

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTUDIO DE LA INGENIERÍA CONCEPTUAL EN POZOS TIPO PARA LA EXPLOTACIÓN DEL ÁREA CARABOBO, ASIGNADA A LA EMPRESA MIXTA PETROINDEPENDENCIA EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Bra. Castillo T., Meiby Y.  
Para optar al Título de  
Ingeniera de Petróleo

Caracas, Octubre de 2012

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTUDIO DE LA INGENIERÍA CONCEPTUAL EN POZOS TIPO PARA LA EXPLOTACIÓN DEL ÁREA CARABOBO, ASIGNADA A LA EMPRESA MIXTA PETROINDEPENDENCIA EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Tutor Académico: Prof. Pedro Martorano

Tutor Industrial: Ing. Marcos Rodríguez

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Bra. Castillo T., Meiby Y.  
Para optar al Título de  
Ingeniera de Petróleo

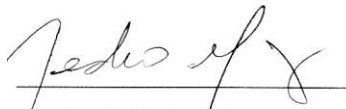
Caracas, Octubre de 2012

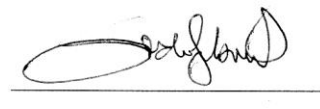
Caracas, Noviembre de 2012


Los abajo firmantes miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachillera Castillo T., Meiby Y., titulado:

**“ESTUDIO DE LA INGENIERÍA CONCEPTUAL EN POZOS TIPO PARA LA EXPLOTACIÓN DEL ÁREA CARABOBO, ASIGNADA A LA EMPRESA MIXTA PETROINDEPENDENCIA EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

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

  
Prof. Pedro Díaz  
Jurado

  
Prof. Sandro Gasbarri  
Jurado

  
Prof. Pedro Martorano  
Tutor Académico



**DEDICATORIA**

*Primeramente a Dios, a San Judas Tadeo y a la santísima Virgen Milagrosa por acompañarme y guiarme en este hermoso camino, quienes siempre han respondido a mi Fe. A mi mamá, por ser el apoyo más incondicional del mundo.*

*A Edgar, por ser mi Ángel de la Guarda.*

## AGRADECIMIENTOS

A Dios, por haberme brindado vida y salud para alcanzar todo aquello que me he propuesto.

A la Universidad Central de Venezuela, por ser mi Alma Mater, mi segundo hogar, por enseñarme, más que una carrera, a una forma de vida. Siempre UCVista.

A mi Tutor Académico, Profesor Pedro Martorano, por ser tan paciente, ser mi guía, mi mentor, mi profesor y lo más importante un amigo. Muchas gracias Profe.

A todos mis profesores, que estuvieron allí, guiándome y brindándome un poco de sus conocimientos y experiencia, enriqueciendo mi carrera y mi vida.

A mi mamá, mi más grande amiga, el ejemplo más grande que tengo de esfuerzo, constancia y lucha. Por no dejarme caer en ningún momento, por estar ahí cuando más te necesite. Gracias por darme todo lo que me das día a día.

A mi mamá Isabel, quien siempre ha sido, más que abuela, una madre. Apoyándome y luchando a mi lado.

A mi familia, mi papá, mis tíos, primo, hermanos, por acompañarme en toda mi vida, por apoyarme y creer en mí.

A Sandy, por ser una de mis más grandes amigas, incondicional, siempre a mi lado dándome ánimos. Gracias Mey, porque al admirar mi fortaleza, me has ayudado a ser más grande, te quiero.

A mis panas, Sira, Euly, Paola, Gustavo, Juan, Jonathan, Lisbeth, Daniela, José Miguel, muchas gracias por haber hecho amena la estadía, los días. Por reír a mi lado. De corazón muchas gracias.

A todos aquellos panas que no nombré, pero que también fueron parte de este camino. Gracias.

**Castillo T., Meiby Y.**

**ESTUDIO DE LA INGENIERÍA CONCEPTUAL EN POZOS TIPO PARA LA  
EXPLOTACIÓN DEL ÁREA CARABOBO, ASIGNADA A LA EMPRESA  
MIXTA PETROINDEPENDENCIA EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL  
ORINOCO**

**Tutor Académico: Prof. Pedro Martorano. Tutor Industrial: Ing. Marcos Rodríguez. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2012, 151 páginas.**

**Palabras claves:** Faja Petrolífera del Orinoco, Pozos Tipo, Diseño de Pozos, Planes de Desarrollo.

**Resumen:** con la ejecución de los planes de explotación del área asignada a la empresa mixta Petroindependencia, se necesita un plan de desarrollo para un eficiente trabajo. Es por ello que se ha llevado en este T.E.G. la aplicación de la Ingeniería Conceptual sobre pozos tipos, ya que a partir de este estudio se ramifican los planes de desarrollo sobre los pozos a perforar. Dicho estudio permitirá evaluar parámetros petrofísicos, facilitados por el equipo multidisciplinario de geociencias de dicha empresa. Además los diseños de las trayectorias de los pozos que se realizó bajo dos herramientas muy eficientes, una de ellas (trayectorias en 2D) fue desarrollada hace unos meses por Andrés García y Daniel Barreto en su T.E.G., la otra herramienta (trayectorias en 3D), COMPASS 2000®, fue facilitada por la empresa de servicios Halliburton. También se tuvo la necesidad de realizar diseños de revestimientos, de lechadas de cemento, pero muy enfáticamente en aquellos revestimientos y lechadas en las que intervienen el factor térmico, ya que no se ha podido implementar recuperación secundaria a base de métodos térmicos en la Faja Petrolífera del Orinoco debido a la carencia de acondicionamiento de los pozos existentes, por ello se tuvo la pericia de diseñar dichos pozos para que sean incluidos en el plan de perforación y ahorrar, entre muchas cosas, dinero y tiempo en un futuro, a demás de prolongar la vida útil del pozo. También se utilizaron otras herramientas de simulación para desarrollar los perfiles de producción, las cuales fueron manejadas por el equipo de geociencias de la empresa, facilitando los resultados de dichos perfiles. Gracias a las herramientas mencionadas y a los aportes del equipo de geociencias de Petroindependencia se pudo aplicar los detalles más importantes de la Ingeniería Conceptual sobre los pozos representativos a perforar en la Faja Petrolífera del Orinoco y así garantizar el éxito en la explotación de este bloque.

**ÍNDICE GENERAL**

	Pág.
LISTA DE TABLAS	xv
LISTA DE FIGURAS	xvii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
I.1 EL PROBLEMA	3
I.2 OBJETIVOS	4
I.2.1 Objetivo General	4
I.2.2 Objetivos Específicos	4
I.3 ALCANCE	5
I.4 JUSTIFICACIÓN	5
I.5 LIMITACIONES	6
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	7
II.1. PROYECTO	7
II.2. INGENIERÍA CONCEPTUAL	9
II.2.1. Visualización	9
II.2.2. Conceptualización	11
II.3. DESARROLLO DEL CAMPO	23
II.4. POZO	24

II.5. TIPOS DE POZOS	24
II.5.1. Según su Objetivo	24
II.5.1.1. Estratigráficos	24
II.5.1.2. Productores	25
II.5.1.3. Inyectores	25
II.5.2. Según el Tipo de Perforación	25
II.5.2.1. Vertical	25
II.5.2.2 Direccional	27
II.5.2.4. Horizontal	27
II.6. SISTEMA DE PERFORACIÓN	30
II.6.1. El sistema de potencia	30
II.6.2. El sistema de levantamiento.	31
II.6.3. El sistema de rotación.	36
II.6.4. El sistema de circulación.	40
II.6.5. El sistema de seguridad	44
II.7. MACOLLAS	46
II.7.1. Macollas en la FPO	47
II.8. CEMENTACIÓN DE POZOS	48
II.8.1. Tipos de Cemento	49
II.8.1.1. Clase A	49

II.8.1.2. Clase B	49
II.8.1.3. Clase C	49
II.8.1.4. Clase D	49
II.8.1.5. Clase E	50
II.8.1.6. Clase F	50
II.8.1.7. Clase G y H	50
II.9. TERMINACIONES DE POZOS CON SECCIONES HORIZONTALES	50
II.9.1. Hoyo Desnudo	50
II.9.2. Revestimiento No Cementado en Hoyo Desnudo	50
II.9.3. Revestimiento Ranurado No Cementado en Hoyo Desnudo con Aislamiento Parcial por Empacaduras Externas al Forro	51
II.9.4. Revestimiento Corriente Cementado y Cañoneado	51
II.9.5. Criterios de Selección de Terminación	52
II.9.5.1. Tipo de Roca que Conformar el Horizonte Productor	52
II.9.5.2. Tipo de Pozo	52
II.10. SECCIONES HORIZONTALES EN LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS Y VISCOSOS	53
II.10.1. Producción en Frío	53
II.10.2. Producción Térmica	53
II.11. FASES DE DISEÑO DE UN POZO	54
II.11.1. Objetivos y Pozos Tipo	54
II.11.2. Diseño de los Planes Direccionales	55

II.11.3. Elaboración del Plan de Pozo	55
II.11.4. Consulta a Empresas de Servicio y Operadoras	55
II.11.5. Estructura de Costos	56
CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL ÁREA	57
III.1. ÁREA CARABOBO	59
III.1.1. Ubicación político – administrativa	59
III.1.2. Ubicación geográfica	59
III.1.3. Antecedentes	61
III.1.4. Caracterización energética	62
III.1.4.1. Pruebas de producción.	62
III.1.4.2. Presiones	62
III.1.5. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS	65
III.1.5.1. Estratigrafía Regional	65
III.1.5.2. Estratigrafía Local	74
III.1.5.3. Ambiente de sedimentación	76
III.1.5.4. Petrofísica	78
III.1.6. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	82
III.1.7. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO	84
III.1.8. RESERVAS	89
CAPÍTULO IV: MARCO METODOLÓGICO	92

IV.1. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	92
IV.2. METODOLOGIA	93
IV.2.1. Revisión Bibliográfica	93
IV.2.2. Selección del Área	94
IV.2.3. Establecimiento de objetivos y pozos tipo	95
IV.2.4. Diseño de los planes de perforación	97
IV.2.4.1. Premisas	97
IV.2.4.1.1. Generales	97
IV.2.4.1.2. Revestimientos	98
IV.2.4.1.3. Control geológico	98
IV.2.4.1.4. Fluido de perforación	99
IV.2.4.1.5. Localización seca	99
IV.2.4.1.6. Localizaciones	99
IV.2.4.1.7. Perforación direccional	99
IV.2.4.1.8. Registros eléctricos	100
IV.2.4.1.9. Mechas	100
IV.2.4.1.10. Taladro	100
IV.2.4.2. Diseño de las trayectorias en 2D	101
IV.2.4.3. Diseño de las trayectorias en 3D	104
IV.2.4.4. Diseño de revestimientos	108

IV.2.4.5. Diseño de Cemento	110
IV.2.5. Utilización del <i>Well Plan</i>	111
IV.2.6. Diagrama mecánico de pozos	111
IV.2.7. Consulta de servicios adicionales	111
IV.2.8. Estimación de costos	111
CAPÍTULO V: ANÁLISIS DE RESULTADOS	112
V.1. OBJETIVOS DE PERFORACIÓN	112
V.2. POZOS TIPO	114
V.3.1. Pozos estratigráficos	114
V.3.2. Pozos Productores	115
V.3.3. Pozos inyectoros	116
V.3.4. Servicios a pozos	116
V.4. PLAN DE PERFORACIÓN	117
V.4.1. Pozos verticales	117
V.4.2. Trayectorias en 2D	117
V.4.3. Trayectorias en 3D	119
V.4.4. Diagramas de pozos tipo	121
V.4.5. Cementación	127
V.4.5.1. Cementación en frío	127
V.4.5.2. Cementación térmica	127

V.5. <i>WELL PLAN</i>	127
V.5.1 Estudio de mechas – Halliburton DBS para pozos horizontales	128
V.5.2 Estudio de mechas – Halliburton DBS para pozos estratigráficos	129
V.5.2.1. Estudio de mechas – Halliburton DBS para pozo estratigráfico sin núcleo	129
V.5.2.2. Estudio de mechas – Halliburton DBS para pozo estratigráfico con núcleo.	130
V.6. SERVICIOS ADICIONALES	130
V.7. ESTIMACIÓN DE COSTOS	132
CONCLUSIONES	134
RECOMENDACIONES	136
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	137
BIBLIOGRAFÍA	139
NOMENCLATURA	142
GLOSARIO	143

---



---

**LISTA DE TABLAS**

	Pág.
Tabla III.1. Promedio de Pruebas oficiales de Completación Carabobo 2.	63
Tabla III.2.: Promedio de Pruebas oficiales de Completación Carabobo 3	64
Tabla III.3: Promedio de Pruebas oficiales de Completación Carabobo 5	65
Tabla III.4: Parámetros Petrofísicos Bloque Carabobo 2	79
Tabla III.5: Parámetros Petrofísicos Bloque Carabobo 3	79
Tabla III.6: Evaluación Petrofísica del Yacimiento OFIMM CN 93, Bloque C2	80
Tabla III.7 Evaluación Petrofísica del Yacimiento Morichal OFIMS MA 97, Bloque C2	81
Tabla III.8 Evaluación Petrofísica del Yacimiento OFIMM CN 93	81
Tabla III.9 Evaluación Petrofísica del Yacimiento OFIMS MA 97 Bloque C3	82
Tabla III.10: Propiedades de los fluidos Bloque Carabobo 2	83
Tabla III.11: Propiedades de los fluidos de los Bloques Carabobo 3 y 5	84
Tabla III.12: Reservas pertenecientes a los Bloques Carabobo 2 Sur, Carabobo 3 Norte y Carabobo 5.	89
Tabla III.13. Factor de recobro primario Bloque Carabobo 2	90
Tabla III.14. Factor de recobro primario Bloque Carabobo 3	91
TablaV.1. Resultados de la herramienta de trayectoria en 2D para un pozo productor e frío con TVD 2500'	118
TablaV.2. Resultados de la herramienta Compass 2000 para trayectorias en 3D para un TVD 2500'	119
Tabla V.3. Relación de tasa de penetración (ROP)	128

Tabla V.4. Tiempo - Profundidad para pozos horizontales	129
Tabla V.5. Tiempo - Profundidad para pozo estratigráfico sin núcleo	129
Tabla V.6. Tiempo - Profundidad para pozo estratigráfico con núcleo	130
Tabla V.7. Resumen de servicios consultados	131
Tabla V.8. Relación de costo por pozo	133

**LISTA DE FIGURAS**

	Pág.
Figura II.1: Fases de un proyecto	7
Figura II.2. Faja Petrolífera del Orinoco. Desarrollo del Campo	23
Figura II.3: Pozo Vertical	27
Figura II.5: Pozo horizontal	29
Figura III.1: Mapa de Venezuela	57
Figura III.2: Faja Petrolífera del Orinoco	58
Figura III.3: Ubicación Geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco	60
Figura III.4: División del Área Carabobo	61
Figura III.5 Sección estratigráfica tipo en el Área de Carabobo	76
Figura III.6. Mapa Isopaco de ANP Oficial de la Unidad Morichal Medio	85
Figura III.7. Mapa Isopaco de ANP Oficial de la Unidad Morichal Superior	86
Figura III.8. Mapa Isopaco de ANP Oficial de la Unidad Morichal Medio	87
Figura III.9. Mapa Isopaco de ANP Oficial de la Unidad Morichal Superior	88
Figura IV.1: Esquema de la metodología	93
Figura IV.2: Esquema del bloque Carabobo	95
Figura IV.3. Ventana de configuración de Compañía del software COMPASS 2000.	105
Figura IV.4. Ventana de configuración de Campo del software COMPASS 2000.	106
Figura IV.5. Ventana de configuración de Localización del software COMPASS 2000.	107

---

Figura IV.6. Ventana de configuración de Pozo del software COMPASS 2000.	108
Figura IV.7. Diseño típico de pozos térmicos (SAGD)	110
Figura V.1. Registro petrofísico de las TVD de cada formación	113
Figura V.2. Diagrama de pozos estratigráficos a utilizar	114
Figura V.3. Diagrama de pozos horizontales a utilizar	115
Figura V.4. Diagrama de pozos inyectores a utilizar	116
Figura V.5. Diagrama de pozos de servicio a utilizar	116
Figura V.6. Gráfico del TVD vs. Desplazamiento	120
Figura V.7. Vista de planta del pozo 2D	120
Figura V.8. Vista en 3D del pozo	121
Figura V.9. Diagrama mecánico de pozo estratigráfico	122
Figura V.10. Diagrama mecánico de pozo horizontal	123
Figura V.11. Diagrama mecánico de pozo productor – recuperación térmica	124
Figura V.12. Diagrama mecánico de pozo inyector	125
Figura V.13. Diagrama mecánico de servicio de pozo	126

## INTRODUCCIÓN

La Faja Petrolífera del Orinoco con un área total de 55.314 kilómetros cuadrados (Km<sup>2</sup>) y un área de explotación actual de 11.593 Km<sup>2</sup>, cuenta con 61 campos operativos y 2 mil 606 pozos activos, es desde el año 2011 la acumulación más grande del mundo de hidrocarburos líquidos con un estimado de 1.36 billones de barriles de petróleo pesado y extra pesado de 6 a 12° API. Es una fuente significativa de reemplazo de la producción petrolera tradicional del occidente del país que se encuentra en fase de declinación.

Este hecho reitera a Venezuela como uno de los países más importantes en el ámbito energético, que además se enlaza a esto la crítica situación de demanda a nivel mundial que crece cada día más, donde todavía el combustible fósil sigue siendo el recurso más accesible y rentable existente, colocando a la vista del mundo ésta riqueza certificada con el fin de conseguir explotarla de la manera más apropiada y eficiente posible.

Para poder conseguir este objetivo eficientemente se tuvo la determinación de dividir la Faja en 4 áreas, llamadas: Ayacucho (con reservas estimadas de 87.000 millones de barriles), Boyacá (reservas estimadas de 489.000 millones de barriles), Carabobo (reservas estimadas de 227.000 millones de barriles) y Junín (reservas estimadas de 557.000 millones de barriles), a su vez estas áreas están subdivididas en bloques (actualmente 29), éstos serán explotados por empresas internacionales en asociación con la empresa estatal venezolana a las que se les denominan “empresas mixtas”. En este caso la empresa mixta Petroindependencia quien se encargará de la extracción, producción y mejoramiento de crudos de tipo pesado y extrapesado, pertenecientes al área Carabobo, la cual ocupa una extensión de aproximadamente 500 Km<sup>2</sup>.

Para la actividad petrolera, se tiene estipulado que debe ser ejecutado todo proyecto por un equipo multidisciplinario que conlleve al éxito de éste. Es por ello que se necesita un estudio integrado antes de su ejecución. Este estudio abarca todas las

etapas que debe cumplir un proyecto, y la primera etapa se le denomina Ingeniería Conceptual, que a su vez en otras autorías incluye la visualización y conceptualización del proyecto.

Tomando en cuenta que se llevará a cabo toda esta primera etapa, cabe resaltar que llevan un orden de ejecución y no se pueden, de ninguna manera, sobrepasar una de otra, ya que cada una está ligada a la anterior para su ejecución.

## CAPÍTULO I

### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

#### I.1. EL PROBLEMA

Es de saber que en cualquier proyecto de ingeniería es necesario el diseño previo del mismo, para su mejor desarrollo y organización, y así obtener los mejores y óptimos resultados.

En el caso de la Faja Petrolífera del Orinoco, se han hecho diferentes estudios y diseños, a lo largo de la última década debido a la necesidad de explotarla, bien sea por el agotamiento energético mundial, así como la demanda actual debido al desarrollo exponencial de muchos países.

Es por ello que se necesita un plan óptimo de explotación, para que sea aprovechada de la mejor manera posible, así como también extender la vida de cada uno de los yacimientos contenidos en ella. Es necesario un diseño óptimo de perforación que contenga los aspectos más relevantes y más críticos a la hora de perforar y de hacer un estudio económico de cada una de las etapas implícitas en la perforación de un pozo.

En este caso se hará un estudio de la etapa inicial de proyectos de inversión de capital, que estará enfocado de lleno a pozos tipos ubicados en el área Carabobo, en la Faja Petrolífera del Orinoco.

La necesidad de ejecutar cada una de las etapas surgió, debido a investigaciones realizadas por Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), donde se revisaron los adelantos y desarrollos en las empresas competidoras en el área de proyectos de inversión de capital.

Entre los resultados de la investigación pudieron observar que las empresas competitivas cumplían con ciertos marcadores que las conllevaban a la máxima capacidad en su campo; estos marcadores se pudieron definir de la siguiente manera:

- Poseen una estrategia de negocios bien definida que incluye e integra el desarrollo armónico de los proyectos.
- Emplean un proceso de trabajo normalizado para ejecutar los proyectos, basado en unas “mejores prácticas”.
- Miden continuamente contra sus competidores la calidad de su proceso de ejecución de proyectos para identificar áreas de mejora.
- El proceso de trabajo que emplean, es capaz de permitir la cancelación temprana de proyectos que no soportan adecuadamente los objetivos del negocio.

En este sentido, los resultados indicaron que, sí hay campo para poder incrementar la eficiencia y, por ende, mejorar costos y tiempos de ejecución, sin menoscabo de la calidad requerida la gestión de proyectos. Resulta entonces de suma importancia la concientización de los aspectos antes mencionados, por cuanto ese es el punto de partida obligado para el proceso de mejora continua.

## **I.2. OBJETIVOS**

### **I.2.1. Objetivo General**

Aplicar la ingeniería conceptual en pozos tipo para la explotación del área Carabobo, asignada a la empresa mixta Petroindependencia en la Faja Petrolífera del Orinoco.

### **I.2.1 Objetivos Específicos**

1. Investigar, recopilar y revisar los parámetros asociados a la ingeniería conceptual para la construcción de pozos tipo.
2. Identificar y describir las características que definen la ingeniería conceptual.

3. Aplicar la metodología de la ingeniería conceptual en la construcción de pozos tipos.
4. Generar el diseño más óptimo y apropiado con la aplicación de la ingeniería conceptual.
5. Realizar la evaluación de dicho diseño con modelos económicos.

### **I.3. ALCANCE**

Aplicar la ingeniería conceptual a pozos tipos ubicados en el área Carabobo, asignada a la empresa Petroindependencia, utilizando para ello información de las zonas adyacentes a la de interés, con el fin de definir de la mejor forma el plan de explotación del área, partiendo de características del pozo hasta llegar a los costos de cada uno de ellos para el análisis final.

### **I.4. JUSTIFICACIÓN**

En la actualidad, es muy importante la explotación de yacimientos de crudos pesados y extrapesados, debido al agotamiento de las reservas de crudos livianos y medianos, ya que ha crecido continua y exponencialmente la demanda energética a nivel mundial y es para el año 2011, en que la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) certifica el gran potencial energético que tiene Venezuela en reservas de dichos tipos de crudos, que se encuentran ubicados principalmente en el sureste del país, específicamente en la Faja Petrolífera del Orinoco, que además constituye una de las principales zonas de explotación y producción petrolera.

Para explotar cualquier yacimiento, es necesario implementar un proyecto adecuado para obtener la más óptima producción del mismo, así como minimizar los daños al yacimiento, es por ello que se necesita el más eficiente diseño de proyecto.

Se ha tenido a través del tiempo diversa información de la Faja Petrolífera del Orinoco que incluye diseños de proyectos, cabe destacar que por motivos de la nueva

certificación de reservas y el avance tecnológico en el área petrolera, se deben actualizar, mejorar y puntualizar dichos proyectos en cada una de las áreas de la Faja.

### **I.5. LIMITACIONES**

- Este estudio no se ha realizado de manera detallada y completa en el área Carabobo, por lo que la información y las referencias bibliográficas son limitantes para el desarrollo pleno de dicho Trabajo Especial de Grado.
- Parte de la información por razones de confidencialidad y seguridad de la empresa no será publicada o será parcialmente modificada.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### II.1. PROYECTO <sup>[1]</sup>

En general se conoce como proyecto un conjunto de actividades sistemáticas, organizadas y con una durabilidad específica, a la que se le asignan ciertos recursos, con el fin de satisfacer las necesidades mediante la obtención de resultados únicos.

Los proyectos, a manera general, están divididos en fases, a las que a cada una les corresponde una decisión clave o un aspecto fundamental que las define. Estas fases son:

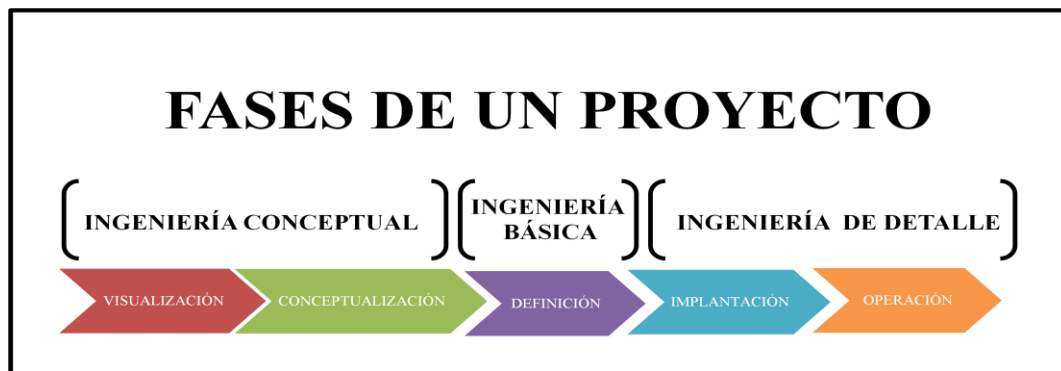


Figura II.1: Fases de un proyecto

- Fase de Definición o Ingeniería Conceptual (Visualización y Conceptualización): sirve para identificar la viabilidad técnica y económica de un proyecto. Está basada en un estudio previo del proyecto, así como también definir los requerimientos del mismo. Los conceptos a analizar en esta fase son:
  - ✓ Productos y capacidad de producción.
  - ✓ Normativa de regulación.

- ✓ Descripción de los procesos involucrados en consecuencia con los requerimientos del usuario.
  - ✓ Descripción general de las instalaciones
  - ✓ Estimación de requerimientos de servicios auxiliares.
  - ✓ Lista de equipo preliminar
  - ✓ Estimación económica de la inversión
- Fase Planificación o Ingeniería Básica (Definición): en definitiva estarán todos los requerimientos del usuario, especificaciones básicas, el cronograma de actividades y por supuesto la valoración económica más precisa. En esta fase se analiza:
    - ✓ Revisión detallada de la ingeniería conceptual.
    - ✓ Revisión de todos los procesos a ejecutarse.
    - ✓ Listas de consumo.
    - ✓ Lista de equipo.

Está ingeniería se desarrolla en dos etapas: la primera es toma de datos y la segunda es el desarrollo de los aspectos anteriores.

- Fase Ejecución/ Implantación o Ingeniería de Detalle (Implantación y Operación): es la fase final del proyecto, como su nombre lo indica, es la fase en la que se ejecuta todo el proyecto, con el soporte de las fases anteriores con el fin de garantizar el logro del objetivo. Las actividades en esta etapa son:
  - ✓ Revisión detallada de la Ingeniería Básica.
  - ✓ Especificaciones técnicas de equipos y materiales.

- ✓ Especificaciones funcionales.

## **II.2. INGENIERÍA CONCEPTUAL <sup>[1]</sup>**

La ingeniería conceptual es la primera etapa de un proyecto, después de que se ha planteado su necesidad. Sirve para identificar la viabilidad técnica y económica del proyecto y marcará la pauta para el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle. Se basa en un estudio previo (estudio de viabilidad) y en la definición de los requerimientos del proyecto. Esta etapa la podemos subdividir en dos sub-etapas más: visualización y conceptualización. Ambas definen y ejecutan por completo toda la ingeniería conceptual.

### **II.2.1. Visualización <sup>[2]</sup>**

En esta fase se originan los proyectos de inversión. Las ideas que originan los proyectos pueden provenir, en cualquier momento, de cualquier parte de la Corporación, pero son generalmente el producto de los análisis del ambiente externo e interno a ella que se realiza como parte de los ciclos de planificación. Estos análisis se efectúan en equipo con la participación de todas las organizaciones de la Corporación y bajo la responsabilidad integradora de las unidades de Planificación Corporativa.

La fase visualizar, al inicio del desarrollo de un proyecto, debe satisfacer tres objetivos principales antes de pasar a la fase de conceptualizar:

1. Establecer los objetivos y propósitos del proyecto. Tal como se mencionó, la base de recursos transformada luego a un plan de negocios, debe enumerar claramente los propósitos requeridos de los proyectos del plan corporativo, tales como:

- Productos y volúmenes de producción
- Calidad de los productos
- Alimentación requerida (volumen y calidad)

- Tiempo de desarrollo estimado y qué tan sensible es para la ventana de oportunidad del negocio
- Las premisas consideradas para establecer estos objetivos y propósitos
- Requerimiento de pruebas / investigación adicional para verificar estos objetivos y propósitos
- El margen de incertidumbre o la banda de variación de estos objetivos para el análisis de sensibilidades
- Dependencia y relación con otros proyectos del plan.

2. Verificar la columna de los objetivos del proyecto con las estrategias corporativas. Se debe poner especial atención en verificar que el proyecto en cuestión esté enmarcado dentro de las estrategias y lineamientos del plan de negocios. Esta tarea le corresponde a las organizaciones de Planificación de la Corporación, las cuales verificarán que el proyecto añade valor y forma parte integral del plan corporativo.

Una vez establecidos los objetivos y propósitos, y verificada su alineación con las estrategias corporativas, se procede al desarrollo preliminar del proyecto.

3. Desarrollo preliminar del proyecto: Aquí se elabora una ficha del proyecto con base en un alcance preliminar, con el objeto de verificar si la idea tiene los méritos suficientes para proseguir analizándola y desarrollándola. Las actividades para lograr este objetivo son:

1. Elaborar el alcance del proyecto
2. Elaborar el estimado de costos Clase V
3. Preparar el plan de ejecución Clase V
4. Evaluar la factibilidad técnica y económica de proseguir con el proyecto.

### II.2.2. Conceptualización <sup>[1]</sup>

Los dos objetivos fundamentales de esta fase son:

- ✓ Organizarse para la fase planificación.
- ✓ Seleccionar las opciones preferidas y solicitar los recursos para la ejecución de las actividades que permitan obtener un estimado de costos.

Para organizarse para la fase planificación se debe: Conformar el equipo de trabajo, formalizar los objetivos, roles, y responsabilidades y preparar el plan para conceptualizar y definir el proyecto.

