

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DE POZOS PARA
MACOLLAS DEL ÁREA DE PETROINDEPENDENCIA
DIVISIÓN CARABOBO, FAJA PETROLÍFERA DEL
ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por los Brs. Barreto V. Daniel A.

García P. Andrés R.

Para optar al Título de

Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DE POZOS PARA MACOLLAS DEL ÁREA DE PETROINDEPENDENCIA DIVISIÓN CARABOBO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Pedro Martorano

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Marcos Rodríguez

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por los Brs. Barreto V. Daniel A.

García P. Andrés R.

Para optar al Título de

Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2012



Escuela de Ingeniería de Petróleo
Facultad de Ingeniería-UCV

ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: **“DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DE POZOS PARA MACOLLAS DEL ÁREA DE PETROINDEPENDENCIA. DIVISIÓN CARABOBO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**, presentado por el Br. DANIEL BARRETO, titular de la Cédula de Identidad No.18.184.224. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los dieciocho (18) días del mes de mayo del año dos mil once.

Prof. Adriana Zambrano
Jurado Principal

Prof. Pedro Díaz
Jurado Principal

Prof. Pedro Martorano
Tutor Académico



Escuela de Ingeniería de Petróleo
Facultad de Ingeniería-UCV

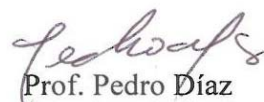
ACTA


Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: **“DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DE POZOS PARA MACOLLAS DEL ÁREA DE PETROINDEPENDENCIA. DIVISIÓN CARABOBO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**, presentado por el Br. ANDRÉS GARCÍA, titular de la Cédula de Identidad No. 19.583.281. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los dieciocho (18) días del mes de mayo del año dos mil once.


Prof. Adriana Zambrano
Jurado Principal


Prof. Pedro Díaz
Jurado Principal

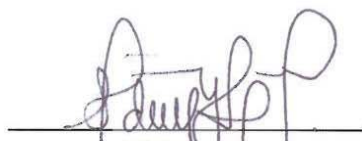

Prof. Pedro Martorano
Tutor Académico

Caracas, Mayo de 2012

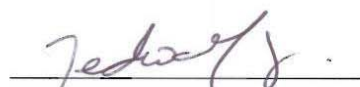
Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Barreto V., Daniel A. y García P., Andrés R. titulado:

**“DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DE POZOS PARA
MACOLLAS DEL ÁREA DE PETROINDEPENDENCIA
DIVISIÓN CARABOBO, FAJA PETROLÍFERA DEL
ORINOCO”**

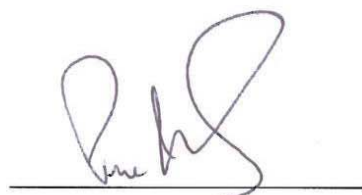
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



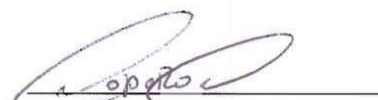
Prof. Adriana Zambrano
Jurado



Prof. Pedro Díaz
Jurado



Prof. Pedro Martorano
Tutor Académico



Ing. Marcos Rodríguez
Tutor Industrial

DEDICATORIA

*A Dios y a la Santísima Virgen del Valle quienes
nos han acompañado y guiado desde el principio y lo harán
hasta el fin de nuestras vida, y siempre han respondido a nuestras súplicas de fe.*

AGRADECIMIENTOS

A la UCV. Mi mayor y más profundo agradecimiento a la Universidad Central de Venezuela por ser mi segundo hogar y la mejor universidad en la que hubiera deseado estudiar.

A los Tutores. Muchas gracias al profesor Pedro Martorano quien en todo momento estuvo atento y nos brindó su apoyo y asesoría cada vez que fue necesario. Y muchas gracias al Ing. Marcos Rodríguez que siempre estuvo al tanto de las implicaciones técnicas y del desarrollo del trabajo.

A los Profesores. Que me guiaron durante toda la carrera y a los cuales debo en gran parte mi crecimiento como estudiante y muchos de los conocimientos que hoy poseo. Agradecimiento especial a la Profesora Adriana Zambrano que hizo posible la gran experiencia en Petroindependencia.

A mi Mamá. Mi inspiración, la mejor mujer que conozco y que conoceré en toda mi vida. Gracias por hacer posible todos mis sueños y por buscar siempre mi felicidad incluso sacrificando la tuya. Gracias por cuidarme, por soportarme y por absolutamente todo lo que has hecho por mi que es sencillamente incuantificable. Te Amo Mamá.

A mi Papá. La persona a la que siempre he querido parecerme, quien me enseñó como vivir y quien con sus valiosos consejos ha sabido guiarme para convertirme en el hombre que hoy en día soy. Gracias papá por ser un hombre siempre abocado a tu familia. Te Amo Papá.

A mi Familia. A mi hermano, mi tío y mi abuela que han convivido conmigo desde que tengo uso de razón y que forman parte fundamental de mi vida. A mis madrinas Milagros y Yanina, Alba, Carolina, Alexis, a mi tío Luís, Lusito y Patricia; en fin, a todas esas personas de mi familia sin las cuales jamás hubiera sido posible llegar hasta aquí, de corazón, Muchas Gracias.

A Rucia. Mi compañera fiel durante más de una década, ciertamente la mejor amiga que cualquier persona puede pedir.

A Luz. Gracias por mostrarme que la felicidad plena si existe y que la mía está a tu lado. Gracias por ser en mi vida esa persona que todos buscamos. Gracias por ser mi Cáraid. Aunque quizás nunca leas esto igual te dedico todo el tiempo, trabajo y esfuerzo que invertí en este trabajo porque tu fuiste, eres y serás mi motivación por siempre. El solo saber que existes en el mismo mundo que yo es la única razón que necesito para seguir. Te Amo.

A Andrés. Mi compañero de tesis, te agradezco estos meses de cooperación y aprendizaje mutuo. De verdad eres un gran compañero y espero que podamos seguir trabajando juntos durante mucho tiempo más.

A Mario. Mi hermano por parte de otros padres. Mi mejor amigo y una persona indispensable en mi vida, parte de mi familia y que me ha acompañado por más años de los que puedo contar. Gracias hermano mío, sin ti no sería quien soy hoy.

A mis amigos de la universidad. En primer lugar a Ernesto, a Gustavo y a Liber, personas con quien recorrí este largo camino desde el principio, la mejor compañía que he podido pedir. Y a mis panas de los últimos semestres, Juan José, Euly, Sira, Astrid, Paola, Javier, Jonathan, Moisés, Luis; son el mejor grupo que cualquier persona puede pedir. Y desde luego gracias a Héctor que recorrió este largo camino con nosotros.

A mis compañeros en Petroindependencia. A todas esas personas que de una u otra forma hicieron que me sintiera como un miembro más de la empresa. En especial a la Sra. Maruja a quien me faltan palabras para agradecerle. Al Señor Sergio, la Sra. Carmen, el Sr. Carlos, la Sra. Dalila, Pedro, Rubén y a todos los demás compañeros de oficina.

Daniel Alejandro Barreto Veramendi

A La Universidad Central de Venezuela, por ser mi casa de estudios y darme la oportunidad de aprender no solo conceptos técnicos sino también sociales y morales.

A mis tutores, que sin ellos no se hubiese podido realizar este trabajo, Al Prof. Martorano, por haberme dado esta oportunidad, además de suministrarme toda la información necesaria y prestar siempre atención a este proyecto. Al Ing. Marcos por su asesoría en cualquier momento y por su interés prestado durante todo el trabajo.

A la Prof. Adriana Zambrano, por darme la oportunidad de desarrollar este proyecto, por su apoyo incondicional y ayuda ante cualquier inconveniente.

A mis padres, quienes además de traerme a al mundo me han apoyado y guiado a lo largo de mi vida y de esta carrera. Los amo.

A mi Familia, quienes siempre han estado allí, en especial a mi hermana y a mi hermano, a RH por siempre darme una sonrisa así estés lejos, a mis abuelas, a mi mis tías, tíos y primos.

A Zandy, Por ser tú quien me diste ese empujón siempre que lo necesite para que esta meta fuese posible, por estar desde el primer momento a mi lado apoyándome y por compartir conmigo tantos momentos. Te amo.

A Bush, Por ser un amigo incondicional que me a acompañado durante toda esta carrera.

A Daniel, mi compañero de tesis, por haber trabajado conmigo durante todo este tiempo, por haber ayudado a que todo este aprendizaje haya sido exitoso, eres un gran compañero de trabajo.

A Jonathan, Por ser un gran compañero de estudios a lo largo de mi carrera además de un gran amigo.

A Fernando, por ser un gran amigo y siempre estar ahí desde hace tanto tiempo.

A mis compañeros de la universidad, A todos aquellos que en algún momento de mi carrera me ayudaron a seguir adelante.

Al Personal y compañeros de Petroindependencia, A todas las personas que tuve la oportunidad de conocer las cuales siempre me prestaron su apoyo y con las que espero seguir trabajando, en especial a la Sra. Maruja por su apoyo incondicional, al Sr. Sergio, a la Sra. Carmen, la Sra. Dalila, al Sr. Carlos Gonzales, al Sr Carlos Pérez, y a todo el Personal de los departamentos Perforación, Geología y Yacimientos. Y a Hector quien estuvo incondicionalmente durante todo este tiempo, gracias Busnego.

A Josmary Castro, por haber colaborado en el arranque de nuestra tesis que era un punto crítico y por ayudarnos a sentar las bases del trabajo.

Al personal de Morichal, por habernos recibido tan amablemente y haber formado parte fundamental e insustituible de nuestro trabajo.

Andrés Rafael García Peraza

Barreto V., Daniel A.

García P., Andrés R.

**DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DE POZOS PARA
MACOLLAS DEL ÁREA DE PETROINDEPENDENCIA
DIVISIÓN CARABOBO, 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, 201 páginas.

Palabras Claves: Macolla de Pozos, Pozo Horizontal de Doble Curvatura, Macolla de Pozos - Diseño, Trayectoria de Pozos, Herramienta Computacional, Macolla de pozos - Número de Pozos.

Resumen: Con la próxima ejecución de los planes de perforación de la empresa mixta Petroindependencia es necesaria la identificación y análisis de los parámetros críticos en materia de diseño de trayectorias de pozos, los cuales permitirán evaluar las propuestas de perforación de macollas de pozos productores horizontales de doble curvatura en el área correspondiente a dicha empresa.

Por lo antes expuesto surge la necesidad de evaluar distintos diseños de macollas. En este T.E.G. se evaluaron dos diseños, el de una macolla radial con pozos en dos dimensiones y el de una macolla con arreglo tipo tenedor con pozos en tres dimensiones. La primera de estas se realizó y evaluó mediante el desarrollo de una herramienta computacional, utilizando el lenguaje Visual Basic como base de programación; dicha herramienta permite modelar la arquitectura de pozos en dos dimensiones a través de la obtención de dos parámetros de los siete necesarios, esto basado en las ecuaciones Josmary Castro desarrolladas en un T.E.G. anterior. La segunda macolla se desarrolló con la utilización del software comercial COMPASS 2000 de la empresa Halliburton, herramienta que permite crear, evaluar y optimizar trayectorias de pozos, con este software a demás de desarrollar la macolla de pozos en tres dimensiones, se validó exitosamente la herramienta computacional creada.

Gracias a las dos herramientas antes mencionadas se pudo elaborar el diseño de la arquitectura de los pozos de las dos macollas descritas, ambas en el Bloque Carabobo 5 de la Faja Petrolífera del Orinoco, por ser éste el primer bloque a desarrollar por la empresa mixta Petroindependencia, y así determinar en base a las corridas y análisis realizados para su desarrollo los parámetros críticos presentados por el área en cuestión.

ÍNDICE DE CONTENIDO

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, JUSTIFICACIÓN Y LIMITACIONES.....	5
I.3.1. Alcance	5
I.3.2. Justificación	5
I.3.3. Limitaciones	6
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	7
II.1. SISTEMA DE REFERENCIAS.....	7
II.1.1. Coordenadas Geográficas.....	7
II.1.1.1. Latitud.....	8
II.1.1.2 Longitud.....	8
II.1.2. Desplazamiento Vertical (<i>Latitude</i>)	9
II.1.3. Desplazamiento Horizontal (<i>Departure</i>).....	9
II.1.4. Norte Magnético.....	10
II.1.5. Norte Verdadero	10
II.1.6. Azimut	10
II.2 CONCEPTOS BÁSICOS.....	11
II.2.1. Perforación controlada.....	11
II.2.2. Profundidad Medida o <i>Measurement Depth</i> “MD”.....	11
II.2.3. Profundidad Vertical Verdadera o <i>True Vertical Depth</i> “TVD”	12

II.2.4. Estación de <i>Survey</i> o <i>Survey Station</i> “SS”	13
II.2.5. Inclinación del Agujero	14
II.2.6. Dirección del Agujero	15
II.2.7. Dirección de Cierre	15
II.2.8. Desviación o <i>Dogleg</i> “DL”	16
II.2.9. Tasa de construcción de Ángulo o <i>Dogleg Severity</i> “DLS”	16
II.2.10. <i>Surveys</i> en la Mecha	17
II.2.11. Tasa Mínima de Construcción.....	17
II.2.12. Tasa Máxima de Construcción	17
II.2.13. Rango Crítico de Ángulo Para la Limpieza del Hoyo.....	18
II.2.14. Objetivo o <i>Target</i>	19
II.2.15. Punto de Amarre o <i>Tie-On Point</i>	20
II.2.16. Desviación con <i>Bent Sub</i> o <i>Bent Housing Motor</i>	20
II.2.17. Trayectoria del Pozo.....	21
II.2.18. Perforabilidad de la Formación	21
II.2.19. Estabilidad de la Formación	21
II.3. TIPOS DE POZOS.....	22
II.3.1. Según su Objetivo	22
II.3.1.1 Estratigráficos	22
II.3.1.2. Productores	22
II.3.1.3. Inyectores.....	22
II.3.1.4. De Alivio.....	23
II.3.2. Según el Tipo de Perforación	23
II.3.2.1. Verticales	23
II.3.2.2. Direccionales	23
II.3.2.3. Inclinados.....	24

II.3.2.4. Horizontales	25
II.3.2.4.1. Tipos de Pozos Horizontales Según su Radio.....	26
II.3.2.4.2. Tipos de Pozos Horizontales Según su Trayectoria.....	27
II.3.2.4.3. Sección de los Pozos Horizontales.....	28
II.3.2.4.4. Pozos Horizontales de Doble Curvatura	29
II.3.2.5. Multilaterales	29
II.3.2.5.1. Clasificación de los Pozos Multilaterales Según el tipo de Completación.....	30
II.4. MACOLLAS	31
II.4.1. Macollas en la FPO	31
II.4.2. Tipos de Macollas Según su Arreglo	32
II.5. FASES DE DISEÑO DE UN POZO.....	33
II.5.1. Objetivos y Pozos Tipos.....	33
II.5.2. Diseño de los Planes Direccionales.....	34
II.5.3. Elaboración del Plan de Pozo o <i>Well Plan</i>	34
II.5.4. Consulta a Empresas de Servicios y Operadoras	35
II.5.5. Estructura de Costos	35
II.6. SISTEMA Y EQUIPOS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	35
II.6.1. Sistema de Rotación con <i>Top Drive</i>	36
II.6.2. Válvula Impide Reventones o <i>Blow Out Preventer</i> “BOP”	37
II.6.3. Sarta de Perforación	38
II.6.3.1. Tubería de Perforación.....	38
II.6.3.2. Tubería Pesada.....	39
II.6.3.3. Portamechas	40
II.6.4. Ensamblaje de Fondo	41
II.6.4.1. Mecha de Perforación	41
II.6.4.2. Motor de lodo.....	42
II.6.4.3. Estabilizadores	43

II.7. MEDICIÓN EN TIEMPO REAL	43
II.7.1. Medición Durante la Perforación o <i>Measurement While Drilling</i> “MWD”	44
II.7.2. Perfilaje Durante la Perforación o <i>Logging While Drilling</i> “LWD”	45
II.7.3. Toma de <i>Surveys</i> Direccionales.....	46
II.7.3.1. Compás	46
II.7.3.2. <i>Singleshot</i> Magnético.....	46
II.7.3.3. <i>Multishot</i> Magnético	47
II.7.3.4. Compás Magnético Electrónico.....	47
II.7.3.5. <i>Singleshot</i> Magnético Electrónico	48
II.7.3.6. <i>Multishot</i> Magnético Electrónico.....	48
II.7.4. Interferencias Magnética de la Sarta de Perforación.....	48
II.7.4.1. Interferencia Axial	49
II.7.4.2. Interferencia Axial Cruzada.....	49
II.8. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO o <i>CASING</i>	49
II.8.1. Tipos de Revestidor.....	50
II.8.1.1. Revestidor Conductor	50
II.8.1.2. Revestidor de Superficie	50
II.8.1.3. Revestidor Intermedio y Camisas de Perforación.....	50
II.8.1.4. Revestidor de Producción	51
II.9. CEMENTACIÓN.....	51
II.9.1. Tipos de Cemento.....	52
II.9.1.1. Clase A.....	52
II.9.1.2. Clase B	52
II.9.1.3. Clase C	52
II.9.1.4. Clase D.....	52
II.9.1.5. Clase E	52

II.9.1.6. Clase F	53
II.9.1.7. Clase G y H.....	53
II.10. TERMINACION DE POZOS CON SECCIONES HORIZONTALES	53
II.10.1. Hoyo Desnudo	53
II.10.2. <i>Liner</i> No Cementado en Hoyo Desnudo	53
II.10.3. <i>Liner</i> Ranurado No Cementado en Hoyo Desnudo con Aislamiento Parcial por Empacaduras Externas al Forro	54
II.10.4. <i>Liner</i> Corriente Cementado y Cañoneado	55
II.10.5. Criterios de Selección de Terminación	55
II.10.5.1. Tipo de Roca que Conformar el Horizonte Productor	55
II.10.5.2. Tipo de Pozo	55
II.10.5.3. Daño por el Fluido de Perforación y su Remoción.....	56
II.10.5.4. Estimulación Después de la Terminación	56
II.11. SECCIONES HORIZONTALES EN LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS Y VISCOSOS.....	56
II.11.1. Producción en Frio	56
II.11.2. Producción térmica.....	57
II.12. MÉTODOS DE CÁLCULO PARA TRAYECTORIAS DE POZOS	58
II.12.1. Método de Mínima Curvatura	58
II.12.2. Método de Radio de Curvatura.....	58
II.12.3. Método de Angulo Promedio	58
II.12.4. Método de Balance Tangencial	58
II.13. ANÁLISIS ANTICOLISIÓN.....	59
II.13.1. Método De Escaneo o <i>Scan Method</i>	59
II.13.1.1. Aproximación más Cercana en Tres Dimensiones o <i>Closest Approach</i> <i>3D</i>	59
II.13.1.2. Plano Horizontal o <i>Horizontal Plane</i>	60

II.13.1.3. Cilindro Viajero o <i>Travelling Cylinder</i>	61
II.13.2. Superficie de Error o <i>Error Furface</i>	62
II.13.2.1. Cónico Elíptico o <i>Elliptical Conic</i> (Optimista)	62
II.13.2.2. Cónico Circular o <i>Circular Conic</i> (Conservativa)	63
CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	64
III.1. GENERALIDADES	67
III.2. ESTRUCTURA EN EL BLOQUE CARABOBO	68
III.3. ESTRATIGRAFÍA	68
III.3.1. Estratigrafía Regional	68
III.3.1.1. Basamento	69
III.3.1.2. Formación Oficina	69
III.3.1.2.1. Miembro Morichal	69
III.3.1.2.2. Miembro Yabo	70
III.3.1.2.3. Miembro Jobo	70
III.3.1.2.4. Miembro Pílon	71
III.3.1.3. Formación Freites	71
III.3.1.4. Formación Mesa- Las Piedras	71
III.3.2. Estratigrafía Local	72
III.4. AMBIENTE DE SEDIMENTACIÓN	74
III.5. PETROFÍSICA	76
III.6 PROPIEDADES DE LOS FUIDOS	77
III.6.1. Carabobo 2	77
III.6.2. Carabobo 3 y Carabobo 5	78
III.7. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO	78
III.8. RESERVAS	79
CAPÍTULO IV. MARCO METODOLÓGICO	80
IV.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN	80

IV.2.METODOLOGÍA	81
IV.2.1.Revisión Bibliográfica	82
IV.2.2. Selección del Área	83
IV.3. ETAPA DE DESARROLLO EN DOS DIMENSIONES	84
IV.3.1.Capacitación en el Lenguaje Utilizado Para el Desarrollo de la Herramienta.....	84
IV.3.2. Desarrollo de la Herramienta	85
IV.3.2.1. Caso 1	85
IV.3.2.2. Caso 2	86
IV.3.2.3. Caso 3	86
IV.3.2.4. Caso 4	86
IV.3.2.5. Caso 5	86
IV.3.2.6. Caso 6	87
IV.3.2.7. Caso 7	87
IV.3.2.8. Caso 8	87
IV.3.2.9. Caso 9	87
IV.3.2.10. Caso 10	88
IV.3.2.11. Caso 11	88
IV.3.2.12. Caso 12	88
IV.3.3. Calibración y Comprobación de la Herramienta	89
IV.3.4. Visualización de la Variación de los Parámetros Mediante el Uso de la Herramienta.....	89
IV.3.4.1. Morichal Superior	90
IV.3.4.2. Morichal Medio.....	90
IV.3.4.3. Selección del Rango de Variación de Cada Parámetro	91
IV.3.5. Selección de los Pozos que Mejor se Ajustan a los Requerimientos del Área.....	94

IV.3.6. Diseño estructural de la Macolla en Dos Dimensiones	95
IV.4. ETAPA DE DESARROLLO EN TRES DIMENSIONES.....	98
IV.4.1. Introducción y Adiestramiento el Software	98
IV.4.2. Interpretación de Datos Suministrados y Calibración de Coordenadas de Superficie	102
IV.4.3. Realización de Trayectorias.....	103
IV.4.4. Ajustes de Trayectorias.....	107
CAPÍTULO V. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	108
V.1. DESCRIPCIÓN DE LA INTERFAZ DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL	108
V.1.1. Sección de Parámetros Obligatorios	109
V.1.2. Sección de Coordenadas UTM.....	110
V.1.3. Sección de Información.....	110
V.1.4. Sección de Parámetros	111
V.1.5. Botones de “Ejecutar” y “Limpiar”.....	112
V.1.6. Botón “Copiar”.....	112
V.2. POZOS EN DOS DIMENSIONES (2D) OBTENIDOS CON LA UTILIZACIÓN DE LA HERRAMIENTA DESARTROLLADA.....	113
V.2.1. Pozos en Dos Dimensiones (2D) Obtenidos para el Miembro Morichal Superior en Configuración de Catorce (14) Pozos.....	114
V.2.2. Pozos en Dos Dimensiones (2D) Obtenidos para el Miembro Morichal Superior en Configuración de Doce (12) Pozos.....	115
V.2.3. Pozos en Dos Dimensiones (2D) Obtenidos para el Miembro Morichal Superior en Configuración de Diez (10) Pozos	115
V.2.4. Pozos en Dos Dimensiones (2D) Obtenidos para el Miembro Morichal Superior en Configuración de Ocho (8) Pozos	116
V.2.5. Pozos en Dos Dimensiones (2D) Obtenidos para el Miembro Morichal Medio en Configuración de Dieciséis (16) Pozos.....	117

V.2.6. Pozos en Dos Dimensiones (2D) Obtenidos para el Miembro Morichal Medio en Configuración de Catorce (14) Pozos	118
V.2.7. Pozos en Dos Dimensiones (2D) Obtenidos para el Miembro Morichal Medio en Configuración de Doce (12) Pozos	118
V.2.8. Pozos en Dos Dimensiones (2D) Obtenidos para el Miembro Morichal Medio en Configuración de Diez (10) Pozos	119
V.2.9. Pozos en Dos Dimensiones (2D) Obtenidos para el Miembro Morichal Medio en Configuración de Ocho (8) Pozos	120
V.3. COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIÓN CON EL SOFTWARE COMERCIAL COMPASS	120
V.4. RESULTADOS SELECCIONADOS PARA EL DISEÑO DE LA MACOLLA DE POZOS EN DOS DIMENSIONES (2D)	126
V.5. CAMBIO DE COORDENADAS DE SUPERFICIE PARA LA MACOLLA CON POZOS EN TRES DIMENSIONES (3D)	127
V.6. RESULTADOS OBTENIDOS CON EL SOFTWARE COMERCIAL COMPASS PARA LA MACOLLA DE POZOS EN TRES DIMENSIONES (3D)	129
V.7. ANÁLISIS ANTICOLISIÓN DE LOS POZOS EN TRES DIMENSIONES (3D)	142
V.8. COMPARACIÓN DE LOS DISEÑOS DE MACOLLA OBTENIDOS....	143
CONCLUSIONES	147
RECOMENDACIONES	149
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	150
BIBLIOGRAFÍA	152
NOMENCLATURA	153
ANEXOS	154
Anexo I. <i>Survey</i> de la Macolla de Pozos en Tres Dimensiones (3D)	154
Anexo 2. Resultados obtenidos con la utilización de la Herramienta computacional Desarrollada	184

GLOSARIO	189
----------------	-----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla III.1. Propiedades de los Fluidos del Bloque Carabobo 2	78
Tabla III.2. Propiedades de los Fluidos de los Bloques Carabobo 3 y Carabobo 5	78
Tabla III.3. Reservas pertenecientes a los Bloques Carabobo 2 Sur, Carabobo 3 Norte y Carabobo 5	79
Tabla V.1. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Superior en configuración de 14 pozos	114
Tabla V.2. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Superior en configuración de 12 pozos	115
Tabla V.3. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Superior en configuración de 10 pozos	115
Tabla V.4. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Superior en configuración de 8 pozos	116
Tabla V.5. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Medio en configuración de 16 pozos	117
Tabla V.6. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Medio en configuración de 14 pozos	118
Tabla V.7. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Medio en configuración de 12 pozos	118
Tabla V.8. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Medio en configuración de 10 pozos	119
Tabla V.9. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Medio en configuración de 8 pozos	120
Tabla V.10. Tabla comparativa para el pozo 4 en configuración de 8 pozos para el miembro Morichal Superior	121

Tabla V.11. Tabla comparativa para el pozo 5 en configuración de 8 pozos para el miembro Morichal Superior	121
Tabla V.12. Tabla comparativa para el pozo 3 en configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Superior	122
Tabla V.13. Tabla comparativa para el pozo 4 en configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Superior	123
Tabla V.14. Tabla comparativa para el pozo 1 en configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Medio	123
Tabla V.15. Tabla comparativa para el pozo 2 en configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Medio	124
Tabla V.16. Tabla comparativa para el pozo 2 en configuración de 12 pozos para el miembro Morichal Medio	124
Tabla V.17. Tabla comparativa para el pozo 3 en configuración de 12 pozos para el miembro Morichal Medio	125
Tabla V.18. Pozos seleccionados para conformar la macolla de pozos en dos dimensiones (2D)	126
Tabla V.19. Cambio de coordenadas en superficie para los pozos en tres dimensiones (3D).....	128
Tabla V.20. Resumen de resultados obtenidos para la macolla de pozos en tres dimensiones (3D).....	131
Tabla V.21. Resumen del análisis anticollisión de la macolla de pozos en tres dimensiones (3D)	142
Tabla V.22. Comparación de los parámetros de pozos entre las macollas diseñadas.....	144

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II.1. Coordenadas Geográficas.....	7
Figura II.2. Representación de la latitud en el globo terráqueo.....	8
Figura II.3. Representación de la longitud en el globo terráqueo	8
Figura II.4. Representación del desplazamiento vertical y horizontal	9
Figura II.5. Representación de norte magnético y norte geográfico	10
Figura II.6. Representación de azimuts	11
Figura II.7. Representación de la profundidad medida	12
Figura II.8. Representación de la profundidad vertical verdadera	13
Figura II.9. Representación de estaciones de <i>survey</i>	14
Figura II.10. Representación de la inclinación del agujero	14
Figura II.11. Representación de la dirección del agujero.....	15
Figura II.12. Representación de la inclinación del agujero	16
Figura II.13. Representación de ángulos críticos en un hoyo desviado	19
Figura II.14. Representación de objetivos según: su forma, tamaño e inclinación	20
Figura II.15. Representación del <i>Bent Housing</i>	21
Figura II.16. Representación de un pozo vertical.....	23
Figura II.17. Representación de un pozo desviado.....	24
Figura II.18. Representación de un pozo inclinado.....	24
Figura II.19. Representación de un pozo horizontal.....	26
Figura II.20. <i>Top Drive</i>	36
Figura II.21. BOP	37
Figura II.22. Configuración estándar de una tubería de perforación	39
Figura II.23. Configuración estándar de una tubería pesada.....	40
Figura II.24. Portamechas.....	41
Figura II.25. Mecha de perforación	42
Figura II.26. Motor de fondo.....	43
Figura II.27. Estabilizadores.....	43
Figura II.28. Herramienta MWD.....	45

Figura II.29. Herramienta LWD	46
Figura II.30. Aproximación más cercana en tres dimensiones.....	60
Figura II.31. Plano Horizontal.....	61
Figura II.32. Cilindro Viajero.....	62
Figura III.1. Venezuela en el mundo.....	64
Figura III.2. Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela	65
Figura III.3. Petroindependencia en el Bloque Carabobo	66
Figura III.4. Bloques pertenecientes a Petroindependencia	67
Figura III.5. Columna estratigráfica tipo para área de Carabobo.....	72
Figura IV.1. Esquema de la metodología	81
Figura IV.2. Esquema de la Faja Petrolífera del Orinoco, donde se resalta el Bloque Carabobo.....	83
Figura IV.3. Esquema de bloques asignados a Petroindependencia.....	84
Figura IV.4. Vista de superficie del espaciamiento entre pozos en una macolla modelo	96
Figura IV.5. Esquema de dos pozos dentro de la macolla radial (fase 1).....	97
Figura IV.6. Esquema de dos pozos dentro de la macolla radial (fase 2).....	98
Figura IV.7. Interfaz del software COMPASS 2000	99
Figura IV.8. Imagen en tres dimensiones de un pozo modelo.....	100
Figura IV.9. Vista de perfil de un pozo modelo	100
Figura IV.10. Vista de Superficie con referencias N/S y E/O de un pozo modelo.....	101
Figura IV.11. Vista 3D de un análisis anticolidión.....	101
Figura IV.12. Vista en superficie del posicionamiento de los pozos en una macolla 3D	103
Figura IV.13. Ventana de configuración de Compañía del software COMPASS 2000.....	104
Figura IV.14. Ventana de configuración de Campo del software COMPASS 2000	105
Figura IV.15. Ventana de configuración de Localización del software COMPASS 2000	106

Figura IV.16. Ventana de configuración de Pozo del software COMPASS 2000	106
Figura V.1. Interfaz de la herramienta computacional desarrollada.....	109
Figura V.2. Sección de parámetros obligatorios en la interfaz de la herramienta computacional desarrollada.....	109
Figura V.3. Sección de Coordenadas UTM en la interfaz de la herramienta computacional desarrollada.....	110
Figura V.4. Sección de información en la interfaz de la herramienta computacional desarrollada.....	111
Figura V.5. Sección de parámetros en la interfaz de la herramienta computacional desarrollada	112
Figura V.6. Botones de “Ejecutar” y “Limpiar” en la interfaz de la herramienta computacional desarrollada	112
Figura V.7. Botón de “Copiar” en la interfaz de la herramienta computacional desarrollada	113
Figura V.8. Imagen del pozo número 4 para configuración de 8 pozos para el miembro Morichal Superior.....	121
Figura V.9. Imagen del pozo número 5 para configuración de 8 pozos para el miembro Morichal Superior	122
Figura V.10. Imagen del pozo número 3 para configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Superior	122
Figura V.11. Imagen del pozo número 4 para configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Superior	123
Figura V.12. Imagen del pozo número 1 para configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Medio	124
Figura V.13. Imagen del pozo número 2 para configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Medio	124
Figura V.14. Imagen del pozo número 2 para configuración de 12 pozos para el miembro Morichal Medio	125
Figura V.15. Imagen del pozo número 3 para configuración de 12 pozos para el miembro Morichal Medio	125
Figura V.16. Grafico de la vista superficial de la macolla.....	129

Figura V.17. Macolla conformada por pozos en tres dimensiones (3D)	132
Figura V.18. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo A-01	132
Figura V.19. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo B-08	133
Figura V.20. Vista en tres dimensiones (3D) de la macolla con sus respectivas proyecciones.....	134
Figura V.21. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo A-11	134
Figura V.22. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo B-09	135
Figura V.23. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo B-12	136
Figura V.24. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo A-04.....	137
Figura V.25. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo B-06.....	138
Figura V.26. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo A-13.....	138
Figura V.27. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo B-02.....	140
Figura V.28. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo A-08.....	140
Figura V.29. Vista superior de la macolla conformada por pozos (3D)	141

INTRODUCCIÓN

Desde que el petróleo es la primera fuente de energía a nivel mundial, la demanda por éste ha crecido continuamente, por lo que al irse agotando las reservas de crudo convencional se ha migrado a la búsqueda de crudo no convencional, como lo es el crudo pesado y extra pesado, específicamente en Venezuela, la cual posee las mayores reservas de crudo pesado y extra pesado del mundo.

La explotación de crudo pesado y extra pesado representa un reto tecnológico desde diferentes puntos de vista para la industria; en materia de perforación, área que será desarrollada en el trabajo especial de grado, el reto ha sido afrontado en gran medida con la perforación de pozos horizontales, los cuales al tener mayor contacto con el yacimiento tienen la capacidad de aumentar el área de drenaje lo que favorece el flujo del crudo hacia el pozo, ventaja que se torna muy importante ya que debido a las altas viscosidades estos fluidos presentan movilidades reducidas.

A su vez los pozos horizontales presentan múltiples desarrollos tecnológicos que buscan minimizar costos, reducir el impacto ambiental, optimizar las trayectorias, entre otros. Uno de estos avances es la perforación de pozos horizontales en macollas, que no es más que múltiples pozos perforados muy cerca en superficie pero que en el subsuelo se separan hasta penetrar el objetivo de acuerdo a los parámetros de drenaje óptimo. Este arreglo permite que el impacto ambiental en superficie sea menor y además reduce los tiempos de taladro lo que se traduce en una reducción de los costos.

Si bien el uso de macollas trae múltiples beneficios, van asociados a una mayor complejidad a la hora de diseñar los pozos puesto que se necesita perforarlos de manera tal de evitar la colisión entre ellos, interferencia en los radios de drenaje, comunicación, etc. Adicionalmente un pozo horizontal simple también tiene ciertas complejidades en el diseño que necesitan ser resueltas para asegurar el funcionamiento del mismo, como por ejemplo, donde iniciar la desviación del pozo, a qué distancia de un contacto debe pasar el pozo, cual es la máxima curvatura permitida para que no existan problemas de torque y arrastre, diseñar el pozo de manera tal que se pueda colocar algún equipo de levantamiento artificial, idear la

terminación óptima del pozo para que este sea lo más productivo posible e incluso colocar materiales térmicos si se desea utilizar alguna técnica de recobro mejorado con altas temperaturas, etc.

