

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



**“PROPUESTA DE UN ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN PARA EL
PROYECTO EXPLORATORIO SELECCIONADO A PARTIR DEL
CAMPO QUE PRESENTE MAYOR PRODUCCIÓN ACUMULADA,
MEJOR VALOR ENERGÉTICO Y MAYOR DECLINACIÓN EN EL
ORIENTE DEL PAÍS”.**

**Realizado por:
MARÍA CECILIA MILLÁN PÉREZ**

**Proyecto de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito
Parcial para optar al Título de Ingeniero de Petróleo.**

Barcelona, Noviembre de 2011

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



**“PROPUESTA DE UN ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN PARA EL
PROYECTO EXPLORATORIO SELECCIONADO A PARTIR DEL
CAMPO QUE PRESENTE MAYOR PRODUCCIÓN ACUMULADA,
MEJOR VALOR ENERGÉTICO Y MAYOR DECLINACIÓN EN EL
ORIENTE DEL PAÍS”.**

REALIZADO POR:

Téc. Med. María Cecilia Millán Pérez
C.I. 17.237.572

REVISADO POR:

Ing. Gustavo Rasines
Asesor Industrial

Ing. Rayda Patiño C.
Asesor Académico

Barcelona, Noviembre de 2011

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



“PROPUESTA DE UN ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN PARA EL PROYECTO EXPLORATORIO SELECCIONADO A PARTIR DEL CAMPO QUE PRESENTE MAYOR PRODUCCIÓN ACUMULADA, MEJOR VALOR ENERGÉTICO Y MAYOR DECLINACIÓN EN EL ORIENTE DEL PAÍS”.

JURADO

El jurado hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:

APROBADO

ING. RAYDA PATIÑO C.
Asesor Académico

ING. TANIA GONZÁLEZ

Jurado Principal

ING. KARLA RODRIGUEZ

Jurado Principal

Barcelona, Noviembre de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Concejo Universitario, para su autorización”.

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso, por haberme concedido la dicha de la vida y permitirme ver un nuevo amanecer cada día, por nunca haberme abandonado ni en las buenas ni en las malas, por siempre oírme en silencio cuando estoy dormida y mi pensamiento se eleva, por darme salud y fortaleza cuando más lo necesite, por darme todo lo que me concedió y ser bondadoso conmigo.

A mis padres, Elsa J. Pérez y Luís M. Millán por haberme dado la gracia de la vida y guiarme por esta senda que llamamos destino y prepararme con las herramientas necesarias para poder levantarme cada vez que caiga, no desesperar ante las adversidades y enfrentarlas con la frente en alto y con valentía. Por fortalecer mi espíritu con las enseñanzas que sólo se cultivan en el hogar y enseñarme valores morales y principios que me formaron como la persona que soy hoy en día.

A mi hermano, Jorge L. Millán quien a pesar de su edad me ha servido de ejemplo de constancia y perseverancia para alcanzar las metas. Enseñarme con sus acciones que los obstáculos sólo existen en la mente de las personas y que el mundo es accesible a todos siempre y cuando mantengas una buena actitud ante la vida.

A mis hermanas de vida, Yenni Marcano y Lourdes La Rosa por enseñarme que la amistad trasciende barreras que van más allá de la vida universitaria y que se cultiva con unión, comunicación y confianza. Por enseñarme que la amistad no sólo existe en las buenas sino que se demuestra en las malas. Que la vida transcurre rápidamente y el tiempo hay que aprovecharlo y disfrutarlo con las personas que más amas y atesorar las mismas como lo más preciado.

A Amílcar Velásquez, por ser más que un compañero un amigo, pilar fundamental en mi vida, por hacerme reír aunque quisiera llorar, por enseñarme que las cosas más simples de la vida a veces dan las mayores satisfacciones, por todos los recuerdos bonitos y los buenos momentos vividos, siempre estarás en mi corazón, te quiero un mundo!.

A Hernán Sosa, porque a pesar de haber compartido poco tiempo conmigo tengo la sensación de que lo conozco de toda la vida. Por mostrarme que con paciencia y perseverancia las cosas se alcanzan y que si la vida te da en mejilla colocarle la otra. Tu nivel de madures es admirable para mí y espero algún día poder tener toda la paciencia que tú me tienes. Eres muy especial y te has ganado un lugar en mi corazón. Tqm!

A mis compañeros de universidad y a mis compañeros de vida, porque de una u otra manera cada uno aportó un grano de arena a mi vida y cada uno es muy especial para mí y hemos sobrellevado con una sonrisa las dificultades que se nos han antepuesto.

A mis familiares, por brindarme siempre una mano amiga cuando más lo necesite y por apoyarme siempre. A todos gracias. Los Amo!

A mi tutor industrial, Ing. Gustavo Rasines y a todos lo que conforman la Gerencia de Planificación Corporativa de Exploración por haberme abierto las puertas de PDVSA Oriente y tenerme paciencia en cada una de mis dudas y ayudarme amablemente, siempre serviciales conmigo. Muchísimas gracias!

A mi tutora académica, Ing. Rayda Patiño por ayudarme en todo lo que necesite y servirme de guía para la realización de esta tesis. Muy agradecida contigo “barby” porque no era tu responsabilidad recibirme y sin embargo lo hiciste de manera desinteresada. Eres la mejor de todas! Tqm!

A mis profesores en la universidad, por darme las herramientas necesarias para formarme como profesional ante la vida y por guiarme durante mi estadía en la universidad.

A la Universidad de Oriente, por aceptarme como una estudiante más de la casa más alta de estudios y permitirme formarme entre sus aulas, recorrer sus pasillos entre los cuales me quede horas estudiando y frecuentar las fotocopadoras donde tantas veces me quede sacando un libro, en la biblioteca donde me reunía con mis compañeros de clases a estudiar y a hacer trabajos, en mi corazón eres la mejor universidad de todas.

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso primeramente por concederme la bendición de la vida y estar conmigo en las buenas y en las malas, aunque no lo veo lo siento y dentro de mí sé que está conmigo en cada paso que doy.

A mis padres Elsa J. Pérez y Luís M. Millán por darme la vida y apoyarme en las decisiones que tomé, por hacerme una mujer de bien y darme los valores morales que tengo y el sentido de responsabilidad que hoy poseo.

A mi hermano Jorge L. Millán porque a pesar de las diferencias que podamos tener como todos los hermanos siempre me ha ayudado cuando más lo necesito por que los lazos de sangre son más fuertes que las diferencias pasajeras.

A mis amigas Lourdes La Rosa y Yenni Marcano, por estar conmigo en las buenas y en las malas y por todos los momentos buenos y malos que vivimos juntas dentro de la universidad y fuera de ella y por permitir que su familia también fuera la mía.

A Hernán Sosa, por apoyarme en todo momento cuando más lo necesite y brindarme una mano amiga, por permitirme ser parte de su vida y por compartirla conmigo.

A mi tutor industrial Gustavo Rasines, por tenerme paciencia y ayudarme a desenvolverme dentro de la empresa, por su apoyo incondicional y por todas sus enseñanzas.

A los ingenieros que conforman la Gerencia de Planificación Corporativa, Bladimir Rosas, Patricia Rondón, Luisa Moslaga, Miguel Carpio, Sandra Freyles y Nizar Salloum por su paciencia, apoyo y disposición ante mis dudas, muy agradecida con ustedes.

A los amigos que hice dentro de las instalaciones de la empresa, Heryka Zapata, Henry Márquez, Danny Pérez, Grimaldo Torres, José Luís Avendaño, Helennys Villaroel, Soliana Díaz, Cesar González, Marcos Colmenares, Marcos Rondón, Verónica Cedeño, Andrea Mora, Jesús López, etc. Por todas las risas y momentos gratos que pasamos juntos, ya sea en la terraza, en el pasillo, la oficina o el comedor. Si me faltó alguien por nombrar quiero que sepa que a pesar de que no se vea entre estas líneas lo llevo en mi corazón.

A la Sra. Mercedes Tineo, por darme la oportunidad de desarrollarme como profesional dentro de PDVSA cuando me permitió realizar mi tesis de grado bajo la tutoría del Ing. Gustavo Rasines.

A mí tía política Reina Velásquez por tomarse la molestia de contactarme con las personas indicadas para que pudiera realizar mi trabajo de grado dentro de PDVSA. Muy agradecida tía con usted, jamás olvidaré el gesto desinteresado que tuvo conmigo.

A todos mis amigos y vecinos por los buenos momentos que compartimos, unos en la universidad y otros en mi cuadra, la que me vio desarrollarme como la persona que soy. A todos muchas gracias por que este logro también es de ustedes.

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	viii
ÍNDICE GENERAL	x
LISTA DE FIGURAS.....	xiii
LISTA DE TABLAS	xvii
RESUMEN	xviii
CAPÍTULO I	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.2 OBJETIVOS.....	3
1.2.1 OBJETIVO GENERAL:.....	3
1.2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS:	3
CAPÍTULO II.....	4
MARCO TEORICO	4
2.1 ANTECEDENTES:	4
2.2 ASPECTOS GEOLÓGICOS Y GEOGRÁFICOS DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	5
2.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela:.....	5
2.3 BASES TEÓRICAS	12
2.3.1 RESERVAS DE HIDROCARBUROS	12
2.3.2 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS	13
2.3.3 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE LOS FLUIDOS.....	16
2.3.4 FACTOR DE RECOBRO	20
2.3.5 OPORTUNIDAD EXPLORATORIA.....	20
2.3.6 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS	21
2.3.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	22

2.3.8	CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS PROYECTOS	36
	CAPÍTULO III.....	39
	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	39
3.1	Escogencia del campo basados en los libros oficiales de reservas de Oriente de PDVSA.....	39
3.1.1	Clasificación de los diferentes campos pertenecientes a Oriente según su ubicación por estados.....	40
3.1.2	Creación de histogramas de producción acumulada de los campos pertenecientes a Oriente.....	42
3.2.3	Creación de los perfiles de producción correspondientes al Campo Carito – Mulata a través de la aplicación Oil Field Manager.	47
3.2	Selección de los proyectos exploratorios contiguos al campo escogido que contenga mayor volumetría y valor energético.....	51
3.2.1	Visualización de las oportunidades exploratorias del oriente del país a través de la aplicación gvSIG.....	53
3.3	Desarrollo de un esquema de explotación a partir del éxito de un proyecto exploratorio seleccionado (visualización).	57
3.3.1	Premisas establecidas en la hoja de cálculo de la herramienta Excel para la estimación de los perfiles de producción.....	59
3.3.2	Premisas para el desarrollo de los perfiles de producción.....	60
3.3.3	Premisas operacionales para la secuencia de perforación del paquete exploratorio Norte de Monagas.	61
3.4	Realización de una evaluación económica para el proyecto exploratorio.	72
	CAPÍTULO IV	80
	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	80
4.1	Escogencia del campo basado en los libros oficiales de reservas de Oriente de PDVSA.....	80
4.2	Selección de los proyectos exploratorios contiguos al campo escogido que contenga mayor volumetría y valor energético.....	84

4.3	Desarrollo de un esquema de explotación a partir del éxito del proyecto exploratorio seleccionado (visualización).	94
4.4	Realización de una evaluación económica al proyecto exploratorio.	101
	CONCLUSIONES	105
	RECOMENDACIONES.....	107
	BIBLIOGRAFÍA CITADA	108
	METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:	110

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela	5
Figura 2.2. Ubicación geográfica de los Campos Carito – Mulata.....	8
Figura 2.3. Evolución estratigráfica del Campo Carito – Mulata.....	9
Figura 3.1. Histogramas de producción acumulada de petróleo, gas y agua de los campos pertenecientes a Anzoátegui	44
Figura 3.2. Histogramas de producción acumulada de petróleo, gas y agua de los campos pertenecientes a Monagas	45
Figura 3.3. Histogramas de producción acumulada, reservas remanentes y tasas de declinación de los Campos Chimire y Mulata.....	46
Figura 3.5. Flujograma descriptivo del proceso de obtención de información para el mapa base del Campo Carito - Mulata a través de las carpetas de OFM	49
Figura 3.6. Vista de la hoja de reporte que se obtiene a través de OFM	50
Figura 3.7. Flujograma demostrativo para exportar datos de OFM a Excel.....	51
Figura 3.9. Flujograma descriptivo para el uso de la aplicación gvSIG.....	54
Figura 3.10. Vista de la Base de Recursos de los paquetes exploratorios a nivel nacional según su grado de madurez y área de planificación a través de gvSIG.....	55
Figura 3.11. Vista de la hoja de Excel de la Base exploratoria y de planificación de PDVSA para el proyecto exploratorio Norte de Monagas	57
Figura 3.12. Vista de la hoja de cálculo diseñada e implementada por el Equipo de Planificación de la Gerencia de Exploración de PDVSA para la generación de esquemas de explotación de yacimientos.....	58
Figura 3.13. Datos de entrada, tablas y perfiles de producción de Caicara Norte – A obtenidas a través de la hoja de Excel implementada por la Gerencia de Planificación de PDVSA Oriente	65
Figura 3.14. Datos de entrada, tablas y perfiles de producción de Chaguaramal Sur obtenidas a través de la hoja de Excel implementada por la Gerencia de Planificación de PDVSA Oriente	66

Figura 3.15. Datos de entrada, tablas y perfiles de producción de Cotoperí - B obtenidas a través de la hoja de Excel implementada por la Gerencia de Planificación de PDVSA Oriente	67
Figura 3.16. Datos de entrada, tablas y perfiles de producción de Cotoperí Oeste - A obtenidas a través de la hoja de Excel implementada por la Gerencia de Planificación de PDVSA Oriente	68
Figura 3.17. Datos de entrada, tablas y perfiles de producción de Travi Norte – A obtenidas a través de la hoja de Excel implementada por la Gerencia de Planificación de PDVSA Oriente	69
Figura 3.18. Datos de entrada, tablas y perfiles de producción de Travi Norte – B obtenidas a través de la hoja de Excel implementada por la Gerencia de Planificación de PDVSA Oriente	70
Figura 3.19. Datos de entrada, tablas y perfiles de producción de Travi Norte – C obtenidas a través de la hoja de Excel implementada por la Gerencia de Planificación de PDVSA Oriente	71
Figura 3.21. Flujograma demostrativo para la creación de un proyecto nuevo en Merak Peep.....	73
Figura 3.22. Página principal de Merak Peep.....	74
Figura 3.23. Ventana de productos para el ingreso de datos de Crudos para la realización de la evaluación económica	75
Figura 3.24. Ventana de productos para el ingreso de datos de Gas para la realización de la evaluación económica.....	75
Figura 3.25. Ventana para la fijación de los productos de petróleo y gas	76
Figura 3.26. De izquierda a derecha: a) Definición de los costos de operación, b) Definición de las regalías y c) Definición de los impuestos.....	77
Figura 3.27. Ventana de personalización de la herramienta Merak Peep.....	78
Figura 3.28. De abajo hacia arriba. a) Definición de gastos de capital para el desarrollo del proyecto y b) Ventana de Reporte donde se visualiza la evaluación económica del mismo.....	79

Tabla 4.1. Producción Anual de los yacimientos CRPTE MUC 1, CRE MUC 1 y NAR MUC 1 pertenecientes al campo Carito – Mulata, extraída de OFM al 30/10/2010	82
Figura 4.1. Perfiles de Producción anual de los yacimientos CRE MUC 1, NAR MUC 1 y CRPTE MUC 1 pertenecientes al campo Carito – Mulata	83
Figura 4.2. Vista de las oportunidades exploratorias a nivel nacional por grado de madurez (play, lead y prospecto) contiguos al campo Carito – Mulata	85
Figura 4.3. Vista de la Base de oportunidades de planificación de nivel de madurez de prospecto	86
Figura 4.4. Ficha Técnica correspondiente a la oportunidad exploratoria Cotoperí Oeste-A	87
Figura 4.5. Ficha técnica correspondiente a la oportunidad exploratoria Cotoperí - B ..	88
Figura 4.6. Ficha técnica correspondiente a la oportunidad exploratoria Chaguaramal Sur	89
Figura 4.7. Ficha técnica correspondiente a la oportunidad exploratoria Caicara Norte - A	90
Figura 4.8. Ficha técnica correspondiente a la oportunidad exploratoria Travi Norte – A	91
Figura 4.9. Ficha técnica correspondiente a la oportunidad exploratoria Travi Norte – B	92
Figura 4.10. Ficha técnica correspondiente a la oportunidad exploratoria Travi Norte – C	93
Figura 4.11. Perfiles de producción pertenecientes al paquete exploratorio Norte de Monagas	99
Figura 4.12. Perfil de producción de petróleo del paquete exploratorio Norte de Monagas	100
Figura 4.13. Perfil de producción de gas del paquete exploratorio Norte de Monagas	100
Figura 4.14. Resumen de la evaluación económica donde se evidencia la descripción del caso y los indicadores económicos del mismo	102

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.2. Clasificación de los campos pertenecientes a Anzoátegui bajo los lineamientos establecidos	41
Tabla 3.3. Clasificación de los campos pertenecientes a Monagas bajo los lineamientos establecidos	42
Tabla 3.4. Vista de la Base de Recursos contentiva de las expectativas en Oriente.....	52
Tabla 3.5. Perfil de la secuencia de perforación del paquete exploratorio Norte de Monagas.....	63
Tabla 4.2. Vista de la Base de Recursos contentiva de la información de las oportunidades correspondientes al área exploratoria del Norte de Monagas	85
Tabla 4.3. Número de pozos requeridos para el desarrollo del proyecto.....	95
Tabla 4.4. Volúmenes de petróleo y gas esperados	96
Tabla 4.5. Costo de perforación basado en el número de pozos requeridos.....	97
Tabla 4.6. Flujo de Caja perteneciente a la evaluación económica realizada a través del Merak Peep.	103
Tabla 4.7. Balance de pozos requeridos para el desarrollo del proyecto.....	104

RESUMEN

El presente trabajo contempla la propuesta de un esquema de explotación para el proyecto exploratorio seleccionado a partir del campo que presente mayor producción acumulada, mejor valor energético y mayor declinación en el oriente del país, donde primeramente se seleccionó el campo basado en los libros oficiales de reservas de PDVSA, el cual fue filtrado de acuerdo a lineamientos establecidos por la Gerencia de Planificación Corporativa para luego ser clasificados los campos por estado con la finalidad de crear los histogramas de producción de petróleo, gas y agua por ubicación geográfica, identificándose al Campo Carito – Mulata con una producción acumulada de 987 MMBN de petróleo liviano, con Reservas Remanentes de 1080 MMBN de petróleo liviano y una tasa de declinación de 9%. Seguidamente, se seleccionaron los proyectos exploratorios contiguos al campo a través de la herramienta gvSIG donde se identificaron 7 oportunidades exploratorias pertenecientes al paquete exploratorio Norte de Monagas con una volumetría en expectativas de crudo de 507 MMBF y 1592 MMMPCF en expectativas de gas. A continuación se visualizaron los diferentes esquemas de explotación para oportunidades identificadas a través de una hoja de cálculo diseñada e implementada por el equipo de Planificación Corporativa, para luego crear un esquema de explotación consolidado del Paquete Exploratorio Norte de Monagas el cual ofrece un plató de producción entre 80 MBF/D y 100 MBF/D de petróleo por un periodo de 6 años y una producción de gas por encima de 300 MMPCFD por un plató de producción de 4 años, estimando su máxima producción para el año 2019 con 106.85 MBF/D de petróleo y 347.83 MMPCFD de gas. Por último se realizó una evaluación económica al proyecto exploratorio cuyos indicadores económicos fueron para PDVSA: VPN a 10% de 1589.89MM\$, TIR 31% aprox., EI: 2MM\$/MM\$ en un tiempo de pago de aprox. 7 años. Para la Nación: VPN a 10% de 6973.51MM\$, TIR 84% aprox., EI: 5MM\$/MM\$ en un tiempo de pago de aprox. 5 años. Por lo que, se considera que el mismo debe ser aprobado ya que demuestra ser económicamente rentable tanto para la empresa como para la nación.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) es una empresa estatal venezolana que se dedica a la explotación, producción, refinación, mercadeo y transporte del petróleo venezolano. Fue creada por decreto gubernamental el 1 de enero de 1976, que reserva al Estado la industria y el comercio de los hidrocarburos, es decir, la totalidad de sus acciones pertenecen al Estado Venezolano. Es la tercera empresa en el mundo en capacidad de refinación, capaz de procesar 3,3 millones de barriles diarios de petróleo. Posee 24 refinerías en todo el mundo, 18 de ellas en el exterior y 6 en el país. Su función principal es consolidar el avance armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para los venezolanos.

El objeto del proceso de Exploratorio es maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de hidrocarburos gaseosos y no gaseosos en el suelo patrio, incorporando estos de acuerdo a los lineamientos de la corporación para asegurar la continuidad del negocio. Siendo el primer eslabón de la cadena, cubre además perforación y construcción de los pozos petrolíferos. Los procesos de Exploración y Producción, se interrelacionan a través de la ejecución de las diferentes fases que se llevan a cabo antes, durante y después de los Proyectos que sustentan el Plan de Negocios.

Actualmente la Dirección Ejecutiva de Exploración y Estudios de Yacimientos a través de la Gerencia de Planificación Corporativa está en la búsqueda de analizar las estrategias de exploración a nivel nacional con el soporte de los esfuerzos requeridos. Para ello tiene planteado iniciar un ejercicio piloto en el oriente del país donde se requiere proponer un esquema de explotación a partir del éxito de un proyecto exploratorio seleccionado, a partir del campo que presente mayor producción

acumulada, mejor valor energético y mayor declinación, el cual se ajusta a las necesidades de hidrocarburos del oriente del país. Para esto, inicialmente debe escogerse el campo basado en los libros oficiales de reservas de PDVSA y seguidamente deben seleccionarse los proyectos exploratorios contiguos al campo escogido que contengan mayor volumetría. Una vez identificados los proyectos y jerarquizados los mismos se desarrolla un esquema de explotación para el proyecto exploratorio seleccionado (visualización) y finalmente, se le realiza una evaluación económica.

Es importante resaltar que para la Dirección Ejecutiva de Exploración y Estudios de Yacimientos en su Gerencia de Planificación Corporativa, la realización del siguiente trabajo de investigación es de suma importancia ya que se tomará la metodología del siguiente como patrón para proyecciones futuras a nivel nacional y así maximizar las expectativas exploratorias siguiendo los lineamientos internos de la empresa.

1.2 OBJETIVOS.

1.2.1 OBJETIVO GENERAL:

Propuesta de un esquema de explotación para el proyecto exploratorio seleccionado a partir del campo que presente mayor aporte de producción acumulada, mejor valor energético y mayor declinación en el oriente del país.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS:

1. Escoger el campo basados en los libros oficiales de reservas de PDVSA.
2. Seleccionar los proyectos exploratorios contiguos al campo escogido que contenga mayor volumetría y valor energético.
3. Desarrollar un esquema de explotación para el proyecto exploratorio seleccionado (visualización).
4. Realizar una evaluación económica al proyecto exploratorio.

CAPÍTULO II

MARCO TEORICO

2.1 ANTECEDENTES:

Padrón, realizó una evaluación técnico - económica del Portafolio De Oportunidades (PDO) 2006- 2025 del Campo El Furrial, Distrito Social Norte, PDVSA EyP, fundamentado en un Análisis de Jerarquización Económica realizada a los paquetes pertenecientes al Portafolio de Oportunidades 2006 - 2025 que presentaban un aporte total menor o igual al 5% de la Cartera Total del área, con la finalidad de reevaluar dichos paquetes y obtener un aumento de los diferente indicadores financieros y de los Flujos de Caja que se esperaban tener en un período de 20 años. Concluyendo que en la cartera El Furrial se invertía mayor cantidad de dinero por concepto de producción de Gas debido a que los paquetes que conformaban la misma eran considerados estratégicos para la producción de gas.^[1]

Mata, diseñó un esquema óptimo de visualización de explotación de las oportunidades exploratorias de Rubio y Sarare, considerando el cálculo de la declinación de producción del yacimiento, la estimación de los pozos a ser perforados y los reacondicionamientos, garantizando así el desarrollo de dichos Prospectos para los próximos 20 años, los cuales poseen como expectativas de volúmenes de petróleo y gas de 55,47 MMBI y 17,29 MMMPC respectivamente para el área de Rubio; y 388 MMBI y 57 MMMPC respectivamente para el área de Sarare.^[2]

Freites, identificó oportunidades de mejoras y crecimiento de producción en el yacimiento MFB-53 Arena U1-3, Campo Bare del Distrito San Tomé, Estado Anzoátegui, mediante la evaluación de manera integral del yacimiento, de forma tal que se pudieran detectar las anomalías de producción, a través del análisis conjunto de los aspectos geológicos y de yacimiento y su relación con la fase de producción.^[3]

2.2 ASPECTOS GEOLÓGICOS Y GEOGRÁFICOS DEL ÁREA EN ESTUDIO.

2.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela:

La Cuenca Oriental de Venezuela es la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela y está ubicada en la región Centro Este del País, como se muestra en la **figura 2.1**. Comprende la mayor parte de los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Territorio Federal Delta Amacuro, y una extensión menor en el Estado Sucre, prolongándose hasta la Plataforma Deltana y Sur de Trinidad. Tiene una longitud aproximada de 800km en sentido Oeste-Este, una anchura promedio de 200km de Norte a Sur y un área total aproximada de 165.000 km².



Figura 2.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela ^[4]

Esta cuenca sedimentaria forma una depresión topográfica y estructural, limitada al Norte, por la línea que demarca el pie de monte meridional de la Serranía del Interior

Central y Oriental, al Sur por el curso del río Orinoco, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el levantamiento de El Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao. Hacia el Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la costa del Delta del Orinoco. Esta cuenca por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en dos subcuencas: Subcuenca de Guárico al Oeste y Subcuenca de Maturín al Este.^[4]

2.2.1.1 Sub – Cuenca De Maturín:

La Subcuenca de Maturín constituye la principal área petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela. Esta subcuenca es asimétrica y paralela a la Serranía del Interior, con el flanco sur apoyado en el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana, caracterizado por un régimen extensivo y su flanco norte caracterizado por la presencia de estructuras compresivas asociadas a la colisión de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana. La deformación estructural y los acñamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Pirital y otro al sur. El área ubicada frente al Corrimiento de Pirital constituye una zona estructuralmente compleja, presentando fallas inversas, corrimientos, formando bloques y/o anticlinales que afectan principalmente al Cretácico y al Terciario inferior. Los yacimientos más importantes son de edad terciaria; en los campos del norte de Monagas están constituidos por las formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas.^[5]

2.2.1.1.1 Corrimiento Pirital:

El llamado "bloque alóctono de Pirital" es un cuerpo de arenas y lutitas, sobrecorrido desde el noroeste, con un buzamiento de 40°, antes de la sedimentación de La Pica. El espesor del bloque es de 18.000 pies en el norte que disminuye progresivamente hacia el

sureste. Está constituido por lutitas negras, limolitas, cuarzo libre, areniscas calcáreas o cuarzosas, pirita, carbón y restos de plantas. Su ambiente de sedimentación original es el talud superior con intervalos de plataforma interna y corrientes turbidíticas.

El corrimiento de Pirital, divide al norte de Monagas en dos áreas: el bloque norte, de índole compresional, muestra una columna estratigráfica desde el Cretáceo hasta el Oligoceno que cabalga sobre sedimentos del Mioceno; y el bloque meridional, entre el corrimiento de Pirital y el Alto de Tonoro-El Lirial, donde aparece la Formación La Pica, cortada por sistema de fallas normales, asociada a tectónica distensiva transcurrente Post-Mioceno medio.

El corrimiento de Pirital se considera como un sector del corrimiento frontal. Se identifica por una distancia de 200 km entre la falla de Urica en Anzoátegui hasta la falla de Los Bajos en el Golfo de Paria. Se estima que el fallamiento ocurrió entre el Mioceno medio y el Mioceno superior en el tiempo post-Carapita, cuando el área marginal pasiva del Cretáceo y Terciario inferior fue sobrecorrida por bloques alóctonos provenientes del noroeste que ocasionaron extensas líneas de sobrecorrimiento hacia el sur.^[6]

2.2.1.2 Descripción del Campo Carito – Mulata:

El campo Carito - Mulata está ubicado al Norte del Estado Monagas a tres kilómetros al Noreste de Punta de Mata (Municipio Ezequiel Zamora) y pertenecen al área operacional del Distrito Social Norte de PDVSA, en la Sub-cuenca de Maturín dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela. La provincia tectónica está dominada principalmente por rasgos característicos de regímenes compresivos como pliegues, corrimientos, retrocorrimientos y rampas laterales. Las características estructurales de la región se interpretan como controladas principalmente por la colisión de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana a través de los sistemas de fallas San Sebastián y el Pilar cuyo resultado es un esfuerzo principal orientado en dirección Sureste, paralelo a las rampas laterales y perpendicular a los corrimientos y retrocorrimientos.

El campo Carito-Mulata está ubicado en la parte Central - Este del Norte de Monagas y cubre un área de aproximadamente 284Km². Los campos El Carito -Mulata

están subdivididos en cuatro áreas de trabajo: Norte (MUC-2), Central (MUC-1), Oeste (MUC-3) y Sur (SBC) (**figura 2.2**). El anticlinal alargado del campo en dirección Este – Oeste es producto del Corrimiento de El Furrial, Carito y Santa Bárbara, correspondiendo el mismo a una estructura de tipo pliegues de flexión de falla “fault bend fold”, formando un compartimento de segundo orden. Asimismo se identifican, los corrimientos mayores de Carito Norte y Carito Oeste de tipo pliegue de propagación de falla “fault propagation fold”, con dirección paralela al Corrimiento de Piritál. Siendo las tres estructuras posteriores a la formación del Corrimiento de El Furrial, Carito y Santa Bárbara.



Figura 2.2. Ubicación geográfica de los Campos Carito – Mulata [7]

Los campos Carito y Mulata fueron descubiertos con la perforación del pozo MUC-1E en el año 1988, al inicio su principal mecanismo de producción fue expansión de la capa de gas original y la expansión de la roca – fluidos produciéndose una rápida declinación de la presión de los yacimientos, lo cual impulso la implantación de

procesos de recuperación secundaria que consistieron en la inyección de agua en el flanco de la estructura, iniciada en el año 1993, y la inyección de gas en la cresta para el año 1996.^[7]

2.2.1.2.1 Estratigrafía.

En la **figura 2.3**, se evidencia la evolución estratigráfica del Campo Carito – Mulata describiendo a continuación las formaciones que lo constituyen:

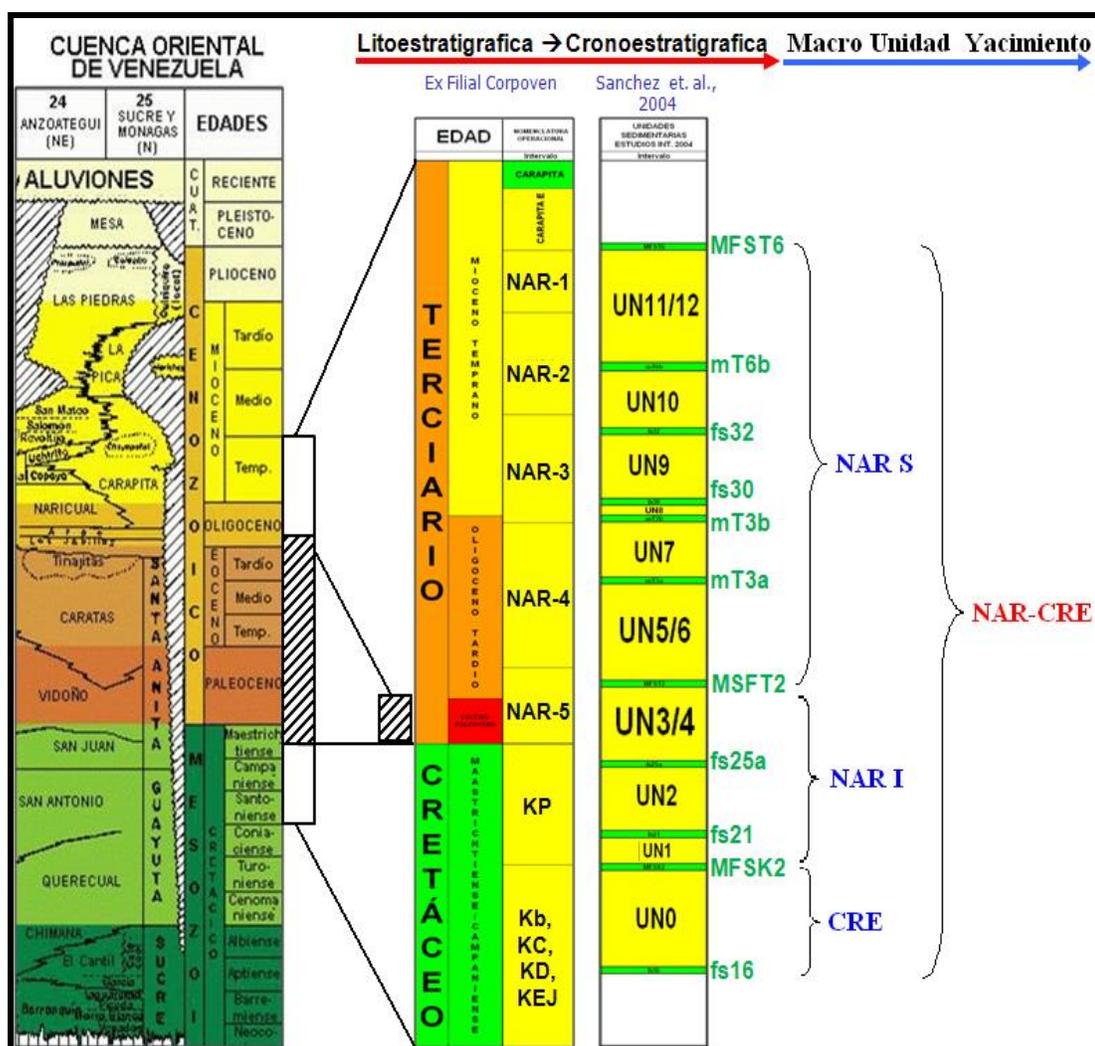


Figura 2.3. Evolución estratigráfica del Campo Carito – Mulata

Fuente: PDVSA. Informe técnico. “Estudio Geología – Yacimiento Campo Mulata”. 2008.

➤ **Formación Carapita.**

Edad: Oligoceno - Mioceno.

Descripción litológica: En el subsuelo, consiste casi exclusivamente de lutitas de color gris oscuro a negro, macizo, a menudo lustroso, en general calcáreo y con un alto contenido de foraminíferos. Localmente pueden ser piríticas o glauconíticas.

Espesor: Oscila entre 4500m y 6000m.

Extensión geográfica: En el Norte de Monagas, extendiéndose hacia el Este por debajo del Golfo de Paria.

Contactos: El tope de la formación está delimitado por las formaciones La Pica y Las Piedras mientras que la base de la misma está delimitada por las formaciones Naricual y Areo.

Paleoambientes: Presenta una invasión marina iniciada en el Oligoceno, y una retirada del mar durante el Mioceno Superior, con migración del eje de la cuenca en dirección sur, a lo largo del tiempo.^[8]

➤ **Formación Naricual.**

Edad: Oligoceno Tardío - Mioceno Temprano.

Descripción litológica: El tramo inferior de la formación se compone de lutitas carbonosas, lutitas arenosas y areniscas, el tramo medio contiene "paquetes" carboníferos, y el tramo superior contiene areniscas gruesas intercaladas con lutitas grises no-fosilíferas y algunos carbones.

Espesor: Oscila de 1.860m a 2.012m en la localidad tipo aumentando su espesor hacia el Noroeste.

Extensión geográfica: La parte más meridional del flanco Sur de la Serranía del Interior, desde su localidad tipo en el río Naricual, al Este - Sureste 41km hasta el río Aragua, al Oeste de la depresión de Barcelona, a lo largo del pie de monte de Guárico, desde 3km al Oeste de Píritu hasta Altagracia de Orituco.

Contactos: Naricual es bruscamente transicional, vertical y lateralmente con la formación Areo y discordante erosivo con la formación Los Jabillos. Su contacto superior está delimitado por la formación Carapita.

Paleoambientes: De fase regresiva en aguas dulces a muy salobres, relacionado a un sistema deltaico grande o una región amplia de tierras bajas pantanosas.^[8]

➤ **Formación San Juan.**

Edad: Cretácico (Maastrichtiense Tardío).

Descripción litológica: Alternancia monótona de capas de areniscas de 0,3m a 1m de espesor, muy duras, de gris a gris claro, de grano fino, bien escogidas, escasamente glauconíticas y localmente calcáreas. Estas capas de areniscas se intercalan con capas centimétricas de lutitas negras, arenáceas, localmente calcáreas y limolitas negras. Las capas de arenisca son tabulares, y su color de meteorización es crema y rojizo. Las estructuras sedimentarias más comunes son: estructuras de carga, estructuras de almohadilla y bola (en las areniscas), diques y sills clásticos, capas estiradas y estructuras de desplomes arenosos.

Espesor: Hacia el Norte el holoestratotipo mide 97m que varía a 112m en la sección compuesta, y el cual aumenta progresivamente a 350m hacia el Sureste.

Extensión geográfica: Se extiende desde las cercanías de los caseríos El Rincón - San Diego, al Noroeste, hasta las cercanías del río Guayuta, en Monagas, al Sureste, donde se halla cubierta por sedimentos cuaternarios, extendiéndose en el subsuelo hasta las cercanías de Guanaco.