- Conformar el equipo de trabajo: Es esencial, para el proceso de planificación de un proyecto, seleccionar el equipo de trabajo adecuado. A continuación, se describen algunos factores claves para lograr una óptima selección.
- Punto de partida: La gerencia de proyectos usará el concepto validado, desarrollado durante la fase de visualización del negocio, para determinar la composición del equipo. El concepto validado es la idea inicial del proyecto que impulsa el proceso de planificación. Típicamente, contiene información relacionada con los objetivos preliminares del proyecto, que confirman que la gerencia lo ha aceptado como un proyecto factible y ha autorizado los fondos requeridos para la fase de conceptualización.
- Composición del equipo: Básicamente, la formación del equipo se efectúa en base a la participación organizacional / funcional y requiere atributos individuales de sus miembros para que logre su cometido. La primera consideración es que todas las organizaciones involucradas deben tener representación en el equipo o tener oportunidad de aportar al proceso de planificación. Estas organizaciones funcionales, que serán llamadas a participar en el proyecto, incluyen la gerencia de proyectos, tecnología, operaciones, unidad de negocios, planificación corporativa, etc. La siguiente consideración, muy crítica para el éxito del equipo, tiene que ver

con la incorporación de los siguientes atributos de sus miembros para que pueda lograr sus objetivos:

- ❖ Experiencia – Conocimiento cabal de los elementos clave del proyecto.
- ❖ Capacidad – La habilidad de ejecutar las tareas requeridas por el proyecto.
- ❖ Autoridad – La capacidad de tomar decisiones

El número de participantes en la planificación no es lo más importante, sino la experiencia requerida para completar el proceso. En los proyectos que contemplan alianzas o asociaciones estratégicas (*joint ventures*), los distintos dueños deben plantear sus respectivas estrategias corporativas muy temprano durante el proceso de planificación.

- El líder del equipo: La gerencia de proyectos debe seleccionar el líder del equipo quien, a su vez, determinará la composición del mismo tomando en cuenta el concepto planteado por el dueño y los atributos requeridos para un desenvolvimiento exitoso. Entre las cualidades ideales del líder del equipo deben estar:
  - ❖ Comprensión cabal del proceso de planificación del proyecto.
  - ❖ Experiencia en proyectos similares.
  - ❖ Habilidad como facilitador del equipo.
  - ❖ Ser reconocido como líder por otros líderes.
  - ❖ Disposición de escuchar y habilidad de expresarse.
  - ❖ Habilidad de ayudar a individuos / organizaciones para superarse.

- ❖ Efectividad organizacional (encuentra el balance entre tareas y gente).
  - ❖ Habilidad y disposición para afrontar problemas.
- Equipos de apoyo: Los miembros del equipo, a su vez, podrán formar equipos de apoyo enfocados en tareas específicamente definidas. Estos equipos podrán incluir gente dentro o fuera de la organización, tales como consultores o contratistas que pueden aportar experiencias específicas para el logro de la meta y objetivos del equipo. Los equipos de apoyo podrán revisar temas como:
    - ❖ Gerencia de riesgos (ambiental, legal, política, tecnológica, etc.).
    - ❖ Evaluación de la tecnología.
    - ❖ Evaluación del sitio
    - ❖ Evaluación del mercado.
  - El balance correcto: Se ha demostrado que no solo con tener el recurso humano adecuado se logra el éxito de los proyectos, sino que se requiere además de un balance de factores técnicos, gerenciales y humanos que son interdependientes, sinérgicos y congruentes.
  - Requerimientos anticipados de recursos para el proyecto: El líder debe evaluar los requerimientos del proyecto para la conformación del equipo e incluir en el mismo los recursos humanos y experiencia para las áreas siguientes, según se requiera:
    - ❖ Evaluación del mercado y el negocio
    - ❖ Construcción
    - ❖ Costo y programación / planificación

- ❖ Ambiente
  - ❖ Análisis financiero
  - ❖ Ingeniería general
  - ❖ Recursos humanos
  - ❖ Relaciones laborales
  - ❖ Legal
  - ❖ Operaciones y mantenimiento
  - ❖ Ingeniería de proceso
  - ❖ Procura
  - ❖ Control del proyecto
  - ❖ Relaciones públicas
  - ❖ Calidad
  - ❖ Seguridad
  - ❖ Ingeniería de especialistas
- Continuidad a largo plazo: Cuando se seleccionan los miembros claves del equipo, es deseable considerar su permanencia a lo largo de la vida del proyecto. La continuidad ayuda a garantizar el cumplimiento del objetivo e intenciones originales ya que se cuenta con los antecedentes, las razones que soportaron las decisiones, etc. De no ser posible la continuidad, entonces se requiere de un buen registro y documentación de lo anteriormente desarrollado, y hasta donde sea posible, un plan para la transición y cambio del personal. “Se ha demostrado que

cambios en los miembros clave del equipo han afectado negativamente los resultados de los proyectos”

- Compromiso del equipo: El líder deberá ayudar a los miembros del equipo a lograr su meta. Los miembros se apoyarán, colaborarán y se comunicarán abiertamente y libremente unos con otros. Las agendas personales no pueden ser más importantes que la agenda establecida por el equipo. Los conflictos se deben abordar abiertamente, en un ambiente de comunicación honesto y constructivo. Los equipos efectivos:

- ❖ Son flexibles
- ❖ Son confiables
- ❖ Apoyan a los miembros del equipo
- ❖ Tienen objetivos compartidos
- ❖ Son técnicamente calificados
- ❖ Son abiertos y honestos
- ❖ Son respetuosos con los demás
- ❖ No son amenazas para los otros miembros del grupo
- ❖ Son automotivados

- Decisiones ponderadas: El equipo toma decisiones preferiblemente por consenso, para lo cual se deben considerar todos los argumentos / elementos de información a objeto de soportar esta decisión. De no llegar a un consenso, el líder del equipo será quien tome la decisión correspondiente. Una vez tomada la decisión, todos los miembros se deben sentir comprometidos para llevarla adelante.

- Objetivos claramente definidos: Trabajos de investigación han demostrado que muchas de las dificultades en proyectos son causadas principalmente por:
  - ❖ La falta de definición clara de los objetivos del dueño
  - ❖ La interpretación inconsistente de los objetivos
  - ❖ La falta de comunicación clara de los objetivos del proyecto.

El primer paso en la planificación y organización de los proyectos es definir clara y detalladamente los objetivos del dueño. Este, a su vez, debe comunicar estos objetivos a los participantes en el proyecto. Se debe lograr la consistencia en el entendimiento de los objetivos entre las gerencias de proyectos, unidades de negocios y operaciones. Los objetivos deben ser precisos, definidos en términos de resultados medibles, específicos en cuanto al tiempo para lograrlos, flexibles, aceptar cambios en la medida que se avance y justifique, y jerarquizados.

- Formalizar objetivos, roles y responsabilidades: La segunda actividad del objetivo: “Organizarse para la planificación del proyecto” consiste en desarrollar el mandato, cometido o encomienda del proyecto. Este mandato ayuda a definirle al equipo, su misión, roles y responsabilidades para permitirle transformar el concepto del proyecto en una estrategia viable para la ejecución del mismo, enmarcada dentro de:
  - ❖ La ventana de tiempo disponible.
  - ❖ Estas guías corporativas para proyectos de capital.

Un proyecto debe satisfacer objetivos corporativos y específicos. Los objetivos corporativos pueden necesitar uno o más proyectos para su cumplimiento. Estos objetivos son más conceptuales y amplios que los objetivos específicos de cada proyecto. A pesar de esto, deben abordarse en términos completamente entendibles por el equipo del proyecto. Los objetivos específicos, los cuales sirvieron para la

conformación del equipo, deben ser compatibles con los objetivos corporativos. En el caso de alianzas o cualquier otra modalidad de contratación/ejecución de proyectos, los objetivos corporativos deben reflejar el consenso de todas las unidades, compañías u organizaciones participantes.

Por otra parte, los objetivos corporativos deben definir los requerimientos y/o la oportunidad del negocio en términos amplios, sin enfocar prematuramente proyectos / áreas específicas que podrían no ser después la mejor opción para satisfacer las necesidades del negocio.

A manera de ejemplo, no es lo mismo un objetivo de: “Instalar una nueva caldera” que “Suministrar mayor volumen de vapor que el actual”. Lo primero establece claramente la necesidad de un nuevo equipo, mientras lo segundo podría satisfacerse mediante la ampliación de lo existente o en última instancia con la instalación de equipos adicionales.

- Factores de éxito en la ejecución de un proyecto: La percepción del éxito de un proyecto depende de la perspectiva de quien está midiéndolo. El éxito para el dueño es el “producto operacional” y “el cumplimiento de las especificaciones”, mientras que para los diseñadores y contratistas estriba en “los procesos de diseño y construcción” y en “el cumplimiento con las metas de costo y tiempo de ejecución”. A continuación se mencionan algunos factores indispensables para una planificación exitosa:

- ❖ Objetivos del proyecto bien definidos.
- ❖ Congruencia de objetivos entre los participantes claves.
- ❖ Una planificación extensiva y temprana.
- ❖ Participantes competentes técnicamente en todas las áreas requeridas por el proyecto

- Contenido del mandato o cometido: En los proyectos mayores, el mandato o cometido formal, consiste en un memorándum a los miembros del equipo, el cual deberá apuntar a los siguientes elementos claves:
  - ❖ Misión
  - ❖ Definición de la calidad de los productos
  - ❖ Organigramas con roles y responsabilidades
  - ❖ Identificación de actividades e hitos principales para la planificación del proyecto
  - ❖ Procedimientos para optimar el trabajo en equipo
- Preparar plan para conceptualizar y definir: la tercera y última función del objetivo “organizarse para la fase de planificación del proyecto” es “preparar el plan para desarrollar las fases de conceptualizar y definir “. El equipo de trabajo preparará el plan basado en:
  - ❖ El concepto validado del proyecto (la idea para la cual se desarrolla el esfuerzo de planificación).
  - ❖ El mandato establecido.

Esto constituye la información de entrada para preparar el plan inicial del proyecto. De la preparación de este plan se obtienen dos productos:

- ❖ Un concepto validado del proyecto más claramente enfocado.
  - ❖ Un plan para acometer la conceptualización y definición del proyecto.
- Plan para conceptualizar / definir: Este plan es una formalización y documentación de los métodos y recursos que puede utilizar la empresa, para desarrollar el proceso de planificación preliminar del proyecto. Es importante

mencionar que, durante el proceso de preparación del plan, hay dos factores que influyen en su culminación exitosa: la composición y destrezas del equipo de trabajo, y la calidad del mandato en términos de objetivos claramente expresados.

- Elementos claves: Los elementos a considerar en el proceso de planificación preliminar del proyecto son:

- ❖ Mientras más temprano se planifique el proyecto mayor será la posibilidad de acortar el tiempo de ejecución.
- ❖ Mientras más temprano se pueda dividir las tareas mayores en subtareas más pequeñas, autosuficientes y ejecutables independientemente de las demás, menor será la duración de la planificación del proyecto, ya que se podrán acometer varias subtareas simultáneamente.
- ❖ Es vital para una planificación exitosa del proyecto que los roles y responsabilidades de los miembros del equipo se encuentren bien definidos.
- ❖ Mientras más recursos y tiempo se asigne a la planificación, mayor será la oportunidad de encontrar soluciones óptimas. Sin embargo, el plan para conceptualizar y definir el proyecto debe ser controlado en términos de tiempo y costo.
- ❖ En situaciones de alta incertidumbre, planificar bajo un enfoque flexible y adaptable resulta apropiado. Así mismo, en este tipo de situaciones aumenta en importancia la escogencia de miembros del equipo que estén altamente calificados.
- ❖ Como el proceso de planificación puede consumir una gran cantidad de tiempo y resultar un reto desde el punto de vista técnico y administrativo, se le debe permitir suficiente tiempo

al equipo de planificación para efectuar las tareas adecuadamente.

Para seleccionar las opciones preferidas se debe:

- Evaluar la tecnología: Los miembros del equipo deben identificar las brechas tecnológicas y de conocimiento, para trabajarlas y producir información complementaria que permita a los niveles correspondientes tomar decisiones de calidad. Normalmente la selección de la tecnología del proyecto se hace con base en varias tecnologías en competencia y posiblemente alguna tecnología desarrollada dentro de la Corporación. Para las primeras, existe un patrón o secuencia general de eventos, los cuales se enumeran a continuación:
  - Desarrollar la información básica del proyecto.
  - Identificar las tecnologías disponibles.
  - Contactar a los licenciantes de tecnología.
  - Realizar una evaluación técnica preliminar.
  - Visitar plantas que utilicen las tecnologías evaluadas y seleccionar la lista corta.
  - Desarrollar alternativas al proceso.
  - Solicitar información técnica detallada (bajo acuerdos de confidencialidad).
  - Elaborar estimados de costo
  - Realizar análisis técnico–económicos para la selección preliminar de la tecnología.

- Selección definitiva de la tecnología.
- Documentación del trabajo y reportes de avance y resultado final.
- Evaluar el sitio: En muchos casos, las características del sitio influyen la selección de la tecnología. El equipo de trabajo debe desarrollar suficiente información para permitir que la optimización se concrete durante la actividad “evaluación de rentabilidad de opciones”. La actividad “evaluación del sitio” consiste en la ponderación de las fortalezas y debilidades de las diferentes ubicaciones, para cumplir con los requerimientos del dueño. La teoría de selección es bastante simple: encontrar una ubicación que maximice los beneficios para el dueño. Sin embargo, la aplicación de esta teoría no resulta tan sencilla. La evaluación de las ubicaciones podría hacerse a nivel mundial, nacional, local y hasta se realizaría un análisis de ubicaciones dentro de una instalación industrial.

Pasos principales para la evaluación del sitio: A continuación, se mencionan los pasos principales a seguir:

- Identificar claramente los objetivos del negocio
- Determinar las posibles ubicaciones geográficas de las instalaciones a construir, las cuales pueden estar cerca de:
  - ❖ los clientes (mercados)
  - ❖ el suministro de la materia prima
  - ❖ donde los costos de labor sean menores
  - ❖ donde existan servicios adecuados
  - ❖ de otras plantas relacionadas

Una vez desarrollada la información del sitio, el equipo debe organizarla para propósitos de análisis y de la toma de decisión. El análisis reducirá las ubicaciones potenciales a unas pocas que puedan ser manejables y, si es posible, a una sola. Si el equipo no puede finalizar la selección del sitio basado en la información preliminar disponible en ese momento, entonces deberá incluir más de una opción para estudiarlas más en detalle. El equipo podrá tomar la decisión final durante el “Desarrollo del paquete de definición del proyecto” en la fase de definición.

- Preparar los alcances conceptuales de las opciones seleccionadas y sus estimados de costo: El propósito de esta actividad es generar suficiente información para el análisis financiero durante la tarea “evaluar rentabilidad de opciones”, y reducir las incertidumbres a un nivel “aceptable” de riesgo.

En esta etapa, es muy importante mantener un balance adecuado entre la necesidad de desarrollar detalles más precisos y la verdadera disponibilidad de tiempo y presupuesto para el estudio. “No se trata de ser preciso en esta etapa”. Usando la información suministrada por los licenciantes de tecnología y la proveniente de la selección del sitio, se pueden elaborar alcances de trabajo para cada opción generada con suficientes detalles para preparar estimados de costos Clase IV (confiabilidad 30%). Por estar analizando posiblemente varias opciones en conjunto, el nivel de detalles de los alcances y la precisión de los estimados deben ser controlados a fin de evitar costos excesivos en esta etapa.

- Evaluar la rentabilidad de las opciones: La evaluación de las opciones se realiza con base en la información desarrollada en actividades anteriores, tales como: “Selección de Tecnología”, “Evaluación del Sitio”, y “Preparación de los Alcances Conceptuales y Estimados de Costos”, lo cual permitirá desarrollar una imagen completa de cada opción, con el fin de realizar la comparación entre ellas en una misma base.

Los criterios de evaluación incluyen: costos, beneficios, variables económicas y cualquier otra consideración necesaria para la toma de decisión.

El objetivo consiste en producir toda la información necesaria para la preparación de las recomendaciones que se presentarán al “nivel de decisión” correspondiente para decidir cuál o cuáles serán las opciones seleccionadas.

### II.3. DESARROLLO DEL CAMPO <sup>[2]</sup>

El desarrollo de un campo petrolero bajo el marco de lo que constituye una empresa mixta (desarrollo de un campo petrolero entre PDVSA y compañías privadas), abarca desde la exploración, sigue con la fase de producción del campo hasta continuar con los procesos de transporte, mejoramiento, comercialización y refinación del petróleo, como se muestra en la Figura II.2.

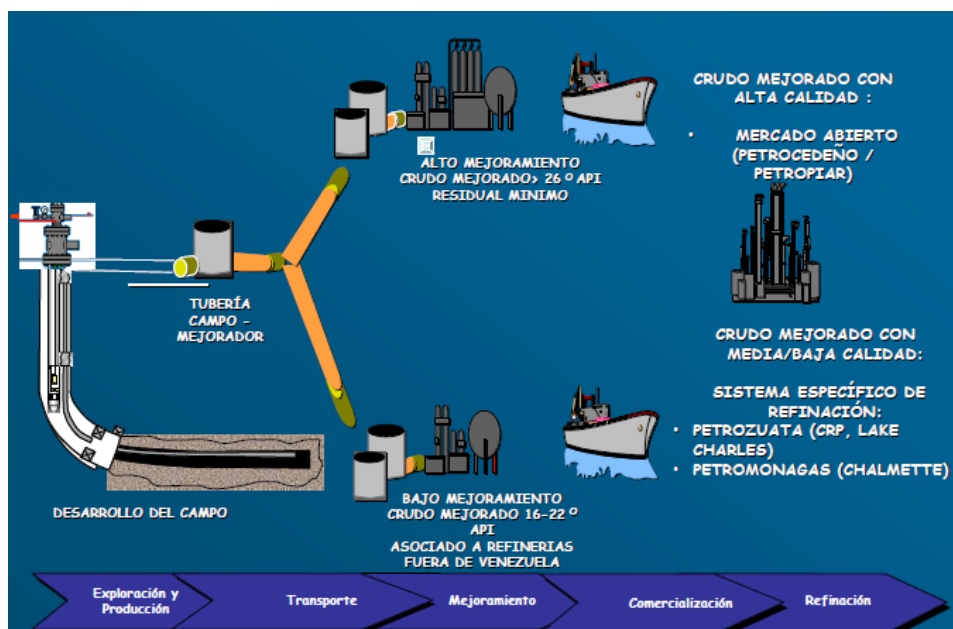


Figura II.2. Faja Petrolífera del Orinoco. Desarrollo del Campo <sup>[2]</sup>.

La delineación del proyecto abarca la adquisición, procesamiento e interpretación de la sísmica 2D y 3D; la perforación de pozos estratigráficos, revisión de los modelos estáticos y dinámicos, planificación y diseño de trayectorias de los pozos y la

perforación de las primeras macollas al inicio del proyecto. Culminada esta etapa, se iniciará la Producción en Frío, con la finalidad de ajustar las facilidades de manejo y producción de crudos en superficie. Una vez alcanzada la fecha límite establecida para el mantenimiento de la Producción en Frío, se implementarán métodos de recuperación mejorada con el fin de alcanzar la producción de crudo requerida.

El alcance del diseño del desarrollo de un campo petrolero incluye: la determinación del número de pozos a perforar, el número de macollas, presentación de la infraestructura de producción necesaria para la explotación, manejo y procesamiento de toda la producción de crudo, gas y agua, desde las macollas de producción hasta el lugar que PDVSA designe para la entrega del crudo diluido durante la fase de producción temprana y hasta la brida de entrada al Complejo Mejorador. Es estos complejos se determina el tipo de mejoramiento a realizar, con el fin de enviar el petróleo mejorado a su comercialización, en concordancia con los planes de desarrollo de la Industria y cumpliendo con las cuotas establecidas por la OPEP.

## **II.4. POZO** <sup>[3]</sup>

Se define como pozo petrolífero a cualquier perforación del subsuelo diseñada con el objetivo de hallar y extraer hidrocarburos gaseosos o líquidos.

## **II.5. TIPOS DE POZOS** <sup>[3]</sup>

### **II.5.1. Según su Objetivo** <sup>[3]</sup>

#### **II.4.1.1. Estratigráficos** <sup>[3]</sup>

Por lo general son los primeros pozos que se perforan en una zona y se construyen con el objetivo fundamental de obtener información del subsuelo bien sea mediante registros eléctricos o incluso por la toma de núcleos. Son fundamentales puesto que verifican la información que se tiene del campo y entre otras cosas comprueban la existencia de hidrocarburos.

### II.5.1.2. Productor<sup>[3]</sup>

Son los pozos que constituyen la parte fundamental del desarrollo del campo puesto que su objetivo es colocar el mayor volumen posible de fluidos desde el yacimiento en la superficie. Existen una gran variedad de estos pozos y de su óptima colocación y completación depende el éxito del campo.

### II.5.1.3. Inyectores<sup>[3]</sup>

Este tipo de pozo no siempre está presente en todos los campos; solo se utiliza cuando se va a aplicar algún método de recuperación mejorada, es decir se utiliza para colocar fluidos en el yacimiento desde la superficie. Dependiendo del tipo de fluido que se vaya a inyectar estos pozos deberán tener una completación especial que resista las condiciones de dicho fluido.

## **II.5.2. Según el Tipo de Perforación<sup>[3]</sup>**

### II.5.2.1. Vertical<sup>[3]</sup>

Es de entendimiento, que en las operaciones de perforación no es sencillo mantener 100% la verticalidad del hoyo desde la superficie, y mucho menos cuando los yacimientos son muy profundos, ya que es en ese caso donde se debe tener el mayor control del pozo. Para una eficiente perforación, están incluidos dos factores determinantes que permiten definir la mejor trayectoria del pozo, uno son los factores mecánicos y el otro son los geológicos.

Los factores mecánicos: las características, diámetros y peso por unidad de longitud de los tubos que componen la sarta de perforación; el tipo de mecha; la velocidad de rotación de la sarta; el peso de la sarta que se deja actuar sobre la mecha, para que ésta penetre y rompa la roca; el tipo y las características tixotrópicas del fluido de perforación utilizando su peso por unidad de volumen para neutralizar las presiones de la formación, la velocidad y caudal suficientes de salida del fluido por las

boquillas de la mecha para garantizar la limpieza del fondo del hoyo y el arrastre de los ripios hasta superficie.

Los factores geológicos son primordialmente en la composición y tipo de roca, donde se engloban la presencia de fallas, buzamiento u orientación de la formación, la dureza de la roca, la composición de los diferentes estratos. Esto, con el fin de determinar en superficie la trayectoria de la sarta de perforación, ya que esta, está determinada por la trayectoria que marca la mecha. Una pequeña desviación en un hoyo vertical, donde, la trayectoria del mismo no sobrepasa los límites del perímetro de un cilindro imaginario, cuyo radio se considera desde el centro del hoyo hasta tocar las cuatro patas de la cabria.

A través del tiempo la industria petrolera ha desarrollado diferentes soluciones mediante las circunstancias de operación, con el fin de mejorar la perforación de pozos y desarrollar mejores técnicas para acercarse a la máxima eficiencia en extracción de hidrocarburos.

Entre muchas de las mejoras que se han conseguido hasta ahora, se encuentra que no sólo se perfora de manera vertical, como tradicionalmente se ha hecho, si no que también se puede direccionar el pozo, con el fin de obtener múltiples ventajas. En la figura II.3, se puede observar un ejemplo de pozo vertical.

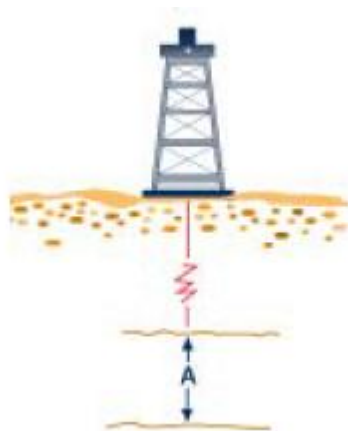


Figura II.3: Pozo Vertical

Fuente: Archivos de PDVSA

### II.5.2.2 Direccional <sup>[3]</sup>

Es la ciencia de realizar la desviación de un pozo a lo largo de una trayectoria previamente planeada, desde la superficie hasta un objetivo en el subsuelo cuya localización se encuentra determinada por sus coordenadas, a una distancia lateral medida desde la vertical generada por la ubicación del pozo en superficie.

Debido a la necesidad de abarcar mucho más espacio físico en el yacimiento, obtener una mayor tasa de recobro, además de factores que van de la mano con la conservación del ambiente, y naciendo de la desviación imprevista del hoyo, se ha tratado de perfeccionar a lo largo del tiempo desviar el hoyo controlada e intencionalmente. Pero en el caso de la Faja Petrolífera del Orinoco, a través de la experiencia acumulada, se sabe que el tipo de pozo direccional utilizado, es el pozo horizontal, esto debido a las pocas profundidades que se encuentran los hidrocarburos, adicionalmente, por las características geológicas de la zona.

### II.5.2.4. Horizontal <sup>[3]</sup>

Son pozos perforados horizontalmente o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de producción. También se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de inclinación no menor de  $86^\circ$

respecto a la vertical. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo. Según el radio de curvatura, existen cuatro tipos de pozos horizontales básicos, cada uno de los cuales poseen una técnica que va en función directa con la tasa de incremento de ángulo y del desplazamiento horizontal. Adicionalmente, se requiere un ensamblaje especial de la sarta de perforación para poder obtener los grados de inclinación máximo hasta el objetivo. Entre las ventajas de los pozos horizontales están:

- Tiene una mayor área de contacto con la arena y los fluidos contenidos en la misma por lo tanto tiene una mayor productividad que por ejemplo un pozo vertical convencional.
- Existe un aumento del factor de recobro del yacimiento porque hay un mayor volumen de hidrocarburos a drenar en comparación a si el esquema de explotación del campo se realizase con otro tipo de pozo.
- Se pueden minimizar costos, permisología e impacto ambiental al reducir la cantidad de pozos necesarios para explotar el campo.
- Se puede llegar a objetivos de difícil alcance vertical, como por ejemplo yacimientos que estén bajo centros poblados o incluso se puede acceder a algunas localizaciones marinas desde tierra firme.
- Debido al aumento del factor de recobro es posible explotar yacimientos que antes podrían resultar ser no rentables por el tipo de crudo.

Algunas de las desventajas de los pozos horizontales que podemos encontrar son:

- El costo de perforar un pozo horizontal es notablemente mayor al de perforar uno vertical puesto que la complejidad es mayor, los equipos utilizados tienen que ser más precisos, se necesita personal con mayor experiencia y por lo general se necesita mayor cantidad de materiales (lodo, cemento, tubería, etc.).

- Gran parte de la eficiencia de un pozo horizontal puede verse afectada si existen problemas de permeabilidad vertical puesto que esta es fundamental para que los fluidos se trasladen hacia el pozo.
- Puesto que es un pozo desviado la tortuosidad del mismo es elevada con respecto a un pozo vertical y esto puede dificultar la introducción de herramientas de medición o de dispositivos de levantamiento artificial.

Actualmente el perforar un pozo horizontal no está asociado a la utilización de la última tecnología en materia de perforación y en realidad los requerimientos para el mismo no son demasiado elevados debido a que existe una gran cantidad de herramientas desde las más desarrolladas e innovadoras hasta las más básicas pero funcionales, sin embargo el equipo a utilizar estará determinado por el tipo de pozo horizontal a perforar, las formaciones que se atravesarán y los fluidos que se planean encontrar. En la figura II.4 se puede observar una representación gráfica de un pozo horizontal.

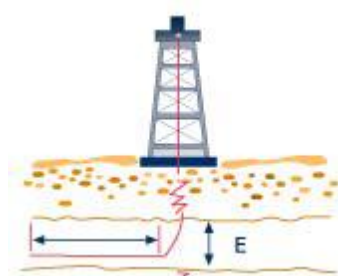


Figura II.4: Pozo horizontal

Fuente: Archivos de PDVSA

## II.6. SISTEMA DE PERFORACIÓN <sup>[5]</sup>

Cabe destacar, que primeramente, la perforación viene ejecutándose desde tiempos inmemorables, con la perforación de pozos de aguas subterráneas.

- Perforación Rotatoria: el método consiste en construir un pozo agregando tuberías de perforación, que en su extremo inferior, básicamente, se conectan con una broca de rotación o mecha, formada con acero o incrustaciones de diamantes, que permitan cortar la formación. El material cortado o triturado por la mecha se mezcla con lodo de perforación, haciéndolo circular a través de la sarta. La perforación rotatoria se utilizó por primera vez en 1901. Este nuevo método de perforar trajo innovaciones que prácticamente, elimina el sistema de perforación a percusión. Hasta la actualidad, no obstante los adelantos en sus componentes y nuevas técnicas de perforación, el principio básico de su funcionamiento es el mismo.

Componentes del taladro de perforación rotatoria son:

- ✓ El sistema de potencia.
- ✓ El sistema de levantamiento.
- ✓ El sistema de rotación.
- ✓ El sistema de circulación.
- ✓ El sistema de seguridad.

### II.6.1. El sistema de potencia <sup>[5]</sup>

Está constituido por motores de combustión interna, los cuales generan la energía requerida para la operación de todos los componentes de un taladro de perforación. En un taladro de perforación, por lo general se necesitan de varios motores, la cantidad de los mismos, está sujeto al tamaño y capacidad del taladro, así como

también es muy común que se utilicen motores del tipo Diesel, ya que es más sencillo conseguir el combustible.

La energía que se produce se distribuye de dos formas: mecánica y eléctrica.

- **Transmisión de Potencia Mecánica:** la energía que se transmite de los motores se unifican a través de ligas hidráulicas o convertidores de torsión, con cadenas y poleas, las cuales igualan la energía desarrollada por cada motor y transmitida por un fluido hidráulico para girar un eje que sale de la unión o convertidor. los ejes de transmisión se unen mecánicamente con poleas y cadenas, las cuales tienen la misma función que una correa de goma entre dos poleas. A este arreglo de cadenas y polea se le conoce como central de distribución, permitiendo que la energía generada por cada motor se pueda utilizar conjuntamente. La central de distribución a su vez transmite la fuerza de los motores hasta la mesa rotatoria y el malacate
- **Transmisión de Energía o Potencia Eléctrica:** como se mencionó anteriormente, en la actualidad se utilizan motores Diesel para generar energía eléctrica en los taladros de perforación, los cuales dan energía a grandes generadores eléctricos. Los generadores producen electricidad que es transmitida a través de cables al engranaje eléctrico de conmutadores y control. Desde este punto de electricidad fluye a través de cables adicionales hasta motores eléctricos que están directamente conectados a diversos equipos como el malacate, bombas de lodo y la mesa rotatoria

Existen ventajas del sistema eléctrico sobre el sistema mecánico, ya que elimina la transmisión por cadenas que es altamente complicada.

### **II.6.2. El sistema de levantamiento. <sup>[5]</sup>**

La función de una torre o taladro de perforación es perforar y para ello debe tener un equipo que permita elevar otros componentes y a la vez bajar y soportaren suspensión

grandes pesos requeridos, como es el caso de la sarta de perforación o revestimiento. Dentro de los componentes del sistema de levantamiento se encuentran:

- **Torre o Cabria de Perforación:** Es una estructura grande que soporta mucho peso, tiene cuatro patas que bajan por las esquinas de la infraestructura o sub estructura. Soporta el piso de la instalación y además provee un espacio debajo del piso para la instalación de válvulas especiales llamadas Impide reventones. Además, la infraestructura soporta el peso de la sarta de perforación cuando está suspendida en las cuñas. El piso de la cabria soporta y sostiene al malacate, la consola de perforador y al resto de los equipos relacionados con la perforación rotatoria. La altura de la torre no influye en la capacidad de carga del taladro, pero si influye en las secciones de tubería que se pueden sacar del hoyo sin tener que desconectarlas (parejas). Esto se debe a que el Bloque Corona debe estar a suficiente altura de la sección para permitir sacar la sarta del hoyo y almacenarla temporalmente en los peines del encuelladero cuando se, saca para cambiar la mecha o realizar otra operación. La altura de la torre es variable desde 69 pies hasta 189 pies siendo la más común la de 142 pies.
- **Corona:** Constituye la parte superior del taladro de perforación, donde el peso de la sarta de perforación es transmitido a la torre a través de un sistema de poleas (Bloque Corona, el cual sostiene y da movilidad al Bloque Viajero).
- **Encuelladero:** Constituye una plataforma de trabajo ubicada en la torre a una altura aproximada entre 80 y 90 pies y permite que el encuellador coloque las parejas de tubería y portamechas mientras se realizan operaciones como cambio de mechas, bajada de revestimientos, etc. Para ello, este accesorio consta de una serie de espacios semejanado un peine donde el encuellador coloca la tubería.
- **Consola del Perforador:** Constituye un accesorio que permite que el perforador tenga una visión general de todo lo que está ocurriendo en cada uno de los componentes del sistema: presión de bomba, revoluciones por minuto de la mesa, torque, peso de la sarta de perforación, ganancia o pérdida en el nivel de los tanques, etc.