Es por lo antes expuesto que en este trabajo especial de grado se buscará diseñar una macolla tipo, determinando los parámetros más importantes de la misma, parámetros que ayudarán a servir de apoyo a la hora de perforar yacimientos en la Faja Petrolífera del Orinoco específicamente en el área asignada a Petroindependencia ubicada en la división Carabobo, y permitirá la simplificación del diseño y construcción de las macollas que se perforarán por dicha empresa.

CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

I.1. EL PROBLEMA

La perforación de macollas de pozos horizontales se presenta cada vez más como la mejor opción para el desarrollo de campos de crudos pesados y extra pesados, por ser una técnica que permite tener mayor superficie de contacto con el yacimiento y la perforación de mayor cantidad de pozos de manera más rápida con un menor impacto ambiental, ya que estos se presentan en una misma locación y son perforados de manera secuencial; claro que esta técnica no presenta solo virtudes, la complejidad operacional de la perforación direccional aumenta para poder mantener los pozos sin riesgo de colisión entre ellos, además de esto, se deben mantener todos los pozos dentro de algunos parámetros críticos presentados por el área y el tipo de pozo a perforar, lo que puede originar problemas en los pozos que no tienen otra opción más que la de mantenerse en el margen de los parámetros críticos para que su diseño no afecte a pozos vecinos y, de igual manera, cumpla el objetivo planteado para el mismo.

La empresa mixta Petroindependencia apuesta por la utilización de macollas, tomando en cuenta que dicha empresa se encuentra en fase de proyecto en un área prácticamente virgen, tiene la necesidad de conocer los parámetros críticos de diseño de trayectorias, necesidad la cual este trabajo especial de grado espera satisfacer en algún sentido.

I.2. OBJETIVOS

I.2.1. Objetivo General

Determinar los parámetros de diseño para la perforación de macollas, de pozos en dos dimensiones (2D) y de tres dimensiones (3D), en el área de Petroindependencia, División Carabobo, FPO, a fin de establecer un patrón general para la perforación de futuros pozos en el área.

I.2.2. Objetivos Específicos

1. Desarrollo de una herramienta computacional para el diseño de la perforación de pozos en dos dimensiones (2D) para el área de Petroindependencia.
2. Validar la herramienta computacional mediante el cotejo con parámetros arrojados por un software comercial.
3. Realizar el diseño de pozos para una macolla tanto en dos dimensiones (2D), con el software a desarrollar, como en tres dimensiones (3D), con la utilización de una herramienta comercial, para establecer los parámetros base de la perforación en el área de Petroindependencia.
4. De acuerdo a los criterios previamente establecidos por la empresa, ajustar el diseño y arquitectura de los pozos que deberán ser considerados en la elaboración de una macolla tipo para el área seleccionada.
5. Realizar una comparación desde el punto de vista de parámetros de diseño de pozo, de una macolla en tres dimensiones (3D) en contraposición a una macolla en dos dimensiones (2D) para establecer cual ofrecería mayor funcionalidad para la empresa.

I.3. ALCANCE, JUSTIFICACIÓN Y LIMITACIONES

I.3.1. Alcance

Determinar, evaluar y comparar, el diseño de arquitectura de pozos, en dos y tres dimensiones (2D y 3D), en el área de Petroindependencia División Carabobo, a partir de una herramienta computacional la cual será creada para evaluar trayectorias de pozos en dos dimensiones y un software comercial mediante el cual se evaluarán las trayectorias de pozos en tres dimensiones, con el fin de definir los parámetros críticos de diseño de la arquitectura de los futuros pozos a perforar dentro de dicha empresa.

I.3.2. Justificación

Actualmente en Venezuela existe un auge de explotación de crudos pesados y extra pesados debido al plan de desarrollo de Faja Petrolífera del Orinoco (F.P.O.). La explotación de este tipo de recursos representa un reto importante a nivel tecnológico puesto que por múltiples razones el proceso se hace más complicado que en yacimientos de crudos más livianos. Una de las tecnologías aplicadas con éxito en la explotación de yacimientos de crudos pesados y extra pesados es la perforación de pozos direccionales y en Venezuela, específicamente en la F.P.O., se combina esta técnica con la de perforación de macollas que permiten impactar una menor área a nivel de superficie.

Por lo antes planteado, y ya que la empresa mixta Petroindependencia tiene su área de explotación en el bloque Carabobo de la F.P.O, sin desarrollo alguno, hasta la fecha se propone una estrategia de perforación en macollas de pozos horizontales, por lo que es necesario identificar parámetros críticos específicos de esta área para definir futuras campañas de perforación, además de realizar el diseño completo de una macolla tipo que comprenda pozos con trayectorias tanto en dos como en tres dimensiones.

I.3.3. Limitaciones

1. Poco tiempo de entrenamiento con del software comercial de arquitectura de pozos a utilizar para evaluar las trayectorias de pozos en tres dimensiones (3D).
2. El tiempo de utilización del software comercial de trayectorias de pozos en tres dimensiones (3D), ya que la empresa mixta Petroindependencia no posee las licencias de estos programas, y solo hubo disposición de los mismos por intervalos cortos de tiempo, y tanto su utilización como el entrenamiento fue en otra área de PDVSA que posee las licencias necesarias a fin de realizar el proyecto.
3. Pocos conocimientos de programación con la herramienta Visual Basic en la cual se desarrolló la herramienta que ayuda a evaluar las trayectorias de pozos en dos dimensiones (2D).
4. No existe experiencia de perforación de pozos horizontales en el área, por lo que solo se conocen limitaciones teóricas y no prácticas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

El objetivo principal de la perforación de un pozo es proveer el conducto, desde el yacimiento hasta superficie que permita retirar los fluidos del yacimiento. La perforación de pozos es una de las actividades que mayor impacto económico representa a la hora de desarrollar la explotación de un campo, de ahí el interés de las compañías por desarrollar nuevas tecnologías y técnicas que permitan reducir costos y mejorar la eficiencia del proceso. La perforación es un complejo proceso que depende de muchas variables por lo tanto es esencial tener una buena planificación y organización de todo lo involucrado para reducir la probabilidad de ocurrencia de problemas y optimizar el procedimiento.

II.1. SISTEMAS DE REFERENCIA

II.1.1. Coordenadas Geográficas ^[1]

Son un sistema de referencia relacionado con la red que forman los paralelos y meridianos alrededor del planeta. Este sistema permite ubicar con precisión un punto cualquiera en la superficie terrestre. Se trata de un sistema formado por las dos coordenadas mencionadas anteriormente las cuales lógicamente poseen una línea base cada una y la distancia desde el punto cualquiera hasta dicha línea permitirá ubicarlo en una determinada localización, como se observa en la Figura II.1.

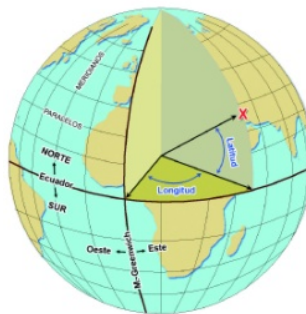


Figura II.1. Coordenadas Geográficas
Fuente: www.atlasdemurcia.com

II.1.1.1. Latitud ^[1]

La línea base de esta coordenada es el Ecuador y la latitud es la distancia que existe entre un punto cualquiera y el Ecuador, a lo largo del meridiano que pasa por ese punto, como se muestra en la Figura II.2.

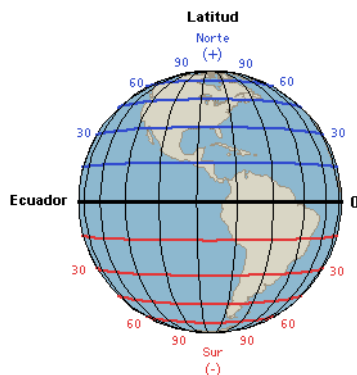


Figura II.2. Representación de la latitud en el globo terráqueo
Fuente: <http://iepbachillerato.wordpress.com/latitud-y-longitud/>

II.1.1.2. Longitud ^[1]

La línea base de la longitud es el meridiano de Greenwich y es de manera análoga a la latitud, la distancia que existe entre un punto cualquiera y este meridiano, medida a lo largo el paralelo que pasa por ese punto, como se muestra en la Figura II.3.

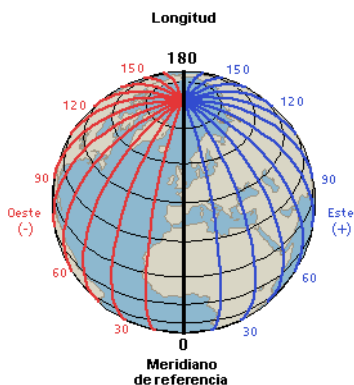


Figura II.3. Representación de la longitud en el globo terráqueo
Fuente: <http://iepbachillerato.wordpress.com/latitud-y-longitud/>

II.1.2. Desplazamiento Vertical (*Latitude*)^[1]

Es la distancia horizontal del agujero del pozo medida desde el survey original en dirección norte o sur, la dirección norte será un valor positivo, mientras que la dirección sur será un valor negativo, esto es una de las componentes que se deben graficar para representar la trayectoria de un pozo en un plano horizontal

II.1.3. Desplazamiento Horizontal (*Departure*)^[1]

Análogamente al caso anterior, es la distancia horizontal del hoyo medida desde el *survey* original en dirección Este u Oeste. La dirección Este será un valor positivo, mientras que la dirección Oeste será negativa. Esta es la otra componente que se debe graficar cuando se quiere representar la trayectoria de un pozo en un plano horizontal, como se puede apreciar en la Figura II.4.

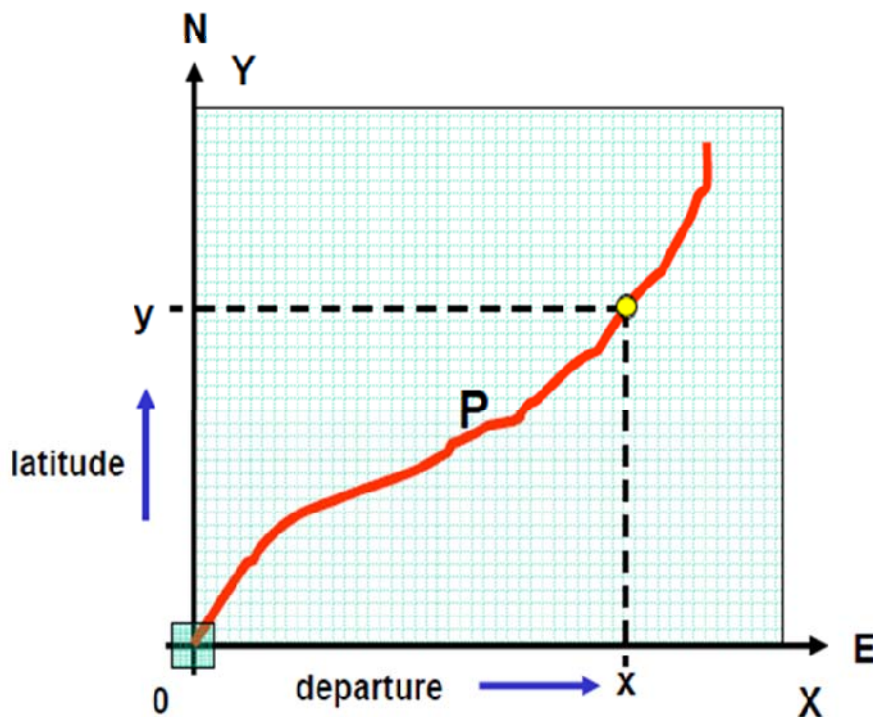


Figura II.4. Representación del desplazamiento vertical y horizontal
Fuente: Archivos de PDVSA

II.1.4. Norte Magnético ^[1]

Es la dirección que está determinada por la aguja de una brújula y está definida por el campo magnético de la tierra

II.1.5. Norte Verdadero ^[1]

Es la dirección que señala el punto donde el eje de rotación de la tierra intercepta la superficie terrestre, mostrada en la Figura II.5.

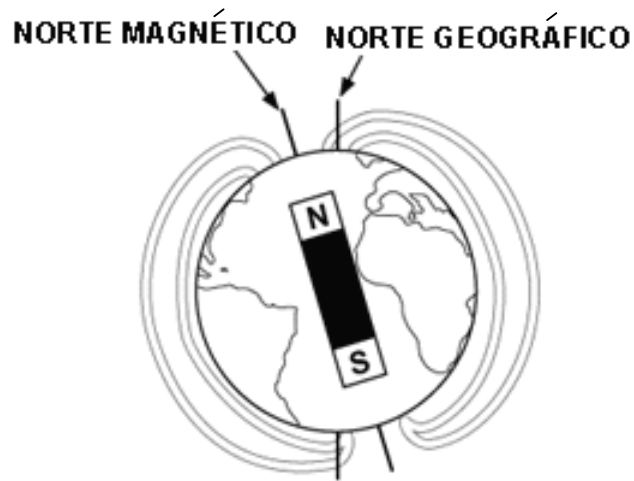


Figura II.5. Representación del norte magnético y norte geográfico
Fuente: www.telcom.es

II.1.5. Azimut ^[1]

Es el ángulo de desviación con respecto a la dirección o el plano de referencia que normalmente es el norte geográfico, este se observa en la Figura II.6.

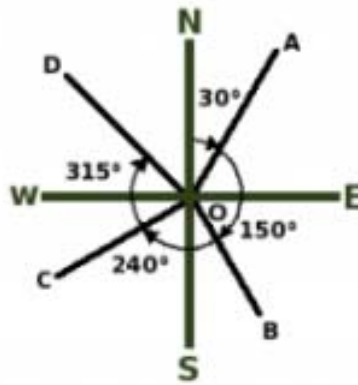


Figura II.6. Representación de Azimut
Fuente: doblevia.wordpress.com

II.2. CONCEPTOS BÁSICOS

II.2.1. Perforación Controlada ^[2]

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.

II.2.2. Profundidad Medida o “*Measurement Depth MD*” ^[2]

Es la profundidad medida a lo largo de la trayectoria del pozo, desde el punto de referencia en superficie hasta un determinado punto en el hoyo. Como se muestra en la Figura II.7.

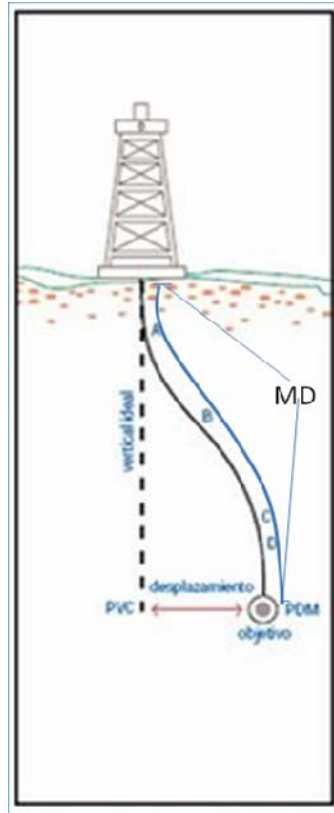


Figura II.7. Representación de la Profundidad Medida
Fuente: www.lacomunidadpetrolera.com, Modificada por Barreto y García

II.2.3. Profundidad Vertical Verdadera o *True Vertical Depth* “TVD” ^[2]

Es la distancia de un determinado punto a lo largo de la trayectoria del pozo hasta superficie, medida por una recta que pasa por dicho punto y que es paralela a la dirección vertical. Como se muestra en la Figura II.8.

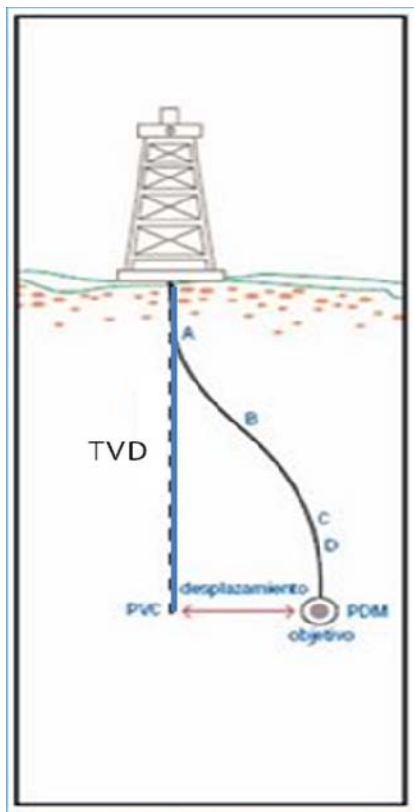


Figura II.8. Representación de la Profundidad Vertical Verdadera
Fuente: www.lacomunidadpetrolera.com, Modificada por Barreto y García

II.2.4. Estación de Survey o Survey Station “SS” [2]

Son todos los puntos a lo largo del hoyo como se observa en la Figura II.9. En los cuales se toma un registro direccional, que no es más que un registro conformado por una toma de MD, la inclinación del hoyo, el Azimut y toda otra medición que se considere necesaria. Todas las estaciones de surveys son utilizadas para realizar los cálculos de las coordenadas 3D y 2D. Al final todas estas mediciones se presentan organizadas en una tabla a la cual se le llama reporte de *survey*. Las estaciones de *Survey* son muy importantes desde muchos puntos de vista. Las mediciones de MD por ejemplo permiten determinar indirectamente la TVD del pozo lo que es necesario para los geólogos para determinar la litología de la zona, estructuras y potenciales zonas de interés entre muchas otras cosas. También con el conocimiento de la ubicación del pozo es posible determinar si este es capaz de drenar el yacimiento eficientemente o si en cambio serán necesario otros pozos y

donde deberán estar ubicados o como deberán estar dispuestos. Pero donde juegan un papel realmente crucial las estaciones de *survey* es en el proceso de perforación del pozo, puesto que le permite al ingeniero a cargo del mismo determinar si la trayectoria que se está siguiendo va acorde con los planes que se tenían estipulados al inicio, y en caso de no ser así hacer las correcciones que sean necesarias.

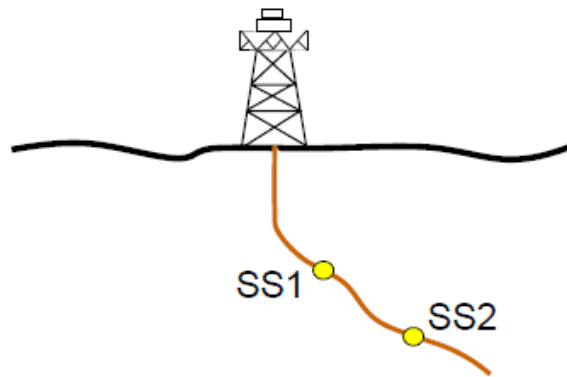


Figura II.9. Representación de las estaciones de *surveys*
Fuente: Archivos de PDVSA

II.2.5. Inclinación del agujero ^[2]

La inclinación del hoyo o agujero es el ángulo medido en grados que hay entre la tangente del pozo en una determinada SS y la línea vertical, es decir, es una referencia de que tanto se ha alejado el pozo de su dirección original. Como se observa en la Figura II.10.

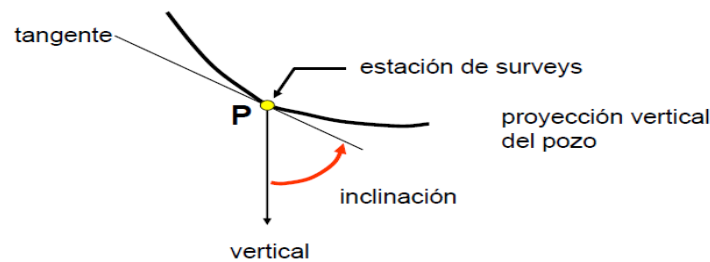


Figura II.10. Representación de la inclinación del agujero
Fuente: Archivos de PDVSA

II.2.6. Dirección del Agujero ^[2]

La dirección es el menor ángulo medido en grados de la proyección en un plano horizontal de la trayectoria del pozo o del eje del instrumento de medición, medido en grados a partir del norte de referencia establecido. La precisión de esta medición dependerá del instrumento en sí, se expresa como Azimut. Como se observa en la Figura II.11.

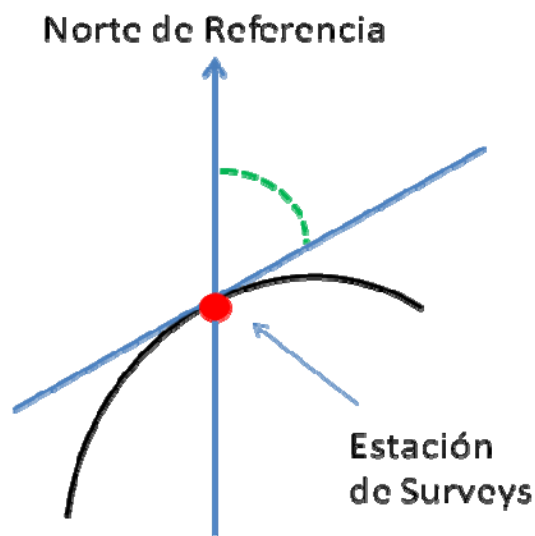


Figura II.11. Representación de la Dirección del agujero

II.2.7. Dirección de Cierre ^[2]

Son todas las mediciones tomadas en la última estación de survey. En general es la dirección desde el survey original hasta el último survey que se toma durante el proceso de perforación e incluirá tanto la dirección como la TVD, lo que permite determinar con precisión donde está realmente el fondo del pozo. Esto es mostrado en la Figura II.12.

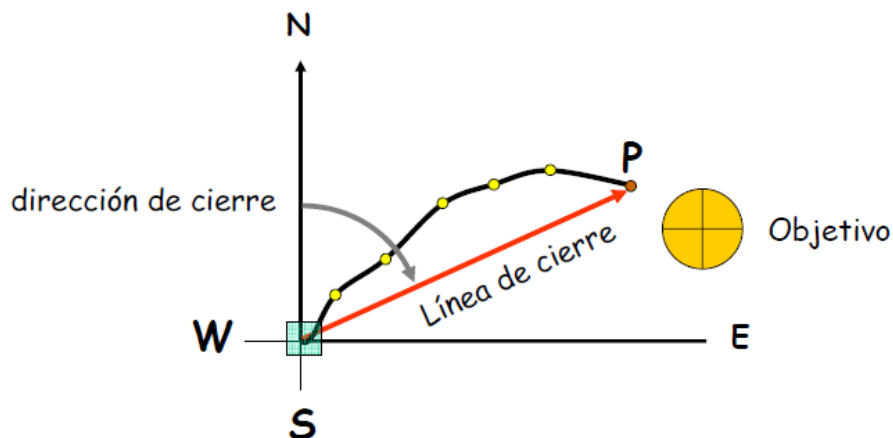


Figura II.12. Representación de la inclinación del agujero
Fuente: Archivos de PDVSA

II.2.8. Desviación o *Dogleg* “DL” ^[2]

El término “*Dogleg*” es referido a que tan tortuoso está el agujero de un pozo. Similar a la pata posterior de un perro, de donde el nombre proviene. Este es una medida del cambio angular total en el agujero del pozo entre las estaciones de *surveys* expresada en grados, en otras palabras es el cambio angular calculado usando inclinación y dirección del agujero de las dos estaciones de *surveys* adyacentes.

II.2.9. Tasa de Construcción de Ángulo o *Dogleg Severity* “DLS” ^[2]

Podría definirse de alguna forma como la tasa de cambio de la desviación del pozo, es decir, es una desviación normalizada calculada en grados por unidad de longitud estándar. Esto permite que se pueda referir la desviación del agujero sin tener que constantemente expresar las longitudes asociadas del curso entre las estaciones de *surveys*. Este es un valor calculado y usualmente se expresa en grados por cada cien pies.

II.2.10. *Surveys* en la Mecha ^[2]

Estos son los valores del *survey* pero extrapolados a la mecha, puesto que las mediciones son tomadas a una cierta distancia de la mecha dependiendo del

ensamblaje de fondo utilizado. Es necesario puesto que es primordial conocer la ubicación de la mecha en todo momento.

II.2.11. Tasa Mínima de Construcción ^[3]

Es la DLS necesaria para definir un arco circular desde el KOP hasta el punto de entrada al objetivo. Esta será la mínima tasa de construcción posible para lograr la curvatura deseada.

II.2.12. Tasa Máxima de Construcción ^[3]

Esta tasa será la tasa en la que sea posible realizar las siguientes acciones: (1) debe ser posible correr tuberías de revestimiento o camisas, es decir, que la tubería pueda doblarse de tal manera que se pueda correr a través del hoyo; si el ángulo es tal que no permita realizar esta acción será considerado inaceptable. (2) los esfuerzos de flexión de las tuberías de revestimiento o camisas deben permanecer dentro del esfuerzo límite del material para que estas puedan ser funcionales a lo largo de la vida útil del hoyo. (3) las cargas mecánicas impuestas en los elementos de la sarta de perforación (torque, arrastre, fatiga) o tuberías de revestimiento (desgastes, fuerzas de tensión generadas debido a los esfuerzos de flexiones en las tuberías), deben estar dentro de los parámetros permisibles para que la tubería tenga un funcionamiento óptimo. (4) las limitaciones del equipo de perforación en cada uno de sus sistemas como por ejemplo el sistema de rotación que se basa en el torque que sea capaz de generar el *Top Drive* y el que pueda soportar la tubería debido a la fricción que se pueda generar en la formación. En el caso del sistema de circulación las bombas de lodo deben tener la suficiente capacidad para remover los ripios que se pueden depositar en los ángulos críticos y secciones horizontales. En cuanto al sistema de levantamiento la capacidad de arrastre del taladro debe ser suficiente para superar los problemas de arrastre por el pozo desviado. Finalmente el sistema de potencia debe tener también la capacidad suficiente para alimentar a los demás sistemas. (5) la curvatura máxima para las herramientas de registros y surveys muchas veces son la mayor limitante en la

determinación del ángulo crítico ya que debe tener una curvatura tal que la herramienta elegida pueda bajar por el pozo tomando en cuenta tanto su longitud como su diámetro.

II.2.13. Rango Crítico de Ángulo para la Limpieza del Hoyo ^[3]

En la perforación direccional es fundamental la buena limpieza del hoyo, actividad que se hace más difícil entre algunos ángulos; este intervalo se conoce como: “Rango crítico de ángulo del agujero para la limpieza del mismo”, este rango está comprendido entre cuarenta y cinco y sesenta y cinco grados (45° - 65°). Como se muestra en la Figura II.13. En caso que se desee perforar un pozo con un ángulo de inclinación mayor a sesenta y cinco grados es inevitable perforar sin pasar por este rango por lo que se recomienda realizar este tramo del pozo lo más corto posible y evitar planear secciones tangenciales en estos ángulos.

- De 0 a 30 grados: en estas inclinaciones los métodos convencionales limpian efectivamente el pozo y se tiene una suspensión efectiva de los cortes, razón por la cual no se forman capas de estos.
- De 30 a 60 grados: los problemas más graves que se pueden tener aquí son la tendencia a formar capas de cortes y la pega de la tubería al parar la circulación puesto que la misma tiende a apoyarse en la formación. Como ya se detalló, esta inclinación incluye el rango crítico para la limpieza del hoyo. Lo recomendable para evitar problemas mayores es evitar detener la circulación del lodo y realizar repasos cada cierto tiempo utilizando altas tasas de bombeo.
- De 60 a 90 grados: tendencia a formarse capas de cortes en la parte inferior de la tubería gracias a los efectos de la gravedad y la utilización de una velocidad de fluido insuficiente lo que trae como consecuencia una reducción en el diámetro del agujero y problemas de torque y arrastre. Una forma evitar estos problemas es circulando el pozo constantemente y realizar repasos ocasionales circulando lodo a altas tasas.

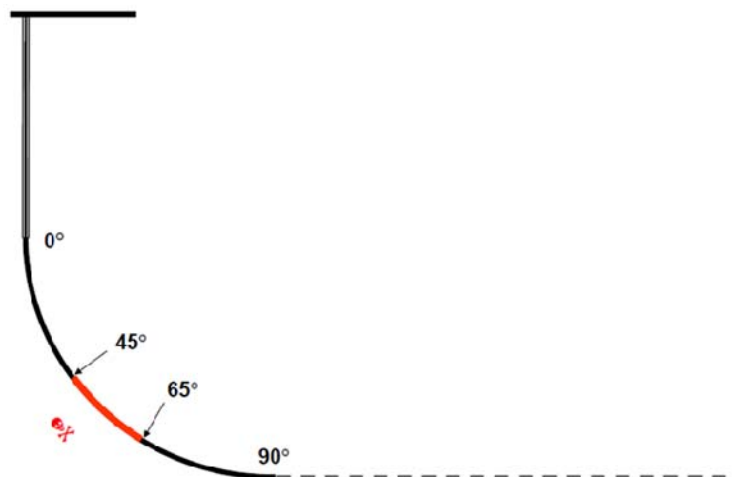


Figura II.13. Representación de ángulos críticos en un hoyo desviado
Fuente: Archivos de PDVSA

II.2.14. Objetivo o *Target* ^[3]

Es la coordenada específica a la que se desea llegar con un pozo en una localización fija dentro de la corteza terrestre. Para poder perforar exitosamente un objetivo hay algunos factores importantes que deben ser tomados en cuenta, estos se muestran a continuación y en la Figura II.14.

- El tamaño: este proporciona la tolerancia que posee el objetivo, tolerancia que está referida al margen de error aceptable durante la perforación; mientras más pequeño el objetivo menor la tolerancia es decir se debe aterrizar más cerca del centro del objetivo (en caso de que así esté planificado).
- La forma: puede ser en forma de punto en la cual deberán estar definidas solo las coordenadas del objetivo y la inclinación de penetración. Puede tener forma de círculo en el cual deben estar definidas las coordenadas del centro y el radio. Luego están las formas poligonales menos comunes en las cuales se debe tener definido las coordenadas del centro y la de los vértices.
- La inclinación de penetración: hace referencia al ángulo de inclinación que debe tener el pozo en el momento de perforar el objetivo.
- La dirección de penetración: es la dirección que debe tener el pozo al momento de penetrar el objetivo.

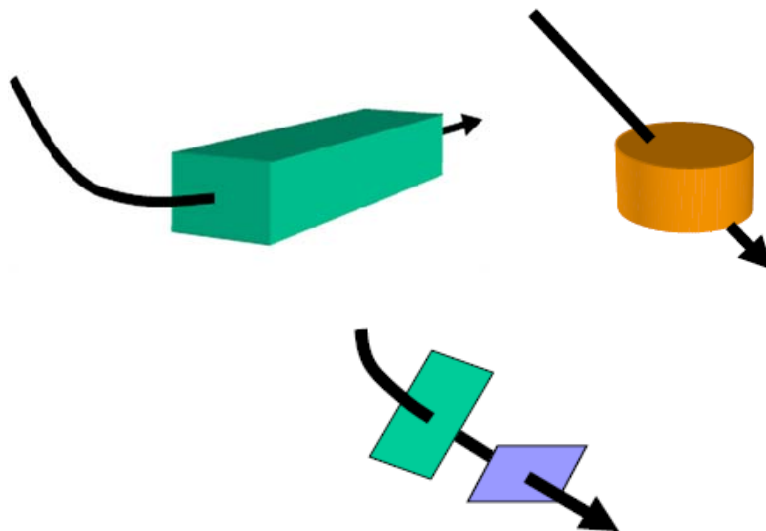


Figura II.14. Representación de objetivos según: su forma, tamaño e inclinación
Fuente: Archivos de PDVSA

II.2.15. Punto de Amarre o *Tie-On Point* ^[5]

El punto de amarre es el punto de referencia, donde MD, inclinación, Azimut, TVD, coordenadas Norte/Sur y coordenadas Este/Oeste son conocidas, todo cálculo de surveys inicia en esta referencia. Este punto puede ser una estación de survey seleccionada o un punto interpolado.

II.2.16. Desviación con *Bent Sub* o *Bent Housing Motor* ^[4]

Este método consiste básicamente en un elemento doblado (mostrado en la Figura II.15.) en el ensamblaje de fondo que desplaza a la mecha de la línea central del hoyo. El desplazamiento de la mecha resulta en una interferencia en la dirección que se venía trazando y esta a su vez ocasiona fuerzas laterales que empujan la mecha hacia a un lado. Mientras continúa la perforación, la curvatura del pozo se incrementa siendo controlada por el elemento doblado del ensamblaje de fondo.

de ejercer presión hacia las paredes de la formación con la fuerza adecuada para mantenerlas erguidas.

II.3. TIPOS DE POZOS

II.3.1. Según su Objetivo ^[7]

II.3.1.1. Estratigráficos ^[7]

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.3.1.2. Productores ^[7]

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.3.1.3. Inyectores ^[7]

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.3.1.4. De Alivio ^[7]

Son pozos que se perforan en caso de una emergencia y que por esta razón no se planifican desde el inicio de la explotación en ningún campo. Se utilizan fundamentalmente para llegar a un pozo que se encuentre descontrolado y de esta forma aliviar la presión en el mismo mediante la canalización de los fluidos de manera controlada hasta la superficie.

II.3.2. Según el Tipo de Perforación ^[8]

II.3.2.1. Verticales ^[8]

Un pozo vertical es aquel pozo en el cual su trayectoria se encuentra dentro de un cilindro imaginario formado por las bases de la torre de perforación cuyo centro es la mesa rotatoria y nunca rebasa la superficie del mismo. Como se muestra en la Figura II.16.

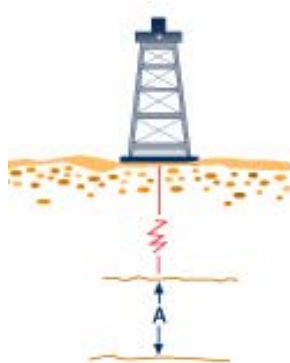


Figura II.16. Representación de un pozo vertical
Fuente: Archivos de PDVSA

II.3.2.2. Direccionales ^[8]

Son aquellos pozos a los que intencionalmente se les desvía su trayectoria de la vertical a medida que aumenta la profundidad, con el fin de alcanzar el objetivo. Hay diversas razones por las cuales perforar un pozo direccional, como por ejemplo que el objetivo sea imposible de alcanzar verticalmente por algún tipo de

obstrucción en superficie o sencillamente que se quiera obtener una mayor área de contacto con el yacimiento. Como se muestra en la Figura II.17.

