa.com
	e-mail	
MOTTOLA FABIOLA	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 8.290.936
	e-mail	fmottola@udo.edu.ve
	e-mail	
FLORES MIGUEL	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 10.467.516
	e-mail	mffloresr@gmail.com
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2011	08	10

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa

Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
PIAMO B. RAUL J.DOCX

Caracteres permitidos 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: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología (Ciencias Aplicadas)

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente de Oriente, Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU N° 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CUNDELA
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/manuja


Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización.”



RAUL JOSÉ PIAMONTE BELMONTES
AUTOR



MSC. CARLOS DE LA CRUZ
TUTOR