Contactos: El contacto inferior es concordante pero abrupto, con las limolitas negras de la formación San Antonio infrayacente. Su contacto superior es gradacional a las pelitas negras de la formación Vidoño, suprayacente. La formación San Juan posee forma prismática, y presenta transición lateral a unidades pelíticas en todas direcciones.

Paleoambientes: El ambiente de sedimentación es de origen fluvial a marino somero, regresivo con ambientes litorales - costeros.^[8]

➤ **Formación San Antonio**

Edad: Cretácico Tardío.

Extensión geográfica: Parte septentrional de los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico.

Descripción litológica: La unidad consiste esencialmente de calizas y lutitas negras, como la formación Querecual, infrayacente, pero además contiene numerosas capas de areniscas duras de color gris claro y de chert. Una característica típica es la presencia de diques anastomósicos de areniscas. Las cantidades y proporciones de areniscas y chert son muy variables; en algunos sitios son tan escasas que es imposible diferenciar la unidad de la formación Querecual. En otros lugares el gran desarrollo de areniscas hace que la formación San Antonio se confunda con la formación San Juan, suprayacente.

Contactos: El contacto infrayacente de la formación está delimitado por la formación Querecual mientras que el contacto suprayacente está determinado por la formación San Juan.

Paleoambientes: El ambiente sedimentario es transicional entre el ambiente euxínico de Querecual y el ambiente oxigenado de San Juan.^[8]

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Son los volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados económicamente, empleando técnicas conocidas. Ellas constituyen el capital de la industria por lo tanto es importante su clasificación de acuerdo al grado de certidumbre que se tengan de ellas (probadas, probables y posibles).^[9]

➤ **Reservas Probadas**

Se consideran reservas probadas el volumen de hidrocarburo contenido en yacimientos, los cuales han sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la

información geológica y de yacimiento disponible, puedan ser producidos comercialmente.

- a) *Desarrolladas*: Están representadas por el volumen de hidrocarburos recuperables comercialmente de los pozos e instalaciones existentes. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren de un costo menor para incorporarlas a la producción y las que se esperan obtener por recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios hayan sido instalados.
- b) *No desarrolladas*: Son los volúmenes de reserva probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones existentes, se incluyen en esta clasificación las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren de un costo mayor para incorporarlas a la producción y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones, o profundización de los pozos existentes. ^[9]

➤ **Reservas probables**

Las reservas probables son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas. ^[9]

➤ **Reservas Posibles**

Las reservas posibles son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con las reservas probables. ^[9]

2.3.2 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS

Una de las tareas básicas del ingeniero de yacimiento es la estimación de los volúmenes de hidrocarburos capaces de ser producidos del yacimiento, (reservas).

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

- Método volumétrico.
- Método estadístico (curvas de declinación de producción).
- Balance de materiales. Calculo.^[9]

➤ **Método Volumétrico**

El método volumétrico permite la estimación de Petróleo Original en Sitio (POES) basándose en información obtenida de registros y análisis de núcleos de donde se determinan el volumen total, porosidad y saturación de fluidos; y del análisis de fluidos de donde se determine el factor volumétrico del petróleo y puede ser calculado mediante la Ec. 2.1.^[9]

$$N = 7.758 * \frac{V_r * \phi * (1 - S_{wc})}{B_{oi}} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

V_r = Volumen de roca, (Acres – pie).

ϕ = Porosidad promedio, (fracción).

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

B_{oi} = Factor volumétrico del petróleo a la presión inicial, (BY/BN).

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

El factor 7.758 permite obtener el valor de N en barriles de petróleo.

- a) **Factor de Recobro:** Representa la fracción del volumen de gas original en sitio que puede extraerse (o que ha sido extraído) de un yacimiento.

➤ **Método de Curva de Declinación**

Este método permite la estimación de las reservas, a través de las curvas de declinación de producción de los pozos. Este es un método dinámico para la estimación de las reservas recuperables de un yacimiento. Su naturaleza dinámica proviene del hecho que

utiliza la historia de producción de los fluidos por pozo o por yacimiento, para la estimación de las reservas recuperables. La aplicación del método, establece una tendencia del comportamiento de producción. La predicción del yacimiento se hace a partir de la extrapolación de esa tendencia.

Para el análisis de curvas de declinación, el ingeniero se apoya en los siguientes conceptos fundamentales:

- a) Declinación nominal: Es la declinación de la tasa de producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción de la tasa de producción.
- b) Declinación efectiva: Es una función discreta que presenta una mayor correspondencia de la tasa de producción real registrada.
- c) Tasa de límite económico: Es la tasa de producción de petróleo o de gas que permite compensar exactamente el costo directo de operación de un pozo, tomando en consideración el precio del crudo o gas, impuestos y regalías.

➤ **Método de Balance de Materiales**

El método de balance de materiales constituye una de las herramientas más utilizadas en la interpretación y análisis de los yacimientos. Su aplicación permite el cálculo del petróleo original en sitio (POES), y la identificación y grado de importancia relativa de los mecanismos de desplazamiento.

El método de balance de materiales se fundamenta en el principio de conservación de la masa y la energía. El estimado realizado a partir de Balance de Materiales es función de la producción, mientras que los estimados volumétricos son determinados a partir de los mapas de arena neta, los cuales muchas veces no toman en consideración el efecto de la discontinuidad de las arenas en producción. La diferencia entre ambos métodos da una idea del grado de discontinuidad de un yacimiento en particular. Para una aplicación de este método se requiere de una historia precisa de las presiones promedios del yacimiento, así como también de una confiable data de producción de petróleo, gas, agua, y datos PVT de los fluidos del yacimiento.

En este sentido, un balance de los fluidos del yacimiento podría ser expresado de la siguiente manera: el volumen de los fluidos presentes en el yacimiento en un momento determinado será igual al volumen de los fluidos iniciales menos el volumen de los fluidos producidos. En este balance, los volúmenes de los fluidos deben calcularse a una misma condición de presión y temperatura para que tenga validez. Las suposiciones de este método son:

- a) El yacimiento es considerado como un tanque, y por esto es visto como un modelo de dimensión cero.
- b) Las propiedades de los fluidos y las rocas se consideran uniformes.
- c) Las presiones y las saturaciones se distribuyen en forma continua.
- d) Cualquier cambio en presión y saturación se distribuye en forma instantánea en el yacimiento.^[9]

2.3.3 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE LOS FLUIDOS

Normalmente existe más de un mecanismo responsable de la producción de los fluidos del yacimiento, pero solo uno será dominante en un intervalo de tiempo. Durante la vida productiva del yacimiento, varios mecanismos pueden alcanzar la condición de dominante.

Los mecanismos de producción presentes en los campos Carito - Mulata son los siguientes:^[9]

➤ Desplazamiento por Expansión de los Fluidos

Este mecanismo está presente en todos los yacimientos, pero es más importante en donde la presión inicial es mayor que la presión de burbujeo (yacimientos subsaturados), y por lo tanto, todos los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida.

Cuando se perfora un pozo en un yacimiento, la producción de los fluidos favorece una reducción de presión que, a su vez, genera una expansión del petróleo y del agua del yacimiento. Conjuntamente ocurrirá una reducción de peso de estrato suprayacente y reducirá la presión en los poros debido a la producción de los fluidos.

Algunas características importantes de este tipo de desplazamiento son:

- ✓ La presión del yacimiento declina rápidamente durante el tiempo en que este mecanismo sea dominante.
- ✓ La relación gas-petróleo de los pozos del yacimiento es similar a la razón gas disuelto-petróleo inicial (Rsi).^[9]

➤ **Desplazamiento Por Gas En Solución**

Es el mecanismo de producción más corriente y generalmente contribuye a la producción de la mayor parte de los fluidos. Está presente en los yacimientos donde la presión es menor que la presión de burbujeo, yacimientos saturados. Debido a esta condición, a medida que se desarrolla la explotación del yacimiento y la presión se reduce, los componentes livianos presentes en los hidrocarburos pasan a la fase gaseosa, de esta manera se forman pequeñas burbujas que permitirán desplazar los hidrocarburos líquidos, ejerciendo una cierta presión sobre la fase, lo cual contribuye su desplazamiento hacia los pozos.

En vista de que la declinación de los Campos Carito - Mulata fue demasiado rápida se requirió de la implementación de procesos de recuperación secundaria para su producción.^[9]

➤ **Métodos De Recuperación Secundaria**

Los métodos de recuperación secundaria son empleados cuando se agota de manera natural la energía del yacimiento ó cuando este no produce por sí solo y se requiere de la inyección de agua o gas para llevar el crudo hasta los pozos de producción.

Para el año de 1993, se implementó la inyección de agua en el flanco de la estructura del campo y para el año de 1996, se implementó la inyección de gas en la cresta del mismo.^[9]

✓ **Inyección de Agua**

Es un proceso donde el petróleo es llevado hacia los pozos de producción por acción de la presión ejercida por el agua. Para la inyección se utiliza el agua salada dado que se prohíbe desde el punto de vista contractual el uso de agua fresca la cual debe presentar ciertas características:

1. No debe ser corrosivo.
2. Los componentes minerales como BaSO_4 , SrSO_4 , $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, CaCO_3 , MgCO_3 , FeS y Fe_2S_3 ocasionan la formación de conchas por lo que se debe tratar de eliminar del agua este tipo de minerales.
3. Debe eliminarse los sólidos o líquidos en gran volumen que produzcan la obstrucción de los pozos de inyección.
4. Muchos de los minerales arcillosos que se encuentran en el yacimiento al unirse con el agua, producen el aumento del volumen de los mismos, por eso el agua inyectada no debe reaccionar con estos.
5. El agua preparada para la inyección debe presentar características similares al agua encontrada en el yacimiento para que sean compatibles y pueda funcionar el método.^[9]

Tipos de inyección

Se puede llevar a cabo de dos formas dependiendo de la posición de los pozos productores e inyectores, tales como: la inyección periférica ó externa y la inyección en arreglos ó dispersa. En el campo Carito – Mulata se implementó la inyección periférica ó externa.^[9]

a) Inyección periférica o externa.

Se basa en inyectar agua fuera del lugar donde se ubica el crudo, en la periferia del yacimiento. Este método es conocido como inyección tradicional en donde el agua se inyecta en el acuífero que se encuentra junto al contacto agua-petróleo.^[9]

Características:

- Es utilizado cuando se desconocen las características del yacimiento.
- Los pozos de inyección son ubicados en el acuífero, alejados del lugar donde se encuentra el petróleo.^[9]

✓ **Inyección de Gas**

Es un proceso donde el gas se inyecta en el yacimiento con la finalidad de aumentar la recuperación, disminuir la tasa de producción del crudo y para conservar el gas que se utilizará para la venta. La inyección de gas es un proceso inmisible a menos que el gas inyectado se efectuó a alta presión o enriquecido con hidrocarburos livianos.

Algunos de los factores importantes que intervienen en la cantidad de petróleo que se puede extraer mediante la inyección de gas son:

- a) Las propiedades de los fluidos del yacimiento.
- b) El tipo de empuje.
- c) La geometría del yacimiento.
- d) La continuidad de la arena.
- e) El relieve estructural.
- f) Las propiedades de la roca.
- g) Temperatura y presión del yacimiento.^[9]

Tipos de inyección

La inyección del gas se clasifica en dos tipos que son: la inyección de gas interna o dispersa y la inyección de gas externa. En el campo Carito – Mulata se implementó la inyección de gas externa.^[9]

a) Inyección de gas externa.

Es el proceso de inyección de gas cerca del borde o cresta de producción del reservorio, lugar donde está la capa de gas, bien sea primaria o secundaria, de tal manera que el crudo es desplazado hacia abajo.^[9]

Características:

- Se utiliza en yacimientos de espesor apreciable, para lograr el desplazamiento del petróleo mediante el empuje por la capa de gas.
- Se aplica en yacimiento con buena permeabilidad vertical.
- Deben tener alto buzamiento.
- Se ubican los pozos de producción de tal manera que cubran gran parte del área donde es inyectado el gas.^[9]

2.3.4 FACTOR DE RECOBRO

Es la fracción o porcentaje del petróleo o gas en sitio que se puede recuperar de un yacimiento. La estimación de este factor es de gran importancia para evaluar la rentabilidad económica de cualquier proyecto, debido a que permitirá calcular el volumen de hidrocarburos recuperables y es determinada mediante la Ec. 2.2.^[9]

$$N_{pr} = FRP * N \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

N_{pr} = Reservas recuperables del yacimiento, (BN).

FRP = Factor de recuperación de petróleo, (fracción).

N = POES, (BN).

2.3.5 OPORTUNIDAD EXPLORATORIA

Es la menor unidad de interés exploratorio a investigar de acuerdo al grado de conocimiento que se tenga de ella.^[10]

2.3.5.1 Clasificación de las Oportunidades Exploratorias

Según el grado de incertidumbre se dice que la oportunidad posee cierta madurez y se clasifica en diversos tipos.

- **Área:** Es cuando el grado de incertidumbre que se tiene sobre la oportunidad exploratoria es mayor (de 80 a 100 %), debido a que se tienen pocos datos de la misma.
- **Play o Tema:** Es un conjunto de áreas vinculadas geológicamente, las cuales poseen sistemas petrolíferos similares (Roca Madre, Reservorio y Trampa), y comparten elementos de riesgo comunes.
- **Lead o Sitio:** Es una Oportunidad Exploratoria identificada, que posee control técnico de su trampa en menos de tres lados.
- **Prospecto:** Es una acumulación potencial cartografiada que tiene que ser evaluada con taladro para determinar si contiene cantidades comerciales de hidrocarburos.^[10]

2.3.6 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS

- **Pozo Exploratorio:** Es aquel pozo que se perfora como investigación de una nueva acumulación de hidrocarburos, es decir, que se perforan en zonas donde no se había encontrado antes petróleo ni gas. Este tipo de pozos puede perforarse en un campo nuevo o en una nueva formación productora dentro de un campo existente.^[11]
- **Pozo de Avanzada o de Delineación:** Después de la perforación de un pozo exploratorio en un área inexplorada que resulta productora, se perforan los pozos de avanzada con el objetivo principal de establecer los límites del yacimiento. Sin embargo, también se perforan pozos de avanzada con el objeto de extender el área probada de un yacimiento, si durante el desarrollo de la explotación del mismo se dispone de información que indique que este podría extenderse más allá de los límites originalmente supuestos; entonces se perforan pozos fuera del área probada. Estos tienen mayor riesgo que los pozos de desarrollo, dada su ubicación.^[11]

- **Pozos de Desarrollo:** Son aquellos pozos perforados con la finalidad de explotar, extraer y drenar las reservas de un yacimiento. El objetivo principal al perforar un pozo de desarrollo es aumentar la producción del campo, razón por la cual, se perforan dentro del área probada; sin embargo y debido a la incertidumbre acerca de la forma o el confinamiento de los yacimientos, algunos pozos de desarrollo pueden resultar secos.^[11]

2.3.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA

2.3.7.1 Portafolio de Oportunidades (PDO)

El portafolio de oportunidades (PDO) está referido a la etapa del ciclo de planificación donde la unidad de explotación cuantifica y jerarquiza oportunidades del negocio a corto, mediano y largo plazo con la utilización de todos los recursos necesarios para la evaluación del potencial de producción de petróleo y gas, soportado con las reservas oficiales en libro, apoyándose en la capacidad de ejecución operacional y los recursos humanos necesarios a tal fin; sin considerar ningún tipo de limitaciones financieras y/o tecnológicas.^[12]

2.3.7.2 Importancia del Portafolio de Oportunidades

- Un portafolio técnicamente estructurado soporta el desarrollo de las reservas de un área y establece las bases para las oportunidades de inversión que se presenten.
- Permite la comparación y jerarquización de todas las oportunidades de generación de potencial con su nivel de actividad.
- Es contentiva de todos los proyectos de producción que posteriormente serán evaluados bajo lineamientos económicos uniformes.
- Es insumo básico para la elaboración de los planes y programas de las otras funciones de la corporación.^[12]

2.3.7.3 Beneficios del Portafolio de Oportunidades

- Confiabilidad y consistencia de la información.
- Mejor planificación y ejecución de actividades operacionales.
- Respuesta rápida y oportuna.
- Bases para soportar cualquier oportunidad de inversión a corto, mediano y largo plazo.
- Optimización de recursos en la elaboración del plan de negocios de la Corporación
- Mejor seguimiento y control de la gestión a los planes de todas las organizaciones
- Visión global del negocio.^[12]

2.3.7.4 Paquetes de un Portafolio

Los paquetes de un portafolio son un compendio de oportunidades relacionadas con la exploración de un área específica, que incluye actividades generadoras y no generadoras, recursos e inversiones necesarias, para drenar las reservas de hidrocarburos de los yacimientos de la forma más rentable y racional. Conforman toda la información referente a proyectos que se llevan o se llevarán a cabo en las distintas áreas o yacimiento de una unidad de explotación, agrupadas según el mecanismo de producción o proyectos de recuperación secundaria o terciaria aplicadas.^[12]

2.3.7.5 Evaluación Económica de Proyecto

La evaluación económica de proyecto consiste en determinar los beneficios económicos asociado a una inversión con su correspondiente flujo de caja e indicadores de rentabilidad donde la decisión de inversión se tomará con respecto aquellas opciones que tiendan a aumentar el valor en términos monetarios de la corporación, resultando con los mejores indicadores financieros.^[13]

2.3.7.6 Horizonte Económico

Corresponde al período establecido para la evaluación económica del proyecto en cuestión. Como caso base, el horizonte económico será igual al período de inversiones del proyecto más la vida útil del activo principal. En PDVSA, las evaluaciones económicas por lo general se realizan con un horizonte económico de 20 años.^[14]

2.3.7.7 Depreciación

Corresponde al costo por el uso, desgaste o consumo de los activos fijos tangibles de la propuesta. Dicha depreciación se calculará utilizando el método de línea recta y/o unidad de producción, según sea el caso, de acuerdo con las Políticas Contables y Financieras de Capitalización establecidas en el Manual de Prácticas de Contabilidad sobre política de depreciación.^[14]

2.3.7.8 Capital de Trabajo

Son los requerimientos de un negocio en marcha producto de sus transacciones comerciales y necesidades operacionales. Debe estar compuesto por los inventarios operacionales y los requerimientos de caja para cubrir operaciones mientras se cumple el ciclo de efectivo a corto plazo. En aquellos casos donde la ejecución de un proyecto implique cambios relevantes en el capital de trabajo de la filial que lo propone, o en los cuales el capital de trabajo sea un monto relevante con relación a la inversión, o que se trate de proyectos que conlleven la constitución de una nueva planta o empresa o de rentabilidad marginal, debe incluirse en la evaluación económica de los mismos el capital de trabajo necesario para la puesta en marcha del proyecto y su posterior operación.^[14]

2.3.7.9 Impuestos

Los impuestos a los que está sometido un proyecto se manejarán de la siguiente manera:

- **Impuesto Sobre la Renta (ISLR):** Las empresas que se dediquen a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas, o a la compra o adquisición

de hidrocarburos y derivados para la exportación estarán sujetas a la tasa de ISLR del 50%. En el caso de los contribuyentes que se dediquen a la exploración y explotación del gas no asociado, o al procesamiento, transporte, distribución, almacenamiento, comercialización y exportación del gas y sus componentes, o exclusivamente a la refinación de hidrocarburos o al mejoramiento de crudos pesados y extrapesados, aplica la tarifa 2 (alícuota máxima del 34%). La tarifa antes mencionada se mantiene para las compañías que no se dediquen a las actividades de hidrocarburos y conexas.^[14]

➤ **Impuesto al Valor Agregado (IVA):** La alícuota actual del Impuesto al Valor Agregado es de nueve por ciento (12%). La alícuota impositiva aplicable a las ventas de hidrocarburos naturales efectuadas por las Empresas Mixtas reguladas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos a Petróleos de Venezuela, S.A. o a cualquiera de las filiales de ésta, será del cero por ciento (0%).^[14]

2.3.7.10 Regalías:

➤ **Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG):** La tasa de regalía vigente por la extracción de hidrocarburos gaseosos es del veinte por ciento (20%) de los volúmenes extraídos.^[14]

➤ **Art. 44 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (2006):** De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía para el caso de crudo.^[14]

2.3.7.11 Aportes:

➤ **Aporte de Ciencia y Tecnología:** A partir del 1ro de enero del 2006, se establece un aporte en base a los ingresos brutos para la inversión en ciencia,

tecnología e innovación. Este aporte está determinado en la Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación de la forma siguiente:

- Las grandes empresas del país deben destinar anualmente una cantidad equivalente a 0,5% de sus ingresos brutos obtenidos en el territorio nacional.
- Las empresas que se dediquen a las actividades establecidas en las Leyes Orgánicas de Hidrocarburos y de Hidrocarburos Gaseosos del país deben destinar anualmente una cantidad equivalente a 2% de los ingresos brutos obtenidos en el territorio nacional.

A fines de la evaluación económica de las propuestas generadoras de ingresos deberá considerarse en los gastos un aporte para ciencia, tecnología e innovación de acuerdo a:

- 2% para las propuestas de las filiales PDVSA Petróleo, S.A., PDVSA Gas, S.A., Deltaven, S.A., Commerchamp, S.A., y Corporación Venezolana de Petróleo, S.A.
- 0,5% para las propuestas de las filiales Bariven, S.A., Palmaven, S.A., y Casa Matriz, S.A.^[14]

➤ **Aporte a Programas de Prevención Contra el Tráfico y Consumo de Drogas Ilícitas:** Las personas jurídicas, públicas y privadas que ocupen cincuenta trabajadores o más, destinarán el uno por ciento (1%) de su ganancia neta anual, a programas de prevención integral social contra el tráfico y consumo de drogas ilícitas. Este aporte es calculado por PDVSA y sus filiales en forma consolidada.^[14]

2.3.7.12 Niveles de Evaluación.

➤ **Nivel Unidad de Negocio / Filial:** Una evaluación a este nivel considera, en la determinación de los flujos de caja del proyecto, sólo los impactos que genera el proyecto en las economías de la unidad de negocio o filial, obviando los impactos que pudiesen causarse en otras empresas o unidades de negocio de la Corporación. El flujo de caja a nivel unidad de negocio / filial es calculado a través de la Ec. 2.3:

$$\text{Flujo de Caja} = I - C - R - OI - GA - ISLR - Inv. - ORC \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

I: Ingresos (incluye exportaciones, ventas locales, otros Ingresos).

C: Costos.

R: Regalías de explotación.

OI: Otros impuestos operacionales.

GA: Gastos administrativos.

ISLR: Impuesto Sobre La Renta.

Inv. : Inversiones.

ORC: Otros Requerimientos de Capital (Ej. Capital de Trabajo).^[14]

➤ **Nivel Nación:** Una evaluación nivel Nación considera los flujos de caja a nivel de unidad de negocio/ filial o nivel corporativo (si procede), excluyendo los impuestos nacionales causados por la ejecución del proyecto. Este nivel de evaluación no deberá ser usado para justificar económicamente proyectos de generación de rentas.^[14] Y es calculado bajo la siguiente Ec. 2.4:^[14]

$$\text{Flujo de Caja} = I - C - GA - Inv. - ORC \quad (\text{Ec. 2.4})$$

2.3.7.13 Probabilidad de Suceso (POS)

El POS, cuyo significado representa la probabilidad de existencia o probabilidad de éxito geológico, es el porcentaje de éxito de que existan hidrocarburos en la trampa, aunque su cantidad no es comercial, es decir, muestra el valor de posibilidades de que aparezcan las primeras gotas de hidrocarburos, siendo usado éste valor en los cálculos de riesgos geológicos y cuantificación de expectativas.

Muestra la relación entre el número de veces que los volúmenes de hidrocarburos resultaron mayores a cero y el número total de veces que se realizó el cálculo. Con este valor se deriva el riesgo geológico, factor fundamental en una evaluación de prospectos exploratorios.^[15]

2.3.7.14 Volumen Promedio de Existencia (MSV)

El MSV, que significa el volumen promedio de existencia, como su nombre muy bien lo indica, corresponde al promedio probabilístico de los volúmenes mayores a cero, y no refleja el riesgo de que no exista hidrocarburos.^[15]

2.3.7.15 Indicadores Financieros

Son parámetros calculados sobre el flujo final neto de efectivo que permiten determinar la rentabilidad de un proyecto y en consecuencia tomar la decisión de emprender, modificar, adelantar, postergar o abandonar el mismo. Dentro de los indicadores financieros más usados se tienen: TIR (Tasa Interna de Retorno), TD (Tasa de Descuento), VPN (Valor Presente Neto), EI (Eficiencia de Inversión).^[16]

2.3.7.16 Técnicas de Evaluación de Proyectos

Los métodos básicos que utilizan las empresas para evaluar proyectos y decir si deben aceptarlos o incluirlos son: 1) El método del Valor Presente Neto (VPN), 2) El método de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y 3) El método de período de recuperación. Para determinar la aceptabilidad de un proyecto mediante cualquiera de estas técnicas, es necesario calcular los flujos de efectivos. Sin embargo, a diferencia de los otros dos, el método del período de recuperación no considera el valor del dinero en el tiempo, por lo

tanto, se refiere al mismo como una técnica no sujeta a descuentos, mientras que al valor presente neto y al de la tasa interna de retorno son consideradas técnicas sujetas a descuento.^[16]

2.3.7.17 Flujo de Efectivo

El Flujo de Efectivo (FE) es el ingreso neto ocurrido en un período determinado (normalmente un año), dado por la diferencia entre el ingreso bruto y el correspondiente costo incurrido en dicho período, como consecuencia de una inversión inicial. Esta definición puede ser representada mediante la Ec. 2.5.

$$FE: I-C \qquad \qquad \qquad (Ec. 2.5)$$

Donde

FE= Flujo de efectivo.

I= Ingresos.

C= Costos.

La Ec. 2.5 será entonces utilizada para calcular los flujos anuales de caja, interpretados como el ahorro neto anual que se logrará después de implementar la opción del proyecto.

El flujo de efectivo, así definido, puede ser utilizado, por si mismo, como un buen indicador de rentabilidad, pero solamente cuando la opción de un proyecto sea significativa o despreciable. En este caso, el costo del capital de inversión, por ser despreciable, no afectaría significativamente el balance de ingresos y egresos efectivos de dinero.^[16]

2.3.7.18 Valor Presente Neto

Cuando se realiza una inversión de capital, el inversionista espera obtener un retorno de su inversión, de tal manera que, al cabo de un tiempo, se recupere el capital invertido y, posteriormente, éste se incremente en forma indefinida.

Sin embargo, para la toma de decisiones, al inversionista le interesa saber cuánto valdría hoy el capital que acumulará al cabo de un cierto tiempo, como un resultado de los ingresos periódicos que le reeditarán su inversión, después de que ésta haya sido recuperada en términos de su valor actual.

En este sentido, el valor presente neto de una inversión, es definido por Ross y Westerfield en el libro Fundamentos de Finanzas Corporativas como:

“El valor actual de los Flujos de Efectivos Neto (Ingreso – Egresos) descontados con una tasa de descuento determinada y en el horizonte económico especificado.”

Para aplicar este enfoque, sólo debemos determinar el valor presente de todos los flujos de efectivos que se esperan que se genere un proyecto, y luego sustraer (añadir el flujo de efectivo negativo) la inversión original (su costo original) para precisar el beneficio neto que la empresa obtendrá del hecho de invertir en el proyecto. Si el beneficio neto que se ha calculado sobre la base de un valor presente (es decir, el VPN) es positivo el proyecto se considera aceptable.^[17]

Esto puede ser expresado mediante la Ec. 2.6.

$$\mathbf{VPN}_{(n,r)} = - \mathbf{I}_0 + \sum_{n=1}^n \mathbf{FE}_{(n)} / (1 + r)^n \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

VPN_(n,r) = Es el valor presente neto del capital invertido, al cabo de un número de periodos de tiempo **n**, aplicando a los flujos de efectivo de cada período una tasa de descuento **r**.

I₀ = Es el capital invertido, el cual lleva el signo menos porque se refiere a un egreso.

FE_(n) = Es el flujo de efectivo del período **n**.

r = Es la tasa de descuento que permite calcular el valor actual de los flujos de efectivo. (Weston y Copelan, 1994).

2.3.7.19 Tasa Interna de Rentabilidad

Este método también toma en cuenta el cambio de valor del dinero en el tiempo. Este método es muy utilizado y es muy fácil de visualizar. La TIR es una medida porcentual de la magnitud de los beneficios que le produce un proyecto a un inversionista, según Rosenberg.^[18]

“Es el tipo de descuento que hace que el VPN sea igual a cero, es decir, el tipo de descuento que iguala el valor actual de los flujos de entradas (positivos) con el flujo de salida inicial y otros flujos negativos actualizados de un proyecto de inversión.”

Con este concepto, se entiende como TIR, aquella tasa de descuento que, al cabo de un número **n** de períodos de tiempo predefinido, hacen que el VPN sea igual a cero, es decir, que iguala al valor presente de los ingresos al valor presente de los egresos.

Entonces se puede calcular por la Ec. 2.7.

$$\mathbf{VPN}_{(n,r)} = \mathbf{0} = -\mathbf{I}_0 + \sum_{n} \mathbf{FC}_{(n)} / (\mathbf{1} + \mathbf{TIR}) \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Al hacer el VPN igual a cero, dado que I_0 , $FC(n)$ y n son conocidos, matemáticamente queda definido el valor de la tasa de descuento (TIR). Es decir, despejando I_0 de la Ec. 2.7 se obtiene la Ec. 2.8:

$$\mathbf{I}_0 = \sum_{n} \mathbf{FC}_{(n)} / (\mathbf{TIR}) \quad (\text{Ec. 2.8})$$

El significado de la ecuación 2.8 es el siguiente: existe un valor de la tasa de descuento TIR, tal que, el valor presente de la suma de los flujos netos de caja FC es igual al monto de la inversión inicial. Es decir, la suma de los ingresos netos a ser obtenidos a futuro, equivale a recuperar el monto de la inversión inicial en términos de su valor actual. (Brealey y Myers, 1995).^[13]

2.3.7.20 Período de Recuperación

El período de recuperación, es el método más sencillo, y hasta ahora, el método formal más antiguo utilizado para evaluar los proyectos. Según Besley (2001), define el período de recuperación como:^[15]

“Plazo que transcurre antes de que se recupere el costo original de una inversión a partir de los flujos de efectivo.”

Dando a entenderse de manera más fácil como el número esperado de años que se requieren para recuperar la inversión inicial. Para calcular el período de recuperación de un proyecto, sólo se debe añadir los flujos de efectivos esperados de cada año hasta que se recupere el monto inicialmente invertido en el proyecto. La cantidad total de tiempo, incluyendo una fracción de un año en caso de que ello sea apropiado, que se requiere para recobrar la cantidad original invertida. (Ross y Weterfield, 2001).^[17]

El periodo de recuperación exacto puede determinarse mediante la Ec. 2.9:

$$PR = \left(\begin{array}{l} \text{N}^\circ \text{ de años antes de la} \\ \text{recuperación total de} \\ \text{la inversión.} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{l} \text{Costo no recuperado al inicio} \\ \text{de la recuperación total del año.} \\ \\ \text{Flujos totales de efectivo} \\ \text{durante la recuperación total} \\ \text{del año.} \end{array} \right) \quad (\text{Ec. 2.9})$$

2.3.7.21 Criterios de Evaluación Económica de las opciones técnicamente viables

El objetivo de los criterios de evaluación económica es determinar la factibilidad económica de las opciones de los proyectos calificadas como técnicamente viables. Estos criterios permiten además analizar el beneficio económico que se obtendrá después de realizar la inversión destinada a implementar las medidas recomendadas. Para aplicar los criterios de evaluación económica, se requiere contar con información sistematizada, expresada en términos monetarios, elaborada basándose en la información que proviene de las etapas y pasos previos al de la evaluación económica.

Basándose en los conceptos descritos en los puntos anteriores se construyen los tres siguientes criterios, que pueden ser utilizados para evaluar la factibilidad económica de las opciones de proyectos:^[13]

➤ **Máximo número de períodos de retorno (MNPR), como criterio para aceptar una inversión:**

Este criterio compara el número de períodos n requerido para el retorno de la inversión inicial, en términos de su valor actual, adoptando para ello una tasa de descuento r predefinida, y un número máximo de período de retorno, n máx, establecido por el inversionista que tiene como condición para aceptar o rechazar la inversión. Este criterio es muy útil cuando el inversionista tiene como condición recuperar la inversión en un plazo fijo determinado, el cual automáticamente define el valor de n máx. Por lo tanto:^[13]

Si $n < n$ máx, se aprueba la inversión.

Si $n > n$ máx, se rechaza la inversión.

➤ **Valor Presente Neto mínimo (VPNM), como criterio para aceptar una inversión:**

Este criterio compara el VPN de una inversión, calculado en función de un flujo de caja proyectado para un período n y una tasa de descuento r predefinido, y el valor actual neto mínimo, VPMN, de la inversión, que el inversionista establece como referencia para la aceptación o rechazo de dicha inversión. Por lo tanto:^[13]

Si $VPN > VPMN$, se aprueba la inversión.

Si $VPN < VPMN$, se rechaza la inversión.

Este criterio normalmente utiliza de referencia de VPMN igual a cero (este valor significa que el inversionista sólo desea recuperar la inversión inicial en términos de su

valor actual), pero nada impide que dicho valor de referencia, impuesto como requisito por el inversionista, sea mayor que cero.^[13]

➤ **Tasa Interna de Retorno mínima (TIRM), como criterio para aceptar una inversión:**

Este criterio compara la tasa interna de retorno de una inversión, calculada en función de un flujo de caja proyectado para un período n predefinido, y el valor de una tasa interna de retorno mínima (TIRM), que el inversionista establece como referencia para la aceptación o rechazo de dicha inversión. Por lo tanto:

Si $TIR > TIRM$, se aprueba la inversión.

Si $TIR < TIRM$, se rechaza la inversión.

Este criterio puede utilizar, como valor de referencia de la TIRM, por ejemplo:

- La tasa de interés (o el costo de capital) con la que se financiará el proyecto.
- La rentabilidad esperada por los inversionistas;
- La rentabilidad de otras opciones alternativas (costo de oportunidad).^[13]

2.3.7.22 Principios generales sobre los criterios de Evaluación Económica

Cuando se comparan diversos criterios para elegir proyectos, es útil establecer algunos lineamientos y cuáles son las propiedades de un criterio ideal. Las reglas óptimas de decisión tendrán cuatro características:

- Seleccionará de un grupo de proyectos aquel que mejore la riqueza de los accionistas.
- Considerará en forma apropiada todos los flujos de caja.
- Descontará los flujos de caja al costo de oportunidad de capital apropiado y determinado por el mercado.
- Permitirá a la administración considerar cada proyecto independientemente de los demás.^[16]

2.3.7.23 El Análisis para la Toma de Decisiones Financieras

Uno de los problemas más importantes que el gerente enfrenta en la toma de decisiones, es que debe tomar decisiones hoy, las cuales tienen consecuencias en términos de beneficios y costos futuros. Esto hace inevitable cierto grado de incertidumbres. Por lo general, lo que se hace es mirar lo que ha ocurrido en el pasado e inferir sobre el futuro, con base a la información obtenida. Para hacer un análisis correcto o el análisis de alternativas de inversión como se ha denominado aquí:

- Implica alternativas y consecuencias futuras.
- Se relaciona con las diferencias entre las alternativas en el futuro.
- Se interesa en la diferencia entre costos y no en la asignación de costos.
- Considera la diferencia entre sumas iguales de dinero en distintos puntos en el tiempo.

Se debe hacer énfasis, en que siempre son las diferencias entre las alternativas lo que se considera importante. En el análisis de alternativas, la atención se concentra en los costos futuros y no en los pasados o actuales. Por supuesto, que los costos que registra la contabilidad, pueden ser muy útiles en proveer la información necesaria para calcular los costos futuros. Aunque en el proceso de toma de decisiones se tenga que usar la información incompleta, no se debe concluir que el administrador no puede tomar la decisión. Precisamente, el proceso de toma de decisiones se desarrolla siguiendo cursos de acción de carácter irrevocable, y muchas veces inadecuadas.

Las decisiones financieras de largo plazo forman parte de las actividades más importantes del decidor, por lo tanto, el tiempo que se dedique al estudio de estos procesos, nunca será excesivo.^[19]

2.3.7.24 Análisis de Sensibilidad

Tiene por objeto determinar el impacto que puede significar sobre los indicadores económicos calculados (TIR, VPN, EI) algún cambio en la variable o parámetros considerados en la evaluación económica. Los análisis de sensibilidad deben efectuarse

para parámetros más significativos, como por ejemplo: Volumen de producción o ventas, precios de exportación, inversiones, horizontes económicos, costos de operación, etc.^[20]

2.3.7.25 Jerarquización de proyectos

La jerarquización de carteras consiste en el ordenamiento de los paquetes que la conforman, bajo ciertos criterios y sujeto a determinadas restricciones con el fin de establecer cuáles deberían ser las prioridades de ejecución de los paquetes en el plan de negocios. Se ordenan paquetes por indicadores económicos: Eficiencia de Inversión (EI), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN).