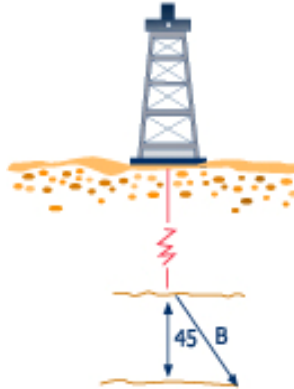


Figura II.17. Representación de un pozo desviado
Fuente: Archivos de PDVSA

II.3.2.3. Inclínados ^[8]

Son aquellos pozos que al perforar la arena productora lo hacen con cierta desviación con respecto a la vertical, medida desde el centro de la torre de perforación. El ángulo de penetración dependerá de varios factores como la capacidad del taladro, los equipos disponibles y el diseño del pozo. Como se muestra en la Figura II.18.

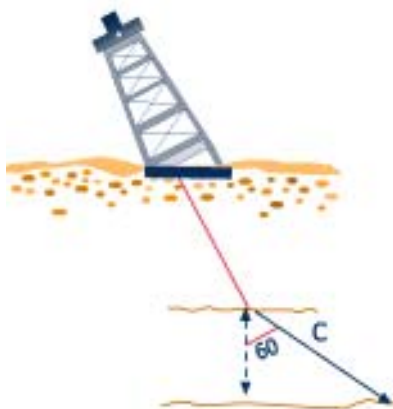


Figura II.18. Representación de un pozo inclinado
Fuente: Archivos de PDVSA

II.3.2.4. Horizontales ^[7]

Un pozo horizontal puede definirse como aquel que posee una inclinación superior a 80 grados respecto a la vertical al momento de penetrar la arena de interés, y además lo hace de forma paralela a los estratos y por al menos 150 pies. Se perfora fundamentalmente con el objetivo de aumentar el área de contacto con la arena a explotar y de esta forma aumentar la productividad una representación se estos se muestra en la Figura II.20. 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.

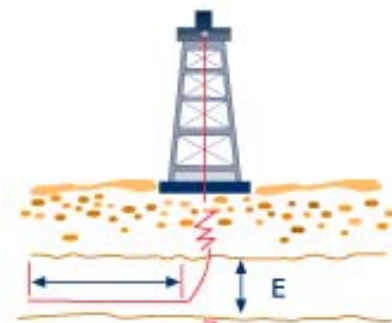


Figura II.19. Representación de un pozo horizontal
Fuente: Archivos de PDVSA

II.3.2.4.1. Tipos de Pozos Horizontales Según su Radio ^[9]

- Radio Ultra corto: La inclinación en estos pozos es aumentada muy rápidamente para llegar a los 90 grados en menos de 20 pies de profundidad. El diámetro del hoyo es solo ligeramente mayor al de la tubería de perforación y debido a la complejidad del mismo es difícil controlar la trayectoria del pozo en brazos muy largos por lo que no suelen ser mayores a 200 pies. Prácticamente no se puede utilizar ninguna herramienta puesto

que la tortuosidad del hoyo es demasiado alta. La tubería de perforación se corta al ras y se deja en el hoyo.

- Radio corto: Aquí la inclinación de los 90 grados se debe lograr en aproximadamente 30 pies. La sección horizontal puede prolongarse hasta los 1500 pies. No se pueden realizar mediciones en tiempo real durante la perforación debido a la alta curvatura del hoyo, sin embargo si se pueden realizar mediciones puntuales bajando herramientas colgadas por guayas.
- Radio Medio: En este tipo de pozos la distancia aproximada para llegar a los 90 grados de inclinación es mayor que en los casos anteriores, debe rondar los 400 pies. La sección horizontal puede ser alrededor de 4000 pies. Este tipo de pozo puede ser perforado con herramientas relativamente fáciles de obtener y a no tan elevado costo, además se pueden utilizar herramientas de medición en tiempo real lo que facilita el control de pozo.
- Radio Largo: Es el tipo de pozo horizontal que mayor alcance lateral y mayor radio tiene. Se pueden utilizar cualquier tipo de herramientas para medición en tiempo real. El radio de giro habitual está por los 1000 pies.

II.3.2.4.2. Tipos de Pozos Horizontales Según su Trayectoria ^[10]

A la hora de diseñar y construir un pozo horizontal existe otra clasificación que dependerá de la trayectoria que se pretende seguir con el mismo y que depende de en cuantos planos está construido:

- Pozos 2D: este tipo de pozos se mueve solo en dos dimensiones, es decir, es perforado en dos direcciones por lo que se puede decir que la sección direccional presenta un Azimut constante. Este tipo de pozos es más fácil de diseñar y construir por que se manejan y se deben controlar menos parámetros, sin embargo en algunos tipos de arreglos como las macollas pueden toparse con algunas limitaciones.
- Pozos 3D: como el nombre lo indica en este tipo de pozos se maneja un Azimut variable y por lo tanto se mueve en tres direcciones. La complejidad del diseño y perforación es mayor que en un Pozo 2D puesto que se manejan

algunos parámetros adicionales como una tasa de construcción adicional que debe ser controlada.

II.3.2.4.3. Secciones de los Pozos Horizontales ^[10]

- Localización en superficie *Surface Location (SL)*: Es el punto sobre la superficie terrestre sobre el que se encuentra ubicado el pozo, durante la perforación en este punto está ubicado el taladro y demás equipo de perforación. Cuando el pozo está completado aquí se ubicará el cabezal del mismo.
- Sección Vertical: Es el tramo del pozo que tiene la particularidad de carecer de inclinación o dicho de otra manera, tiende a tener 0 grados de desviación.
- Punto de Arranque o *Kick Off Point (KOP)*: es el punto que une la sección vertical con la primera sección de cambio de ángulo, es decir es el punto donde comienza la desviación del hoyo.
- Sección de Construcción: también es conocida como la sección curva y es aquella en la cual intencionalmente se desvía el pozo y donde constantemente a lo largo de toda su longitud el ángulo de inclinación está variando a una tasa estipulada.
- Fin de construcción o *End of Build (EOB)*: es el punto de finalización de la sección curva, aquí nuevamente la tasa de construcción de ángulo del pozo tiende a tomar un valor de cero grados.
- Sección Tangencial: es la sección que inicia en el punto EOB y en cuya extensión no deberá existir tasa de desviación en el pozo, es decir la inclinación con la que se llegó al punto EOB será la misma con la que finalice la sección tangencial.
- Punto de asentamiento o *Landing Point (LP)*: Es el punto donde se obtiene el ángulo de desviación máximo del pozo es decir donde en teoría se alcanzan los noventa grados de inclinación y es usado generalmente para asentar el revestidor intermedio.
- Sección Lateral: Es todo el segmento del pozo que navega dentro de la arena de interés, es también conocida como brazo del pozo. En esta sección por lo

general se asienta el *liner* ranurado de producción. Se espera que en esta sección no exista tasa de inclinación.

- Punto final: Es el punto donde finaliza el pozo, aquel que tiene la mayor MD y el más alejado de la vertical donde se inició la construcción del pozo. Este punto junto con el LP determinará el brazo del pozo.

II.3.2.4.4. Pozo Horizontal de Doble Curvatura

Es un tipo de pozo horizontal que tiene la particularidad de poseer dos secciones de construcción de ángulo y dos secciones tangenciales, siendo la segunda el brazo o sección horizontal. Este tipo de pozo es comúnmente usado cuando se requiere instalar una bomba como sistema de levantamiento, tal como es el caso en la mayoría de las perforaciones de la FPO. Este es el tipo de pozo en el cual se basa el desarrollo del T.E.G.

II.3.2.5. Multilaterales ^[8]

Son pozos en los cuales a partir de un hoyo principal vertical, horizontal u inclinado se desprenden dos o más hoyos en cualquier sentido y dirección que bien pueden estar dirigidos a la explotación de una sola arena o varias. Al final toda la producción será transportada hasta superficie por el hoyo principal que puede poseer una completación sencilla o múltiple. Los pozos multilaterales se pueden clasificar según varios criterios: (1) según el número de ramificaciones que posea se clasifican en dual, tri-lateral, quadri-lateral, etc., (2) según la configuración bajo la cual se perforaron las ramificaciones se pueden clasificar en apilados, opuestos o planos, (3) según los planos imaginarios en los que se ubiquen el conjunto de ramificaciones pueden ser en el mismo plano horizontal, en el mismo plano vertical o en el mismo plano inclinado.

Los pozos multilaterales constan de un hoyo principal perforado de manera vertical o inclinada y del cual se desprenden todos los demás hoyos que son llamados Lateral A, Lateral B y así sucesivamente. Finalmente los pozos

multilaterales también se pueden clasificar de acuerdo al tipo de completación usada.

II.3.2.5.1. Clasificación de los Pozos Multilaterales Según el Tipo de Completación ^[11]

- Sistemas Categoría 1: en este tipo de pozos tanto el hoyo principal como el lateral se encuentran sin revestidor, es decir poseen una completación a hoyo desnudo.
- Sistemas Categoría 2: Este sistema posee el hoyo principal revestido y cementado pero el lateral no se encuentra cementado y permanece a hoyo desnudo. Puede ser construido utilizando una ventana en el revestidor o herramientas de desvío recuperables.
- Sistemas Categoría 3: En este caso el hoyo principal se encuentra revestido y cementado y el lateral también se encuentra revestido pero no cementado, adicionalmente hay integridad mecánica entre el lateral y el hoyo principal que se logra colgando el revestidor o la camisa directamente sobre el hoyo principal.
- Sistemas Categoría 4: tanto el hoyo principal como el hoyo lateral se encuentran revestidos y cementados, existe integridad de presión en el sistema.
- Sistemas Categoría 5: en este sistema se logra un aislamiento hidráulico completo, por lo que se necesita una completación dual en el hoyo principal a la altura de la unión entre este y el hoyo lateral además claro de un aislamiento mediante unas empacaduras.
- Sistemas Categoría 6: Se utiliza el mismo revestidor junto con una empacadura para proveer un aislamiento hidráulico total sin necesidad de un equipo de completación adicional.

II.4. MACOLLAS ^[12]

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.4.1. Macollas en la FPO

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 atrapado 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.4.2. Tipos de Macollas Según su Arreglo

Existen diversos tipos de macollas, las cuales poseen distintas formas y distribuciones de las trayectorias de los pozos que las conforman, por ejemplo, macollas con pozos únicamente en dos dimensiones con un formato radial las cuales consisten en un arreglo de los pozos de tal manera que la separación entre ellos se da a partir de la orientación inicial de los mismos, formando normalmente desde una vista de superficie, una especie de elipse o círculo al unir los puntos finales de cada pozo. También existen macollas que utilizan gran cantidad de pozos con reentradas entre otras configuraciones, pero unas de las propuestas más usadas en la actualidad consiste en la elaboración de macollas en lo que se conoce

como arreglo tipo tenedor; estas macollas poseen pozos con trayectorias en tres dimensiones y dos dimensiones las cuales dirigen a los mismos hasta que sus brazos horizontales se sitúan prácticamente paralelos uno del otro, en estos arreglos también se acostumbra situar, siempre que sea posible distintos niveles dentro de cada brazo de la macolla, es decir, varios pozos cuyos objetivos estén situados en coordenadas similares pero a diferentes profundidades.

Como los ya mencionados, existen muchas otras configuraciones las cuales dependerán del área a desarrollar, y necesidades de la empresa que planifique el proyecto.

II.5. FASES DE DISEÑO DE UN POZO ^[13]

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.5.1. Objetivos y Pozos Tipo ^[13]

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.5.2. Diseño de los Planes Direccionales ^[13]

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.5.3. Elaboración del Plan de Pozo o *Well Plan* ^[13]

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.5.4. Consulta a Empresas de Servicio y Operadoras ^[13]

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.5.5. Estructura de Costos ^[13]

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.

II.6. SISTEMAS Y EQUIPOS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Gracias a herramientas de reciente desarrollo es posible realizar perforaciones direccionales de manera más eficiente y precisa. Sin embargo la mayoría de los equipos disponibles en el mercado son adiciones que se emplean en los equipos de perforación tradicionales y lo adaptan para realizar perforaciones direccionales. A Continuación se describen brevemente los equipos más importantes.

II.6.1. Sistema de Rotación con *Top Drive* ^[6]

Es un sistema que consta de un motor hidráulico que genera la potencia para transmitir rotación a un eje inferior. Tiene en la parte superior una unión giratoria por la cual ingresa el fluido de perforación a la sarta. La velocidad de rotación es controlada por un panel de regulación de potencia eléctrica. Uno de los rasgos más significativos es que bajo este sistema se elimina el uso de mesa rotatoria y de cuadrante ya que la sarta rota directamente bajo la acción del motor que va colgado del bloque viajero. El sistema se caracteriza por su versatilidad y por ser más sencillo y práctico de manejar que los más antiguos. El sistema tiene dos propiedades básicas que lo hacen diferenciarse de los sistemas de rotación convencionales: (1) Posee la habilidad de transmitir fuerza de rotación a la sarta desde cualquier altura mientras se perfora es decir se pueden utilizar parejas de 90' en lugar de conectar las tuberías individualmente cada 30' en los casos que se utilice esa medida; en resumen puede ahorrarse el tiempo utilizado para realizar las conexiones y de esta manera culminar la perforación más rápido. (2) Puede sacarse la tubería del hoyo manteniendo la rotación lo cual ayuda a evitar atascamientos. Este sistema se muestra en la Figura II.20.

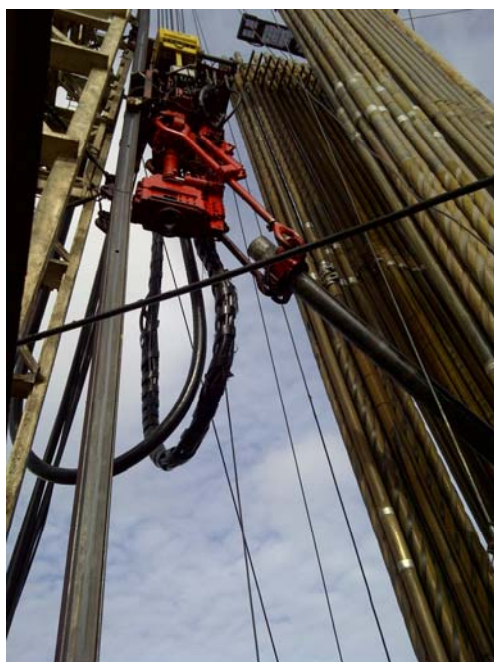


Figura II.20. *Top Drive*

II.6.2. Válvulas Impidierreventones o *Blow Out Preventer* “BOP” [6]

Son un conjunto de válvulas que están ubicadas en la parte superior del pozo estas se muestran en la Figura II.21.. Su función principal es impedir que salgan fluidos indeseados del pozo; son controladas por las cuadrillas de perforación y son accionadas solo en caso de que ocurran accidentes inesperados con las presiones de los fluidos y se pierda el control, con la finalidad de evitar incidentes mayores que generen pérdidas materiales o humanas. Por lo general el conjunto de impidierreventones de un pozo está formado por las siguientes válvulas: (1) La tipo anular que se coloca en la parte superior de la sarta y es la primera que se activa cuando sucede alguna eventualidad. Posee una goma reforzada que se despliega rápidamente y se sella en el espacio anular contra la tubería de perforación que se esté empleando en ese momento. (2) La tipo ariete que está diseñado solo para el tipo y dimensiones de la sarta que se está utilizando. Se emplea cuando existe un severo descontrol del pozo y puede incluso sostener el peso de la sarta cuando es activada. (3) Los Carretos de Perforación que son secciones que se colocan entre los impidierreventones y que poseen entradas en los laterales a los cuales van conectadas salidas a donde se puede desviar el flujo de ser necesario o donde se puede inyectar algún fluido que sirva para controlar el pozo.



Figura II.21. BOP

Fuente: www.ngoilgas.com

II.6.3. Sarta de Perforación ^[4]

Son una serie de tubos por lo general de acero, unidos entre sí comúnmente por un conjunto de roscas, lo que permite formar una tubería continua. En el fondo está unida a una mecha que se encarga de triturar o cortar todas las capas del subsuelo hasta llegar a la formación de interés. Durante el proceso de perforación es el único medio de comunicación entre la superficie y en las distintas formaciones que se atraviesan. Entre las funciones principales de la sarta de perforación destacan:

- Llevar el fluido de perforación desde la superficie hasta el fondo del hoyo para que cumpla con todas las funciones para las cuales ha sido diseñado.
- Transmitir la fuerza y el torque necesario para hacer que tanto la mecha como toda la sarta giren y de esta manera posibilitar la perforación.
- Mediante la aplicación controlada de esfuerzos determinar la trayectoria que tendrá el pozo.

La sarta de tuberías está compuesta por distintos elementos que poseen distintas funciones, algunos de ellos son imprescindibles y otros son agregados que ayudan a facilitar u optimizar todo el proceso. Entre esos elementos podemos encontrar los siguientes:

II.6.3.1. Tubería de Perforación ^[4]

Es la tubería más delgada y la menos resistente de todas, pero a su vez la que mayor extensión tiene. Conecta al ensamblaje de fondo con la superficie. Son cilindros huecos, de acero pesado que al conectarse entre sí, forman la parte superior-media de la sarta. Se muestra en la Figura II.22.



Figura II.22. Configuración estándar de una tubería de perforación.
Fuente: www.aliimg.com

II.6.3.2. Tubería Pesada ^[4]

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. Esta se muestra en la Figura II.23.

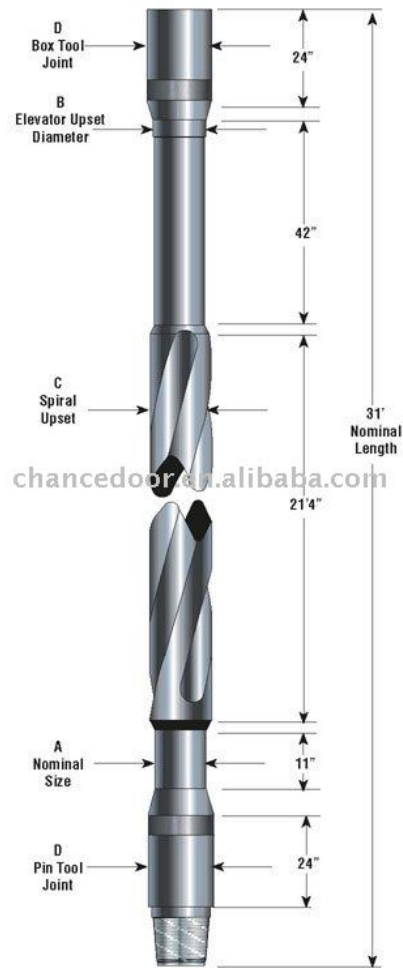


Figura II.23. Configuración estándar de una tubería pesada
Fuente: chancedoor.en.made-in-china.com

II.6.3.3. Portamechas ^[4]

Son las tuberías más gruesas y de mayor resistencia en la sarta. Además en algunos casos están elaboradas en un metal no magnético para que no interfieran con los instrumentos de medición utilizados en el ensamblaje de fondo. Son pesadas y van colocadas justo detrás de la mecha, lo que le proporciona una carga axial a la misma que es indispensable para continuar con el proceso de perforación.



Figura II.24. Portamechas
Fuente: www.bridgat.com

II.6.4. Ensamblaje de Fondo ^[14]

Es la sección inferior de la sarta de perforación y que contiene por lo general la mayoría de los equipos necesarios para direccionar el hoyo. Está compuesta por la mecha, los estabilizadores, el motor de lodo y las herramientas de medición fundamentalmente. Es el encargado de aportar el peso sobre la mecha y la fuerza rotacional necesaria para continuar perforando así como la desviación propiamente gracias al espaciado de los estabilizadores y el motor de fondo entre otros. Entre las partes más importantes del ensamblaje de fondo se pueden destacar las siguientes:

II.6.4.1. Mecha de Perforación ^[14]

Es la herramienta básica del proceso de perforación, la encargada de cortar y triturar la formación para abrirse paso entre esta. Está ubicada en el extremo inferior de la sarta y está sometida a grandes esfuerzos, es por ello que está construida con materiales muy resistentes. Existen muchos tipos de mechas para diferentes formaciones y con diferentes propósitos. Un modelo de mecha de perforación es mostrado en la Figura II.25.



Figura II.25. Mecha de Perforación
Fuente: es.tradekey.com

II.6.4.2. Motor de Lodo ^[14]

Son equipos que utilizan la fuerza hidráulica producida por el lodo que es bombeado al pozo a muy alta presión y la transforman en fuerza mecánica (rotación), lo que permite obtener el torque necesario para hacer girar la mecha que se encarga de triturar la formación. En un principio este sistema solo permitía que rotara la parte de la sarta que se encuentra debajo de el por lo que en toda la parte superior de la sarta no había rotación lo que ocasiona que el lodo tenga una menor capacidad de arrastre de ripios y por lo tanto menor limpieza de hoyo, la perforación continuaba por el deslizamiento de la sarta y esto generaba esfuerzo de arrastre muy altos y se convertía en una notable desventaja. Con la evolución de los equipos de desplazamiento positivo ahora es posible con un sistema auxiliar como por ejemplo un *Top Drive* hacer que gire toda sarta lo que disminuye notablemente los problemas anteriores, aunque el esfuerzo importante transmitido a la mecha es producido únicamente por el motor de fondo. Se muestra en la Figura II.26.

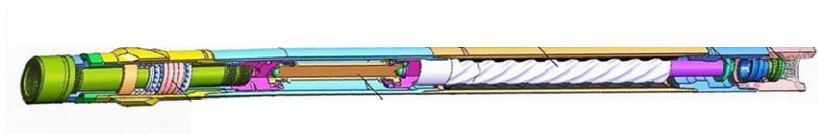


Figura II.26. Motor de fondo
Fuente: Modificado por Barreto y García

II.6.4.3. Estabilizadores ^[14]

Son secciones adicionales que se le colocan a la sarta de perforación específicamente en el ensamblaje de fondo y cuya función básica es la de mantener lo más estable posible la sarta para que el hoyo resulte lo más parecido al diseño ideal. Sin embargo estos accesorios poseen otra función muy importante como lo es la de determinar si el pozo aumentará, disminuirá o mantendrá su ángulo de desviación, esto dependiendo de la cantidad de estabilizadores colocados y del espaciamiento entre ellos. Mostrados en la Figura II.27.



Figura II.27. Estabilizadores
Fuente: www.tallersegovia.com

II.7. MEDICIÓN EN TIEMPO REAL ^[19]

Para poder controlar la direccionalidad del pozo es necesario llevar el registro de algunos parámetros que resultan ser claves en el proceso. Las herramientas de medición en tiempo real permiten llevar un registro al momento de estos parámetros y por lo tanto llevar un mejor control de la trayectoria del pozo puesto que se puede verificar si se va de acuerdo al plan establecido previamente y corregir relativamente rápido cualquier desviación no planificada.

II.7.1. Medición Durante la Perforación o *Measurement While Drilling* “MWD” [8]

Los sistemas de medición durante la perforación permiten enviar datos a la superficie sin necesidad de sacar la sarta del hoyo para retirar la herramienta y así poder acceder a la base de datos de la misma; esta información es enviada por pulsos de lodo que envía la herramienta y son registrados y decodificados en superficie. Los datos fundamentales registrados son la inclinación y dirección de la sarta pero además también puede capturar información acerca de la orientación de la cara de la misma. Uno de los parámetros más importantes para direccionar un pozo es la inclinación y el poder llevar un control al momento de la misma, permite una disminución significativa de la tortuosidad que se traduce en un pozo de mayor calidad. En un principio el uso de este artefacto tenía la desventaja de que debido al ensamblaje de fondo tenía que ser colocado hasta 75 pies detrás de la mecha, lo cual hacía que el ingeniero de direccional a cargo de la perforación tuviera que predecir para el momento de la medición como se estaba comportando la mecha que se encontraba a una distancia significativa en ese instante, es decir, luego de 75 pies era que el ingeniero podía apreciar realmente como se comportó el cambio de parámetros que aplicó. Sin embargo actualmente los avances tecnológicos en estas herramientas han permitido que puedan ser ubicadas a pocos pies de la mecha y de esta forma mejorar el control de la perforación optimizando aun más todo el proceso y reduciendo la tortuosidad, disminuyendo los trabajos de *sidetrack*, en resumen mejorando la calidad final del pozo. La herramienta es mostrada en la Figura II.28.



Figura II.28. Herramienta MWD

II.7.2. Perfilaje Durante la Perforación o *Logging While Drilling* “LWD” ^[16]

Al igual que el MWD esta herramienta también transmite información en tiempo real a la superficie a través de pulsos de lodo. Sin embargo está más orientada a la parte de captura de información petrofísica y del área de perfilaje. Debido a la naturaleza de la información recolectada esta ayuda a establecer gradientes de presión, definir porosidad, permeabilidad, detectar hidrocarburos e intentar identificar algunas de sus propiedades, evaluar la estabilidad y homogeneidad del pozo, identificar con mayor exactitud los cambios de litología y monitorear las profundidades a las cuales se han asentado los revestidores.

Es importante destacar que la interpretación de estos registros en el caso de pozos direccionales debe hacerse de manera especial y muy cuidadosa puesto que no existe una homogeneidad radial como en los pozos verticales y por ende los resultados pueden verse afectados por intercalaciones de algún material impermeable por ejemplo. . La herramienta es mostrada en la Figura II.29.



Figura II.29. Herramienta LWD

II.7.3. Toma de *Surveys* Direccionales ^[15]

Para realizar las mediciones en las distintas estaciones de *Survey* es necesario tener una serie de equipos que permiten determinar algunos parámetros que serán reportados. Algunos poseen mayor tecnología y efectividad que otros pero en líneas generales todos buscan el mismo resultado: que la perforación se adapte lo mejor posible al plan establecido. Entre los equipos tradicionales de toma de survey se pueden destacar los siguientes:

II.7.3.1. Compás ^[19]

Es un instrumento para determinar direcciones que consta de una aguja o barra imantada liviana que gira libremente sobre un pivote y apunta al norte magnético.

II.7.3.2. *Singleshot* Magnético ^[19]

Es un dispositivo diseñado para capturar una medida de *surveys* en el agujero, recuperándose en superficie. Este instrumento direccional usa un compás magnético mecánico para medir la información del *survey*; este se toma realmente como una fotografía de una cara del compás en una película de disco. La función

principal es que sea utilizado para orientar la cara de la herramienta direccional en el fondo del agujero. Los principales componentes de un *singleshot* magnético son: (1) un dispositivo receptor de las medidas de inclinación y dirección del agujero. (2) un soporte de la película de disco. (3) un ensamblaje de la unidad de la lámpara y el lente para la fotografía mecánica del compás. (4) Un dispositivo que activa la cámara para hacer una fotografía en el momento preciso. (5) Una caja de baterías que proporciona la energía para los componentes.

II.7.3.3. *Multishot* Magnético ^[19]

En realidad la forma de operar es bastante similar a la del *singleshot*. Se basa en la utilización de un compás magnético. La diferencia fundamental con los otros dispositivos es que esta captura múltiples imágenes en un rollo de película fotográfica de 8mm. Luego de ser recuperado del agujero se procesa y se lee la película. Tiene la particularidad de que solo puede ser usado si no existe interferencia magnética puesto que esto obviamente afectaría las mediciones. Los principales componentes de un *multishot* magnético incluyen: (1) un dispositivo receptor de las medidas de inclinación y dirección del agujero. (2) una cámara capaz de almacenar una película de 8mm en un rollo. (3) un ensamblaje de lámpara y lente para la fotografía mecánica del compás. (4) una unidad de solenoide para avanzar el rollo de la película. (5) un tiempo electrónico que activa la unidad del solenoide y la lámpara en un intervalo específico. (6) una caja de batería que proporciona la energía necesaria para los componentes.

II.7.3.4. Compás Magnético Electrónico ^[19]

El compás magnético electrónico consiste en sensores que miden el magnetismo de la tierra y la fuerza gravitacional de la misma, esto usando magnetómetros y acelerómetros, lo que en conjunto proporciona la dirección e inclinación del agujero.

II.7.3.5. *Singleshot* Magnético Electrónico ^[19]

El *Singleshot* magnético electrónico (EMS) es un sensor de *surveys* usado para tomar una medida en el agujero abierto para luego ser extraído del hoyo y en superficie obtener la data. El EMS consta de: (1) la probeta que contiene el sensor y todos los circuitos de los controles (la caja del sensor EMS incluye un magnetómetro y un acelerómetro gravitacional) (2) una caja de batería que proporciona la energía eléctrica para la probeta, (3) una cubierta externa protectora.

II.7.3.6. *Multishot* Magnético Electrónico ^[19]

El *Multishot* magnético electrónico (EMM) es un sensor de *surveys* que tiene los mismos componentes de un *singleshot* electrónico: (1) la probeta que contiene el sensor y todos los circuitos de los controles, (2) una caja de batería que proporciona la energía eléctrica para la probeta, (3) una cubierta externa protectora, (4) la caja del sensor EMM que está integrada en el protector del revestidor y colocado dentro de la tubería de perforación.

El agujero es registrado hacia arriba hasta el punto donde hay revestidor, mientras se saca la tubería. La probeta es programada para que tome cada medida de *survey* en un intervalo de tiempo predeterminado y registra la data cruda del agujero, la cual es almacenada en una memoria. Una vez que la probeta es sacada hasta superficie, la información del hoyo es trasferida a una computadora que calcula la dirección e inclinación del agujero abierto. La profundidad y el tiempo de recorrido hasta superficie son combinados con las medidas completas de *surveys* del agujero, usando estas para calcular las coordenadas del *survey*.

II.7.4. Interferencia Magnética de la Sarta de Perforación ^[15]

La interferencia magnética de la sarta de perforación incluye todas las influencias que puedan distorsionar el campo geomagnético estándar de la tierra, causando errores en las lecturas de los *surveys* magnéticos.

II.7.4.1. Interferencia Axial ^[15]

La interferencia axial es comúnmente referida como la interferencia magnética de la sarta de perforación. Esta es causada por la magnetización del BHA y los componentes de la sarta de perforación. Genera un campo magnético local que afecta a sensor del MWD lo que ocasiona un error de desfase en el resultado del azimut. Dicho error incrementa con la latitud y la inclinación y es más significativo cuando se perfora de Este a Oeste (a través de la línea del campo magnético de la tierra).

II.7.4.2. Interferencia Axial Cruzada ^[15]

Es la interferencia axial que incluye todos los componentes que actúan perpendicular al eje z, esta interferencia la puede causar un pez, la formación, la proximidad de otro pozo, etc.; la influencia de esta interferencia dependerá de su fuerza de magnetismo y de la distancia del sensor del MWD. En casos donde esta interferencia es inevitable se recomienda la utilización de un instrumento giroscópico.

II.8. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO o CASING ^[8]

Es un tubular que se utiliza para cubrir las paredes del pozo. Se usa para aislar zonas problemáticas o zonas con las cuales no se quiera tener contacto bien sea durante la perforación o durante la vida útil del pozo como zonas de alta producción de agua, alta producción de arena o sencillamente zonas de alta presión. Por lo general está constituido por diferentes etapas de diversos diámetros y espesores así como diversos materiales diseñados para soportar algunas especificaciones en concreto.

Las tuberías de revestimiento se pueden dividir en dos grandes grupos, las tuberías de revestimiento largas conocidas como *Casing* y las tuberías de revestimiento cortas llamadas *Liners*. Los *Casing* son aquellas que se extienden

dentro del pozo desde la superficie mientras que los *Liners* son las que se cuelgan dentro del pozo desde un *Casing* superior, es decir no llegan a la superficie.

II.8.1. Tipos de Revestidor

II.8.1.1. Revestidor Conductor ^[8]

Es la primera tubería de revestimiento que se coloca en el pozo por lo tanto está superior a todas. Tienen grandes diámetros puesto que con el asentamiento de revestidores posteriormente el diámetro del hoyo irá disminuyendo. Por lo general tienen longitud reducida y se cementan hasta superficie. Su función principal es evitar que los sedimentos no consolidados más superficiales caigan al hoyo así como también servir para colocar cualquier equipo que sea necesario en superficie durante la perforación o completación del pozo.

II.8.1.2. Revestidor de Superficie ^[8]

Este revestidor se escoge para cubrir zonas problemáticas relativamente someras como acuíferos o zonas de pérdida de circulación. En algunos casos existe una profundidad establecida por la ley para colocar este tipo de revestidores a fin de evitar la contaminación de acumulaciones de agua dulce que puedan ser de particular interés. Adicionalmente este revestidor sirve de sustento a las válvulas impiderreventones y es cementado hasta superficie.

II.8.1.3. Revestidor Intermedio y Camisas de Perforación ^[8]

Se utilizan fundamentalmente para evitar problemas puntuales que puedan surgir durante el proceso de perforación del pozo. Algunos de estos problemas pueden ser por ejemplo cubrir zonas de pérdida de circulación o por el contrario zonas donde puedan ocurrir potenciales arremetidas, aislar zonas de lutitas hinchables que puedan ocasionar el desmoronamiento de las paredes del hoyo y dificultar la

perforación entre otros. Dependiendo del problema que se quiera controlar puede ir cementado total o parcialmente.

II.8.1.4. Revestidor de Producción ^[8]

Este revestidor se ubica directamente en la zona donde se encuentra la arena de interés. También puede ser completado selectivamente para aislar y producir solo la zona deseada y evitar zonas de fluido indeseables aunque se encuentren en el mismo yacimiento o en estratos adyacentes. Puede ser cementado o no y de esto dependerá si es cañoneado.

II.9. CEMENTACIÓN ^[17]

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.9.1. Tipos de Cemento ^[17]

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.9.1.1. Clase A ^[17]

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.

II.9.1.2. Clase B ^[17]

Este cemento se utiliza cuando hay condiciones moderadas a altas de resistencia al sulfato.

II.9.1.3. Clase C ^[17]

Usado generalmente cuando se requiere que el cemento soporte condiciones de esfuerzo extremo.

II.9.1.4. Clase D ^[17]

Se utiliza para pozos que desde el inicio se conoce que tendrán que soportar condiciones de moderada presión y temperatura.

II.9.1.5. Clase E ^[17]

Es generalmente usado en pozos muy profundos para soportar condiciones de alta presión y alta temperatura.

II.9.1.6. Clase F ^[17]

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.

II.9.1.7. Clase G y H ^[17]

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.10. TERMINACIONES DE POZOS CON SECCIONES HORIZONTALES ^[11]

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

II.10.1. Hoyo Desnudo ^[11]

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.10.2. *Liner* No Cementado en Hoyo Desnudo ^[11]

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.10.3. *Liner* Ranurado No Cementado en Hoyo Desnudo con Aislamiento Parcial por Empacaduras Externas al Forro ^[11]

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.10.4. *Liner* Corriente Cementado y Cañoneado ^[11]

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.10.5. Criterios de Selección de Terminación ^[11]

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.10.5.1. Tipo de Roca que Conforman el Horizonte Productor ^[11]

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.10.5.2. Tipo de Pozo ^[11]

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.10.5.3. Daño por el Fluido de Perforación y su Remoción ^[11]

Este criterio se refiere mayormente a si serán o no necesarias operaciones de limpieza del hoyo luego de completado el mismo. Se debe tratar de determinar que tanto daño ha sido causado por el fluido durante la perforación y de esta manera determinar cuáles serán las medidas a aplicar. En el caso de que haya una gran afectación sería recomendable de ser posible aplicar el método de forro cementado y cañoneado puesto que con el cañoneo se trataría de sobrepasar la zona afectada.