- Malacate: Consiste en un cilindro alrededor del cual el cable de perforación se enrolla permitiendo el movimiento de la sarta hacia arriba o hacia abajo, dependiendo del tipo de operación a realizar. Además, el malacate transmite la potencia para hacer girar la mesa rotatoria, los carretes auxiliares y sistemas de enrosque y desenrosque de tubería. Dentro de los accesorios encontrados en el malacate están:

- ✓ El sistema de frenos: constituido por un freno principal cuya función es parar el carrete y aguantarlo; además, se tiene el freno auxiliar que sirve de soporte al freno principal en casos de emergencia, ayudando a absorber la inercia creada por la carga pesada.

- ✓ El sistema de transmisión: que provee un sistema de cambios de velocidad que el perforador puede utilizar para levantar la tubería.

A ambos lados del malacate se extiende un eje en cuyos extremos se encuentran dos tipos de cabezales: el de fricción, que utiliza una sogá que se enrosca varias veces alrededor del carrete para levantar el equipo que tiene que moverse en el piso de la torre. Otro tipo de cabezal es mecánico utilizado para enroscar y desenroscar tubería de perforación cuando se está sacando o metiendo en el hoyo o cuando se requiere fuerza adicional mientras se está perforando.

- Bloque Corona y Bloque Viajero: está ubicado en la parte superior de la torre, constituido por una serie de poleas. El cable de perforación pasa a través de estas poleas y llega al Bloque Viajero, el cual está compuesto de un conjunto de poleas múltiples por dentro de las cuales pasa el cable de perforación y sube nuevamente hasta el Bloque Corona. Su función es la de proporcionar los medios de soporte para suspender las herramientas. Durante las operaciones de perforación se suspenden: el gancho la unión giratoria, el cuadrante, la sarta de perforación y la mecha. Durante las operaciones de cementación del pozo, soportará el peso de la

tubería de revestimiento. Aunque hay un solo cable, da la impresión de haber más, esto debido a que el cable de perforación sube y baja tantas veces entre los bloques. A este procedimiento se le denomina “Guarnear” los bloques. Una vez realizado el “guarneo” completo del bloque, el extremo del cable se baja hasta el piso del taladro y se conecta al tambor del malacate. La Sistema de guayas a través del bloque viajero, parte del cable que sale del malacate hacia el bloque corona, se llama línea viva ya que se mueve mientras se sube o se baja el bloque viajero. El extremo del cable que corre del bloque corona al tambor alimentador también se asegura.

- Gancho: Es una herramienta localizada debajo del bloque viajero al cual se conectan equipos para soportar la sarta de perforación, se conecta a una barra cilíndrica llamada asa que soporta la Unión Giratoria.
- Los elevadores: constituyen un juego de abrazaderas que agarran la sarta de perforación para permitirle al perforador bajar o subir la sarta hacia y desde el hoyo.
- Cable de Perforación: Esta constituido de acero de 1 1/8 pulgadas a 1 3/4 pulgadas de diámetro. Esta hecho de alambres y es bastante complejo. Ha sido diseñado para cargas pesadas, por lo cual debe ser seleccionado según el peso que tendrá que soportar. El diseño de las poleas del bloque corona a través de las cuales tendrá que pasar el cable de perforación es de suma importancia. Debe ser inspeccionado con frecuencia para asegurar que esté en buenas condiciones. Se debe tomar en cuenta el tiempo de trabajo y uso rendido por el mismo para proceder a cambiarlo. El desgaste del cable es determinado por el peso, distancia y movimiento. De allí que deben llevarse estadísticas en taladro sobre el uso del cable de perforación.
- Cuñas: Son piezas de metal ahusado y flexibles con dientes y otros dispositivos de agarre, empleadas para sostener la tubería en la mesa rotatoria alternativamente durante un viaje y evitar que se resbale hacia adentro del hoyo cuando se está conectando o desconectando la tubería. Las cuñas encajan alrededor de la tubería y se calzan contra el buje maestro. Las cuñas rotatorias se utilizan exclusivamente con tubería de perforación; para el manejo de portamechas

y tubería de revestimiento se utilizan otro tipo de cuñas. La acción presionadora de las cuñas en el buje maestro, cambia la dirección de la fuerza vertical (hacia abajo), ejercida por la sarta de perforación y la convierte en fuerza lateral o transversal contra la tubería. El tamaño de las cuñas debe ser siempre adecuado para la tubería que se esté manejando, ya que del buen contacto de ellas con la tubería de perforación, portamechas o revestimiento, dependerá el agarre efectivo de las mismas sin crear problemas operacionales. Igualmente, el manejo óptimo de las cuñas por parte de la cuadrilla, influirá en el desgaste de los insertos de agarre.

- **Llaves de Potencia:** Comúnmente llamadas tenazas, se usan conjuntamente con las cuñas para hacer las conexiones de tubería y para realizar viajes. Permitiendo enroscar y desenroscar la tubería de perforación. Dos juegos de tenazas son necesarios para conectar o desconectar la tubería y su nombre variará según el modo en que sean usadas; para hacer una conexión mientras se está metiendo tubería en el hoyo, a las llaves que quedan a la derecha del perforador se les denomina de enrosque o apriete y a las de la izquierda se les denomina de contra fuerza o de aguante, ya que impiden que la tubería gire. Al sacar tubería, cambiara el nombre de las llaves. Las llaves o tenazas constan de mandíbulas o quijadas que se pueden graduar dependiendo del tamaño de la tubería con la que se esté trabajando

- **Cadena de Enroscar:** Es una cadena de acero utilizada para enroscar una unión de tubería cuando se está introduciendo tubería al hoyo, enrollando un extremo de la cadena alrededor de la unión de tubería en las cuñas y el otro extremo se sujeta al tambor de enroscar del malacate. Se lanza la cadena por encima del tubo a enroscar y se procede a realizar la conexión; se levantan las cuñas y se introduce la tubería en el hoyo. Existen otras herramientas giratorias y de torsión de potencia, las cuales van reemplazando a la cadena de enroscar y a las tenazas, eliminando en algunos casos los peligros asociados con las cadenas de enroscar. Entre estas herramientas se tienen: el rotador neumático del cuadrante, las tenazas giratorias.

### II.6.3. El sistema de rotación. <sup>[5]</sup>

Es aquel que hace girar la sarta de perforación y permite el avance de la mecha desde la superficie a la profundidad programada. Dentro de los componentes de este sistema se tienen:

- **Sarta de Perforación:** Está compuesta de tubería de perforación y una tubería especial de paredes gruesas llamada Portamechas. El lodo circula a través de los portamechas al igual que a través de la tubería de perforación. Transmite la potencia rotatoria a la mecha para poder perforar
- **Tubería de perforación:** Constituye la mayor parte de la sarta de perforación, está soportada en la parte superior por el cuadrante, el cual le transmite la rotación a través de la mesa rotatoria. Un tubo de perforación mide aproximadamente 30 pies, cada tubo tiene dos roscas, una interna denominada caja y otra externa conocida como espiga o pin. Cuando se conecta un tubo a otro, la espiga se inserta en la caja y la conexión se enrosca. La tubería de perforación puede sufrir fallas originadas por corrosión, la cual comienza generalmente en el interior de la tubería.
- **Tubería Pesada:** Se coloca debajo de la tubería de perforación y es un tubular hueco pero de pared gruesa que posee conexiones de las mismas dimensiones que la tubería de perforación. Es más resistente a los esfuerzos generados en el pozo y puede trabajar a tracción o a compresión. Su función principal es servir de transición entre la tubería de perforación y los portamechas para que los cambios en la rigidez de la sarta no sean tan abruptos.
- **Portamechas:** Son cuerpos de acero más pesados que la tubería de perforación y se utilizan en la parte más profunda del hoyo para darle peso a la mecha y permitir que esta avance y se perfore un hoyo lo más vertical posible. El peso de los portamechas depende de su longitud, diámetro interno y externo; su longitud API es de 30', aun cuando los hay más cortos o más largos. Al diseñar la cantidad

de portamechas a utilizar, debe conocerse el diámetro de la mecha, y el diámetro interno debe ser lo suficientemente grande para evitar caídas altas de presión durante la circulación del lodo. Al igual que la tubería de perforación, poseen un extremo hembra (caja) y otro macho (pin).

- Mechas: La mecha es uno de los componentes del sistema de rotación de mayor importancia durante la perforación de un pozo. Mientras está en el fondo perforando, está ganando dinero. Para continuar su labor, la mecha debe desempeñarse adecuadamente, dependiendo su eficiencia de varios factores como: estado físico, el peso sobre la mecha y la velocidad de rotación aplicados sobre ella. La acción del fluido de perforación, cumpliendo sus funciones de limpieza, enfriamiento y lubricación de forma excelente. En perforación se requieren mechas capaces de perforar con la mayor rapidez posible, o sea, que se obtengan altas tasas de penetración. Una mecha debe tener la capacidad de perforar un hoyo de diámetro completo (en calibre), mientras esté en el fondo del pozo; si se desgastan los lados de la mecha, esta perforará un hoyo de diámetro reducido, el cual ocasionará problemas operacional es cuando entre la nueva mecha.

Para la elección del tipo de mecha que debe usarse, se tiene que tomar en cuenta varios factores como el tipo de formación a perforar y la profundidad. Existen varios tipos de mechas y entre ellas están: de rodillos o conos, de diamantes naturales, diamantes sintéticos y de arrate o fricción. Hay una relación inversa entre el rendimiento de una mecha y los costos de perforación; es decir, que a mayor rendimiento, menores serán los costos, ya que la cantidad de viajes de tubería para el cambio de mechas será menor. En formaciones superficiales, generalmente se utilizan entre una a dos mechas para perforar el hoyo de superficie, ya que son formaciones blandas, sueltas y poco compactadas. A medida que se avanza en profundidad, las formaciones se hacen más compactas y por ende más duras, entonces se requerirán mechas con distinto diseño, resistentes a la abrasión. El costo de perforación en este intervalo tiende a incrementarse ya que

los cambios de mecha (viajes), son mayores y el tiempo de taladro es igualmente alto.

- Cuadrante o Junta Kelly: Es un tramo de la tubería de forma cuadrada hexagonal o triangular, generalmente de 40 pies de largo, cuyo objetivo es transmitir el movimiento de rotación de la mesa rotatoria a la sarta de perforación. A medida que el buje maestro de la mesa rotatoria gira, este hace girar el buje del cuadrante; como la tubería de perforación está conectada a la base del cuadrante, esta también tiene que girar. Igualmente, el cuadrante es parte del sistema de circulación del fluido de perforación. Un pozo de petróleo o gas es perforado en tramos cuya longitud es igual al tamaño del cuadrante; tan pronto el cuadrante haya perforado toda su longitud, o sea, cuando la unión giratoria queda cerca de la mesa rotatoria se sube la sarta de perforación para desconectar el cuadrante de la junta superior de tubería. La mecha quedará fuera del fondo en una distancia equivalente a la longitud del cuadrante, luego se conecta una nueva junta de tubería al cuadrante, se levanta y se hace la conexión a la sarta de perforación.
- La válvula de seguridad del cuadrante: forma parte del sistema de circulación del fluido de perforación y está colocada entre la unión giratoria y el cuadrante. Cuando se produce un contraflujo de alta presión dentro de la sarta de perforación, se cierra la válvula para impedir que la presión llegue a la unión giratoria y a la manguera de lodo.
- La válvula de seguridad para tubería de perforación: es usada como unidad de seguridad. Cuando se tiene una arremetida durante un viaje de tubería, se conecta abierta la válvula al extremo superior de la tubería de perforación y se cierra, luego se conecta el cuadrante y se abre la válvula de seguridad restableciéndose la circulación del lodo.
- La unión giratoria: está conectada directamente a la válvula de seguridad y al cuadrante, permitiendo que la sarta de perforación gire. Además de sostener la

sarta, sirve de conducto para que el lodo de perforación circule. Puede girar a más de 200 revoluciones por minuto, sostener cargas de cientos de toneladas y soportar presiones hidráulicas mayores a 3000 libras por pulgada cuadrada. Está construida de acero de alto grado ya que debe soportar grandes esfuerzos, lo cual garantiza una alta durabilidad. Además, la unión giratoria proporciona una conexión para la manguera de rotatoria por donde circulara el fluido de perforación.

- La mesa rotatoria: Es una maquinaria sumamente fuerte y resistente que hace girar el cuadrante y a la sarta de perforación. Cuando la perforación avanza, la mesa rotatoria gira hacia la derecha; luego, cuando se extrae la tubería del hoyo, la mesa sostiene la sarta de perforación con las cuñas durante los intervalos cuando la tubería no está suspendida del gancho. Cuando la mecha llega al fondo del hoyo, la mesa rotatoria vuelve a girar variando su velocidad entre 40 a 200 RPM. A medida que el hoyo se va profundizando, el cuadrante baja a través de los bujes que van montados en las aberturas de la mesa. La mesa rotatoria tiene una superficie relativamente plana y limpia con una sección antiresbalante para mejor seguridad de la cuadrilla de trabajo. Los accesorios de la mesa rotatoria permitirán hacer girar las herramientas en el hoyo y sostener la sarta de perforación mientras se hacen las conexiones o viajes. Entre ellos están:

- ✓ Buje de Transmisión del Cuadrante: el cual es un dispositivo que va colocado directamente sobre la mesa rotatoria y por medio de la cual pasa el cuadrante. Está acoplado al buje maestro, permitiendo que la mesa rotatoria al girar, haga girar al buje del cuadrante y este a su vez hace girar al cuadrante y a la sarta de perforación.
- ✓ El Buje Maestro: es un dispositivo que va colocado directamente en la mesa rotatoria y sirve para acoplar el buje de transmisión del cuadrante con la mesa rotatoria, de tal manera que el impulso de rotación o torsión de la mesa, pueda ser transmitido al cuadrante y así pueda hacer girar a la sarta

de perforación. También proporciona la superficie ahusada o cónica, necesaria para sostener las cuñas cuando estas sostienen la tubería

- Sistema *Top Drive*: consiste en que la sarta de perforación y el ensamblaje de fondo reciben la energía para su rotación, desde un motor que va colgado del Bloque Viajero. El equipo cuenta con un *Swivel* integrado, un manejador de tubería, el cual posee un sistema para enroscar y desenroscar tubería, una cabeza rotatoria y válvulas de seguridad.

#### II.6.4. El sistema de circulación. <sup>[5]</sup>

Está constituido por una serie de equipos y accesorios que permiten el movimiento continuo del eje principal en el fluido o lodo de perforación. El lodo de perforación es preparado en superficie utilizando equipos especiales que faciliten la mezcla y tratamiento del mismo. El equipo del sistema de circulación consta de gran número de equipos y estructuras como lo son:

- Las bombas de lodo: las cuales recogen lodo de los tanques y lo envían a través de una línea de descarga hasta un tubo colocado paralelo al taladro llamado tubería parada o *Stand Pipe*. De allí el lodo sube y pasa por una manguera flexible de alta resistencia.
- Manguera de lodo: la cual está conectada a la cabeza de inyección o unión giratoria, pasa a través de ella y se dirige al interior del cuadrante para luego seguir su recorrido a través de la tubería de perforación, los portamechas y sale por la mecha subiendo por el espacio anular y sale a la superficie a través de la línea de descarga, cayendo sobre un equipo constituido por un cedazo vibratorio o zaranda vibratoria, en la cual se separan los recortes hechos por la mecha y contenidos en el lodo. En su recorrido en los tanques de superficie, el lodo es sometido a limpieza de sólidos indeseables que de no ser removidos del sistema, ocasionaran problemas operacionales. El sistema de circulación del lodo es un sistema cerrado ya que el lodo circula todo el tiempo, siguiendo el mismo

recorrido, a excepción de cuando se presentan problemas de pérdida de circulación.

- La casa de química: es el sitio donde se almacenan los aditivos que se utilizan en la preparación del lodo. El embudo de mezcla, equipo utilizado para agregar al lodo los aditivos en forma rápida. El tanque o barril químico es un equipo utilizado para agregar químicos líquidos al lodo de perforación. Los depósitos a granel permiten almacenar grandes cantidades de aditivos como la barita y que pueden ser agregados al lodo en forma rápida y en grandes cantidades a la vez. Los tanques de lodo facilitan el manejo del lodo en superficie; de acuerdo a su posición en el área de preparación pueden ser: de asentamiento (sin agitación), en el cual los sólidos remanentes en el lodo luego de pasar a través del vibrador, son decantados por gravedad y separados del resto del sistema. Luego, seguidamente está el tanque de tratamiento y agitación, donde se realiza el tratamiento al lodo a través del embudo y el tanque de química; y por último está el tanque de succión que es donde está el lodo en óptimas condiciones, listo para ser enviado al pozo, succionado por las Bombas de Lodo. Adicionalmente a estos tanques y alejados de ellos están los depósitos o tanques de agua, gasoil y los tanques de reserva de lodo, útiles en el momento de ser requeridos cantidades adicionales de lodo por efecto de pérdidas de circulación en el pozo.

- Equipos de circulación: movilizan el lodo de perforación a través del sistema de circulación.

- ✓ Bombas de lodo: son los componentes primarios de cualquier sistema de circulación de fluido; funcionan con motores eléctricos conectados directamente a ellas o con energía transmitida por la central de distribución. Tiene mucha potencia y son capaces de mover grandes volúmenes de fluidos a presiones altísimas. Existen varios tipos de bombas y entre ellas están: Dúplex, Triplex y Centrifugas; la diferencia entre ellas es el número de pistones. Las más usadas son las Triplex, las

cuales permiten altas presiones en menos tiempos. Las centrifugas son utilizadas en los agitadores para la transferencia de lodo entre tanques y tienen potencia hasta de 100 HP

- ✓ Línea de descarga: las cuales transportan el lodo bajo presión. Las de descarga se encargan de llevar el lodo tratado a la sarta de perforación y al hoyo.
- ✓ Línea de retorno: traen el lodo que sale del pozo conteniendo ripios y gases, desde la boca del pozo hasta los tanques de acondicionamiento. El tubo vertical (*Stand Pipe*), está ubicado paralelo a una de las patas de la torre y conecta la línea de descarga de las bombas de lodo con la manguera de lodo, la cual se conecta con la unión giratoria y permite el paso del lodo a través de la misma. Tanto la manguera de lodo como la unión giratoria se pueden mover verticalmente hacia arriba o hacia abajo cuando así se requiera.
- ✓ La manguera rotatoria: está fabricada con goma especial extrafuerte, reforzada y flexible que conecta al tubo vertical con la unión giratoria. Su flexibilidad se debe a que debe permitir el movimiento vertical libremente.
- Equipos Limpiadores del Lodo: Una vez que el lodo sale del pozo, hay que proceder a separarle los ripios producto de la perforación. El vibrador o rumbera, separa estos ripios utilizando una malla o tamiz vibrador, accionado por motores eléctricos.
- ✓ Los vibradores: constituyen el primer y más importante dispositivo para el control mecánico de los sólidos. Utiliza mallas de diferentes tamaños que permiten remover recortes de pequeño tamaño, dependiendo del tamaño de las mallas, las cuales dependen de las

condiciones que se observen en el pozo. El vibrador es la primera línea de defensa contra el aumento de sólidos en el lodo.

- ✓ Los hidrociclones: son recipientes en forma cónica en los cuales la energía de presión es transformada en fuerza centrífuga: El tamaño de los conos y la presión de bomba, determinan el tamaño de la partícula que se separa.
- ✓ Los besarenadores: son utilizados con el propósito de separar la arena, utilizando generalmente un cono de 6" o más de diámetro interno. Estos conos manejan grandes volúmenes de lodo pero tienen la desventaja de seleccionar tamaños grandes de partículas, de allí que debe ser instalado adecuadamente.
- ✓ El limpiador de lodo: consiste en una batería de conos colocados por encima de un tamiz de malla fina y alta vibración. Este proceso remueve los sólidos perforados de tamaño de arena, aplicando primero el hidrociclón al lodo y haciendo caer luego la descarga de los hidrociclones sobre el tamiz vibratorio de malla fina. El lodo y los sólidos que atraviesan el tamiz, son recuperados y los sólidos retenidos sobre el tamiz se descartan; el tamaño de la malla varía entre 100 y 325 mesh.
- ✓ Las centrífugas de decantación: aumentan la velocidad de sedimentación de los sólidos mediante el reemplazo de la fuerza de gravedad por la fuerza centrífuga. Los aumentos de viscosidad y resistencia de gel, son los mejores indicadores de que debe emplearse una centrifuga en un sistema de lodo densificado. Además de servir para ahorrar barita y para el control de viscosidad; las centrifugas también pueden tener otras aplicaciones. La descarga de la misma son sólidos secos. La reducción de costos del lodo sin sacrificar el control de las propiedades esenciales del mismo, es el único propósito real y la justificación para emplear una centrifuga de decantación.

- Los degasificadores: son equipos que permiten la separación continua de pequeñas cantidades de gas presentes en el lodo. El gas al entrar en contacto con el lodo de perforación, provoca una reducción en su densidad, cuestión indeseable durante el proceso de perforación, ya que puede dar origen a una arremetida por la disminución de la presión hidrostática. Igualmente, el gas en el lodo reduce la eficiencia de las bombas de lodo; por estas razones es necesaria la presencia de degasificadores en todos los equipos de perforación.

### II.6.5. El sistema de seguridad <sup>[5]</sup>

El evento menos deseado durante la perforación de un pozo son las arremetidas y los reventones. La arremetida es la intrusión de hidrocarburos (gas o Petróleo) o agua salada, una vez que se pierden los controles primarios conformados por el mantenimiento óptimo de las condiciones del fluido de perforación como lo son: densidad, reología, etc. Estas condiciones del lodo deben ser monitoreadas por el ingeniero de lodos y por unidades especializadas (*Mud logging*), con la finalidad de detectar anomalías rápidamente y poder atacarlas sin pérdida de tiempo. Una vez perdidos estos controles primarios, se tendrá en el pozo un reventón que no es mas que una manifestación incontrolada de fluidos a alta presión. Para solucionar en parte estos problemas, se tienen en los taladros, equipos especiales que permiten cerrar el pozo y evitar que el fluido invasor salga a superficie. Estos equipos son:

- Las válvulas impide-reventones (*Blow Out Preventor*): dentro de las funciones principales de este equipo están: permitir un sello del hoyo, cuando ocurra una arremetida, mantener suficiente contrapresión en el hoyo, prevenir que siga la entrada de fluidos desde la formación al pozo, mientras se está realizando la restauración del pozo a sus condiciones normales.
- Los preventores de reventones: son equipos que se utilizan para cerrar el pozo y permitir que la cuadrilla controle un cabeceo o arremetida antes de que ocurra un reventón. Existen dos tipos básicos de preventores: anular y de ariete. Los

preventores anulares poseen un elemento de goma que sella al cuadrante, la sarta de perforación, los portamechas o al hoyo mismo si no existiere sarta en el hoyo. Los preventores de ariete consisten de grandes válvulas de acero (arietes) que tienen elementos de goma que sirven de sello. Existe un tipo de preventor de ariete que se conoce como preventor de ariete de tubería, porque cierra la tubería de perforación mas no puede sellar el hoyo abierto. El preventor de ariete ciégase, se utiliza para sellar el un hoyo abierto. Además, existe un tipo de ariete llamado de corte o cizallamiento que permite cortar la tubería de perforación en el caso de que los otros preventores fallen, y así poder cerrar el pozo en el caso de una arremetida.

Generalmente, en los pozos se instalan una serie de preventores apilados uno encima del otro; la distribución de los mismos dependerá de las condiciones de cada pozo, profundidad y categoría (alto riesgo). Sin embargo, el preventor anular debe colocarse siempre en la parte superior y los preventores de arietes, de tubería y ciegos en la parte inferior. El primer paso una vez que se cierra un pozo es la utilización de los preventores. Para comenzar la perforación nuevamente, hay que circular el fluido para sacar la arremetida y reemplazarlo con lodo con la densidad adecuada.

- Los estranguladores: son válvulas cuya apertura puede ser cerrada, puede abrirse o cerrarse completamente y hay muchísimas posiciones entre los dos extremos. Para circular la arremetida hacia fuera y bombear lodo nuevo hacia el hoyo, el estrangulador se abre completamente y se inicia el bombeo del lodo. A medida que el influjo va saliendo del hoyo, se va reduciendo la apertura del estrangulador a posiciones que mantienen la suficiente presión para permitir que Salga el influjo y lodo, pero no permite que salga más fluido de formación. Los preventores se abren o cierran con fluido hidráulico que va almacenando bajo presión en un equipo llamado acumulador.

- El separador de lodo y gas: es una pieza esencial en una instalación para poder controlar una arremetida de gas. Este equipo permite restaurar el iodo que sale del pozo mientras ocurre un cabeceo y así se puede separar el gas y quemarlo a una distancia segura de la instalación. Interiormente está constituido por deflectores que hacen que cantidades de lodo y gas se muevan más despacio y un arreglo en forma de 5 en el fondo permite que el lodo fluya hacia el tanque del vibrador mientras mantiene el gas por encima del lodo. El tubo de descarga en la parte superior permite que el gas se queme sin hacer mucha presión contra el lodo.
- Las líneas de matar: van desde la bomba de lodo al conjunto de válvulas de seguridad, conectándose a estas en el lado opuesto a las líneas de estrangulación. A través de esta línea se bombea lodo pesado al pozo hasta que la presión se haya restaurado, lo cual ocurre cuando se ejerce suficiente presión hidrostática contra las paredes del hoyo para prevenir cualquier irrupción del fluido al pozo.
- El Tanque de Viaje: es una estructura metálica utilizada con la finalidad de contabilizar el volumen de lodo en el hoyo durante los viajes de tubería; permite detectar si la sarta de perforación está desplazando o manteniendo el volumen dentro del hoyo cuando se meta o se saque la tubería del mismo. Posee una es caía graduada que facilita la medición más exacta de estos volúmenes.

## II.7. MACOLLAS <sup>[4]</sup>

Una macolla puede definirse como una configuración de perforación de pozos los cuales estos encuentran muy cercanos en superficie y que gracias a la perforación direccional logran diversificarse en el subsuelo, sirve para ahorrar espacio, tiempo, costos e impacto ambiental en el proceso de perforación. Por lo general las macollas están conformadas tanto por pozos en dos dimensiones (2D) como por pozos en tres dimensiones (3D) buscando siempre utilizar un arreglo que cumpla con las exigencias requeridas para un óptimo drenaje de la zona y a la vez conseguir los parámetros operacionales más sencillos. Según el arreglo que presenten en superficie podemos

encontrar macollas de una sola fila, de dos filas o en forma de “L”. El número de pozos que puede tener una macolla es variable y depende de muchos parámetros que por lo general verifican el equipo de yacimientos y son estos los que determinan comúnmente cuantos pozos se perforaran.

### **II.7.1. Macollas en la FPO <sup>[4]</sup>**

Debido a la creciente demanda de hidrocarburos a nivel mundial en los primeros años de la década de los noventa el gobierno nacional decidió crear asociaciones estratégicas para desarrollar las reservas de crudo extra-pesado ubicadas en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Para este desarrollo en el año de 1990 se comienza a trabajar con la perforación horizontal la cual finalmente se convertiría en una clave para el desarrollo rentable de área; en conjunto con esto también se iniciaron proyectos de recuperación mejorada como inyección de vapor que finalmente terminarían suministrando gran cantidad de información que serviría para determinar el espaciamiento ideal entre pozos, los mecanismos de producción existentes, las técnicas de perforación y completación más adecuadas así como los mecanismos de levantamiento apropiados. Para el año de 1991 la estatal petrolera PDVSA inició el plan denominado Plan de Apertura Internacional que tenía como finalidad atraer a empresas extranjeras para conformar las asociaciones estratégicas que explotarían el crudo extra-pesado entrampado en la formación Oficina. Finalmente el área asignada a las cuatro asociaciones fue de unos 1750 Kilómetros cuadrados entre los estados Monagas y Anzoátegui de las cuales se estimaba obtener un recobro final de al menos 11 MMMbbls.

En principio PDVSA se basó en datos de sísmica, registros y pruebas existentes para negociar con las asociaciones el cambio de esquema de explotación de la FPO de inyección de vapor convencional a explotación por pozos horizontales con producción en frío basándose en los resultados obtenidos con las perforaciones horizontales realizadas anteriormente. Luego de esto se perforaron una serie de pozos estratigráficos que sirvieron para confirmar la información suministrada por PDVSA

y obtener nuevos datos de interés. Finalmente se diseñó una campaña de perforación que se adecuara a los requerimientos observados en la zona; la característica principal de dicha campaña es que se basó en la perforación de pozos horizontales y multilaterales colocados en serie o en forma de Macolla que representó una serie de ventajas que se han descrito anteriormente.

En la actualidad la explotación exitosa de la FPO está basada fundamentalmente en la experiencia de perforación de pozos horizontales bajo el arreglo de macollas que ha representado multitud de ventajas, incluyendo algunas que no se tenían estipuladas en principio. Es por ello que se no se prevé ningún cambio importante en este esquema de perforación para los próximos desarrollos en la FPO.

## **II.8. CEMENTACIÓN DE POZOS <sup>[7]</sup>**

La cementación es un proceso mediante el cual se mezcla cemento seco con cierta cantidad de aditivos químicos especialmente diseñados y agua para formar un sustancia líquida denominada lechada que se bombea al pozo y se traslada al espacio anular por empuje hidráulico; una vez en espacio anular se espera a que fragüe y de esta manera une al revestidor con la formación y refuerza la resistencia del mismo.

Entre las ventajas de la cementación destacan:

- Fijar la tubería de revestimiento en el hoyo lo que mejora la protección de la misma.
- Evitar mediante el aislamiento que los fluidos de perforación afecten zonas de potencial interés, como por ejemplo evitar que se contaminen acuíferos superficiales.
- En sectores problemáticos como zonas con pérdidas de circulación o en caso contrario zonas con potencial peligro de arremetidas por sobrepresión se coloca un revestidor y se cementa para solventar estos problemas.

- También se puede utilizar para reparar problemas posteriores a la completación de un pozo, como por ejemplo aislar una zona de producción excesiva de agua o reparar una fuga en el revestidor.