Las restricciones más comunes son por producción de crudo, inversiones y gastos totales, basados en lineamientos que emiten PDVSA para la elaboración del plan de negocios en cada año.^[20]

2.3.8 CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS PROYECTOS

El desarrollo de las reservas debe hacerse considerando los siguientes tipos de proyectos:^[12]

➤ **Base:** Presenta el agotamiento de los yacimientos sin ejecutar ninguna actividad generadora o esfuerzo adicional a la capacidad existente. Toma en consideración las reservas probadas desarrolladas. En este caso se debe considerar el potencial fin de año correspondiente al presupuesto original y la declinación total (%) calculada para cada yacimiento o grupo de yacimiento. Solo debe aparecer actividad en el renglón de servicios a pozos.^[12]

➤ **Mantenimiento:** Se refiere al desarrollo de las actividades suplementarias al Caso Base que permitan mantener el nivel de potencial actual de producción de hidrocarburos, es decir que estos paquetes contemplan las actividades que compensen la declinación operacional (trabajos menores) y cualquier otra actividad generadora de potencial convencional o tecnológica (rehabilitaciones, IAV, plataforma, cambio de

método, perforaciones). Toma en consideración las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas. Debe colocarse la declinación asociada a la actividad generadora.^[12]

➤ **Crecimiento:** Se refiere al desarrollo de las actividades que permitan incrementar el nivel de potencial de producción de petróleo actual de la segregación, es decir que estos paquetes contemplan las actividades generadoras de potencial convencional o tecnológicas (rehabilitaciones, IAV, plataforma, cambio de método, perforaciones) utilizando la infraestructura disponible, más la requerida necesaria para manejar el incremento del potencial de crudo, gas y agua. Toma en consideración las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas y no desarrolladas. Debe colocarse la declinación asociada a la actividad generadora.^[12]

➤ **Desarrollo de Reservas Probadas:** En este caso se consideran todos los nuevos desarrollos de prospectos probables. Deben incluir los pozos de avanzada, sus respectivos pozos de desarrollo y sus actividades estadísticas requeridas. Las reservas probables asociadas a estos paquetes deben coincidir con las oficiales del libro de reservas. Por lineamientos se deben contactar el 50 % de las reservas probables. Estos paquetes deben reflejar los niveles de potencial que se están incrementando.^[12]

➤ **Desarrollo de Reservas Posibles:** En este caso se consideran todos los nuevos desarrollos de prospectos posibles. Deben incluir los pozos de avanzada y sus respectivos pozos de desarrollo y sus actividades estadísticas requeridas. Las reservas posibles asociadas a estos paquetes deben coincidir con las oficiales en libro. Por lineamiento se deben contactar el 25 % de las reservas posibles. Estos paquetes deben reflejar los niveles de inversiones adicionales para manejar los niveles de potencial que se están incrementando. Las reservas asignadas a un plan de desarrollo (PDD) se desarrollan en la base de recursos de explotación.^[12]

➤ **Recuperación Secundaria:** Se consideran en estos paquetes todos los proyectos sometidos a inyección de fluidos (agua, gas, nitrógeno, WAG, ASP, ICV)

tanto nuevos como existentes. Los proyectos nuevos que se vayan a implantar durante los tres primeros años de la base de recursos deben estar soportado con un estudio integrado e incluir los desembolsos previos al inicio del desarrollo. Las reservas asociadas a estos proyectos dependen de la fase en que se encuentre el estudio.

Los proyectos de inyección de agua existentes deben considerar un paquete “base” y otro con las actividades que permitirán desarrollar las reservas asociadas al área sometida a inyección.

Los proyectos de inyección de gas existentes serán estructurados bajo dos escenarios: uno considerado falta de disponibilidad de inyección de gas que presenta el caso base, y otro con inyección actual que presenta el caso de mantenimiento, en donde se incluye las actividades generadoras asociadas a estas tasas de inyección a fin de mantener los porcentajes de reemplazo permitidos por el MENPET.

Los proyectos de WAG, ASP, nitrógeno y otros. Deben estar asociados a tecnologías, y deben incluir las inversiones, gastos, actividades necesarias para su implantación y masificación.^[12]

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 Escogencia del campo basados en los libros oficiales de reservas de Oriente de PDVSA.

Primeramente, se trabajó con el libro oficial de Reservas de Oriente 2009 de PDVSA el cual fue suministrado por la Dirección Ejecutiva de Exploración y Estudios de Yacimientos a través de la Gerencia de Estudios Integrados y en el cual se contemplan datos generales de los diferentes campos pertenecientes a Oriente como datos generales de los yacimientos, datos de producción, propiedades petrofísicas y de los fluidos de los campos, reservas, datos de presiones y temperaturas, datos de recuperaciones secundarias, etc. La información obtenida fue filtrada de acuerdo a lineamientos dados por la Gerencia de Planificación Corporativa, de tal manera que sólo se trabajó con la información de los campos cuya operadora fuera PDVSA, que pertenecieran a un área tradicional, de reservas tipo probadas (**tabla 3.1**).

Tabla 3.1. Vista de algunos de los campos filtrados de acuerdo a los lineamientos exigidos

Campo	Área	Operadora	Negocio	Tipo Reserva
NIPA	AREA TRADICIONAL	PDVSA	ESFUERZO PROPIO	PROBADAS
NIPA CENTRAL	AREA TRADICIONAL	PDVSA	ESFUERZO PROPIO	PROBADAS
NARDO	AREA TRADICIONAL	PDVSA	ESFUERZO PROPIO	PROBADAS
GUICO	AREA TRADICIONAL	PDVSA	ESFUERZO PROPIO	PROBADAS
GM 4	AREA TRADICIONAL	PDVSA	ESFUERZO PROPIO	PROBADAS
NIPA	AREA TRADICIONAL	PDVSA	ESFUERZO PROPIO	PROBADAS
IRA	AREA TRADICIONAL	PDVSA	ESFUERZO PROPIO	PROBADAS
SANVI	AREA TRADICIONAL	PDVSA	ESFUERZO PROPIO	PROBADAS
NARDO	AREA TRADICIONAL	PDVSA	ESFUERZO PROPIO	PROBADAS

También se debe acotar, que toda la información contemplada en el libro de Reservas de Oriente 2009 había sido validada y aprobada y que los datos allí descritos son representativos para cada uno de los campos especificados.

3.1.1 Clasificación de los diferentes campos pertenecientes a Oriente según su ubicación por estados.

Una vez compilados todos los datos de los campos y cumpliendo con los lineamientos antes mencionados, se observó que la información suministrada en el libro oficial de Reservas de Oriente 2009 se había limitado a los estados Anzoátegui y Monagas pues dentro de estos se encontraban los campos que cumplían con las premisas antes establecidas. Seguidamente, se realizó una clasificación de los mismos para obtener una cuantificación de estos de acuerdo a su ubicación geográfica y se determinó que Anzoátegui y Monagas poseen 45 y 16 campos respectivamente los cuales se encuentran actualmente productivos.

En la **tabla 3.2**, se pueden observar todos los campos pertenecientes al estado Anzoátegui con su respectiva data de producción acumulada para los parámetros de Condensado, Liviano y Mediano, (*establecidos por la empresa y los cuales fueron citados más adelante*), además de que se pueden apreciar la cantidad de yacimientos activos e inactivos dentro de los mismos.

En la **tabla 3.3**, se observan los campos pertenecientes al estado Monagas con sus respectivas producciones acumuladas para los parámetros anteriormente mencionados y con el número de yacimientos activos e inactivos en los mismos actualmente.

Tabla 3.2. Clasificación de los campos pertenecientes a Anzoátegui bajo los lineamientos establecidos

CAMPO	Tipo de Hidrocarburo									Cantidad de Yacimientos			
	Condensado			Liviano			Mediano			Yac. Activos			Yac. Inactivos
	Np(MMBN)	Gp(MMMPC)	Wp(MMBN)	Np(MMBN)	Gp(MMMPC)	Wp(MMBN)	Np(MMBN)	Gp(MMMPC)	Wp(MMBN)	Condensado	Liviano	Mediano	
BOCA	0	0	0	26	69	1	3	4	1	0	3	2	57
BOCA R	0	0	0	21	37	0	0	0	0	0	1	0	8
CACHAMA R	0	0	0	0	1	0	4	2	2	0	2	1	25
CAICO ESTE	0	0	0	0	0	0	12	9	4	0	0	1	29
CHIMIRE	0	0	0	194	354	1	1	2	0	0	6	1	125
CHIMIRE CENTRAL	0	0	0	27	68	0	0	0	0	0	1	0	18
CHIMIRE NORTE	0	0	0	42	60	9	0	0	0	0	3	0	25
CHIMIRE R	0	0	0	7	6	1	8	12	3	0	4	3	81
EL ROBLE	22	328	2	0	0	0	0	0	0	10	0	0	143
EL TOCO	11	352	2	16	53	6	0	0	0	25	7	0	68
ELOTES	0	0	0	25	34	16	0	0	0	0	5	0	31
ELOTES NORTE	0	0	0	6	18	1	0	0	0	0	3	0	29
ESQUINA SUR	0	0	0	19	20	0	5	7	2	0	4	1	47
GM4	0	0	0	15	18	5	1	1	1	0	6	2	223
GUARIO	39	1.254	9	4	41	0	0	0	0	18	3	0	71
GUICO	0	0	0	3	5	0	1	0	0	0	4	2	83
GUICO OESTE	0	0	0	2	4	0	0	0	0	0	2	0	36
GUICO SUR	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0	2	0	26
IRA	0	0	0	4	7	4	0	0	0	0	7	0	48
ISLA	0	0	0	18	33	1	0	0	0	0	3	0	11
LA CEIBA - ORIENTE	0	5	0	24	61	3	0	0	0	3	7	0	107
LA CEIBITA	0	14	0	16	292	1	0	0	0	1	1	0	0
LA CEIBITA R	13	206	1	20	165	2	0	0	0	6	4	0	107
MAPIRI	1	33	0	57	216	2	0	0	0	3	8	0	160
MATA	0	2	0	11	66	2	0	0	0	1	1	0	42
MATA 5	2	42	0	0	1	0	0	0	0	2	1	0	38
MATA R	16	448	2	40	339	2	0	0	0	7	4	0	63
MAULPA	0	0	0	1	4	1	0	0	0	0	1	0	10
NIARDO	0	0	0	10	15	2	22	49	1	0	1	5	180
NIPA	0	0	0	69	118	9	0	0	0	0	6	1	174
NIPA 100	0	0	0	8	35	1	58	164	0	0	2	1	14
NIPA CENTRAL	0	0	0	0	0	0	3	4	1	0	0	2	48
NIPA OESTE	0	0	0	0	0	0	3	5	0	0	0	1	61
OFICINA NORTE	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0	2	2	85
QUIAMARE	0	1	0	17	19	5	0	0	0	1	5	0	48
SAN JOAQUIN	67	2.286	13	22	297	1	0	0	0	45	14	0	297
SANTA ANA	16	437	3	78	573	21	0	0	0	17	14	0	221
SANTA ROSA	154	4.200	15	110	1.209	10	0	0	0	46	21	0	377
SOTO ESTE	0	1	0	4	24	3	0	0	0	1	6	0	273
SOTO NORTE	0	0	0	3	13	1	0	0	0	0	4	0	89
TRICO	0	0	0	14	19	5	2	4	3	0	5	3	238
ZANJAS	0	0	0	5	51	1	0	0	0	0	3	0	32
ZAPATOS	5	442	0	143	816	9	2	22	0	3	10	3	89
ZARZA	1	32	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	21
ZULUS	3	33	0	15	79	2	0	0	0	1	5	0	80
45 Campos en Total	350	10.116	47	1.099	5.244	128	126	286	19	192	191	31	4.038

Tabla 3.3. Clasificación de los campos pertenecientes a Monagas bajo los lineamientos establecidos

CAMPO	Tipo de Hidrocarburo									Cantidad de Yacimientos			
	Condensado			Liviano			Mediano			Yac. Activos			Yac. Inactivos
	Np(MMBN)	Gp(MMMPC)	Wp(MMBN)	Np(MMBN)	Gp(MMMPC)	Wp(MMBN)	Np(MMBN)	Gp(MMMPC)	Wp(MMBN)	Condensado	Liviano	Mediano	
AGUASAY CENTRAL	4	29	1	25	177	6	0	0	0	4	8	0	71
AGUASAY NORTE	0	0	0	3	7	1	0	0	0	0	1	0	59
AMARILIS	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
CARISITO	0	0	0	1	4	0	0	0	0	0	2	0	36
CARO (AGUASAY 3)	9	44	0	8	39	9	0	0	0	1	1	0	21
EL COROZO	0	0	0	0	0	0	5	5	0	0	0	2	4
COTOPERI	0	0	0	6	13	0	0	0	0	0	2	0	0
EL FURRIAL	0	0	0	0	0	0	2.716	3.207	135	0	0	3	2
JUSEPIN	0	0	0	124	330	2	11	8	0	0	3	1	5
MULATA	19	40	0	987	2.587	0	553	1.104	4	1	3	3	6
MURI	0	0	0	6	4	0	0	0	0	0	1	0	5
OROCUAL	19	181	0	78	319	0	10	30	0	2	7	5	79
PIRITAL	23	195	0	16	102	0	0	0	0	6	4	0	23
SANTA BARBARA	230	1.942	1	308	1.861	2	42	42	0	4	11	6	184
TACATA	0	0	0	22	40	1	0	0	0	0	6	0	10
TRAVI	0	0	0	1	1	0	3	12	0	0	1	1	5
16 Campo en Total	304	2.431	2	1.585	5.485	21	3.340	4.408	139	18	51	21	510

3.1.2 Creación de histogramas de producción acumulada de los campos pertenecientes a Oriente.

Seguidamente, se crearon los histogramas de producción acumulada de todos los campos de acuerdo a su ubicación geográfica donde se podía observar el aporte de estos a lo largo de su vida productiva. De acuerdo con la Guía Táctica y Operacional de PDVSA para la Exploración de Hidrocarburos, cita textualmente: “*Se deben orientar los esfuerzos exploratorios en la búsqueda de yacimientos comerciales de crudos livianos y medianos en las cuencas Occidental y Oriental, a fin de generar nuevas que permitan mantener y extender la vigencia de este tipo de crudo*”. En vista a lo anteriormente citado, el siguiente estudio contemplará el desarrollo y búsqueda de los campos productores de crudos LIVIANOS ya que estos representan un valor significativo debido a sus múltiples ventajas al extraerlo y al comercializarlo, etc. Por lo que, solo se seleccionará el campo cuyo aporte de producción a lo largo de su vida productiva fuera

el mayor y aquel cuyo valor energético fuera el mejor, es decir, que sus reservas remanentes aún fueran significativas volumétricamente.

En la **figura 3.1**, se observan los diferentes histogramas de producción para petróleo, gas y agua del estado Anzoátegui, además de un gráfico de producción donde se aprecian los mismos en conjunto para los diferentes campos. Se debe acotar que solo fueron resaltados aquellos campos cuyos aportes a lo largo de su vida productiva fueron los más altos en Anzoátegui, entre ellos podemos mencionar por producción de petróleo liviano al Campo Chimire con 194 MMBN, al Campo Zapatos con 143 MMBN y por último al Campo Santa Rosa con 110 MMBN. Por producción de gas al Campo Santa Rosa con 1209 MMMPC, al Campo Zapatos con 816 MMMPC y por último al Campo Santa Ana con 573 MMMPC. Por producción de agua al Campo Santa Ana con 21 MMBN, al Campo Elotes con 16 MMBN y por último al Campo Santa Rosa con 10 MMBN.

Por otra parte, en la **figura 3.2**, se observan los diferentes histogramas de producción esta vez para el estado Monagas donde se aprecian solo los valores más altos de producción de los campos, entre los que podemos mencionar por producción de crudo liviano al Campo Mulata con 987 MMBN, el Campo Santa Bárbara con 308 MMBN y por último al Campo Jusepín con 124 MMBN. Por producción de gas al Campo Mulata con 2587 MMMPC, al Campo Santa Barbara con 1861 MMMPC y por último al Campo Jusepín con 330 MMMPC. Por producción de agua al Campo Caro (Aguasay 3) con 9MMBN, al Campo Aguasay Central con 6 MMBN y por últimos a los Campos Jusepín y Santa Barbara con 2 MMBN respectivamente.

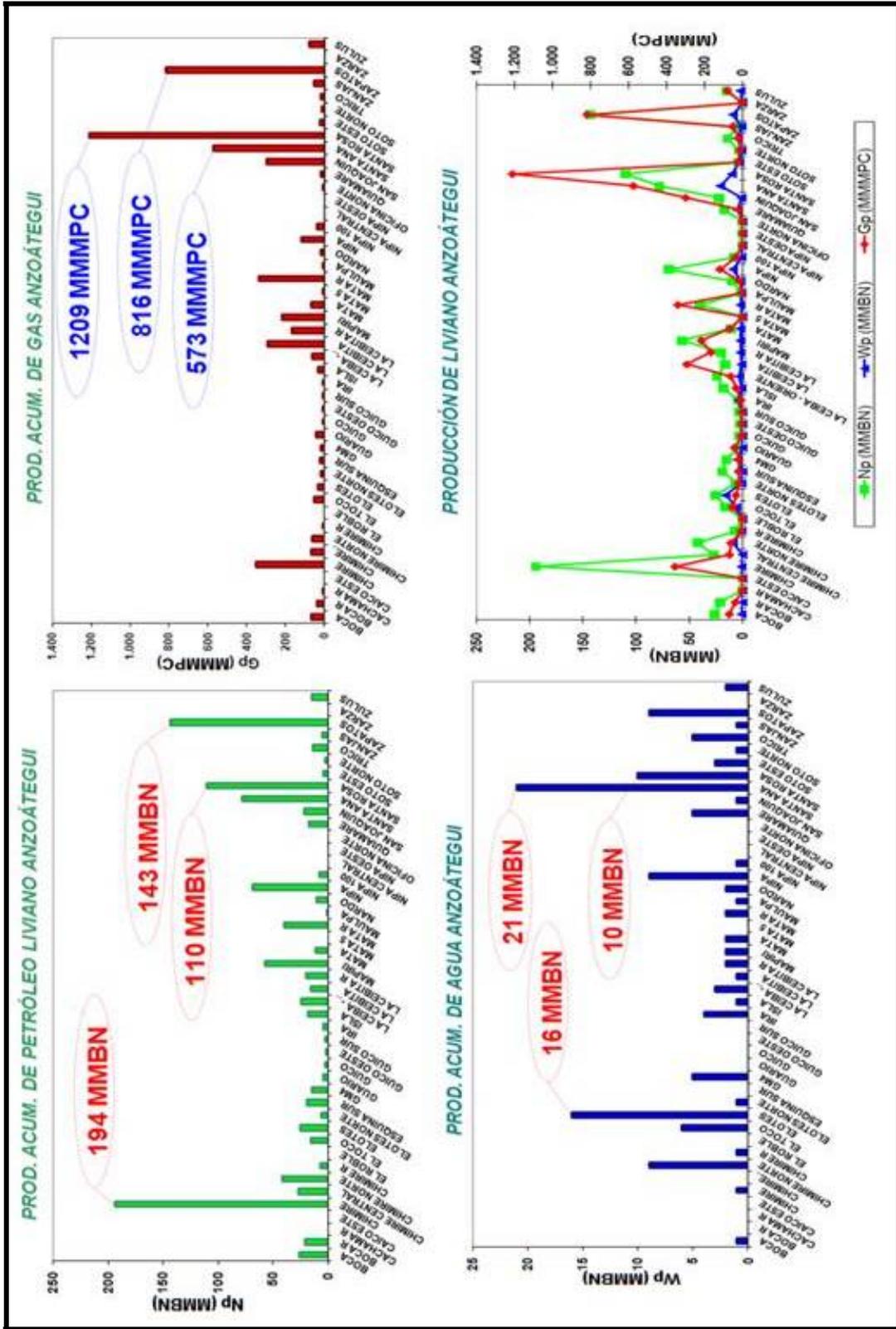


Figura 3.1. Histogramas de producción acumulada de petróleo, gas y agua de los campos pertenecientes a Anzoátegui

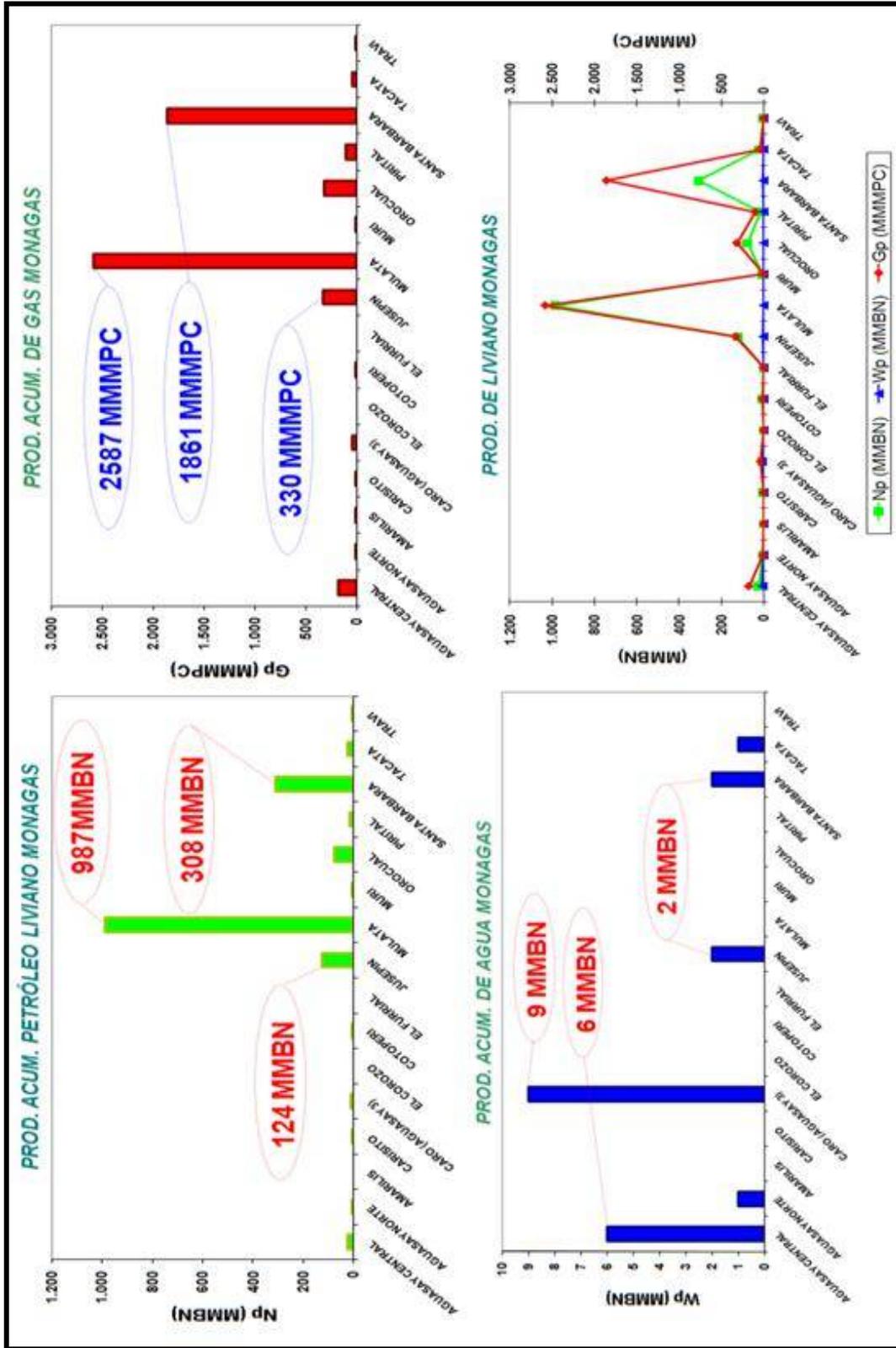


Figura 3.2. Histogramas de producción acumulada de petróleo, gas y agua de los campos pertenecientes a Monagas

Seguidamente en la **figura 3.3**, se establecen comparaciones entre el Campo Chimire y el Campo Mulata.

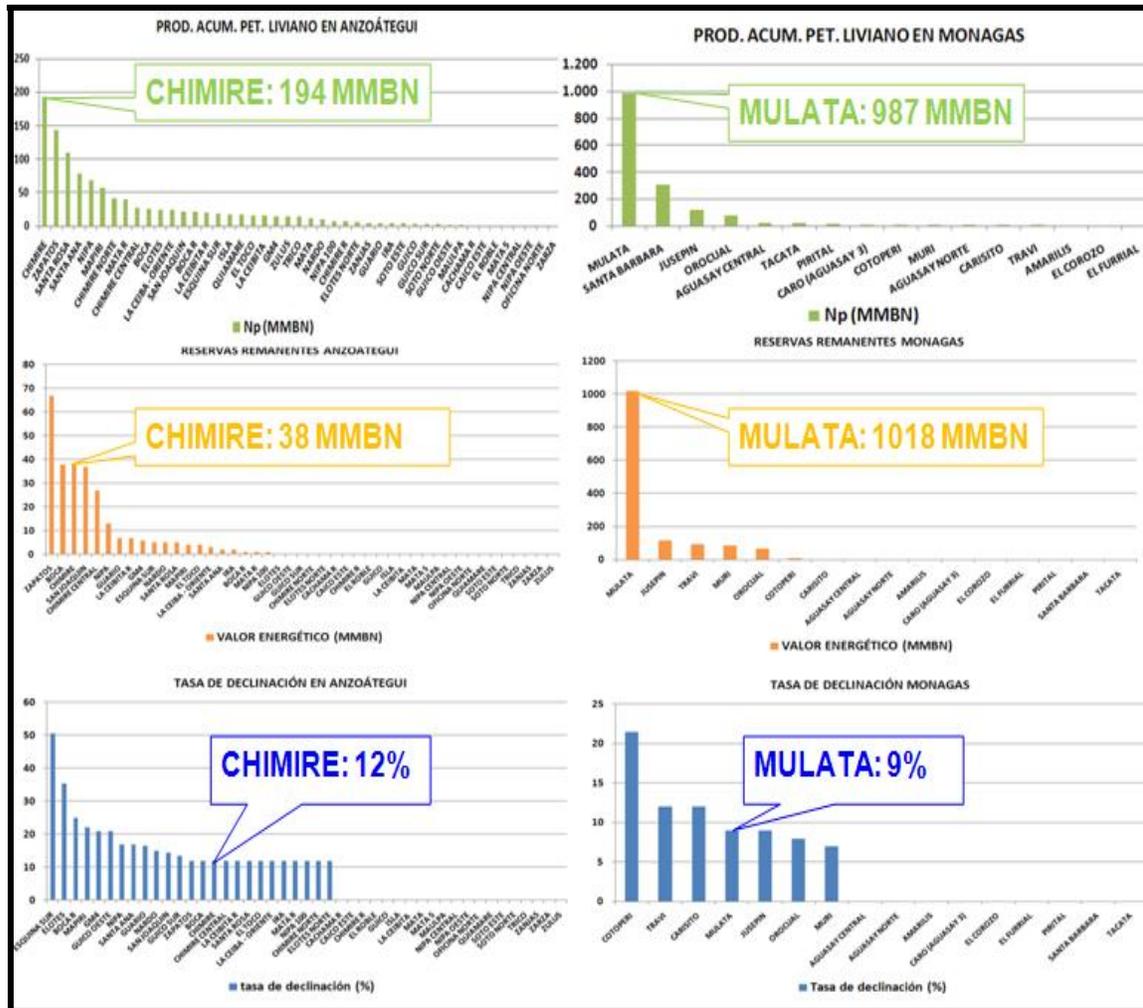


Figura 3.3. Histogramas de producción acumulada, reservas remanentes y tasas de declinación de los Campos Chimire y Mulata

Aquí, observamos que el campo Mulata había ofrecido una mayor producción de crudo liviano y sus reservas remanentes aún son considerables para explotación en comparación a las obtenidas por el campo Chimire. Se debe mencionar que el Campo Mulata es un campo relativamente joven en comparación con el anterior quien comenzó su vida productiva en 1953 y a través del SIMDE se hallaron informes técnicos donde se

observa que a pesar de lo mencionado anteriormente, este declina mucho más rápido debido a problemas operacionales existentes en el campo desde sus inicios de producción y a la presencia de una capa de gas en la estructura del mismo que le conlleva a una producción mayor de gas que de petróleo liviano. Por lo que, se seleccionó al Campo Mulata como área de estudio debido a que se comprobó que este cumplía con los parámetros determinados para la elección del campo problema.

3.2.3 Creación de los perfiles de producción correspondientes al Campo Carito – Mulata a través de la aplicación Oil Field Manager.

Debido a que el estudio sólo se enfoca en el desarrollo de nuevas oportunidades de crudo liviano solo se tomó en cuenta aquellos yacimientos que actualmente eran productores del mismo. El campo Mulata actualmente posee activos tres yacimientos productores de crudo liviano (el CRE MUC 1, el CRPTE MUC 1 y el NAR MUC 1) los cuales en conjunto contienen una gran volumetría tanto de petróleo producido como de reservas remanentes. Cabe destacar que la delimitación de un campo está íntimamente relacionada con la extensión de sus yacimientos por lo que se hablará del área de estudio antes mencionada como el campo Carito – Mulata en vez del campo Mulata. A través de la aplicación OFM 2005 se obtuvieron los datos de tasas diarias de petróleo, gas y agua Vs. El tiempo de producción de cada uno de los yacimientos.

3.2.3.1 Descripción de la Herramienta Oil Field Manager (OFM) 2005.

Es una herramienta de análisis de producción de pozos y yacimientos, abarca un conjunto de módulos integrados que facilitan el manejo eficiente de campos de petróleo y gas a través de sus ciclos de vida de exploración y producción, incluye características de fácil manejo y visualización como lo son: un mapa de base activo, reportes, gráficos y análisis de curvas de declinación. Esta aplicación de base de dato desarrollada por Schlumberger es utilizada actualmente por Petróleos de Venezuela S.A, (PDVSA) entre otras grandes empresas como un sistema integrado, que provee un poderoso conjunto de

herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Se le puede utilizar para análisis de pozos y campos; programas y operaciones de optimización del campo; administración de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento, administración del flujo de caja, Balance de Materiales y Black Allocation. En la **figura 3.4** se aprecia la página principal de OFM.

OFM permite trabajar con una amplia variedad de tipos de datos para identificar tendencias, identificar anomalías, y pronosticar producción. Estos tipos de datos son los siguientes:

- ✓ Datos dependientes del tiempo (mensual, diaria y esporádica).
- ✓ Datos que dependen de la profundidad (registros de los pozos y diagramas de completación).
- ✓ Datos estáticos (coordenadas, datos únicos para los pozos, datos de propiedades geológicas).
- ✓ Datos financieros (incluyendo ganancias y costos de operaciones).

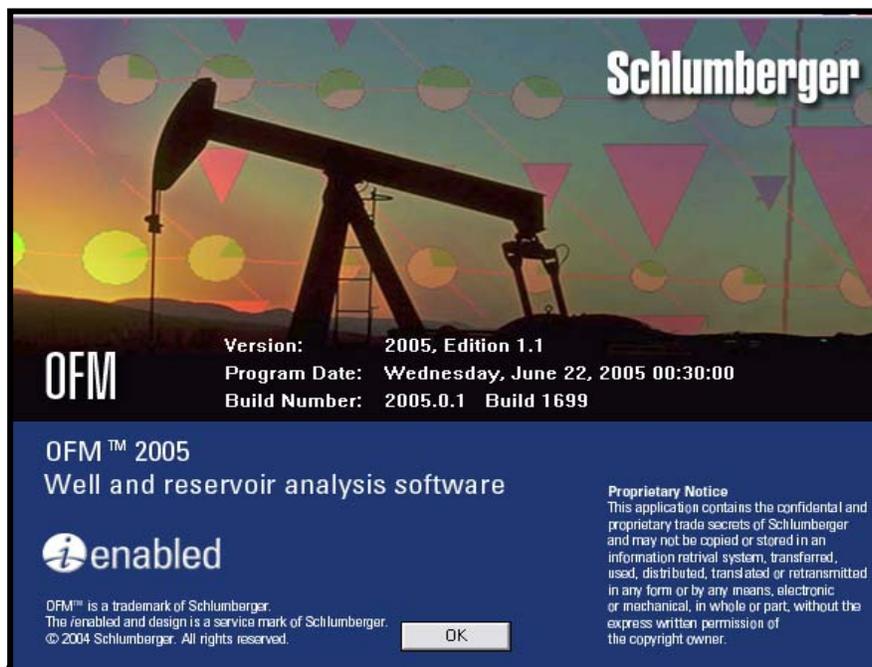


Figura 3.4. Página de inicio de la herramienta computacional OFM 2005

El proceso para la obtención de los datos requeridos se describe a continuación: A través de la barra de herramientas de OFM 2005, se seleccionó **File/Open Workspace**, donde se puede seleccionar el proyecto ya creado con el cual se quiere trabajar. Luego se selecciona el proyecto **Carito2005.ofm** que es el proyecto requerido en nuestro caso, donde seguidamente se desplegó en pantalla el mapa base del proyecto. En la **figura 3.5**, se observa un flujograma que describe claramente el proceso que debe realizarse para acceder al mapa base de la Unidad de Explotación Carito – Mulata y el cual contiene información diversa del mismo la cual es cargada a la aplicación actualizando continuamente el mapa base el cual es accesible al usuario.

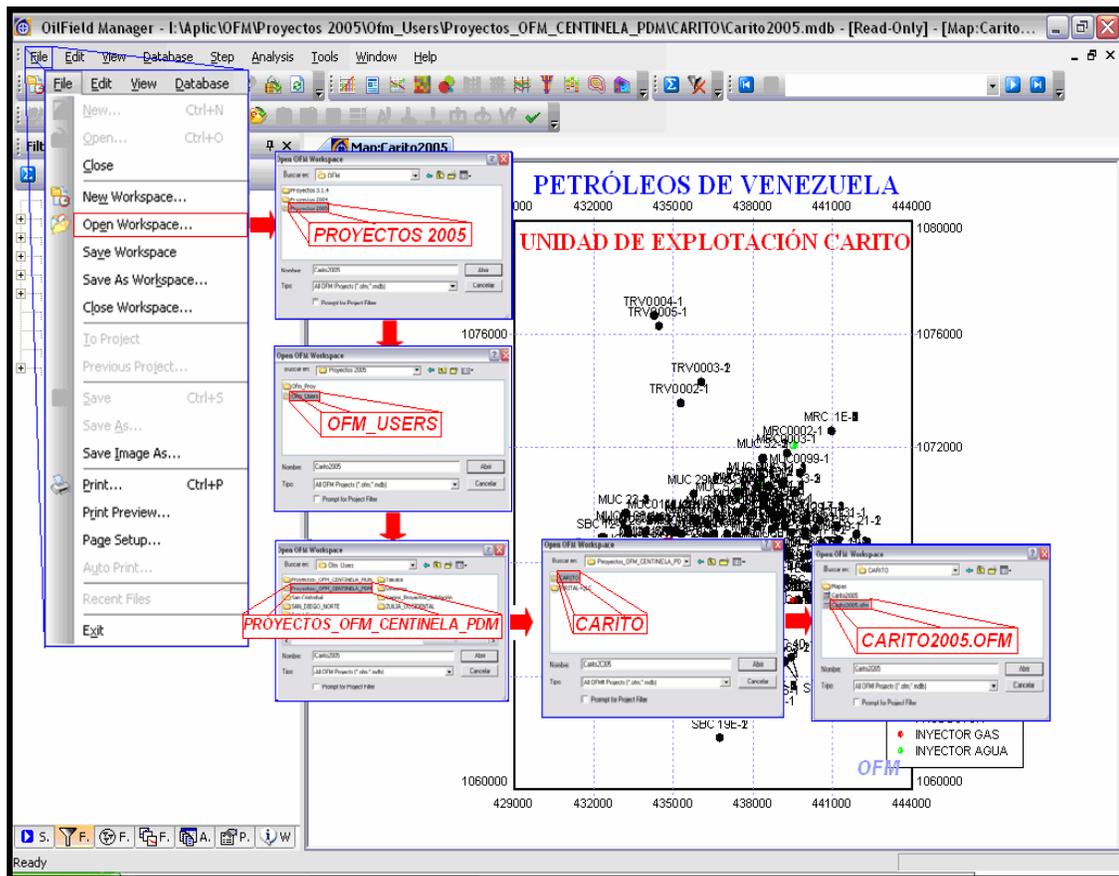


Figura 3.5. Flujograma descriptivo del proceso de obtención de información para el mapa base del Campo Carito - Mulata a través de las carpetas de OFM

Seguidamente, de la barra de herramientas se seleccionó **Análisis/Report**, donde se pueden crear reportes con las variables requeridas por el usuario, además de personalizar la apariencia, agregar ecuaciones y agrupar datos, visualizándose en pantalla una ventana donde se introducían las variables que se deseaban observar en el reporte (Fecha, Nombre del Yacimiento, Tasa de Petróleo Diario (Q_{oi}), Tasa de Gas Diario (Q_{gi}), Tasa de Agua Diario (Q_{wi})) para nuestro caso. En la **figura 3.6**, se observan los pasos a seguir para obtener el reporte final con la información obtenida de las variables que fueron requeridas. Cabe destacar que a través de la opción de filtrado (**filter**), se seleccionaron sólo los yacimientos en estudio para obtener los datos pertenecientes a ellos que han sido cargados en la memoria de OFM ya que a través de esta pestaña la información puede ser filtrada de diferentes maneras.