II.10.5.4. Estimulación Después de la Terminación ^[11]

En caso de formaciones con muy baja permeabilidad o que por alguna razón requieran algún tipo de estimulación lo recomendable sería realizar una completación con forro cementado y cañoneado puesto que permite llevar un mejor control de la operación y en adición permite hacer estimulaciones selectivas.

II.11. SECCIONES HORIZONTALES EN LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS Y VISCOSOS ^[11]

II.11.1. Producción en Frío ^[11]

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.11.2. Producción Térmica ^[11]

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.12. METODOS DE CÁLCULO PARA TRAYECTORIAS DE POZOS ^[18]

Los métodos de cálculo de trayectorias, muestran lo que los modelos matemáticos de cálculo intentan describir, estos se basan en su mayoría en formas geométricas o superficies las cuales ayudan a representar la forma en la que el hoyo se comportaría. Algunos de estos métodos son:

II.12.1. Método de Mínima Curvatura ^[18]

Basa el trazado de las trayectorias en la periferia de una circunferencia, es decir, el trazado de la trayectoria debe ser de ángulos constantes, en tres dimensiones la trayectoria simula la periferia de una esfera. Utiliza el arco de la circunferencia para compensar diferencias de longitudes.

II.12.2. Método de radio de curvatura ^[18]

Este método se basa en la utilización de la superficie de un cilindro como base para realizar el cálculo de las trayectorias.

II.12.3. Método de Angulo Promedio ^[18]

Este método utiliza como base para realizar el cálculo de trayectoria, el promedio de la inclinación y el azimut de cada dos mediciones.

II.12.4. Método de Balance Tangencial ^[18]

Este método es muy similar al método de mínima curvatura, con la diferencia que no compensa las diferencias de longitudes, por lo tanto presenta pequeñas diferencias al momento de exponer los resultados.

II.13. ANALISIS ANTICOLISIÓN ^[18]

La colisión de pozos que se perforan con poco distanciamiento siempre es un riesgo, por lo que existen herramientas que permiten disminuirlo, de tal manera de realizar la perforación más segura.

II.13.1. Métodos De Escaneo o *Scan Method* ^[18]

Los métodos de escaneo, son aquellos métodos que permiten determinar la distancia entre dos o más pozos vecinos, tanto en la planificación como una vez perforados. Para determinar esta distancia existen distintos métodos, estos son:

II.13.1.1. Aproximación Más Cercana en Tres Dimensiones o *Closest Approach 3D* ^[18]

Este método calcula la distancia más cercana al pozo vecino, utilizando una burbuja imaginaria que se expande hasta llegar al primer punto del otro pozo que queda tangente a la circunferencia de la burbuja, en donde se calculara la menor distancia entre ambos pozos. Un esquema de este método se presenta en la figura II.30.

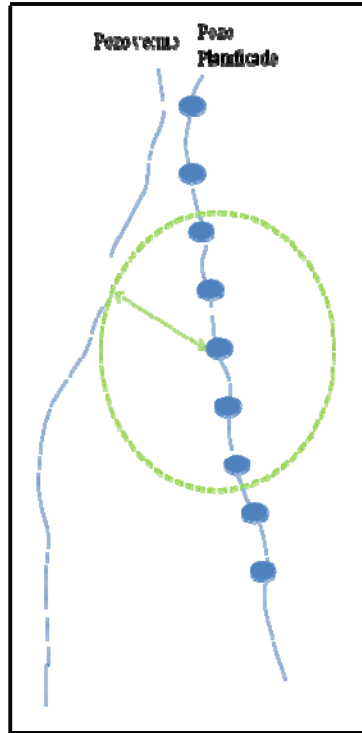


Figura II.30. Aproximación más cercana en tres dimensiones

II.13.1.2. Plano Horizontal o *Horizontal Plane* ^[18]

Este método calcula la distancia al pozo vecino en un plano horizontal, lo cual lo hace adecuado para pozos verticales y no para pozos desviados. Un esquema de este método se presenta en la figura II.31.

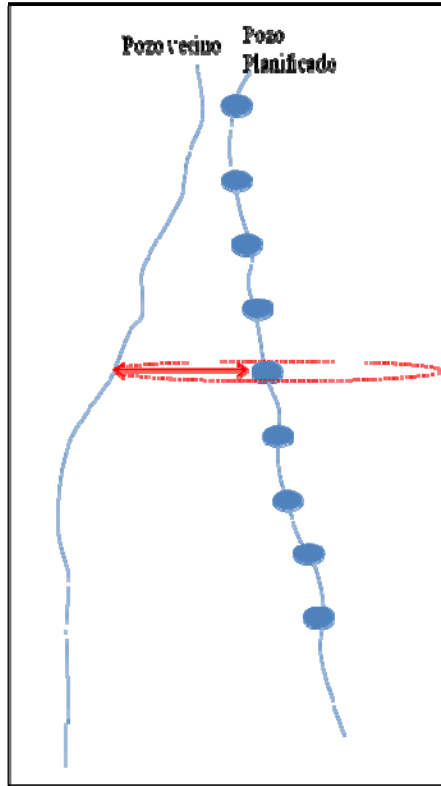


Figura II.31. Plano Horizontal

II.13.1.3. Cilindro Viajero o *Travelling Cylinder* ^[18]

Este método utiliza un plano perpendicular a la trayectoria del pozo, que simula una sección de un cilindro, cuyo eje es paralelo a la línea del pozo en ese punto, y dicho plano calculará la distancia en el lugar en que se encuentre con el pozo vecino. Un esquema de este método se presenta en la figura II.32.

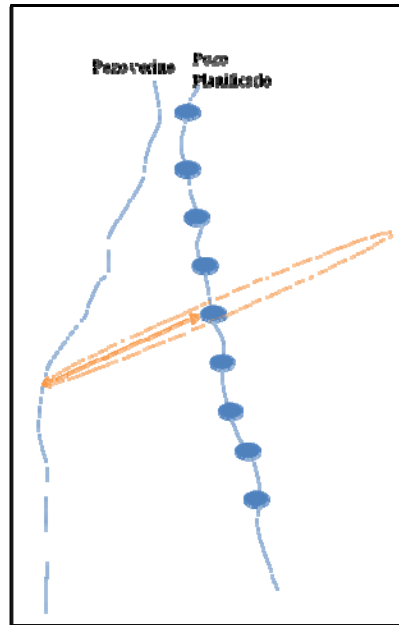


Figura II.32. Cilindro Viajero

II.13.2. Superficie de error o *Error Surface* ^[18]

La superficie de error determina la forma en la cual se calcula el radio de error entre dos trayectorias para realizar el cálculo del factor de separación en el análisis anticolidión; la fórmula utilizada para determinarlo es mostrada en la ecuación IV.1.

$$\text{Factor de separación} = \frac{\text{Separación Centro-Centro}}{\text{Radio del pozo 1} + \text{Radio del pozo 2}} \quad [\text{IV.1}]$$

Los Modelos de error serán usados a gusto del consumidor o compañía, estos son:

II.13.2.1. Cónico Elíptico o *Elliptical Conic* (Optimista) ^[18]

Este método contempla la superficie de error asumiendo es una elipse cuyos ejes mayor y menor son perpendiculares a la trayectoria del pozo. Los radios de error son determinados gracias a la proyección del elipsoide en el plano centro a centro

formado entre el pozo planificado en el punto del análisis y el punto más cercano del pozo vecino.

II.13.2.2. Cónico Circular o *Circular Conic* (Conservativa) ^[18]

Utiliza el eje mayor del elipsoide de error para definir el radio de una esfera alrededor de la trayectoria del pozo, y al igual que en el caso anterior el radio de error queda definido por la intersección del plano centro a centro, que va desde el pozo analizado en el punto de estudio hasta el punto más cercano del pozo vecino, con la superficie de la esfera.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La república Bolivariana de Venezuela está ubicada en Suramérica, cuenta con una superficie continental e insular de 916.445 Km² y con una presencia marítima de 860.00 Km², 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.



Figura III.1. Venezuela en el mundo
Fuente: www.misionvenezuela.org

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 Km² y limita al sur por el río Orinoco. Actualmente existe un área de explotación de crudos extra pesados de 11.555 Km². 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.



Figura III.2. Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela
Fuente: Archivos de PDVSA

Cada uno de estos bloques se subdividen de tal manera de que empresas mixtas o esfuerzos propios de PDVSA puedan explotarlos en un área delimitada. Dentro de estas empresas mixtas se encuentra Petroindependencia, empresa la cual posee la concesión dentro del bloque de Carabobo por los bloques: Carabobo 2 Sur, Carabobo 3 Norte y Carabobo 5

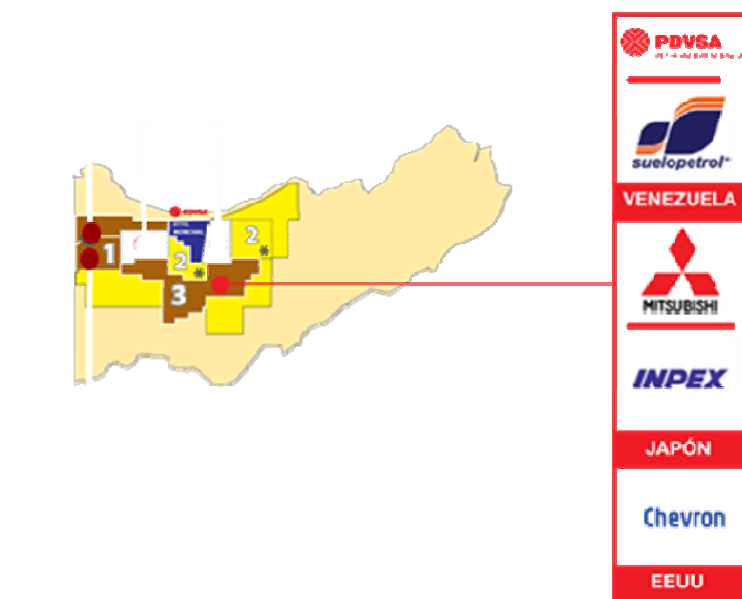


Figura III.3. Petroindependencia en el Bloque Carabobo
Fuente: Modificada por Barreto y García

El bloque Carabobo dos (2) se encuentra ubicado en el Oriente de Venezuela a unos 60 kilómetros al NE de Ciudad Bolívar y 70 kilómetros al NO de la ciudad de Puerto Ordaz. Se ubica en su parte noreste y este dentro de la jurisdicción de Maturín en el Estado Monagas y sus partes noroeste, suroeste sur y sureste, dentro de la jurisdicción de Barcelona en el estado Anzoátegui.

El bloque Carabobo tres (3) se encuentra ubicado en el oriente de Venezuela, al noreste del área de Carabobo a unos 30 kilómetros al norte de la Ciudad de Puerto Ordaz. Se ubica dentro de la jurisdicción de Maturín en el estado Monagas

El bloque Carabobo cinco (5) se encuentra ubicado en el oriente de Venezuela a unos 55 kilómetros al NE de Ciudad Bolívar y 65 kilómetros al NO de la Ciudad de Puerto Ordaz. Se ubica dentro de la jurisdicción de Barcelona en el Estado Anzoátegui. Colinda al Norte con la empresa mixta PETROMONAGAS.

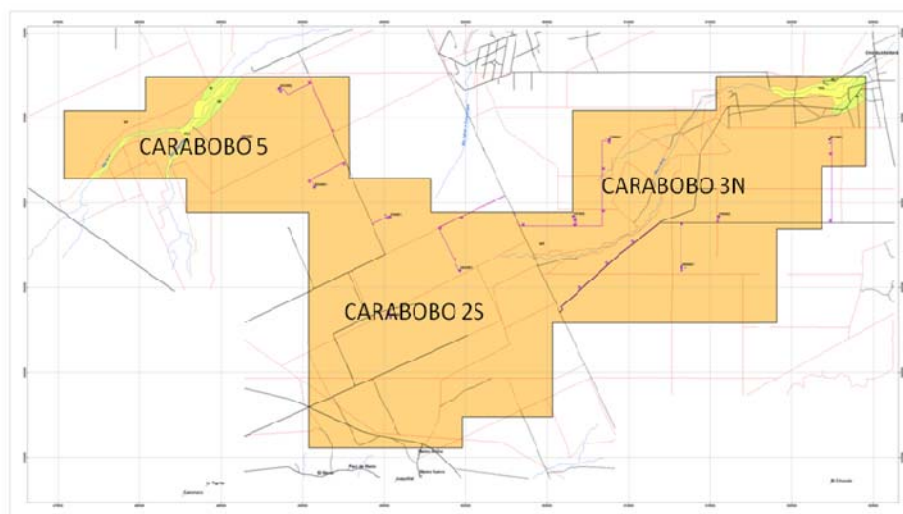


Figura III.4. Bloques pertenecientes a Petroindependencia
Fuente: Archivos de PDVSA

III.1. GENERALIDADES

La empresa Mixta Petroindependencia está integrada por PDVSA con una participación del 60%, y por el accionista minoritario, con una participación del 40%, y tendrá un plazo de duración de 25 años contados a partir de la publicación en Gaceta Oficial del decreto que transfiere a la empresa mixta el derecho de ejercer actividades primarias en el área asignada, prorrogable conforme a lo establecido en el acuerdo de la Asamblea Nacional.

Petroindependencia tendrá responsabilidad exclusiva por las actividades primarias en los bloques Carabobo 2 Sur, Carabobo 3 Norte y Carabobo 5, así como por las actividades de mejoramiento, mezcla y comercialización.

El área de producción seleccionada para la ejecución del proyecto es de 220,84 Km² en la parte sur del bloque Carabobo 2, de 203,94 Km² en la parte norte del bloque Carabobo 3 y de 109,99 Km² en el bloque Carabobo 5. Dichas áreas cumplen con los objetivos de producción antes indicados, para desarrollar las reservas de hidrocarburos satisfaciendo los compromisos referentes al potencial de producción durante el periodo de duración de la empresa mixta.

El yacimiento asociado a las áreas de negocio presenta características similares a las existentes en las áreas de explotación actuales, dentro del área de Carabobo. Las profundidades entre 700 y 2500 pies a las cuales se enmarcan los Miembros Jobo, Pílon y Morichal en las áreas consideradas son favorables para la movilidad de los hidrocarburos lo cual impactará favorablemente a futuro en la producción de petróleo pues en dichas áreas se presentan viscosidades de petróleo entre 4000 y 30000 cP.

II.2. ESTRUCTURA EN BLOQUE CARABOBO

La configuración estructural en el área Carabobo es un suave e irregular homoclinal fallado de rumbo este-oeste a noreste-suroeste y buzamiento general al norte-noroeste, el cual se inclina de manera general hacia el norte con ángulo de 2-4°. Las fallas de tipo normal afectan principalmente al basamento y la parte inferior de la secuencia estratigráfica terciaria suprayacente. El callamiento principal tiene orientación noreste-suroeste y buzamientos al sur oeste y su este. También se observan algunas fallas de orientación noroeste-sureste, este-oeste y norte-sur, con buzamientos de orientación variable. Las fallas del basamento se formaron antes de la sedimentación de las formaciones terciarias y se reactivaron con cada evento tectónico que ocurrió al norte de Venezuela, entre las placas Caribe y Sudamérica, desde el Mioceno al presente, así como también, se formaron nuevas fallas que solo afectan a la secuencia sedimentaria. El desplazamiento vertical de las fallas que afectan el basamento y la parte inferior de la secuencia sedimentaria varía de 50 a 200 pies.

II.3. ESTRATIGRAFÍA

III.3.1. Estratigrafía Regional

La columna estratigráfica de Carabobo comienza (partiendo desde el miembro más viejo al más joven) con un complejo ígneo-metamórfico de edad Pre-Cámbrico que se constituye como Basamento. Le sigue en contacto discordante el

grupo Temblador de Edad Cretácica; luego en contacto discordante con la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio con sus cuatros miembros como lo son: Morichal, Yabo, Jobo y Pílon; siguiendo la Formación Freites de edad Mioceno Superior y por último las Formaciones Las Piedras-Mesa que corresponden al Plioceno-Pleistoceno y que además no es posible diferenciarlas en el área de la Faja. Una descripción detallada de cada una de las secuencias geológicas presentes en el área de estudio se presenta a continuación:

III.3.1.1. Basamento

Está representado por rocas ígneas y metamórficas con edades mayores a los 1300 m.a. La litología que predomina está definida por granitos, gneises, anfibolitas y esquistos. Constituye una superficie erosionada de forma irregular, fallada y con paleorelieves, más fuertes hacia el sur que en la región norte. En los perfiles de pozos y en las secciones sísmicas resulta ser un marcador regional muy bien diferenciado y de fácil reconocimiento.

III.3.1.2. Formación Oficina

En el área de Carabobo, la Formación Oficina mantiene la condición de ser la más importante desde el punto de vista petrolífero. También permanece la subdivisión estratigráfica que se estableció en los campos tradicionales del Norte en 4 miembros: Miembro Morichal para las arenas basales. Miembro Yabo para el intervalo lutítico que separa al Miembro Morichal del Miembro Jobo, que a su vez contiene las arenas superiores de la formación Oficina. Por último un intervalo predominantemente lutítico denominado miembro Pílon que va desde el tope del miembro Jobo hasta el tope de la Formación Oficina.

III.3.1.2.1. Miembro Morichal

Es el más profundo de todos, representado por una secuencia de arenas transgresivas cuarzosas de color marrón, de grano medio con pobre escogimiento,

poco consolidadas, intercaladas con capas de lutitas y limolitas con presencia de intervalos de carbón. Hacia la base del intervalo existen arenas masivas poco consolidadas asociadas a un ambiente fluvial donde pueden encontrarse espesores importantes, mientras que en la sección media y superior se observan arenas intercaladas con lutitas y limolitas con presencia de carbones que fueron depositados en un ambiente deltaico en el que los espesores de arena son menores. Hacia el este de Carabobo el miembro Morichal se va reduciendo hasta desaparecer y acuñarse contra el Alto de Uverito. El contacto inferior es discordante con el basamento ígneo-metamórfico al sur y con el cretácico al norte y concordante en el tope con el miembro Yabo de la misma formación.

III.3.1.2.2. Miembro Yabo

Está conformado por una sección lutítica que separa los miembros Morichal y Jobo. Es una lutita transgresiva de color gris verdoso con intercalaciones de areniscas de grano fino, calcáreas y fosilíferas. Este miembro está definido muy claramente en campos localizados al norte del bloque, pero hacia el sur se vuelve más arenoso, en donde en ocasiones la arena asociada a dicho miembro presenta saturación de petróleo. Los contactos inferior y superior de Yabo son concordantes con las arenas del miembro Morichal y con las secuencias de lutitas carbonosas y arenas del Miembro Jobo.

III.3.1.2.3. Miembro Jobo

Está constituido por una alternancia de arenas, lutitas y limolitas que tienden a hacerse más arenoso hacia el tope mostrando buenas saturaciones de petróleo, por lo que este miembro constituye el segundo en importancia dentro de la formación Oficina después del Miembro Morichal. Este miembro al igual que Morichal se acuña contra el basamento al Sur y hacia el Este contra el Alto de Uverito.

III.3.1.2.4. Miembro Pílon

Representa la parte superior de la Formación Oficina que suele caracterizarse hacia los campos del Norte por una sección arcillosa transgresiva con escasos lentes de arena, en dirección al Sur (dentro del área de Carabobo) esta unidad sedimentaria incrementa su carácter arenoso mostrando espesores de arena neta petrolífera de 140 pies hacia el este del área. Los contactos tanto superior e inferior son transicionales.

III.3.1.3. Formación Freites

Suprayacente y concordante con la formación Oficina, la formación Freites está definida como un intervalo lutítico (en los campos ubicados al norte del bloque Carabobo) que a medida que se aproxima al sur se vuelve más arenoso. Suele resultar difícil separar Oficina de Freites usando solamente perfiles eléctricos dado que el Miembro Pílon (tope de la formación Oficina) y la formación Freites son lutíticos y además sus contactos son concordantes, por lo que es necesario la utilización de otros métodos como bioestratigrafía. La formación Freites representa el sello regional para los yacimientos de hidrocarburos de la Faja y por debajo de este se encuentran los primeros reservorios de hidrocarburo como lo son los miembros Jobo y Pílon que suelen entrapar ocurrencias menores de crudo pesado.

III.3.1.4. Formación Mesa-Las Piedras

De edad Pleistoceno a Plioceno constituye la formación más somera por debajo de la superficie del área de Carabobo. Ocupan el tope de la columna sedimentaria en toda el área de la Faja y además estas formaciones no se diferencian entre sí, por lo que suelen considerarse como una sola unidad. La litología es homogénea, consistiendo en gruesos paquetes de arena de grano grueso y gravas con cemento ferruginoso con menores cantidades de limolitas carbonosas y lutitas. Estas formaciones no contienen hidrocarburos pero sí almacenan grandes cantidades

agua dulce que puede utilizarse para uso doméstico o en procesos de generación de vapor, desalación de crudos, etc.

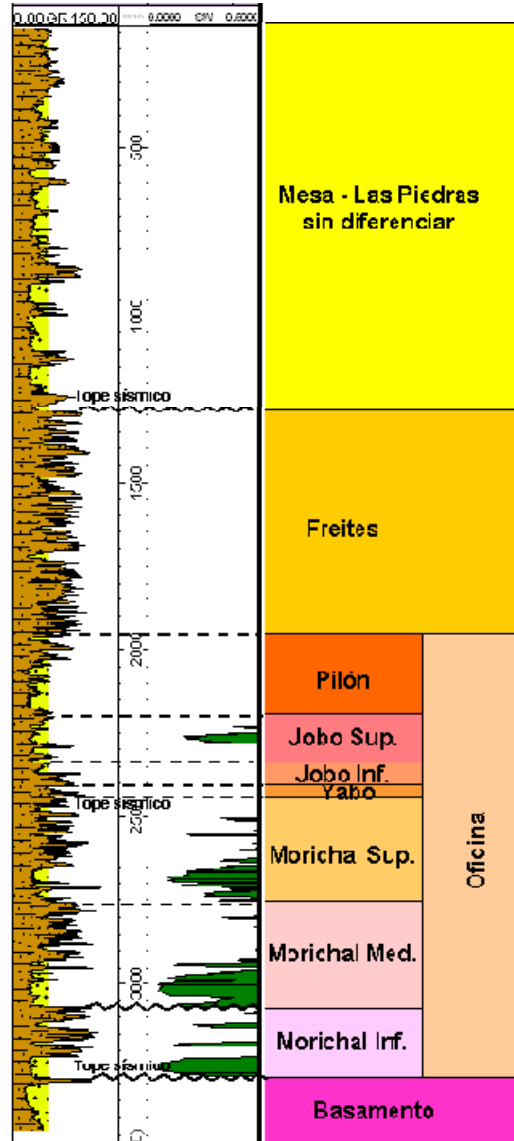


Figura III.5. Columna estratigráfica tipo para el área de Carabobo
Fuente: Archivos Petroindependencia

III.3.2. 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 Pílon. 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.

III.4. 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 (lignitos) 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.5.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. Sobre la base de esta evaluación 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 para el miembro morichal es de 472 pies mientras que el espesor neto es de 258 pies. En cuanto a la relación entre la arena neta y el espesor total, esta tiene un promedio de 61%.

En el caso del bloque Carabobo 3 se concluye que la porosidad promedio de las arenas presentes en el miembro Morichal es de 31,8% y que el promedio de saturación de petróleo es de 85,8%. Respecto a espesores, se observa que el espesor total promedio es de 361 pies mientras que el espesor neto es de 226 pies. Las arenas de los bloque Carabobo 2, Carabobo 3 y Carabobo 5 son poco consolidadas, razón por la cual debe incluirse este criterio para definir los diseños de perforación y completación de pozos cuando se inicie el desarrollo del campo.

III.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.

III.6.1. 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.1.

CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO |

Tabla III.1. Propiedades de los fluidos del bloque Carabobo 2
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.6.2. Carabobo 3 y Carabobo 5

Las propiedades de los fluidos en los bloques Carabobo 3 y Carabobo 5 son similares ya que ambos se 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 II.2:

Tabla III.2. Propiedades de los fluidos de los bloques Carabobo 3 y Carabobo 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.7. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO

Las estimaciones del POES volumétrico se realizaron para cada unidad principal (Morichal Inferior, Morichal Medio, Morichal Superior), utilizando los valores del área y volumen de los mapas isópacos de arena neta petrolífera. Obteniéndose un

CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO |

valor total de 14,1 MMMBbbs para el área de Carabobo 2 sur de 237,11 Km², de 23,4 MMMBbbs para el área de 209, 89 Km² para el área de Carabobo 3 Norte y 10 MMMBbbs para el área de Carabobo 5 de 109,99 Km².

Para los miembros Pilón y Jobo se obtuvieron para el POES valores totales de 9,8 MMMBbbs para Carabobo 2 sur con un área de 184,08 Km², de 3,4 MMMBbbs para un área de 89,87 Km² de Carabobo 3 Norte y 3,9 MMMBbbs para el área de Carabobo 5 de 109,99 Km².

III.8 RESERVAS

Las reservas de los bloques pertenecientes a los bloques asignados a Petroindependencia se presentan en la Tabla II.3.

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

Fuente: Archivos de Petroindependencia.

	POES (MMMBbs)	Área (Km ²)	Fr Frio	Fr Térmico	Fr Total	Reservas (MMMBbs)
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

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

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

IV.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

En el desarrollo del trabajo especial de grado se recolectaron datos de diferente índole necesarios para llevar a cabo la investigación, los mismos fueron analizados, procesados y a partir de ellos se obtuvieron nuevos datos, los cuales a su vez fueron estudiados para establecer un análisis final de los mismos que conllevó a una serie de conclusiones acerca del problema en estudio.

El tipo de investigación llevada a cabo en el presente trabajo especial de grado es del tipo de campo y documental ya que una investigación de campo es un proceso sistemático, riguroso y racional de recolección, análisis, tratamiento y presentación de datos basado en la recolección directa de información necesaria para la investigación y de igual manera se basa en trabajos previamente desarrollados.

A su vez también se puede clasificar la investigación como del tipo exploratoria, ya que esta constituye el primer o uno de los primeros acercamientos a un problema. Este tipo de estudio ocurre cuando existe un problema en específico que ha sido estudiado muy poco para un área determinada y se tienen muchas dudas acerca de los resultados que se puedan obtener. En el caso de la presente investigación constituye uno de los primeros acercamientos a este problema en el área seleccionada, ya que la empresa es de reciente constitución y los estudios realizados son escasos.

IV.2. METODOLOGIA

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.

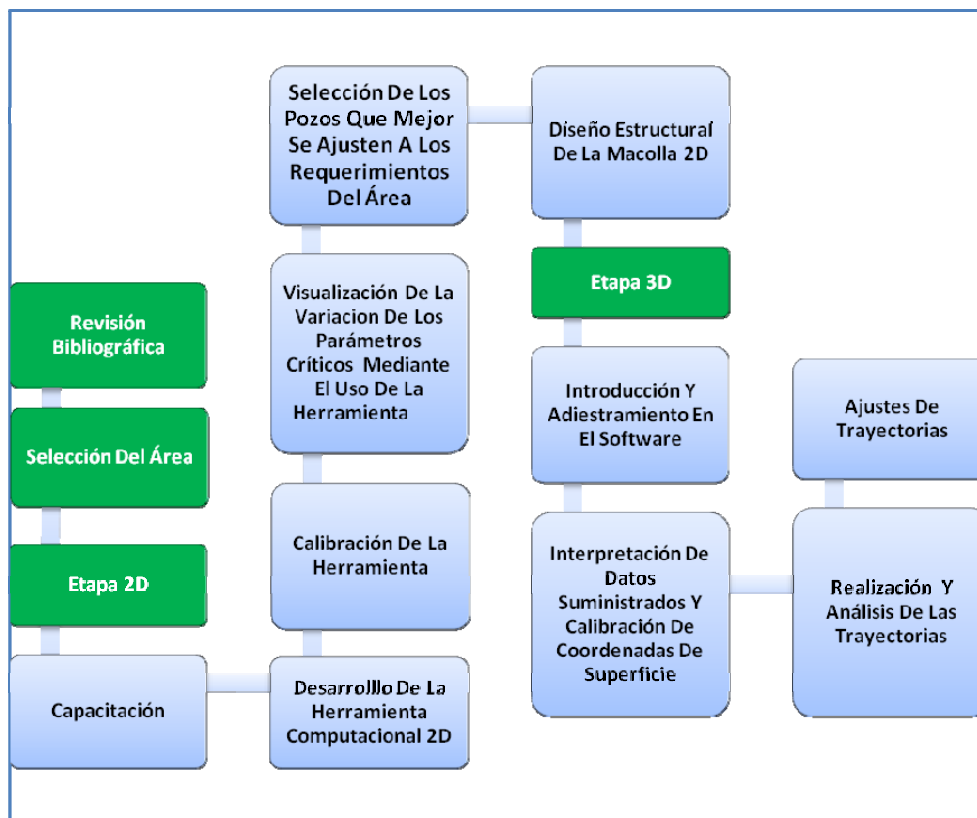


Figura IV.1. Esquema de la metodología

IV.2.1. Revisión Bibliográfica

Durante el principio de esta etapa se llevó a cabo una revisión del plan de desarrollo de la empresa mixta Petroindependencia a fin de conocer las estrategias de desarrollo de la misma, el posicionamiento geográfico de los campos asignados, y el papel que jugarán tanto los pozos horizontales como las macollas durante la vida productiva de la empresa. Además se conocieron detalles técnicos preliminares de los pozos que se planean perforar, los cuales cabe acotar son muy inexactos y sujetos a variaciones pero dan una idea del panorama general que podría encontrarse.

Luego se llevó a cabo un estudio general de datos *post-mortem* de pozos en áreas cercanas al área de interés, a fin de apreciar las circunstancias bajo las cuales habían sido perforados y poder tomar la información como referencia al menos en lo que concierne a parámetros operacionales y de esta forma conocer a que tipo de condiciones pueden estar expuestos los pozos que serán perforados a futuro.

Finalmente se procedió a revisar una cantidad de publicaciones tanto de organizaciones como la SPE, WHOC, OTC como de PDVSA, y trabajos especiales de grado realizados anteriormente que tienen alguna relación con el presente, 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 la complejidad de los parámetros de perforación. También ayudó a determinar de manera definitiva el área de estudio y los requerimientos que tendrían que soportar en teoría los pozos que fueron 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 el diseño de las macollas tanto en dos como en tres dimensiones, dentro del 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 y IV.3, se debieron considerar factores que sirvieron para priorizar que área sería la más adecuada para desarrollar el T.E.G.

Ya 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 la estrategia de producción de la empresa, por lo tanto se decide realizar el diseño de la macolla en donde se llevará a cabo la primera fase de producción, es decir en el bloque Carabobo cinco de la Faja Petrolífera del Orinoco.

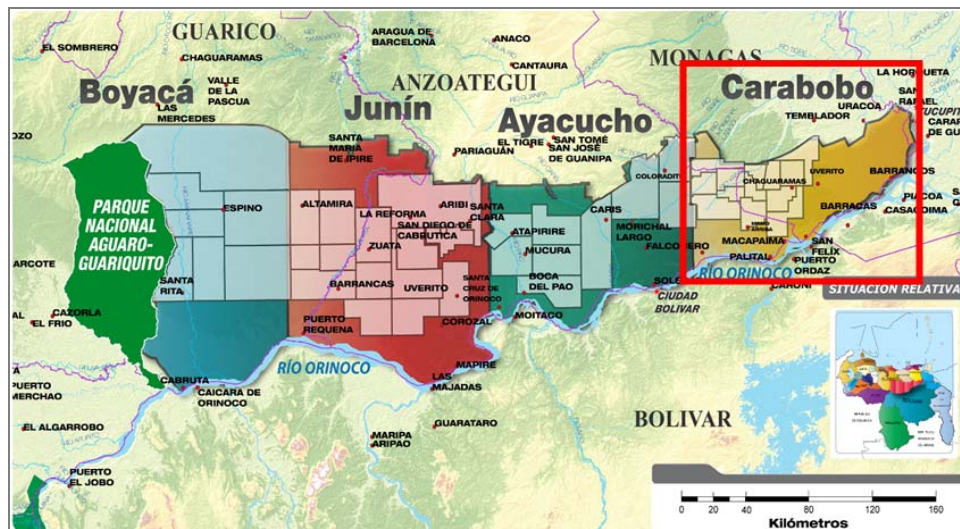


Figura IV.2. Esquema de la Faja Petrolífera del Orinoco, donde se resalta el Bloque Carabobo.

Fuente: Archivos de Petroindependencia

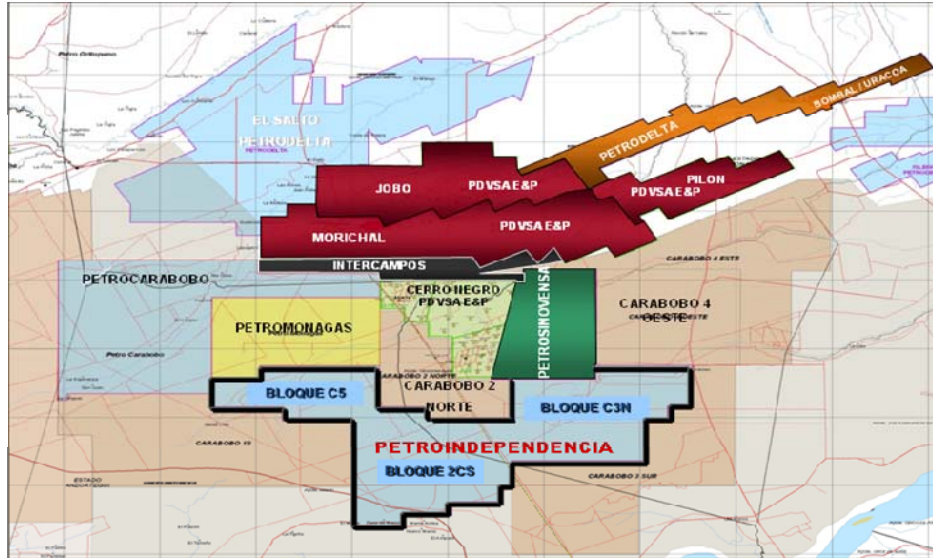


Figura IV.3. Esquema de bloques asignados a Petroindependencia
Fuente: Archivos de Petroindependencia

IV.3. ETAPA DE DESARROLLO EN DOS DIMENSIONES

IV.3.1. Capacitación en el Lenguaje Utilizado Para el Desarrollo de la Herramienta

Durante esta etapa se realizaron revisiones de múltiples manuales con la finalidad de familiarizarse con el lenguaje Visual Basic, en las mismas se conocieron aspectos tales como la interfaz del software, la utilización de macros para la herramienta Excel, la escritura y edición de macros, ejecución y grabación de macros, manejo de variables, formularios, rangos y estructuras entre otros.