### **II.8.1. Tipos de Cemento <sup>[7]</sup>**

Como es de esperarse debido a la gran variedad de condiciones que se pueden presentar en un pozo, el cemento debe tener requerimientos especiales adaptados a esas condiciones, es por ello que existen diferentes tipos de cemento diseñados para casos particulares. Los tipos de cemento que se pueden encontrar en el mercado son:

#### **II.8.1.1. Clase A <sup>[7]</sup>**

Es lo que se podría llamar un cemento convencional, ya que es el usado cuando se requiere una cementación pero no se necesitan propiedades especiales. Se utiliza hasta 6000 pies de profundidad, con una temperatura de 171° F.

#### **II.8.1.2. Clase B <sup>[7]</sup>**

Este cemento se utiliza cuando hay condiciones moderadas a altas de resistencia al sulfato. Se utiliza hasta 6000 pies de profundidad, con una temperatura de 171° F.

#### **II.8.1.3. Clase C <sup>[7]</sup>**

Usado generalmente cuando se requiere que el cemento soporte condiciones de esfuerzo extremo. Se utiliza hasta 6000 pies de profundidad, con una temperatura de 171° F.

#### **II.8.1.4. Clase D <sup>[7]</sup>**

Se utiliza para pozos que desde el inicio se conoce que tendrán que soportar condiciones de moderada presión y temperatura. Se utiliza desde 6000 pies hasta 10000 pies de profundidad, con una temperatura de 230° F.

#### II.8.1.5. Clase E <sup>[7]</sup>

Es generalmente usado en pozos muy profundos para soportar condiciones de alta presión y alta temperatura. Se utiliza desde 6000 pies hasta 14000 pies de profundidad, con una temperatura de 289° F

#### II.8.1.6. Clase F <sup>[7]</sup>

Utilizado en pozos de hasta 16000 pies de profundidad y en pozos donde se planea utilizar algún tipo de recuperación térmica puesto que soporta condiciones extremas de presión y temperatura. Soporta 320 °F de temperatura.

II.8.1.7. Clase G y H <sup>[7]</sup> Son cementos que se adaptan fácilmente a un amplio rango de presión y temperatura gracias a una gran gama de aditivos que se le pueden agregar.

### **II.9. TERMINACIONES DE POZOS CON SECCIONES HORIZONTALES <sup>[8]</sup>**

Comúnmente han existido cuatro métodos principales empleados para la terminación de los hoyos horizontales que a continuación se detallan:

#### **II.9.1. Hoyo Desnudo <sup>[8]</sup>**

Como es de suponer este método es el más básico de todos y por lo tanto el más económico y sencillo de realizar pero también muy limitado; de hecho es tan limitado que depende de la resistencia de la roca a derrumbarse. Una de sus desventajas más notables es que no se puede aplicar una completación selectiva en caso de que exista una producción excesiva de fluido no deseado. Lo normal es no usar este tipo de completación a menos que la roca sea realmente consolidada y que se sepa con seguridad que puede resistir sin derrumbarse.

#### **II.9.2. Revestimiento No Cementado en Hoyo Desnudo <sup>[8]</sup>**

En este caso el método es un poco más complejo que en el caso anterior pero ofrece una protección contra derrumbes en el hoyo y provee un conducto conveniente por el

cual extraer los fluidos del yacimiento. Además posee la facultad de permitir la entrada y salida de herramientas de completación dentro del pozo lo que permitiría aislar zonas problemáticas. Fundamentalmente existen cuatro tipos de forros: (1) Los forros que se encuentran perforados desde su fabricación con hoyos relativamente grandes y que son especialmente adecuados para formaciones consolidadas que no presenten problemas de arenamiento. (2) Los forros que poseen ranuras longitudinales y cuyo ancho y alto se puede seleccionar para evitar que los granos de arena entren al pozo. Pueden presentar problemas de abrasión por los granos más finos de arena. (3) Forros con alambre enrollado; este es el forro que presenta una de las mayores eficacias, sin embargo también posee uno de los precios más elevados y por lo tanto no es el más utilizado. Ofrece ranuras más pequeñas que el caso anterior pero tiene mayor densidad de estas por lo tanto posee mayor área expuesta al flujo. (4) Finalmente el Forro pre-empacado que no son más que dos tuberías concéntricas con una diferencia de diámetros tal que el volumen existente entre las dos pueda ser llenado con arena muy bien escogida. Aparte también cuenta con un tamiz en la tubería interna para mejorar la capacidad de filtrado del sistema. Posee agujeros relativamente pequeños. En el diseño de este forro predominan los criterios de máxima permeabilidad y mayor capacidad de filtrado. Es el forro más caro de todos por lo que es poco usado en secciones horizontales largas.

### **II.9.3. Revestimiento Ranurado No Cementado en Hoyo Desnudo con Aislamiento Parcial por Empacaduras Externas al Forro <sup>[8]</sup>**

Este tipo de forro se utiliza principalmente para completar selectivamente una sección horizontal. Con su implementación es posible producir individualmente varias zonas dentro de una misma sección horizontal aunque comúnmente se usa para aislar zonas que puedan traer alguna complicación en el proceso de producción.

### **II.9.4. Revestimiento Corriente Cementado y Cañoneado <sup>[8]</sup>**

Este es quizás el proceso de completación más complicado y costoso de todos. Requiere el uso de centralizadores así como de cemento de propiedades especiales. Es

necesario que los ripios sean removidos eficientemente del fondo de la sección horizontal, lo cual es un proceso complicado. Sin embargo esta completación garantiza una mayor integridad del pozo y grandes ventajas a la hora de realizar mantenimiento y recompletación.

### **II.9.5. Criterios de Selección de Terminación <sup>[8]</sup>**

Como existen diversos tipos de completación es obvio que se han diseñado para diversos requerimientos. Si bien la perforación de pozos horizontales tiene factores en común en todos los casos, existen varios tipos de pozos y cada yacimiento posee rasgos diferentes por lo que se hace necesario un criterio de selección de completación. Los factores que afectan dicho criterio generalmente son:

#### **II.9.5.1. Tipo de Roca que Conforman el Horizonte Productor <sup>[8]</sup>**

Lo primero es verificar si la formación es propensa a derrumbarse o no. Si la formación no es propensa a derrumbes se podría utilizar una completación económica sin mayor inconveniente. Sin embargo si se observa que la formación presenta problemas de arenamiento será necesario aplicar medidas a la hora de completar y utilizar forros ranurados o preempacados.

#### **II.9.5.2. Tipo de Pozo <sup>[8]</sup>**

Obviamente se está hablando en todos los casos de pozos horizontales, sin embargo este criterio hace referencia más bien al radio de construcción de dicho pozo. En el caso de los pozos de radio medio o largo cualquier completación es aplicable no así en los otros tipos de pozo en los que solo será posible completar a hoyo desnudo o con forro no cementado. En el caso del pozo de radio ultracorto obviamente no se utilizará ninguno de estos métodos de completación.

## **II.10. SECCIONES HORIZONTALES EN LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS Y VISCOSOS <sup>[8]</sup>**

### **II.10.1. Producción en Frío <sup>[8]</sup>**

Los crudos pesados y viscosos por lo general se encuentran a poca profundidad, cosa que afecta negativamente la productividad puesto que las bajas temperaturas debido a este fenómeno hacen que las viscosidades sean altas, si a esto se le adiciona la influencia de la composición del crudo lo que se obtiene es un hidrocarburo de muy baja movilidad y por lo tanto muy difícil de producir. Por esta razón es que los pozos verticales en estos yacimientos son poco atractivos comercialmente, sobre todo si se toma en cuenta que por las profundidades someras de estos yacimientos las presiones suelen ser bajas. Como se ha mencionado anteriormente los pozos horizontales al tener mayor área de contacto con el yacimiento ofrecen una mayor productividad aunque no necesariamente la longitud de la sección horizontal es directamente proporcional a la cantidad de barriles que pueden producirse, puesto que existen fenómenos de flujo que no permiten que se obtenga la mayor eficiencia del pozo.

A pesar de lo anteriormente dicho es notable recordar que de una u otra forma se producirá por bombeo desde el inicio de la explotación y para este caso de crudos extra pesados los métodos de bombeo que mayor eficiencia han demostrado son el bombeo mecánico, el bombeo electrosumergible, y el bombeo de cavidades progresivas. Tomando en cuenta lo anterior es necesario decir que la longitud de la sección horizontal debe ir en concordancia con la efectividad de la bomba. Es decir, si la eficiencia de la bomba es baja no importa que tan larga sea la sección horizontal puesto que ese fluido no podrá ser llevado a superficie y por lo tanto mermará la producción o la cantidad de fluidos que entran al pozo.

### **II.10.2. Producción Térmica <sup>[8]</sup>**

Como bien se ha estado hablando de la utilidad de los pozos horizontales en yacimientos de crudo extra pesado es común que se contemple en los planes de

explotación de estos yacimientos el uso de estimulación térmica. Toda la producción dependerá en primera instancia del método de recuperación térmica utilizado y en segunda instancia dependerá de la configuración de los pozos inyectoros y productores. Pero en regla general la tendencia en la que trabajan todos los sistemas es calentar el yacimiento para que de esta forma el crudo disminuya su viscosidad y por ende aumente su movilidad lo que automáticamente, si se tiene un sistema de bombeo adecuado, generará un incremento de la productividad. La diferencia entre métodos y configuraciones radica en la forma de desplazarse el crudo en el yacimiento que dependerá de las propiedades de estos.

## **II.11. FASES DE DISEÑO DE UN POZO <sup>[6]</sup>**

Como ya se ha establecido anteriormente la perforación de un pozo es un proceso que depende de muchas variables y en el cual deben estar involucrados varios entes en los que recaerá la competencia de ciertos aspectos del proceso. Lo cierto es que para que un proceso tan complejo tenga éxito lo mejor es dividirlo por etapas sobre las cuales trabajar gradualmente rectificando los problemas y verificando las soluciones al final de cada etapa, lo que garantiza una mayor probabilidad de éxito al final. Entonces, en el proceso de diseño de la perforación podemos observar las siguientes etapas, que si bien no son una regla, es una de las formas que ha probado ser exitosa:

### **II.11.1. Objetivos y Pozos Tipo <sup>[6]</sup>**

El propósito de esta etapa es definir junto con el equipo multidisciplinario, las formaciones objetivo del plan de desarrollo del campo y obtener así la profundidad vertical promedio de cada una de las formaciones que componen la columna estratigráfica de área; con estas profundidades posteriormente se definen los tipos de pozo necesarios para poder llevar a cabo el plan explotación del campo así como también el lugar de asentamiento de los revestidores para los pozos a perforar.

### **II.11.2. Diseño de los Planes Direccionales** <sup>[6]</sup>

Una vez que se han determinado las TVD a las cuales se desea llegar y a las cuales se asentarán los revestidores es momento de diseñar como se llegará a las mismas. De esta forma se establecen de manera general ciertos parámetros que deben cumplir los pozos, aunque estos serán diferentes obviamente si se trata de un pozo vertical a que si se trata de un pozo horizontal:

- Pozo Vertical: fundamentalmente se define la finalidad del pozo, es decir si será inyector, estratigráfico u observador y la profundidad máxima a la que debe llegar.
- Pozo Horizontal: En este caso hay otros parámetros que deben ser definidos como la profundidad del KOP, las tasas de construcción de ángulo, la longitud y el ángulo de la sección tangencial, la segunda tasa de construcción de ángulo de haberla y la longitud de la sección horizontal.

### **II.11.3. Elaboración del Plan de Pozo** <sup>[6]</sup>

En esta fase detalladamente se establece el plan direccional de cada pozo, es decir, se establecen los tiempos a los cuales un pozo debería estar a una determinada profundidad medida y bajo cuales mediciones de Azimut e inclinación. Como en esta fase se contempla el parámetro tiempo el cual está influenciado por la tasa de penetración que a su vez depende directamente de la mecha que se desee utilizar entre otros factores, es normal definir cuál será la mecha que se estará usando en cada fase de la perforación. Además es necesario establecer de entrada un tiempo no productivo por cada fase de la perforación del pozo ya que es común que surjan eventualidades.

### **II.11.4. Consulta a Empresas de Servicio y Operadoras** <sup>[6]</sup>

Todo el trabajo requerido para la perforación de un pozo así sea el más simple, es realizado por más de una empresa, es por ello que se contratan una serie de compañías que se especializan cada una en un servicio las cuales en teoría deberían manejar de manera efectiva esa área. Es por ello que se debe sostener una reunión con

todas estas empresas a fin de evaluar la factibilidad de la ejecución del proyecto; a pesar de que el bosquejo del diseño del pozo ya se encuentra realizado ahora falta verificar con el experto en cada área que los requerimientos exigidos sean en verdad logrables, adicionalmente obtener información sobre que tecnología o método será empleado entre otras cosas. La parte quizás más importante de esta fase es la de recolectar las propuestas de cada una de las compañías que prestarán los servicios en cuanto a materia de costos.

#### **II.11.5. Estructura de Costos <sup>[6]</sup>**

Esta fase depende de las propuestas realizadas por cada una de las compañías que prestarán los diferentes servicios durante los trabajos de perforación de los pozos. Toma en cuenta muchos factores como el tiempo en que es requerido el trabajo o la tecnología que se usará.

## CAPÍTULO III

### DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

La república Bolivariana de Venezuela está ubicada en Suramérica, cuenta con una superficie continental e insular de 916.445 Km<sup>2</sup> y con una presencia marítima de 860.00 Km<sup>2</sup>, al norte limita con el mar Caribe y el océano Atlántico, al este con Guyana, al sur con Brasil y Colombia y al oeste con Colombia, como se muestra en la figura III.1.



Figura III.1: Mapa de Venezuela

Fuente: [www.esmas.com](http://www.esmas.com)

La Faja Petrolífera del Orinoco está ubicada en el área central del país en los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico a 450 Km de Caracas, capital de la República.

Está conformada por cuatro áreas de producción: Carabobo, Ayacucho, Junín y Boyacá, con una extensión de 55.314 Km<sup>2</sup> y limita al sur por el río Orinoco. Actualmente existe un área de explotación de crudos extra pesados de 11.555 Km<sup>2</sup>. Cierta porción de crudo producido es mejorado por tres empresas mixtas y PDVSA, ubicadas en el Complejo José Antonio Anzoátegui, al norte del estado Anzoátegui.

El MENPET designa a PDVSA, a través de CVP, para llevar a cabo la Cuantificación y Certificación de Reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), sobre la base de valores reales de recobro. Para este fin se contempla la ejecución del proyecto Magna Reserva, a ser realizado por CVP con el apoyo de PDVSA e INTEVEP, en un período de 3 años, a partir de Enero del 2006. La FPO (figura III.2) para este proyecto se subdivide en cuatro grandes áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo.



Figura III.2: Faja Petrolífera del Orinoco

Fuente: Archivos de PDVSA

La empresa mixta Petroindependencia tiene la concesión del proyecto sobre los bloque Carabobo 2 sur, Carabobo 3 norte y Carabobo 5, donde el 60% es propiedad de la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP), una subsidiaria de Petróleos de Venezuela (PDVSA) y el 40% es propiedad de un consorcio integrado por Chevron Corporation (34%), Japón Carabobo UK (JCU) (5%), en sí misma una empresa conjunta de Mitsubishi Corporation, Corporación Inpex y JOGMEC, y Suelopetrol Internacional, SA (1%). La sociedad del proyecto se ha concedido el derecho a producir y actualizar crudo pesado y extrapesado dichos bloques para el período de 25 años, con una posible prórroga por otros 15 años.

### **III.1. ÁREA CARABOBO <sup>[9]</sup>**

#### **III.1.1. Ubicación político – administrativa**

Desde el punto de vista político-administrativo, el Área de Carabobo se ubica en la jurisdicción de los municipios Independencia en el Estado Anzoátegui, y Uracoa en el Estado Monagas.

#### **III.1.2. Ubicación geográfica**

Área de Carabobo se encuentra en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la parte sur de los estados Monagas y Anzoátegui. Está situada en la parte oriental de la Faja Petrolífera del Orinoco y tiene una superficie aproximada de 2.311 Km<sup>2</sup> Se ubica al norte de la ciudad Puerto Ordaz y del río Orinoco. Está limitada al norte por el área tradicional del Distrito Social de Morichal, al este por el estado Delta Amacuro, y al oeste por el Área de Ayacucho (figura III.3).



Figura III.3: Ubicación Geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco

Fuente: Archivos de Petroindependencia

El área Carabobo se divide, en cinco bloques llamados de Oeste a Este, Carabobo 1 (736 Km<sup>2</sup>), Carabobo 2 (468 Km<sup>2</sup>), Carabobo 3 (544 Km<sup>2</sup>), Carabobo 4 (563 Km<sup>2</sup>), y Carabobo 5 (109,99 Km<sup>2</sup>) con una extensión total de 2421 Km<sup>2</sup>, como se muestra en la figura III.4. En el Área Carabobo existen 101 pozos exploratorios perforados en el periodo de 76 – 84, estas campañas de perforación se llevaron a cabo por la empresa Lagoven.

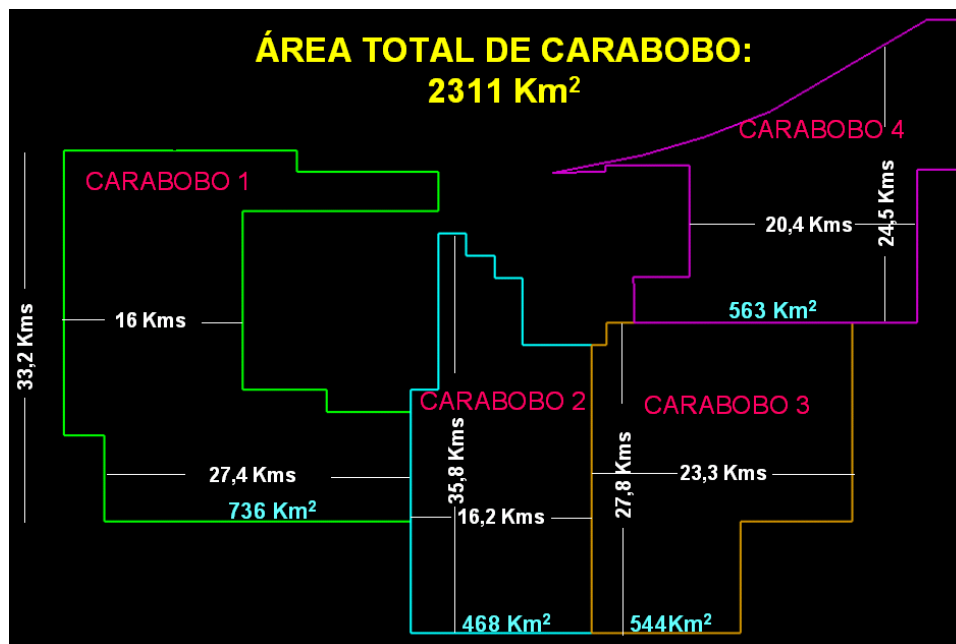


Figura III.4: División del Área Carabobo

Fuente: Archivos de Petroindependencia

### III.1.3. Antecedentes

El primer pozo perforado en el Área de Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco fue el pozo CNX0001, perforado por la antigua filial LAGOVEN en el año 1976. Sin embargo, en el año de 1981 empieza a desarrollarse el Área de Cerro Negro (dentro de la cual se encuentra Carabobo), con el proyecto de Desarrollo del Sur de Monagas y Anzoátegui (DSMA) llevado a cabo entre los años de 1980-1984, en el cual se perforaron en total 207 pozos, se tomaron núcleos en 12 pozos y se completaron oficialmente 147 de ellos.

Los valores promedios de producción para el Área de Cerro Negro (PDVSA Evaluación Exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco, 1983) para el Miembro Morichal de la Fm. Oficina fueron de 234 bppd, RGP 78, 4.3% de AyS, crudo de 8.3°, para una arena abierta de 2.7 bpd/pie.

Se realizaron pruebas pilotos de inyección de vapor en pozos del Área Carabobo en el proyecto DSMA, resultando tasas estables de producción entre 800 a 1400 b/d, mediante bombeo mecánico. En la actualidad los avances tecnológicos (pozos horizontales, multilaterales, optimización de pozos, etc.) han permitido incrementar la producción de los pozos hasta los 2000 – 3500 b/d (por ejemplo en OCN). Durante el período de 1976 a 1984 se perforaron aproximadamente 101 pozos en esta Área (en 4 de estos pozos se tomaron núcleos). Adicionalmente se han perforado más pozos en fechas posteriores por la antigua filial BITOR, OCN y SINOVENSA. Los bloques Carabobo 2S, 3N y 5, aun no ha sido desarrollados encontrándose en ellos crudos de gravedades que van desde 6 a 12 °API.

#### **III.1.4. Caracterización energética**

En ésta área fueron perforados aproximadamente 140 pozos exploratorios en la campaña de perforación realizada por Lagoven en el periodo de 1976 y 1984. Estos pozos pertenecen a los proyectos: Cerro Negro, Cerro NegB, Mamob, San Félix y Uverito estos últimos en la parte noreste del área. Los pozos de Carabobo fueron cañoneados y evaluados casi en su totalidad en el miembro Morichal y un pequeño grupo el miembro Jobo.

##### **III.1.4.1. Pruebas de producción.**

Los pozos del área de estudio, no cuentan con historia de producción, a fin de visualizar la tendencia de producción por bloques se tomaron en cuenta las pruebas oficiales de completación.

- Carabobo 2: El bloque cuenta con más de 40 pozos, al igual que en Carabobo 1, los pozos del norte y la parte central son los más profundos, con promedio de 2600 pies, al sur las profundidades varían de 1400 a 1700 pies (pozos de Mamob) y no se cuenta con pruebas de completación.

En este Bloque se llevo a cabo el Proyecto Experimental de Inyección de vapor (estimulación térmica) Cerro Negro, realizado en 13 pozos con arreglos triangular invertido (pozo inyector en centro y productores en vértices), ubicados en un área de 3.2 acres (+/- 23 Km al Sur del Campo Morichal). El objetivo del Proyecto fue netamente “Investigativo” y permitió evaluar los parámetros que afectan la Inyección continua de vapor. Las pruebas de completación oficiales arrojan los valores promedios, descritos en la tabla III.1:

Tabla III.1.: Promedio de Pruebas oficiales de Completación Carabobo 2

Fuente: Archivos de Petroindependencia

Carabobo 2	
Qo promedio. BPPD (Pozos del Norte y Centro)	170
° API	8.5
% Agua y Sedimentos	8

- Carabobo 3: Tiene 12 pozos perforados en intervalos que van desde 1300 a 2300 pies, en este bloque se ubican los pozos de San Félix y Uverito en donde se observaron altos cortes de agua en las pruebas de producción. A continuación la tabla III.2 muestra los promedios de las pruebas de completación oficial.

Tabla III.2: Promedio de Pruebas oficiales de Completación Carabobo 3

Fuente: Archivos de Petroindependencia

Carabobo 3	
Qo promedio. BPPD (Todos)	260
Qo promedio. BPPD (Excluyendo pozos de san Félix y Uverito)	230
° API	
% Agua y Sedimentos (Todos)	45
% Agua y Sedimentos (Excluyendo pozos de san Félix y Uverito)	2.8

- Carabobo 5: Cuenta con 25 pozos 70 % de los cuales pertenecen a Uverito. La profundidad de las completaciones esta entre 2500 y 3400 pies, este bloque se encuentra en la parte norte del área donde la tendencia indica los intervalos completados más profundos de Carabobo (Carabobo 1 y Carabobo4). Las tasas de producción reportadas en las pruebas van de 40 a 450 BPPD. En general reporta bajo corte de agua, la ° API promedio de este bloque es la más baja del área, como se describe en la tabla III.3.

Tabla III.3: Promedio de Pruebas oficiales de Completación Carabobo 5

Fuente: Archivos de Petroindependencia

Carabobo 5	
Qo promedio. BPPD	190
° API	7.7
% Agua y Sedimentos	4.5

#### III.1.4.2. Presiones

El área Carabobo cuenta con pruebas BHP- BHT para un 85 % del total de los pozos. Los elevados valores de presión se encuentran en la parte norte del área, en su mayoría en el bloque Carabobo 1, y los menores valores en la parte sur por ser los pozos más someros de Carabobo.

### III.1.5. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

#### III.1.5.1. Estratigrafía Regional

- Basamento (Complejo ígneo-metamórfico Precámbrico): El Basamento está compuesto por granitos, gneises, anfibolitas y esquistos, de composición ígneo-metamórfica formando parte del complejo de Imataca de edad Precámbrica. Se caracteriza por presentar un relieve accidentado y fallado, lo que ocasiona desajustes en la compactación de los sedimentos reflejándose como altos y bajos estructurales en los diferentes mapas (PDVSA, 1983).

Las litologías características del Complejo de Imataca son gneises félsicos y máficos intercalados con capas de cuarcitas ferruginosas, granulitas y cuerpos delgados interestratificados de rocas graníticas. En todo el complejo las rocas leucocráticas predominan y constituyen aproximadamente el 80% de la unidad, los gneises máficos constituyen el 10% de la secuencia y el resto lo componen los gneises graníticos y escasas anfibolitas. La edad del protolito de Imataca ha sido estimada mediante estimaciones radiométricas por los métodos Rb/Sr y U/Pb roca total, como correspondiente a 3.500-3.600 M.a (González de Juana, 1980).

- Formación Carrizal: Di Giacomo (1985) y Sinanoglu (1986) establecieron la edad Cámbrico temprano, a partir de estudios de acritarcos en núcleos de pozos del sector Zuata, de la Faja Petrolífera del Orinoco. Jama y Santos (1989) informaron de su posible extensión al sector Cerro Negro, de la Faja, en el sur de Monagas.

La sección tipo de la Formación está en el pozo Carrizal 1, situado en el distrito Monagas del estado Anzoátegui, a unos 65 km al suroeste de Pariaguán entre la profundidad de 1.111 m (3.645 pies) y el fondo del pozo a 1.598 m (5.241 pies).

La Formación está constituida por una espesa secuencia de arcilitas verdosas a gris oscuro, duras, masivas y densas, ocasionalmente teñidas de rojo, duras y compactas. Contiene algunas capas de limolita y areniscas. Generalmente está fuertemente bioturbadas. Mineralógicamente, la unidad se caracteriza por granate, biotita, feldespatos, cuarzo, chert, muscovita y glauconita como minerales más comunes, y es claramente diferenciable en los registros eléctricos, en base a la respuesta de las curvas de rayos gamma y potencial espontáneo, típico de sedimentos lutíticos.

Las estructuras sedimentarias sugieren, que estas litologías fueron depositadas bajo condiciones de ambiente marino (nerítico), en aguas someras y condiciones de corriente típicas de llanuras de marea.

- Grupo Temblador: El Grupo Temblador representa toda la sedimentación cretácica conocida en el subsuelo de Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, que descansa discordantemente sobre el flanco norte del Escudo de Guayana.

De acuerdo a las características de los registros eléctricos y en base a las correlaciones efectuadas, la presencia del Grupo Temblador, en el sector de Cerro Negro esta restringida a la parte Noroeste del área y al Este de Uverito.

Se encuentra al Este de Uverito en la región deltana, donde muestra desarrollos de hasta 600 pies. Este grupo presenta arenas arcillosas lenticulares que se pueden diferenciar de las arenas masivas basales de la Formación Oficina suprayacente, por el cambio brusco que exhiben en el contacto discordante que las separa. En este grupo no se han encontradas evidencias petrolíferas (PDVSA, 1983).

Este Grupo en la parte sur de Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro se subdivide en dos formaciones denominadas de más antigua a más joven, Canoa, de ambiente continental y Tigre de ambiente marino (González de Juana, 1980).

- Formación Canoa: Litológicamente esta compuesta por conglomerados de grano fino y areniscas conglomeráticas, areniscas, limolitas y arcilitas generalmente moteadas con manchas grises, gris verdoso, amarillo, marrón, rojo, púrpura (Hedberg, 1950). En el subsuelo de Guárico, consta de lutitas y arcilitas irregularmente estratificadas, típicamente abigarradas, en tonos de gris, verde, rojo, amarillo y morado, con algunas areniscas moteadas (Patterson y Wilson, 1953). La presencia de conglomerados y restos de plantas, sugiere su acumulación en ambientes continentales (Hedberg et al., 1947). Según Sinanoglu (op. cit.) el ambiente sedimentario es fluvial, probablemente de "point bar", en aguas llanas no-marinas "sub-arial", bajo clima árida y una topografía plana.

En base a registros eléctricos existen varias indicaciones útiles para la determinación del tope de la Formación Canoa, aunque no todas esas indicaciones están siempre presentes pero al menos una de ellas puede ser distinguible:

- a) Un aumento considerable en la lectura de la curva de rayos gamma sobre toda la sección de la formación.
- b) Presencia frecuente de areniscas con valores altos de radioactividad, expresado por la curva de rayos gamma.
- c) Aumento en la tendencia de la curva de concentración de torio en los perfiles de espectroscopia de emisión (NGT, Spectralo).
- d) Aumento de la línea base de resistividad de lutitas en los perfiles de inducción (curvas SN o SFL).
- e) Cambio de tendencia (ascendente) en la curva de tiempo de tránsito en los perfiles sínicos.
- f) Un aumento en la proporción de lutitas / arenas con respecto a la unidad suprayacente (Fm. Tigre), expresado en la curva de potencial espontáneo.

- Formación Tigre: Van Erve (1985) realizó determinación de edades de la sección cretácica, en el subsuelo del Área de Zuata de la Faja Petrolífera del Orinoco, en base de palinomorfos. Kiser (1987) y Vega y de Rojas, (1987), describieron y discuten brevemente la distribución de ésta Formación en las áreas de Machete y Zuata respectivamente.

La Formación Tigre es una secuencia variable, irregularmente estratificada, de areniscas y limolitas de grano fino, glauconíticas, gris a gris verdoso areniscas gruesas friables y espesas, limolitas gris a gris verdoso y lutitas carbonosas y fosfáticas (Hedberg et al. 1947). El ambiente sedimentario es generalmente

profundo y de tipo talud, con el desarrollo de ambientes de plataforma hacia el sur de la región de Guárico.

- Formación Merecure: Se presenta entre los Estados de Anzoátegui y Monagas, específicamente en el área de Anaco, Oficina y Temblador. Tiene un espesor máximo de 1990 pies.

Se compone más del 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomeráticas, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad. Las arenas están intercaladas por laminas delgadas de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, laminadas irregularmente, algunas arcilitas ferruginosas con ocasionales capas de lignitos.

El tope de la Formación Merecure constituye un reflector regional en toda la cuenca, debido al contraste acústico entre las areniscas masivas (Merecure) y la alternancia de arenisca-lutita (Oficina).

Cabrera y Di Gianni (1994) indicaron la edad Mioceno Temprano para el intervalo Merecure-Oficina. Campos et al. (1985) interpretan un ambiente variable de lagunas y aguas salobres a francamente marinas. El ambiente es típico de clásticos basales transgresivos depositados por corrientes fluviales entrelazadas y, en posición más distal, por condiciones deltaicas. Las areniscas se orientan preferencialmente en sentido sur-norte.

- Formación Oficina: Es la más importante, desde el punto de vista productor en el área, se describe como una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verdes y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glaucóníticas y calizas delgadas con estructuras como en cono, (PDVSA, 1983).