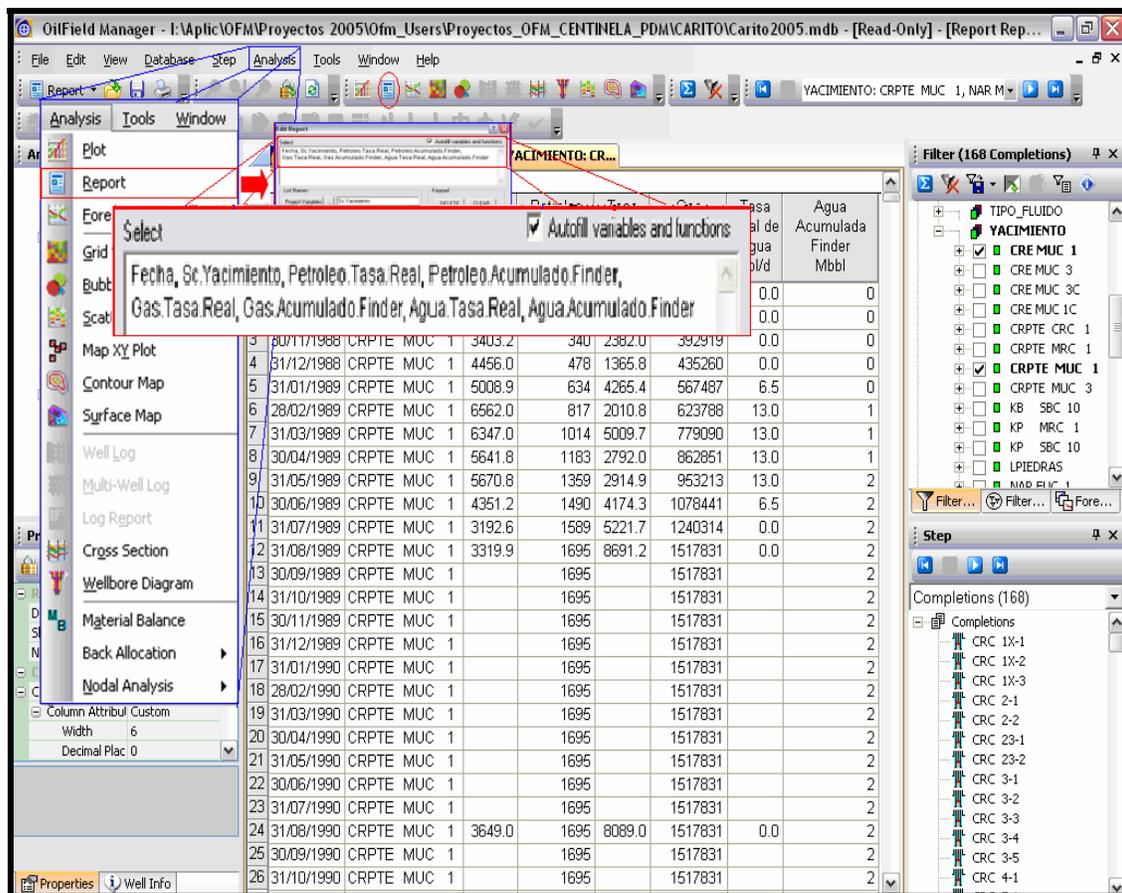


Figura 3.6. Vista de la hoja de reporte que se obtiene a través de OFM

Luego, a través de la pestaña Editar/Excel (**Edit/Excel**) se modifican los nombres de los datos obtenidos en el reporte de OFM y se exportan a una hoja de Excel, en donde se visualiza una tabla contentiva de la información requerida y la cual nos permitió realizar los perfiles de producción de los yacimientos CRE MUC 1, NAR MUC 1 y CRPTE MUC 1. En la **figura 3.7**, se observa la manera en que son exportados los datos de las variables requeridas de OFM a Excel para un mejor manejo de la data.

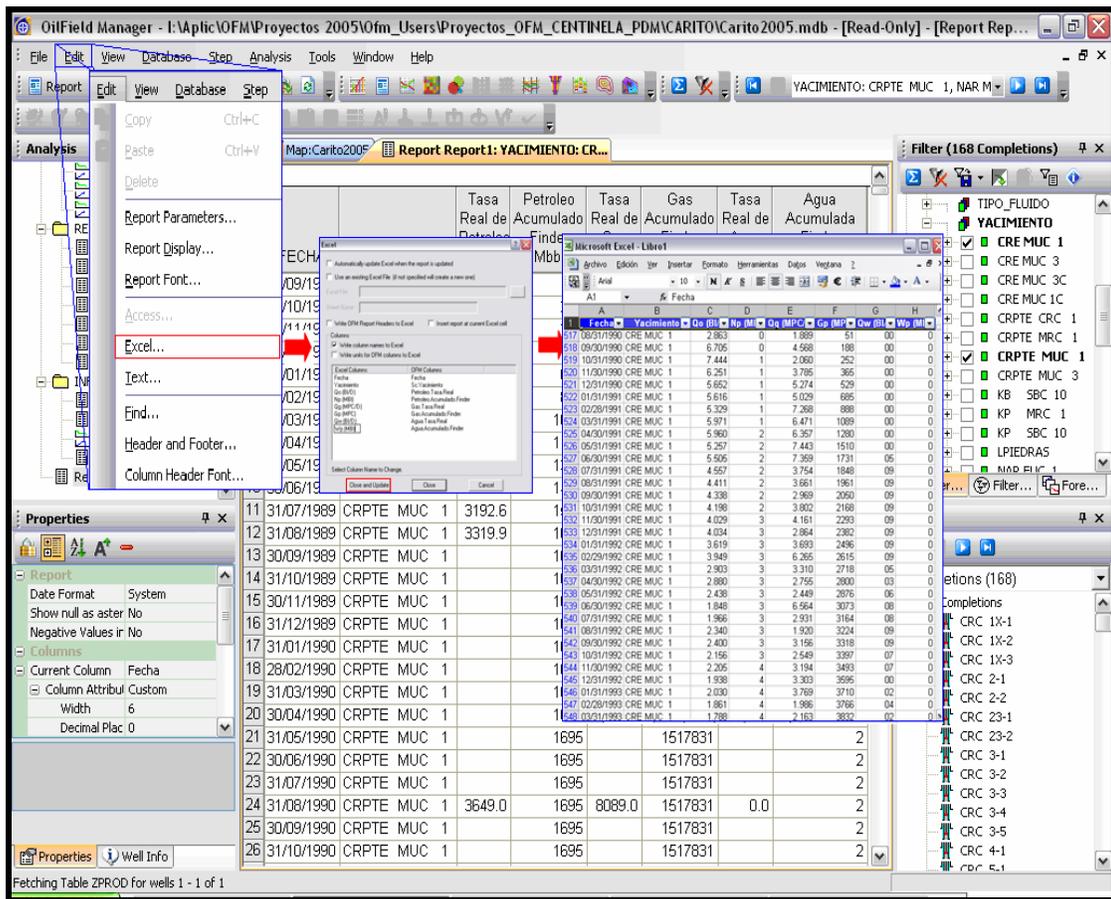


Figura 3.7. Flujograma demostrativo para exportar datos de OFM a Excel

3.2 Selección de los proyectos exploratorios contiguos al campo escogido que contenga mayor volumetría y valor energético.

Para el desarrollo de esta fase se solicitó a la unidad administrativa de la Base de Recursos de Exploración en PDVSA los archivos correspondientes al corte de

Diciembre 2010, los cuales contienen todas las oportunidades exploratorias a nivel nacional, siendo estas clasificadas por nivel de madurez, ambiente (tierra ó costa afuera), expectativas de hidrocarburos y tipos de hidrocarburos. En la **tabla 3.4**, se visualiza información general de las oportunidades donde se destacan aspectos relevantes como la Probabilidad de Suceso (POS) que representa la probabilidad de existencia o probabilidad de existo geológico y el Volumen Promedio de Existencia (MSV) que representa el promedio probabilístico de los volúmenes mayores a cero, ambos conceptos tanto para petróleo como para gas, además de los diferentes niveles de madurez de las oportunidades exploratorias por áreas de planificación en el oriente del país.

Tabla 3.4. Vista de la Base de Recursos contentiva de las expectativas en Oriente

OPORTUNIDAD	MADUREZ	AREA PLANIFICACION	POS (%) LIQ	MSV (MMB)	PET (MMB)	COND (MMB)	LIQ (MMB)	POS (%) GAS	MSV (MMMPC)	SOL (MMMPC)	LIBRE (MMMPC)	GAS (MMMPC)
ABATUCO PROFUNDO	PROSPECTO	MATURIN ESTE	48	23,92	0,33	11,1	11,43	48	457,87	2,61	215,81	218,42
ABATUCO SUR	PROSPECTO	MATURIN ESTE	50	117,22	41,47	16,67	58,14	50	889,41	120,65	319,61	440,26
ACEMA SUR-A	LEAD	ANZ. MONAGAS CENTR	72,1	42,26	30,47	0	30,47	68,5	27,1	18,56	0	18,56
ACEMA SUR-B	LEAD	ANZ. MONAGAS CENTR	71,8	16,49	11,84	0	11,84	71	11,7	8,31	0	8,31
AMANA NORTE	LEAD	ANZ. MONAGAS CENTR	39,6	113,38	44,9	0	44,90	39,6	204,04	80,8	0	80,8
AMANA SUR	LEAD	ANZ. MONAGAS CENTR	33,6	57,44	19,3	0	19,30	33,6	103,57	34,8	0	34,8
AMAPOLA	LEAD	ANZ. MONAGAS CENTR	38	36,84	14	0	14,00	38	73,68	28	0	28
AMARILIS NORTE	LEAD	NORTE DE MONAGAS	61	46,15	27,31	0,84	28,15	61	169,3	31,81	71,46	103,27
AMARILIS OESTE	LEAD	NORTE DE MONAGAS	86	24,42	21	0	21,00	86	215,12	185	0	185
AMARILIS SUR	LEAD	NORTE DE MONAGAS	60	29,92	17,42	0,53	17,95	60	118,22	22,96	48,07	70,93
AMARILIS-C	LEAD	NORTE DE MONAGAS	41	96,49	39,56	0	39,56	70	366,27	0	256,39	256,39
ARENAS DE AGUAS PR	PLAY	DELTA DEL ORINOCO	33,2	1394,88	463,1	0	463,10	0	0	1296,7	0	1296,7
AZUCENA	LEAD	ANZ. MONAGAS CENTR	38	36,84	14	0	14,00	38	73,68	28	0	28
AZULEJO	LEAD	ANZ. MONAGAS CENTR	62	26,37	16,35	0	16,35	62	11,48	7,12	0	7,12
BAGRE	LEAD	ANZ. MONAGAS CENTR	57	6,14	3,5	0	3,50	0	0	2,63	0	2,63
BUDARE OESTE	LEAD	ANZ. MONAGAS CENTR	90	39,96	35,96	0	35,96	90	15,87	14,29	0	14,29
BUENA VENTURA	LEAD	DELTA DEL ORINOCO	87,5	22,39	18,69	0,9	19,59	87,5	61,79	9,39	44,7	54,1
BUENA VISTA	LEAD	DELTA DEL ORINOCO	98,6	190,17	186,17	1,34	187,51	98,2	82,63	23,8	57,35	81,14
BUJA CENTRAL	LEAD	ANZ. MONAGAS CENTR	40	86,19	34,32	0	34,32	46	127,78	30,86	27,54	58,4
BUJA ESTE	LEAD	ANZ. MONAGAS CENTR	85	102,71	87,3	0	87,30	61,4	167	36,6	0	36,6
BUJA NORTE	LEAD	ANZ. MONAGAS CENTR	35	28,58	10,09	0	10,09	39	33,1	8,77	4,22	12,99

3.2.1 Visualización de las oportunidades exploratorias del oriente del país a través de la aplicación gvSIG.

Para la realización de esta fase, se le requirió a la Gerencia de Geodesia de Exploración las poligonales que describen la extensión del campo petrolero Carito - Mulata el cual es el área de estudio. Luego a través de la Gerencia de Planificación Corporativa se obtuvieron las poligonales correspondientes a las áreas y/o paquetes exploratorios del Oriente del país. Utilizando la herramienta computacional gvSIG se procedió a hacer un análisis espacial de los datos anteriormente descritos, donde los mismos fueron cargados a la aplicación la cual permitió visualizar la información en un mapa. Cabe destacar que las poligonales suministradas por las gerencias descritas arriba son cargadas bajo diferentes direcciones de referencia ó coordenadas (*UTM, REGVEN, CANOA, etc.*), estas direcciones representan una codificación específica y única que define a cada poligonal y la cual es compatible sólo con sus similares. gvSIG traduce cada una de estas referencias y las coteja con sus semejantes, plasmándolas en un mapa contentivo de toda la información suministrada. En nuestro caso en particular, las poligonales suministradas tienen una dirección de referencia *UTM-20*.

3.2.1.1 Descripción de la Herramienta Generalitat Valenciana Geographic Information System (gvSIG)

Es una herramienta computacional orientada al manejo de información geográfica. Además es capaz de integrar datos en una vista, tanto locales como remotos, a través de un origen WMS (Web Map Service), WFS (Web Feature Service), WCS (Web Coverage Service) o JDBC (Java Database Connectivity) permitiendo gestionar datos especiales y realizar análisis complejos sobre estos (**figura 3.8**).



Figura 3.8. Icono de acceso a gvSIG

En la **figura 3.9**, se observa una metodología demostrativa para la utilización de la aplicación donde primeramente a través de la barra de herramientas en **Archivo/Nuevo Proyecto** se desplegó la ventana **Gestor de proyectos**, en esta se pueden seleccionar las diferentes maneras (Vista, Tabla o Mapa) en que el usuario desea visualizar las poligonales ingresadas a la herramienta. En nuestro caso se seleccionó la opción **Vista**, debido a que solo se requería cotejar las poligonales obtenidas por la Gerencia de Geodesia de Exploración con las poligonales obtenidas por la Gerencia de Planificación Corporativa. Por lo que, se selecciona la opción **Nuevo**, desplegando una sub-ventana que nos permite añadir diferentes variables por capas (Venezuela, Municipios, Parroquias, Limites PDVSA, Limites MEMPET, Campos Petrolíferos, etc.), que luego fueron visualizadas en un mapa territorial contentivo con la información dada y en donde a través de la pestaña reflejada en el margen izquierdo se seleccionan solo las variables que se desean resaltar en el mapa.

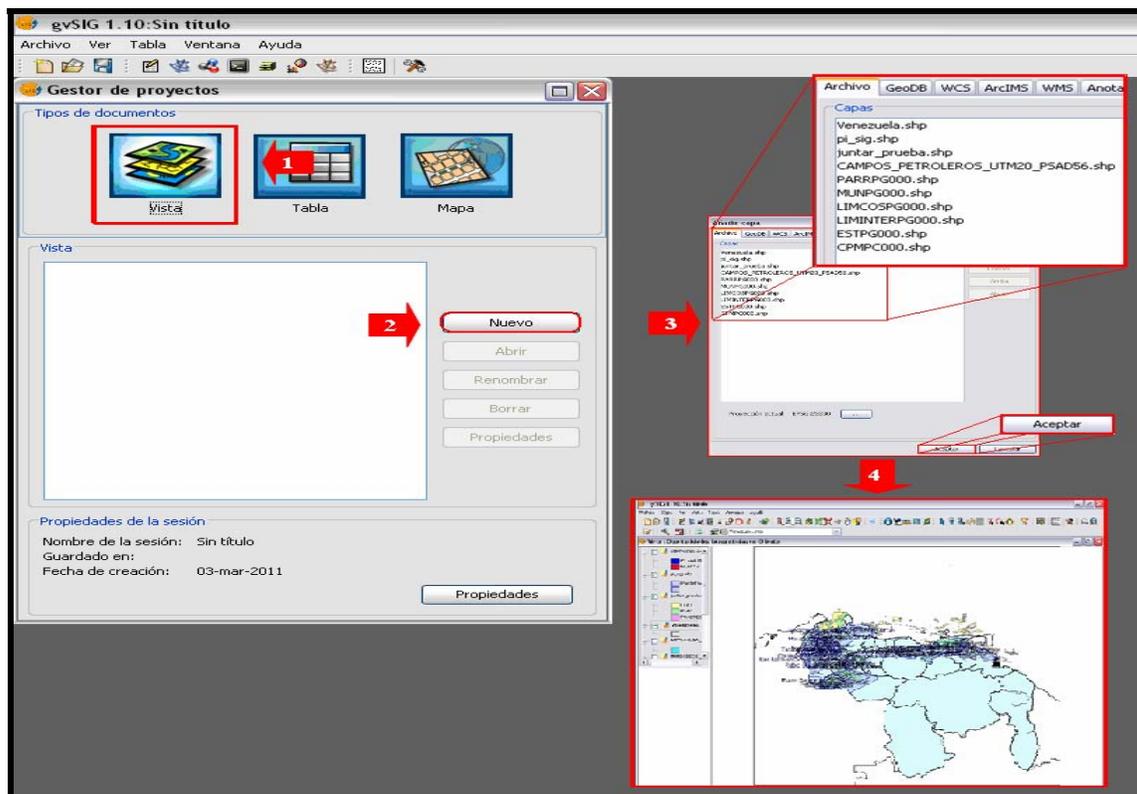


Figura 3.9. Flujograma descriptivo para el uso de la aplicación gvSIG

Seguidamente en la **figura 3.10**, se visualiza una ampliación del Oriente del país donde se aprecian las oportunidades exploratorias contiguas al campo Carito – Mulata, y se identificaron los paquetes exploratorios en los cuales se enmarcan las oportunidades contiguas al mismo, destacándose el área de planificación Norte de Monagas y el área de planificación Monagas Central. Se debe mencionar que el criterio de selección estuvo basado en la disponibilidad de información de los mismos y en el nivel de madurez de las oportunidades que estaban contenidas en estas áreas. Por lo que se seleccionó el área de planificación Norte de Monagas el cual contiene al paquete exploratorio Norte de Monagas.

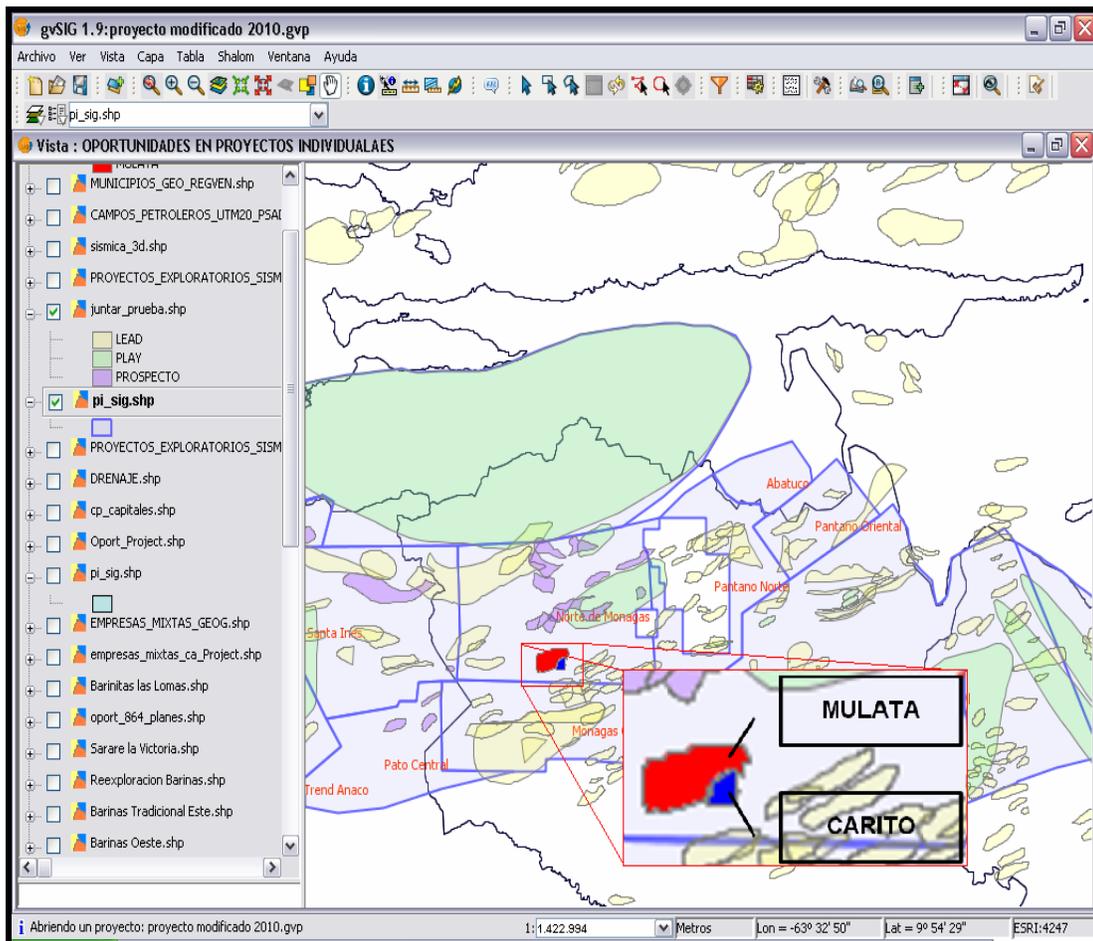


Figura 3.10. Vista de la Base de Recursos de los paquetes exploratorios a nivel nacional según su grado de madurez y área de planificación a través de gvSIG

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, se visualizaron en la base de Oportunidades Exploratorias de Planificación 23 oportunidades dentro del paquete exploratorio Norte de Monagas, de las cuales 13 de estas estaban dentro del nivel de madurez de prospecto, 8 a nivel de madurez de lead y 2 a nivel de madurez de play, las cuales totalizan 2185 MMBN de crudo y 6660 MMMPCN de gas en expectativas de hidrocarburos (**Figura 3.11**).

La metodología de selección de dichas oportunidades estuvo basada de acuerdo a las siguientes premisas:

- ✓ Concentrarse en las oportunidades tipo prospectos que contengan volúmenes de expectativa mayor a 10 MMBN de crudo.
- ✓ Descartar aquellas oportunidades o prospectos que están dentro de las áreas de convenio.
- ✓ Concentrarse en las oportunidades con el mismo objetivo geológico.
- ✓ Concentrarse en aquellas oportunidades con una probabilidad de éxito geológico (POS) mayor a 50%.

Basados en los lineamientos antes mencionados y tomando en cuenta que los esfuerzos exploratorios deben ser orientados hacia la búsqueda de crudos livianos, del total de las expectativas de hidrocarburos expuesto anteriormente se identificaron 7 oportunidades que cumplen dichas especificaciones (Travi Norte – A, Travi Norte – B, Travi Norte – C, Caicara Norte A, Chaguaramal Sur, Cotoperí B, Cotoperí Oeste A).

AREA KM2	OPORTUNIDADES	1.001	TOTAL VOLUMETRIA (MMBL)	2.185	TOTAL VOLUMETRIA (MMMPC)	6.660		
Nº DE OPORTUNIDADES	23		VOLUMETRIA (MMBL)_ 1º SELECCIÓN	1.838	VOLUMETRIA (MMMPC)_ 1º SELECCIÓN	5.564		
Nº DE OPORTUNIDADES (1º SELECCIÓN)	19		VOLUMETRIA (MMBL)_ DESCARTADAS	348	VOLUMETRIA (MMMPC)_ DESCARTADAS	1.096		
Nº DE OPORTUNIDADES (DESCARTADAS)	4		VOLUMETRIA (MMBL)_ CONVENIO	244	VOLUMETRIA (MMMPC)_ CONVENIO	819		
Nº DE OPORTUNIDADES (EN CONVENIO)	2		Volumetria_media_oport (MMBL)	95	Volumetria_media_oport (MMMPC)	290		
Nº DE OPORTUNIDADES DE GAS	0		POS_menor CRUDO	39,0	POS_menor GAS	0,0		
Nº DE OPORTUNIDADES DE CRUDO	23		POS_media CRUDO	68,1	POS_media GAS	31,4		
Nº DE OPORTUNIDADES PLAY	2		POS_mayor CRUDO	92,7	POS_mayor GAS	90,0		
Nº DE OPORTUNIDADES LEAD	8		DESVEST_POS_CRUDO	17,8	DESVEST_POS_GAS	35,9		
Nº DE OPORTUNIDADES PROSPECTO	13							
FECHA	ID	NB OPORTUN	REGIO	AREA PLANI	ROYE	MADUREZ	AMBIENTE	IPO NEC
29	10	AMARILIS NORTE	ORIENTE	NORTE DE MONAGAS	BOQ-HU	LEAD	TIERRA	PROPIAS
30	11	AMARILIS						PROPIAS
74	65	COTOPI						CONVENIO
143	150	OROCU						PROPIAS
205	221	TRAMP						CONVENIO
206	223	TRAMP						PROPIAS
207	224	TRAVI N						PROPIAS
208	225	TRAVI N						PROPIAS
209	226	TRAVI N						PROPIAS
271	321	VNM5						PROPIAS
272	322	VNM7						PROPIAS
289	341	VRET-4	ORIENTE	ANZ. MONAGAS CENTRAL	NEM	LEAD	TIERRA	PROPIAS
295	349	VSER3	ORIENTE	NORTE DE MONAGAS	TRAVI-CI	LEAD	TIERRA	PROPIAS
296	350	VSER4	ORIENTE	NORTE DE MONAGAS	TRAVI-CI	LEAD	TIERRA	PROPIAS
297	353	VSER7	ORIENTE	NORTE DE MONAGAS	TRAVI-CI	LEAD	TIERRA	PROPIAS
586	0	CAICARA NORTE-A	ORIENTE					PROPIAS
587	0	CHAGUARAMAL SUR	ORIENTE					PROPIAS
588	0	COTOPERI B	ORIENTE	NORTE DE MONAGAS	OROCU	PROSPECTO	TIERRA	PROPIAS
589	0	COTOPERI OESTE-A	ORIENTE	NORTE DE MONAGAS	TRAVI-CI	PROSPECTO	TIERRA	PROPIAS
TOTAL VOLUMETRIA (MMBL)				2.185				
TOTAL VOLUMETRIA (MMMPC)				6.660				
592	0	MANRESA NORTE-B	ORIENTE	NORTE DE MONAGAS	TRAVI-CI	PROSPECTO	TIERRA	PROPIAS
593	0	MANRESA SUR-A	ORIENTE	NORTE DE MONAGAS	TRAVI-CI	PROSPECTO	TIERRA	PROPIAS

Figura 3.11. Vista de la hoja de Excel de la Base exploratoria y de planificación de PDVSA para el proyecto exploratorio Norte de Monagas

3.3 Desarrollo de un esquema de explotación a partir del éxito de un proyecto exploratorio seleccionado (visualización).

Para el desarrollo del mismo la Gerencia de Exploración de PDVSA facilitó a través de la herramienta computacional de Microsoft Excel una hoja de cálculo la cual fue diseñada e implementada por el Equipo de Planificación de la Gerencia de Exploración de PDVSA y en donde se ingresan datos como el potencial del yacimiento, la Relación Gas – Petróleo del mismo (RGP), el área de este, el espaciamiento entre pozos, la profundidad final medida del yacimiento y las expectativas tanto de Petróleo como de Gas respectivamente se pueden visualizar aspectos generados por la hoja de cálculo como el número de pozos a perforar en el yacimiento(s), el área de drenaje de dichos

pozos, el perfil de producción de los pozos, la declinación de los pozos y el aporte de los mismos en barriles de petróleo, el número de RA/RC, el número de pozos de desarrollo, entre otros (Figura 3.12). Con dicho esquema se podrán visualizar los perfiles volumétricos de la(s) oportunidad(es) que podrían compensar las necesidades de hidrocarburo en el área seleccionada. De acuerdo a lo antes mencionado, se crearon esquemas de explotación para las diferentes oportunidades contiguas al campo Carito – Mulata las cuales fueron unificadas con la finalidad de crear un esquema de explotación consolidado que nos permitiera evaluar el paquete exploratorio.

En vista de que los esquemas de explotación son desarrollados bajo una serie de lineamientos establecidos por la empresa, a continuación se mencionan las premisas establecidas para la realización de estos.

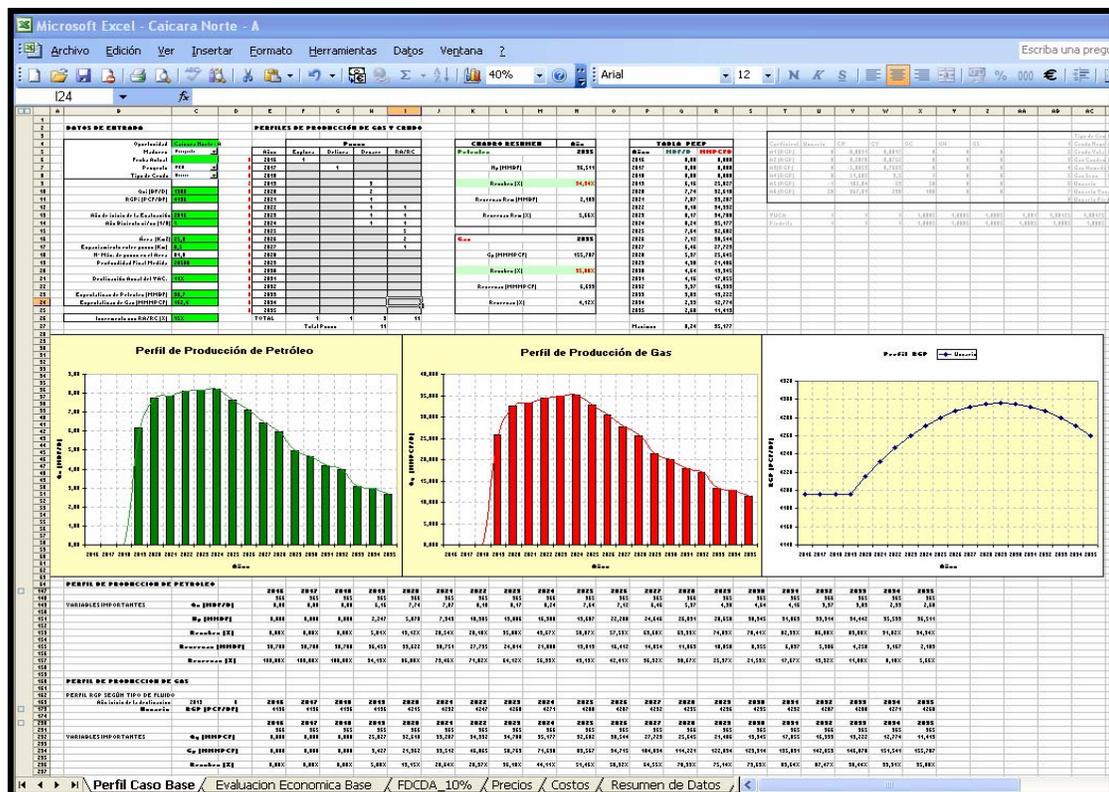


Figura 3.12. Vista de la hoja de cálculo diseñada e implementada por el Equipo de Planificación de la Gerencia de Exploración de PDVSA para la generación de esquemas de explotación de yacimientos

3.3.1 Premisas establecidas en la hoja de cálculo de la herramienta Excel para la estimación de los perfiles de producción.

Para poder estimar el perfil de producción de petróleo y gas de los prospectos en estudio, el Equipo de Planificación de PDVSA implementó una hoja de cálculo la cual fue diseñada siguiendo ciertos criterios con la finalidad de cumplir con los objetivos planteados.

Los criterios bajo los cuales está basada la hoja de cálculo fueron los siguientes:

- Un horizonte productivo de 20 años.
- Las ecuaciones utilizadas para simular la variación de la tasa de producción de los pozos son las del tipo de curva exponencial, debido a que es la que mejor se ajusta a la declinación de los Campos vecinos que producen en las mismas Formaciones encontradas en las áreas de estudio.

- **Tasa de producción.**

$$q_o = q_{oi} * e^{-D*t} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

q_o : Tasa de producción de petróleo (Bls/día, Bls/mes, Bls/año)

D : Tasa de declinación exponencial (días^{-1} , mes^{-1} , año^{-1})

t : Tiempo de producción (días, mes, año)

- **Producción de petróleo acumulado.**

$$Np = \frac{q}{D} \left[1 - e^{-D*t} \right] \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

Np : producción de petróleo acumulada (BN)

- Se supone una declinación constante durante la vida productiva de los yacimientos.

- Se comenzará a producir a partir del segundo año, luego de haber realizado los trabajos de exploración y delimitación del yacimiento.
- La ecuación utilizada para estimar el máximo número de pozos a perforar en el área de estudio es la suministrada por el Equipo de Planificación de la Gerencia de Exploración de PDVSA.

- **Número máximo de pozos a perforar.**

$$N^{\circ} \text{ de Pozos} = \left(\frac{\sqrt{A}}{E} - 1 \right)^2 \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

A: Área (Km²).

E: Espaciamiento entre pozos (Km).

- Se realiza un RA/RC luego de los 5 primeros años de producción de un pozo.
- Se supone que durante la realización de un RA/RC a un pozo el mismo estará cerrado por tres (3) meses.
- El aumento de la producción de cada pozo luego de realizar un RA/RC es de 15 % de su producción actual durante el resto de su vida productiva.
- El comportamiento de la RGP durante los 20 años de producción del área en estudio será inferido igual al comportamiento promedio de la misma variable en los campos vecinos que producen por las mismas formaciones encontradas en las áreas de estudio.
- Lo mencionado en el criterio anterior será realizado también para el perfil del %AyS durante los 20 años de producción.

3.3.2 Premisas para el desarrollo de los perfiles de producción.

Para la creación de los perfiles de producción también fue necesario cumplir con los criterios exigidos por la empresa, los cuales se muestran a continuación:

- Se estimó una producción de petróleo acumulada hasta los 20 años del horizonte de producción.
- La programación de la perforación de los pozos de desarrollo con respecto al tiempo dependió del alcance del máximo porcentaje de recobro de petróleo y del alcance del mayor periodo de estabilización de la producción (**plató**).
- El primer y segundo año se perforan uno o más pozos exploratorio y uno ó más pozos de avanzada respectivamente.
- La tasa de producción para cada pozo es constante durante todo un año.
- Los pozos comienzan a producir a la tasa real al año en el cual son perforados.
- El porcentaje de declinación anual de producción es constante durante todos los años de producción.
- El valor inicial del potencial de producción (Qoi) y de la relación gas-petróleo (RGP) que fueron utilizados, se obtuvieron de las fichas técnicas facilitadas por la Gerencia de Base de Recursos de Proyectos Exploratorios y de Delineación de PDVSA donde se contempla la información general de las oportunidades exploratorias en estudio.
- Se realizará un RA/RC por cada pozo perforado.
- A través de los diferentes pozos propuestos en el desarrollo del plan de explotación, serán perforadas las arenas pertenecientes a las Formaciones Naricual y San Juan pertenecientes a las oportunidades exploratorias análogas al Campo Carito – Mulata.

3.3.3 Premisas operacionales para la secuencia de perforación del paquete exploratorio Norte de Monagas.

- Disponibilidad de dos (2) taladros de 3000Hp.
- Se perforará un (1) pozo Delineador por cada pozo Exploratorio respetando los tiempos de perforación de cada uno.
- El tiempo de perforación establecido para los pozos Exploratorios y Delineadores será de ocho (8) meses ó 240 días.

- El tiempo de evaluación establecido para los pozos Exploratorios y Delineadores será de 90 días.
- El tiempo estimado para la actualización del modelo geológico en función de los resultados obtenidos del pozo Exploratorio es de ocho (8) meses ó 240 días.
- La secuencia de perforación de los pozos de Desarrollo iniciará dos (2) años después de perforados los pozos Exploratorios.
- El costo estimado para los pozos Exploratorios es de 40MM\$.
- El costo estimado para los pozos Delineadores es de 35MM\$.
- El costo estimado para los pozos de desarrollo es de 24MM\$.
- El costo estimado para el Reacondicionamiento de los pozos (RA/RC) es de 2MM\$.

De acuerdo a lo antes citado, se realizó primeramente a través de la herramienta computacional Microsoft Project que es una herramienta de trabajo que sirve para organizar y realizar un seguimiento de las tareas de forma eficaz para evitar retrasos y no salirse del presupuesto, es decir, crea programas y evalúa su progreso, el perfil para la secuencia de perforación del paquete exploratorio Norte de Monagas siguiendo los lineamientos antes mencionados y en donde la jerarquización de la perforación de los mismos estuvo determinada por la probabilidad de existo geológico, es decir, primeramente se perforaron aquellas oportunidades con POS de 90% de modo descendente hasta culminar con aquellas con un POS de 50%.

En la **tabla 3.5**, podemos contemplar las actividades que fueron realizadas y el tiempo de ejecución de cada una de ellas además de visualizar los años que fueron requeridos para la secuencia de perforación del proyecto, basados en las premisas operacionales contempladas anteriormente.