El manejo de la herramienta se logró de forma autodidacta basándose en los ejemplos y ejercicios planteados en los diferentes manuales los cuales llevaban implícita una curva de aprendizaje que suavizó el proceso de manera tal se logró un dominio parcial pero suficiente para la realización del T.E.G.

IV.3.2. Desarrollo de la Herramienta

Con los conocimientos adquiridos en la etapa anterior se procedió al montaje de la herramienta computacional.

En primera instancia se buscaron y analizaron las ecuaciones que desarrolló Josmary Castro en su T.E.G. titulado “Desarrollo e Implementación De Una Metodología Fundamentada en Modelos Analíticos para el Cálculo del Diseño Y Evaluación de Trayectorias de Pozos”, durante parte de ese proceso se contó con la asesoría técnica de ella, quien ayudó a clarificar ciertas dudas que posteriormente facilitaron el resto del proceso.

Una vez se entendieron los diferentes parámetros de las ecuaciones se procedió a cargarlas cada una en una hoja diferente de un mismo libro de Excel. Las ecuaciones, desarrolladas bajo el método de mínima curvatura, contienen en total siete parámetros y hay que seleccionar solo dos de ellos que serán incógnitas, mientras que deberán ser suministrados los restantes cinco. El desplazamiento horizontal del objetivo y la profundidad vertical verdadera siempre serán datos conocidos porque de esa forma fueron desarrolladas las ecuaciones en las cuales se basa la herramienta. Se contaba con un total de 21 ecuaciones inicialmente, de las cuales se eligieron los 12 casos que fueron considerados los de mayor importancia para el problema en estudio. Cabe destacar que la herramienta fue desarrollada con la finalidad de servir de apoyo como objetivo mayor al desarrollo del Trabajo Especial de Grado por lo que algunas de sus características están especialmente diseñadas para ello; las ecuaciones utilizadas se presentan en el Apéndice Digital.

IV.3.2.1. Caso 1

En el 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.

IV.3.2.2 Caso 2

En el 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.

IV.3.2.3. Caso 3

En el 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.

IV.3.2.4. Caso 4

En el 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.

IV.3.2.5. Caso 5

En el 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.

IV.3.2.6. Caso 6

En el 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.

IV.3.2.7. Caso 7

En el 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.

IV.3.2.8. Caso 8

En el 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.

IV.3.2.9. Caso 9

En el 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.

IV.3.2.10. Caso 10

En el 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.

IV.3.2.11. Caso 11

En el 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

IV.3.2.12. Caso 12

En el 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.

Una vez cargados los doce casos en la hoja de cálculo se procedió a corroborar la funcionalidad de los mismos utilizando ejemplos conocidos, para determinar el rango de operación de cada uno de los parámetros y determinar en cuales casos las ecuaciones arrojaban resultados matemáticos que contradecían cualquier realidad, como por ejemplo valores negativos en los resultados.

Finalmente se desarrolló el macro que proporciona una interfaz amigable con el usuario y permite utilizar la herramienta de manera más práctica puesto que con suministrar los parámetros de interés y seleccionar una serie de opciones es posible obtener los resultados deseados.

IV.3.3. Calibración y Comprobación de la Herramienta

A pesar de que anteriormente se comprobaron las ecuaciones una vez fueron cargadas al programa, era necesario comprobar la herramienta usando ahora la interfaz desarrollada, por lo que se llevó a cabo un cotejo de resultados, es decir, se obtuvieron una serie de datos de arrojados por corridas realizadas en una herramienta comercial y se introdujeron en la herramienta desarrollada para verificar la coincidencia de los mismos.

Los datos con los cuales se realizó la comparación fueron: primera tasa de construcción de ángulo, segunda tasa de construcción de ángulo, longitud de la primera sección tangencial, longitud de la segunda sección tangencial, ángulo de la primera sección tangencial, ángulo de la segunda sección tangencial y profundidad medida.

IV.3.4. Visualización de la Variación de los Parámetros Mediante el Uso de la Herramienta

En esta etapa se observó la variación de cada uno de los parámetros de interés haciendo modificaciones en el resto de los valores a conveniencia y dentro de un rango estipulado.

En primer lugar se dividieron las corridas realizadas con la herramienta en dos grandes grupos, el que contempla el rango de profundidades de Morichal Superior y el que contempla el rango de profundidades de Morichal Medio. Cada uno de estos grupos se divide según el número de pozos que se desea perforar; esto afecta directamente el desplazamiento horizontal del pozo, es decir, este parámetro

variará en función del número de pozos con el que se esté diseñando la macolla en ese momento.

IV.3.4.1 Morichal Superior

Se decidió comenzar a buscar el número ideal de pozos en el miembro Morichal Superior porque tiene las menores profundidades en el área y por esta razón sería más difícil la construcción de los pozos puesto que los ángulos y desviaciones requeridas son más críticos.

Para Morichal Superior se realizaron corridas de la herramienta con catorce (14) pozos, doce (12) pozos, diez (10) pozos y ocho (8) pozos para la macolla.

Estas corridas consistieron en fijar en primera instancia el desplazamiento horizontal del pozo, luego elegir convenientemente los intervalos de profundidad apropiados y para cada desplazamiento horizontal hacer variar dicha profundidad. Una vez seleccionadas las variaciones se procedía a utilizar la herramienta con valores previamente establecidos. Siempre se comenzó utilizando el Caso uno (1) para determinar a esa profundidad que tan críticas resultaban las tasas de construcción, luego según los resultados obtenidos se fijaba una taza o ambas y se variaban los otros parámetros a conveniencia respetando siempre el intervalo seleccionado.

IV.3.4.2. Morichal Medio

Luego de realizar las corridas con la herramienta a las profundidades y bajo los parámetros de Morichal Superior, se procedió a realizar el mismo procedimiento pero con las profundidades de Morichal Medio las cuales gracias a que son ligeramente mayores permitieron utilizar valores más cómodos y manejar mayor número de opciones.

Para Morichal Medio se realizaron corridas de la herramienta con dieciséis (16) pozos, catorce (14) pozos, doce (12) pozos, diez (10) pozos y ocho (8) pozos dentro de la macolla.

Estas corridas al igual que las utilizadas para Morichal Superior consistieron en fijar en primera instancia el desplazamiento horizontal del pozo, luego elegir convenientemente los intervalos de profundidad apropiados y para cada desplazamiento horizontal hacer variar dicha profundidad. Una vez seleccionadas las variaciones se procedía a utilizar la herramienta con valores previamente establecidos. Siempre se comenzó utilizando el Caso uno (1) para determinar a esa profundidad que tan críticas resultaban las tasas de construcción, luego según los resultados obtenidos se fijaba una tasa o ambas y se variaban los otros parámetros a conveniencia respetando siempre el intervalo seleccionado.

IV.3.4.3. Selección del rango de variación de cada parámetro

Punto de arranque (KOP): Su profundidad se eligió cuidando que no se afectaran los acuíferos superficiales, ya que estos se encuentran según lo establecido por los geólogos aproximadamente a cuatrocientos pies (400') bajo el nivel del mar, por lo que se debe tomar cien pies (100') de factor de seguridad para el revestidor de superficie quedando este a quinientos pies (500') y colocando así el KOP a una profundidad mínima de seiscientos pies (600') para Morichal Superior y seiscientos cincuenta pies (650') para Morichal Medio dando una mayor holgura a este último para evitar que problemas de colisión en los pozos de dos dimensiones.

Longitud de la primera sección tangencial: esta longitud debe ir adecuada a la longitud de la bomba de cavidades progresivas (BCP) que será instalada en el pozo. Si es muy corta entonces la bomba no tendrá espacio suficiente para ser instalada, por otro lado si es muy larga trae necesariamente problemas con las tasas de construcción de ángulo ya que una mayor longitud de sección tangencial implica una menor disponibilidad de TVD para realizar el cambio de ángulo.

Basado en experiencias de pozos perforados y operados con éxito por otras empresas, se utiliza un rango de variación de ciento cincuenta (150') a trescientos pies (300').

Longitud de la segunda sección tangencial: Definida como la sección horizontal del pozo y la cual estará en contacto con el yacimiento, comprendiendo la totalidad del área de drenaje del mismo. Teóricamente esta sección debe estar diseñada para ser perforada a noventa grados (90°) de inclinación respecto a la vertical. La longitud teórica ideal de la segunda sección tangencial fue establecida en cuatro mil quinientos pies (4500') dados por el departamento de yacimientos.

Ángulo de inclinación de la primera sección tangencial: este ángulo tiene influencia en varios factores durante el proceso de perforación. Representa un parámetro crítico para la limpieza del hoyo; los ángulos comprendidos entre los cuarenta y cinco grados (45°) y los sesenta y cinco grados (65°) resultan críticos, por esta razón es necesario evitar utilizar los mismos durante secciones muy largas. Adicionalmente si la inclinación es muy baja quiere decir que la segunda tasa de construcción deberá ser muy alta para lograr en poca distancia llegar a los noventa grados (90°). Si por el contrario la inclinación es muy alta puede implicar que la primera tasa de construcción de ángulo fue muy elevada y por lo tanto es difícil que la bomba pueda pasar para llegar a su profundidad de asentamiento. El rango de variación de este parámetro fue fijado entre sesenta y cinco (65°) y setenta y cinco grados (75°). Un rango que se adapta a las exigencias mencionadas anteriormente.

Ángulo de inclinación de la segunda sección tangencial: este ángulo es fijo y tiene un valor de noventa grados (90°). Se fija este valor porque se planeó el diseño de pozos horizontales de doble curvatura y para que pueda llegar y mantener la horizontalidad es necesario este ángulo. Si bien las arenas del yacimiento tienen un buzamiento, no se contó con un modelo detallado de la zona y adicionalmente se sabe por información suministrada de geología que dicho buzamiento es bajo por lo que se tomó el estrato como horizontal y de espesor constante.

Primera tasa de construcción de ángulo: las tasas de construcción de ángulo son de los factores más críticos que se tuvieron que estudiar, debido a que por la poca profundidad a la que se requiere alcanzar la horizontalidad es necesario usar fuertes aumentos de ángulo los cuales podrían ser difíciles de alcanzar a nivel operacional. La primera tasa de construcción debe ser lo suficientemente alta para alcanzar la inclinación de la primera sección tangencial pero no tanto como para evitar que la bomba pueda pasar y no sufrir deformaciones. En este caso la variación del parámetro previamente establecido por la empresa será entre un grado y cinco grados cada cien pies ($1^{\circ}/100'$ y $5^{\circ}/100'$).

Segunda tasa de construcción: esta tasa se inicia inmediatamente luego de concluir la segunda sección tangencial y es la encargada de llevar el pozo a su sección horizontal, es decir, debe concluir con una inclinación de noventa grados (90°). Las limitaciones de esta tasa son puramente operacionales, si el valor es muy alto las herramientas de desviación podrían no conseguir alcanzarlos o podría resultar muy difícil mantenerlos de manera controlada. Se utilizó de acuerdo a los parámetros establecidos por la empresa un rango de valores para esta tasa que debe estar comprendido entre un grado y seis grados cada cien pies ($1^{\circ}/100'$ y $6^{\circ}/100'$).

El desplazamiento horizontal o Dh dependerá del número de pozos que se van a diseñar para un determinado miembro y es un valor inalterable para cada configuración planteada. Esta relación se explica con detalle específicamente en la sección IV.3.6.

En adición a los parámetros mencionados anteriormente se estableció un requerimiento más para garantizar la viabilidad operacional de los pozos diseñados; dicho requerimiento consiste en que para que un pozo sea considerado ideal debe cumplir con los rangos propuestos y además presentar una primera tasa de construcción de ángulo menor a la segunda. Esto se ve justificado desde dos puntos de vista, el primero de ellos es que el pozo puede presentar desviaciones más severas bajo la primera sección tangencial puesto que la única limitante ahí es

que cuando se vaya a asentar el *liner* de producción el mismo debe poder pasar por la segunda sección de construcción, mientras que por encima de la primera sección tangencial debe pasar también la bomba, y esta puede sufrir algún daño que comprometa su desempeño una vez instalada. El segundo punto de vista que justifica este requerimiento es que una segunda tasa de construcción de ángulo mayor que la primera garantiza que el final de la primera sección tangencial, va a tener una mayor TVD que en el caso contrario, es decir, que la bomba va a ser asentada a mayor profundidad, lo cual es lo deseado por razones de sumergencia de la misma, y a pesar de que la TVD de asentamiento de la bomba no es un parámetro restrictivo para el diseño de los pozos, si es conveniente que esta sea la mayor posible y una manera de garantizarlo es con la restricción antes mencionada.

Mediante un proceso de observación y modificación manual de los valores de los parámetros detallados anteriormente, se realizaron varias corridas con la herramienta desarrollada, de manera tal que se buscaron de forma manual los pozos que podían adaptarse mejor a la macolla.

IV.3.5. Selección de los Pozos que Mejor se Ajustan a los Requerimientos del Área

En esta sección luego de realizar las diferentes corridas con las profundidades y valores de parámetros que son aplicables a los miembros Morichal Superior y Morichal Medio, se procedió a depurar el alto número de pozos obtenidos. La metodología utilizada fue reportar todos los pozos que tuvieran un resultado lógico según el criterio de parámetros establecido anteriormente, a pesar de que en algunas ocasiones se reportaron pozos que no cumplían con alguno de los rangos propuestos solo para determinar como afectaba un determinado parámetro a los demás.

Una vez se tuvieron todos los pozos copiados se procedió a examinar uno a uno los resultados de manera tal de verificar cuáles de ellos cumplían con las

condiciones establecidas al principio. Los parámetros de mayor importancia fueron sin duda alguna las tasas de construcción de ángulo; como se necesitaba al menos un parámetro de referencia que permitiera dar inicio a la escogencia de los pozos se seleccionaron estos dos. El procedimiento fue en principio de observación y eliminación, durante este proceso se descartaba de primera mano todos aquellos pozos en los cuales las tasas de construcción de ángulo se salieran de los requerimientos establecidos, comenzando por la primera tasa y posteriormente la otra; luego se examinaban la longitud de la sección tangencial y su ángulo de inclinación. Estos eran los parámetros que más variación presentaban, recordando que la longitud de la segunda sección tangencial es una constante en la mayoría de las ocasiones, que el ángulo de inclinación de la segunda sección tangencial fue variado para determinar como afectaba esto a los demás parámetros pero para fines de resultados definitivos siempre se tomó como un valor constante y que el KOP estaba fijado por razones geológicas previamente explicadas.

Una vez concluido este segundo paso de selección de los pozos se procedió a tomar la decisión de cual de ellos debía ser usado en la macolla de pozos en dos dimensiones (2D). Para esto se decidió seleccionar los pozos que cumplieran estrictamente con las condiciones requeridas, es decir, se descartarían los pozos que tuvieran al menos un parámetro fuera del rango.

Finalmente una vez obtenidos estos pocos pozos con todas las condiciones, se decidió seleccionar el pozo que tuviera sus parámetros semejantes a los ideales establecidos anteriormente. Fue seleccionado un pozo resultado para Morichal Superior y un pozo resultado para Morichal Medio.

IV.3.6. Diseño Estructural de la Macolla en dos Dimensiones

Durante esta etapa se buscó una forma eficiente y práctica de realizar el diseño estructural de la macolla, entendiendo como diseño estructural, la distribución de pozos dentro de la macolla, de tal manera que cumplan con los mínimos parámetros preestablecidos por la empresa; estos parámetros bases son:

- 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. En este T.E.G. se utilizaron los trescientos metros ya especificados con una apreciación de más o menos cinco metros, esto con el fin de simplificar tanto la estructura de la macolla como la cantidad de pozos a diseñar, ya que de esta manera solo se deben diseñar dos pozos en la fase uno y un solo pozo en la fase dos (las cuales se explicarán más adelante), por cada miembro a explotar, permitiendo así repetir este diseño en cada una de las locaciones aunque con una orientación diferente, por lo que disminuyó el número de corridas necesarias para realizar un diseño que se rija por las limitaciones que amerita el área en la cual se trabajó.
- 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) como se muestra a en la Figura IV.4.

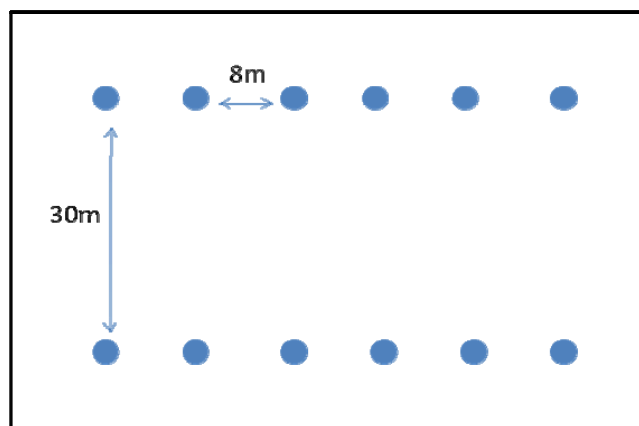


Figura IV.4. Vista de superficie del espaciamiento entre pozos en una macolla modelo

Por lo antes expuesto se realizó, durante el diseño bidimensional, el diseño de una macolla radial, la cual en su primera fase se elaboró a partir de triángulos rectángulos, triángulos los cuales tendrían como ángulo opuesto al ángulo de noventa grados el igual a la división de trescientos sesenta grados entre el número de pozos que posea la macolla, y tanto la hipotenusa como el cateto más largo dibujan la orientación de los pozos, como se muestra en la Figura IV.5. Esta macolla constaría de la mitad de sus pozos con un valor de distancia horizontal menos distancia del brazo igual a la hipotenusa de cada triángulo, mientras la otra mitad estaría conformada por la distancia que posee el cateto más largo distinto a la hipotenusa.

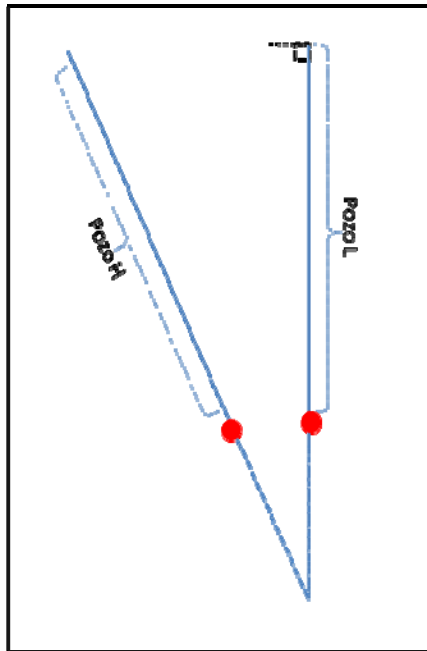


Figura IV.5. Esquema de dos pozos dentro de macolla radial (fase 1)

En su segunda fase y definitiva, se realizó el diseño a partir de triángulos isósceles, triángulos que estarían conformados cada uno por dos triángulos rectángulos empalmados en sus catetos opuestos a la hipotenusa, como se presenta en la Figura IV.6. De esta manera se puede conocer la trigonometría completa de los triángulos gracias al teorema de Pitágoras y relaciones algebraicas

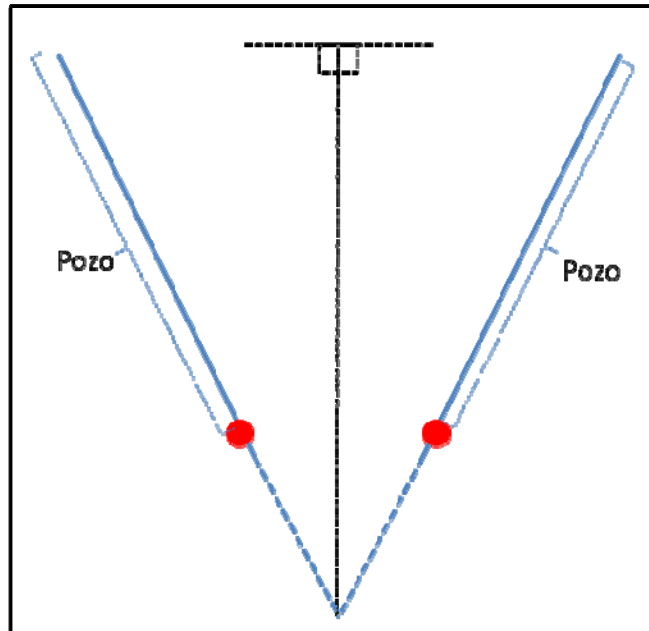


Figura IV.6. Esquema de dos pozos dentro de macolla radial (fase 2)

En estos triángulos el diseño de los pozos estaría representado por los lados iguales de cada triángulo de tal manera que todos los pozos de la macolla tengan la misma estructura facilitando así, el diseño de misma.

IV.4. ETAPA DE DESARROLLO EN TRES DIMENSIONES

IV.4.1. Introducción y Adiestramiento en el Software

En esta etapa del trabajo investigativo es presentado el software comercial “COMPASS 2000”, desarrollado por la compañía Halliburton, cuyas siglas en ingles significan *COMputerized Planning Analysis Survey System* (en español: Sistema Computarizado de Planificación y Análisis de Registros). Esta es una aplicación orientada a ejecutar cálculos geométricos que permiten diseñar trayectorias direccionales de pozos, y en base a un esquema organizativo, 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 como se observa en la Figura I.V.7.

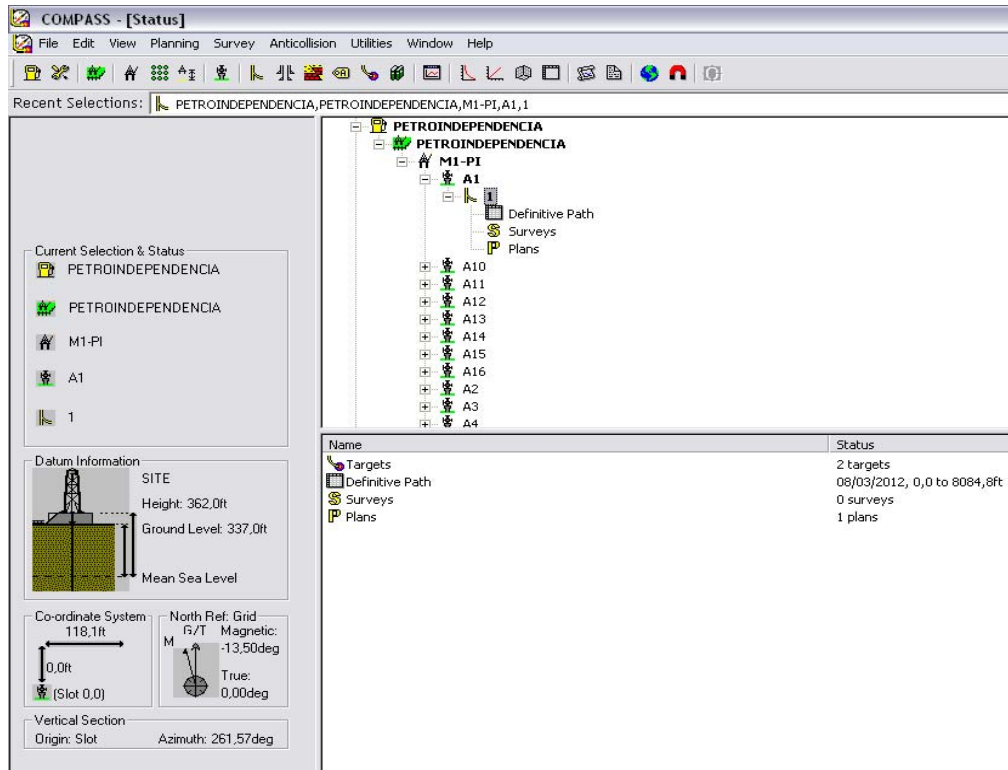


Figura IV.7. Interfaz del software COMPASS 2000.

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, como se puede apreciar en las Figuras IV.8., IV.9., IV.10.

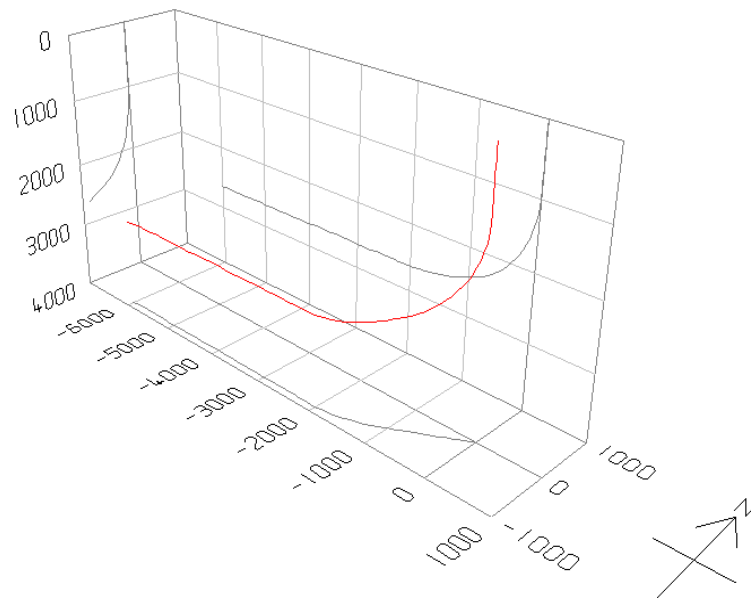


Figura IV.8. Imagen en tres dimensiones de un pozo modelo

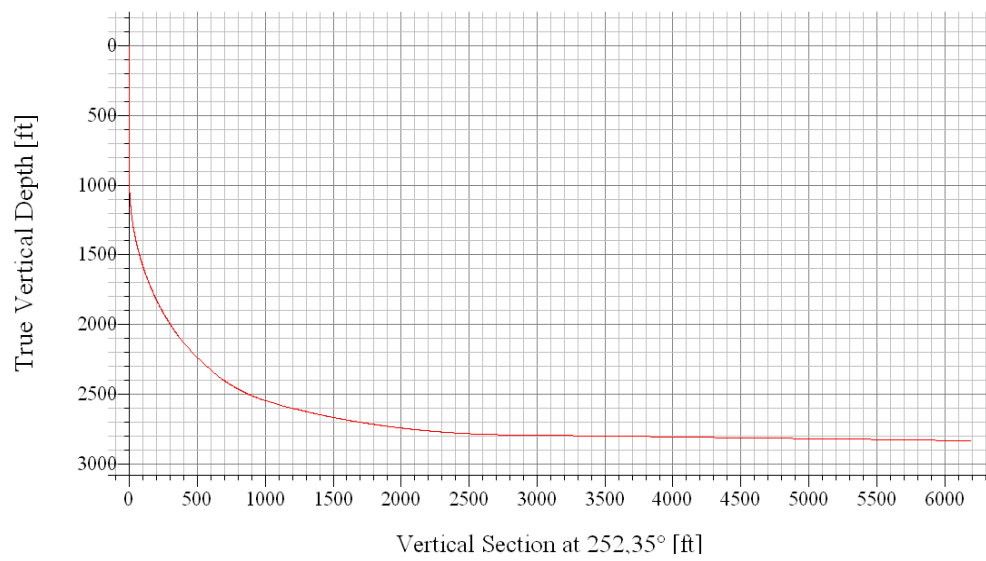


Figura IV.9. Vista de perfil de un pozo modelo

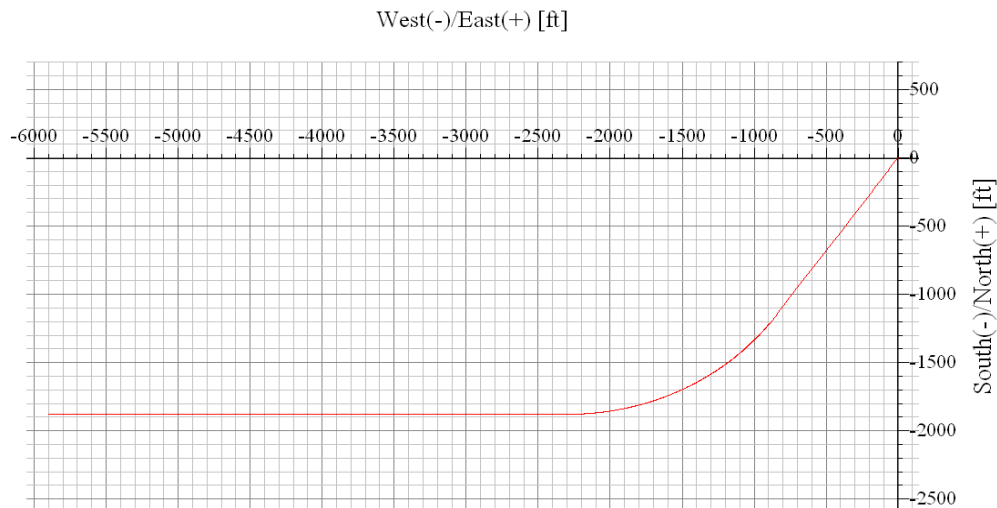


Figura IV.10. Vista de superficie con referencias N/S y E/O de un pozo modelo

Este software también permite realizar un análisis anticolidión, el cual permite determinar, para este caso, la distancia centro-centro existente entre los pozos y que tan probable sería la ejecución de los mismos; para este análisis también se presentan vistas en tres dimensiones las cuales permiten el entendimiento del mismo. La vista en tres dimensiones se presenta en la Figura IV.11.

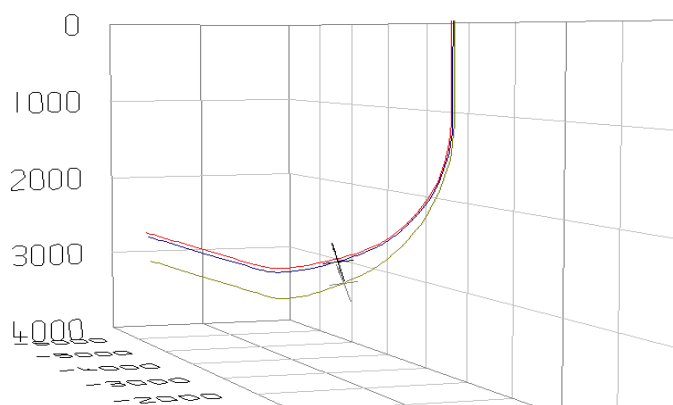


Figura IV.11. Vista en 3D de un análisis anticolidión

El adiestramiento fue impartido por personal del departamento de “Visualización Conceptualización y Diseño” (VCD) de Distrito Morichal. Este adiestramiento consistió en explicaciones breves de las herramientas necesarias para la realización del trazado de las trayectorias de los pozos de la macolla en tres dimensiones, además del entendimiento de las trayectorias debido al análisis de

los *surveys* realizados por el programa, tomando en cuenta inclinación, azimut, y giro los cuales permitieron comprender el movimiento del hoyo en el subsuelo antes de observar el gráfico en tres dimensiones de la trayectoria del pozo.

IV.4.2. Interpretación de Datos Suministrados y Calibración de Coordenadas de Superficie

Los datos suministrados fueron los mínimos necesarios para poder realizar el trazado de las trayectorias, estos son: las coordenadas geográficas y profundidad del punto final del pozo, las coordenadas geográficas del punto de entrada a la arena y su profundidad, las coordenadas geográficas de superficie aunque estas poseían un espaciamiento de seis metros, el cual fue sustituido por un por un espaciamiento de diez metros y también se conocía la profundidad de los acuíferos superficiales bajo el nivel del mar, lo que permitió determinar el KOP mínimo para la construcción de los pozos, conociendo la elevación del terreno y de la mesa rotaria.

El KOP se determinó a partir de la sumatoria de la altura de la mesa rotaria, la elevación del terreno y de la profundidad de los acuíferos superficiales, tomando en cuenta un factor de seguridad de cien pies (100') para el revestidor de superficie, de tal manera de proteger dichos acuíferos, y otros cien pies (100') los cuales permitirían comenzar a perforar direccionalmente.

El cambio de seis metros (6m) de espaciamiento en superficie a diez metros (10m) se realizó a partir de las coordenadas suministradas, las cuales se organizaron de manera tal de observar la orientación de estas en una gráfica, para así desplazar la locación de los pozos; en este caso el procedimiento se facilitó ya que la orientación de los pozos es al este franco, como se observa en la Figura IV.12., lo que permitió manipular sólo las coordenadas Este-Oeste de tal manera que el espaciamiento entre estos resultara de diez metros, esto con una suma algebraica la cual adicionó cuatro metros al primer pozo de cada fila, aumentando al doble en cada pozo sucesivo para que la distancia definitiva entre estos fuese de diez metros.

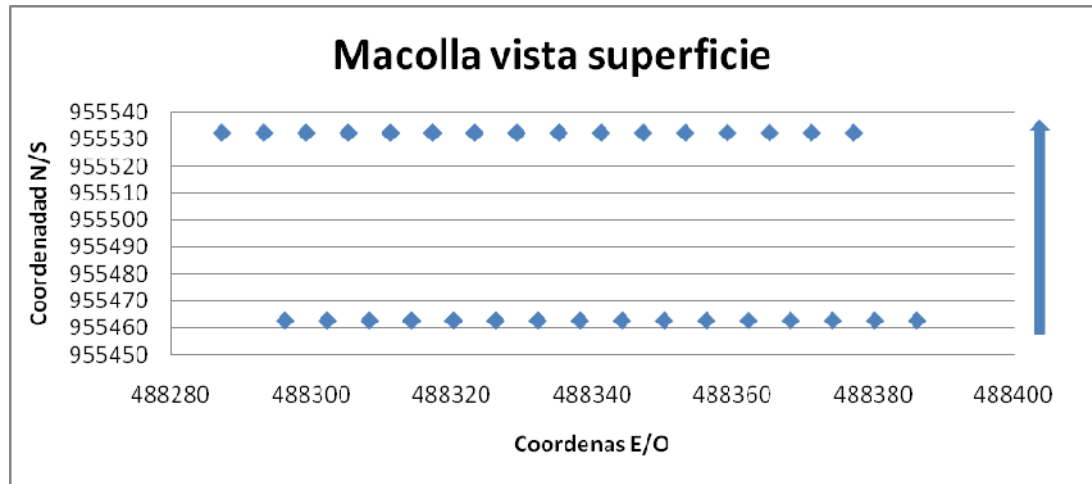


Figura IV.12. Vista de superficie del posicionamiento de los pozos en la macolla 3D

IV.4.3. Realización de Trayectorias

Las trayectorias de los treinta y dos pozos de la macolla fueron trazadas como se menciona, 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, por lo tanto el diseño fue realizado a partir de los datos anteriormente mencionados.

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.13.