Campos et al. (1985) postulan una edad Mioceno temprano a medio para la Formación Oficina, en el noreste de Anzoátegui. Muller et al. (1987; 1985) y Campos et al. (1988), concuerdan en que la Formación Oficina pertenece al Mioceno temprano y medio. González de Juana et al. (1980) y Méndez (1985), consideran que la Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. La Formación Oficina ha sido dividida en cuatro miembros de más viejo a más joven:

- Miembro Morichal: Caracterizado por areniscas masivas progradantes y la intercalación de lutitas y areniscas transgresivas, las arenas son, mayoritariamente masivas donde se almacenan los mayores volúmenes de hidrocarburos del área, cuarzosas de color marrón, con escogimiento de regular a malo lo que sugiere un ambiente fluvio-deltaico.

Los desarrollos de arenas varían de acuerdo al ambiente donde se depositaron. En el sector noroeste donde se profundiza la cuenca, el espesor total del Miembro Morichal es mayor, pero los desarrollos de arenas son escasos, generalmente lenticulares llegándose a contar hasta 7 paquetes o capas de arenas con aumento progresivo en la proporción de lutitas, y en las arenas superiores se observa la marcada influencia marina en donde se depositaron.

La zona más prospectiva del Miembro Morichal, esta localizada en el sector Central-Este, del área donde se presenta un espesor promedio de 225 pies de ANP. En este Miembro se ha detectado el contacto petróleo/agua en la primera línea de pozos perforados al Norte, en los límites con los campos Morichal y Jobo (Santos, 1985).

- Miembro Yabo: Representa una secuencia de lutitas transgresivas gris verdosas con intercalaciones de limolitas y areniscas de grano fino, calcáreas y fosilíferas. Representa la sección que separa los miembros Morichal y Jobo.

Este Miembro ha sido definido en los campos del Norte; en el Área Cerro Negro se ha mantenido una buena correlación hasta la parte central, perdiendo parte de su carácter lutítico al aparecer lentes de arena, que en algunos casos contienen petróleo. Sin embargo, por el poco espesor (5 pies) no se consideran como prospectos económicos para la producción de hidrocarburos. El Miembro Yabo, no se puede identificar hacia el Sur, y al Este desaparece al acuñarse con el Alto de Uverito (PDVSA, 1983).

- Miembro Jobo: Son arenas con espesor promedio de 75 pies, que poseen un mayor desarrollo al Noreste siendo menos desarrolladas al Oeste. Se conocía anteriormente como Grupo I en los campos del Norte, donde es buen productor de petróleo de 14 °API.

Los pozos probados en este miembro, han dado una producción que va desde el mínimo de 22 BPPD hasta un máximo de 222 BPPD. Generalmente los cortes de agua que se han obtenido en las pruebas de producción son altos (4% - 85%), factor que ha influido para que los programas de pruebas para este Miembro sean restringidos.

Este Miembro al igual que el Miembro Morichal se acuña contra el basamento al Sur y hacia el Este contra el Alto de Uverito (PDVSA, 1983).

- Miembro Pílon: Representa la parte superior de la Formación Oficina, caracterizado en los campos del Norte por una sección lutítica. Son lutitas transgresivas que al Sur pierden su identidad al desarrollarse facies arenáceas que contienen petróleo.

Este miembro se puede reconocer al Norte del área, pero es difícil correlacionarlo hacia el Sur donde cambia a una facies arenácea, que contienen petróleo y hacia el Sur del sector de Mamo se confunden con las arenas basales de la Formación Freites. Lo mismo sucede hacia el Oeste del área donde se profundiza la cuenca y se desarrollan gruesos paquetes de arena de hasta 190 pies de espesor que contienen agua.

Los mayores espesores de ANP se encuentran hacia el Este del área donde alcanza un espesor máximo de 104 pies. Las pruebas realizadas en el Miembro Pílon han confirmado la existencia de petróleo y alto contenido de agua.

- Formación Freites: Se presenta en el flanco Sur de la Cuenca. Suprayace concordantemente a la Formación Oficina. El espesor varía de 825 a 3000 pies.

Cabrera y Di Gianni (1994), ubican a la Formación Freites en el Mioceno Medio. Los microfósiles reportados por Jam y Santos (1987) pertenecen al tope del Mioceno Medio-base del Mioceno Tardío.

Presenta una gruesa sección de lutitas al Norte, que en Carabobo va siendo reemplazada por cuerpos de arenas que aumentan al Sur, en esta área, la Formación reduce su espesor desde 550 m en el Norte a 73 m en el Sur.

La Formación se vuelve más arenosa en cuanto más se adelgaza en el Área Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Las variaciones verticales en el contenido de arcilla, lutita, limo y siderita permiten una excelente correlación, sobre la mayor parte del flanco sur de la cuenca, por variaciones en la curva de resistividad amplificada de los perfiles eléctricos (PDVSA, 1983).

Las lutitas y arcillas de la Formación constituyen el sello principal de los reservorios petrolíferos de la Formación Oficina en el área Mayor de Oficina, y contienen, en la parte inferior, arenas productoras de hidrocarburos en algunos campos de la parte media y sur de esa área.

Representa el máximo de la segunda transgresión mayor del Mioceno. El carácter de la Formación es nerítico. Hacia el margen Sur de la cuenca, en el sector Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, la Formación Freites disminuye de espesor al paso que se hace mas arenosa, al extremo que en los pozos más meridionales del área, se hace difícil su diferenciación de las formaciones Oficina y Las Piedras. En el Área Carabobo, según la fauna de moluscos el ambiente es de tipo transgresivo marino costero (PDVSA, 1983).

- Formación Las Piedras: La Formación Las Piedras consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcillitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos (Hedberg, 1950). Reflexiones de cierta amplitud y regular asistencia. González de Juana (1946) la colocó en el Plioceno. Los pocos fósiles y sus relaciones estratigráficas indican una edad de Mioceno Tardío a Plioceno. Ambiente de aguas dulces a salobres según Hedberg (1950).

- Formación Mesa: La Formación Mesa consiste de arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementadas y muy duras; conglomerado rojo a casi negro; arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada, además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita (González de Juana, 1946).

Según González de Juana (1946), la Formación Mesa presenta una edad Pleistoceno la cual es producto de una sedimentación fluvio-deltáica y paludal, resultado de un extenso delta que avanzaba hacia el este en la misma forma que avanza hoy el delta del río Orinoco. Coplanarh (1974) considera que los sedimentos de la Formación representan depósitos torrenciales y aluviales, contemporáneos con un levantamiento de la Serranía del Interior.

En el Área de Carabobo las formaciones Las Piedras y Mesa se consideran una sola unidad, debido a la difícil correlación que presentan, ocupan el tope de la

columna sedimentaria en toda el área de la faja. La litología es homogénea y consiste principalmente de grandes paquetes de arena de grano grueso y gravas con aumento ferruginoso, en menos cantidades carbonosas y lutíticas; estas formaciones contienen grandes cantidades de agua dulce para el uso doméstico, para la perforación de pozos, producción de vapor, desalinización de crudo, etc. (PDVSA, 1983).

### III.1.5.2. Estratigrafía Local

Según los estudios de núcleos realizados en las áreas seleccionadas en los bloques Carabobo 2, Carabobo 3 y Carabobo 5, el ambiente de sedimentación para esta unidad se asocia a un ambiente fluvio-deltaico donde las facies deltaicas predominantes se asocian a deltas dominados por procesos de marea. En ocasiones se reportan sedimentos depositados en ambientes deltaicos dominados por procesos de ríos.

Los intervalos productores en las áreas seleccionadas están asociados a la formación Oficina de edad Mioceno. La misma está dividida en cuatro miembros principales los cuales de más viejo a más joven se definen como Morichal, Yabo, Jobo y Pilón. Hacia el este del área Carabobo, el espesor del Miembro Morichal se va reduciendo hasta desaparecer al acuñarse contra el alto de Uverito, lo mismo sucede hacia el sur donde dichas unidades sedimentarias se acuñan contra el Basamento ígneo metamórfico. La zona más prospectiva del Miembro Morichal se localiza en su parte superior hacia el sector central-norte, donde se observan espesores promedios entre 220' y 250' de arena neta petrolífera (ANP).

El miembro morichal está ubicado en la sección basal de dicha formación y representa el intervalo de roca más prospectivo desde el punto de vista de hidrocarburos. El mismo está representado por una secuencia de arenas poco consolidadas intercaladas con niveles lutíticos y limolíticos con presencia de intervalos de carbón. Hacia la base del intervalo denominado como “Morichal inferior” existen paquetes de arenas masivas poco consolidadas asociadas a un

ambiente fluvial donde se definen espesores de arena importantes (60 a 80 pies), mientras en él la sección media denominada “Morichal Medio” y la sección superior dominada “Morichal Superior” se observan arenas intercaladas con lutitas y limolitas con presencia de carbones donde existe una disminución de los espesores de las arenas (10 a 40 pies aproximadamente). Esta disminución de los espesores de las arenas se debe al paso de un ambiente de sedimentación fluvial (Morichal Inferior) a deltaico (Morichal Medio y Superior). Se maneja un sistema depositacional asociado a un sistema retrogradante donde el ambiente de sedimentación es de tipo fluvial en la sección inferior y deltaico-marino en las secciones media y superior con la influencia de pulsos continuos de variaciones del nivel del mar como respuesta a eventos de subsidencia de la cuenca.

Para el bloque Carabobo 5, al igual que para los bloques Carabobo 2 y 3, se continuó con la subdivisión del Miembro Morichal en paquetes o yacimientos principales, los cuales son Superior, Medio e Inferior. El comportamiento de los espesores de las unidades sedimentarias disminuye de norte a sur, mientras que en sentido oeste-este existe una alta complejidad estratigráfica y los espesores varían poco. En el bloque Carabobo 3 solo se pudieron definir las unidades Morichal Medio y Morichal Superior ya que la unidad de Morichal Inferior no se sedimentó en el área de estudio. De acuerdo a los análisis de núcleos, el bloque Carabobo 3 se ubica dentro de una facie fluvial caracterizada por el apilamiento de canales asociados a sistemas de alta energía. El evento retrogradacional avanzó desde el noroeste al sureste generando para cada unidad un límite de sedimentación contra el intervalo discordante infrayacente. Hacia la parte centro norte del área existe un espesor mayor que hacia la parte sur. La unidad basal del miembro Morichal depositada en la parte Norte y Central del área, no se depositó en la parte sur ya que esta unidad hacia esta zona del bloque se acuña contra el basamento.

Es importante mencionar que el Miembro Morichal representa el horizonte más prospectivo desde el punto de vista de reservas y donde se estima que se inicie la fase de explotación futura.

La figura III.5, representa la sección estratigráfica en el Área Carabobo.

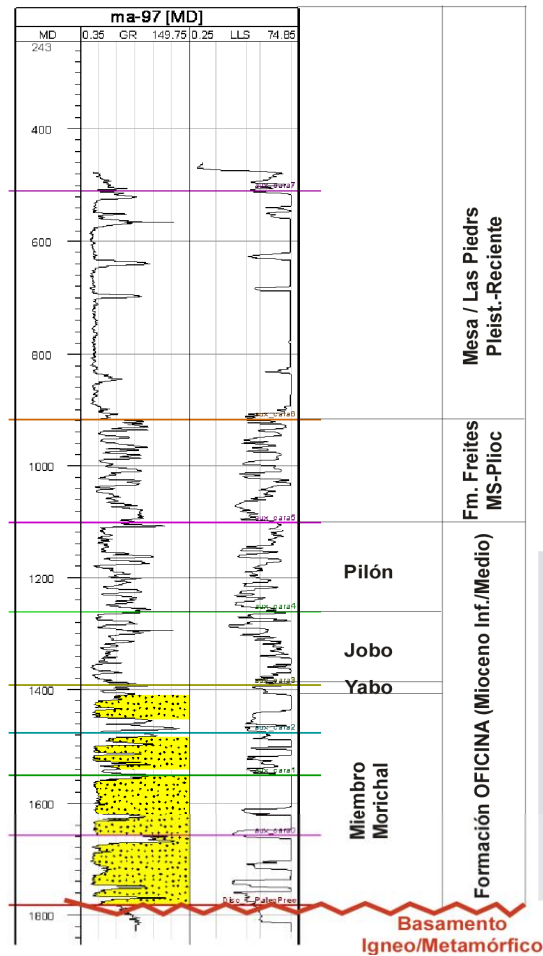


Figura III.5 Sección estratigráfica tipo en el Área de Carabobo

Fuente: Archivos de Petroindependencia

### III.1.5.3. Ambiente de sedimentación

El enfoque de sedimentación está representado por un sistema retrogradacional en un ambiente fluvio deltaico donde existieron ciclos de subida del nivel del mar sumado a eventos de subsidencia de la cuenca. El ambiente de sedimentación para la formación Oficina ocurrió en un ambiente fundamentalmente fluvio deltaico, donde los procesos dominantes de la facie deltaica se asocia a un ambiente de mareas. Los depósitos varían desde gruesos paquetes de arenas fluviales poco consolidadas, de gran

continuidad lateral, ubicados en la base del intervalo a facies deltaicas representadas por canales, barras y depósitos de inundación.

El intervalo de roca correspondiente al miembro Morichal se ubica estratigráficamente en la parte basal de la formación Oficina. El mismo se depositó, mayormente, de manera discordante sobre un basamento que presenta, según los informes, evidencias de alteración por exposición en la mayoría de los pozos del área. A esta sección referida al basamento alterado por procesos de meteorización se le llama basamento meteorizado. El proceso dominante es el de mareas pero también existen sedimentos asociados a deltas con dominio de ríos.

Existen también sedimentos asociados a subambientes como depósitos de estuarios, canales de marea, barras de marea, depósitos de llanura deltaica o de inundación, canales distributarios, barras de desembocadura y abanicos de rotura. Estos últimos se asocian mas a deltas dominados por ríos por lo que se pudiera estar en presencia de una alternancia en los procesos dominantes de las facies deltaica entre dominio de mareas y dominio de ríos. Adicionalmente existen desarrollos de intervalos lutíticos carbonáceos y desarrollo de carbones (lignítos) en las fases de abandono de los canales existentes y en la planicie deltaica.

La sección del miembro Morichal está subdividida en 3 unidades que van desde la unidad Morichal inferior ubicada en la base del intervalo hasta la unidad morichal Superior ubicada en tope de la misma. Dichas unidades se depositaron de manera retrogradante hacia el sur-sureste a medida que el nivel del mar tenía pulsos de subida de manera progresiva.

Los intervalos correspondientes a Morichal Superior y Medio representan la facie deltaica que suprayase a Morichal Inferior y están representadas por sedimentos pertenecientes a un ambiente deltaico donde los procesos dominantes son de marea. En ocasiones se describen facies de deltas de dominio de ríos. Esto significa que el ambiente de sedimentación para el miembro Morichal está enmarcado dentro de un ambiente fluvial en la base, pasando a ambientes deltaicos y marinos en su sección

media y superior respectivamente. El intervalo basal se compone mayormente por paquetes de arenas limpias con espesores importantes que superan los 80 pies. Esto viene asociado al apilamiento de canales fluviales, los cuales se asocian a sistemas de alta energía enmarcados dentro de un ambiente con marcada influencia fluvial. Estos depósitos fluviales se encuentran alineados con los ejes principales de sedimentación, los cuales rellenaron el valle fluvial a medida que el nivel del mar ascendía progresivamente y ahogaba el sistema fluvial haciéndolo retrogradar. Estas arenas son limpias, poco consolidadas y poseen valores altos de porosidad y permeabilidad, separadas verticalmente por intervalos arcillosos de espesor variable.

#### III.1.5.4. Petrofísica

Desde el punto de vista de la evaluación petrofísica, se definen para el Miembro Morichal unas excelentes características de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) y una buena distribución de los paquetes de arena.

A continuación se presenta un resumen de los parámetros petrofísicos promedio aritmético, calculados para el Miembro Morichal de la Formación Oficina, específicamente para los Bloques Carabobo 2 y 3.

Sobre la base de la evaluación petrofísica realizada dentro del Bloque Carabobo 2, se puede concluir que la porosidad promedio de las arenas presentes en el Miembro Morichal es de 31%, que el promedio de la saturación de agua es de 14% y que la arcillosidad asociada a las arenas dentro de dicho intervalo presenta un promedio de 11%. Respecto a espesores, se observa que el espesor total (*Gross*) para el Miembro Morichal es de 472 pies mientras que el espesor neto es de 258 pies. En cuanto a la relación arena neta vs el espesor total esta tiene un valor promedio de 61%. La tabla III. 4, representa el resumen de los parámetros petrofísicos del Bloque Carabobo 2.

Tabla III.4: Parámetros Petrofísicos Bloque Carabobo 2

Fuente: Archivos de Petroindependencia

Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	Phi*So*H
<b>Morichal Superior</b>							
294	152	0,52	0,31	0,13	0,11	47,69	41,80
<b>Morichal Medio</b>							
117	68	0,68	0,32	0,11	0,10	21,74	19,60
<b>Morichal Inferior</b>							
61	38	0,64	0,31	0,17	0,12	11,50	9,89
<b>Morichal Total</b>							
472	258	0,61	0,31	0,14	0,11	26,98	23,73

Sobre la base de la evaluación petrofísica realizada para el Bloque Carabobo 3, se puede concluir que la porosidad promedio de las arenas presentes en el Miembro Morichal es de 31,8% y que el promedio de la saturación de petróleo es de 85,8%. Respecto a espesores, se observa que el espesor total (*Gross*) promedio para el Miembro Morichal dentro para Carabobo 3 es de 361 pies mientras que el espesor neto es de 226 pies. La tabla III. 5, representa el resumen de los parámetros petrofísicos del Bloque Carabobo 3.

Tabla III.5 Parámetros Petrofísicos Bloque Carabobo 3

Fuente: Archivos de Petroindependencia

Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	Phi*So*H
<b>Morichal Superior</b>							
294	152	0,52	0,31	0,13	0,11	47,69	41,80
<b>Morichal Medio</b>							
117	68	0,68	0,32	0,11	0,10	21,74	19,60
<b>Morichal Inferior</b>							
61	38	0,64	0,31	0,17	0,12	11,50	9,89
<b>Morichal Total</b>							
472	258	0,61	0,31	0,14	0,11	26,98	23,73

A continuación se detalla la determinación de las propiedades petrofísicas de los dos yacimientos ubicados en el área Sur del Bloque Carabobo 2:

Yacimiento OFIMM CN 93 (Morichal Medio): Este yacimiento fue penetrado por los pozos CN-90, CN-92, CN-165, CNX-28, CN-154, CNX-27, CN-86, CN-89, CN-113, CN- 112, PCN-7, PCN-11, PCN-12, PCN-13, PCN-1, PCN-2, PCN-3, PCN-4, PCN-5, PCN- 8. Los promedios ponderados de las propiedades petrofísicas para el yacimiento OFIMM CN 93 se muestran en la tabla III.6. Estos promedios fueron los utilizados en el cálculo de los volúmenes originales de petróleo para el yacimiento mencionado.

Tabla III.6 Evaluación Petrofísica del Yacimiento OFIMM CN 93, Bloque C2

Fuente: Archivos de Petroindependencia

<b>Profundidad al DATUM (p.b.n.m)</b>	<b>Espesor (pies)</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>So (%)</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>
<b>2000</b>	47	31	90	4618

Yacimiento OFIMS MA 97 (Morichal Superior): Este yacimiento fue penetrado por los pozos MA-103, MA-192E, MA-193E, MA-107, SE-17, MA-100, MA-98, MA-176, CN-94, CN-168, CN-170, CNX-31, CNX-29, CN-154, CNX-28, CN-165, CN-90, CN-163, CN-92, CN-112, CNX-27, CN-113, CN-89, CN-86, CN-161, PCN-7, PCN-11, PCN-12, PCN-13, PCN-1, PCN-2, PCN-3, PCN-4, PCN-5, PCN-8. Los promedios ponderados de las propiedades petrofísicas para el yacimiento OFIMS MA 97 se muestran en la tabla III.7. Estos promedios fueron los utilizados en el cálculo de los volúmenes originales de petróleo para el yacimiento mencionado.

Tabla III.7 Evaluación Petrofísica del Yacimiento Morichal OFIMS MA 97, Bloque C2

Fuente: Archivos de Petroindependencia

<b>Profundidad al DATUM (p.b.n.m)</b>	<b>Espesor (pies)</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>So (%)</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>
<b>1400</b>	153	31	88	4846

A continuación se detalla la determinación de las propiedades petrofísicas de los dos yacimientos ubicados en el área Norte del Bloque Carabobo 3:

Yacimiento OFIMM CN 93: Este yacimiento fue penetrado por los pozos CN36, CN38, CN91, CN150, CN171, SF174, UV78, UV148, SE59, SF32, UV-206, CPC-01E y CPS- 01E. Los promedios ponderados de las propiedades petrofísicas para el Yacimiento OFIMM CN 93 se muestran en la tabla III.8. Estos promedios fueron los utilizados en el cálculo de los volúmenes originales de petróleo para el yacimiento mencionado.

Tabla III.8 Evaluación Petrofísica del Yacimiento OFIMM CN 93

Fuente: Archivos de Petroindependencia

<b>Profundidad al DATUM (p.b.n.m)</b>	<b>Espesor (pies)</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>So (%)</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>
<b>1900</b>	43	32,8	87	10507

Yacimiento OFIMS MA 97: Este yacimiento fue penetrado por los pozos CN36, CN38, CN91, CN150, CN171, SF174, SF175, UV78, UV148, SE59, SF32, SF33, SE20, SE56, UV-206, CTS01E, CPC-01E, CPS-01E y UV206E. Los promedios ponderados de las propiedades petrofísicas para el Yacimiento OFIMS MA 97 se muestran en la tabla III.9. Estos promedios fueron los utilizados en el cálculo de los volúmenes originales de petróleo para el yacimiento mencionado.

Tabla III.9 Evaluación Petrofísica del Yacimiento OFIMS MA 97 Bloque C3

Fuente: Archivos de Petroindependencia

<b>Profundidad al DATUM (p.b.n.m)</b>	<b>Espesor (pies)</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>So (%)</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>
1500	173	32,4	88,1	9204

### III.1.6. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

El análisis de las propiedades de los fluidos consiste en un conjunto de pruebas de laboratorio y/o correlaciones diseñadas para proporcionar valores de las propiedades de los fluidos, entre ellas: presión de burbujeo, factor volumétrico del petróleo, relación Gas-Petróleo en solución, viscosidad del petróleo, factor Z, factor volumétrico del gas y viscosidad del gas. El área de Carabobo cuenta con análisis de muestras de fluido tomadas en el cabezal de los pozos, estas fueron recombinadas en el laboratorio y llevadas a condiciones de yacimiento. Los análisis fueron validados mediante los métodos como balance de masa y luego se evaluaron las correlaciones empíricas disponibles para crudos pesados. Una vez culminada la evaluación se seleccionó la correlación empírica que mejor se adapta al área de Carabobo y que reproduce con un mínimo de error las propiedades termodinámicas de los crudos.

Carabobo 2: Se estimó que la presión inicial del Bloque Carabobo 2 varía entre 670-1300 lpc. Adicionalmente se asume que los yacimientos son saturados donde la presión de burbujeo es igual a la presión inicial del yacimiento. La temperatura de los yacimientos en el bloque Carabobo 2 se ubica dentro de un rango entre 108 y 125 °F, la relación Gas-Petróleo en Solución inicial varía entre 61 y 128 PCN/BN y el factor volumétrico de formación se ubica entre 1,05 y 1,085 BY/BN. A pesar de que son crudos extrapesados, los mismos presentan razón de solubilidad inicial (Rsi) promedio de 100 PCN/BN y consecuentemente, viscosidades bastante menores a la que normalmente presentan los crudos extrapesados (variando a condiciones iniciales de yacimiento entre 1700 y 11350 Cp). Esto implica que el crudo presenta buena

movilidad a condiciones de reservorio. Otros parámetros del crudo se presentan en la Tabla III.10.

Tabla III.10: Propiedades de los fluidos Bloque Carabobo 2

Fuente: Archivos de Petroindependencia

<b>API</b>	<b>8-9</b>
<b>GRAVEDAD ESPECÍFICA</b>	<b>1,0064</b>
<b>AZUFRE % PESO</b>	<b>3,5</b>
<b>VANADIO ppm</b>	<b>416</b>
<b>NIQUEL ppm</b>	<b>79</b>
<b>VISCOSIDAD @ 210 °F cst</b>	<b>207</b>

Carabobo 3 y Carabobo 5: La propiedades de los fluidos en los bloques Carabobo 3 y Carabobo 5 son similares ya que ambos en encuentran a una latitud parecida, la temperatura de los yacimientos se ubica en un rango entre 109 y 114 °F, la relación Gas-Petróleo en solución inicial varía entre 66 y 85 PCN/BN y el factor volumétrico del petróleo varía entre 1,05 y 1,06 BY/BN. A pesar que son crudos extrapesados, los mismos presentan razón de Solubilidad Inicial (Rsi) de 110 PCN/BN y consecuentemente, viscosidades bastante menores a la que normalmente presentan los crudos extrapesados. Esto implica que el crudo presenta buena movilidad a condiciones de reservorio, siendo la mejor área la más profunda por efectos de la temperatura. Otros parámetros del crudo presentan en la Tabla III.11:

Tabla III.11: Propiedades de los fluidos de los Bloques Carabobo 3 y 5

Fuente: Archivos de Petroindependencia

API	8-9
GRAVEDAD ESPECÍFICA	1,0064
AZUFRE % PESO	3,5
VANADIO ppm	416
NIQUEL ppm	79
VISCOSIDAD @ 210 °F cst	207

### III.1.7. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO

Para el Petróleo Original en Sitio se obtuvo un valor total de 14,1 MMMBbbls para el área de Carabobo 2 Sur de 237,11 Km<sup>2</sup>, de 23,4 MMMBbbls para el área de 209,89 Km<sup>2</sup> de Carabobo 3 Norte y 10 MMMBbbls para el área de Carabobo 5 de 109,99 Km<sup>2</sup>. Para los Miembros Pilón, y Jobo se obtuvieron para el POES valores totales de 9,8 MMMBbbls para Carabobo 2 Sur con un área de 184,08 Km<sup>2</sup>, de 3,4 MMMBbbls para un área de 89,87 Km<sup>2</sup> de Carabobo 3 Norte y 3,9 MMMBbbls para el área de Carabobo 5 de 109,99 Km<sup>2</sup>.

Unidad Morichal Medio: El yacimiento OFIMM CN 93 se encuentra ubicado en el Campo Cerro Negro Zona centro-sur de Carabobo 2, Este yacimiento muestra una estructura de homoclinal de buzamiento suave (2°- 4°) al norte – noroeste, limita al norte con una falla normal de buzamiento Sur y dirección Noroeste-Sureste, al este con el bloque Carabobo 3, al noroeste con el área asignada a la antigua Bitor hoy Distrito Social Morichal, al oeste con el bloque Carabobo 1 y el área asignada a la empresa mixta Petromonagas y al Sur con un límite de sedimentación que se acuña contra el Basamento. El yacimiento OFIMM CN 93 tiene una presión inicial de 939 Lppc y una temperatura de 115 °F con petróleo de 8,2 °API, una porosidad de 31%, una saturación de petróleo de 90%, una solubilidad del gas original de 118 PCN/BN y un factor de merma de 0,939 BN/BY.

El mapa de Arena Neta Petrolífera Oficial para esta unidad se presenta en la Figura III.6. Esta unidad no presenta contacto de agua-petróleo dentro del Bloque Carabobo 2.

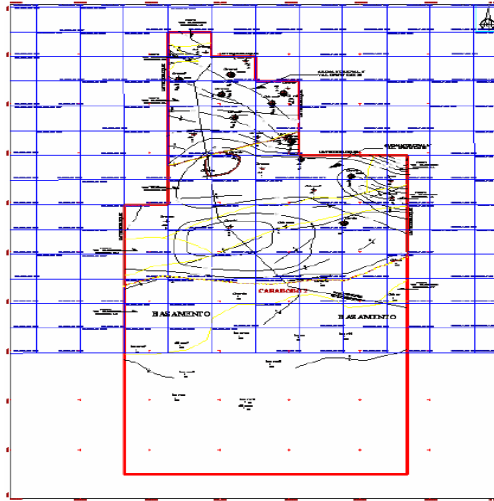


Figura III.6. Mapa Isopaco de ANP Oficial de la Unidad Morichal Medio

Fuente: Archivos de Petrindendencia

Además, presenta un área de 37.236 acres y un espesor promedio de arena neta de 31 pies, que se traducen en un volumen de 1.155.671 acres-pies, un POES de 2.348 MMBNP.

Unidad Morichal Superior: El yacimiento OFIMS MA 97 se encuentra ubicado en el Campo Cerro Negro Zona centro-sur de Carabobo 2, limita al norte con una falla normal de buzamiento Sur y dirección Noroeste-Sureste, al este con el bloque Carabobo 3, al noroeste con el área asignada a la antigua Bitor hoy Distrito Social Morichal, al oeste con el bloque Carabobo 1 y el área asignada a la empresa mixta Petromonagas y al Sur con un límite de sedimentación que se acuña contra el Basamento. El yacimiento OFIMS MA 97 tiene una presión inicial de 671 Lppc y una temperatura de 108 °F con petróleo de 8,2 °API, una porosidad de 31%, una saturación de petróleo de 88%, una solubilidad del gas original de 61 PCN/BN y un factor de merma de 0,951 BN/BY.

El mapa de Arena Neta Petrolífera para esta unidad se presenta en la Figura III.7. Esta unidad no presenta contacto de agua-petróleo dentro del Bloque Carabobo 2.

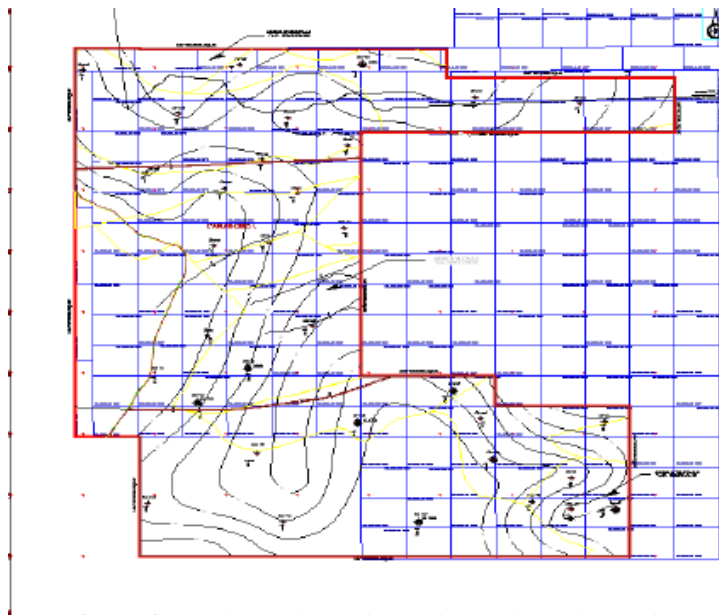


Figura III.7. Mapa Isopaco de ANP Oficial de la Unidad Morichal Superior

Fuente: Archivos de Petrindependencia

Además, presenta un área de 74.998 acres y un espesor promedio de arena neta de 130 pies, que se traducen en un volumen de 9.765.871 acres-pies, un POES de 19.659 MMBNP.