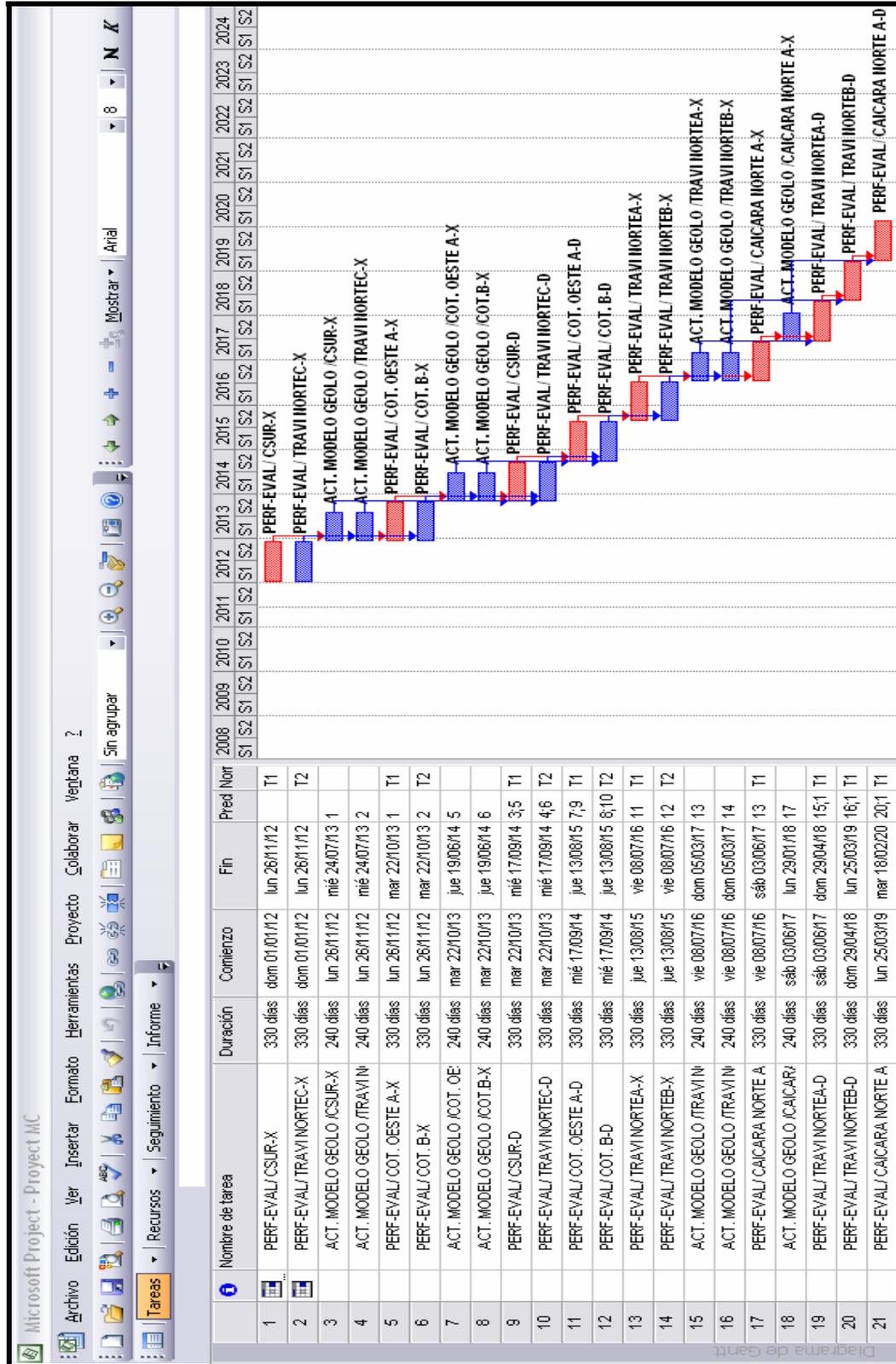


Tabla 3.5. Perfil de la secuencia de perforación del paquete exploratorio Norte de Monagas.

Seguidamente, se crearon los esquemas de explotación de las diferentes oportunidades exploratorias adyacentes al campo Carito - Mulata, como lo son: Caicara Norte – A, Chaguaramal Sur, Cotoperí – B, Cotoperí Oeste – A, Travi Norte – A, Travi Norte – B, Travi Norte – C, los cuales pueden ser apreciados en las **figuras 3.13, 3.14, 3.15, 3.16, 3.17, 3.18 y 3.19** respectivamente; y en donde se visualizan las tablas obtenidas en los mismos y los perfiles generados para dichas oportunidades. A primera vista nos encontramos con la ventana de **Datos de entrada** en la cual son cargados los datos del yacimiento como el nombre de la oportunidad, la madurez del yacimiento, el potencial del yacimiento, la relación gas – petróleo (RGP), el año de inicio de la evaluación, el área de del yacimiento, el espaciamiento entre pozos, la profundidad final medida, la declinación anual del yacimiento y las expectativas de petróleo y gas. Seguidamente, en la tabla de **Perfiles de Producción de Gas y Crudo** se empieza a cargar la cantidad de pozos necesarios para el drenado del yacimiento, los mismos son colocados de acuerdo a la cantidad de pozos permisibles según el área y espaciado entre pozos del yacimiento (**Ec. 3.3**). Además el acumulado de producción no debe exceder el límite de las expectativas de petróleo y gas que han sido cargadas anteriormente. Por lo general, en base a la experiencia la Gerencia de Planificación trabaja bajo un margen del 80% - 90% de recuperación exitosa del yacimiento. Una cargados estos datos, en el **Cuadro Resumen** se precian los valores de producción acumulada, el porcentaje de recobro, las reservas remanentes y el porcentaje de reservas remanentes tanto para petróleo como para gas que han sido calculados a través de la hoja de Excel bajo los parámetros de diseño que fueron establecidos. Por otra parte, también se visualiza una **Tabla Peep** donde se contempla la producción acumulada anual tanto para petróleo como para gas. Esta tabla es ingresada al Merak Peep para la generación de evaluaciones económicas, donde se verifica a través de los indicadores económicos si el proyecto resulta económicamente rentable o no tanto para PDVSA como para la Nación.

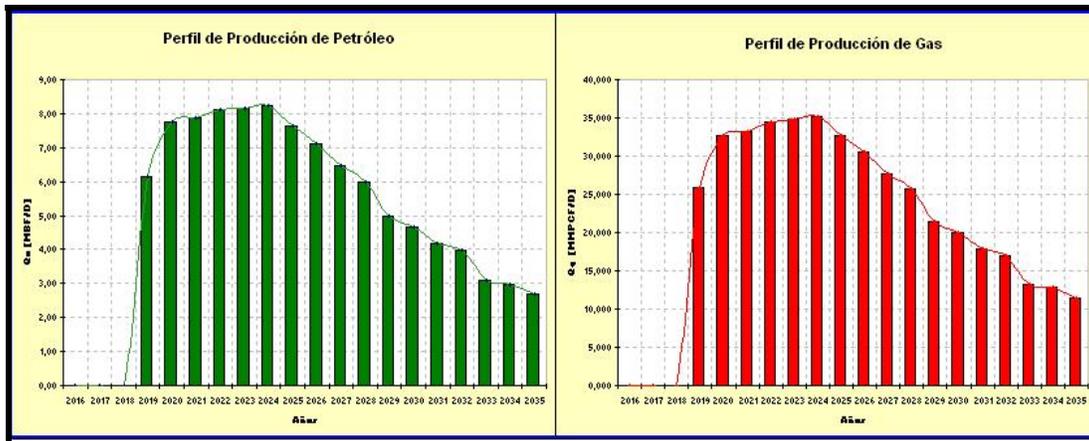
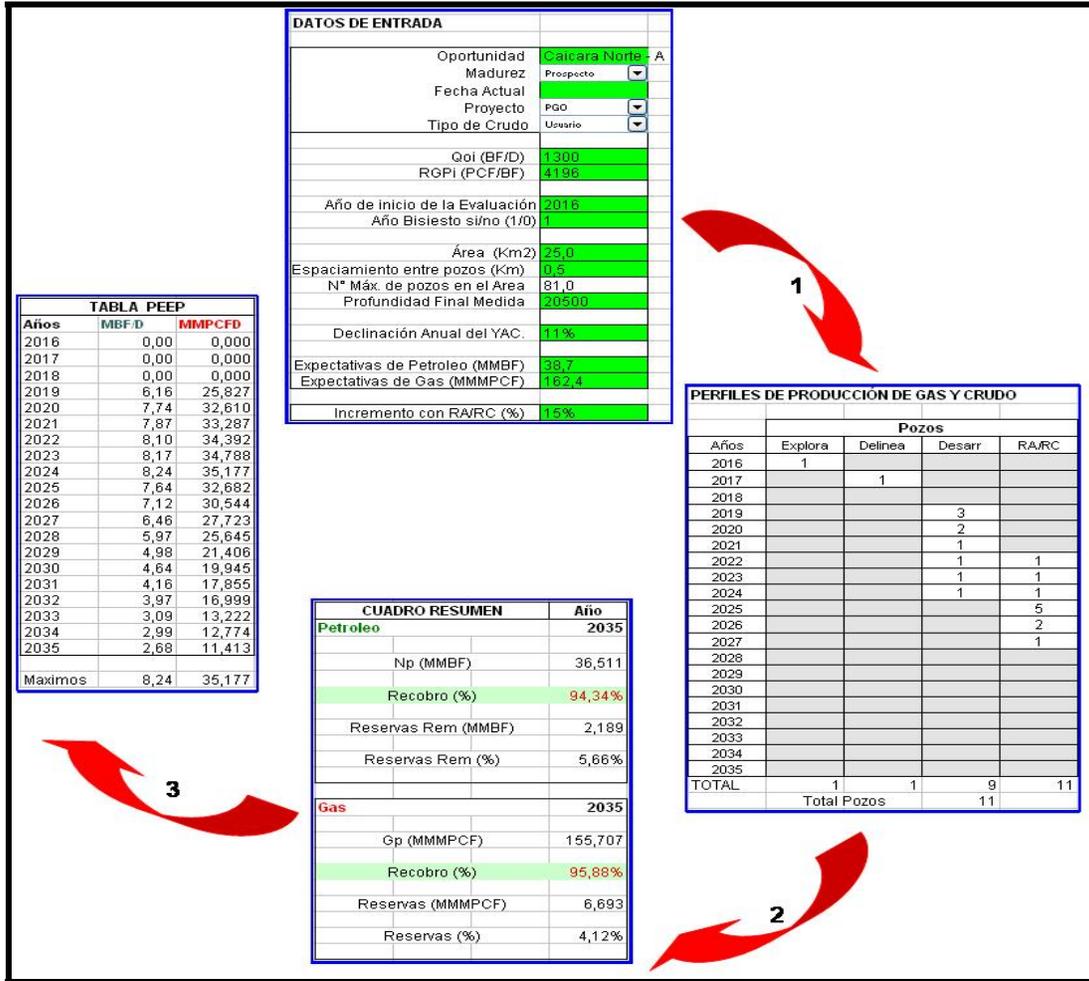


Figura 3.13. Datos de entrada, tablas y perfiles de producción de Caicara Norte – A obtenidas a través de la hoja de Excel implementada por la Gerencia de Planificación de PDVSA Oriente

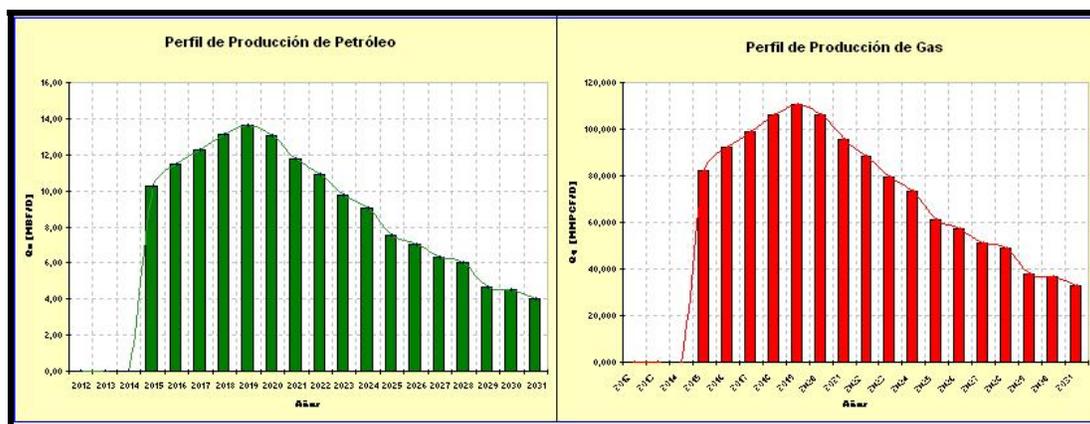
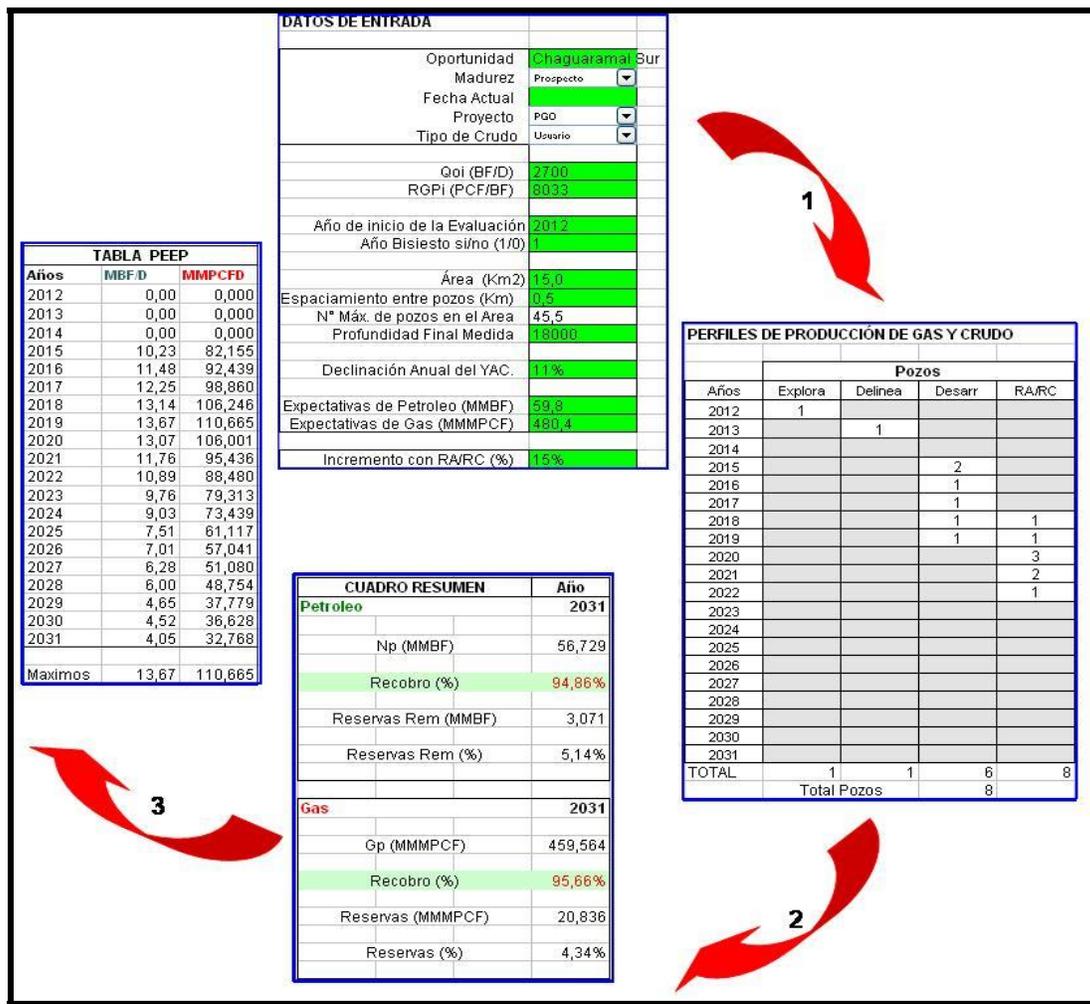


Figura 3.14. Datos de entrada, tablas y perfiles de producción de Chaguaramal Sur obtenidas a través de la hoja de Excel implementada por la Gerencia de Planificación de PDVSA Oriente

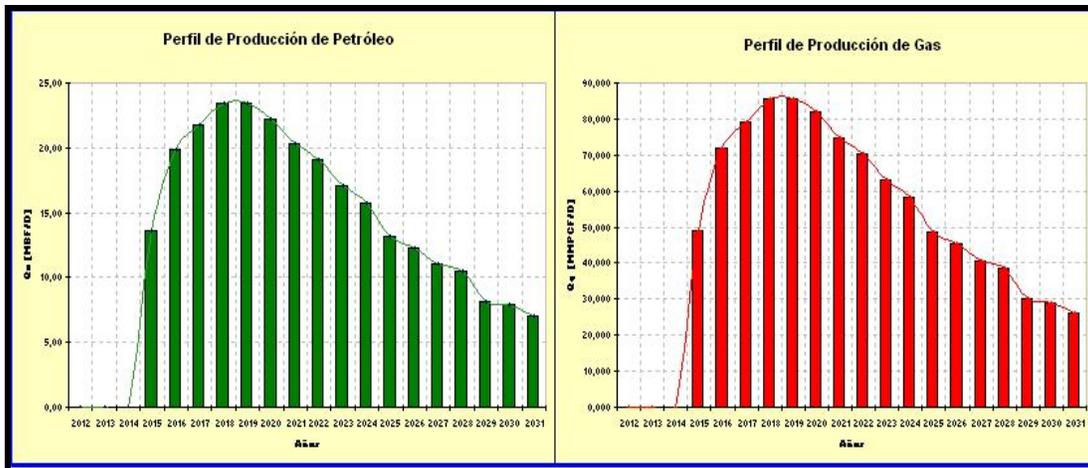
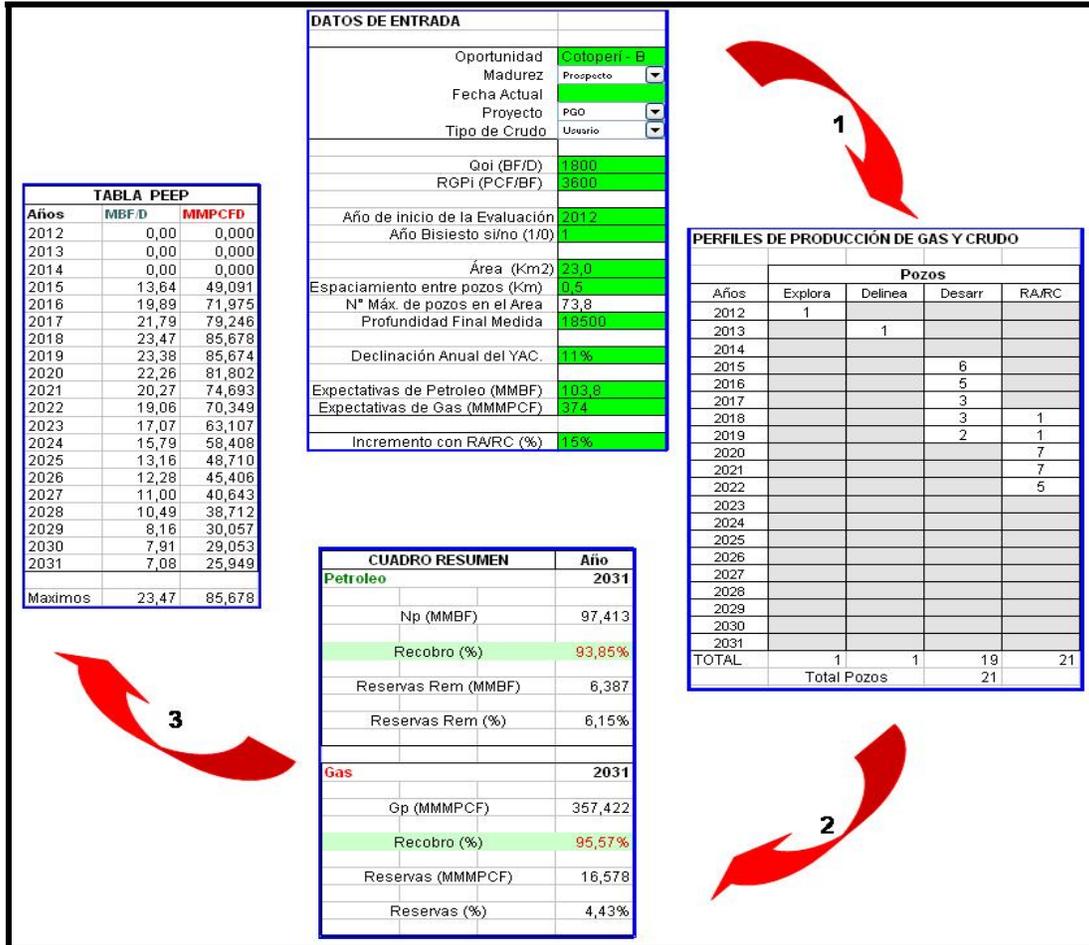


Figura 3.15. Datos de entrada, tablas y perfiles de producción de Cotoperí - B obtenidas a través de la hoja de Excel implementada por la Gerencia de Planificación de PDVSA Oriente

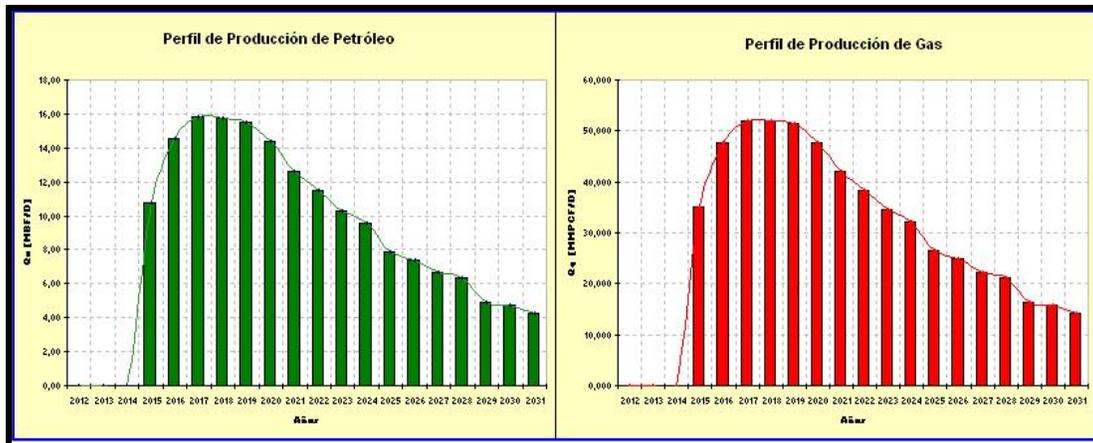
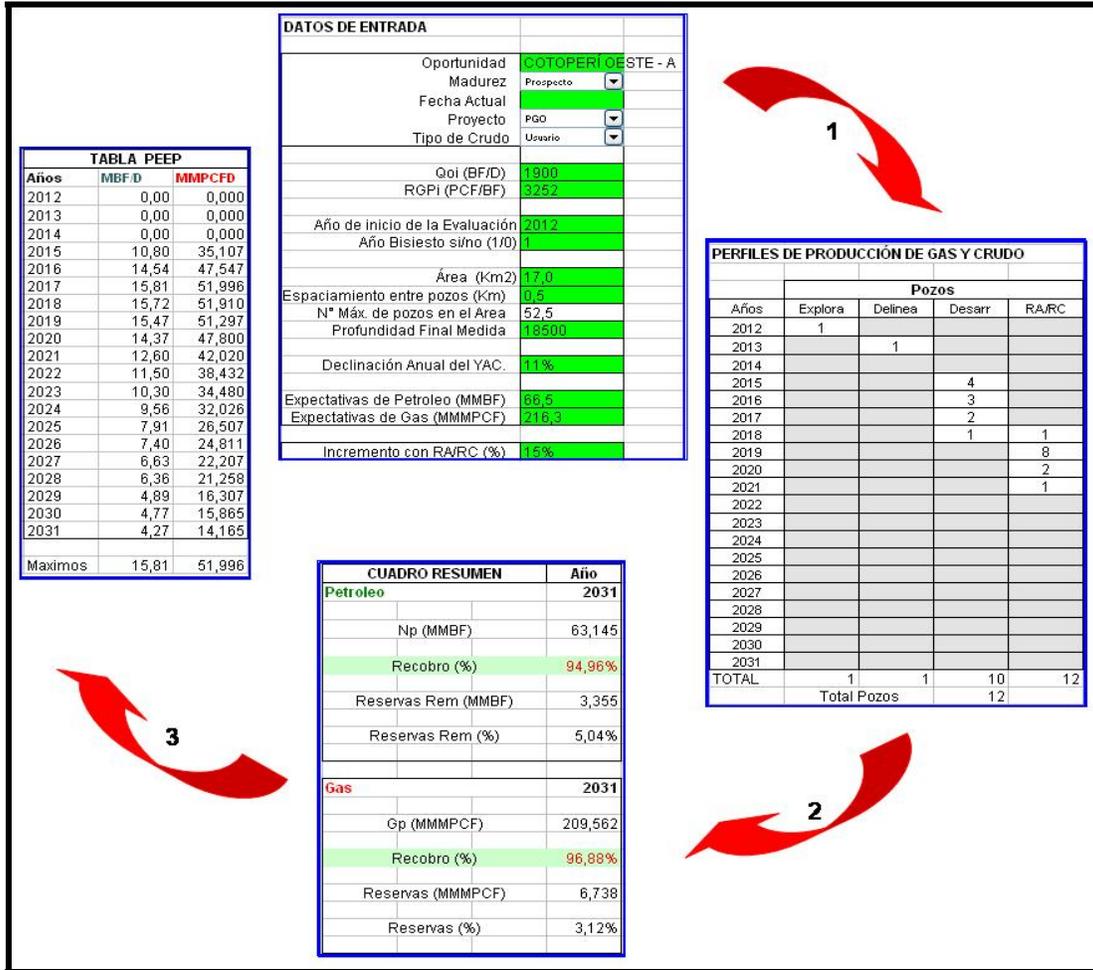


Figura 3.16. Datos de entrada, tablas y perfiles de producción de Cotoperí Oeste - A obtenidas a través de la hoja de Excel implementada por la Gerencia de Planificación de PDVSA Oriente

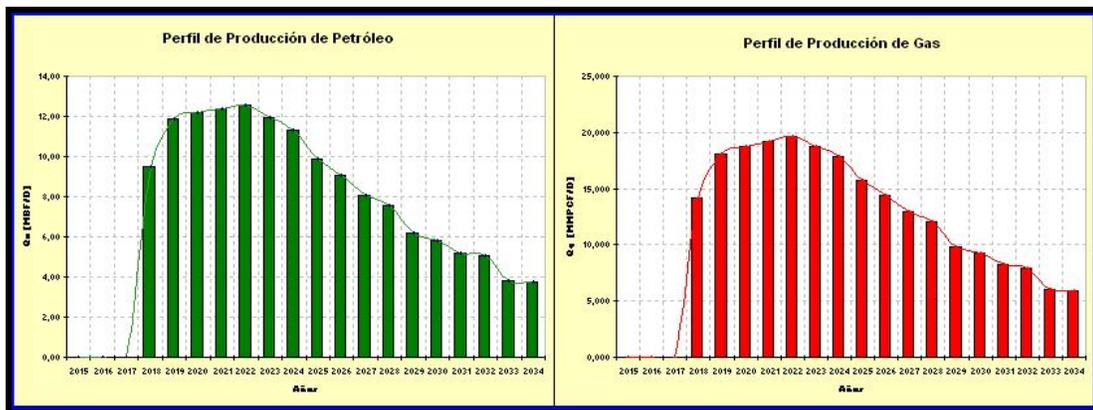
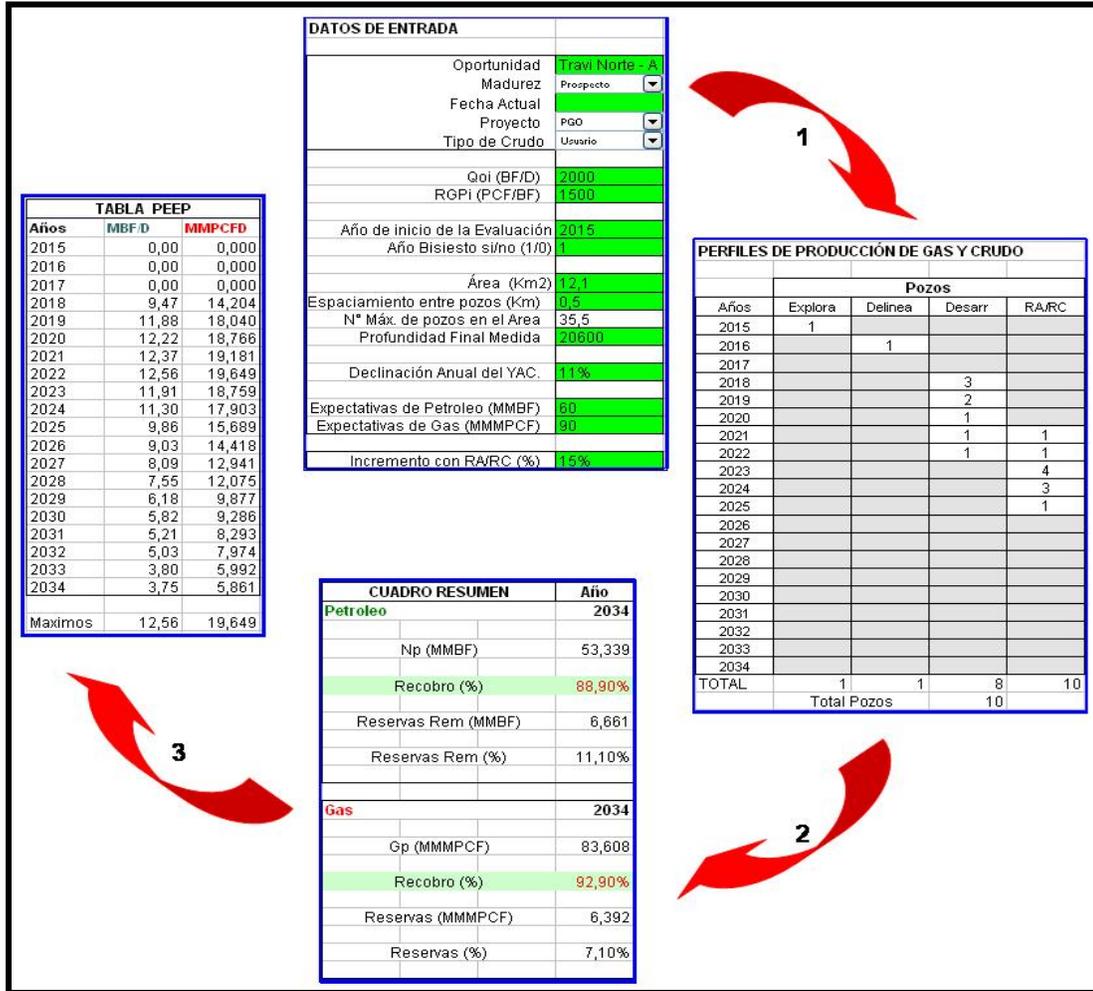


Figura 3.17. Datos de entrada, tablas y perfiles de producción de Travi Norte – A obtenidas a través de la hoja de Excel implementada por la Gerencia de Planificación de PDVSA Oriente

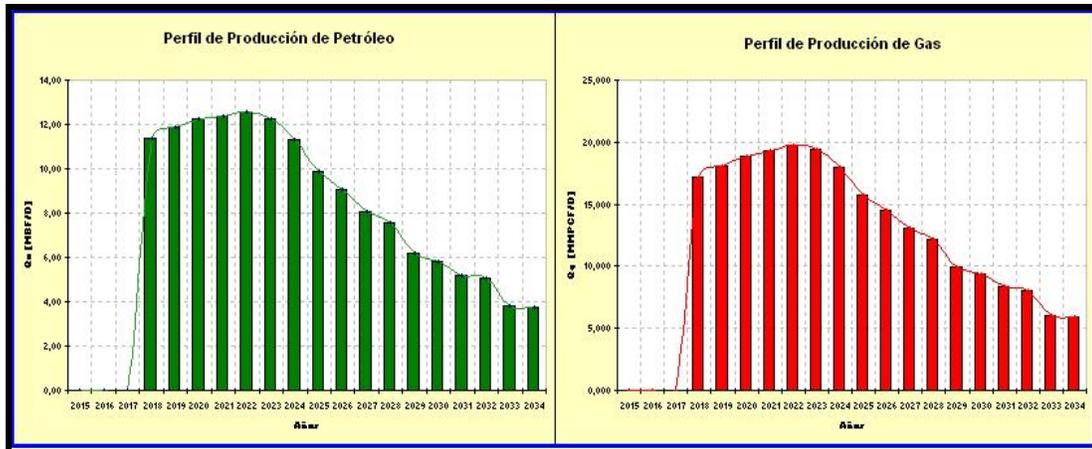
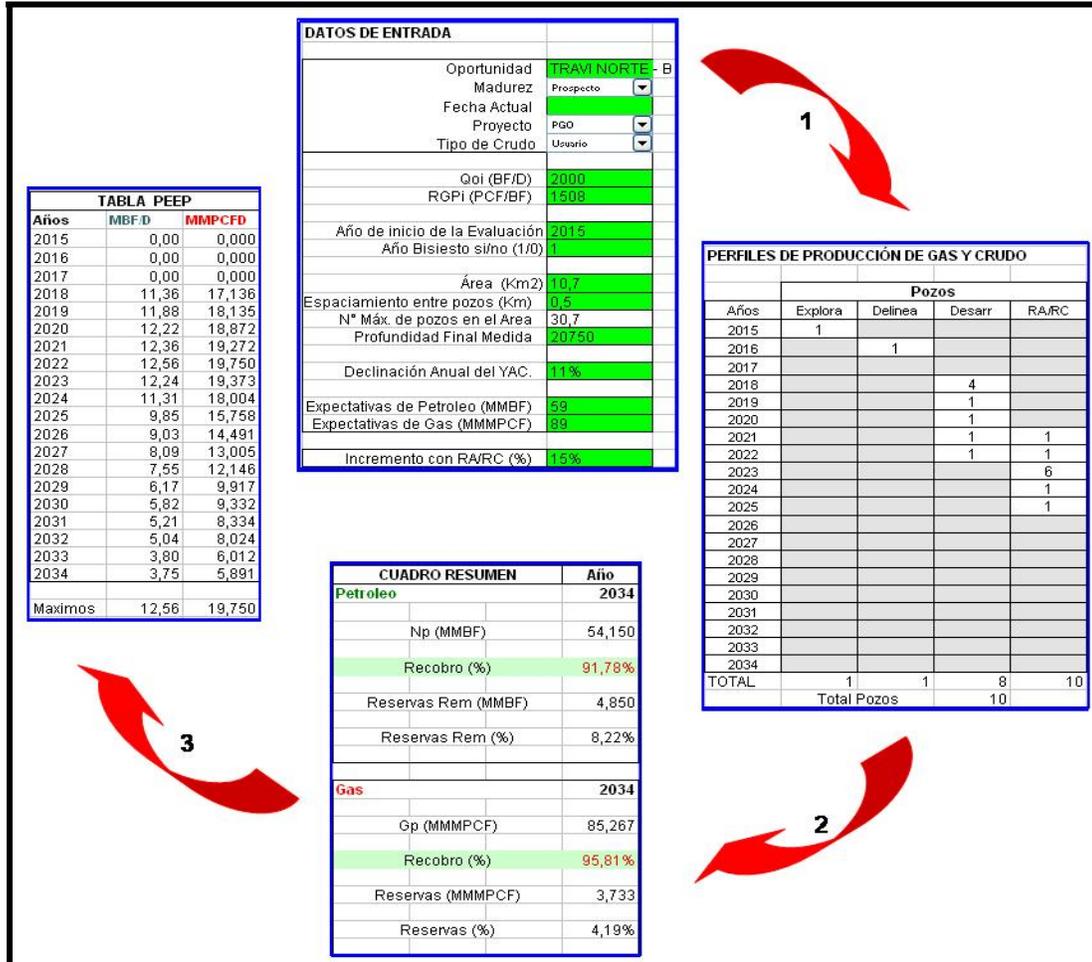


Figura 3.18. Datos de entrada, tablas y perfiles de producción de Travi Norte – B obtenidas a través de la hoja de Excel implementada por la Gerencia de Planificación de PDVSA Oriente

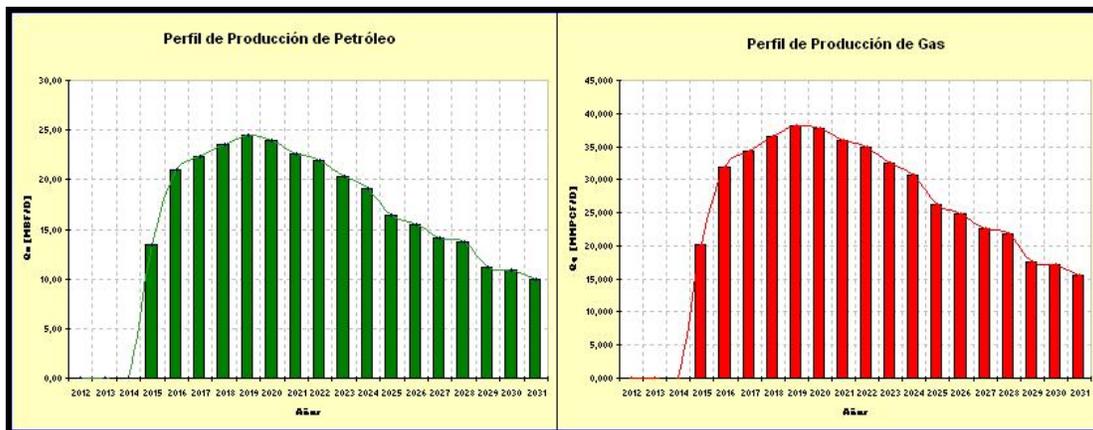
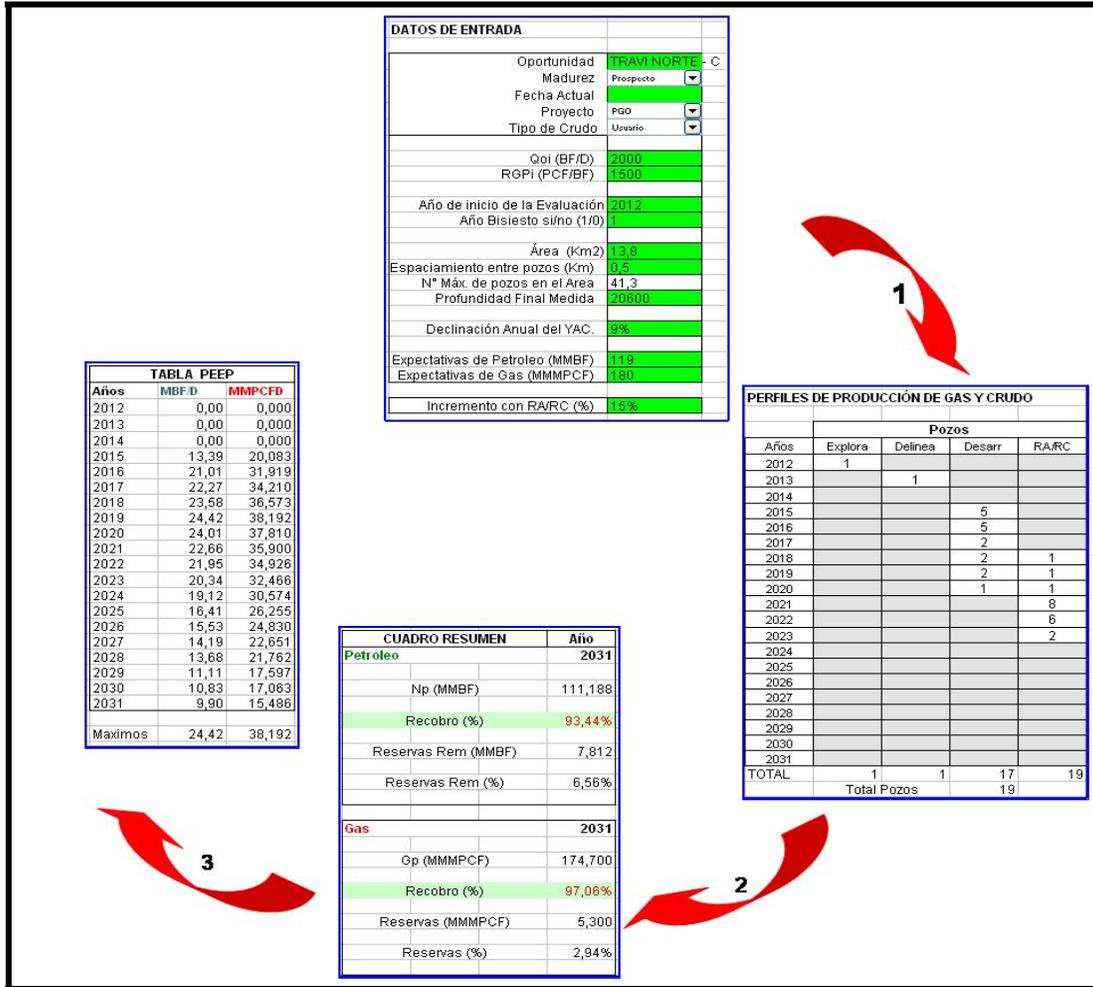


Figura 3.19. Datos de entrada, tablas y perfiles de producción de Travi Norte – C obtenidas a través de la hoja de Excel implementada por la Gerencia de Planificación de PDVSA Oriente

3.4 Realización de una evaluación económica para el proyecto exploratorio.

Para la realización de la evaluación económica se tomaron los datos obtenidos de la Tabla Peep contemplada en el esquema de explotación consolidado perteneciente a las oportunidades del paquete exploratorio Norte de Monagas. Dichos datos fueron ingresados a la herramienta computacional Merak Peep (Petroleum Economic Evaluation Program).