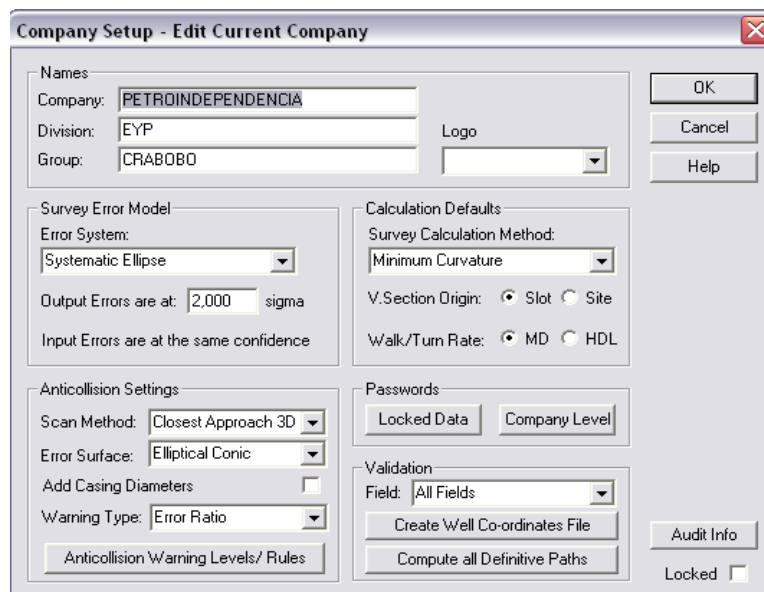


Figura IV.13. Ventana de configuración de Compañía del software COMPASS 2000.

Esta ventana se utiliza para colocar 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, en el T.E.G. 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 anticollision, en el T.E.G. 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. Además da la posibilidad de elegir la Superficie de Error, en este caso se seleccionó la *Elliptical Conic* gracias a recomendaciones del personal de VCD.

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, a

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.14.

Figura IV.14. Ventana de configuración de Campo del software COMPASS 2000.

En la siguiente ventana se seleccionó la localización además de identificar a la misma y colocar las coordenadas aproximadas del centro de la macolla, para lo cual se utilizó la coordenada de uno de los pozos, cosa que no afecta en ningún sentido los resultados. También se colocó la elevación del terreno y de la mesa rotaria, para que sirva como sistema de referencia, como se muestra en la Figura IV.15.

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

Buttons: OK, Cancel, Help, Audit Info, Locked, Unlock All

Figura IV.15. Ventana de configuración de Localización del 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.16.

Well Setup - Edit Current Well

Names
 Well: A1
 Description:

Wellhead Location
☐ Slot Name:
☐ Offset from Site North: 0.0 ft East: 118.1 ft
☒ Map Northing: 955462.54 m Easting: 488296.20 m
☐ Geographic Latitude: 08°38'36.969N Longitude: 063°06'22.950W

Position Uncertainty
 Well Position Error: 0.0 ft at Surface

Buttons: OK, Cancel, Help, Audit Info, Locked, Unlock All

Figura IV.16. Ventana de configuración de Pozo del 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 caso de pozos horizontales como estos, 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.4.4. Ajustes de Trayectorias

El ajuste de las trayectorias de los pozos consistió en la revisión de cada una de estas y adecuación de la longitud de la sección tangencial, ya que al momento de seleccionar dicha longitud en la herramienta se debe colocar respecto a la TVD y la limitante que se posee es respecto a la profundidad medida.

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 primer lugar se analizará la herramienta computacional desarrollada, explicando detalladamente la interfaz obtenida durante su desarrollo. Luego se valorarán los resultados obtenidos de las diferentes corridas de la herramienta, recorriendo desde los más generales hasta los que finalmente fueron seleccionados para el diseño de macolla de pozos en dos dimensiones (2D) a fin de esclarecer el porqué de cada uno de ellos y su utilidad para el T.E.G. Luego se presenta un cotejo de resultados entre la herramienta comercial COMPASS y la herramienta computacional desarrollada para verificar el funcionamiento de esta última. Una vez establecida la funcionabilidad de la herramienta se tomarán los pozos seleccionados para conformar la macolla de pozos en dos dimensiones (2D).

Para la presentación de los resultados de la macolla de pozos en tres dimensiones (3D) lo primero será mostrar un breve procedimiento de cambio de coordenadas que fue realizado a solicitud de la empresa. Luego se mostrarán los treinta y dos (32) pozos que conforman la macolla, acompañados de un análisis detallado de cada uno de los parámetros más resaltantes de los pozos resultado. Finalmente se procede a la comparación desde el punto de vista de arquitectura de pozos de los resultados obtenidos.

V.1 DESCRIPCIÓN DE LA INTERFAZ DE LA HERRAMIENTA COMPUTANCIONAL

La interfaz de la herramienta comprende globalmente 6 secciones que se detallan a continuación:

Arquitectura Page2

Parámetros Obligatorios

TVD Pies

Dh Pies

Coordenadas UTM

☐ Calcular Dh

Pozo

N: E:

Objetivo

N: E:

Seleccionar 5 Parámetros a Introducir

☐ q1 °/100 Pies

☐ q2 °/100 Pies

☐ KOP Pies

☐ DE Pies

☐ a Grados

☐ BC Pies

☐ b Grados

Diagrama:

Dh: Desplazamiento horizontal del objetivo

TVD: Profundidad total verdadera del objetivo

q1: Primera tasa de aumento de ángulo

q2: Segunda tasa de aumento de ángulo

V1: KOP

DE: Longitud de la segunda sección tangencial

a: Ángulo de inclinación de la primera sección tangencial

BC: Longitud de la primera sección tangencial

b: Ángulo de inclinación de la segunda sección tangencial

Figura V.1. Interfaz de la herramienta computacional desarrollada.

V.1.1. Sección de Parámetros Obligatorios

Está ubicada en la sección superior izquierda de la ventana del programa y comprende dos campos en blanco en el cual se deben ser colocados los parámetros que siempre serán conocidos (a menos que se conozcan en lugar del Dh las coordenadas de superficie y de finalización del pozo) para cualquier caso del diseño como lo son la profundidad vertical verdadera y el desplazamiento horizontal del pozo.

Parámetros Obligatorios

TVD Pies

Dh Pies

Figura V.2. Sección de parámetros obligatorios en la interfaz de la herramienta computacional desarrollada.

V.1.2 Sección de Coordenadas UTM

Esta sección se utilizará solo sino se conoce el desplazamiento horizontal del pozo pero si se conocen las coordenadas UTM del cabezal y del objetivo. De manera que al seleccionar el uso de esta opción se realiza un cálculo por Teorema de Pitágoras y se obtiene el desplazamiento horizontal del pozo el cual una vez calculado sustituirá dicho valor en el código del programa.




Figura V.3. Sección de Coordenadas UTM en la interfaz de la herramienta computacional desarrollada.

V.1.3 Sección de Información

En esta sección se encuentra en primer lugar un esquema que muestra el tipo de pozo empleado que en este caso es siempre el pozo horizontal de doble curvatura. Luego se puede observar una leyenda que indica el símbolo y nombre de cada uno de los parámetros según la nomenclatura usada en esta interfaz.

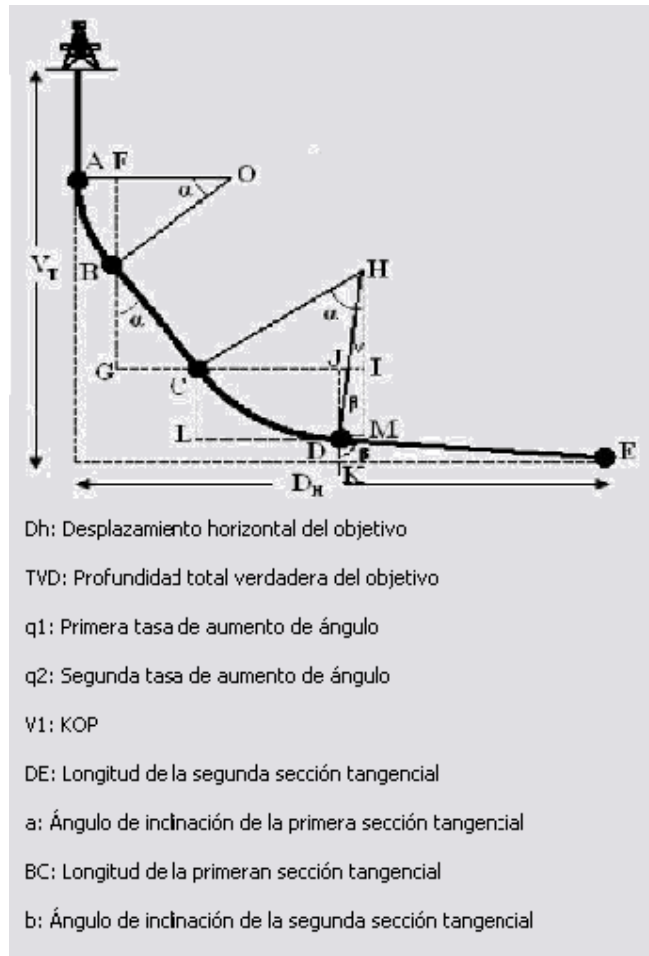


Figura V.4. Sección de Información en la interfaz de la herramienta computacional desarrollada.

V.1.4 Sección de parámetros

En esta sección se debe especificar mediante cuadros de selección los cinco parámetros que se desea suministrar como dato a la herramienta para que esta haga los cálculos. Las dos variables que se arrojarán como resultado son aquellas que no hayan sido seleccionadas. Para introducir los valores de cada parámetro bastará con colocarlos directamente en el recuadro destinado para ello. Una vez ejecutada la herramienta el resultado de la operación aparece en los recuadros que quedaron sin seleccionar y aparecerán con un fondo de color rojo en caso de que los valores sean negativos y en caso contrario con fondo color verde. Finalmente luego de la ejecución de la herramienta en esta sección aparece otra ventana resaltada en color verde la cual indica la profundidad medida del pozo.

Parámetro	Unidad
<input type="checkbox"/> q1	°/100 Pies
<input type="checkbox"/> q2	°/100 Pies
<input type="checkbox"/> KOP	Pies
<input type="checkbox"/> DE	Pies
<input type="checkbox"/> a	Grados
<input type="checkbox"/> BC	Pies
<input type="checkbox"/> b	Grados

Figura V.5. Sección de parámetros en la interfaz de la herramienta computacional desarrollada.

V.1.5 Botones de “Ejecutar” y “Limpiar”

El botón “Ejecutar” sirve para que una vez introducidos los datos y realizadas las selecciones necesarias la herramienta proceda al cálculo de los parámetros solicitados. El botón “Limpiar” sirve para que si se desea realizar un nuevo cálculo al presionar dicho botón todos los campos queden completamente vacíos y se pueda de nuevo introducir todos los parámetros.



Figura V.6. Botones de “Ejecutar” y “Limpiar” en la interfaz de la herramienta computacional desarrollada.

V.1.6 Botón “Copiar”

Al oprimir el botón “Copiar” todos los parámetros que han sido introducidos en la interfaz del usuario así como los resultados serán copiados en una hoja adicional dentro del libro de EXCEL en el cual tiene su raíz el programa, para que de esta manera puedan ser realizadas varias corridas y luego realizar comparaciones o

poder reportar los resultados más cómodamente con el fin de ejecutar análisis posteriores.

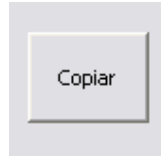


Figura V.7. Botón “Copiar” en la interfaz de la herramienta computacional desarrollada.

V.2 POZOS EN DOS DIMENSIONES (2D) OBTENIDOS CON LA UTILIZACIÓN DE LA HERRAMIENTA DESARROLLADA

A continuación se presentaran una serie de pozos que se obtuvieron como resultado de la utilización de la herramienta.

Se encontraran casos en que los parámetros obtenidos se encuentren totalmente fuera del rango necesario, sin embargo muchos de estos pozos fueron clave para más adelante modificar ciertos aspectos y finalmente obtener los pozos que se deseaban encontrar.

Los resultados están organizados primeramente por el miembro al cual hace referencia la profundidad utilizada y luego por el número de pozos utilizados para dicho miembro, que como se ha explicado anteriormente, afecta el desplazamiento horizontal (D_h) utilizado.

Adicionalmente como se explica detalladamente en la sección IV.3.4.3., la tendencia buscada en los pozos es que la segunda tasa de construcción de ángulo sea mayor que la primera.

Cabe destacar que el número de resultados obtenidos es bastante amplio, razón por la cual solo se exhibirán a continuación muestras representativas de los mismos, aunque la totalidad de estos está disponible para ser consultado en el Anexo 2.

A continuación se muestran los parámetros que se podrán encontrar en las tablas:

- Pozo: hace referencia al número del pozo dentro de la muestra representativa.
- TVD: medido en pies.
- KOP: medido en pies.
- MD: medido en pies.
- BC: medido en pies.
- DE: medida en pies desde el punto de entrada a la arena hasta el punto final.
- α : medido en grados ($^{\circ}$).
- β : medido en grados ($^{\circ}$).
- q1: en grados cada cien pies ($^{\circ}/100'$) pies.
- q2: en grados cada cien pies ($^{\circ}/100'$) pies.

V.2.1. Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Superior en configuración de catorce (14) pozos.

Tabla V.1. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Superior en configuración de 14 pozos.

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1890,0	600,0	7862,1	6594,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	5,0	1,3
2	1950,0	600,0	7900,8	6594,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,7	1,4
3	2000,0	600,0	7929,9	6594,0	200,0	4500,0	75,0	90,0	4,5	1,5
4	2000,0	600,0	7891,4	6594,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	5,0	1,9
5	2100,0	600,0	7960,6	6594,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,5	2,1

En la Tabla V.1. se muestra un resumen de las corridas realizadas con la herramienta computacional para el miembro Morichal Superior en configuración de catorce (14) pozos. Como se puede apreciar en los resultados obtenidos en general la primera tasa de construcción es elevada mientras que la segunda muy baja lo que contradice una de las condiciones impuestas, sin embargo se realizaron variaciones tanto en la longitud como en el ángulo de inclinación sin conseguir con éxito que se revertiera dicha tendencia. Aun así el pozo número tres (3) y el pozo número cinco (5) cumplen con el resto de los parámetros de diseño.

V.2.2 Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Superior en configuración de doce (12) pozos.

Tabla V.2. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Superior en configuración de 12 pozos.

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1850,0	600,0	7564,8	6301,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	5,0	1,8
2	1900,0	600,0	7571,3	6301,0	300,0	4500,0	70,0	90,0	5,1	2,5
3	1960,0	600,0	7635,7	6301,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,5	2,1
4	2000,0	600,0	7633,8	6301,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,7	2,7
5	2030,0	600,0	7654,6	6301,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,5	2,7

En esta ocasión se puede ver en la Tabla V.2. una muestra representativa de los resultados obtenidos para el miembro Morichal Superior en configuración de doce (12) pozos. En comparación a la configuración anterior en este caso la segunda tasa de construcción es ligeramente más elevada, sin embargo la primera tasa de construcción sigue siendo notablemente mayor. Se utilizaron conjuntamente con las variaciones de profundidad, variaciones del ángulo de la sección tangencial y variaciones de la longitud de la misma. De igual manera no se obtuvieron resultados satisfactorios. El pozo tres (3) y el pozo cinco (5) cumplen con los parámetros de diseño establecidos pero las tasas de construcción no presentan la tendencia buscada.

V.2.3. Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Superior en configuración de diez (10) pozos.

Tabla V.3. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Superior en configuración de 10 pozos.

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1800,0	600,0	7261,1	6008,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	5,1	2,8
2	1900,0	600,0	7325,5	6008,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,6	3,4
3	1940,0	600,0	7342,0	6008,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	4,5	5,3
4	1970,0	600,0	7353,5	6008,0	300,0	4500,0	70,0	90,0	4,5	5,1
5	2000,0	600,0	7367,3	6008,0	300,0	4500,0	65,0	90,0	4,5	4,9

En la Tabla V.3. se pueden ver algunos de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Superior en configuración de diez (10) pozos. Para esta serie de corridas se puede observar que algunos pozos como el número tres (3), el número cuatro (4) y el número cinco (5) cumplen satisfactoriamente con los rangos establecidos para todos los parámetros y con las condiciones estipuladas, aunque en todos los casos la longitud de la sección tangencial es la máxima posible. El ángulo de inclinación de la sección tangencial en los pozos mencionados anteriormente varía dentro del rango deseado y las tasas de construcción de ángulo presentan la tendencia deseada y también se ubican dentro del rango. Esta es la configuración que permite utilizar mayor número de pozos en el miembro Morichal Superior cumpliendo con todo lo previsto.

V.2.4. Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Superior en configuración de ocho (8) pozos

Tabla V.4. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Superior en configuración de 8 pozos.

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1800,0	600,0	6982,9	5718,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	5,0	6,4
2	1820,0	600,0	6994,9	5718,0	200,0	4500,0	60,0	90,0	4,9	6,1
3	1850,0	600,0	7021,3	5718,0	150,0	4500,0	60,0	90,0	4,7	5,9
4	1900,0	600,0	7057,8	5718,0	150,0	4500,0	56,0	90,0	4,5	6,0
5	1950,0	600,0	7096,4	5718,0	150,0	4500,0	52,0	90,0	4,3	6,0

Para la configuración mostrada de ocho (8) pozos en Morichal Superior no se consiguió dar con resultados satisfactorios, ya que los únicos pozos que lograron tener ambas tasas de construcción de ángulo dentro del rango estipulado, resultaron tener un ángulo de inclinación de la sección tangencial inferior al deseado. En todos los pozos se variaron los valores de longitud de la sección tangencial, la inclinación de la sección tangencial, la profundidad, la primera tasa de construcción de ángulo y la segunda tasa de construcción de ángulo.

Como se puede apreciar en los resultados antes expuestos, el máximo número de pozos que se pueden perforar en el miembro, cumpliendo todas las condiciones, es diez (10) pozos, sin embargo, si se desea aumentar el número de pozos es recomendable realizar un trabajo conjunto con el departamento de geología y de yacimientos a fin de estudiar más a fondo si se puede reducir la profundidad de asentamiento de *casing* de superficie sin afectar los acuíferos y así disminuir también la profundidad del KOP para de esta forma realizar nuevos diseños que quizás permitan aumentar el número de pozos para ese miembro.

V.2.5. Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Medio en configuración de dieciséis (16) pozos

Tabla V.5. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Medio en configuración de 16 pozos.

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1900,0	650,0	8159,8	6889,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	5,4	1,0
2	2000,0	650,0	8215,4	6889,0	200,0	4500,0	74,0	90,0	4,9	1,2
3	2100,0	650,0	8279,3	6889,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	4,5	1,3
4	2250,0	650,0	8339,1	6889,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,3	1,7
5	2400,0	650,0	8416,0	6889,0	300,0	4500,0	60,0	90,0	4,1	2,0

Esta es la configuración en la que se utiliza mayor número de pozos de todas las estudiadas para el miembro Morichal Medio, sin embargo como se aprecia en Tabla V.5. la segunda tasa de construcción de ángulo es muy baja en todos los casos, con respecto a la primera tasa que tiene valores más altos; para esta configuración no se consiguió dar con ningún resultado satisfactorio a pesar de que los pozos tres (3), cuatro (4) y cinco (5) cumplen con todos los parámetros dentro del rango, sin embargo se deduce que no es posible perforar dieciséis (16) pozos en el miembro cumpliendo con todas las condiciones previstas porque la tendencia entre la primera y segunda tasa de construcción no es la buscada.

V.2.6. Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Medio en configuración de catorce (14) pozos

Tabla V.6. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Medio en configuración de 14 pozos.

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1950,0	650,0	7918,6	6594,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,9	1,5
2	2100,0	650,0	8015,2	6594,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,3	1,5
3	2150,0	650,0	8010,6	6594,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,5	2,1
4	2250,0	650,0	8079,7	6594,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,1	2,2
5	2350,0	650,0	8166,9	6594,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	3,6	2,4

En la Tabla V.6. se muestran los resultados para el miembro Morichal Medio en configuración de catorce (14) pozos. Al igual que en el caso de dieciséis (16) pozos no se consiguió dar con un resultado que cumpliera con todas las condiciones impuestas, a pesar de ser realizadas múltiples corridas con la herramienta desarrollada, variando la primera y segunda tasa de construcción de ángulo así como la longitud de la sección tangencial y el ángulo de inclinación de la misma. De igual forma que para la configuración anterior, se deduce que no es posible diseñar catorce (14) pozos en el Miembro Morichal Medio cumpliendo con todas las condiciones estipuladas; a pesar de que los pozos número dos (2), tres (3), cuatro (4) y cinco (5) tienen sus parámetros dentro de los rangos estos no presentan la tendencia deseada entre la primera y segunda tasa de construcción.

V.2.7. Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Medio en configuración de doce (12) pozos

Tabla V.7. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Medio en configuración de 12 pozos.

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1900,0	650,0	7614,8	6301,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	5,0	1,8
2	2250,0	650,0	7830,9	6301,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	3,8	3,9
3	2300,0	650,0	7863,2	6301,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	3,6	4,4
4	2350,0	650,0	7895,4	6301,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	3,5	5,0
5	2450,0	650,0	7962,9	6301,0	200,0	4500,0	70,0	90,0	3,3	4,3

Con la configuración de doce (12) pozos en el miembro Morichal Medio se consiguieron varios resultados que se pueden considerar satisfactorios como los pozos número dos (2), número tres (3), número cuatro (4) y número cinco (5) de la Tabla V.7. Para todos los casos adicionalmente a la profundidad vertical, también fueron variados los valores de inclinación de la sección tangencial, longitud de la sección tangencial y primera y segunda tasa de construcción de ángulo. Esta es la configuración que permite disponer mayor cantidad de pozos en el miembro Morichal Medio cumpliendo todas las condiciones previstas.

V.2.8. Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Medio en configuración de diez (10) pozos

Tabla V.8. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Medio en configuración de 10 pozos.

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	2065,0	650,0	7427,7	6008,0	300,0	4500,0	65,0	90,0	4,4	5,0
2	2100,0	650,0	7460,8	6008,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,2	4,6
3	2150,0	650,0	7495,4	6008,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,0	4,9
4	2275,0	650,0	7581,9	6008,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	3,6	6,0
5	2400,0	650,0	7676,2	6008,0	150,0	4500,0	61,0	90,0	3,2	6,1

Para la configuración mostrada se obtuvieron varios resultados satisfactorios como los pozos número uno (1), número dos (2), número tres (3), número cuatro (4) y número cinco (5) de Tabla V.8., sin embargo, en general el ángulo de inclinación de la sección tangencial es reducido y se acerca a sus mínimos valores. Pero salvo en el pozo número cinco (5) todos los parámetros y condiciones se encuentran dentro de lo estipulado. Al igual que para todas las configuraciones anteriores se variaron tanto la longitud como la inclinación de la sección tangencial y la primera y segunda tasa de construcción de ángulo adicionalmente de la profundidad.

V.2.9. Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Medio en configuración de ocho (8) pozos.

Tabla V.9. Muestra representativa de los pozos obtenidos para el miembro Morichal Medio en configuración de 8 pozos.

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1900,0	650,0	7072,0	5718,0	150,0	4500,0	65,0	90,0	4,7	6,4
2	2000,0	650,0	7146,4	5718,0	150,0	4500,0	52,0	90,0	4,3	6,0
3	2100,0	650,0	7159,7	5718,0	150,0	4500,0	53,0	89,0	4,2	6,0
4	2150,0	650,0	7136,0	5718,0	150,0	4500,0	59,0	88,0	4,3	6,1
5	2350,0	650,0	7169,9	5718,0	150,0	4500,0	61,0	86,0	4,2	6,1

En la tabla V.9. se puede ver la muestra de los resultados obtenidos para el Miembro Morichal Medio en configuración de ocho (8) pozos la cual es la mínima cantidad que fue estudiada para el mencionado miembro. En esta ocasión el problema más resaltante son los altos valores obtenidos para la segunda tasa de construcción de ángulo, la cual en la mayoría de los casos excedió el límite establecido. Como bien se puede apreciar, para esta configuración no se reportó ningún pozo que cumpliera con todas las condiciones establecidas.

Al igual que para el miembro Morichal Superior, una opción para aumentar el número de pozos, más allá de los doce (12) propuestos para este miembro, sería realizar un trabajo conjunto con el personal de geología y de yacimientos a fin de reducir la profundidad de asentamiento del *casing* sin afectar los acuíferos superficiales y de esta forma reducir la profundidad del KOP, lo que posiblemente genere un aumento en el número de pozos.

V.3. COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL CON EL SOFTWARE COMERCIAL COMPASS

De manera se verificar el funcionamiento de la herramienta computacional se decidió cotejar los resultados de la misma con resultados arrojados por el software comercial COMPASS y calcular el error relativo. Los resultados obtenidos se presentan a continuación de manera tabulada con la comparación de los

parámetros y su error asociado, además de una imagen del pozo en cuestión obtenida del software comercial.

La profundidad vertical verdadera o TVD, el punto de arranque o KOP, la primera tasa de construcción de ángulo y la segunda tasa de construcción de ángulo presentan un error de cero (0) por ciento en todos los casos porque estos fueron los datos que se suministraron al software comercial de manera implícita o explícita para realizar los cálculos.

Tabla V.10. Tabla comparativa para el pozo 4 en configuración de 8 pozos para el miembro Morichal Superior.

Pozo 6 para 8 Pozos MS	TVD	KOP	MD	BC	DE	α	β	q1	q2
Herramienta	1900,0	600,0	7057,8	150,0	4500,0	56,0	90,0	4,5	6,0
COMPASS	1900,0	600,0	7056,6	153,1	4497,7	55,9	90,0	4,5	6,0
Error (%)	0,00	0,00	0,02	2,02	0,05	0,18	0,00	0,00	0,00

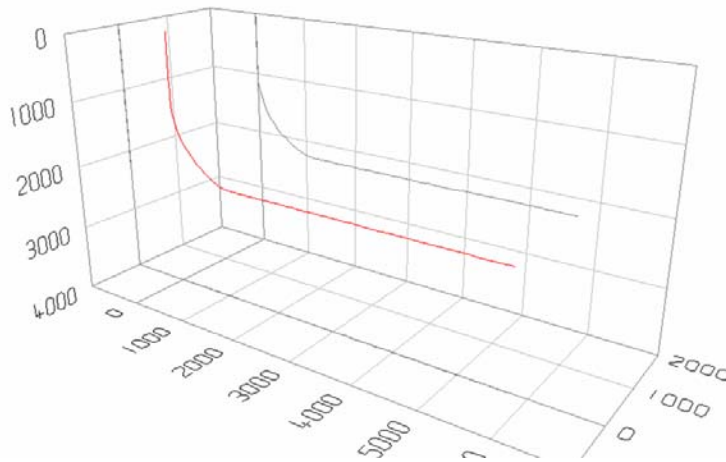


Figura V.8. Imagen del pozo número 4 para la configuración de 8 pozos para el miembro Morichal Superior.

Tabla V.11. Tabla comparativa para el pozo 5 en configuración de 8 pozos para el miembro Morichal Superior.

Pozo 7 8P MS	TVD	KOP	MD	BC	DE	α	β	q1	q2
Herramienta	1950,0	600,0	7096,4	150,0	4500,0	52,0	90,0	4,3	6,0
COMPASS	1950,0	600,0	7095,3	151,1	4497,7	52,1	90,0	4,3	6,0
Error (%)	0,00	0,00	0,02	0,73	0,05	0,19	0,00	0,00	0,00

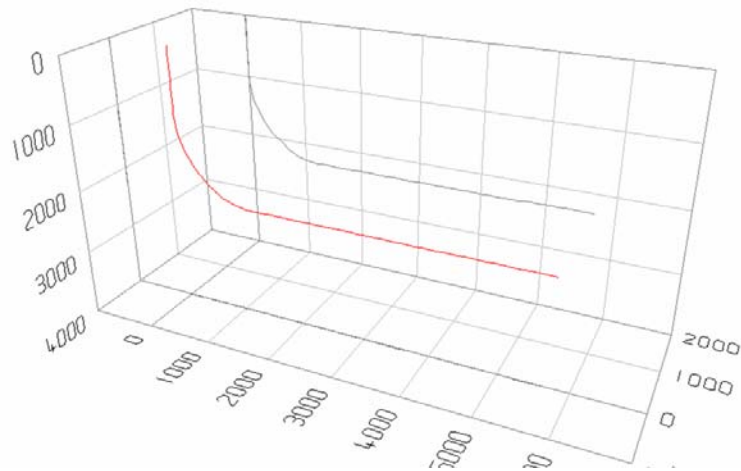


Figura V.9. Imagen del pozo número 5 para la configuración de 8 pozos para el miembro Morichal Superior.

Tabla V.12. Tabla comparativa para el pozo 3 en configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Superior.

Pozo 7 10P MS	TVD	KOP	MD	BC	DE	α	β	q1	q2
Herramienta	1940,0	600,0	7342,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	4,5	5,3
COMPASS	1940,0	600,0	7341,0	299,7	4500,0	74,8	90,0	4,5	5,3
Error (%)	0,00	0,00	0,01	0,10	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00

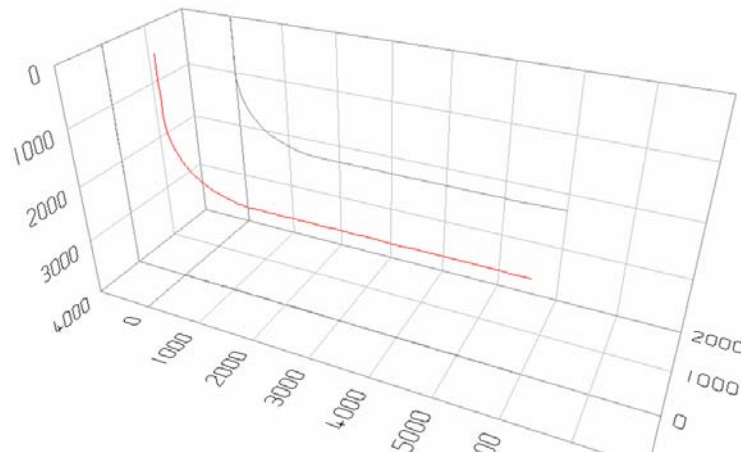


Figura V.10. Imagen del pozo número 3 para la configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Superior

CAPÍTULO V. ANÁLISIS DE RESULTADOS |

Tabla V.13. Tabla comparativa para el pozo 4 en configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Superior.

Pozo 10 10P MS	TVD	KOP	MD	BC	DE	α	β	q1	q2
Herramienta	1970,0	600,0	7353,5	300,0	4500,0	70,0	90,0	4,5	5,1
COMPASS	1970,0	600,0	7353,5	300,0	4500,0	69,9	90,0	4,5	5,1
Error (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00

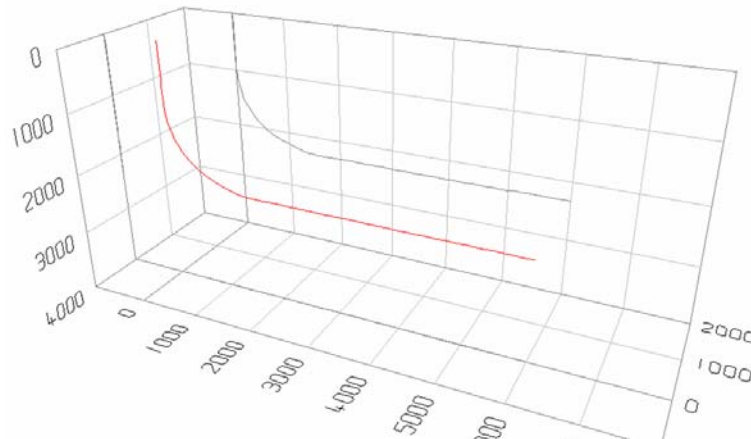


Figura V.11. Imagen del pozo número 4 para la configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Superior

Tabla V.14. Tabla comparativa para el pozo 1 en configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Medio.

Pozo 7 10P MM	TVD	KOP	MD	BC	DE	α	β	q1	q2
Herramienta	2065,0	650,0	7427,7	300,0	4500,0	65,0	90,0	4,4	5,0
COMPASS	2065,0	650,0	7427,5	301,4	4500,0	64,9	90,0	4,4	5,0
Error (%)	0,00	0,00	0,01	0,46	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00

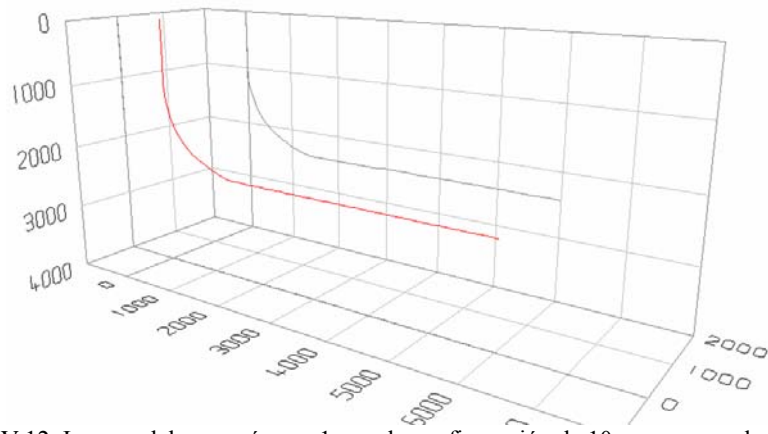


Figura V.12. Imagen del pozo número 1 para la configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Medio.

Tabla V.15. Tabla comparativa para el pozo 2 en configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Medio.

Pozo 9 10P MM	TVD	KOP	MD	BC	DE	α	β	q1	q2
Herramienta	2100,0	650,0	7460,8	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,2	4,6
COMPASS	2100,0	650,0	7461,0	198,9	4500,0	65,1	90,0	4,2	4,6
Error (%)	0,00	0,00	0,00	0,55	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00

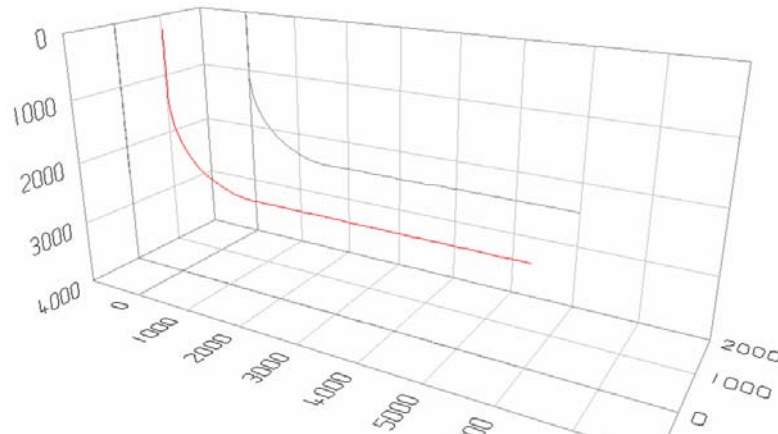


Figura V.13. Imagen del pozo número 2 para la configuración de 10 pozos para el miembro Morichal Medio.