Unidad Morichal Medio: El yacimiento OFIMM CN 93 se encuentra ubicado en lo que corresponde al área seleccionada en el Bloque Carabobo 3, en los Campos Cerro Negro, Mamo, San Felix y Uverito, limita al Norte con el Bloque 4, al Oeste con Bloque 2, al Este con una barrera de permeabilidad que separa el yacimiento de el alto de Uverito y un límite de sedimentación al Sur con un límite de sedimentación. El yacimiento OFIMM CN 93 tiene una presión inicial de 894 Lppc y una temperatura de 114 °F con petróleo de 8,3 °API, una porosidad de 32,8%, una saturación de petróleo de 87%, una solubilidad del gas original de 85 PCN/BN y un factor de merma de 0,94091 BN/BY. Esta unidad no presenta ningún límite de roca dentro del Bloque Carabobo 3. Dicho intervalo presenta un área inundada de agua

ubicada al este, y la cual no define un contacto agua-petróleo sino que se expresa como un volumen de agua atrapada (identificada por pozos). Este comportamiento se presenta ocasionalmente en la Faja Petrolífera del Orinoco.

El mapa de Arena Neta Petrolífera para esta unidad se presenta en la Figura III.8. Esta unidad no presenta contacto de agua-petróleo original dentro del Bloque Carabobo 3.

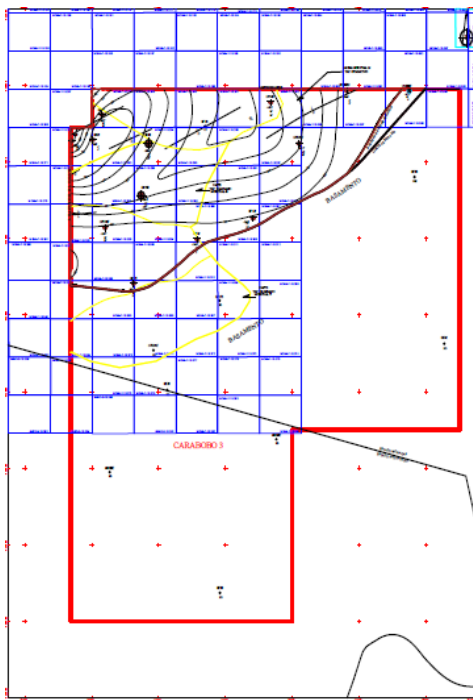


Figura III.8. Mapa Isopaco de ANP Oficial de la Unidad Morichal Medio

Fuente: Archivos de Petrindependencia

El yacimiento OFIMM CN 93 presenta un área de 35.276 acres y un espesor promedio de arena petrolífera de 43 pies, que se traduce en un volumen de 1.511.944 acres-pies. Todos los cambios mencionados anteriormente inciden directamente en el cálculo de los nuevos volúmenes POES y GOES para el yacimiento OFIMM CN 93, que de acuerdo a la nueva interpretación realizada en el estudio de revisión de reservas son de 3.149.379 MBNP y 267.697 MMPCN respectivamente.

Unidad Morichal Superior: El yacimiento OFIMS MA 97 se encuentra ubicado, en lo que corresponde al área seleccionada en el Bloque Carabobo 3, en los Campos Cerro

Negro, Mamo, San Félix. Uverito, limita al Norte con el Bloque Carabobo 4, al Oeste con el Bloque Carabobo 2, al Este con una barrera de permeabilidad que separa el yacimiento de el alto de Uverito y un límite de sedimentación y al Sur una falla normal sellante. El yacimiento OFIMS MA 97 tiene una presión inicial de 716 Lppc y una temperatura de 109 °F con petróleo de 8,3 °API, una porosidad de 32,4%, una saturación de petróleo de 82,1%, una solubilidad del gas original de 66 PCN/BN y un factor de merma de 0,94913 BN/BY. Esta unidad no presenta ningún límite de roca dentro del Bloque Carabobo 3. Dicho intervalo presenta un área inundada de agua ubicada al este, y la cual no define un contacto agua-petróleo sino que se expresa como un volumen de agua atrapada (identificada por pozos). Este comportamiento se presenta ocasionalmente en la Faja Petrolífera del Orinoco.

El mapa de Arena Neta Petrolífera para esta unidad se presenta en la Figura III.9. Esta unidad no presenta un contacto de agua-petróleo dentro del Bloque Carabobo 3.

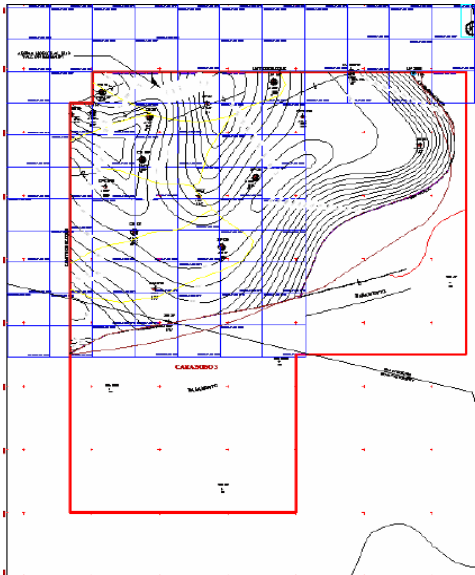


Figura III.9. Mapa Isopaco de ANP Oficial de la Unidad Morichal Superior

Fuente: Archivos de Petrindependencia

El yacimiento OFIMS MA 97 presenta un área 70.766 acres y un espesor promedio de arena petrolífera de 173 pies, que se traduce en un volumen de 12.234.641 acres-

pies. Todos los cambios mencionados anteriormente inciden directamente en el cálculo de los nuevos volúmenes POES y GOES para el yacimiento OFIMS MA 97, que de acuerdo a la nueva interpretación realizada en el estudio de revisión de reservas son de 25.717.215 MBNP y 1.697.336 MMPCN respectivamente.

### III.1.8. RESERVAS

Las reservas de los bloques pertenecientes a los bloques asignados a Petroindependencia se presentan en la Tabla III.12.

Tabla III.1: Reservas pertenecientes a los Bloques Carabobo 2 Sur, Carabobo 3 Norte y Carabobo 5.

Fuente: Archivos de Petroindependencia

	POES (MMMBls)	Área (Km <sup>2</sup> )	Fr Frio	Fr Térmico	Fr Total	Reservas (MMMBls)
Carabobo 2 Sur PI	23,626428	220.84	7,28%	21,63%	28,90%	6,82921
Carabobo 3 Norte PI	25,498258	203.94	4,25%	30,94%	35,19%	8,97389
Carabobo 5	17,522209	109.99	4,29%	24,42%	28,72%	5,03171
				Reservas totales		20,83481

Las reservas probadas primarias del Bloque Carabobo 2 fueron definidas por simulación numérica validadas con el cotejo de la actividad productiva del proyecto existente en el Campo Cerro Negro, específicamente en el área asignada a Petromonagas, desde 1999. Para la definición del factor de recuperación máximo se construyó un modelo de agotamiento de yacimiento. Para esto se definieron en todos los yacimientos 1.971 pozos horizontales con base a criterios de porosidad mayores a 20% y permeabilidad por encima de 500 mD, con secciones horizontales entre 900 y 1.200 m y espaciamento lateral de 300 m. Adicionalmente, se ubicaron pozos reduciendo la sección horizontal para optimizar el desarrollo en zonas sin espacio suficiente y con reservas remanentes.

De acuerdo al resultado de la simulación numérica se logró establecer una correlación de factor de recuperación con profundidad, creándose cuatro sectores con diferentes rangos de profundidad entre 700 y 3.339 Pbnm.; obteniéndose como resultados un factor de recobro de 5,5%.

A partir de esta correlación se calcularon las reservas recuperables en frío para los yacimientos definidos. La tabla III.13 muestra el factor de recobro primario en los dos yacimientos que involucran total o parcialmente el área Sur del Bloque Carabobo 2.

Tabla III.13. Factor de recobro primario Bloque Carabobo 2

Fuente: Archivos de Petroindependencia

<b>Yacimiento</b>	<b>POES (MMBN)</b>	<b>Factor de Recobro (%)</b>	<b>Reservas recuperables primarias (MMBN)</b>
<b>OFIMS MA 97</b>	19660	7,6	14,9416
<b>OFIMM CN 93</b>	2348	10,5	246,54
<b>TOTAL</b>	22008	9,2	1741

Las reservas probadas primarias del Bloque Carabobo 3 fueron definidas en base a correlaciones de factor de recobro con profundidad, estas correlaciones resultaron de la simulación numérica de yacimientos, realizadas para los bloques vecinos Carabobo 1 y Carabobo 2. La unión de estas ecuaciones basadas en profundidad nos permitió obtener una correlación para calcular el factor de recobro con profundidad para el Bloque Carabobo 3. La tabla III.14 muestra un resumen de los valores del POES, Factor de Recobro y Reservas Recuperables Primarias para los dos yacimientos del Bloque Carabobo 3 del Miembro Morichal.

Tabla III.14. Factor de recobro primario Bloque Carabobo 3

Fuente: Archivos de Petroindependencia

<b>Yacimiento</b>	<b>POES (MMBN)</b>	<b>Factor de Recobro (%)</b>	<b>Reservas recuperables primarias (MMBN)</b>
<b>OFIMS MA 97</b>	25717	5,3	1363
<b>OFIMM CN 93</b>	3149	7,8	246
<b>TOTAL</b>	28867	5,6	1609

## CAPÍTULO IV

### MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se presentarán las etapas en la cuales se realizó este Trabajo Especial de Grado.

#### IV.1. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN <sup>[11]</sup>

La investigación llevada a cabo en el Trabajo Especial de Grado es de tipo descriptiva, ya que busca la caracterización de la Ingeniería Conceptual sobre pozos tipo, con el fin de proponer un plan inicial

Una Investigación es de tipo descriptiva cuando pretende caracterizar, mediante reseñas bibliográficas y documentales, los aspectos en los cuales están inmersos los elementos teóricos de la problemática a estudiar.

Uno de los objetivos es precisamente que los resultados mostrados puedan servir de referencia a la Industria y a otros investigadores con el fin de que su utilidad se proyecte en el tiempo y permita sentar las bases a otras investigaciones relacionadas con el tema de estudio.

Con respecto a la estrategia utilizada, se puede decir que esta investigación es de tipo documental, ya que se caracterizó por recopilar de manera selectiva información desarrollada por diversos investigadores, con el fin de construir un conocimiento basado en la lectura, análisis, reflexión e interpretación de dichos documentos.

Por otro lado, esta investigación cumple con un diseño no Experimental, debido a que no existe manipulación de variables, sino que a partir de investigaciones previas se observan y analizan los resultados de modo de establecer sugerencias y propuestas que permitan complementar dichas investigaciones.

Es importante indicar que en la investigación documental no sólo se recurre a las fuentes bibliográficas tradicionales, como libros, revistas, presentaciones, artículos técnicos y material electrónico, sino que puede complementarse con la asesoría de especialistas en el tema. Es por esto que, en la presente investigación, se buscó la asesoría de diversos expertos de PetroIndependencia.

## IV.2. METODOLOGIA <sup>[11]</sup>

En la Figura IV.1 se muestran de manera detallada y según su orden cronológico, las actividades que se realizaron para completar el trabajo especial de grado.



Figura IV.1: Esquema de la metodología

### IV.2.1. Revisión Bibliográfica

Para el desarrollo de esta etapa, se comenzó con la revisión del plan de desarrollo por parte de la empresa mixta Petroindependencias, con la determinación de reconocer las estrategias a ejecutar, así como también el posicionamiento geográfico del área asignada a dicha empresa, ya que permite obtener información de las áreas adyacentes, ya que los escasos parámetros que se detallan en el plan son inexactos.

Esta información de las áreas adyacentes, se obtuvo con los datos *post-mortem*; información de gran valor ya que se pueden agrupar aquellas circunstancias en común, en las que se puede incluir el área de estudio, así, enfatizar en todo aquello que no se tomó en cuenta en las adyacencias, y obtener un proyecto más óptimo. Por último, se procedió a revisar, publicaciones de la SPE y PDVSA, así como también fue fundamental la revisión del manual de la GGPIIC, ya que es fundamental para la elaboración del proyecto; también se revisaron trabajos especiales de grado realizados anteriormente que tienen alguna relación en diseños, los cuales aportaron conocimientos teóricos que resultaron imprescindibles a la hora de la realización del mismo.

Esta búsqueda llevó a determinar específicamente el alcance del T.E.G. gracias al estudio preliminar de lo que significa el diseño de la ingeniería conceptual. También ayudó a determinar el área de estudio y los requerimientos que tendrían que soportar en teoría los pozos que serán diseñados. Además fue fundamental a la hora de desarrollar una organización que permitiera estructurar cronológicamente las actividades que fueron desarrolladas a fin de cumplir con los objetivos del T.E.G.

#### **IV.2.2. Selección del Área**

Para realizar la selección del área en la cual se basó en el perímetro asignado para ser desarrollado por la empresa mixta Petroindependencia, conformada por los bloques: Carabobo cinco, dos sur y tres norte, del bloque Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco, como se muestra en la Figura IV.2. Debido a que la empresa mixta Petroindependencia se encuentra en fase de proyecto y por lo tanto no tiene experiencia en materia de perforación, se busca que este trabajo especial de grado sea lo más provechoso para el diseño definitivo del proyecto y desarrollo del campo. Para ello se identifican las premisas generales de la ingeniería de pozos, con el fin de limitar las condiciones a las que se realizará el estudio. Dichas premisas fueron facilitadas por la empresa mixta Petroindependencia.



Aunque, no es un propósito directo de esta fase, las propiedades de los fluidos que se obtuvieron son indispensables, para el avance de las siguientes etapas. El análisis de las propiedades de los fluidos consiste en un conjunto de pruebas de laboratorio y/o correlaciones diseñadas para proporcionar valores de las propiedades de los fluidos, entre ellas: presión de burbujeo, factor volumétrico del petróleo, relación Gas-Petróleo en solución, factor volumétrico del petróleo, viscosidad del petróleo, el factor Z, factor volumétrico del gas y viscosidad del gas.

El Área de Carabobo cuenta con análisis de muestras de fluidos tomadas en el cabezal de los pozos, estas fueron recombinadas en el laboratorio y llevadas a condiciones de yacimiento. Los análisis PVT disponibles para el área corresponden a pozos pertenecientes a la Operadora Cerro Negro en los Miembros Morichal Superior y Morichal Inferior, a pozos de la Operadora Bitor y pozos de Carabobo 2. Estos análisis fueron admitidos mediante los métodos de validación de balance de masa y luego se evaluaron las correlaciones empíricas disponibles para crudos pesados. Una vez culminada la evaluación se seleccionó la correlación empírica que mejor se adapta al Área de Carabobo y que reproduce con un mínimo error las propiedades termodinámicas de los crudos.

Adicionalmente, se estimó el valor del Petróleo Original En Sitio, para lo cual en cada unidad principal (Morichal Inferior, Morichal Medio y Morichal Superior), se utilizaron los valores de área y volumen determinados por Sigemap, programa con lo cual se determinaron los mapas isópacos de arena neta petrolífera.

Las reservas, se pudieron calcular a través de los diferentes trabajos de cuantificación de reservas en la Faja Petrolífera del Orinoco, lo que se logró con la utilización asistida del simulador de yacimientos Eclipse, simulaciones que se fueron facilitadas todo el desarrollo de la misma, más no la utilización directa del simulador.

Pozos tipo: principalmente se tiene reseñado en experiencia de campos adyacentes, que los pozos más óptimos para el desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco, son los pozos horizontales, que en este caso serán productores al frío. A su vez, se tomará

en cuenta que también se utilizarán pozos productores térmicos, con el fin de que en el futuro, se pueda obtener óptimos resultados, en el momento de la recuperación térmica, ya que se ha demostrado que estas técnicas son las más recomendables en el caso de los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco. Para delimitar el área, y obtener información de núcleos se utilizarán pozos estratigráficos con y sin núcleos. Finalmente, se tienen en consideración los servicios a realizar en los pozos, para las eventualidades futuras que le pudiesen ocurrir al yacimiento o las macollas existentes.

#### **IV.2.4. Diseño de los planes de perforación**

Debido a la buena conectividad hidráulica en el área, la producción con pozos horizontales es un método eficiente de explotación, es por ello que en el área del negocio se perforarán pozos horizontales aplicando el concepto de macollas, lo cual permite una reducción del costo de desarrollo.

##### IV.2.4.1. Premisas

A continuación se detallan las premisas obtenidas a partir del estudio para establecer los objetivos:

##### IV.2.4.1.1. Generales

- Este Plan de perforación abarca la explotación integrada de los bloques Carabobo 2 Sur (237,11 Km<sup>2</sup>), Carabobo 3 Norte (209,89 Km<sup>2</sup>) y Carabobo 5 (109,99 Km<sup>2</sup>) del Área Carabobo.
- Se asume que las aguas superficiales se encuentran por encima de los 550 pies. El primer revestimiento será asentado a la profundidad mencionada a fin de proteger los acuíferos.
- En los pozos productores horizontales, la longitud de la sección lateral es de 1600 m (5250 pies). Longitud máxima definida por el equipo de geociencias obtenido de los modelos de simulación.

- Una macolla aproximadamente por cada 5 Km<sup>2</sup> con un máximo de 32 pozos.
- La separación entre pozos debe ser de mínimo trescientos metros (300m) en la entrada de la arena, esto para evitar interferencias entre áreas de drenaje, además de brindar la posibilidad de utilizar un método de recuperación mejorada entre ambos pozos en un futuro.
- El espaciamiento en superficie de los pozos debe ser de ocho metros (8m), donde estos serán intercalados de acuerdo a la formación a perforar, de tal manera que entre pozos que perforarán la misma formación, hubiera al menos dieciséis metros (16m), mientras que la distancia entre las dos filas de pozo debe ser de treinta metros (30m).

#### IV.2.4.1.2. Revestimientos

- Los tipos de revestimientos seleccionados para los pozos horizontales productores en frío se basó en el diseño realizado para soportar las cargas de servicios estimados para el área y datos de presiones de poro y temperatura de los bloques.

#### IV.2.4.1.3. Control geológico

- Se tiene contemplado el uso de cabinas de *mudlogging* en la perforación de los pozos horizontales y estratigráficos en donde están incluidos los servicios de análisis de muestras, análisis de gas, y parámetros de operación en *Masterlog*, a fin de llevar un mejor seguimiento de los parámetros de perforación y de tener un mecanismo análisis geológico.

#### IV.2.4.1.4. Fluido de perforación

- Todos los fluidos de perforación a emplearse para la perforación de los pozos son Base Agua. Para las secciones de producción (sección horizontal) se considera el uso de fluidos *Drill-In* para minimizar el daño de formación.
- Se toma en consideración la experiencia de Petromonagas en la reutilización de los sistemas de lodo en 3 pozos continuos, con un porcentaje de incorporación de lodo nuevo de 30% entre pozo y pozo.

#### IV.2.4.1.5. Localización seca

- Los fluidos y ripios de perforación serán transportados desde las localizaciones hasta un Centro de Tratamiento de Desechos que estará ubicado en el CPF (Centro de Procesamiento de Fluidos).

#### IV.2.4.1.6. Localizaciones

- Se asume que todas las localizaciones estarán completamente asfaltadas o construidas con losa de concreto, equipadas con cercas perimetrales, portones de acceso, quiebra patas en la entrada y un espacio techado en donde se instalaran los variadores y equipos de control de los sistemas de levantamiento.

#### IV.2.4.1.7. Perforación direccional

- Se considera que los pozos horizontales serán perforados con sarta direccional compuesta por Motor de Fondo (MDF) o Sistemas RSS (*Rotary Steerable Systems*) + MWD (*Measure While Drilling*) + LWD Combo (*Logging While Drilling*) permitiendo así la toma de registros *Gamma Ray*, Inducción y Densidad / Neutrón en tiempo real.

#### IV.2.4.1.8. Registros eléctricos

- A pesar que se cuenta con LWD para la toma de registros también se está considerando la corrida de registros de cementación en los pozos horizontales a fin de evaluar la calidad de la cementación de la fase intermedia. En los pozos stratigráficos serán obligatorios los registros: *Gamma Ray* + Inducción + Densidad + Neutrón + *Multishot* (Registro Direccional) y opcionales los de: Resonancia Magnética Nuclear y Sónicos.

#### IV.2.4.1.9. Mechas

- La selección del tipo de mechas a emplearse en el campo Carabobo se basó en la experiencia adquirida por los estudios y mejores prácticas de las empresas de servicios (Baker Hughes y Halliburton Security DBS) que poseen amplia experiencia en la Faja del Orinoco. Es por lo anterior que el tipo de mechas a usarse para el campo sería: Mechas tricónicas ó PDC para la fase superficial y mechas PDC para las fases intermedia y producción.

#### IV.2.4.1.10. Taladro

- La perforación de los pozos en macolla se realizará bajo el esquema de “*Batch Drilling*”. Este consiste en que un taladro baja potencia realizará la perforación de todos los hoyos de superficie (*Top Holes*), mientras que la sección intermedia y de producción será perforado con un taladro modular entre 1000 y 1500 HP.
- La completación de los pozos se realizará con equipo de *pulling* y cabilleros.

#### IV.2.4.2. Diseño de las trayectorias en 2D

Para el cálculo de las trayectorias de los pozos en 2D, se utilizó la herramienta desarrollada en el Trabajo Especial de Grado: “*Diseño De La Arquitectura De Pozos Para Macollas Del Área De Petroindependencia División Carabobo, Faja Petrolífera Del Orinoco*”, realizado por el Ing. Daniel Barreto y el Ing. Andrés García.

Para poder utilizar la herramienta se deben obtener los siguientes datos, que serán proporcionados y analizados en conjunto al equipo de Geociencias de la empresa mixta Petroindependencia:

- ✓ Primera tasa de aumento de ángulo
- ✓ Ángulo Inicial
- ✓ Ángulo de la segunda sección transversal
- ✓ Sección Tangencial para emplazamiento de Bomba
- ✓ Segunda tasa de aumento de ángulo
- ✓ La longitud de la sección horizontal

En principio la herramienta tiene como objetivo el cálculo geométrico que permiten obtener las trayectorias de los pozos, a través de parámetros relacionados con secciones longitudinales, ángulos de inclinación, TVD, KOP, tasas de aumento de ángulo y desplazamiento horizontal del objetivo. Para utilizar la herramienta se debe tener en cuenta que en dicho diseño se tienen 12 casos de estudios que dependen de los datos que se tienen que suministrar y de los datos que se quieren obtener para definir la trayectoria. Estos casos son <sup>[10]</sup>:

- ✓ Caso 1: es necesario suministrar la profundidad del KOP, la longitud de la primera sección tangencial, la longitud de la segunda sección tangencial, el

ángulo de inclinación de la primera sección tangencial, el ángulo de inclinación de la segunda sección tangencial y se obtendrán como resultado la primera y segunda tasa de construcción de ángulo.

- ✓ Caso 2: es necesario suministrar la segunda tasa de construcción de ángulo, la longitud de la primera sección tangencial, la longitud de la segunda sección tangencial, el ángulo de inclinación de la primera sección tangencial, el ángulo de inclinación de la segunda sección tangencial y se obtendrán como resultado la primera tasa de construcción de ángulo y la profundidad del KOP.
- ✓ Caso 3: es necesario suministrar la segunda tasa de construcción de ángulo, la longitud de la primera sección tangencial, la profundidad del KOP, el ángulo de inclinación de la primera sección tangencial, el ángulo de inclinación de la segunda sección tangencial y se obtendrán como resultado la primera tasa de construcción de ángulo y la longitud de la segunda sección tangencial.
- ✓ Caso 4: es necesario suministrar la segunda tasa de construcción de ángulo, la longitud de la segunda sección tangencial, la profundidad del KOP, el ángulo de inclinación de la primera sección tangencial, el ángulo de inclinación de la segunda sección tangencial y se obtendrán como resultado la primera tasa de construcción de ángulo y la longitud de la primera sección tangencial.
- ✓ Caso 5: es necesario suministrar la primera tasa de construcción de ángulo, la longitud de la primera sección tangencial, la longitud de la segunda sección tangencial, el ángulo de inclinación de la primera sección tangencial y el ángulo de la segunda sección tangencial y se obtendrán como resultado la segunda tasa de construcción de ángulo y la profundidad del KOP.
- ✓ Caso 6: es necesario suministrar la primera tasa de construcción de ángulo, la longitud de la primera sección tangencial, la profundidad del KOP, el ángulo de inclinación de la primera sección tangencial y el ángulo de la segunda sección tangencial y se obtendrán como resultado la segunda tasa de construcción de ángulo y la longitud de la segunda sección tangencial.
- ✓ Caso 7: es necesario suministrar la primera tasa de construcción de ángulo, el ángulo de inclinación de la primera sección tangencial, la profundidad del

KOP, la longitud de la segunda sección tangencial, el ángulo de inclinación de la segunda sección tangencial y se obtendrán como resultado la segunda tasa de construcción de ángulo y la longitud de la primera sección tangencial.

- ✓ Caso 8: es necesario suministrar la primera tasa de construcción de ángulo, la longitud de la primera sección tangencial, el ángulo de la primera sección tangencial, la segunda tasa de construcción de ángulo y el ángulo de la segunda sección tangencial y se obtendrán como resultado la longitud de la segunda sección tangencial y la profundidad del KOP.
- ✓ Caso 9: es necesario suministrar la primera tasa de construcción de ángulo la longitud de la segunda sección tangencial, la longitud de la primera sección tangencial la segunda tasa de construcción de ángulo y el ángulo de la segunda sección tangencial y se obtendrán como resultado el ángulo de la primera sección tangencial y la profundidad del KOP.
- ✓ Caso 10: es necesario suministrar la primera tasa de construcción, la longitud de la segunda sección tangencial, la inclinación de la primera sección tangencial, la segunda tasa de construcción de ángulo y la inclinación de la segunda sección tangencial y se obtendrán como resultado la profundidad del KOP y la longitud de la primera sección tangencial.
- ✓ Caso 11: es necesario suministrar la primera tasa de construcción de ángulo, la longitud de la segunda sección tangencial, la inclinación de la primera sección tangencial, la segunda tasa de construcción de ángulo y la longitud de la primera sección tangencial y se obtendrán como resultado el ángulo de la segunda sección tangencial y la profundidad del KOP.
- ✓ Caso 12: es necesario suministrar la primera tasa de construcción de ángulo, la profundidad del KOP, la inclinación de la primera sección tangencial, la segunda tasa de construcción de ángulo y la inclinación de la segunda sección tangencial, y como resultado se obtendrán la longitud de la primera sección tangencial y la longitud de la segunda sección tangencial.

Luego de identificar el caso de estudio, se procede a descargar los datos en la herramienta computacional.

#### IV.2.4.3. Diseño de las trayectorias en 3D

Para el cálculo de las trayectorias en 3D se utilizó el *software* comercial “COMPASS 2000®”, desarrollado por la compañía Halliburton, cuyas siglas en ingles significan *COMputerized Planning Analysis Survey System* (Sistema Computarizado de Planificación y Análisis de Registros). Este *software* tiene como objetivo ejecutar cálculos geométricos que permiten diseñar trayectorias direccionales de pozos, diseñar proyectos desde la compañía, pasando por campos, locación, pozos y hasta reentradas de estos. De esta forma se organizan todos los proyectos de perforación propuestos por una compañía. Este *software* permite a su vez el diseño detallado de trayectorias de pozos, a partir de cantidades reducidas de información, pudiendo visualizar los mismos desde distintas vistas, entre las que destacan: tres dimensiones, de perfil, etc., y las cuales permiten un mejor entendimiento de los pozos.

Las trayectorias de los treinta y dos pozos de la macolla fueron trazadas a partir de la mínima información necesaria, ya que al no tener acceso al modelo geológico del área no se puede establecer una discretización de las severidades de pata de perro ideal para cada uno de los estratos a perforar durante la construcción de los pozos. Para poder realizar las trayectorias de los pozos se debió en primer lugar establecer la compañía dentro del programa, como se muestra en la Figura IV.3.

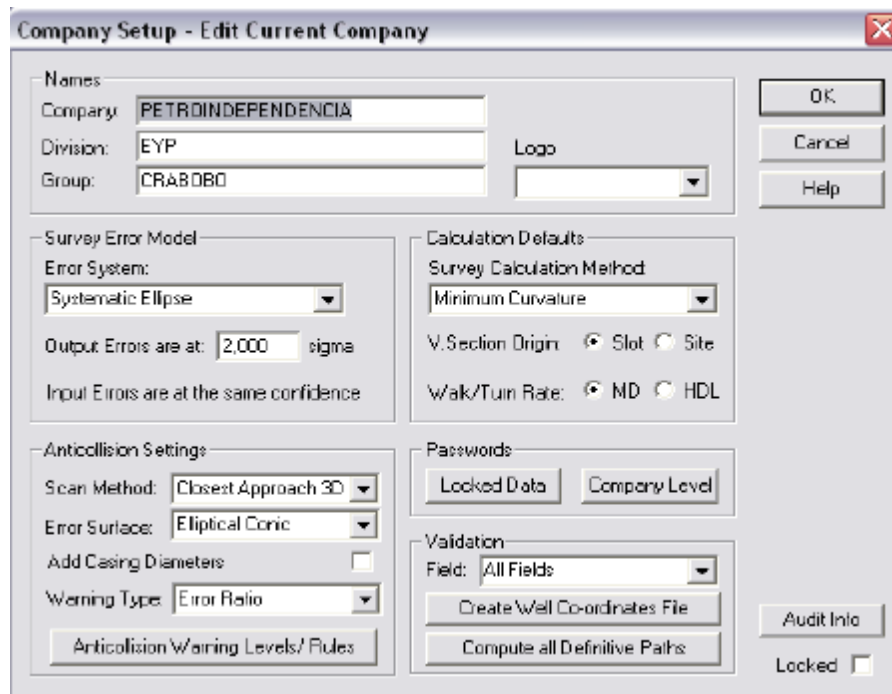


Figura IV.3. Ventana de configuración de Compañía del *software* COMPASS 2000.

Fuente: *Software* COMPASS 2000

Aquí se coloca el nombre de la compañía, la división y el grupo al que pertenece, también para seleccionar en la misma el método de cálculo de *surveys* que empleará la herramienta, se utilizó el método de mínima curvatura, debido a que este es el método más utilizado y recomendado en la actualidad, además de ser el método que se utiliza actualmente para el trazado de trayectorias de pozos en el bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco; también se debe seleccionar el método que permitirá observar la separación entre pozos al hacer el análisis anticollisión; se utilizó el método de “Aproximación más Cercana en 3D” (en inglés: *Closest Approach 3D*), por ser considerado el método más completo, ya que permite revisar la distancia más cercana a cualquiera de los pozos vecinos en un radio definido, independiente de las inclinaciones de los pozos.

Luego se estableció el campo, en donde además de colocar la identificación del mismo se configura el sistema de referencias (en este caso se seleccionó la

proyección UTM como sistema geodésico) y demás datos que adaptarán el programa a las referencias comúnmente usadas en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Más adelante se seleccionó el sistema local de coordenadas, este caso utilizará el llamado *Well Center* el cual le da propiedades individuales a cada pozo, diferencia del *Site Center* el cual relaciona todos los pozos a uno solo definido.

Por último se seleccionó el sistema referencial del pozo el cual se ajustó al nivel del mar, como se observa en la Figura IV.4.