3.4.1 Descripción de la Herramienta Petroleum Economic Evaluation Program (Merak Peep).

Es una aplicación internacional de evaluación económica, análisis de declinación y modelo fiscal que ayuda a analizar y calcular el valor de las propiedades de petróleo y gas, a través de modelos diseñados de acuerdo con las especificaciones del país (**Figura 3.20**).

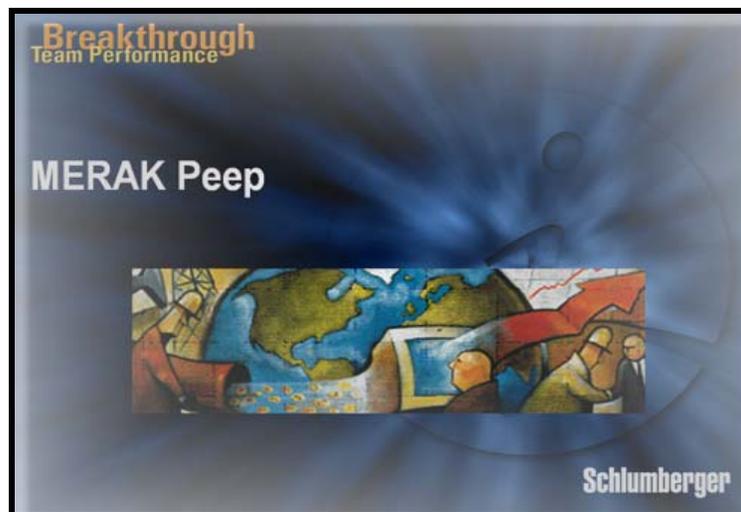


Figura 3.20. Vista del Merak Peep Schlumberger

En la **figura 3.21**, se muestra la ventana inicial de la herramienta computacional Merak Peep en la cual se ingresan parámetros generales que permitan identificar el proyecto, a través de la barra de herramientas **File/New** se desplegó la ventana **New**

Peep Document donde se coloca un nombre para identificar la evaluación (*EE_Paquete Norte de Monagas*), cuyo modelo implementado fue el de *PDVSA EXPLORACION 2010*.

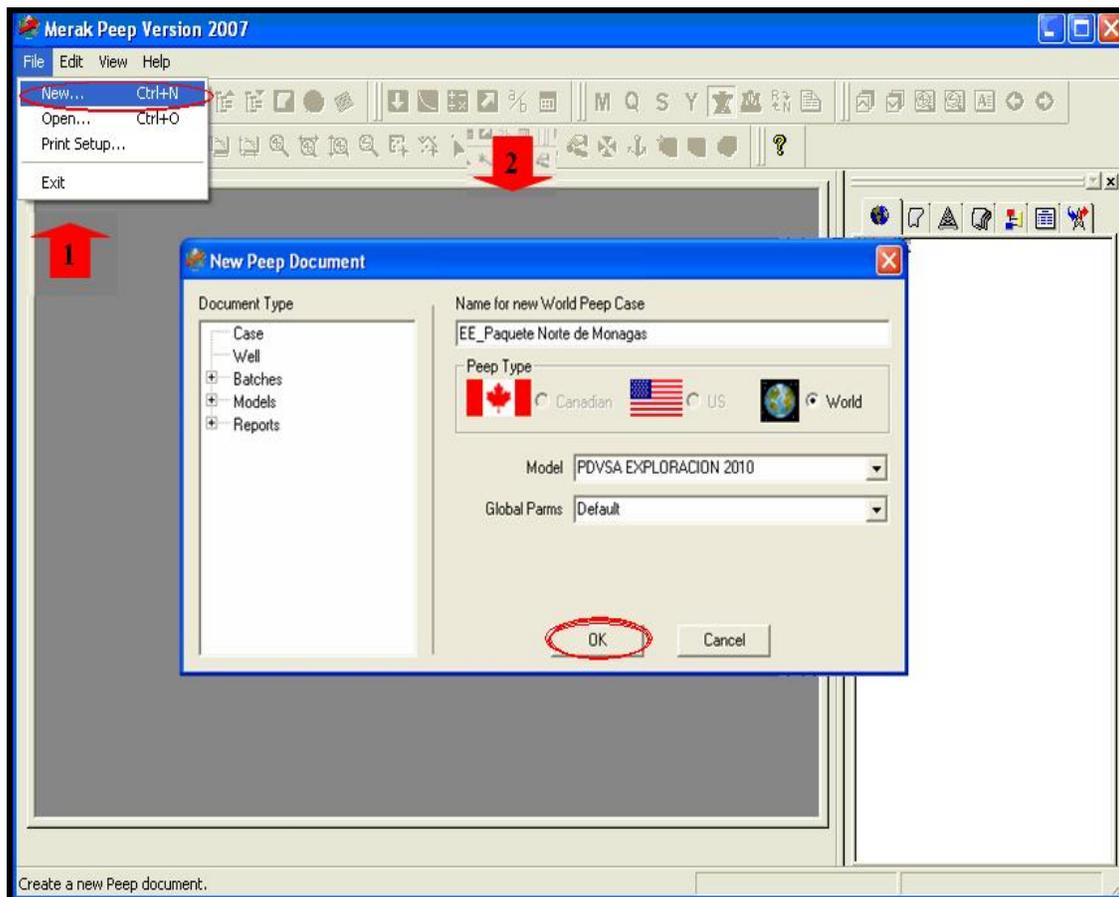


Figura 3.21. Flujograma demostrativo para la creación de un proyecto nuevo en Merak Peep

Seguidamente, se desplegó una ventana con el nombre designado para el proyecto y en ella se cargan el año de inicio de la evaluación (2012) y el horizonte económico, además se cargó una breve descripción para identificación del proyecto (**Figura 3.22**).

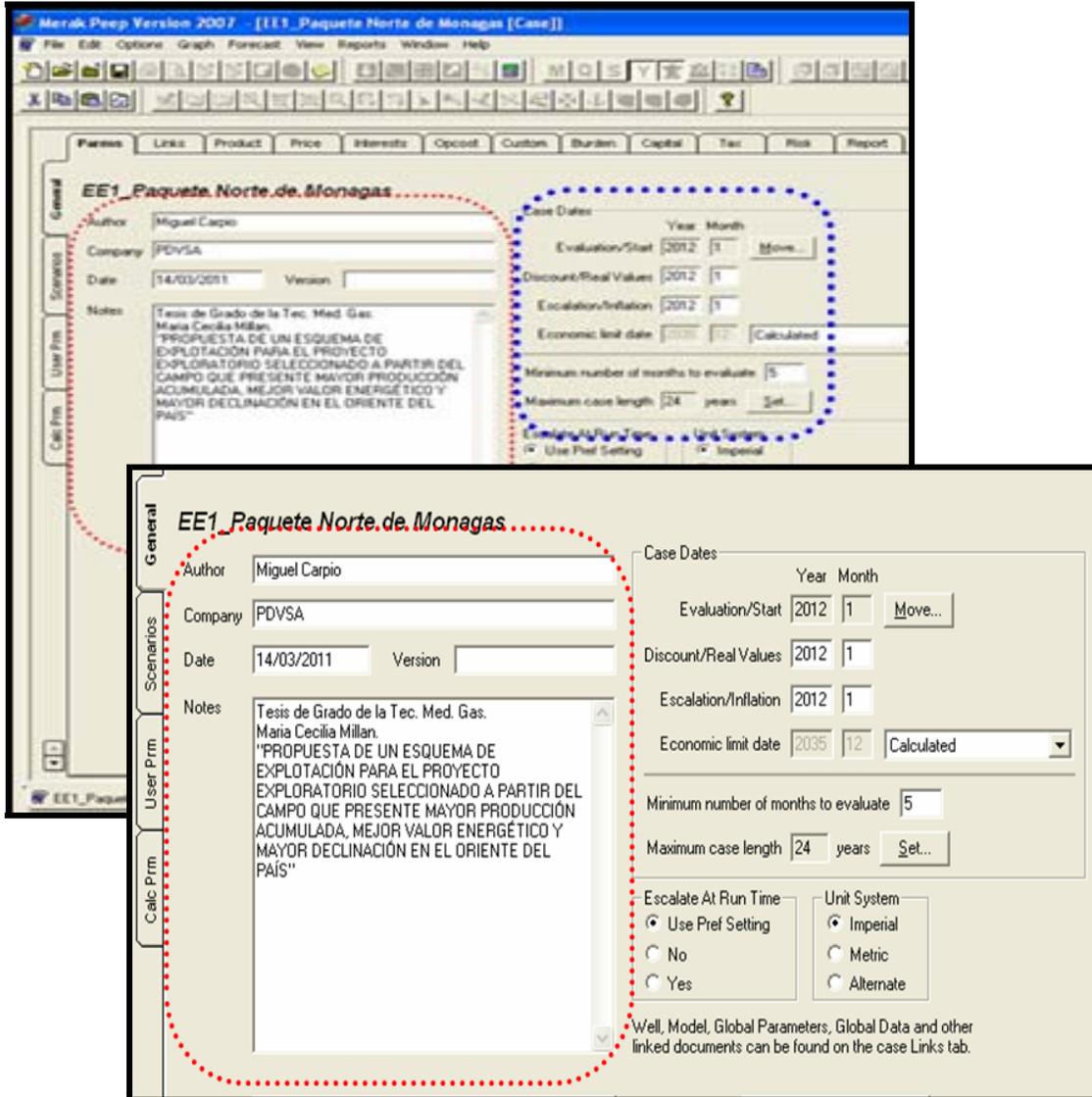


Figura 3.22. Página principal de Merak Peep

Luego, los valores de producción acumulada de petróleo y de gas obtenidos de la tabla Peep del esquema consolidado para el paquete exploratorio Norte de Monagas son ingresados al programa en la pestaña de productos. En las **figuras 3.23** y **3.24**, se observa la data que ha sido ingresada al programa.

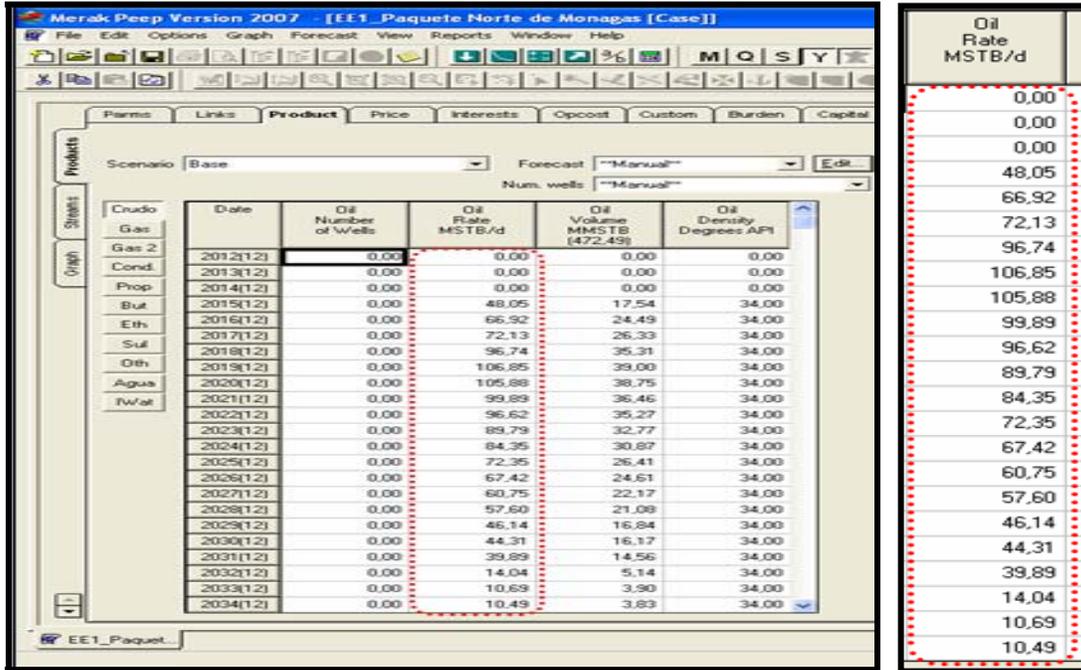


Figura 3.23. Ventana de productos para el ingreso de datos de Crudos para la realización de la evaluación económica

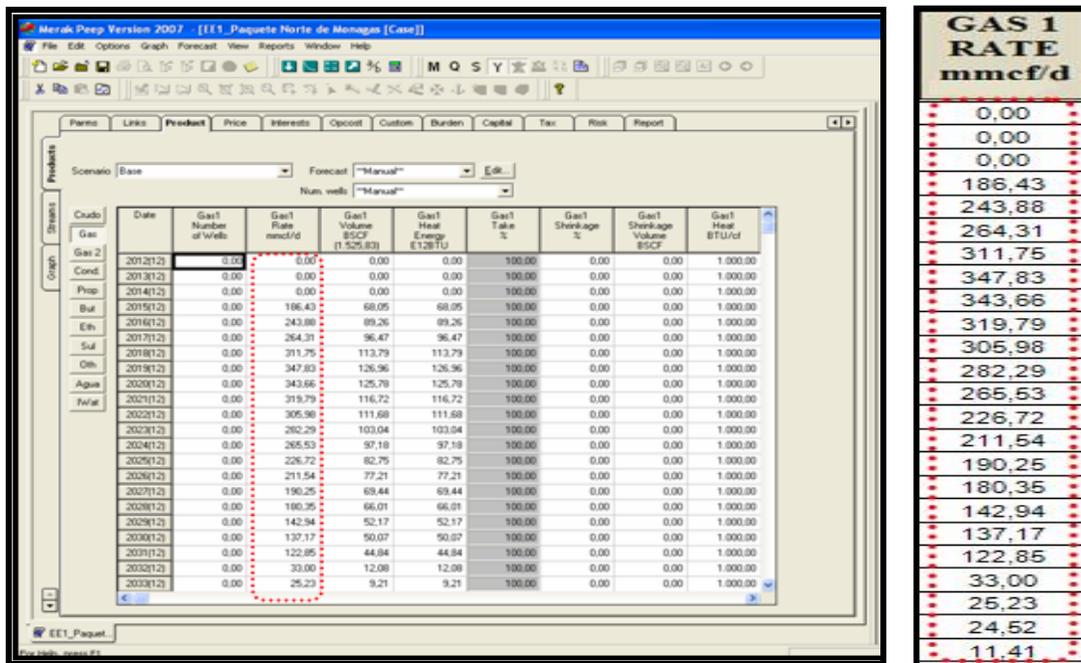


Figura 3.24. Ventana de productos para el ingreso de datos de Gas para la realización de la evaluación económica

En la pestaña de precios (**Price**), se fijan los precios de los productos que incluyen gas y petróleo (**figura 3.25**). Los mismos son fijados por la LEEPIC y pueden ser agregados al caso de la siguiente manera:

- Registrando los precios con base en los tipos de producto.
- Registrando los precios con base en los tipos de precios tales como precio de referencia y precios de compensación.
- Vinculando los archivos de precios existentes con el caso.
- Copiando y empastando de Excel Microsoft

En nuestro caso, los precios de los productos de petróleo y gas fueron fijados a través de la primera y tercera opción.

The image shows two side-by-side screenshots of the Merak Peep software interface. The left screenshot displays the 'Crudo Price' entry screen, and the right screenshot displays the 'Gas Price' entry screen. Both screens show a table with columns for Date, Price, and Offset, and a list of products on the left.

By Product	Date	Crudo Price \$/Bbl (FromDB) (Real)	Crudo Offset1 \$/Bbl (Real)
Crudo	2012(12)	-519.26	0.00
Crudo	2013(12)	-531.42	0.00
Crudo	2014(12)	-543.75	0.00
Crudo	2015(12)	47.36	0.00
Crudo	2016(12)	47.36	0.00
Crudo	2017(12)	47.36	0.00
Crudo	2018(12)	47.36	0.00
Crudo	2019(12)	47.36	0.00
Crudo	2020(12)	47.36	0.00
Crudo	2021(12)	47.36	0.00
Crudo	2022(12)	47.36	0.00
Crudo	2023(12)	47.36	0.00
Crudo	2024(12)	47.36	0.00
Crudo	2025(12)	47.36	0.00
Crudo	2026(12)	47.36	0.00
Crudo	2027(12)	47.36	0.00
Crudo	2028(12)	47.36	0.00
Crudo	2029(12)	47.36	0.00
Crudo	2030(12)	47.36	0.00
Crudo	2031(12)	47.36	0.00
Crudo	2032(12)	47.36	0.00
Crudo	2033(12)	47.36	0.00
Crudo	2034(12)	47.36	0.00
Crudo	2035(12)	47.36	0.00

By Product	Date	Gas Price \$/MMBTU (FromDB) (Real)	Gas Offset1 \$/MMBTU (Real)	Gas Offset2 \$/MMBTU (Real)
Gas	2012(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2013(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2014(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2015(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2016(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2017(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2018(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2019(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2020(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2021(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2022(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2023(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2024(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2025(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2026(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2027(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2028(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2029(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2030(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2031(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2032(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2033(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2034(12)	0.94	0.00	0.00
Gas	2035(12)	0.94	0.00	0.00

Figura 3.25. Ventana para la fijación de los productos de petróleo y gas

En la ventana de costos de operación (**Opcost**) se registran los diferentes costos de operación que representen los gastos diarios y otros ingresos y egresos cargados por defecto. Los mismos se pueden relacionar con las unidades de producción o con el conteo del pozo productor, o pueden ser independientes de la producción. En la pestaña de Regalías (**Burden**) son cargadas por defecto las regalías por venta de crudo y gas, las cuales son fijadas por la Ley Orgánica de Hidrocarburos en un 30% y 20% respectivamente, además de ser fijado un aporte de 2% por ingreso bruto para ciencia y tecnología por la LEEPIC. Y en la ventana de impuestos (**Tax**) se carga un 50% por Impuesto Sobre la Renta (ISRL) para aquellas empresas que se dedican a la explotación u/o adquisición de hidrocarburos, y derivados para la exportación. Además de un aporte antidrogas del 1% de la ganancia neta anual (**Figura 3.26**).

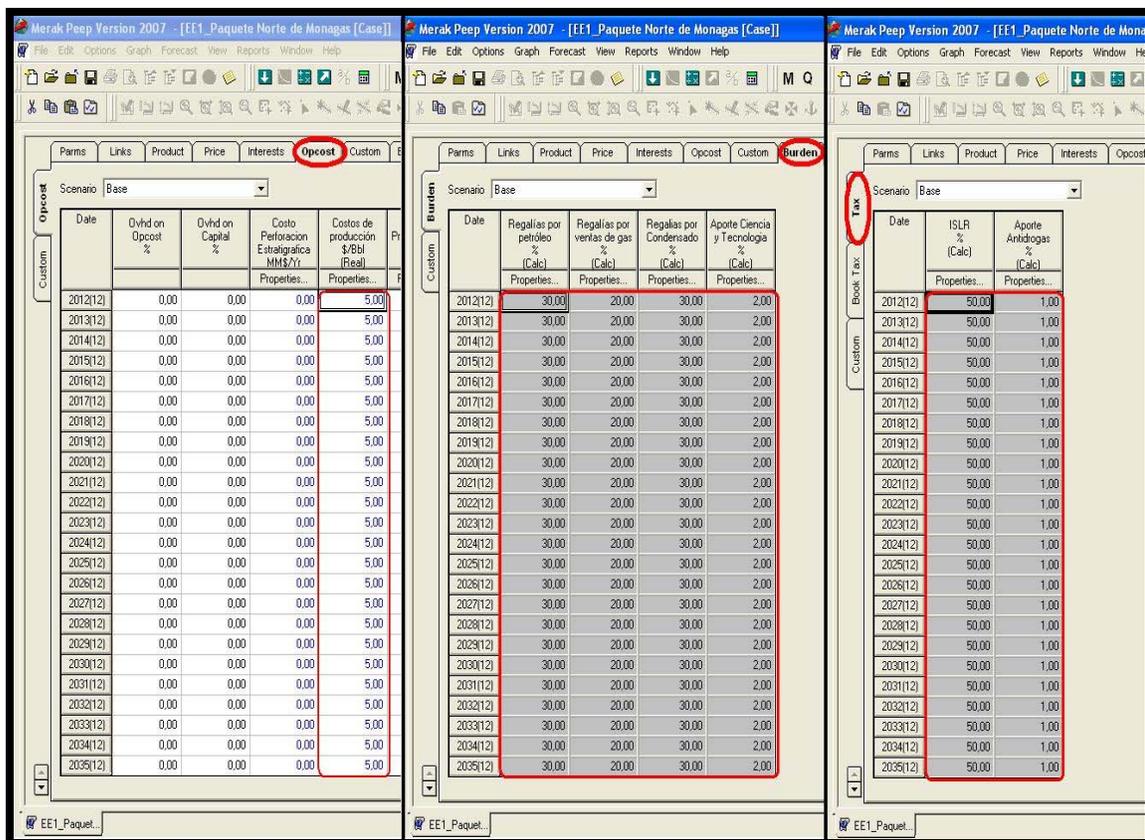


Figura 3.26. De izquierda a derecha: a) Definición de los costos de operación, b) Definición de las regalías y c) Definición de los impuestos.

Seguidamente, se personaliza la evaluación ingresando los datos de la cantidad de pozos a ser perforados para el desarrollo del proyecto. En la **figura 3.27**, se muestra como en la ventana para personalizar en la opción cliente (**Custom**) del Merak Peep son ingresados los valores del número de pozos a ser perforados para la realización de dicho proyecto. Nótese, que los valores reflejados en expectativas de petróleo y gas son resultado de la unificación de las oportunidades exploratorias pertenecientes al paquete exploratorio Norte de Monagas.

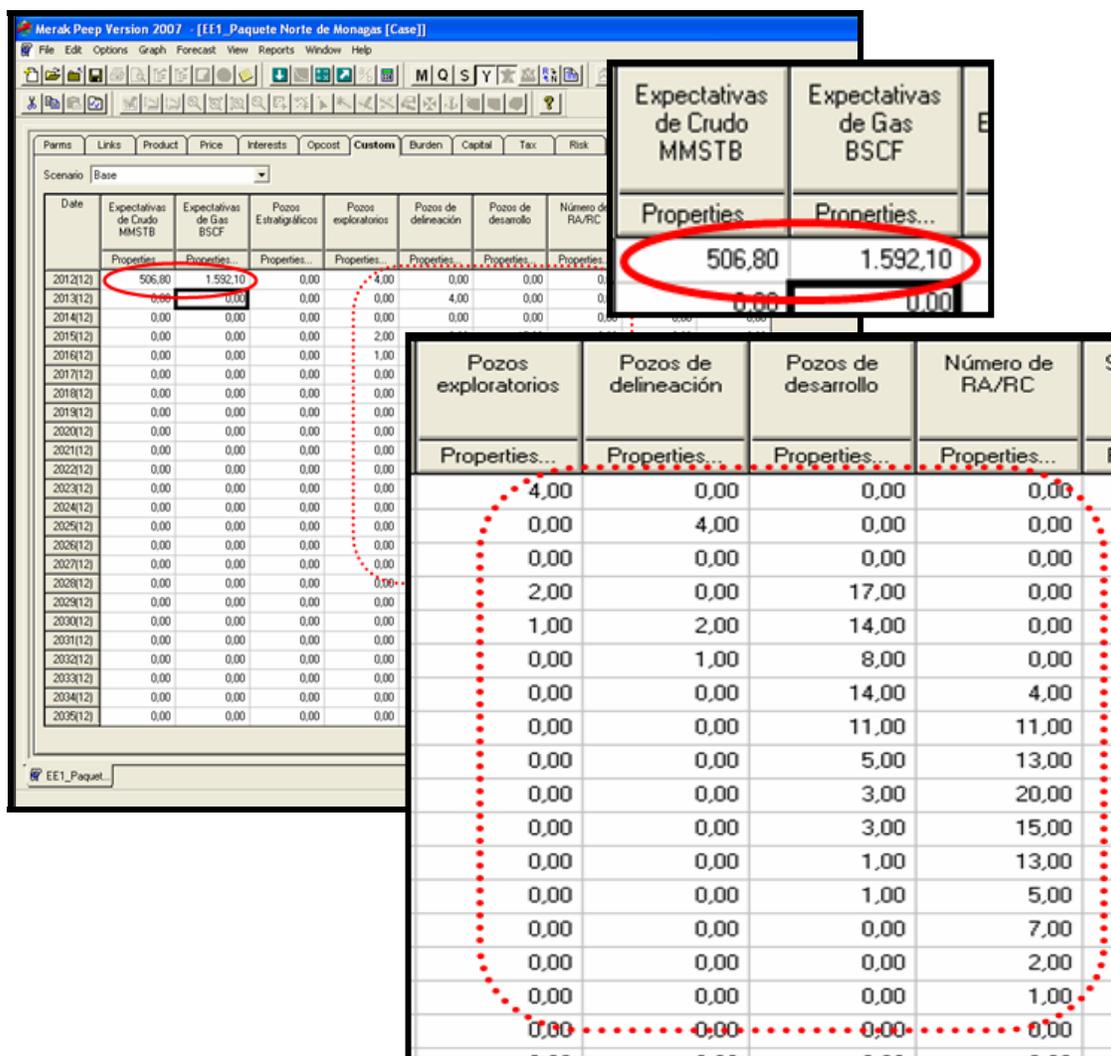


Figura 3.27. Ventana de personalización de la herramienta Merak Peep

A continuación, en la ventana gastos de capital (**Capital**) se ingresan los valores de costo que conlleva la perforación de cada tipo de pozo en millones de dólares. Por último, los datos ingresados anteriormente son procesados por el Merak Peep a través de la opción *cálculo económico* en la pestaña reporte (**Report**) y este genera un reporte con el resumen de la evaluación económica creada para el proyecto. En la **figura 3.28**, se observan los costos que han sido calculados para financiar la perforación del proyecto Y se muestra el reporte generado por el Merak Peep para el desarrollo del mismo.

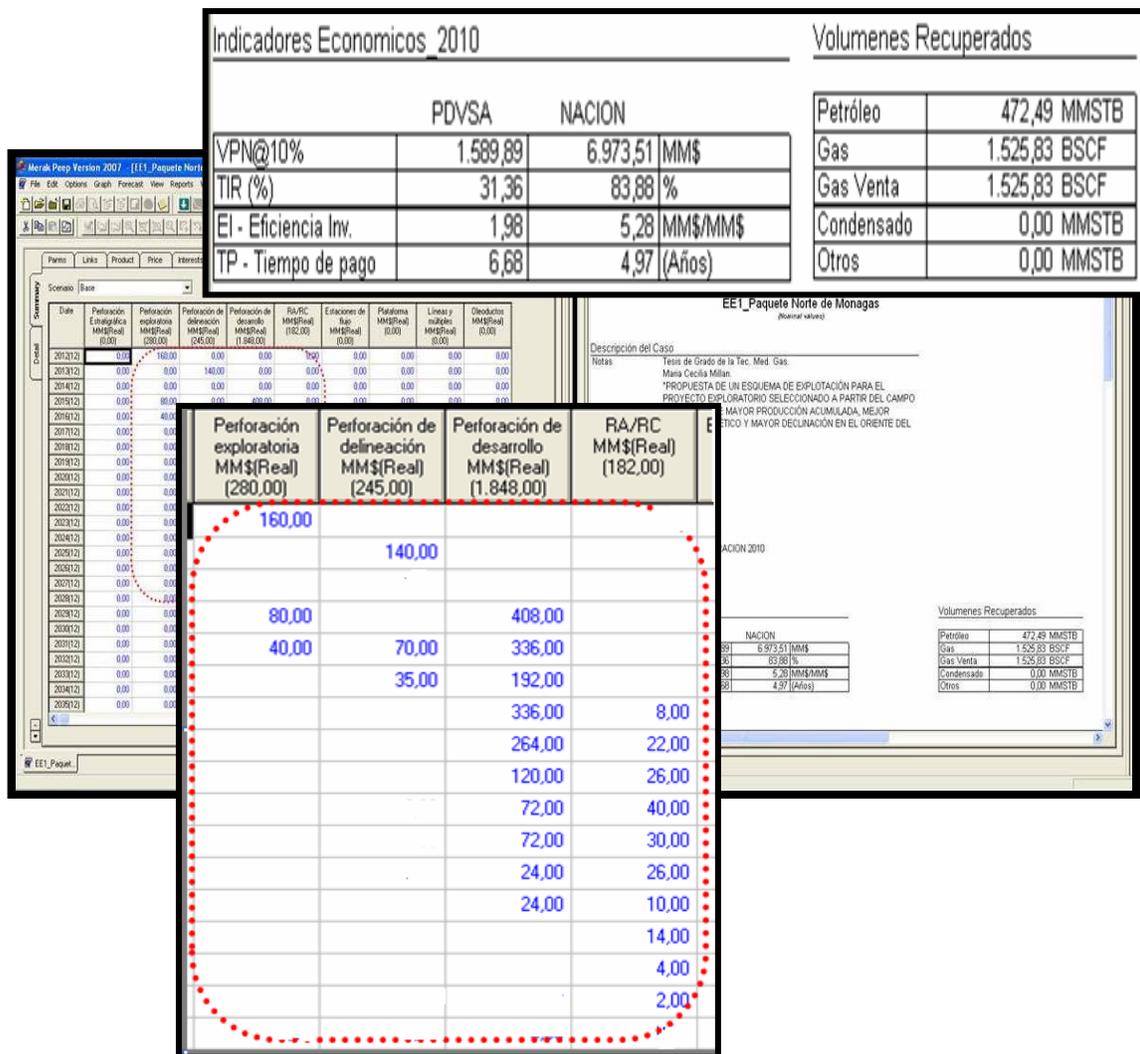


Figura 3.28. De abajo hacia arriba. a) Definición de gastos de capital para el desarrollo del proyecto y b) Ventana de Reporte donde se visualiza la evaluación económica del mismo

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos mediante la metodología aplicada durante el desarrollo del proyecto son presentados y discutidos en este capítulo.

4.1 Escogencia del campo basado en los libros oficiales de reservas de Oriente de PDVSA.

Una vez filtrada la información perteneciente al libro de Reservas de Oriente 2009, de acuerdo a lineamientos dados por la Gerencia de Planificación Corporativa, y clasificados los campos actualmente productores por estados para obtener una cuantificación de estos de acuerdo a su ubicación geográfica, se crearon histogramas de producción acumulada y a través de la herramienta OFM 2005 se obtuvieron los valores de producción de tasas diarias de petróleo, gas y agua junto con el tiempo de producción de los yacimientos en estudio con la finalidad de crear los perfiles de producción de los mismos de acuerdo a la metodología planteada en el capítulo III.

En la **tabla 4.1**, se visualiza la hoja de Excel con los datos correspondientes a producción de petróleo, gas y agua para los yacimientos CRE MUC 1, NAR MUC 1 y CRPTE MUC 1 pertenecientes al campo Carito - Mulata la cual fue exportada desde OFM a Excel. Por otra parte, en la **figura 4.1**, se observan los perfiles de producción de petróleo, gas y agua en conjunto de los yacimientos antes mencionados. Del yacimiento CRE MUC 1 y NAR MUC 1 se extrajo una data de producción desde sus inicios, ambos en 1988 hasta finales de Octubre de 2010 observándose en la misma que el plató de producción del primer yacimiento se mantuvo por 18 años, entre los años 1991 con una producción acumulada de petróleo, gas y agua de 26314MBN, 44409MPC y 21MBN respectivamente; hasta 2009 con una producción acumulada de petróleo, gas y agua de 31992MBN, 140326MPC y 279MBN respectivamente. Mientras que para el segundo

yacimiento el plató de producción se mantuvo por 19 años, entre los años 1990 con una producción acumulada de petróleo, gas y agua de 19601MBN, 22261MPC y 9MBN respectivamente; hasta 2009 con una producción acumulada de petróleo, gas y agua de 22509MBN, 123985MPC y 489MBN respectivamente. Luego se aprecia una pequeña declinación de la curva de petróleo que es indicativa del agotamiento de la energía del yacimiento. Cabe destacar que ambos yacimientos fueron sometidos rápidamente a mecanismos de recuperación secundaria ya que una vez puestos en producción la declinación de los mismos fue prácticamente inmediata por lo que para 1993 se implementó en ambos el método de inyección de agua en la base de la estructura para mantener las presiones de los yacimientos y en vista de que este mecanismo no resultó muy eficiente para el año de 1996 se implementó el método de inyección de gas en ambos yacimientos en el tope de la estructura para compensar la pérdida de presión en los mismos y el cual permitió el mantenimiento de su energía a los largo de su vida productiva. La curva de declinación evidenciada para el año 2009 se presenta debido a problemas operacionales en los campos que contribuyen a la declinación de la curva de producción. Esta información se encuentra contemplada en carpetas de pozos que han sido extraídas del SIMDE en los cuales se evidencia RA/RC, tratamientos para asfáltenos, entre otros. Esta información es de interés que solo compete a la empresa por lo que la divulgación de la misma no puede ser mostrada en el presente trabajo de investigación. Se debe mencionar también que el yacimiento CRPTE MUC 1, fluye naturalmente alcanzando su máxima producción acumulada de petróleo de 1917 MBN en el año 1990, a partir de este año se aprecia el rápido decaimiento de la curva de producción debido a que el yacimiento no ha sido sometido a ningún tipo de recuperación secundaria.