Tabla V.16. Tabla comparativa para el pozo 2 en configuración de 12 pozos para el miembro Morichal Medio.

Pozo 9 10P MM	TVD	KOP	MD	BC	DE	α	β	q1	q2
Herramienta	2250,0	650,0	7830,9	300,0	4500,0	75,0	90,0	3,8	3,9
COMPASS	2250,0	650,0	7830,9	300,6	4500,0	74,9	90,0	3,8	3,9
Error (%)	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00

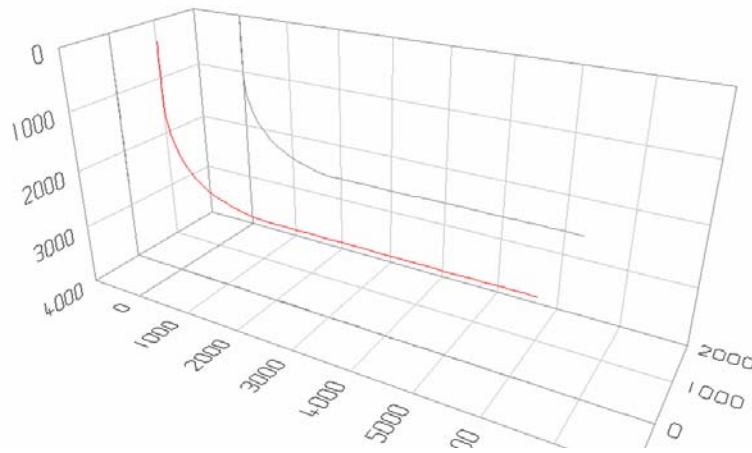


Figura V.14. Imagen del pozo número 2 para la configuración de 12 pozos para el miembro Morichal Medio.

Tabla V.17. Tabla comparativa para el pozo 3 en configuración de 12 pozos para el miembro Morichal Medio.

Pozo 10 12P MM	TVD	KOP	MD	BC	DE	α	β	q1	q2
Herramienta	2300,0	650,0	7863,2	300,0	4500,0	75,0	90,0	3,6	4,4
COMPASS	2300,0	650,0	7863,6	298,4	4500,1	75,2	90,0	3,6	4,4
Error (%)	0,00	0,00	0,00	0,54	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00

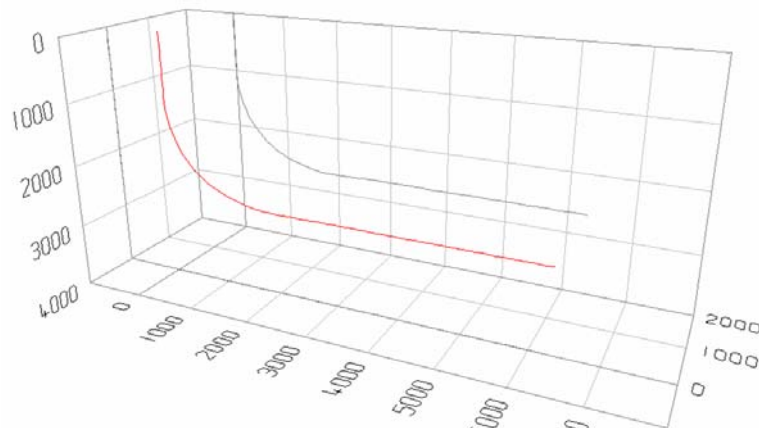


Figura V.15. Imagen del pozo número 3 para la configuración de 12 pozos para el miembro Morichal Medio.

Los resultados obtenidos del cotejo de resultados fueron satisfactorios. Para la profundidad medida o MD se obtuvo un error promedio entre todos los pozos cotejados de 0,0075%, siendo el máximo error arrojado de 0,02%. Para la longitud de la sección tangencial el error promedio conseguido fue de 0,575% mientras que

el mayor fue de 2,02%. En cuanto al brazo del pozo o longitud de la sección horizontal el error promedio obtenido del cotejo fue de 0,0125% mientras que el máximo valor es de 0,05%. El ángulo de inclinación de la sección de la sección tangencial presentó un error promedio de 0,185% mientras que el máximo fue de 0,27%.

Como lo demuestran los resultados obtenidos los errores reflejados son bajos lo que demuestra que la herramienta desarrollada tiene un alto grado de confiabilidad y los resultados son muy parecidos a los de la herramienta computacional.

V.4. RESULTADOS SELECCIONADOS PARA EL DISEÑO DE LA MACOLLA DE POZOS EN DOS DIMENSIONES (2D)

Tabla V.18. Pozos seleccionados para conformar la macolla de pozos en dos dimensiones (2D)

Miembro	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
M.S.	1970,0	600,0	7353,5	6008,0	300,0	4500,0	70,0	90,0	4,5	5,1
M.M.	2300,0	650,0	7866,3	6301,0	250,0	4500,0	75,0	90,0	3,6	3,9

Del gran número de pozos presentados obtenidos de la utilización de la herramienta desarrollada es necesario seleccionar dos, uno para Morichal Superior y uno para Morichal Medio que conformarán el diseño final de la macolla. Para realizar la selección se buscó determinar el mayor número de pozos que era posible colocar en cada miembro respetando siempre que dichos pozos cumplieran con los parámetros y condiciones estipuladas. En el caso de Morichal Superior es posible utilizar diez (10) pozos y el resultado tomado cumple con todas las condiciones previstas, adicionalmente no existe ningún otro resultado que permita utilizar un mayor número de pozos y que presente una primera tasa de construcción de ángulo más baja teniendo en cuenta que el valor presentado por el pozo elegido es de cuatro coma cinco grados cada cien pies ($4,5^\circ/100'$) el cual es el valor límite permitido dentro del rango estipulado. Para el miembro Morichal Medio se tomó el pozo mostrado, el cual permite perforar un total de doce (12) pozos, tomando cuenta que tiene una primera tasa de construcción de ángulo de tres coma seis grados cada cien pies ($3,6^\circ/100'$) y solo existen tres resultados

adicionales que permiten construir igual número de pozos con una tasa de construcción tan o más baja que esa pero todos ellos presenta una tendencia que no es la buscada o bien poseen una segunda tasa de construcción más elevada; gracias a esta razón se consideró más prudente seleccionar este pozo.

En total la selección contempla veintidós (22) pozos aunque es importante aclarar que esta, es una macolla tipo que fue elegida por permitir la mayor cantidad de pozos cumpliendo con todos los rangos y condiciones establecidos con anterioridad, sin embargo, no es el único diseño posible, ya que para profundidades diferentes a las seleccionadas también se tendrán pozos pero con parámetros diferentes de esta macolla.

V.5 CAMBIO DE COORDENADAS DE SUPERFICIE PARA LA MACOLLA CON POZOS EN TRES DIMENSIONES (3D)

Como se explicó en capítulos anteriores las coordenadas de superficie que fueron suministradas para los pozos que conforman la macolla exhibían una separación de seis (6) metros entre ellos, pero por requerimientos de la empresa el mencionado espaciamiento debía ser de diez (10) metros por lo que fue necesario realizar un cambio de coordenadas; el resultado del mismo se muestra en la tabla V.19.

Tabla V.19. Cambio de coordenadas de superficie para los pozos en tres dimensiones (3D)

Orden	N/S	E/O	Nuevo E/O
A1	955462,54	488296,2	488296,2
A10	955462,54	488350,18	488386,18
A11	955462,54	488356,18	488396,18
A12	955462,54	488362,18	488406,18
A13	955462,54	488368,18	488416,18
A14	955462,54	488374,17	488426,17
A15	955462,54	488380,17	488436,17
A16	955462,54	488386,17	488446,17
A2	955462,54	488302,2	488306,2
A3	955462,54	488308,2	488316,2
A4	955462,54	488314,2	488326,2
A5	955462,54	488320,19	488336,19
A6	955462,54	488326,19	488346,19
A7	955462,54	488332,19	488356,19
A8	955462,54	488338,19	488366,19
A9	955462,54	488344,19	488376,19
B1	955532,52	488287,21	488287,21
B10	955532,52	488341,19	488377,19
B11	955532,52	488347,18	488387,18
B12	955532,52	488353,18	488397,18
B13	955532,52	488359,18	488407,18
B14	955532,52	488365,18	488417,18
B15	955532,52	488371,17	488427,17
B16	955532,52	488377,17	488437,17
B2	955532,52	488293,21	488297,21
B3	955532,52	488299,2	488307,2
B4	955532,52	488305,2	488317,2
B5	955532,52	488311,2	488327,2
B6	955532,52	488317,2	488337,2
B7	955532,52	488323,19	488347,19

Como se puede apreciar en los resultados mostrados, las dos hileras de pozos se encuentran orientados al Este franco por lo que las coordenadas Norte/Sur permanecen constantes y la variación se registra solo en las coordenadas Este/Oeste.

V.6 RESULTADOS OBTENIDOS CON EL SOFTWARE COMERCIAL COMPASS PARA LA MACOLLA DE POZOS EN TRES DIMENSIONES (3D).

Para el diseño de la macolla conformada por pozos en tres dimensiones (3D) se utilizó un procedimiento diferente al utilizado con la macolla conformada por pozos en dos dimensiones (2D) ya que se utilizó el software comercial COMPASS de la empresa HALLIBURTON. Las treinta y dos (32) trayectorias de los pozos de la macolla en tres dimensiones (3D) fueron generados a partir de cuatro puntos suministrados con sus respectivas coordenadas y profundidades: punto de superficie, punto de arranque o KOP, punto de entrada a la arena o LP y punto final.

El diseño de la macolla consta de dos filas o hileras orientadas en este franco las cuales contienen dieciséis (16) pozos cada una para un total de treinta y dos (32) pozos. Cada una de estas hileras está separada por una distancia aproximada de setenta metros (70m) entre sí. Los pozos ubicados en cada una de las filas tienen una separación de diez metros (10m). Entre ambas hileras existe un desfase de nueve metros (9m) con respecto a la orientación Este.

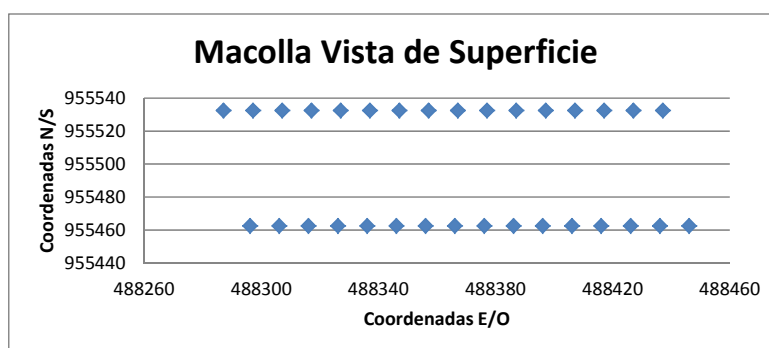


Figura V.16. Grafico de la vista superficial de la macolla.

Algunos *surveys* obtenidos por el software comercial pueden ser consultados de manera completa en el Anexo 1 sin embargo en la tabla mostrada se tiene un resumen de los reportes arrojados de manera tal de reflejar los resultados de

mayor importancia en forma compacta. En la tabla se encuentran los siguientes valores:

- Pozo: hace referencia al nombre del pozo los cuales constan de una letra que indica la línea a la cual pertenecen y un número que indica la posición del pozo en dicha línea.
- TVD: medido en pies verticalmente desde la mesa rotaria del taladro.
- KOP: medido en pies desde la altura de la mesa rotaria del taladro.
- MD: medido en pies desde la mesa rotaria del taladro hasta el punto final.
- BC: medido en pies.
- DE: medida en pies desde el punto de entrada a la arena hasta el punto final.
- α : medido en grados.
- β : medido en grados
- q1: en grados cada cien pies ($^{\circ}/100'$) pies.
- q2: en grados cada cien pies ($^{\circ}/100'$) pies.
- Cambio AZI: es la diferencia en grados entre el azimut que posee el pozo inmediatamente luego del punto de arranque y el azimut del pozo en el punto final. Representa el giro del pozo.

El cuadro con el resumen de los resultados obtenidos a partir de los datos suministrados y a través del software comercial se muestra a continuación:

CAPÍTULO V. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla V.20. Resumen de resultados obtenidos para la macolla de pozos en tres dimensiones (3D)

Pozo	TVD	KOP	MD	BC	DE	α	β	q1	q2	Cambio AZI
A-01	2646	960	8084,8	150	3808,6	74,2	90	3,8	2,7	29,6
A-02	2690	960	7691,6	150,4	3789,3	69,6	90	3,8	2,8	30,5
A-03	2989,2	960	7845,5	150,5	3977,6	66,5	89	3,1	4,1	31,4
A-04	2647,5	960	8329,7	150,6	3646,1	79,3	90	3,9	2,8	53,0
A-05	2833,7	960	8630,2	150,4	3614,1	78	89	3,5	3,2	53,7
A-06	2976,5	960	8806,2	150,1	3789,4	77	89	3,3	3,6	53,9
A-07	3070,9	960	7964,4	150,4	3037,6	74,7	89	3	4,5	59,3
A-08	2950,7	960	7868,8	150,4	3004,6	73,9	90	3,2	4,3	61,0
A-09	2845,1	960	7733,7	150	2870,9	76,7	90	3,4	3,9	59,0
A-10	2785,8	960	8013,1	150,8	3010	78,2	89	3,6	3,3	55,3
A-11	2687,1	960	7608,9	150,4	2803,2	78,1	89	3,9	3,6	59,1
A-12	3132,6	960	9345,1	150,3	5304	60,6	89	2,8	5,5	32,6
A-13	2921	960	9247,9	150,3	5254,3	60,6	90	2,9	5,5	33,2
A-14	2839,3	960	9184,9	150,8	5284,3	62	90	3,2	5,1	32,8
A-15	2804	960	9107,4	150,4	5204,2	64	90	3,3	4,6	31,7
A-16	2732	960	8980,7	150,1	5069,7	66,6	89	3,6	3,9	30,5
B-01	2682,9	960	7762	150,9	4113,9	59,6	90	3,4	4	6,1
B-02	3019,7	960	8068,3	150,2	4196,2	57,3	89	2,8	4,7	5,8
B-03	2734,9	960	8010,3	149,9	3810,3	68,2	90	3,5	3,5	30,4
B-04	3041,1	960	8337,9	150,6	4203,5	63,4	89	2,9	4,7	31,5
B-05	3072,3	960	8292,3	150,3	4081,9	64,1	89	2,9	4,5	30,5
B-06	3029	960	8798,6	150	3898,6	78,9	87	3,5	3,6	54,0
B-07	3052,2	960	8949,6	150	4035,9	74,3	90	3	4,2	55,0
B-08	3159,2	960	10537	149,9	5695	73	89	2,9	4,8	57,1
B-09	2964,4	960	10611,8	150	5811,8	74	90	3,1	4,4	57,6
B-10	2842,9	960	10401,2	150,2	5609	75,5	90	3,4	4	56,9
B-11	2776,2	960	10350	150	5539,5	76,6	90	3,6	3,6	56,1
B-12	3157,1	960	9895,2	150	5995,2	53,7	89	2,6	6,1	17,4
B-13	2959,7	960	9746,5	150,1	5893,7	67,6	90	2,7	5,4	16,9
B-14	2842,6	960	9642,9	149,9	5934,7	56,3	90	3	5,4	18,4
B-15	2807,3	960	9646,1	149,9	5946,1	56	90	3,1	5,5	18,8
B-16	2776,6	960	9488,3	150,1	5833,8	58,3	89	3,3	4,9	18,4

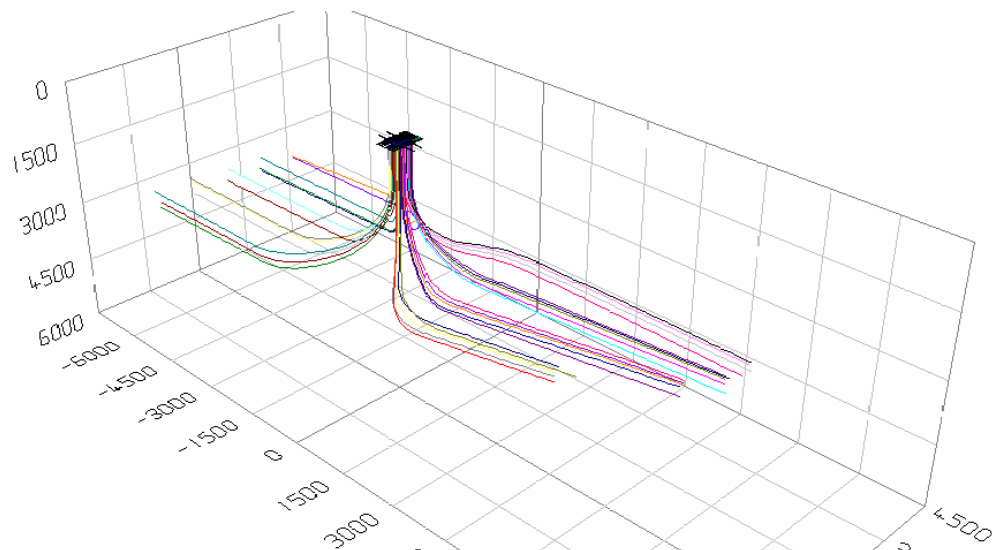


Figura V.17. Macolla conformada por pozos en tres dimensiones (3D)

La profundidad vertical promedio de los pozos fue de dos mil ochocientos noventa pies (2890'), siendo la mínima la del pozo A-01 con dos mil seiscientos cuarenta y seis pies (2646') y la máxima la del pozo B-08 con tres mil ciento cincuenta y nueve coma dos pies (3159,2'). Con este rango de profundidades se cubren diferentes arenas objetivo de los miembros Morichal Medio y Morichal Superior. Dichas arenas objetivo fueron identificadas por personal del área de yacimientos los cuales determinaron sus profundidades y puntos de aterrizaje de los pozos propuestos.

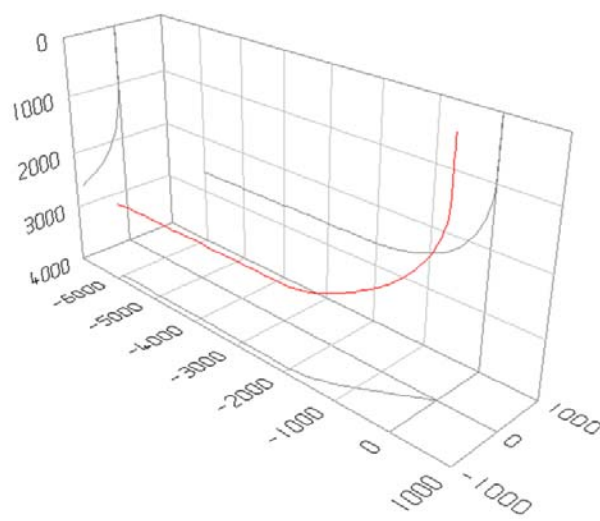


Figura V.18. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo A-01

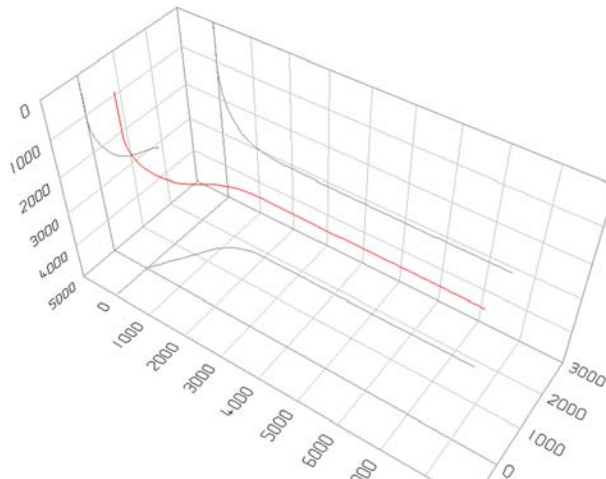


Figura V.19. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo B-08

El punto de arranque se mantuvo fijo a lo largo de todos los pozos de la macolla con un valor de novecientos sesenta pies (960') de profundidad vertical; dicho valor fue tomado porque por información suministrada por personal de geología, los acuíferos superficiales presentan una profundidad de cuatrocientos pies (400') bajo el nivel del mar. Adicionalmente se decidió colocar cien pies (100') de revestidor más debajo de la profundidad de los acuíferos de manera tal de cumplir con regulaciones ambientales con holgura. Por razones operacionales y de construcción de ángulo se estableció que el punto de arranque debía estar cien pies (100') por debajo de la zapata del revestidor superficial. Los resultados del cuadro resumen o tabla V.20 están tomados en profundidad vertical verdadera por lo que son medidos desde la mesa rotaria del taladro, tomando en cuenta trescientos treinta y cinco pies (335') de elevación del terreno y veinticinco pies (25') de elevación de mesa rotaria.

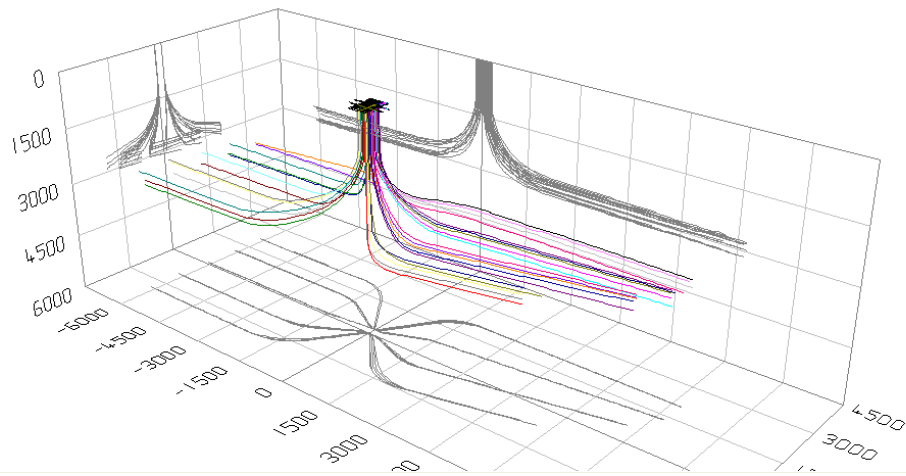


Figura V.20. Vista en tres dimensiones (3D) de la macolla con sus respectivas proyecciones.

La profundidad medida de los pozos o MD no es un parámetro crítico en el diseño de los mismos ya que no se poseen restricciones de longitud, sin embargo si es un valor harto importante ya que determinará la configuración de la completación a futuro, entre otras cosas. La profundidad promedio de los pozos de la macolla fue de ocho mil ochocientos cuarenta y tres pies (8843'). El pozo de menor longitud resultó ser el pozo A-11 con una profundidad medida de siete mil seiscientos nueve pies (7609') mientras que el de mayor profundidad medida fue el pozo B-09 con diez mil seiscientos once pies (10611'). Todos los pozos tienen una longitud que resulta lógica y se mantienen dentro de un rango adecuado.

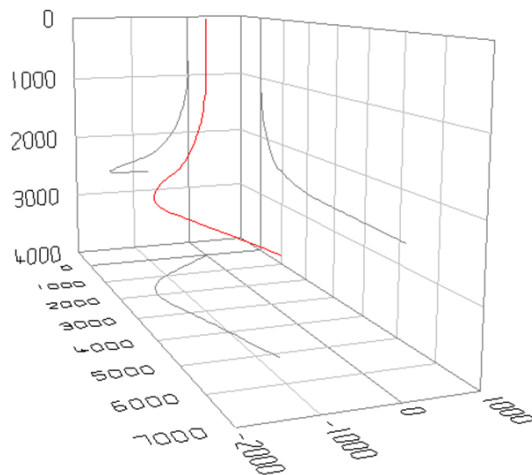


Figura V.21. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo A-11

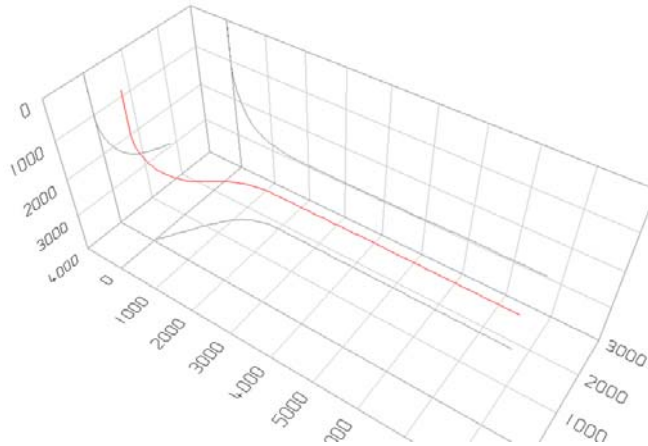


Figura V.22. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo B-09

La sección tangencial es un valor que se mantuvo relativamente fijo alrededor de los ciento cincuenta pies (150'). Nunca se excedió el valor de ciento cincuenta y un pies (151') ni se disminuyó más abajo de los ciento cuarenta y nueve pies (149'). Una sección tangencial corta ayuda a que las tasas de construcción de ángulo sean más bajas lo que a su vez ayuda a evitar problemas al momento de bajar la bomba y facilita el proceso de construcción del pozo.

La sección horizontal del pozo también conocida como brazo mostró grandes variaciones en su longitud a lo largo de los treinta y dos pozos (32). Como se ha explicado anteriormente los puntos de entrada a la arena y punto final del pozo fueron suministrados para la construcción de los pozos macolla, por lo que la longitud del brazo responde a criterios de explotación del yacimiento que no corresponden al alcance del T.E.G. El brazo promedio en los pozos de la macolla es de cuatro mil quinientos dos pies (4502') siendo la menor longitud la correspondiente al pozo A-11 con dos mil ochocientos tres pies (2803') y la mayor al pozo B-12 con cinco mil novecientos noventa y cinco pies (5995').

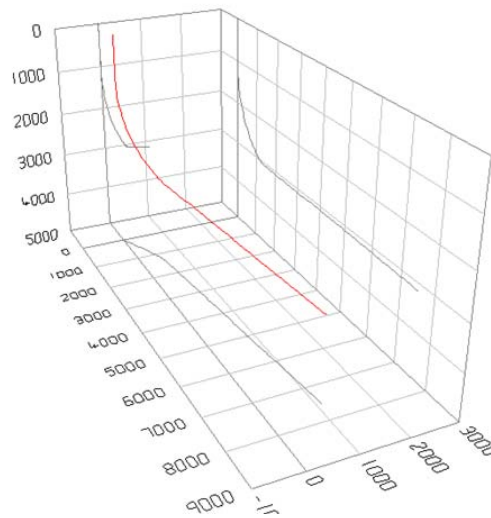


Figura V.23. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo B-12

El ángulo de inclinación de la sección tangencial es un parámetro importante ya que en dicha sección como se ha mencionado anteriormente debe ir instalada la bomba que servirá como método de levantamiento en el pozo. El ángulo de inclinación promedio registrado en la macolla fue de sesenta y nueve grados (69°), valor que representa una buena inclinación puesto que no es muy inclinado pero si sobrepasa el rango de ángulos críticos para la limpieza del pozo; sin embargo al detallar los valores individualmente se aprecia que el ángulo mínimo lo presenta el pozo B-12 con cincuenta y cuatro grados (54°) y el máximo el pozo A-04 con setenta y nueve grados (79°). En secciones anteriores se detalló que los ángulos comprendidos entre los cuarenta y cinco (45°) y sesenta y cinco (65°) grados representan ángulos críticos que dificultan la limpieza del hoyo durante la perforación, por lo que se debería tratar de evitar perforar grandes secciones en estas inclinaciones, no obstante en la macolla existen un total de doce (12) pozos cuyas secciones tangenciales se encuentran dentro de este rango. Dados los datos que fueron suministrados, se realizaron todos los ajustes posibles para elevar el ángulo de manera tal de que los pozos no se encontraran en dicho rango, sin embargo el objetivo no se alcanzó en la totalidad de estos. Ante estos resultados es notable aclarar que desde el punto de vista de diseño existe la opción de realizar un trabajo conjunto con el personal de yacimientos de la empresa, de tal manera de buscar hacer modificaciones lógicas en los datos suministrados para que los

pozos con el problema antes planteado puedan tener la sección tangencial dentro del rango requerido; por ejemplo si el punto de aterrizaje en la arena tuviera una TVD menor, el ángulo de inclinación de la sección tangencial probablemente aumentaría, si por otro lado el KOP se coloca más arriba y se trata de mantener tanto la primera tasa de construcción como la profundidad y longitud de la primera sección tangencial, la inclinación aumentaría y esto hipotéticamente permitiría salir del rango indeseado. En cuanto a los pozos que presentan una alta inclinación de la sección tangencial una opción sería disminuir el primer intervalo de construcción de ángulo aumentando la profundidad del KOP. Todas estas opciones requieren, como ya se ha mencionado, de un trabajo conjunto con el personal de yacimientos y el personal de geología puesto que según los datos suministrados por estos es que fueron diseñados los pozos. Desde el punto de vista operacional con el procedimiento correcto no debería existir ningún problema durante la perforación de estos pozos aun manteniendo el diseño obtenido; por ejemplo una forma de asegurar la limpieza del hoyo durante la perforación sería bombear píldoras viscosas cada cierto intervalo perforado y circular hasta superficie de manera tal de asegurarse de la extracción de los ripios. En el caso de los ángulos muy altos, bastaría con asegurarse con las empresas proveedoras de las bombas BCP que estas tienen la capacidad de trabajar en esas inclinaciones.

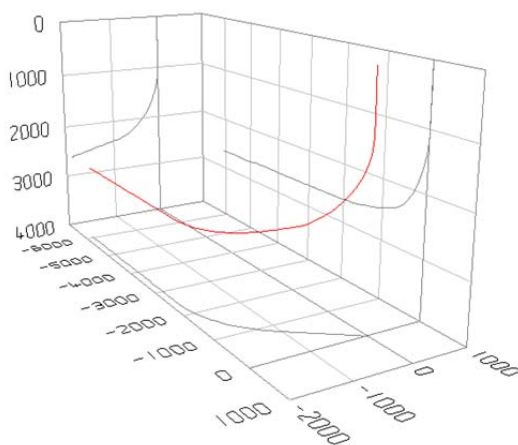


Figura V.24. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo A-04

El ángulo de entrada a la arena o ángulo de inclinación de la sección horizontal presenta poca variación, lo cual fue realizado intencionalmente. La inclinación de esta sección también depende directamente de los puntos de entrada a la arena y

punto final del pozo por lo que a pesar de que no está explícitamente mencionado como dato, es uno de ellos. El promedio del ángulo de entrada a la arena para la macolla fue de ochenta y nueve coma cinco grados ($89,5^\circ$), siendo el menor ángulo el registrado por el pozo B-06 con ochenta y seis coma seis grados ($86,6^\circ$) y el mayor el del pozo A-13 con noventa coma cuatro grados ($90,4^\circ$). Como se puede apreciar en los resultados exhibidos ronda en la mayoría de los casos los noventa grados (90°) lo cual es en teoría lo buscado.

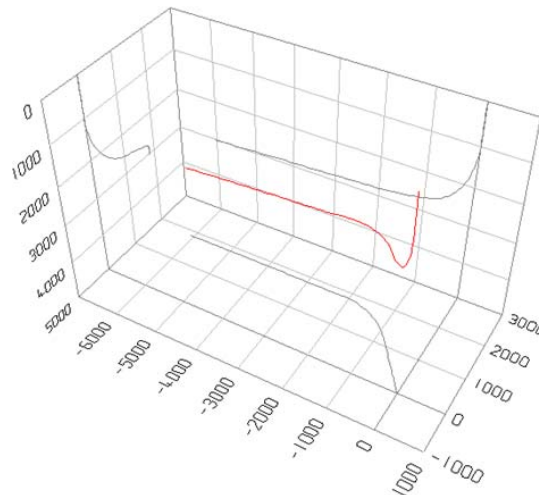


Figura V.25. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo B-06

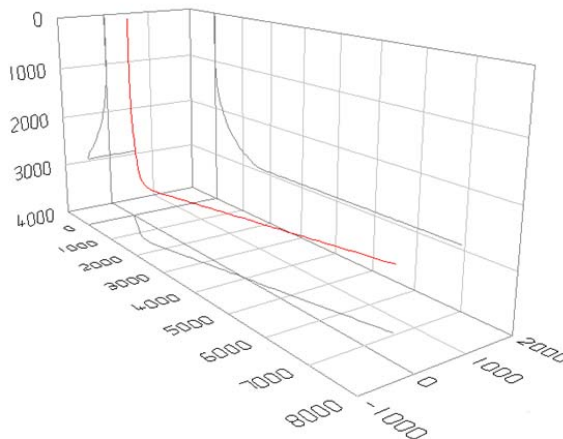


Figura V.26. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo A-13

La primera tasa de construcción de ángulo es uno de los parámetros más críticos en la elaboración del diseño, la misma presenta un promedio de tres coma tres grados cada cien pies ($3,3^\circ/100'$), siendo el pozo que reportó la menor tasa el B-

12 con dos coma seis grados cada cien pies ($2,6^{\circ}/100'$) y el que presentó la mayor tasa el pozo A-11 con tres coma nueve grados cada cien pies ($3,9^{\circ}/100'$). Todas las tasas arrojadas se encuentran dentro de un rango adecuado que facilita tanto la perforación del pozo como el posterior asentamiento de la bomba minimizando el riesgo de inconvenientes en ambos procesos.

La segunda tasa de construcción de ángulo promedio a lo largo de la macolla fue de cuatro coma tres grados cada cien pies ($4,3^{\circ}/100'$). La menor segunda tasa de construcción de ángulo la registró el pozo A-01 con un valor de dos coma siete grados cada cien pies ($2,7^{\circ}/100'$) mientras que la mayor segunda tasa fue la del pozo B-12 con un valor de seis coma un grados cada cien pies ($6,1^{\circ}/100'$). Generalmente la segunda tasa de construcción de ángulo es mayor que la primera y se aceptan altas tasas de construcción porque por esta sección del pozo no será necesario bajar la bomba que es la que mayor probabilidad tiene de sufrir algún daño al pasar por secciones con cambios de inclinación muy abruptos, así que mientras la tasa tenga un valor manejable la misma será aceptable.

En secciones anteriores se ha mencionado que una tendencia que favorece el desarrollo operacional de los pozos es que la segunda tasa de construcción de ángulo sea mayor que la primera, sin embargo en la macolla existen un total de seis (6) pozos que presentan la tendencia opuesta; lo primero que se debe destacar es que con los datos suministrados se hicieron todos los ajustes posibles para revertir esa tendencia y sin embargo en ciertos pozos no se alcanzó el objetivo, no obstante en todos los casos la primera tasa de construcción es menor a cuatro grados cada cien pies ($4^{\circ}/100'$) por lo que tomando en cuenta que los pozos en general son bastante someros, dado las características del área, resulta una tasa aceptable y no deberían presentarse complicaciones durante la bajada de la bomba; adicionalmente a lo descrito también cabe destacar que la herramienta COMPASS permite verificar e incluso fijar la profundidad de la primera sección tangencial, por lo que esta tendencia registrada en los seis pozos no indica que la sección tangencial este muy elevada ya que la profundidad de la misma fue fijada.