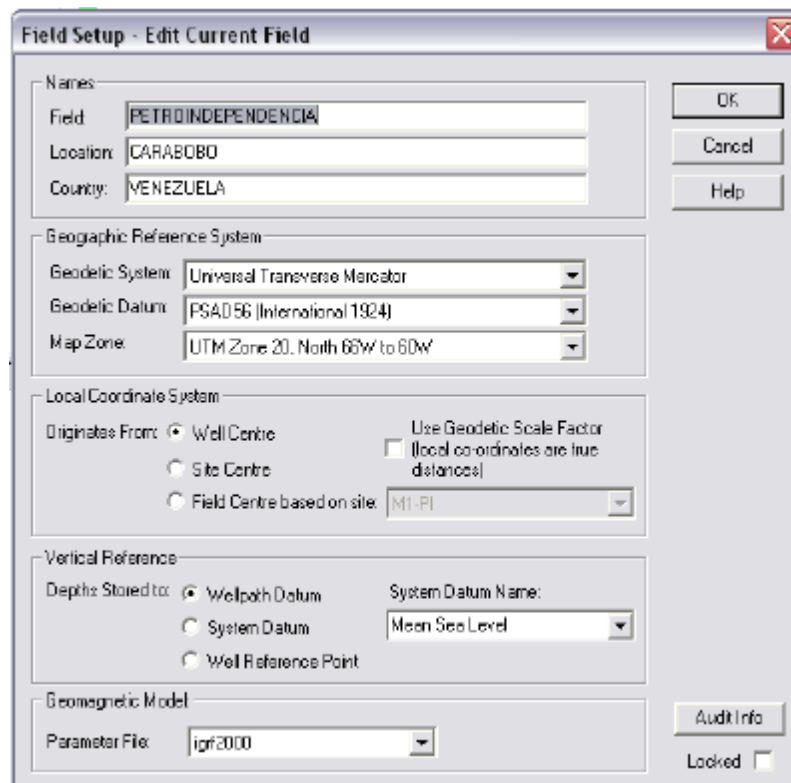


Figura IV.4. Ventana de configuración de Campo del *software* COMPASS 2000.

Fuente: *Software* COMPASS 2000

A continuación se seleccionó la localización y se colocaron las coordenadas aproximadas del centro de la macolla, para lo que se utilizó la coordenada de uno de los pozos (no afecta los resultados). Como se muestra en la Figura IV.5.

**Site Setup - Edit Current Site**

Names  
Site: M1-P1  
Location: CARABOBO  
Block: 5

Centre Location  
 None Use Local Co-ordinates Only  
 Map Northing: 955462,54 m Easting: 488332,19 m  
 Geographic Latitude: 08°38'36.969N Longitude: 063°06'21.773W  
 Lease Line N/S: 0,0 ft FNL E/W: 0,0 ft FEL

Location Uncertainty  
Radius of Uncertainty: 0,0 ft Slot Radius: 0,000 in

Elevation Reference  
Site Default: SITE @ 362,0 (Original Site) Rig Elevation: 362,0 ft Above System  
Offshore Installation  Ground Level: 337,0 ft Above System

Azimuth Reference  
Local Coordinates to:  True North  Grid North  
Convergence Angle: 0,00 deg (from True North) Calc

OK  
Cancel  
Help  
Audit Info  
Locked   
Unlock All

Figura IV.5. Ventana de configuración de Localización del *software* COMPASS 2000.  
Fuente: *Software* COMPASS 2000

Ya habiendo introducido los datos anteriores, se identifica el pozo a construir además de colocar sus coordenadas, como muestra la Figura IV.6.

Figura IV.6. Ventana de configuración de Pozo del *software* COMPASS 2000.

Fuente: *Software* COMPASS 2000

Luego de esto se crea un nuevo plan, en el cual se deberá introducir el KOP, crear los objetivos de perforación, en este caso de los pozos horizontales, el punto de aterrizaje y el objetivo final del cada uno de estos con sus respectivas coordenadas y profundidades verticales, además de esto se debe introducir la profundidad esperada de la sección tangencial, cuya distancia será ajustada para obtener la distancia deseada.

#### IV.2.4.4. Diseño de revestimientos

En principio, los pozos de producción en frío fueron diseñados bajo los mismos parámetros en que se dispusieron todos los pozos en los campos adyacentes, ya que se comprobó que tenían la mejor eficiencia, y debido a la igualdad de condiciones se determinó utilizar la misma configuración.

Los pozos térmicos y los pozos inyectores si tuvieron un diseño diferente, ya que se necesitan más elementos y refuerzos en los mismos, que permitan una prolongada vida al pozo, con la menor utilización de recursos de reacondicionamiento.

Las consideraciones para estos tipos de pozos fueron las siguientes:

- ✓ Se necesita que los pozos soporten altas temperaturas y ciclos de carga para los posibles métodos de recuperación térmica como:
  - *Cyclic Steam Stimulation* (CSS) – Inyección Cíclica de Vapor.
  - *Steam-assisted gravity drainage* (SAG-D) - Segregación Gravitacional Asistida por Vapor.
- ✓ Debe resistir la compresión inducida térmicamente (y Tensión).
- ✓ Se debe considerar los diseños de esfuerzo de trabajo estándar que normalmente nos llevan a suponer utilizar material de alto esfuerzo que podría ser no favorables desde el punto de vista de selección de material.

Las consideraciones para cada sección deben ser las siguientes:

- Revestidor Superficial: Dicha sección no verá cargas térmicas severas, tubería API es adecuado para esta aplicación. El revestidor superficial no es crítico, y deben ser seleccionados en función de la disponibilidad.
- Revestidor Intermedio: Es la sección más crítica y demandante del pozo. La tubería estará bajo cargas muy elevadas. Demanda 100% de eficiencia en tensión y compresión. El mecanismo de sellabilidad (integridad del sello) debe ser igual o mayor al cuerpo del tubo. Las altas temperaturas durante la inyección/producción, forza la tubería a trabajar dentro del rango elástico-plástico.
- Revestimiento Ranurado: Es la segunda sección más crítica del pozo en referencia a la demanda por cargas por tensión y compresión durante su instalación y los ciclos térmicos. Se requiere eficiencia de tensión-compresión en la conexión. Los requerimientos del ranurado debe tener un impacto en la selección del peso y grado del revestidor.
- *Tubing*: La sección no debe ver deformación como consecuencia de fuerzas térmicas.

- Conexiones: se utilizará los sellos metal – metal debido a que en todos los ensayos simulados se reduce significativamente los costos. Reducir las áreas de altos esfuerzos. Bajo peso de las conexiones.

Diseño típico de pozo térmico, se representa en la figura IV.7:

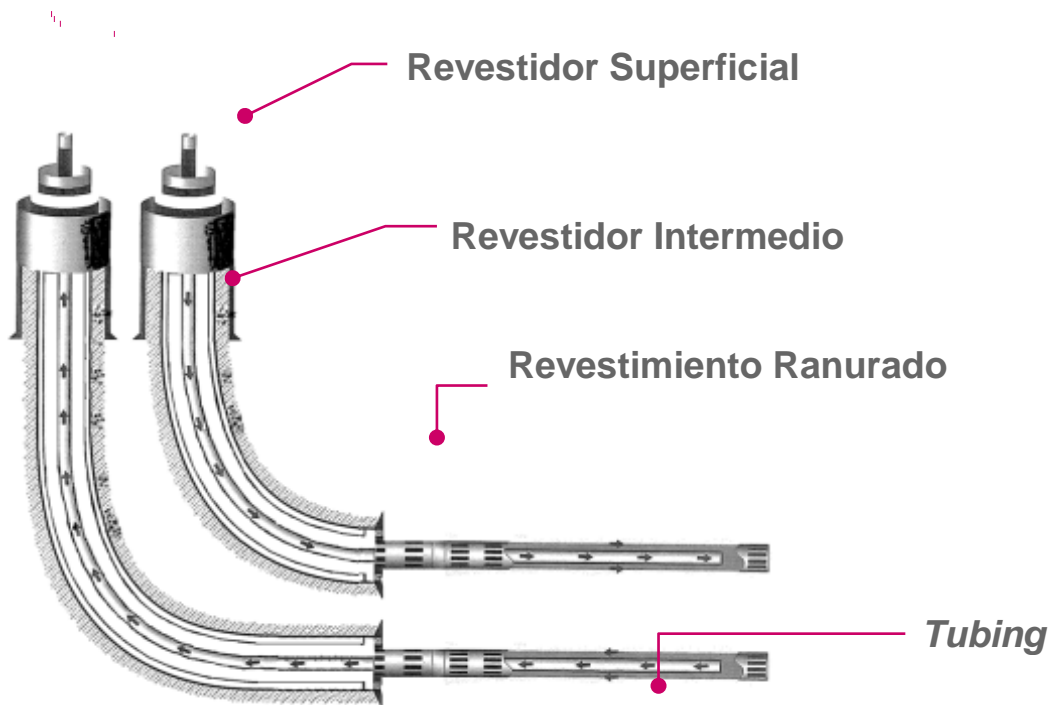


Figura IV.7. Diseño típico de pozos térmicos (SAGD)

Fuente: Archivos de Petroindependencia

#### IV.2.4.5. Diseño de Cemento

Para el diseño del cemento, se utilizará uno de los tipos de cementos que cumplan con los requerimientos de pozos productores horizontales al frío.

A los pozos que requieran un tratamiento especial por ser del tipo térmico, es decir, aquellos que a lo largo de su vida serán tratados bajo altas temperaturas, se diseñará a partir de los datos que son necesarios, en este caso sólo se determinará la densidad de la lechada.

#### **IV.2.5. Utilización del *Well Plan***

*Well Plan* es un *software* comercial, que fue diseñado por la empresa de servicios Halliburton, con varias funciones en el área petrolera. Entre sus funciones se encuentra determinar los tiempos de perforación para cada pozo tipo. Con las profundidades medidas (MD) se procede a elaborar los planes operativos para cada tipo de pozo (horizontales, estratigráficos e inyectores) con el objetivo definir los tiempos de ejecución de perforación y completación de los pozos. Para ello se hicieron consultas con la empresa de servicio Halliburton, con el fin de obtener la información de la mecha a seleccionar, ya que esta empresa se ha encargado de los tiempos de perforación en los campos adyacentes, obteniendo promedios de tiempos de perforación, como se indicó anteriormente.

#### **IV.2.6. Diagrama mecánico de los pozos**

Dichos diagramas se realizaron con el apoyo del equipo de perforación de Petroindependencia, utilizando el software Excel, perteneciente a la empresa multinacional Microsoft Corporation ®.

#### **IV.2.7. Consulta de servicios adicionales**

Dicha consulta se realizará en base a las diferentes disposiciones que requieran los pozos, basándose en el ofrecimiento de las diferentes empresas de servicios.

#### **IV.2.7. Estimación de costos**

Los costos asociados a los pozos tipo visualizados para los bloques Carabobo 2 sur, Carabobo 3 norte y Carabobo 5, se calcularán en función de las propuestas técnico económicas de las empresas de servicio que serán consultadas y en base a la lista de precios que maneja las diferentes empresas de servicios, ya que han servido de apoyo y comparación debido a los trabajos en las áreas adyacentes a la asignadas a Petroindependencia.

## CAPÍTULO V

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se presentarán los resultados obtenidos a lo largo del desarrollo de T.E.G., los cuales contemplan individualmente su respectivo análisis y valoración de acuerdo a los objetivos planteados. En principio se detallarán las premisas, que se establecieron para la ejecución del objetivo general del presente TEG: la aplicación de la Ingeniería Conceptual en Pozos Tipos. Luego se explicarán los objetivos y pozos tipo, donde aquí se cuenta con parámetros petrofísico, parámetros del crudo y diagramas de los tipos de pozos a utilizar. Posteriormente, se desarrollarán los resultados del plan de desarrollo, donde se contemplan las trayectorias de los pozos, diseño de tubulares y de cemento. Luego se continúa con los resultados del Well Plan, es decir, las mechas a utilizar y los tiempos de rotación. Por último se tiene la estimación de costos del proyecto.

#### V.1. OBJETIVOS DE PERFORACIÓN

A través de los diferentes estudios de registros realizados en la zona se pudo determinar las profundidades de los diferentes Miembros y así determinar el TVD de la formación prospecto del área, que en este caso será el Miembro Morichal Superior. En el siguiente registro, figura V.1, se puede verificar dichos resultados, obteniéndose un TVD de 2500 pies:

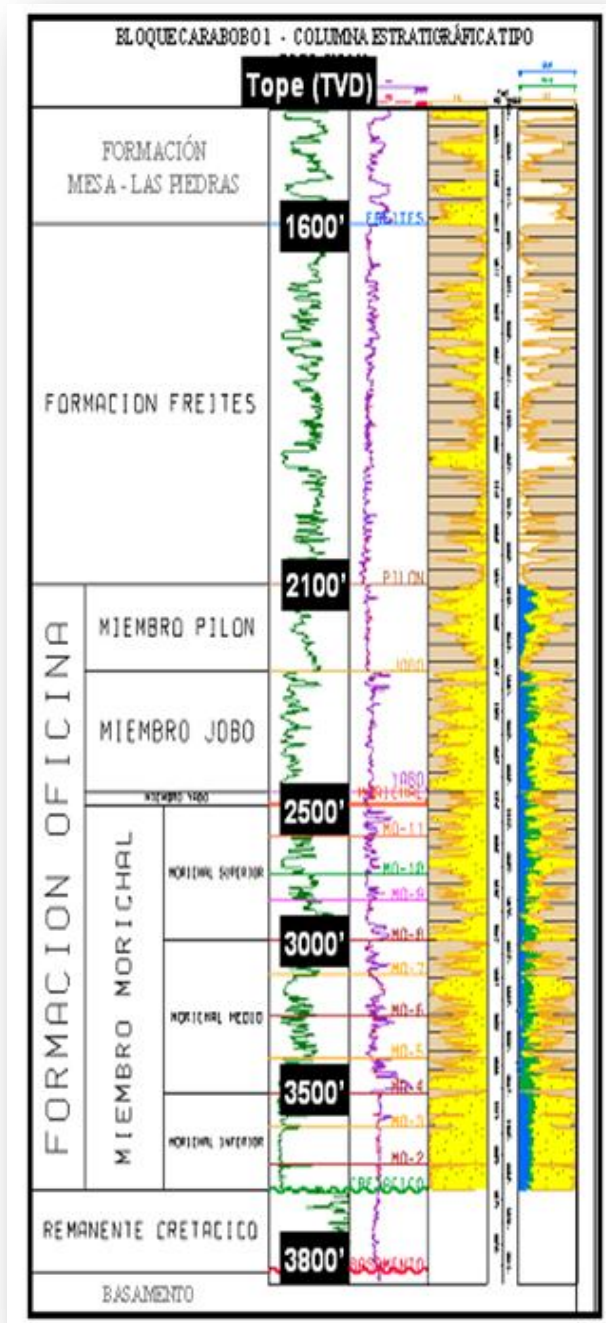


Figura V.1: Registro Petrofísico de las TVD de cada formación

Fuente: Archivos de Petroindependencia

## V.2. POZOS TIPO

### V.2.1. Pozos estratigráficos

En la figura V.2, se representa el diagrama de los pozos estratigráficos a utilizar



Figura V.2. Diagrama de pozos estratigráficos a utilizar

### V.2.2. Pozos Productores

En la figura V.3, se representa el diagrama de los pozos productores a utilizar

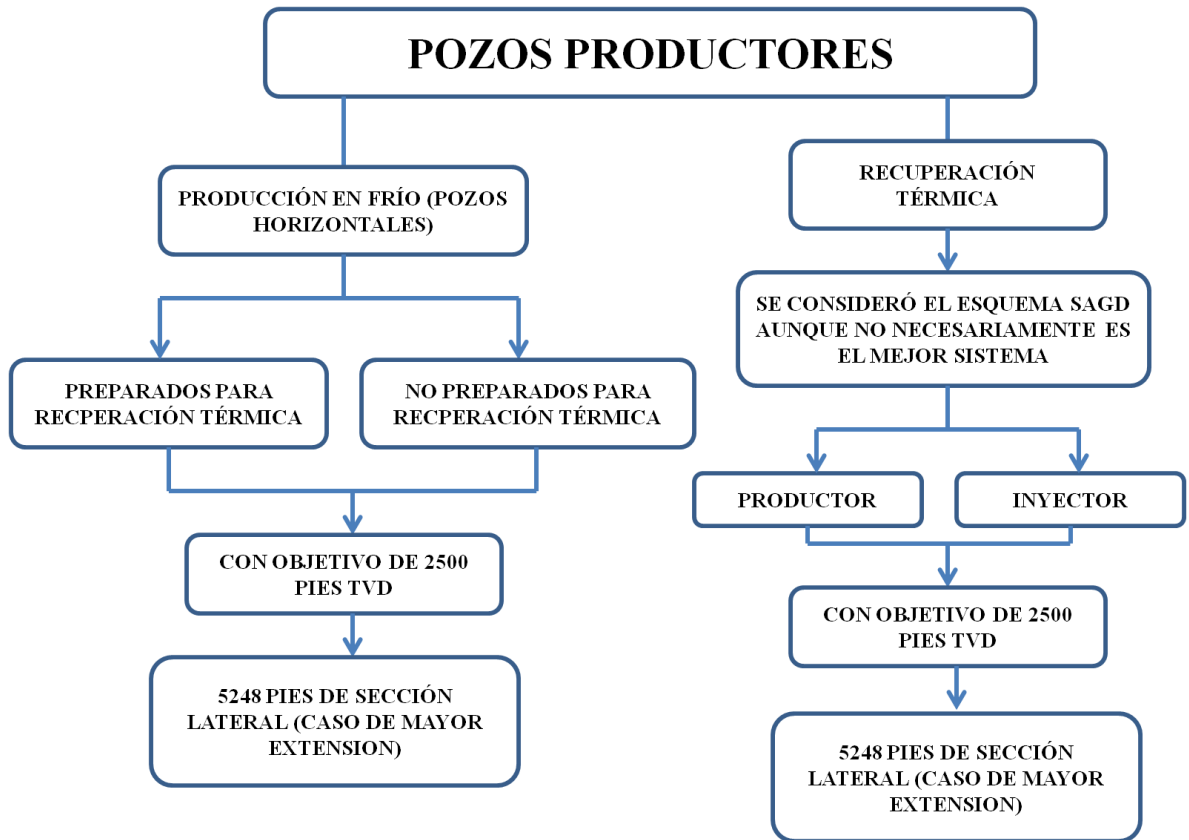


Figura V.3. Diagrama de pozos horizontales a utilizar

### V.2.3. Pozos inyectoros

En la figura V.4, se representa el diagrama de los pozos inyectoros a utilizar

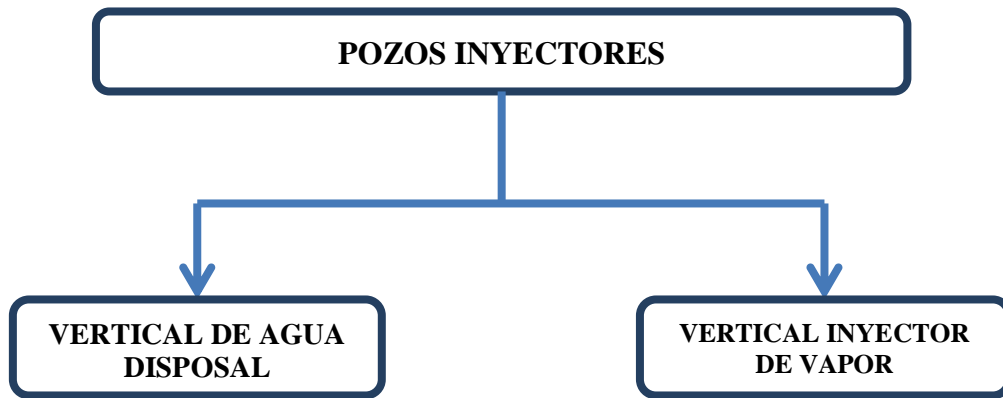


Figura V.4. Diagrama de pozos inyectoros a utilizar

### V.2.4. Servicios a pozos

En la figura V.5, se representa el diagrama de los posibles servicios a realizar en los pozos.

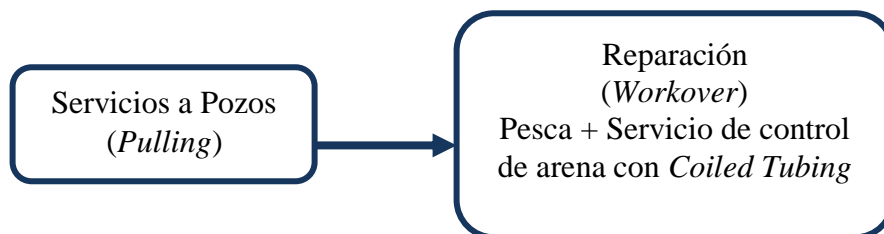


Figura V.5. Diagrama de pozos de servicio a utilizar

## V.4. PLAN DE PERFORACIÓN

Con las profundidades TVD de los objetivos de yacimiento definidos, y los tipos de pozos a perforarse, se procede con la elaboración de los planes direccionales, brindando así las profundidades medidas (MD – *Measure Depth*) de cada pozo, variable que influye en los tiempos operativos y los costos de inversión (ejemplo: costo de revestidores).

### V.4.1. Pozos verticales

Los pozos estratigráficos e inyectores de agua tendrán una profundidad total máxima de 4000 pies (Profundidad aproximada del Basamento)

### V.4.2. Trayectorias en 2D

Para el diseño de trayectorias en 2D se utilizó la herramienta del TEG “*Diseño De La Arquitectura De Pozos Para Macollas Del Área De Petroindependencia División Carabobo, Faja Petrolífera Del Orinoco*”,

- ✓ Primera tasa de aumento de ángulo  $3^{\circ}/100'$
- ✓ Ángulo Inicial:  $65^{\circ}$
- ✓ Ángulo de la segunda sección transversal  $90^{\circ}$
- ✓ Sección Tangencial de 200' para emplazamiento de Bomba
- ✓ Segunda tasa de aumento de ángulo  $5,5^{\circ}/100'$

La longitud de la sección lateral es de 1600 m (5250 pies). Longitud máxima definida por el equipo de geociencias obtenido de los modelos de simulación.

Se determinó debido a los datos obtenidos anteriormente que se utilizará el caso 11 plateado en el Trabajo. En la tabla V.1, se pueden observar los resultados obtenidos al correr la herramienta.

TablaV.1. Resultados de la herramienta de trayectoria en 2D para un pozo productor en frío con TVD 2500'

<b>Productor en frío – horizontal – TVD 2500'</b>									
Q1	Q2	BC	A	B	D4	V5	DE	V1	MD
3	5,5	200	65	90	5250	2500	3525,761591	586,952915	6933,926628

Q1: Primera tasa de aumento de ángulo ( $^{\circ}/100'$ )

Q2: Segunda tasa de aumento de ángulo ( $^{\circ}/100'$ )

BC: Longitud de la primera sección tangencial (pies)

A: Ángulo de inclinación de la primera sección tangencial ( $^{\circ}$ )

B: Ángulo de inclinación de la segunda sección tangencial ( $^{\circ}$ )

D4: Longitud horizontal del objetivo (pies)

V5: TVD del objetivo (pies)

DE: Longitud de la segunda sección tangencial (pies)

V1: KOP (pies)

MD (pies)

Se puede observar que la herramienta arrojó que el KOP se encuentra a 586,95' y el MD a 6933,92'

### V.4.3. Trayectorias en 3D

En la tabla V.2, se pueden observar los resultados obtenidos al correr la herramienta COMPASS 2000.

TablaV.2. Resultados de la herramienta COMPASS 2000 para trayectorias en 3D para un TVD 2500'

<b>Proyecto Carabobo</b>			
<b>Productor en frío – horizontal – TVD 2500'</b>			
<b>RESULTADOS</b>			
<b>Sección</b>	<b>MD (pies)</b>	<b>Angulo de incremento (°)</b>	<b>TVD (pies)</b>
<b>1</b>	0	0	0
<b>2</b>	550	0	550
<b>3</b>	700	0	700
<b>4</b>	2700	65	2297,8
<b>5</b>	2900	65	2382,3
<b>6</b>	3494,7	90	2510
<b>8</b>	8745	90	2510

En la figura V.6, se puede observar la gráfica de profundidad vertical verdadera (TVD) en función del desplazamiento.

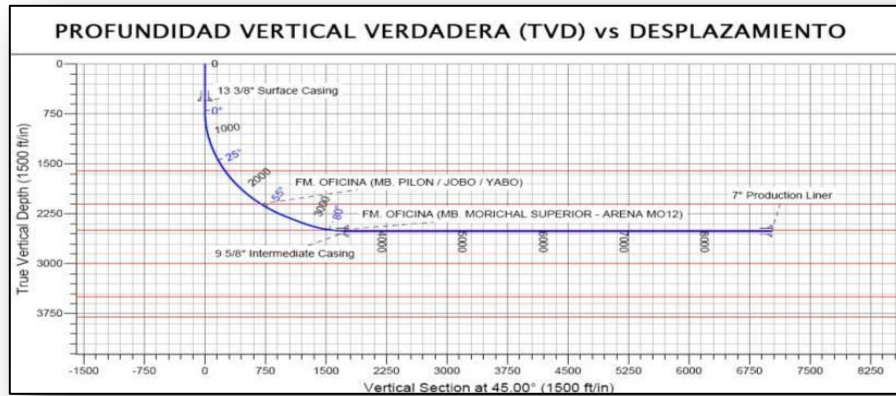


Figura V.6. Gráfico del TVD vs. Desplazamiento

Fuente: Archivos de Petroindependencia

En la figura V.7, se tiene la vista de un pozo con trayectoria 2D.



Figura V.7. Vista de planta del pozo 2D

Fuente: Archivos de Petroindependencia

En la figura V.8, se puede observar la vista 3D de un pozo

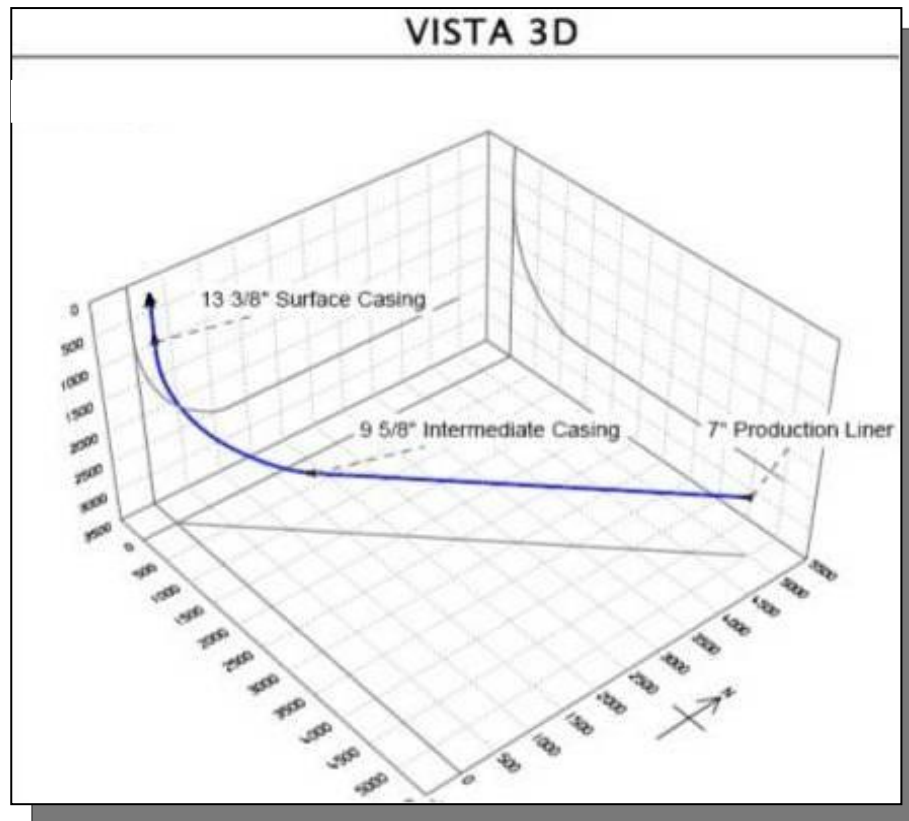


Figura V.8. Vista en 3D del pozo

Fuente: Archivos de Petroindependencia

#### V.4.4. Diagramas de pozos tipo

Se determinó que el pozo puede ser completado usando un esquema sencillo de tres revestidores, ya que no atraviesan zonas de presiones anormales o subnormales.

Estos revestidores se asentarán de la siguiente manera:

- Revestimiento de Superficie será de 13 3/8" a 550 pies
- Revestimiento intermedio será de 9 5/8" a 2500 pies
- Revestidor ranurado será de 7" entre 2100 pies a 3000 pies

En el pozo estratigráfico vertical (figura V.9) se utilizarán revestimientos K-55 (revestimiento de 13 3/8”), ya que se determinó que son los más apropiados para las funciones de ese pozo y los más económicos.

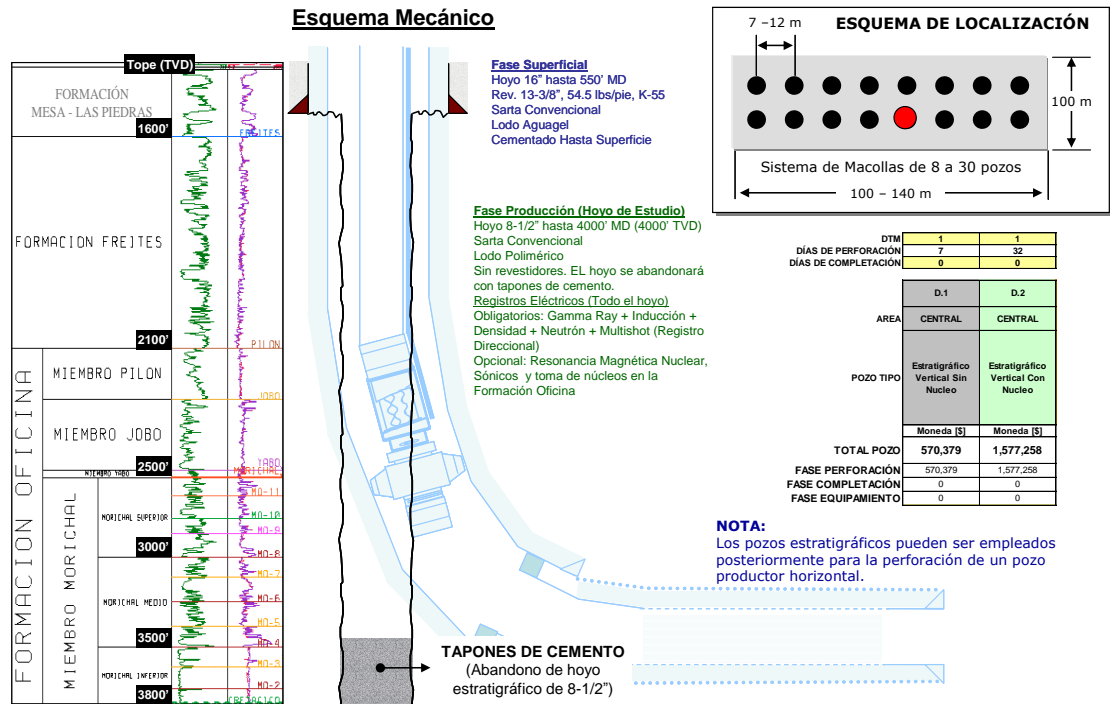


Figura V.9. Diagrama mecánico de pozo estratigráfico

Fuente: Archivos de Petroindependencia

Pozos térmicos e inyectores:

- Revestidor de Superficie: será de 13 3/8”
- Revestidor Intermedio: El estándar de la industria es usar material de grados de aceros bajos (55 / 80 ksi) para conseguir el beneficio de comportamiento plástico y endurecimiento por trabajo en el K-55 y J-55
- Revestimiento Ranurado: La conexión no requiere mecanismo de sellabilidad (ranurado). Para el Revestimiento ranurado, deberían aplicarse las mismas consideraciones técnicas del Revestidor intermedio en la selección del material. Será de 7”

- Tubería de Producción: J-55 material será adecuado para la mayoría de las aplicaciones. Es requerido un perfil de rosca con alta reusabilidad para permitir múltiples enrosques y desenrosques en el servicio del pozo durante los ciclos térmicos.