Tabla 4.1. Producción Anual de los yacimientos CRPTE MUC 1, CRE MUC 1 y NAR MUC 1 pertenecientes al campo Carito – Mulata, extraída de OFM al 30/10/2010

Año	CAMPO	YACIMIENTO	Ro(MBN)	Qg(MPC)	Qw(MBN)
1988	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	66	314	
1989	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	6144	8640	5
1990	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	15811	20325	3
1991	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	26314	44409	21
1992	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	27818	45050	47
1993	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	24142	37140	20
1994	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	23272	31487	21
1995	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	22177	31736	23
1996	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	23348	36519	45
1997	EL CARITO - MULATA - SANTA BARBARA	CRE MUC 1	25315	51038	50
1998	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	25863	61341	43
1999	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	24157	42714	34
2000	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	23067	64218	52
2001	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	26345	64544	15
2002	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	24059	57700	34
2003	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	26359	72275	39
2004	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	27655	80432	75
2005	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	27319	83409	135
2006	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	29172	39869	122
2007	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	27523	35292	140
2008	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	32793	123143	188
2009	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	31932	140326	279
2010	EL CARITO - MULATA	CRE MUC 1	24738	128745	304
1988	EL CARITO	CRPTE MUC 1	478	435	
1989	EL CARITO	CRPTE MUC 1	1567	1602	2
1990	EL CARITO	CRPTE MUC 1	1917	3034	1
1991	EL CARITO - MULATA	CRPTE MUC 1	844	2195	1
1992	EL CARITO	CRPTE MUC 1	443	1256	1
1993	EL CARITO	CRPTE MUC 1	328	1024	
1994	EL CARITO	CRPTE MUC 1	297	742	
1995	EL CARITO	CRPTE MUC 1	360	318	
1996	EL CARITO	CRPTE MUC 1	367	779	
1997	EL CARITO	CRPTE MUC 1	329	715	
1998	EL CARITO	CRPTE MUC 1	224	436	
1999	EL CARITO	CRPTE MUC 1	266	434	1
2000	EL CARITO	CRPTE MUC 1	455	788	
2001	EL CARITO	CRPTE MUC 1	340	665	
2002	EL CARITO	CRPTE MUC 1	346	571	
2003	EL CARITO	CRPTE MUC 1	386	836	
2004	EL CARITO	CRPTE MUC 1	338	824	2
2005	EL CARITO	CRPTE MUC 1	328	900	3
2006	EL CARITO	CRPTE MUC 1	316	829	2
2007	EL CARITO	CRPTE MUC 1	384	1132	3
2008	EL CARITO	CRPTE MUC 1	382	1557	3
2009	EL CARITO	CRPTE MUC 1	375	1626	5
2010	EL CARITO	CRPTE MUC 1	316	1245	7
1988	EL CARITO - MULATA	NAR MUC 1	183	325	
1989	EL CARITO - MULATA	NAR MUC 1	4779	6666	5
1990	EL CARITO - MULATA	NAR MUC 1	13601	22261	9
1991	EL CARITO - MULATA	NAR MUC 1	20692	25579	14
1992	EL CARITO - MULATA	NAR MUC 1	20145	25166	37
1993	EL CARITO - MULATA	NAR MUC 1	18295	22658	18
1994	EL CARITO - MULATA	NAR MUC 1	17242	24701	11
1995	EL CARITO - MULATA	NAR MUC 1	16009	24697	12
1996	EL CARITO - MULATA	NAR MUC 1	17439	31778	34
1997	EL CARITO - MULATA	NAR MUC 1	20047	44115	37
1998	EL CARITO - MULATA	NAR MUC 1	27375	72525	64
1999	EL CARITO - MULATA - SANTA BARBARA	NAR MUC 1	25326	53872	107
2000	EL CARITO - MULATA - SANTA BARBARA	NAR MUC 1	28463	71819	123
2001	EL CARITO - MULATA - SANTA BARBARA	NAR MUC 1	25357	74243	173
2002	EL CARITO - MULATA - SANTA BARBARA	NAR MUC 1	21322	70343	82
2003	EL CARITO - MULATA - SANTA BARBARA	NAR MUC 1	21761	82689	277
2004	EL CARITO - MULATA - SANTA BARBARA	NAR MUC 1	21781	81618	101
2005	EL CARITO - MULATA - SANTA BARBARA	NAR MUC 1	23535	89589	182
2006	EL CARITO - MULATA - SANTA BARBARA	NAR MUC 1	22666	35179	230
2007	EL CARITO - MULATA - SANTA BARBARA	NAR MUC 1	21585	37179	356
2008	EL CARITO - MULATA - SANTA BARBARA	NAR MUC 1	22087	104738	432
2009	EL CARITO - MULATA - SANTA BARBARA	NAR MUC 1	22509	123985	489
2010	EL CARITO - MULATA - SANTA BARBARA	NAR MUC 1	17934	105227	502

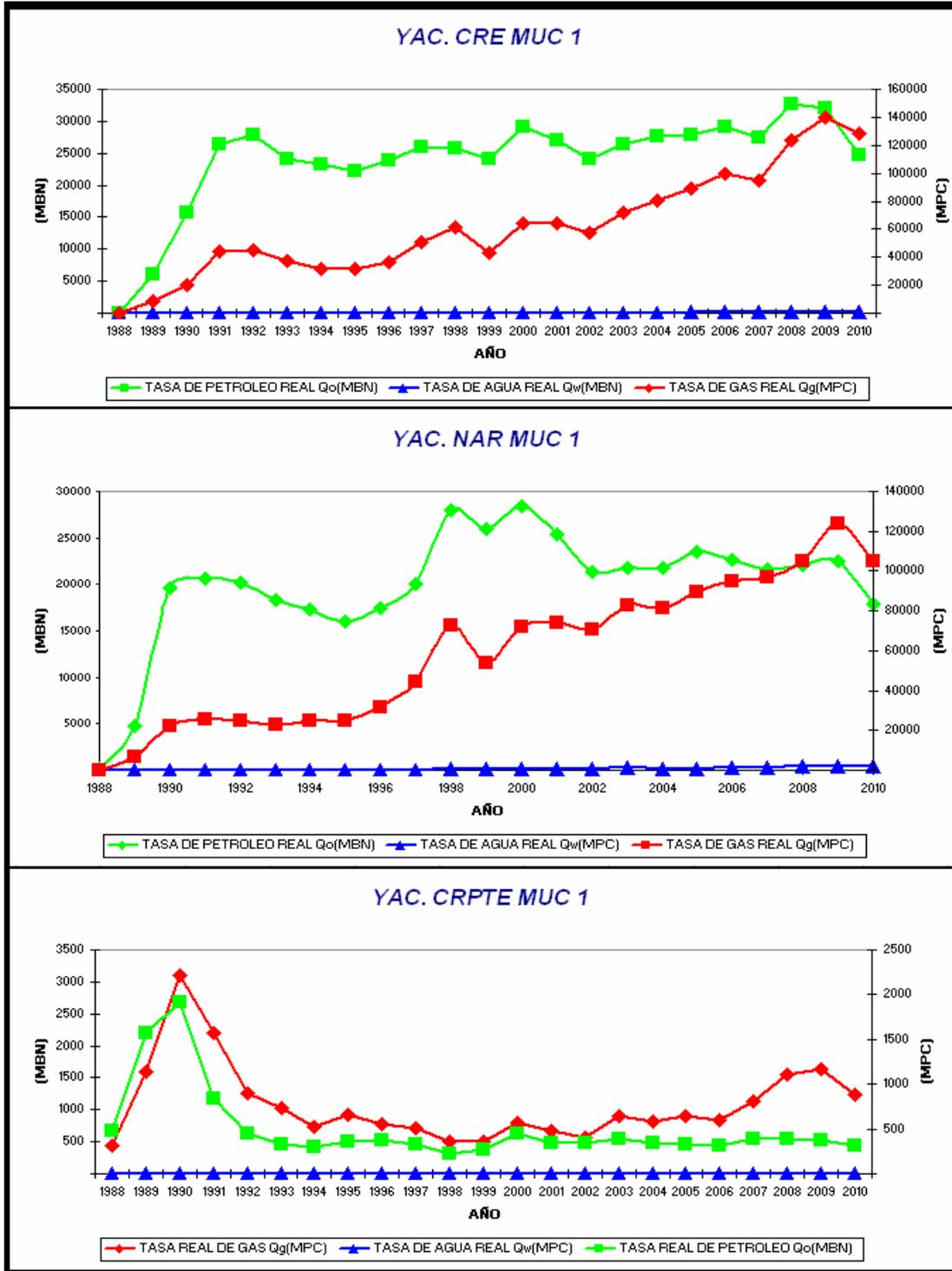


Figura 4.1. Perfiles de Producción anual de los yacimientos CRE MUC 1, NAR MUC 1 y CRPTE MUC 1 pertenecientes al campo Carito – Mulata

4.2 Selección de los proyectos exploratorios contiguos al campo escogido que contenga mayor volumetría y valor energético.

De acuerdo a la metodología aplicada en el capítulo III, se observó en la base de recursos contentiva de las expectativas de oriente la variedad de oportunidades existentes actualmente por lo que la información allí descrita debió ser cotejada con las poligonales que describen la extensión del campo Carito – Mulata la cual fue proporcionada por la Gerencia de Geodesia de Exploración.

En la **figura 4.2**, se muestran las oportunidades exploratorias a nivel nacional a través de la aplicación gvSIG, en las cuales sólo se destacan las cercanas al campo El Carito (en azul) y el campo Mulata (en rojo), apreciándose claramente los proyectos exploratorios contiguos a las mismas como lo son los correspondientes el área exploratoria Norte de Monagas y el área exploratoria Monagas Central. De los mencionados anteriormente, se trabajaron con los correspondientes al área de planificación del Norte de Monagas debido a disponibilidad de información y al grado de madurez de estos.

Por otra parte, en la **tabla 4.2**, se observa información general de las oportunidades pertenecientes al área de planificación del Norte de Monagas la cual está contigua al campo Carito – Mulata y en la que se visualizan las Oportunidades exploratorias correspondientes a la misma, las cuales de acuerdo a la metodología observada en el capítulo anterior, fueron reducidas a 7 Oportunidades seleccionadas para estudio. Además, en la misma se aprecian otros aspectos relevantes como la Probabilidad de Suceso (POS) y el Volumen Promedio de Existencia (MSV) para cada una de las oportunidades, tanto para petróleo como para gas.

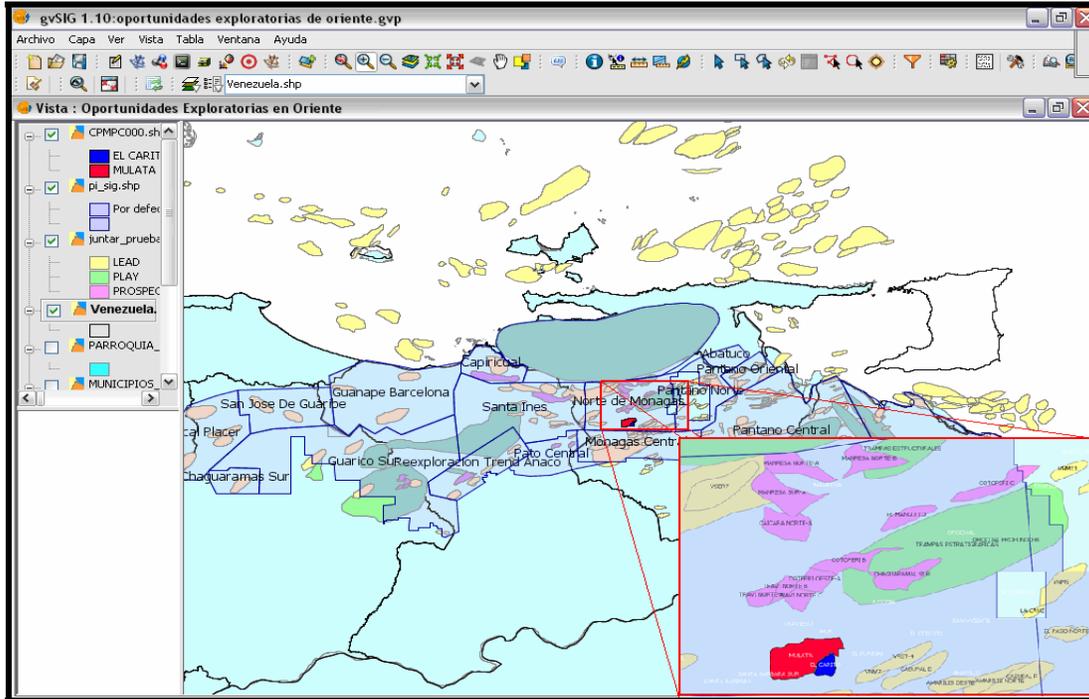


Figura 4.2. Vista de las oportunidades exploratorias a nivel nacional por grado de madurez (play, lead y prospecto) contiguos al campo Carito – Mulata

Tabla 4.2. Vista de la Base de Recursos contentiva de la información de las oportunidades correspondientes al área exploratoria del Norte de Monagas

N°	OPORTUNIDAD	MADUREZ	AREA PLANIFICACION	POS (%) LIQ	MSY (MMB)	PET (MMB)	COND (MMB)	LIQ (MMB)	POS (%) GAS	MSY (MMMPC)	SOL (MMMPC)	LIBRE (MMMPC)	GAS (MMMPC)
26	CAICARA NORTE-A	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	56	68,18	38,65	0	38,65	57	286,48	162,42	0	162,42
50	CHAGUARAMAL SUR	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	90	66,04	58,79	0,98	59,77	90	530,83	152,94	327,47	480,41
56	COTOPERI B	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	81	127,31	103,76	0	103,76	81	458,84	373,96	0	373,96
57	COTOPERI C	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	59,9	105,04	26,76	36,16	62,92	0	0	68,22	297,75	365,97
58	COTOPERI OESTE-A	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	81	81,57	66,48	0	66,48	81	265,4	216,3	0	216,3
91	EL MANGUITO	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	39	18,81	7,3	0	7,30	35	0,69	0,25	0	0,25
97	FURRIAL PROFUNDO	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	38	85,9	32,4	0	32,40	38	1274	508,8	0	508,8
119	MANRESA NORTE-A	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	42	19	8,02	0	8,02	42	2,79	1,17	0	1,17
120	MANRESA NORTE-B	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	50	12,1	6,08	0	6,08	50	1,77	0,88	0	0,88
121	MANRESA SUR-A	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	48	24,33	11,68	0	11,68	48	3,57	1,73	0	1,73
129	OREGANO	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	89	176,77	145,05	11,57	156,62	88	171,23	66,6	84,6	151,2
130	OROCUAL PROFUNDO-B	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	88	16,97	18,12	0,65	18,77	90	138,4	154,7	11,3	166
194	TRAVIESTE-C	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	100	0	0	52	52,00	100	0	197	0	197
195	TRAVIESTE-D	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	100	27,76	27,76	0	27,76	100	48,49	48,49	0	48,49
196	TRAVI NORTE-A	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	75	79	60	0	60,00	75	120	90	0	90
197	TRAVI NORTE-B	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	75	79	59	0	59,00	75	119	89	89	178
198	TRAVI NORTE-C	PROSPECTO	NORTE DE MONAGAS	95	144	119	0	119,00	95	125	180	0	180

Cabe destacar que de 2185 MMBF en expectativas de hidrocarburo y de 6660 MMMPCF en expectativas de gas contempladas en la Base de Oportunidades de Planificación, sólo se trabajaron con aquellas expectativas de hidrocarburos que cumplían con las premisas establecidas. En la **figura 4.3**, se observan sólo los volúmenes en expectativas de hidrocarburos correspondientes a las oportunidades con un nivel de madurez a nivel de prospecto debido a que estos poseen un porcentaje mucho mayor de certidumbre en comparación a los ofrecidos a nivel de lead y play respectivamente, de negocio propio y con el mismo objetivo geológico, es decir, que debemos hablar de 507 MMBF en expectativas de hidrocarburo y de 1592 MMMPCF en expectativas de gas.

AREA KM2 OPORTUNIDADES	133	TOTAL VOLUMETRIA (MMBL)	507	TOTAL VOLUMETRIA (MMMPC)	1.592			
Nº DE OPORTUNIDADES	7	VOLUMETRIA (MMBL)_ 1º SELECCIÓN	507	VOLUMETRIA (MMMPC)_ 1º SELECCIÓN	1.592			
Nº DE OPORTUNIDADES (1º SELECCIÓN)	7	VOLUMETRIA (MMBL)_ DESCARTADAS	0	VOLUMETRIA (MMMPC)_ DESCARTADAS	0			
Nº DE OPORTUNIDADES (DESCARTADAS)	0	VOLUMETRIA (MMBL)_ CONVENIO	0	VOLUMETRIA (MMMPC)_ CONVENIO	0			
Nº DE OPORTUNIDADES (EN CONVENIO)	0	Volumetria_media_oport (MMBL)	72	Volumetria_media_oport (MMMPC)	227			
Nº DE OPORTUNIDADES DE GAS	0	POS_menor CRUDO	57,0	POS_menor GAS	0,0			
Nº DE OPORTUNIDADES DE CRUDO	7	POS_media CRUDO	77,6	POS_media GAS	64,7			
Nº DE OPORTUNIDADES PLAY	0	POS_mayor CRUDO	90,0	POS_mayor GAS	90,0			
Nº DE OPORTUNIDADES LEAD	0	DESVST_POS_CRUDO	11,3	DESVST_POS_GAS	30,2			
Nº DE OPORTUNIDADES PROSPECTO	7							
JE	IQ	NB OPORTUN	REGIO	AREA PLANI	ROYE	MADUREZ	AMBIENTE	IPO NEC
207	224	TRAVI NORTE A				PROSPECTO	TIERRA	PROPIAS
208	225	TRAVI NORTE B				PROSPECTO	TIERRA	PROPIAS
209	226	TRAVI NORTE C	ORIENTE	NORTE DE MONAGAS	BOGGET	PROSPECTO	TIERRA	PROPIAS
586	0	CAICARA NORTE-A	ORIENTE	NORTE DE MONAGAS	TRAVI-CI	PROSPECTO	TIERRA	PROPIAS
587	0	CHAGUARA				PROSPECTO	TIERRA	PROPIAS
588	0	COTOPERI				PROSPECTO	TIERRA	PROPIAS
589	0	COTPERI OESTE-A	ORIENTE	NORTE DE MONAGAS	TRAVI-CI	PROSPECTO	TIERRA	PROPIAS

Figura 4.3. Vista de la Base de oportunidades de planificación de nivel de madurez de prospecto

La información descrita a continuación fue suministrada por parte del equipo de la Gerencia de Base de Recursos de Proyectos Exploratorios y de Delineación de PDVSA, y corresponde a las 7 oportunidades mencionadas anteriormente que fueron

seleccionadas por lo que el detalle de las mismas sólo compete a los intereses de la empresa.

✓ **Oportunidad Exploratoria Cotoperí Oeste - A.**

Descripción: Este prospecto está ubicado al Norte del Estado Monagas. Es un anticlinal tipo Fault-bend Fold, asociado al corrimiento Cotoperí. El cierre estructural está definido por un retrocorrimiento, ubicado hacia el sur, dos rampas laterales ubicadas hacia el oeste y este respectivamente, y una falla inversa ubicada al norte. Posee una profundidad estimada de 18.500 pies y abarca un área de 17 Km². Las expectativas de hidrocarburo que se manejan para esta oportunidad son de 66.5 MMBF para petróleo liviano y 216.3 MMMPCF para gas con un POS de 81% para ambos casos y con un MSV de 81.6 MMBF para petróleo y un MSV de 265.4 MMMPCF para gas. En la **figura 4.4**, se observa la ficha técnica contentiva de información general de la oportunidad exploratoria Cotoperí Oeste - A, donde se destacan aspectos relevantes como la descripción de la oportunidad, la valorización técnico – económica, la madurez y Riesgo exploratorio e información de referencia, etc.

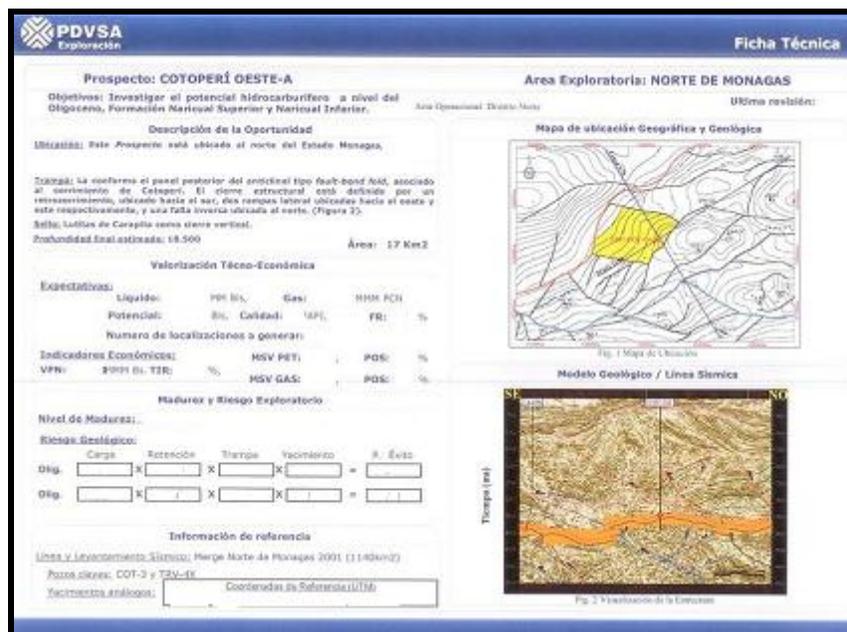


Figura 4.4. Ficha Técnica correspondiente a la oportunidad exploratoria Cotoperí Oeste-A

✓ **Oportunidad Exploratoria Cotoperí - B.**

Descripción: Este prospecto está ubicado al Norte del estado Monagas. Es un anticlinal tipo Fault-Bend Fold, asociado al corrimiento de Cotoperí. El cierre estructural está definido por dos retrocorrimientos, ubicados hacia el Sur y Norte-Noreste respectivamente, y por una rampa lateral al Oeste. Posee una profundidad estimada de 18.500 pies y abarca un área de 23Km². Las expectativas de hidrocarburo que se manejan para esta oportunidad son de 103.8 MMBF para petróleo liviano y 374 MMMPCF para gas con un POS de 81% para ambos casos y con un MSV de 127.31 MMBF para petróleo y un MSV de 458.84 MMMPCF para gas. En la **figura 4.5**, se observa la ficha técnica contentiva de información general de la oportunidad exploratoria Cotoperí - B, donde se destacan aspectos relevantes como la descripción de la oportunidad, la valorización técnico – económica, la madurez y Riesgo exploratorio e información de referencia, etc.

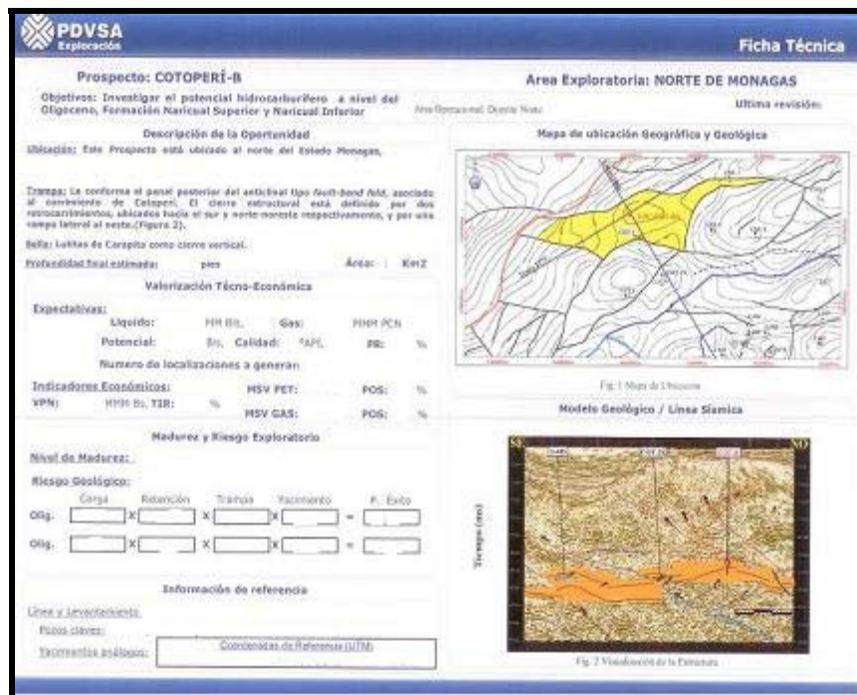


Figura 4.5. Ficha técnica correspondiente a la oportunidad exploratoria Cotoperí -

B.

✓ **Oportunidad Exploratoria Chaguaramal Sur.**

Descripción: Este prospecto está ubicado al Norte del estado Monagas. Es un anticlinal tipo Fault-Bend Fold, asociado al corrimiento de Cotoperí. El cierre estructural está definido al Sur y Suroeste por un anticlinal, y al Norte y Noreste por la falla de Chaguaramal Sur. Posee una profundidad estimada de 18.000 pies y abarca un área de 15Km². Las expectativas de hidrocarburo que se manejan para esta oportunidad son de 59.8 MMBF para petróleo liviano y 480.4 MMMPCF para gas con un POS de 90% para ambos casos y con un MSV de 66.04 MMBF para petróleo y un MSV de 530.83 MMMPCF para gas. En la **figura 4.6**, se observa la ficha técnica contentiva de información general de la oportunidad exploratoria Chaguaramal Sur, donde se destacan aspectos relevantes como la descripción de la oportunidad, la valorización técnico – económica, la madurez y Riesgo exploratorio e información de referencia, etc.

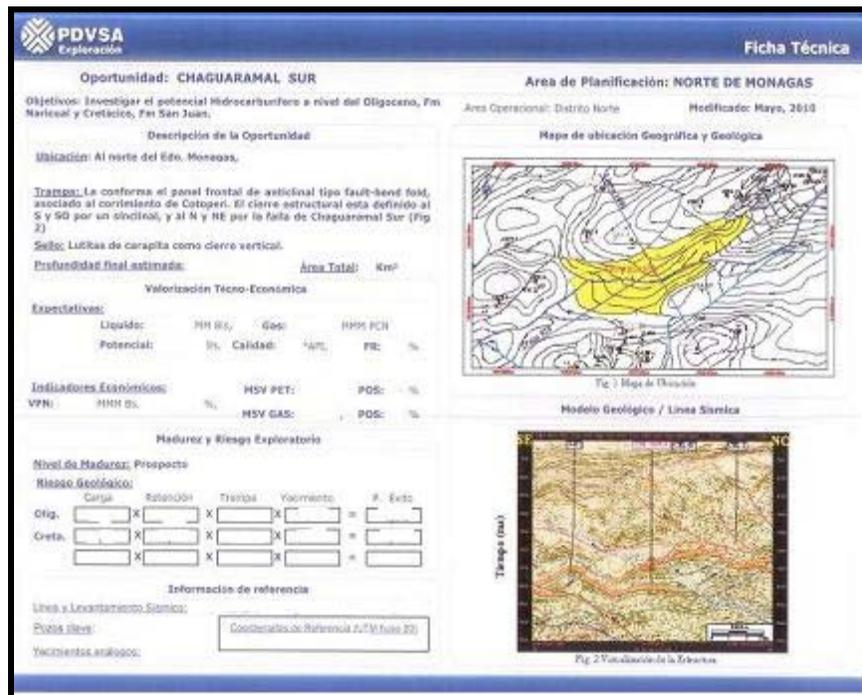


Figura 4.6. Ficha técnica correspondiente a la oportunidad exploratoria Chaguaramal Sur.

✓ **Oportunidad Exploratoria Caicara Norte - A.**

Descripción: Este prospecto se encuentra ubicado al Norte de Monagas. Es un anticlinal de orientación Noroeste – Sureste, que define un cierre estructural en todas las direcciones. Posee una profundidad estimada de 20.500 pies y abarca un área de 25Km². Las expectativas de hidrocarburo que se manejan para esta oportunidad son de 38.7 MMBF para petróleo liviano y 162.4 MMMPCF para gas con un POS de 57% para ambos casos y con un MSV de 68.2 MMBF para petróleo y un MSV de 286 MMMPCF para gas. En la **figura 4.7**, se observa la ficha técnica contentiva de información general de la oportunidad exploratoria Caicara Norte - A, donde se destacan aspectos relevantes como la descripción de la oportunidad, la valorización técnico – económica, la madurez y Riesgo exploratorio e información de referencia, etc.

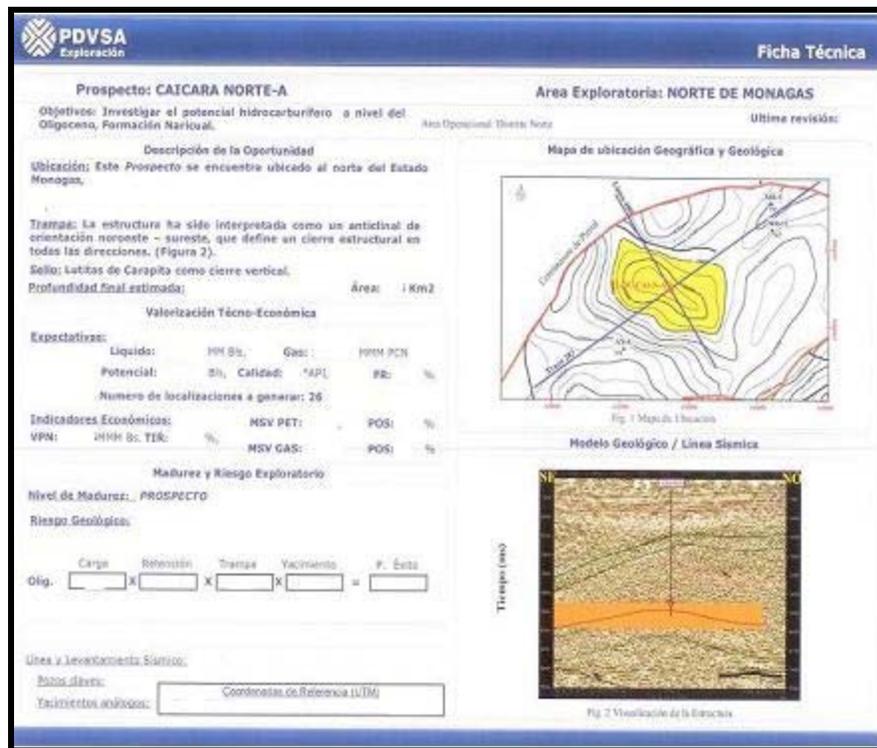


Figura 4.7. Ficha técnica correspondiente a la oportunidad exploratoria Caicara Norte - A

✓ **Oportunidad Exploratoria Travi Norte – A.**

Descripción: Este prospecto es una estructura tipo homoclinal fallado, asociado a una falla inversa de vergencia al Noreste; el límite Suroeste es una falla transpresiva que delimita los campos Bosque y Travi; el límite Norte lo constituye una falla inversa de rumbo Sureste – Noroeste y vergencia Sur. Posee una profanidad estimada de -20.000 pies y abarca un área de 12.09Km². Las expectativas de hidrocarburo que se manejan para esta oportunidad son de 60 MMBF para petróleo liviano y 90 MMMPCF para gas con un POS de 75% para ambos casos y con un MSV de 79 MMBF para petróleo y un MSV de 120 MMMPCF para gas. En la **figura 4.8**, se observa la ficha técnica contentiva de información general de la oportunidad exploratoria Travi Norte - A, donde se destacan aspectos relevantes como la descripción de la oportunidad, la valorización técnico – económica, la madurez y Riesgo exploratorio e información de referencia, etc.

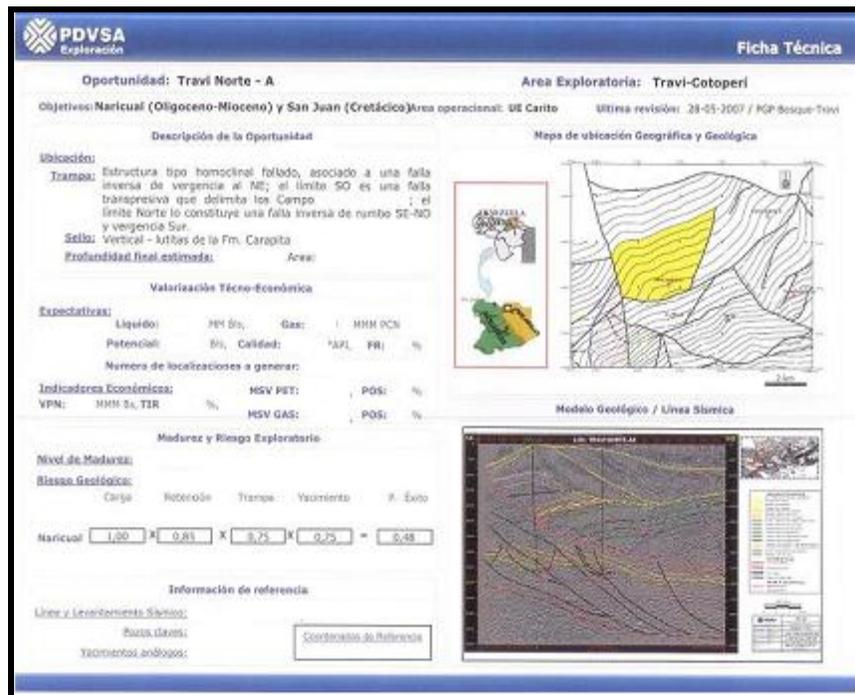


Figura 4.8. Ficha técnica correspondiente a la oportunidad exploratoria Travi Norte – A

✓ **Oportunidad Exploratoria Travi Norte – B.**

Descripción: Este prospecto es una estructura tipo homoclinal fallado, asociado a una falla inversa de vergencia al Noreste; el límite Suroeste es una falla transpresiva que lo separa del prospecto Travi Norte AX; el límite Sur lo representa una falla inversa Este – Oeste que buza hacia el Norte. Posee una profundidad estimada de -20.750 pies y abarca un área de 10.69Km². Las expectativas de hidrocarburo que se manejan para esta oportunidad son de 59 MMBF para petróleo liviano y 89 MMMPCF para gas con un POS de 75% para ambos casos y con un MSV de 79 MMBF para petróleo y un MSV de 119 MMMPCF para gas. En la **figura 4.9**, se observa la ficha técnica contentiva de información general de la oportunidad exploratoria Travi Norte - B, donde se destacan aspectos relevantes como la descripción de la oportunidad, la valorización técnico – económica, la madurez y Riesgo exploratorio e información de referencia, etc.

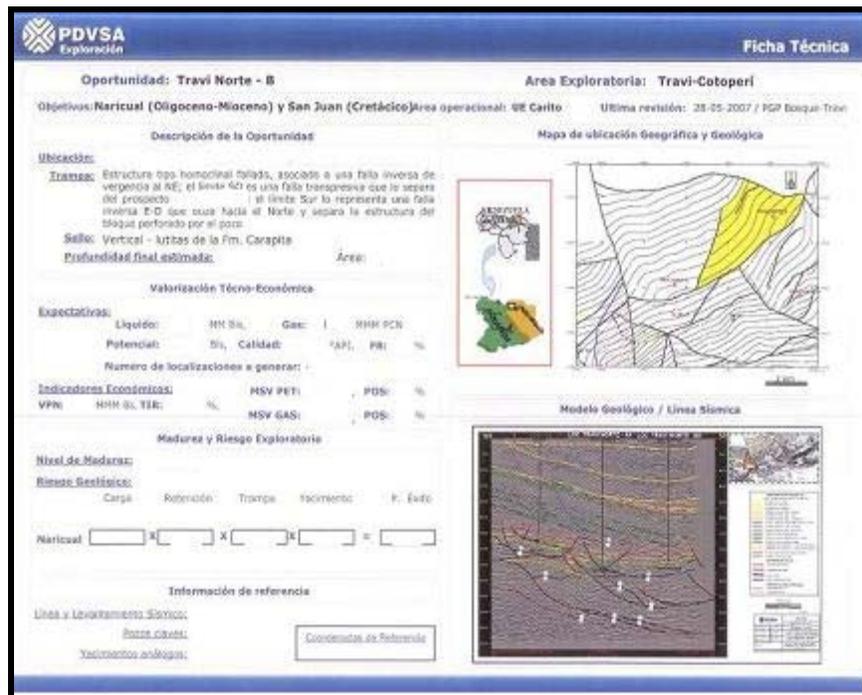


Figura 4.9. Ficha técnica correspondiente a la oportunidad exploratoria Travi Norte – B

✓ **Oportunidad Exploratoria Travi Norte – C.**

Descripción: Este prospecto es una estructura tipo homoclinal fallado, asociado a una falla inversa de vergencia al este; el límite Suroeste es una falla inversa de rumbo preferencial Este – Oeste. Posee una profundidad estimada de 20.600 pies y abarca un área de 13.78Km². Las expectativas de hidrocarburo que se manejan para esta oportunidad son de 119 MMBF para petróleo liviano y 180 MMMPCF para gas con un POS de 85.8% para ambos casos y con un MSV de 138.54 MMBF para petróleo y un MSV de 209.60 MMMPCF para gas. En la **Figura 4.10**, se observa la ficha técnica contentiva de información general de la oportunidad exploratoria Travi Norte - C, donde se destacan aspectos relevantes como la descripción de la oportunidad, la valorización técnico – económica, la madurez y Riesgo exploratorio e información de referencia, etc.

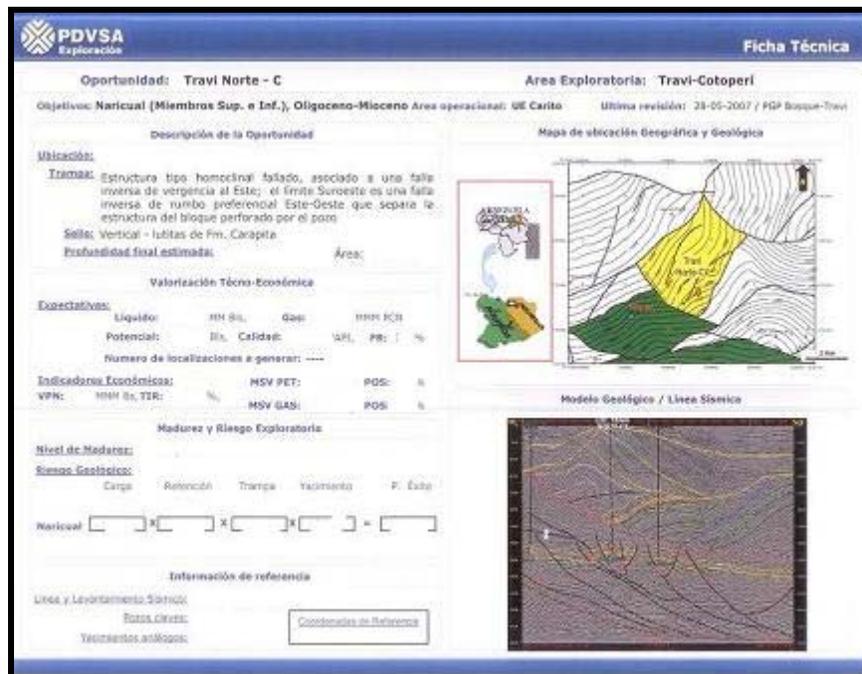


Figura 4.10. Ficha técnica correspondiente a la oportunidad exploratoria Travi Norte – C.

4.3 Desarrollo de un esquema de explotación a partir del éxito del proyecto exploratorio seleccionado (visualización).

Siguiendo la metodología aplicada en el Capítulo III y para la realización de esta fase se tomaron los datos obtenidos de los esquemas de explotación de las oportunidades exploratorias pertenecientes al paquete exploratorio Norte de Monagas. Las mismas fueron unificadas en hoja de Excel obteniendo así un único esquema de explotación para dicho paquete exploratorio.

En la **tabla 4.3**, se observa la secuencia y distribución de la cantidad de pozos necesarios para el drenado de los yacimientos pertenecientes al paquete exploratorio Norte de Monagas de resultar este exitoso y comprobarse la hipótesis planteada. Por otra parte en la **tabla 4.4**, se visualiza los valores de producción acumulada obtenidos tanto para petróleo como para gas durante los 20 años de vida productiva de los yacimientos, observándose que para el año 2019 se alcanza la máxima producción de los mismos con 106.85MBF/D para petróleo y 347.83MMPCFD para el gas.

Además en la **tabla 4.5**, se aprecia los costos de perforación basado en el número de pozos requeridos, evidenciándose que a pesar de que los costos para la instalación de los pozos exploratorios es mayor (40MM\$), la cantidad de pozos requeridos para este proyecto fue mínimo (7 pozos), por lo que para este caso en particular la inversión para la instalación de estos fue menor (280MM\$) en comparación con la inversión requerida para la distribución de los pozos de desarrollo en la que se instalaron 77 pozos con un costo de 1848MM\$. El total requerido para inversión del proyecto es de 2555 MM\$ de los cuales solo 525 MM\$ están destinados para la perforación de los pozos exploratorios y de delineación y los restantes 2030 MM\$ son destinados para la implementación de los pozos de desarrollo y los reacondicionamientos.

Tabla 4.3. Número de pozos requeridos para el desarrollo del proyecto

PERFILES DE PRODUCCIÓN DE GAS Y CRUDO

Años	Exploración	Delineación	Desarrollo	RA/RC
2012	4	0	0	0
2013	0	4	0	0
2014	0	0	0	0
2015	2	0	17	0
2016	1	2	14	0
2017	0	1	8	0
2018	0	0	14	4
2019	0	0	11	11
2020	0	0	5	13
2021	0	0	3	20
2022	0	0	3	15
2023	0	0	1	13
2024	0	0	1	5
2025	0	0	0	7
2026	0	0	0	2
2027	0	0	0	1
2028	0	0	0	0
2029	0	0	0	0
2030	0	0	0	0
2031	0	0	0	0
2032	0	0	0	0
2033	0	0	0	0
2034	0	0	0	0
2035	0	0	0	0
TOTAL	7	7	77	91
	Total Pozos		91	

Tabla 4.4. Volúmenes de petróleo y gas esperados

TABLA PEEP		
Años	MBF/D	MMPCFD
2012	0,00	0,00
2013	0,00	0,00
2014	0,00	0,00
2015	48,05	186,43
2016	66,92	243,88
2017	72,13	264,31
2018	96,74	311,75
2019	106,85	347,83
2020	105,88	343,66
2021	99,89	319,79
2022	96,62	305,98
2023	89,79	282,29
2024	84,35	265,53
2025	72,35	226,72
2026	67,42	211,54
2027	60,75	190,25
2028	57,60	180,35
2029	46,14	142,94
2030	44,31	137,17
2031	39,89	122,85
2032	14,04	33,00
2033	10,69	25,23
2034	10,49	24,52
2035	2,68	11,41

Máximos 106,85 347,83

Tabla 4.5. Costo de perforación basado en el número de pozos requeridos

Costo estimado de pozo exploratorio		40,00 MM\$		
Costo estimado de pozo delineador		35,00 MM\$		
Costo estimado de pozo de desarrollo		24,00 MM\$		
RA/RC		2 MM\$		
Años	Exploración (MM\$)	Delineación (MM\$)	Desarrollo (MM\$)	RA/RC (MM\$)
2012	160,00	0,00	0,00	0
2013	0,00	140,00	0,00	0
2014	0,00	0,00	0,00	0
2015	80,00	0,00	408,00	0
2016	40,00	70,00	336,00	0
2017	0,00	35,00	192,00	0
2018	0,00	0,00	336,00	8
2019	0,00	0,00	264,00	22
2020	0,00	0,00	120,00	26
2021	0,00	0,00	72,00	40
2022	0,00	0,00	72,00	30
2023	0,00	0,00	24,00	26
2024	0,00	0,00	24,00	10
2025	0,00	0,00	0,00	14
2026	0,00	0,00	0,00	4
2027	0,00	0,00	0,00	2
2028	0,00	0,00	0,00	0
2029	0,00	0,00	0,00	0
2030	0,00	0,00	0,00	0
2031	0,00	0,00	0,00	0
2032	0,00	0,00	0,00	0
2033	0,00	0,00	0,00	0
2034	0,00	0,00	0,00	0
2035	0,00	0,00	0,00	0
TOTAL	280,00	245,00	1.848,00	182

En la **figura 4.11**, se tienen los perfiles de producción esperados para un horizonte de 20 años dentro de los cuales los mayores aportes ofrecidos por el paquete exploratorio Norte de Monagas se extiende por un periodo de 6 años aproximadamente (2018 – 2024), producto de la unificación de las oportunidades análogas al área de estudio. Inicialmente para el 2015 se produjeron 48.05MBF/D de petróleo, ascendiendo constantemente la producción a medida que el yacimiento está siendo explotado, logrando su máxima producción en el 2019 con 106.85MBF/D de petróleo. Una vez alcanzados los valores máximos de producción, los yacimientos son estabilizados observándose que el plató de producción de los mismos es extendido por 6 años con una producción por encima de los 80MBF/D de petróleo para luego ir declinando a partir del 2025 con una producción de 72.35MBF/D de petróleo consecutivamente hasta el 2031 con una producción por debajo de los 40MBF/D. Esto debido al agotamiento natural de los yacimientos producto del drenaje de los mismos. Por otra parte, también observamos el comportamiento de producción de los yacimientos para el gas donde inicialmente para el 2015 se obtiene una producción de 186.43MMPCFD de gas ascendiendo consecutivamente hasta alcanzar su máxima producción en el 2019 con 347.83MMPCFD de gas. Una vez alcanzados los valores máximos de producción de gas la tasa es estabilizada por un margen de 4 años aproximadamente (2019 – 2022) con una producción por encima de los 300MMPCFD de gas hasta que en el 2023 empiezan a declinar los yacimientos producto del agotamiento de la energía en los mismos con una producción de 282.29MMPCFD. Para el año 2031, la producción de los yacimientos decae por debajo de 150MMPCFD de gas, producto de la misma declinación natural.

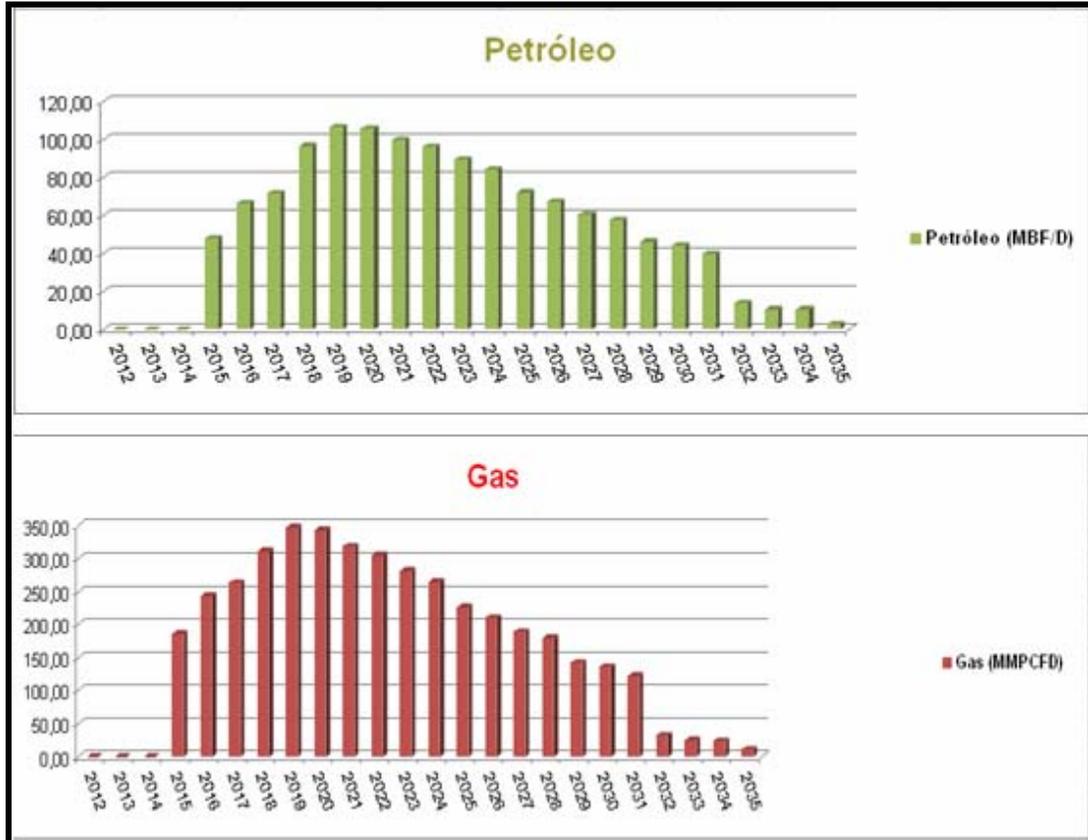


Figura 4.11. Perfiles de producción pertenecientes al paquete exploratorio Norte de Monagas

También en las **figuras 4.12** y **4.13**, observamos el aporte individual que ha ofrecido cada yacimiento perteneciente al paquete exploratorio antes de su unificación como consolidado. Observándose que la oportunidad exploratoria Travi Norte – C es el yacimiento que ha aportado una mayor producción de petróleo al perfil de producción seguido de la oportunidad exploratoria Cotoperí – B. Por otro lado, se visualiza en el perfil de producción de gas que la oportunidad exploratoria que ha aportado mayor producción de este producto ha sido Chaguaramal Sur seguido por la oportunidad exploratoria Cotoperí – B.

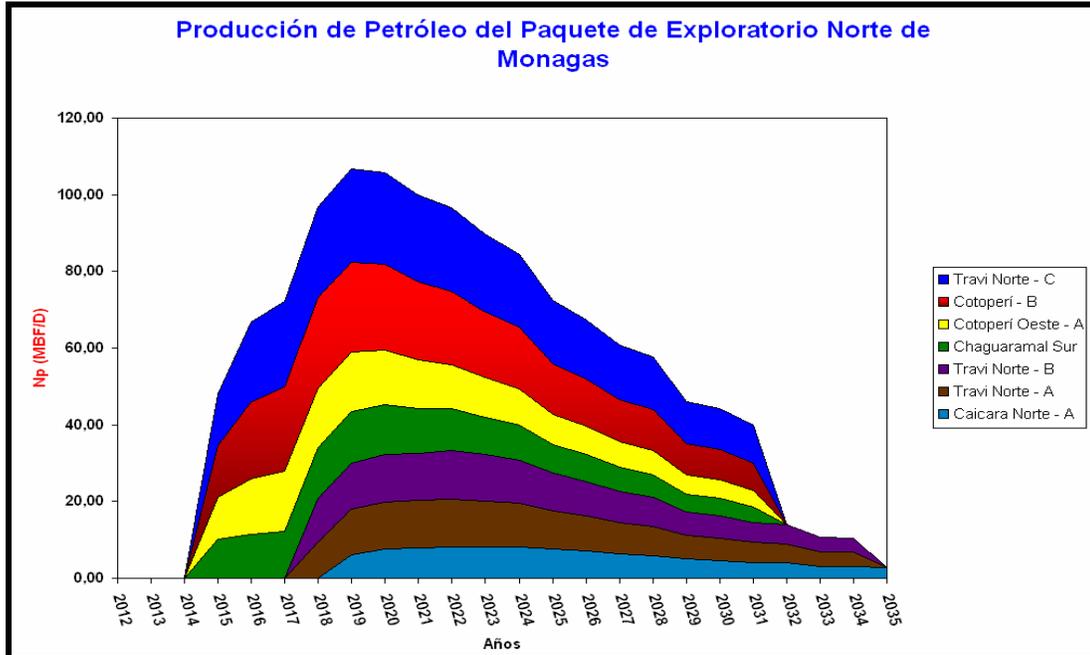


Figura 4.12. Perfil de producción de petróleo del paquete exploratorio Norte de Monagas

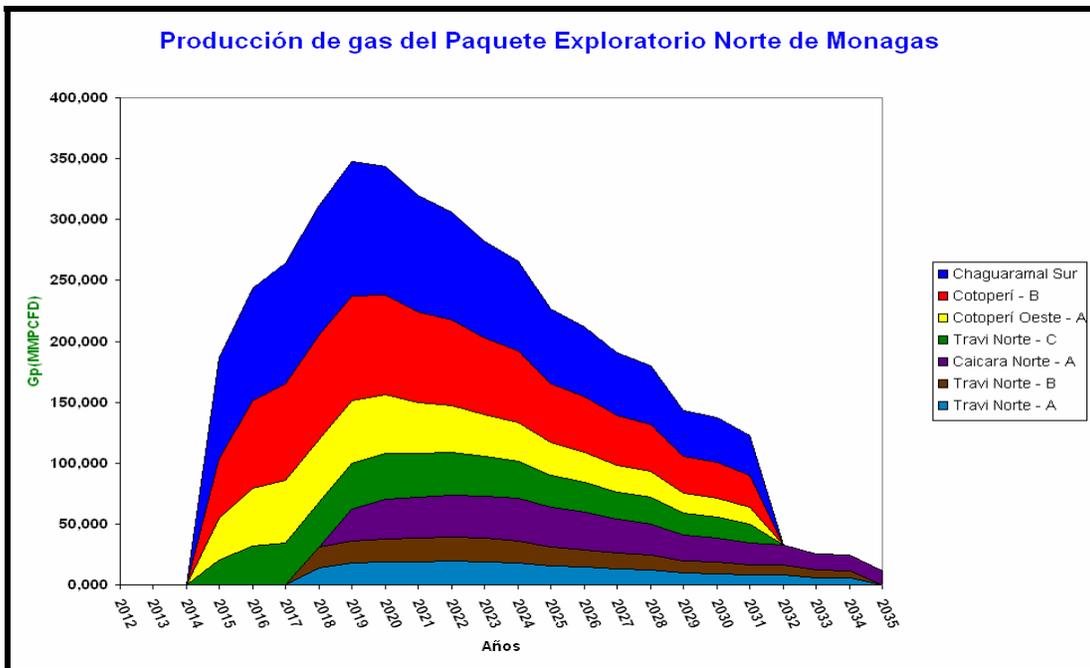


Figura 4.13. Perfil de producción de gas del paquete exploratorio Norte de Monagas

4.4 Realización de una evaluación económica al proyecto exploratorio.

En vista a lo citado en el Capítulo III y siguiendo la metodología allí descrita, se observa que en la **figura 4.14**, se muestra un resumen de datos generales para la identificación de la evaluación económica además de que se aprecian los indicadores económicos de dicho proyecto apreciándose que para PDVSA el proyecto ofrece un VPN a 10% de 1589.89MM\$, un TIR de aprox. 31%, con un EI de aprox. 2MM\$/MM\$ en un tiempo de pago de aprox. 7 años. Mientras que para la Nación el proyecto ofrece un VPN a 10% de 6973.51MM\$, un TIR de aprox. 84%, con un EI de aprox. 5MM\$/MM\$ en un tiempo de pago de aprox. 5 años.

Basados en los lineamientos establecidos por PDVSA para la aprobación de nuevos proyectos que resulten beneficiosos para la misma y para la nación se establece que para que un proyecto sea rentable debe poseer una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 15% y un Valor Presente Neto (VPN) positivo es decir, mayor a cero. Y en vista de que este proyecto cumple con esos lineamientos se considera viable la aprobación del mismo ya que demuestra ser económicamente rentable tanto para la empresa como para la nación.

REPORTE GENERAL_2010					
EE1_Paquete Norte de Monagas					
<i>(Nominal values)</i>					
Descripción del Caso					
Notas	Tesis de Grado de la Tec. Med. Gas. Maria Cecilia Millan. "PROPUESTA DE UN ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN PARA EL PROYECTO EXPLORATORIO SELECCIONADO A PARTIR DEL CAMPO QUE PRESENTE MAYOR PRODUCCIÓN ACUMULADA, MEJOR VALOR ENERGÉTICO Y MAYOR DECLINACIÓN EN EL ORIENTE DEL PAIS.				
Modelo	PDVSA EXPLORACION 2010				
Moneda	U.S. Dollar				
Fecha Descuento	2012/01				
Indicadores Economicos_2010			Volumenes Recuperados		
	PDVSA	NACION		Petróleo	472,49 MMSTB
VPN@10%	1.589,89	6.973,51	MM\$	Gas	1.525,83 BSCF
TIR (%)	31,36	83,88	%	Gas Venta	1.525,83 BSCF
EI - Eficiencia Inv.	1,98	5,28	MM\$/MM\$	Condensado	0,00 MMSTB
TP - Tiempo de pago	6,68	4,97	(Años)	Otros	0,00 MMSTB

Figura 4.14. Resumen de la evaluación económica donde se evidencia la descripción del caso y los indicadores económicos del mismo

En la **tabla 4.6**, podemos apreciar el flujo de caja ofrecido para el proyecto. Cada renglón está detallado de acuerdo a los años de producción del mismo y en los que se destaca detalles como el petróleo y gas producido, el ingreso total, las regalías totales, el costo total, la inversión total, la depreciación total, los impuestos totales, el dinero que es descontado para la nación, el dinero que es descontado para la empresa, entre otros.

Tabla 4.6. Flujo de Caja perteneciente a la evaluación económica realizada a través del Merak Peep.

Flujo de Caja_2010		Crudo		Gas		Ingreso		Regalías		Costos		Inversión		Deprecia		Impuesto		Desconta		Flujo de	
Date	Volumen	Volumen	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total
	MMSTB	BSCF	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
2012	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	160,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-160,00	-160,00	-160,00	-160,00
2013	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	140,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-127,27	-127,27	-287,27	-287,27
2014	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	488,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-287,27	-287,27
2015	17,54	68,05	894,63	279,89	87,69	87,69	894,63	279,89	87,69	87,69	87,69	488,00	31,36	252,81	252,81	252,81	252,81	-160,59	-160,59	-447,87	-447,87
2016	24,49	89,26	1.243,96	389,68	122,46	122,46	1.243,96	389,68	122,46	122,46	122,46	446,00	67,91	338,59	338,59	338,59	338,59	-36,05	-36,05	-483,91	-483,91
2017	26,33	96,47	1.337,64	418,98	131,64	131,64	1.337,64	418,98	131,64	131,64	131,64	227,00	87,79	356,61	356,61	356,61	356,61	126,30	126,30	-357,61	-357,61
2018	35,31	113,79	1.779,37	558,70	176,55	176,55	1.779,37	558,70	176,55	176,55	176,55	344,00	142,55	459,80	459,80	459,80	459,80	135,65	135,65	-221,96	-221,96
2019	39,00	126,96	1.966,52	617,35	195,00	195,00	1.966,52	617,35	195,00	195,00	195,00	286,00	188,65	492,41	492,41	492,41	492,41	192,82	192,82	-29,13	-29,13
2020	38,75	125,78	1.953,66	613,35	193,76	193,76	1.953,66	613,35	193,76	193,76	193,76	146,00	204,63	480,38	480,38	480,38	480,38	242,66	242,66	213,53	213,53
2021	36,46	116,72	1.836,58	576,73	182,30	182,30	1.836,58	576,73	182,30	182,30	182,30	112,00	205,76	444,61	444,61	444,61	444,61	220,93	220,93	434,46	434,46
2022	35,27	111,68	1.775,31	557,60	176,33	176,33	1.775,31	557,60	176,33	176,33	176,33	102,00	212,50	422,73	422,73	422,73	422,73	199,19	199,19	633,65	633,65
2023	32,77	103,04	1.649,11	518,03	163,87	163,87	1.649,11	518,03	163,87	163,87	163,87	50,00	204,49	388,99	388,99	388,99	388,99	185,14	185,14	818,79	818,79
2024	30,87	97,18	1.553,56	488,00	154,36	154,36	1.553,56	488,00	154,36	154,36	154,36	34,00	198,38	363,53	363,53	363,53	363,53	163,67	163,67	982,45	982,45
2025	26,41	82,75	1.328,55	417,36	132,04	132,04	1.328,55	417,36	132,04	132,04	132,04	14,00	171,82	309,74	309,74	309,74	309,74	131,92	131,92	1.114,37	1.114,37
2026	24,61	77,21	1.238,11	388,94	123,04	123,04	1.238,11	388,94	123,04	123,04	123,04	4,00	160,95	288,24	288,24	288,24	288,24	114,26	114,26	1.228,63	1.228,63
2027	22,17	69,44	1.115,50	350,43	110,87	110,87	1.115,50	350,43	110,87	110,87	110,87	2,00	145,36	259,51	259,51	259,51	259,51	94,01	94,01	1.322,63	1.322,63
2028	21,08	66,01	1.060,54	333,17	105,41	105,41	1.060,54	333,17	105,41	105,41	105,41	0,00	138,19	246,73	246,73	246,73	246,73	81,66	81,66	1.404,30	1.404,30
2029	16,84	52,17	846,69	266,04	84,21	84,21	846,69	266,04	84,21	84,21	84,21	0,00	109,98	197,10	197,10	197,10	197,10	59,23	59,23	1.463,52	1.463,52
2030	16,17	50,07	813,08	255,48	80,87	80,87	813,08	255,48	80,87	80,87	80,87	0,00	105,60	189,28	189,28	189,28	189,28	51,70	51,70	1.515,22	1.515,22
2031	14,56	44,84	731,75	229,95	72,80	72,80	731,75	229,95	72,80	72,80	72,80	0,00	94,89	170,40	170,40	170,40	170,40	42,28	42,28	1.557,51	1.557,51
2032	5,14	12,08	254,74	80,38	25,69	25,69	254,74	80,38	25,69	25,69	25,69	0,00	30,74	60,14	60,14	60,14	60,14	13,16	13,16	1.570,67	1.570,67
2033	3,90	9,21	193,46	61,04	19,51	19,51	193,46	61,04	19,51	19,51	19,51	0,00	23,37	45,67	45,67	45,67	45,67	9,09	9,09	1.579,75	1.579,75
2034	3,83	8,95	189,76	59,88	19,14	19,14	189,76	59,88	19,14	19,14	19,14	0,00	22,87	44,81	44,81	44,81	44,81	8,10	8,10	1.587,85	1.587,85
2035	0,98	4,16	50,25	15,69	4,89	4,89	50,25	15,69	4,89	4,89	4,89	0,00	7,22	11,45	11,45	11,45	11,45	2,03	2,03	1.589,89	1.589,89
Total	472,49	1.525,83	23.812,77	7.476,66	2.362,43	2.362,43	23.812,77	7.476,66	2.362,43	2.362,43	2.362,43	2.555,00	2.555,00	5.823,53	5.823,53	5.823,53	5.823,53	6.973,51	6.973,51	1.589,89	16.742,21

En la **tabla 4.7**, observamos el balance de pozos que forma parte del resumen de la evaluación económica realizada al proyecto y en donde se visualiza la cantidad de pozos que son requeridos para el desarrollo del paquete exploratorio Norte de Monagas.

Tabla 4.7. Balance de pozos requeridos para el desarrollo del proyecto

Balance de Pozos					
Date	N° Pozos Exploratorios	N° Pozos Delineación	N° Pozos Desarrollo	N° Pozos Estratigráficos	Número de RA/RC
2012(12)	4,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2013(12)	0,00	4,00	0,00	0,00	0,00
2014(12)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2015(12)	2,00	0,00	17,00	0,00	0,00
2016(12)	1,00	2,00	14,00	0,00	0,00
2017(12)	0,00	1,00	8,00	0,00	0,00
2018(12)	0,00	0,00	14,00	0,00	4,00
2019(12)	0,00	0,00	11,00	0,00	11,00
2020(12)	0,00	0,00	5,00	0,00	13,00
2021(12)	0,00	0,00	3,00	0,00	20,00
2022(12)	0,00	0,00	3,00	0,00	15,00
2023(12)	0,00	0,00	1,00	0,00	13,00
2024(12)	0,00	0,00	1,00	0,00	5,00
2025(12)	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00
2026(12)	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00
2027(12)	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
2028(12)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2029(12)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2030(12)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2031(12)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2032(12)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2033(12)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2034(12)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2035(12)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	7,00	7,00	77,00	0,00	91,00

CONCLUSIONES

1. La selección del campo de estudio estuvo basada bajo los parámetros de mayor producción acumulada, mejor valor energético y mayor declinación.
2. Solo se estudiaron los campos actualmente productivos de crudo liviano de acuerdo a los lineamientos establecidos por la empresa.
3. Los campos con los mejores aportes de petróleo producido fueron el campo Mulata con 987MMBN por el estado Monagas; y el campo Chimire con 194MMBN por el estado Anzoátegui.
4. El campo seleccionado resultó ser el Campo Mulata, el cual poseía activos tres (3) yacimientos de petróleo liviano, el CRE MUC 1, el NAR MUC 1 y el CRPTE MUC 1.
5. La selección de los proyectos exploratorios estuvo basada en los criterios de oportunidades tipo prospecto con volúmenes de expectativas mayor a 10 MMBN de crudo, en la analogía de estas con el área de estudio, descartando aquellas que pertenecieran a áreas de convenio y considerando aquellas con una probabilidad de éxito geológico (POS) mayor a 50%.
6. El área seleccionada resultó ser la del Norte de Monagas debido a que el paquete de oportunidades presente en el área era el que mejor se ajustaba a las necesidades de hidrocarburo presentes en el Campo Carito – Mulata. Además de que poseían mayor grado de madurez y mayor información disponible.
7. Dentro del paquete exploratorio Norte de Monagas se encontraban 23 oportunidades de las cuales solo fueron seleccionadas 7 de estas bajo los criterios antes mencionados.
8. Las 7 oportunidades pertenecientes al paquete exploratorio Norte de Monagas fueron unificadas para la evaluación económica como un consolidado.
9. El esquema de explotación consolidado ofrece 506,8MMBF en expectativas de petróleo y 1592,1MMMPCF en expectativas de gas.

10. La evaluación económica realizada al proyecto Norte de Monagas resulto rentable debido a que presenta un VPN igual a 1589.89MM\$ para PDVSA y de 6973.51MM\$ para la Nación con solo una inversión total de 2555 MM\$. Además de presentar un TIR igual a 31.36% y 83.88% en un tiempo de pago de aproximadamente 7 años y 5 años respectivamente.

RECOMENDACIONES

1. Tomar en consideración el presente proyecto, debido a las altas expectativas de petróleo y gas que presenta el paquete exploratorio Norte de Monagas de 506.8MMBL y 1592MMMPC respectivamente y a los excelentes indicadores económicos que presenta, además una vez finalizada la etapa de visualización proseguir con el desarrollo de la ingeniería conceptual, ya que el éxito del proyecto aumentaría el potencial de producción en el Norte de Monagas.
2. En este proyecto para desarrollo de los esquemas de explotación se aconseja tomar en consideración la extrapolación de las condiciones de los campos análogos, es decir, RA/RC, recuperación secundaria por implementación de tecnologías alternas, entre otros; para el desarrollo de las nuevas oportunidades aumentando así la certidumbre en los esquemas de explotación visualizados.
3. Tomar la metodología aplicada en este proyecto como patrón para el desarrollo de nuevos proyectos exploratorios en las áreas centro sur, occidente y zona faja.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

1. Padrón J., “**Evaluación Técnico - Económica del Portafolio de Oportunidades (PDO) 2006-2025, del Campo El Furrial, Distrito Social Norte, PDVSA EyP**” Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz, Venezuela (2007).
2. Mata H., “**Diseño del Esquema Óptimo de Visualización de Explotación de las Oportunidades Exploratorias Rubio y Sarare**” Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz, Venezuela (2006).
3. Freitas M., “**Identificación de Oportunidades de Mejoras y Crecimiento de Producción en el Yacimiento MFB-53 Arena U1-3, Campo BARE del Distrito San Tomé Estado Anzoátegui**” Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz, Venezuela (2003).
4. García F., “**Determinación del Tipo de Declinación de Producción de los Yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco y del Campo Melones, Distrito Social San Tomé**”. Tesis de Grado, Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Puerto la Cruz, Venezuela (2007).
5. Blog Petrolero, “**Subcuenca de Maturín**” (2009), disponible en: <http://blogpetrolero.blogspot.com/2009/06/subcuenca-de-maturin.html>.
6. Almarza R. “**Campos Petrolíferos de Venezuela**” (1997), disponible en: <http://www.pdvsa.com/lexico/camposp/cp050.htm>
7. PDVSA, Informe técnico. “**Sometimiento de Reservas de Petróleo y Gas, Campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara, Estado Monagas**”, (2006).

8. PDVSA, Léxico. **“Formaciones Estratigráficas”**, disponible en: <http://www.pdvs.com/lexico>
9. CIED., **“Caracterización Energética de los Yacimientos”**, Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Febrero, (1997).
10. Díaz B., **“Taller de Riesgo Geológico”**, PDVSA (2009).
11. La Comunidad Petrolera, **“Clasificación de los pozos de acuerdo a F.H Lahee”** (2009), disponible en: <http://yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com/2009/05/clasificacion-de-los-pozos-de-acuerdo.html>.
12. PDVSA. **“Guías para la Elaboración del Portafolio de Oportunidades”**, (2002).
13. Brealey y Myers., **“Manual de Finanzas Corporativas”**. Mc. Graw – Hill. 4ta. Edición. España. (1995).
14. PDVSA. **“Lineamientos para la Evaluación Económica de proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC)”**. (2010).
15. Besley S., Brigham E., **“Fundamentos de la Administración Financiera”**, Mc. Graw – Hill. 12da. Edición. México. (2001)
16. Westón J., Copelan T., **“Fundamentos de la Administración financiera”**, Mc. Graw – Hill. España. (1994).
17. Ross S., Westerfield R., **“Fundamentos de Finanzas Corporativas”**, Mc. Graw – Hill. 5ta. Edición. México. (2001).
18. Rosemberg, J., **“Diccionario de Administración y Finanzas”**, Editorial Océano. México. (1997).
19. Van Horner, James. **Administración Financiera**. Pearson Educación. 10era Edición. México. (1997).
20. PDVSA, Producción Oriente, **“Taller de Evaluaciones Económicas”**, Maturín, (2002).
21. Prioux N., **“Petróleo: Negocio de alto riesgo”** (2002), disponible en: <http://www.palacio.org/Hablamos/0000009b.html>

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:

TÍTULO	PROPUESTA DE UN ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN PARA EL PROYECTO EXPLORATORIO SELECCIONADO A PARTIR DEL CAMPO QUE PRESENTE MAYOR PRODUCCIÓN ACUMULADA, MEJOR VALOR ENERGÉTICO Y MAYOR DECLINACIÓN EN EL ORIENTE DEL PAÍS.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Millán P., María C.,	CVLAC: 17.237.572 E MAIL: mariaceciamillan@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Evaluacion económica, oportunidad exploratoria, paquete de planificación exploratoria, Carito - Mulata, perfiles de producción, esquemas de explotación, reservas de hidrocarburos.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas.	
	Ingeniería de Petróleo.

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente trabajo contempla la propuesta de un esquema de explotación para el proyecto exploratorio seleccionado a partir del campo que presente mayor producción acumulada, mejor valor energético y mayor declinación en el oriente del país, donde primeramente se seleccionó el campo basado en los libros oficiales de reservas de PDVSA, cuya información fue filtrada de acuerdo a lineamientos establecidos por la Gerencia de Planificación Corporativa para luego ser clasificados los campos pertenecientes a Oriente por estado con la finalidad de crear los histogramas de producción de petróleo, gas y agua por ubicación geográfica identificándose al Campo Carito – Mulata como objetivo de estudio con una producción acumulada de 987 MMBN de petróleo liviano, con Reservas Remanentes de 1080 MMBN de petróleo liviano y una tasa de declinación de 9%. Seguidamente, se seleccionaron los proyectos exploratorios contiguos al campo Carito – Mulata que presentaron mayor volumetría y valor energético a través de la herramienta computacional gvSIG donde se identificaron 7 oportunidades exploratorias pertenecientes al paquete exploratorio Norte de Monagas con una volumetría en expectativas de crudo de 507 MMBF y 1592 MMMPCF en expectativas de gas. A continuación se desarrollo un esquema de explotación para el proyecto exploratorio seleccionado a manera de visualización a través de una hoja de cálculo diseñada por el equipo de Planificación Corporativa y con se realizaron los diferentes esquemas de explotación correspondientes a las 7 oportunidades identificadas para luego crear un esquema de explotación consolidado del Paquete Exploratorio Norte de Monagas con un monto total de inversión de 2555 MM\$ para los 91 pozos en total que se requieren para el drenado de los yacimientos pertenecientes al mismo. Dicho esquema de explotación consolidado ofrece un plató de producción por encima de los 80 MBF/D de petróleo por un periodo de 6 años y una producción de gas por encima de 300 MMPCFD por un plató de producción de 4 años, estimando su máxima producción para el año 2019 con 106.85 MBF/D de petróleo y 347.83 MMPCFD de gas. Por último se realizó una evaluación económica al proyecto exploratorio donde los indicadores económicos del mismo para PDVSA fueron de VPN a 10% de 1589.89MM\$, TIR de aprox. 31%, con un EI de aprox. 2MM\$/MM\$ en un tiempo de pago de aprox. 7 años. Mientras que para la Nación el proyecto ofreció un VPN a 10% de 6973.51MM\$, un TIR de aprox. 84%, con un EI de aprox. 5MM\$/MM\$ en un tiempo de pago de aprox. 5años. Y en vista de que este cumple con los lineamientos requeridos por la empresa los cuales requieren de un TIR mayor a 15% y un VPN positivo, para considerar cualquier proyecto viable y rentable se considera que el mismo debe ser aprobado ya que demuestra ser económicamente rentable tanto para la empresa como para la nación.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS (X)	TU	JU
Gustavo Rasines	CVLAC:	14.760.663			
	E_MAIL	rasinesg@pdvsa.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA (X)	AS	TU	JU
Rayda Patiño	CVLAC:	11.833.699			
	E_MAIL	raydapatino@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU (X)
Tania González	CVLAC:	13.565.661			
	E_MAIL	Sin correo			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU (X)
Karla Rodríguez	CVLAC:	14.670.713			
	E_MAIL	karlarodriguezsubero@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU (X)

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	11	01
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Propuesta de un esquema de explotación.doc	Aplicación/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo.

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado.

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo.

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente / Núcleo Anzoátegui.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:

DERECHOS

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

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

María Cecilia Millán P.
AUTOR

Ing. Rayda Patiño
ASESOR
ACADEMICO

Ing. Tania González
JURADO

Ing. Karla Rodríguez
JURADO

Ing. Rayda Patiño
POR LA SUBCOMISION DE TESIS