En la figura V.10, se tiene el diagrama mecánico de un pozo horizontal.

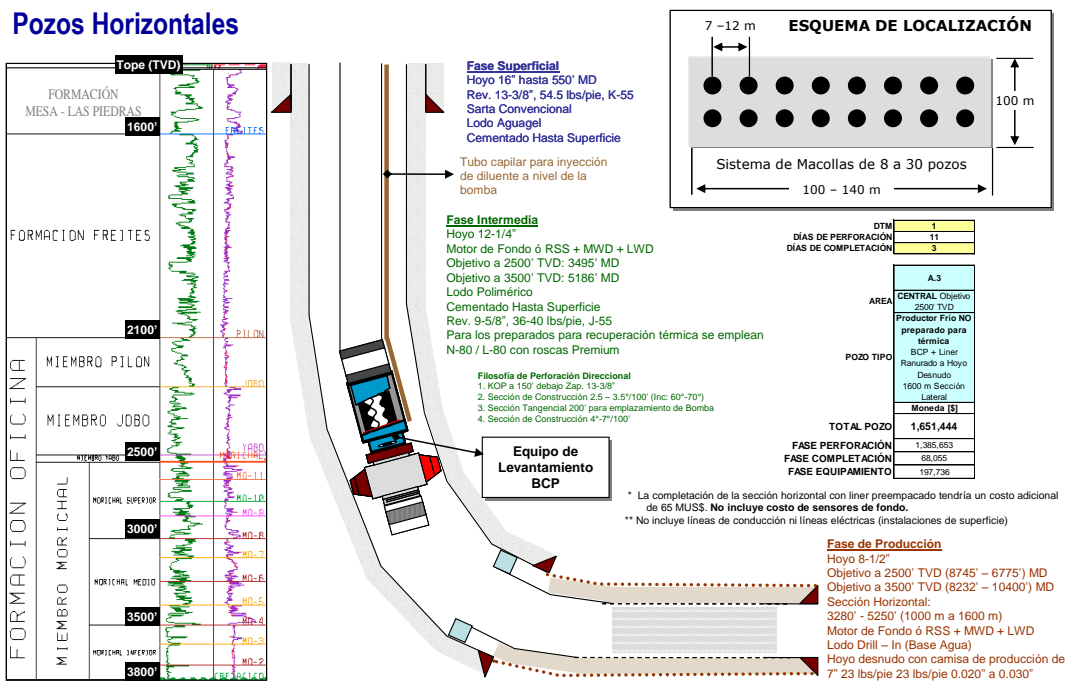


Figura V.10. Diagrama mecánico de pozo horizontal.

Fuente: Archivos de Petroindependencia

En cuanto al pozo preparado para térmico (figura V.11), se utilizan los parámetros anteriores, ya que son los más óptimos, la diferencia se reduce a utilizar revestimientos intermedios tipo L-80 debido a que son los más útiles a la hora de resistir altas temperaturas.

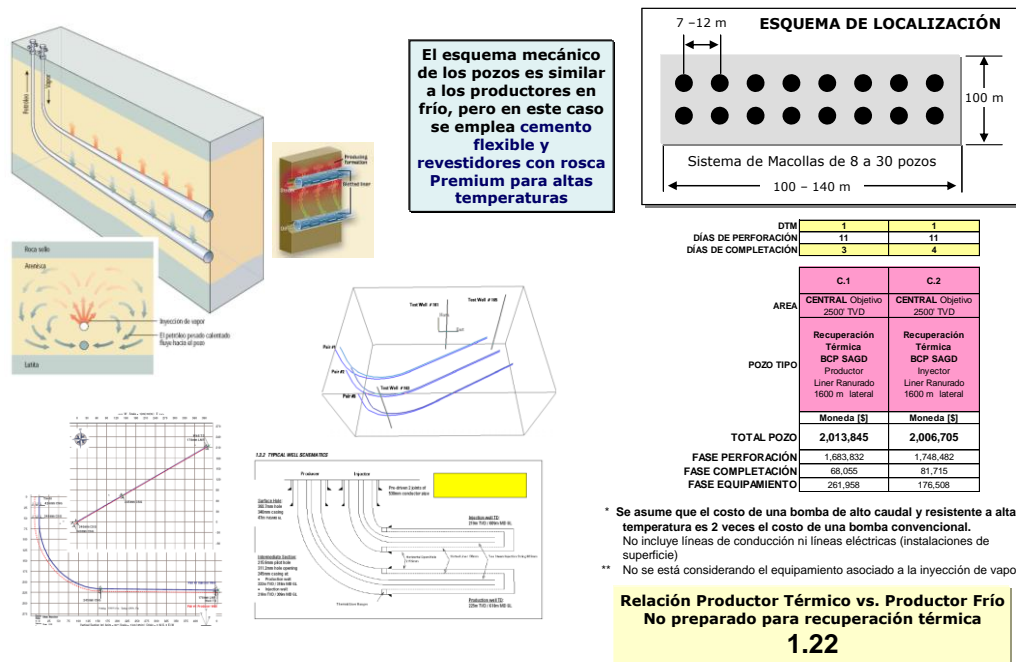
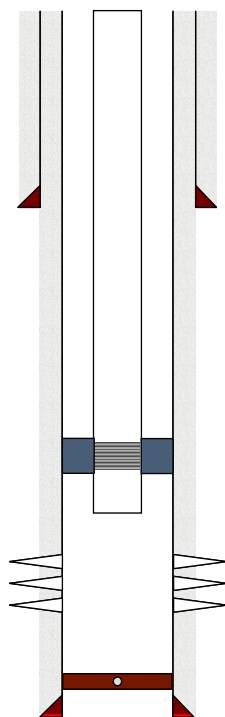


Figura V.11. Diagrama mecánico de pozo productor – recuperación térmica

Fuente: Archivos de Petroindependencia

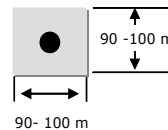
El pozo inyector utilizará dos tipos de revestimientos, en la fase superficial utilizará el tipo K-55 (13 3/8”) y en la fase de producción será del tipo J-55 (9 5/8”), como se observa en la figura V.12.

**Esquema Mecánico**



**Fase Superficial**  
 Hoyo 16" hasta 550' MD  
 Rev. 13-3/8", 54.5 lbs/pie, K-55  
 Sarta Convencional  
 Lodo Aguagel  
 Cementado Hasta Superficie

**Fase Producción**  
 Hoyo 12-1/4" hasta 3500' MD  
 Rev. 9-5/8", 36 lbs/pie, J-55 BTC  
 Sarta Convencional  
 Lodo Polimérico  
 Cementado Hasta Superficie  
 Los pozos inyectores de vapor serán completados  
 con revestidores L-80 Rosca Premium



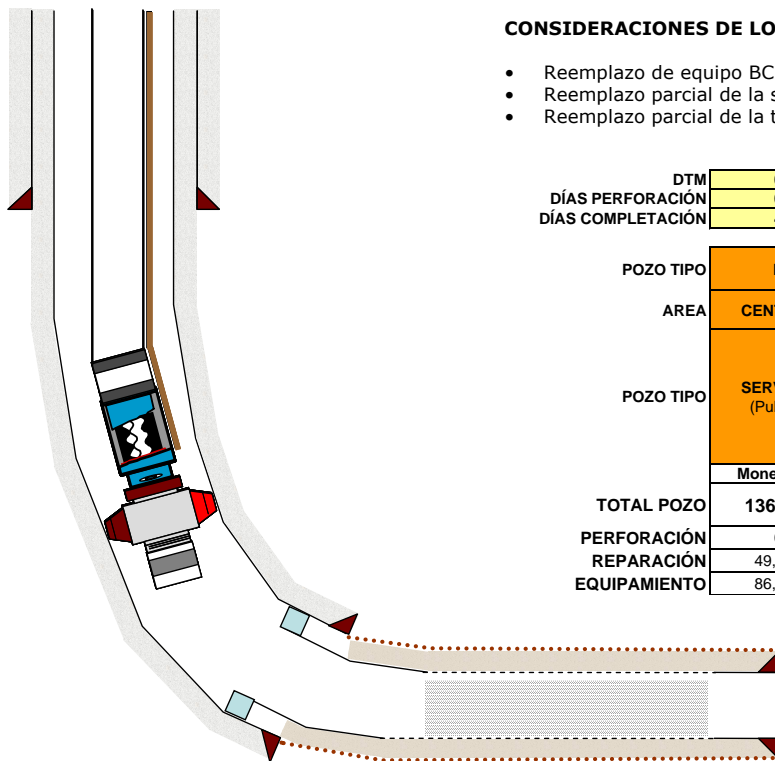
DTM	0	0
DIAS PERFORACION	5	5
DIAS COMPLETACION	1	1
POZO TIPO	G	H
AREA	JOBO 7	CENTRAL
POZO TIPO	INYECTOR VERTICAL	INYECTOR DE VAPOR VERTICAL
	Moneda [\$]	Moneda [\$]
TOTAL POZO	1,000,885	1,156,525
PERFORACION	817,989	973,629
COMPLETACION	46,152	46,152
EQUIPAMIENTO	136,744	136,744

Figura V.12. Diagrama mecánico de pozo inyector

Fuente: Archivos de Petroindependencia

Los pozos para servicios posteriores quedan a consideración de las necesidades y eventualidades futuras, en la figura V.13, se puede observar, los servicios a pozos más comunes.

**Esquema Mecánico**



**CONSIDERACIONES DE LOS SERVICIOS A POZO**

- Reemplazo de equipo BCP completo
- Reemplazo parcial de la sarta de cabillas
- Reemplazo parcial de la tubería de producción

DTM	0	0
DÍAS PERFORACIÓN	0	0
DÍAS COMPLETACIÓN	4	12

POZO TIPO	E	F
AREA	CENTRAL	CENTRAL
POZO TIPO	SERVICIO (Pulling)	REPARACIÓN (Workover) Pesca + Servicio de limpieza de arena con Coiled Tubing
	Moneda [\$]	Moneda [\$]
TOTAL POZO	136,322	450,002
PERFORACIÓN	0	0
REPARACIÓN	49,600	363,280
EQUIPAMIENTO	86,722	86,722

Figura V.13. Diagrama mecánico de servicio de pozo

Fuente: Archivos de Petroindependencia

### **V.4.5. Cementación**

#### V.4.5.1. Cementación en frío

Los revestidores de superficie e intermedios serán cementados hasta superficie con lechadas compuestas por cemento Clase B de 15,6 lpg. Se utiliza este cemento gracias a la experiencia en campos adyacentes.

#### V.4.5.2. Cementación térmica

Se utilizará cemento Clase F ya que este es el más idóneo para recuperaciones térmicas y cualquier trabajo que requiera altas temperaturas, también se determinó a través de distintas bibliografías sobre cementación de pozos horizontales, que para bombear este tipo de cemento el rango de densidad debe ser de 13 – 15,5 lpg.

### **V.5. WELL PLAN**

Con las profundidades medidas (MD) se procede a elaborar los planes operativos para cada tipo de pozo (horizontales, estratigráficos e inyectores) con el objetivo definir los tiempos de ejecución de perforación/ y completación de los pozos.

- Debido a que los tiempos de perforación se ven afectados por las tasas de penetración (*ROP – Rate of Penetration*) se realizó una consulta con las distintas empresas de servicio para evaluar los valores promedio del área de la Faja del Orinoco. Las empresas consultadas fueron: Halliburton (División de mechas Security DBS) y Baker Hughes. Las tasas de penetración consideradas para la utilización del *Well Plan* se resume en la tabla V.3.

Tabla V.3. Relación de tasa de penetración (ROP)

Fuente: Archivos de Petroindependencia

Tipo de Pozo	Fase	Diámetro de Hoyo	ROP (pies/hora)
Horizontal	Superficial	16"	<b>200</b>
	Intermedio	12-1/4"	<b>160</b>
	Producción	8-1/2"	<b>183</b>
Vertical (Estratigráfico/Inyector)	Superficial	16"	<b>200</b>
	<b>Producción</b>	<b>8-1/2"</b>	<b>133</b>

### V.5.1 Estudio de mechas – Halliburton DBS para pozos horizontales

En la tabla V.4 se resume la relación profundidad – tiempo para los pozos horizontales.

Tabla V.4. Tiempo - Profundidad para pozos horizontales

Fuente: Archivos de Petroindependencia

Plan Presupuesto				
Operación	Operación	Tiempo [días]	Tiempo Acumulado [días]	Profundidad Programada [pies]
FASE SUPERFICIAL 16"	Mudanza + Spud	0.28	0.28	0.00
	Perforar hoyo 16"	0.13	0.40	550
	Casing + Cemento 12-1/4"	0.69	1.10	550
FASE INTERMEDIA 12-1/4"	BOP + Rotó CF	1.06	2.15	550
	Perforar hasta Tope Oficina	0.60	2.75	2,318
	Perforar hoyo 12-1/4"	0.34	3.09	3,495
	Viaje + Casing + Cemento 12-1/4"	1.79	4.87	3,495
FASE PRODUCCIÓN 8-1/2"	BOP + Rotó CF	0.92	5.79	3,495
	Perforar hoyo 8-1/2"	0.55	6.34	5,681
	Viaje de calibración	0.39	6.72	5,681
	Perforar hoyo 8-1/2"	0.55	7.27	8,745
	Viaje + Casing + Cemento 12-1/4"	3.77	11.04	8,745

### V.5.2 Estudio de mechas – Halliburton DBS para pozos estratigráficos

#### V.5.2.1. Estudio de mechas – Halliburton DBS para pozo estratigráfico sin núcleo

En la tabla V.5 se resume la relación profundidad – tiempo para los pozos estratigráficos sin núcleo.

Tabla V.5. Tiempo - Profundidad para pozo estratigráfico sin núcleo

Fuente: Archivos de Petroindependencia

Plan Presupuesto				
Operación	Operación	Tiempo [días]	Tiempo Acumulado [días]	Profundidad Programada [pies]
FASE SUPERFICIAL 16"	Mudanza + Spud	0.31	0.31	0.00
	Perforar hoyo 16"	0.14	0.46	550
	Casing + Cemento 12-1/4"	0.79	1.24	550
FASE PRODUCCIÓN 12-1/4"	BOP + Rotó CF	1.20	2.45	550
	Perforar hasta Tope Oficina	0.71	3.16	2,100
	Perforar hoyo 12-1/4"	0.74	3.90	4,000
	Registros + Abandono + Cierre	3.49	7.39	4,000

## V.5.2.2. Estudio de mechas – Halliburton DBS para pozo estratigráfico con núcleo

En la tabla V.6 se resume la relación profundidad – tiempo para los pozos estratigráfico con núcleo.

Tabla V.6. Tiempo - Profundidad para pozo estratigráfico con núcleo

Fuente: Archivos de Petroindependencia

Plan Presupuesto				
Operación	Operación	Tiempo [días]	Tiempo Acumulado [días]	Profundidad Programada [pies]
FASE SUPERFICIAL 16"	Mudanza + Spud	0.26	0.26	0.00
	Perforar hoyo 16"	0.12	0.38	550
	Casing + Cemento 12-1/4"	0.66	1.05	550
FASE PRODUCCIÓN 12-1/4"	BOP + Rotó CF	1.01	2.05	550
	Perforar hasta Tope Oficina	0.55	2.61	2,100
	Toma Núcleo	27.31	29.91	4,000
	Registros + Abandono + Cierre	1.98	31.89	4,000

- Las actividades de perforación, completación y rehabilitación están planificados a realizarse bajo los tiempos promedios que manejaban los taladros cuando Petrobras operaba los Campos Oritupano-Leona y Acema-Mata.
- Los programas de pozo (Well Plan) consideran un Tiempo No Productivo (NPT) por pozo de 5% a 25% en función del tipo de pozo.

## V.6. SERVICIOS ADICIONALES

A fin de conocer un poco sobre la filosofía de trabajo y tecnologías que se aplican hoy en día en la Faja Petrolífera del Orinoco, se realizaron una serie de consultas de aproximación con las empresas de servicio y operadoras que laboran hoy en día en el área. A continuación se presenta la tabla V.7 en donde se podrá visualizar el alcance y el aporte del esfuerzo realizado:

Tabla V.7. Resumen de servicios consultados

RUBRO	EMPRESA	APORTE
CABEZALES	Cameron	Diseño y costos de cabezales de pozos empleados hoy en día por SINCOR y AMERIVEN.
CEMENTO	San Antonio Pride (Eyesa)	Diseños conceptuales y costos.
	Schlumberger	
DIRECCIONAL	Schlumberger	Tecnología actual y costos.
	Halliburton (División Sperry Sun)	Filosofía de construcción de trayectorias, criterios de repaso durante la perforación, tecnología aplicada y costos.
MECHAS	Baker	Experiencia Baker en la Faja. Bit Records. Propuesta técnico económica.
	Halliburton (División Security DBS)	Experiencia Halliburton en la Faja. Bit Records. Propuesta técnico económica.
LODO Y CONTROL DE SÓLIDOS	MI Swaco	Diseño de lodo de Operadora Cerro Negro (OCN). Propuesta técnico económica de lodo y manejo de control de sólidos
REVESTIDORES (Casing)	Tenaris (Socominter)	Costos e información sobre roscas Premium para aplicaciones térmicas.
OPERADORAS	PDVSA	Diagramas de completación de pozos horizontales en el Campo Cerro Negro
	SINCOR	Costos de perforación y completación. Tiempos de operación. Diagrama mecánico de los pozos. Mejores prácticas en manejo de taladros, diseño de tubería, cementación, fluido de perforación, localización seca, cabezales.
	PDVSA MORICHAL	Tipo y diagrama mecánicos de los pozos, taladros actuales, cabezales, tamaño de localización y tiempos de perforación.

## V.7. ESTIMACIÓN DE COSTOS

Los costos asociados a los pozos tipo visualizados para el Campo Carabobo, se calcularán en función de las propuestas técnico económicas de las empresas de servicio que serán consultadas.

En la tabla V.8 se resume los costos de los pozos tipos considerados para el desarrollo del Área Central del Campo Carabobo.

- Los costos de taladro toman en consideración las tarifas diarias de operación de un taladro de perforación de 1500 HP de potencia necesario para llevar desarrollar de manera segura esta clase de pozos que poseen una profundidad final promedio de 8000' pies. La mudanza inicial del equipo se estima en 1 MMUS\$.
- Los costos de las mechas PDC a emplearse en las fases intermedia y producción serían cancelados bajo la modalidad de alquiler, bajo el sistema de US\$ / pie perforado con un valor promedio entre 2.32 y 1.34 US\$/pie.
- Los costos de los revestidores a emplearse consideran los costos vigentes para Petrobras de los tubulares para el año 2006.

Tabla V.8. Relación de costo por pozo

Pozo Tipo	Descripción	COSTO POR POZO (US\$)			
		Perforación	Completación	Equipamiento	Total
A1	Estratigráfico vertical (sin núcleo)	570,379	0	0	570,379
A2	Estratigráfico vertical (con núcleo)	1577,258	0	0	1577,258
B1	Productor frío NO preparado para térmico	1385,653	68,056	197,736	1651,444
B2	Productor frío preparado para térmico	1540,331	68,056	197,736	1806,122
C1	Recuperación térmica (Productor)	1683,832	68,056	261,958	2013,845
C2	Recuperación térmica (Inyector)	1748,482	81,715	176,508	2006,705
D1	Inyector vertical	817,989	46,152	136,744	1000,885
D2	Inyector de vapor vertical	973,629	46,152	136,744	1156,525
E	Servicio ( <i>Pulling</i> )	0	49,600	88,722	136,322
F	Reparación ( <i>Workover</i> )	0	363,280	88,722	450,002

## CONCLUSIONES

1. Se desarrolló con éxito, para la empresa Petroindependencia, la aplicación de la Ingeniería Conceptual para la perforación de pozos tipo, en la Faja Petrolífera del Orinoco, de tal manera obtener una propuesta válida para la explotación del área Carabobo asignada a dicha empresa.
2. La metodología para el desarrollo de proyectos de ingeniería de la GGPI, es perfectamente aplicable a proyectos de perforación de pozos petroleros. En este trabajo, se aplicó exitosamente el concepto de la Ingeniería Conceptual para la generación de propuestas de perforación en macollas, para la explotación de las áreas de la Empresa Mixta Petroindependencia.
3. Se logró obtener, basado en la metodología de la Ingeniería Conceptual, un diseño óptimo de ingeniería de perforación, para el modelaje de diez (10) pozos tipos a realizar, siendo estos: un (1) productor en frío sin ajuste térmico, un (1) productor en frío preparado para térmico, dos (2) de recuperación térmica para método SAGD, donde uno(1) será productor y uno (1) será inyector; también se realizó el modelaje para un pozo (1) estratigráfico vertical con núcleo, un (1) estratigráfico vertical con núcleo, uno (1) para servicios, uno (1) para reparación y dos (2) inyectores. Todos ellos con el fin de obtener un plan completo e íntegro de los requerimientos para la futura explotación del área.
4. Se elaboró una matriz sencilla en Excel para calcular los costos óptimos de los pozos, basados en precios unitarios de los insumos adecuados para cada caso.
5. Las propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos tiene poca variación entre los 3 bloques en estudio, permitiendo de esa manera simplificar todo el estudio.

6. Es posible predecir que el diseño de los pozos en frío será exitoso, debido a la amplia experiencia obtenida en las áreas adyacentes.
  
7. Se pudo comprobar la eficiencia de dos herramientas computacionales de trayectorias de pozos, obteniéndose resultados con un mínimo error.

## RECOMENDACIONES

1. Desarrollar una T.E.G. que utilice la metodología de la GGPI relativa a la etapa de la Ingeniería Básica para continuar desarrollando el proyecto y la metodología en el área.
2. Tomar como base los estudios desarrollados en el T.E.G. para utilizarlos de referencia a la hora de diseñar la Ingeniería Básica en el área.
- 3.- Aplicar los resultados de la Ingeniería Conceptual presentada en este trabajo para planificar el desarrollo de las macollas a perforar en la Empresa Mixta Petroindependencia.
- 4.- Validar los costos de los pozos basados en cálculos de costos mas desarrollados en la ingeniería básica.
- 5.- Se propone que los estudiantes de ingeniería de petróleo utilicen la metodología de la GGPI para el desarrollo de proyectos durante la realización de sus trabajos de grado.

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [1] PDVSA – CVP (1999). **“Guía de Gerencia para Proyectos de Inversión de Capital (GGPIC)”**. Caracas: PDVSA. 200 p
- [2] Delgado, Andrés y Varela, Luz (Abril, 2010). **“Elaboración de un Sistema Automatizado para la Estimación de Modelos de Producción Temprana e Inversiones en el Área de Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco”**. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 218 p.
- [3] Barberii, E. (2001). **“El Pozo Ilustrado”**. Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED). Quinta edición. Caracas. 669 p.
- [4]. Silva, G., Romero, T., (2001) **“Orinoco Oil Belt Well Construction Using “Well – in – series” Technology with Horizontal and Multilateral Trajectory”**, SPE Paper # 69710, Porlamar, Venezuela.
- [5] PDVSA CIED (1995). **“Equipo de Perforación y sus Componentes”**. Caracas: PDVSA. 63 p.
- [6] Jiménez, J.(s.f.), **“Curso Diseño de Pozos”**. Caracas: PDVSA. 150 p.
- [7] Nelson, E., (1990). **“Well Cementing”** Schlumberger Educational Services, Texas, USA. 253 p.
- [8] Heinrich, R., (1992). **“Breve Tecnología del Petróleo”**, Madrid. 167 p.
- [9] PDVSA – CVP (2007). **“Memoria Descriptiva, Orinoco Proyecto Magna Reserva Área Carabobo”**. Caracas: PDVSA. 136 p.

[10] Barreto, Daniel y García, Andrés (Mayo, 2012). **“Diseño De La Arquitectura De Pozos Para Macollas Del Área De Petroindependencia División Carabobo, Faja Petrolífera Del Orinoco”**. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 191 p.

[11] Balestrini Acuña, Mirian (2002). **“Como se Elabora el proyecto de Investigación”**. BL Consultores Asociados, Servicio Editorial. Sexta Edición. Caracas. 248 p.

---

---

**BIBLIOGRAFÍA**

1. Alboudwarej, Hussein y otros (2006). **“La importancia del petróleo pesado”**. Oilfield Review. Consultado el 9 de abril de 2010, Schlumberger, página Web: <http://www.slb.com>
2. Alvarado, Douglas y Banzer, Carlos (2002). **“Recuperación Térmica del Petróleo”**. Re-editado y corregido por el Dr. Adafel C. Rincón. Caracas. 353 p.
3. Álvarez, Randy (Junio 2009). **“Propuesta de Plan de Desarrollo para un Campo en la Faja Petrolífera del Orinoco”**. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 155 p.
4. Balestrini Acuña, Mirian (2002). **“Como se Elabora el proyecto de Investigación”**. BL Consultores Asociados, Servicio Editorial. Sexta Edición. Caracas. 248 p.
5. Barreto, Daniel y García, Andrés (Mayo, 2012). **“Diseño De La Arquitectura De Pozos Para Macollas Del Área De Petroindependencia División Carabobo, Faja Petrolífera Del Orinoco”**. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 191 p.
6. Barberi, E. y Essensfeld, M., (2006). **“Yacimientos de Hidrocarburos Tomo IV”**. Fundación Fondo Editorial Juan Jones Parra, Caracas, Venezuela. 210 p.
7. Curtis Carl y otros (2002). **“Yacimientos de Petróleo Pesado”**. Oilfield Review. Consultado el 11 de Enero de 2010, Schlumberger, página web: <http://www.slb.com>

8. Delgado, Andrés y Varela, Luz (Abril, 2010). **“Elaboración de un Sistema Automatizado para la Estimación de Modelos de Producción Temprana e Inversiones en el Área de Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco”**. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 218 p.
9. Fernández, E. y Bashbush, J. (Octubre 2008). **“Horizontal Alternating Steam Drive Process for the Orinoco Heavy Oil Belt in Eastern Venezuela”**. SPE 117689. Schlumberger. Artículo técnico presentado en la *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*, Calgary, Alberta. Canadá. 13 p.
10. Halliburton Company (2001). **“COMPASS for Windows Training Manual”**. 343 p.
11. Heinrich, R., (1992). **“Breve Tecnología del Petróleo”**, Madrid. 167 p.
12. Jiménez, J. (s.f.), **“Curso Diseño de Pozos”**. Caracas: PDVSA. 150 p.
13. Nelson, E., (1990). **“Well Cementing”** Schlumberger Educational Services, Texas, USA. 253 p.
14. PDVSA CIED (1995). **“Equipo de Perforación y sus Componentes”**. Caracas: PDVSA. 63 p
15. PDVSA – CVP (1999). **“Guía de Gerencia para Proyectos de Inversión de Capital (GGPIC)”**. Caracas: PDVSA. 200 p
16. PDVSA – CVP (2007). **“Memoria Descriptiva, Orinoco Proyecto Magna Reserva Área Carabobo”**. Caracas. 136 p.
17. PDVSA – CVP (2004). **“Perforación Direccional Definiciones Básicas”**. Caracas: PDVSA. 198 p.

18. PDVSA - CVP (Octubre, 2008). **“Plan de Desarrollo y Estrategia de Negocios de la Faja Petrolífera del Orinoco”**. Ponencia presentada por el Profesor Pedro Martorano en las Jornadas de Investigación de la Facultad de Ingeniería (JIFI 2008). Caracas. 49 p.
19. PDVSA Informa (Marzo, 2010). **“Reservas probadas de Venezuela ascienden a 211 mil 173 millones de barriles”**. Consultado el 18 de Marzo de 2010, PDVSA Informa, página web: <http://www.pdvsa.com/>
20. PDVSA (Noviembre 2006). **“Información sobre el Campo Cerro Negro – Aspectos Generales”**. Proyecto Orinoco Magna Reserva, Gerencia de Tecnología. Informe N° 1. Caracas. 14 p.
21. Silva, G., Romero, T., (2001) **“Orinoco Oil Belt Well Construction Using “Well – in – series” Technology with Horizontal and Multilateral Trajectory”**, SPE Paper # 69710, Porlamar, Venezuela. 16 p.
22. WEC Venezuela (1997). **“Evaluación de Pozos”**. *Schlumberger Oilfield Services*. Caracas. pp. 32 – 42.

## NOMENCLATURA

<b>Bbl:</b>	Barriles
<b>BND:</b>	Barriles normales por día
<b>BPPD:</b>	Barriles de petróleo por día
<b>Btu/lbm:</b>	British Thermal Unit por libra masa
<b>Btu/pies<sup>3</sup>:</b>	British Thermal Unit por pies cúbicos
<b>cP</b>	<i>Centipoise</i>
<b>D:</b>	<i>Darcies</i>
<b>Kh:</b>	Permeabilidad Horizontal
<b>Km:</b>	Kilómetros
<b>Km<sup>2</sup>:</b>	Kilómetros cuadrados
<b>Lb/hr:</b>	Libras por horas
<b>Long.:</b>	Longitud
<b>Lts/s:</b>	Litros por segundo
<b>M:</b>	Metros
<b>MM:</b>	Millones
<b>MMBtu/hr:</b>	millones de <i>British Thermal Unit</i> por hora
<b>MMPCN/D:</b>	millones de pies cúbicos normales por día
<b>POES:</b>	Petróleo Original en Sitio
<b>Ton/día:</b>	Toneladas por Día
<b>\$/Bbl:</b>	Dólares por Barril
<b>‘:</b>	Pies
<b>“:</b>	Pulgadas

---

---

## GLOSARIO

- **API (*American Petroleum Institute*):** formada en 1917 para organizar la industria a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobiernos y otros.
- **Gravedad API:** es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en esta gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo.
- **Relación Gas – Petróleo:** Representa la cantidad de gas producido en pies cúbicos normales por cada barril de petróleo producido, dado en barriles normales.
- **Yacimiento:** Formación subterránea porosa y permeable que contiene una acumulación natural de petróleo o gas producible, que se encuentra confinado por rocas impermeables o por barreras de agua y que está solo y separado de otros reservorios.
- **Reservas de gas, petróleo y líquidos:** constituye la fracción del volumen original en sitio que se anticipa producible si se cumplen las condiciones asociadas a su definición.
- **Reservas probadas:** Cantidad de condensado, petróleo crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas estimadas con razonable certeza., recuperable comercialmente de yacimientos conocidos, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible para un momento determinado.