El cambio de azimuth refleja el giro del pozo es decir el cambio de ángulo azimuthal de la trayectoria del mismo. El giro del pozo a cada profundidad puede ser consultado en el Anexo 1, sin embargo una manera de reflejar este dato de forma reducida y adecuada a la tabla de pozos resultado es con el cambio total de azimuth. El promedio para este parámetro fue de treinta y nueve grados (39°) siendo el menor giro el reportado por el pozo B-02 con un valor de cinco coma ocho grados ($5,8^\circ$) mientras que el mayor fue para el pozo A-08 con un valor de sesenta y un grados (61°). El giro o el cambio de azimuth no es considerado un parámetro crítico pero refleja el cambio de dirección visto desde planta que tuvieron los pozos para conseguir el objetivo propuesto.

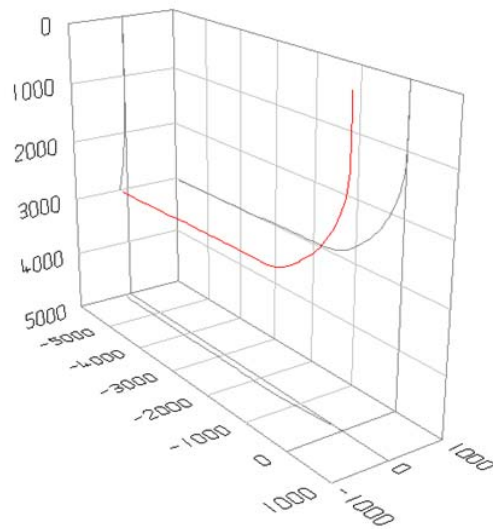


Figura V.27. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo B-02

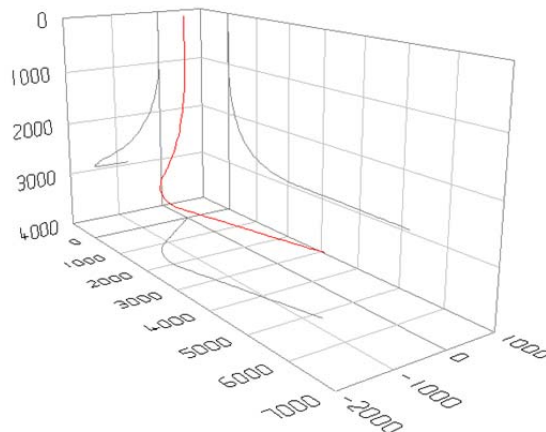


Figura V.28. Vista en tres dimensiones (3D) y con proyecciones del pozo A-08

Como bien se puede apreciar en la figura V.29 la macolla posee un total de nueve (9) brazos conformado por distinto número de pozos cada uno. Como se ha aclarado en ocasiones anteriores los objetivos fueron suministrados como datos, con la finalidad de crear la trayectoria más adecuada pero siempre respetando los puntos que fueron dados, es por eso que cabe destacar que el objetivo buscado en lo concerniente al desarrollo del T.E.G. fue el de determinar dichas trayectorias, sin embargo factores como el número de brazos y la orientación de los mismos responden a criterios de explotación del yacimiento que no se encuentran dentro del alcance del presente trabajo.

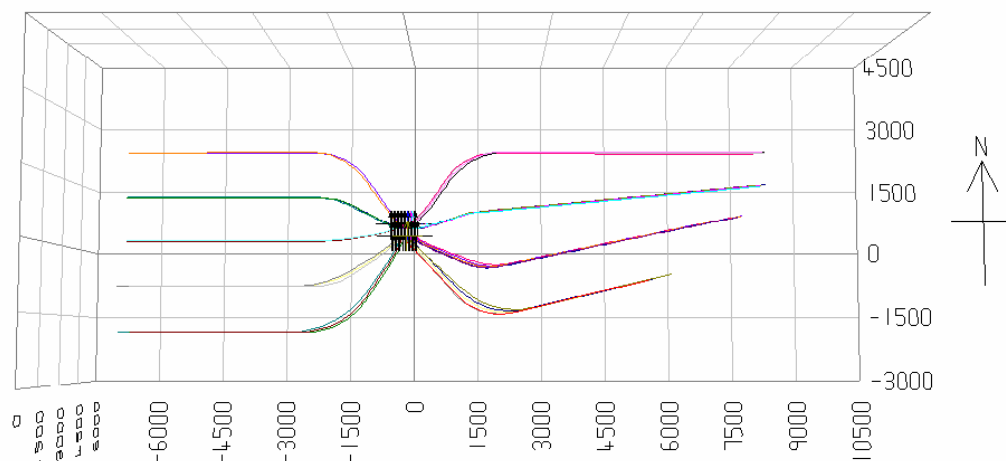


Figura V.29. Vista superior de la macolla conformada por pozos (3D)

V.7 ANÁLISIS ANTICOLISIÓN DE LOS POZOS EN TRES DIMENSIONES (3D)

Tabla V.21. Resumen del análisis anticolisión de la macolla de pozos en tres dimensiones (3D)

Pozo	Pozo de acercamiento	Distancia centro-centro (Pies)	Profundidad medida de Ocurrencia (Pies)
A-10	A-11	32,6	1294,7
	A-12	65,0	1193,1
	A-13	98,1	1189,3
A-11	A-10	32,6	1305,4
	A-12	32,7	1098,0
	A-13	65,6	1095,8
A-12	A-10	65,0	1207,1
	A-11	32,7	1102,1
A-13	A-10	98,1	1211,2
	A-11	65,6	1104,3
B-02	B-03	32,4	1102,3
B-03	B-02	32,5	1097,8
B-04	B-05	21,7	3199,3
B-05	B-04	21,7	3166,5
B-06	B-07	28,8	8904,5
B-07	B-06	28,8	8746,5
B-15	B-16	30,9	9409,4
B-16	B-15	30,5	9579,0

En la tabla V.21. se muestra un resumen del análisis anticolisión realizado a los pozos en tres dimensiones (3D) obtenidos para el diseño de la macolla; el mismo no se realizó de la manera tradicional tomando en cuenta un factor de seguridad ya que este valor lleva implícito una serie de constantes y parámetros que dependen de la herramienta de medición que va a ser utilizada durante la perforación del hoyo direccional, por esta razón en el resumen solo se muestra la distancia centro-centro para los pozos que poseen un acercamiento.

Para realizar este análisis solo se tomaron en cuenta los pozos cuya distancia de acercamiento es menor bajo el punto de arranque (KOP) que por encima de este, es decir, no fueron tomados en cuenta los pozos cuya menor distancia centro-centro se encuentra a lo largo de la sección vertical, esto porque en teoría durante

la perforación de esta sección no existe desviación del hoyo y por lo tanto no debería existir riesgo de colisión.

Como bien se puede apreciar en el cuadro resumen ningún pozo colisiona o intercepta su trayectoria con algún otro, sin embargo en total se reportan doce (12) pozos que tienen un acercamiento mayor debajo del punto de arranque, incluso en una ocasión dicho acercamiento llega a veintiuno coma siete pies (21,7') lo cual es una distancia reducida aunque posible.

V.8. COMPARACIÓN DE LOS DISEÑOS DE MACOLLA OBTENIDOS

La comparación de dos tipos de macollas como las obtenidos durante del desarrollo del presente T.E.G. es un procedimiento multidisciplinario cuyo alcance es bastante amplio ya que comprende aspectos como drenaje efectivo del yacimiento, beneficios económicos, complejidad operacional entre otros que se encuentran fuera del alcance de esta investigación; por esta razón se especifica que la comparación a realizar se enfocará solo desde el punto de vista de arquitectura de pozos.

Tomando en cuenta solo los parámetros de arquitectura de pozos cabe destacar que la diferencia fundamental entre un pozo en dos dimensiones (2D) y un pozo en tres dimensiones (3D) es que el segundo posee un giro o cambio en el azimut mientras que el primero conserva el mismo valor de azimut durante toda su trayectoria. Para el caso de esta investigación en particular se debe tomar en cuenta que el diseño de ambas macollas fue realizado en el mismo campo pero en locaciones diferentes lo que hace más compleja la comparación puesto que se cuenta con profundidades objetivo distintas; esto indudablemente afecta los parámetros de arquitectura de pozo.

Tabla V.22. Comparación de los parámetros de pozos entre las macollas diseñadas

Parámetro	Macolla con pozos 3D			Macolla con pozos 2D	
	Máximo	Mínimo	Promedio	Morichal Superior	Morichal Medio
TVD(pbnm)	2797	2284	2528	1970	2300
MD (pbnm)	10249	7247	8481	7354	7866
KOP (pbnm)	600	600	600	600	650
BC (pbnm)	151	149	150	300	250
DE (pbnm)	5995	2803	4502	4500	4500
α (grados)	79	54	69	70	75
β (grados)	90,4	86,6	89,5	90	90
q1 (grados/100pies)	3,9	3,3	2,6	4,5	3,6
q2 (grados/100pies)	6,1	2,7	4,3	5,1	3,9

Uno de los principales parámetros a comparar son las tasas de construcción de ángulo por la importancia que las mismas conllevan a la hora tanto de la realización como de la operación del pozo. En este aspecto la primera tasa de construcción de ángulo mostró ser más suave y por lo tanto mejor operacionalmente en la macolla de pozos en tres dimensiones (3D), siendo esta primera tasa uno de los parámetros más delicados por razones expuestas anteriormente. En cuanto a la segunda tasa de construcción en ambos casos mostró estar dentro del rango estipulado salvo en una ocasión puntual de la macolla de pozos en tres dimensiones (3D) y aun así en todo momento presentó valores manejables operacionalmente.

En lo referente al ángulo de inclinación de la sección tangencial la tendencia es que la macolla de pozos en dos dimensiones (2D) presentó los mayores ángulos, pero en todo momento se mantuvo dentro del rango estipulado y lo más importante es que para ambos pozos de esta macolla siempre esta inclinación se mantuvo fuera del rango crítico para la limpieza del hoyo. En el caso de la otra macolla de pozos los ángulos variaron en un amplio espectro y en algunas ocasiones estos estuvieron dentro del rango crítico, una dificultad que deberá ser solucionada con un replanteamiento de los objetivos y parámetros de arquitectura de pozos o con diferentes prácticas operacionales al momento de la perforación.

Una de las mayores diferencias entre ambas macollas de pozos fue la longitud de la sección horizontal. En principio para la macolla de pozos en dos dimensiones (2D) se tuvo una longitud establecida de cuatro mil quinientos pies (4500') la cual fue respetada en todos los pozos. Para el caso de la macolla de pozos en tres dimensiones (3D) la longitud resultó ser variable puesto que la misma respondía a datos suministrados por el departamento de yacimientos para la elaboración de misma, es por ello que se tiene una amplia gama de longitudes para la sección horizontal, cuya eficiencia y desempeño no corresponde a los objetivos del T.E.G. En cuanto a longitud de la sección tangencial para la macolla de pozos en tres dimensiones (3D), la misma resultó ser menor, sin embargo, en el caso del otro diseño se mantuvo dentro del rango estipulado.

La profundidad medida es otro aspecto en que las diferencias entre ambas macollas son notables, siendo la de pozos en tres dimensiones (3D) la que mayor magnitud presenta en este sentido, sin embargo es necesario destacar que estas diferencias responden en gran medida a dos puntos que han sido aclarados en esta sección, en primer lugar que por el concepto mismo de los pozos que contienen cada macolla, la de los pozos en tres dimensiones tiende a tener mayor profundidad medida por el hecho de poseer el giro o cambio azimuthal; y en segundo lugar como también se aclaró, los arreglos de pozos se encuentran en locaciones diferentes exhibiendo así profundidades verticales diferentes y en el caso de la macolla de pozos en tres dimensiones (3D) de mayor magnitud.

En cuanto al resto de los parámetros se puede decir que las magnitudes son semejantes para el caso de ambas macollas, haciendo notar que en el caso del punto de arranque de los pozos ubicados en el miembro Morichal Medio de la macolla de pozos en dos dimensiones (2D) dicho punto se encuentra a seiscientos cincuenta pies (650') en lugar de los seiscientos (600') que se utilizaron en el resto de los pozos, medida que se tomó para evitar posibles problemas de colisión entre pozos en dicho arreglo, y que no fue tomada en el caso de la macolla de pozos en tres dimensiones (3D) porque estos poseen mayor rango de movimiento y adicionalmente están orientados a arenas concretas, no a miembros de una

formación por lo que si se pretendiera aumentar la profundidad cincuenta pies (50') al punto de arranque por cada pozo que va a una arena inferior, el de la arena más profunda podría ver severamente alterada su arquitectura en perjuicio de este por el poco espacio que tendría para realizar la construcción de los ángulos requeridos.

CONCLUSIONES

1. Se desarrolló para la empresa Petroindependencia una herramienta computacional que permite determinar los parámetros necesarios para la elaboración de la trayectoria de un pozo en dos dimensiones, bajo una interfaz de fácil manejo para el usuario especialmente diseñada para pozos horizontales de doble curvatura, al suministrarle cinco parámetros a seleccionar dentro de un universo de siete de acuerdo a cada uno de los casos desarrollados.
2. Se validó la herramienta computacional desarrollada, para pozos en dos dimensiones (2D), cotejando los resultados de esta con los arrojados por el software comercial COMPASS 2000 y obteniéndose como resultado errores menores al dos coma cero dos por ciento (2,02%), verificando la correcta funcionalidad de la herramienta desarrollada.
3. Se realizó el diseño de la macolla de pozos en dos dimensiones analizando un total de ciento diecisiete (117) pozos. Se determinó que en el área los parámetros más críticos de arquitectura de pozos son las tasas de construcción de ángulo y el ángulo de inclinación de la sección tangencial, en ese orden, ya que constantemente los mismos se salían de los rangos permisibles y pocos pozos mostraron valores satisfactorios para los tres parámetros simultáneamente.
4. Para la macolla en dos dimensiones (2D) se determinó que mientras más somera es la profundidad vertical es más difícil obtener la tendencia en la que la primera tasa de construcción de ángulo sea menor que la segunda, conservando todos los demás parámetros dentro del rango estipulado, por lo tanto si se quiere conseguir esto último en macollas menos profundas se deberá reducir el número de pozos utilizados.

5. Para la macolla de pozos en tres dimensiones (3D) se obtuvieron un total de treinta y dos (32) pozos los cuales fueron optimizados logrando las mejores condiciones posibles para cada uno. Los parámetros más críticos son el ángulo de inclinación de la sección tangencial y las tasas de construcción de ángulo en ese orden.
6. El diseño de la macolla de pozos en dos dimensiones y el de la macolla de pozos en tres dimensiones fue satisfactorio y sólo en esta última se encuentran un total de doce (12) pozos con el ángulo de inclinación de la sección tangencial dentro del rango crítico de limpieza del hoyo.
7. No es posible realizar una comparación integral, desde el punto de vista de parámetros de diseño, entre la macolla de pozos en tres dimensiones (3D) y la macolla de pozos en dos dimensiones (2D), ya que estas poseen ubicaciones distintas dentro del Bloque Carabobo 5, variando por ello la profundidad de los objetivos de las mismas, y por otra parte la macolla de pozos en tres dimensiones (3D) presenta variaciones combinadas de azimuth e inclinación, las cuales no se pueden relacionar de una manera coherente con las variaciones simples de inclinación que presenta la macolla en dos dimensiones. Sin embargo la macolla de pozos en tres dimensiones (3D) presenta mayor número de pozos y un espaciamiento más adecuado que en teoría permitiría un mejor drenaje de la zona y una mayor adaptabilidad a futuros proyectos térmicos.

RECOMENDACIONES

1. Emplear la herramienta computacional desarrollada como base para realizar un software que permita la evaluación de distintos tipos de pozos con fines prácticos y didácticos.
2. Comparar los resultados de la herramienta computacional desarrollada con otro software comercial además del utilizado en el T.E.G. a fin de verificar la consistencia de los errores calculados.
3. Tomar como base los estudios desarrollados en el T.E.G. para utilizarlos de referencia a la hora de diseñar futuros pozos en el área.
4. Para los pozos que presentan problemas con algunos de los rangos, se recomienda realizar un trabajo conjunto con el personal de yacimientos y geología, a fin de evaluar la posibilidad de cambiar ciertos parámetros de tal forma que los pozos cumplan con todos los rangos y condiciones estipuladas.
5. Emplear métodos preventivos al momento de perforar los pozos en tres dimensiones (3D) que poseen el ángulo de inclinación de la sección tangencial dentro del rango crítico de limpieza del hoyo, tales como el bombeo de píldoras viscosas, aumento del galonaje de lodo bombeado al pozo entre otras.
6. Realizar un estudio que permita comparar todas las ventajas y desventajas de una macolla de pozos en tres dimensiones (3D) con una macolla de pozos en dos dimensiones (2D) incluyendo aspectos de costos, drenaje del área y otros, a fin de establecer de manera contundente cual diseño aporta mayores beneficios.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. PDVSA. **“Perforación Direccional Referencias”**.
2. PDVSA. **“Perforación Direccional Definiciones Básicas”**.
3. PDVSA. **“Planeamiento de Pozos”**.
4. Rabia, H., (2002). **“Well Engineering & Construction”**.
5. PDVSA. **“Surveys Direccional Métodos de Cálculo”**.
6. Schlumberger. **“Drilling School Manual”**
7. Barberi, E., (1998). **“El Pozo Ilustrado”** Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Caracas, Venezuela.
8. Heinrich, R., (1992). **“Breve Tecnología del Petróleo”**, Madrid.
9. Economides, M., Watters L., Norman, S., (1998). **“Petroleum Well Cosntruction”** John Wiley & Sons, Canada.
10. Operadora Cerro Negro, (2000). **“Master Drilling Program for Horizontal Wells”** ExxonMobile, Anzoátegui, Venezuela.
11. Barberi, E. y Essinfeld, M., (2006). **“Yacimientos de Hidrocarburos Tomo IV”**. Fundación Fondo Editorial Juan Jones Parra, Caracas, Venezuela.
12. 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.

13. Jiménez, J., **“Curso Diseño de Pozos”** PDVSA.
14. Schlumberger, (2009). **“OilField Glossary”**
15. Gordone, I., **“Fundamentos de Perforación Direccional”** Schlumberger.
16. Saad, B. Y otros. (2001) **“LWD en Tiempo Real: Registros para la Perforación”**, Oilfield Review.
17. Nelson, E., (1990). **“Well Cementing”** Schlumberger Educational Services, Texas, USA.
18. Halliburton Company. **“COMPASS for Windows Training Manual”**. 2001.
19. PDVSA. **“Surveys Direccionales (1)”**

BIBLIOGRAFÍA

- Castro, J., (2011). **“Desarrollo e Implementación de una Metodología Fundamentada en Modelos Analíticos para el Cálculo del Diseño y Evaluación de Trayectorias de Pozos”**, Trabajo Especial de Grado, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Rabia, H., (2002). **“Well Engineering & Construction”**.
- Rodríguez, M., (2007). **“Estudio Diagnóstico de Técnicas de Perforación Aplicadas en la Zona Central de la Faja Petrolífera del Orinoco”**, Trabajo Especial de Grado, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Bridoux, S. y Ganzo, M., (2009) **“Propuesta de Manual Operacional para la Perforación de Pozos Horizontales, Bajo el Esquema de Macollas, en la Faja Petrolífera de Orinoco”**, Trabajo Especial de Grado, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Delgado, A. y Varela, L., (2010) **“Elaboración de una Herramienta Computacional 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, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, Universidad Central de Venezuela, Caracas.

NOMENCLATURA

α : Ángulo de inclinación de la primera sección tangencial.

β : Ángulo de inclinación de la segunda sección tangencial o ángulo de entrada a la arena.

ANP: Arena neta petrolífera.

BC: Longitud de la primera sección tangencial.

BCP: Bomba de Cavidades Progresivas.

DE: Longitud de la segunda sección tangencial o brazo del pozo.

DH: Distancia Horizontal.

FR: Factor de Recobro.

KOP: Punto de arranque "*Kick of Point*".

MD: Profundidad medida "*Measurement Depth*".

POES: Petróleo Original En Sitio.

q1: Primera tasa de construcción de ángulo.

q2: Segunda tasa de construcción de ángulo.

TVD: Profundidad vertical verdadera "*True Vertical Depth*".

ANEXOS

Anexo 1. *Surveys de la Macolla de Pozos en Tres Dimensiones (3D)*

Survey Pozo A1

Company: PETROINDEPENDENCIA Date: 13/03/2012 Time: 15:25:30 Page: 1
 Field: PETROINDEPENDENCIA Co-ordinate(NE) Reference: Well: A1, Grid North
 Site: M1-PI Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0
 Well: A1 Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,261,57Azi)
 Wellpath: 1 Survey Calculation Method: Minimum Curvature Db: Sybase

Field: PETROINDEPENDENCIA
 CARABOBO
 VENEZUELA

Map System: Universal Transverse Mercator Map Zone: UTM Zone 20, North 66W to 60W
 Geo Datum: PSAD56 (International 1924) Coordinate System: Well Centre
 Sys Datum: Mean Sea Level Geomagnetic Model: igrf2000

Site: M1-PI
 5
 CARABOBO

Site Position: Northing: 955462,54 m Latitude: 8 38 36,969 N
 From: Map Easting: 488332,19 m Longitude: 63 6 21,773 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft North Reference: Grid
 Ground Level: 337,0 ft Grid Convergence: 0,00 deg

Well: A1 Slot Name:

Well Position: +N/-S 0,0 ft Northing: 955462,54 m Latitude: 8 38 36,968 N
 +E/-W -118,1 ft Easting: 488296,20 m Longitude: 63 6 22,950 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft

Wellpath: 1 Drilled From: Surface
 Tie-on Depth: 0,0 ft
 Current Datum: SITE Height 362,0 ft Above System Datum: Mean Sea Level
 Magnetic Data: 08/03/2012 Declination: -13,50 deg
 Field Strength: 0 nT Mag Dip Angle: 31,50 deg

Survey	MD	Incl	Azim	TVD	+N/-S	+E/-W	VS	DLS	Build	Turn
	ft	deg	deg	ft	ft	ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft
	0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	
	100,0	0,00	0,00	100,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	
	200,0	0,00	0,00	200,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	
	300,0	0,00	0,00	300,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	
	400,0	0,00	0,00	400,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	

500,0	0,00	0,00	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
600,0	0,00	0,00	600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
700,0	0,00	0,00	700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
800,0	0,00	0,00	800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
900,0	0,00	0,00	900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
960,0	0,00	0,00	960,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
1000,0	1,52	240,40	1000,0	-0,3	-0,5	0,5	3,80	3,80	0,00
1100,0	5,32	240,40	1099,8	-3,2	-5,6	6,1	3,80	3,80	0,00
1200,0	9,12	240,40	1199,0	-9,4	-16,6	17,8	3,80	3,80	0,00
1300,0	12,92	240,40	1297,1	-18,9	-33,2	35,6	3,80	3,80	0,00
1400,0	16,72	240,40	1393,8	-31,5	-55,4	59,5	3,80	3,80	0,00
1500,0	20,52	240,40	1488,5	-47,3	-83,2	89,2	3,80	3,80	0,00
1600,0	24,32	240,40	1580,9	-66,1	-116,4	124,8	3,80	3,80	0,00
1700,0	28,12	240,40	1670,6	-87,9	-154,8	166,0	3,80	3,80	0,00
1800,0	31,93	240,40	1757,2	-112,6	-198,3	212,6	3,80	3,80	0,00
1900,0	35,73	240,40	1840,3	-140,1	-246,7	264,5	3,80	3,80	0,00
2000,0	39,53	240,40	1919,4	-170,3	-299,7	321,5	3,80	3,80	0,00
2100,0	43,33	240,40	1994,4	-203,0	-357,3	383,1	3,80	3,80	0,00
2200,0	47,13	240,40	2064,8	-238,0	-419,0	449,3	3,80	3,80	0,00
2300,0	50,93	240,40	2130,4	-275,3	-484,6	519,7	3,80	3,80	0,00
2400,0	54,73	240,40	2190,8	-314,7	-553,9	594,0	3,80	3,80	0,00
2500,0	58,53	240,40	2245,8	-355,9	-626,5	671,9	3,80	3,80	0,00
2600,0	62,33	240,40	2295,1	-398,9	-702,1	753,0	3,80	3,80	0,00
2700,0	66,13	240,40	2338,6	-443,3	-780,4	836,9	3,80	3,80	0,00
2800,0	69,93	240,40	2376,0	-489,1	-861,0	923,4	3,80	3,80	0,00
2860,1	72,22	240,40	2395,5	-517,2	-910,5	976,4	3,80	3,80	0,00
2900,0	72,22	240,40	2407,7	-536,0	-943,5	1011,8	0,00	0,00	0,00
3000,0	72,22	240,40	2438,2	-583,0	-1026,3	1100,6	0,00	0,00	0,00
3010,3	72,22	240,40	2441,4	-587,9	-1034,8	1109,8	0,00	0,00	0,00
3100,0	73,37	242,62	2467,9	-628,7	-1110,1	1190,2	2,69	1,28	2,48
3200,0	74,68	245,07	2495,4	-671,1	-1196,4	1281,8	2,69	1,31	2,45
3300,0	76,02	247,48	2520,7	-710,0	-1284,9	1375,1	2,69	1,34	2,41
3400,0	77,38	249,87	2543,7	-745,4	-1375,6	1470,0	2,69	1,36	2,39
3500,0	78,76	252,23	2564,4	-777,2	-1468,1	1566,2	2,69	1,38	2,36
3600,0	80,16	254,57	2582,7	-805,3	-1562,3	1663,5	2,69	1,40	2,34
3700,0	81,58	256,89	2598,6	-829,6	-1658,0	1761,7	2,69	1,42	2,32
3800,0	83,01	259,19	2612,0	-850,1	-1754,9	1860,6	2,69	1,43	2,30
3900,0	84,45	261,48	2622,9	-866,8	-1852,9	1959,9	2,69	1,44	2,29
4000,0	85,90	263,75	2631,3	-879,6	-1951,7	2059,6	2,69	1,45	2,28
4100,0	87,36	266,02	2637,2	-888,5	-2051,1	2159,2	2,69	1,46	2,27
4200,0	88,82	268,28	2640,5	-893,5	-2151,0	2258,7	2,69	1,46	2,26
4276,2	89,93	270,01	2641,4	-894,6	-2227,2	2334,2	2,69	1,46	2,26
4300,0	89,93	270,01	2641,4	-894,6	-2250,9	2357,7	0,00	0,00	0,00
4400,0	89,93	270,01	2641,5	-894,6	-2350,9	2456,7	0,00	0,00	0,00
4500,0	89,93	270,01	2641,6	-894,6	-2450,9	2555,6	0,00	0,00	0,00
4600,0	89,93	270,01	2641,8	-894,6	-2550,9	2654,5	0,00	0,00	0,00
4700,0	89,93	270,01	2641,9	-894,6	-2650,9	2753,4	0,00	0,00	0,00
4800,0	89,93	270,01	2642,0	-894,6	-2750,9	2852,3	0,00	0,00	0,00
4900,0	89,93	270,01	2642,1	-894,5	-2850,9	2951,3	0,00	0,00	0,00

5000,0	89,93	270,01	2642,2	-894,5	-2950,9	3050,2	0,00	0,00	0,00
5100,0	89,93	270,01	2642,4	-894,5	-3050,9	3149,1	0,00	0,00	0,00
5200,0	89,93	270,01	2642,5	-894,5	-3150,9	3248,0	0,00	0,00	0,00
5300,0	89,93	270,01	2642,6	-894,5	-3250,9	3346,9	0,00	0,00	0,00
5400,0	89,93	270,01	2642,7	-894,5	-3350,9	3445,8	0,00	0,00	0,00
5500,0	89,93	270,01	2642,9	-894,5	-3450,9	3544,8	0,00	0,00	0,00
5600,0	89,93	270,01	2643,0	-894,5	-3550,9	3643,7	0,00	0,00	0,00
5700,0	89,93	270,01	2643,1	-894,4	-3650,9	3742,6	0,00	0,00	0,00
5800,0	89,93	270,01	2643,2	-894,4	-3750,9	3841,5	0,00	0,00	0,00
5900,0	89,93	270,01	2643,3	-894,4	-3850,9	3940,4	0,00	0,00	0,00
6000,0	89,93	270,01	2643,5	-894,4	-3950,9	4039,4	0,00	0,00	0,00
6100,0	89,93	270,01	2643,6	-894,4	-4050,9	4138,3	0,00	0,00	0,00
6200,0	89,93	270,01	2643,7	-894,4	-4150,9	4237,2	0,00	0,00	0,00
6300,0	89,93	270,01	2643,8	-894,4	-4250,9	4336,1	0,00	0,00	0,00
6400,0	89,93	270,01	2643,9	-894,4	-4350,9	4435,0	0,00	0,00	0,00
6500,0	89,93	270,01	2644,1	-894,4	-4450,9	4533,9	0,00	0,00	0,00
6600,0	89,93	270,01	2644,2	-894,3	-4550,9	4632,9	0,00	0,00	0,00
6700,0	89,93	270,01	2644,3	-894,3	-4650,9	4731,8	0,00	0,00	0,00
6800,0	89,93	270,01	2644,4	-894,3	-4750,9	4830,7	0,00	0,00	0,00
6900,0	89,93	270,01	2644,6	-894,3	-4850,9	4929,6	0,00	0,00	0,00
7000,0	89,93	270,01	2644,7	-894,3	-4950,9	5028,5	0,00	0,00	0,00
7100,0	89,93	270,01	2644,8	-894,3	-5050,9	5127,5	0,00	0,00	0,00
7200,0	89,93	270,01	2644,9	-894,3	-5150,9	5226,4	0,00	0,00	0,00
7300,0	89,93	270,01	2645,0	-894,3	-5250,9	5325,3	0,00	0,00	0,00
7400,0	89,93	270,01	2645,2	-894,2	-5350,9	5424,2	0,00	0,00	0,00
7500,0	89,93	270,01	2645,3	-894,2	-5450,9	5523,1	0,00	0,00	0,00
7600,0	89,93	270,01	2645,4	-894,2	-5550,9	5622,1	0,00	0,00	0,00
7700,0	89,93	270,01	2645,5	-894,2	-5650,9	5721,0	0,00	0,00	0,00
7800,0	89,93	270,01	2645,6	-894,2	-5750,9	5819,9	0,00	0,00	0,00
7900,0	89,93	270,01	2645,8	-894,2	-5850,9	5918,8	0,00	0,00	0,00
8000,0	89,93	270,01	2645,9	-894,2	-5950,9	6017,7	0,00	0,00	0,00
8084,8	89,93	270,01	2646,0	-894,2	-6035,7	6101,6	0,00	0,00	0,00

Survey Pozo A4

Company: PETROINDEPENDENCIA Date: 13/03/2012 Time: 15:26:49 Page: 1
 Field: PETROINDEPENDENCIA Co-ordinate(NE) Reference: Well: A4, Grid North
 Site: M1-PI Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0
 Well: A4 Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,252,88Azi)
 Wellpath: 1 Survey Calculation Method: Minimum Curvature Db: Sybase

Field: PETROINDEPENDENCIA
 CARABOBO
 VENEZUELA

Map System: Universal Transverse Mercator Map Zone: UTM Zone 20, North 66W to 60W
 Geo Datum: PSAD56 (International 1924) Coordinate System: Well Centre
 Sys Datum: Mean Sea Level Geomagnetic Model: igrf2000

Site: M1-PI

5

CARABOBO

Site Position: Northing: 955462,54 m Latitude: 8 38 36,969 N
 From: Map Easting: 488332,19 m Longitude: 63 6 21,773 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft North Reference: Grid
 Ground Level: 337,0 ft Grid Convergence: 0,00 deg

Well: A4

Slot Name:

Well Position: +N/-S 0,0 ft Northing: 955462,54 m Latitude: 8 38 36,968 N
 +E/-W -19,7 ft Easting: 488326,20 m Longitude: 63 6 21,969 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft

Wellpath: 1

Drilled From: Surface

Tie-on Depth: 0,0 ft

Current Datum: SITE Height 362,0 ft Above System Datum: Mean Sea Level

Magnetic Data: 08/03/2012 Declination: -13,50 deg

Field Strength: 0 nT Mag Dip Angle: 31,50 deg

Vertical Section: Depth From (TVD)	+N/-S	+E/-W	Direction
ft	ft	ft	deg
0,0	0,0	0,0	252,88

Survey

MD	Incl	Azim	TVD	+N/-S	+E/-W	VS	DLS	Build	Turn
ft	deg	deg	ft	ft	ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft	
0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
100,0	0,00	0,00	100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
200,0	0,00	0,00	200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
300,0	0,00	0,00	300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
400,0	0,00	0,00	400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
500,0	0,00	0,00	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
600,0	0,00	0,00	600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
700,0	0,00	0,00	700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
800,0	0,00	0,00	800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
900,0	0,00	0,00	900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
960,0	0,00	0,00	960,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00

1000,0	1,57	217,01	1000,0	-0,4	-0,3	0,4	3,93	3,93	0,00
1100,0	5,50	217,01	1099,8	-5,4	-4,0	5,4	3,93	3,93	0,00
1200,0	9,43	217,01	1198,9	-15,7	-11,9	16,0	3,93	3,93	0,00
1300,0	13,36	217,01	1296,9	-31,5	-23,7	32,0	3,93	3,93	0,00
1400,0	17,29	217,01	1393,4	-52,6	-39,7	53,4	3,93	3,93	0,00
1500,0	21,21	217,01	1487,7	-78,9	-59,5	80,1	3,93	3,93	0,00
1600,0	25,14	217,01	1579,7	-110,3	-83,2	112,0	3,93	3,93	0,00
1700,0	29,07	217,01	1668,7	-146,7	-110,6	148,9	3,93	3,93	0,00
1800,0	33,00	217,01	1754,3	-187,9	-141,6	190,7	3,93	3,93	0,00
1900,0	36,93	217,01	1836,3	-233,6	-176,1	237,1	3,93	3,93	0,00
2000,0	40,86	217,01	1914,1	-283,8	-213,9	288,0	3,93	3,93	0,00
2100,0	44,79	217,01	1987,4	-338,0	-254,8	343,0	3,93	3,93	0,00
2200,0	48,71	217,01	2055,9	-396,2	-298,6	402,1	3,93	3,93	0,00
2300,0	52,64	217,01	2119,3	-458,0	-345,2	464,7	3,93	3,93	0,00
2400,0	56,57	217,01	2177,2	-523,0	-394,3	530,8	3,93	3,93	0,00
2500,0	60,50	217,01	2229,4	-591,1	-445,6	599,9	3,93	3,93	0,00
2600,0	64,43	217,01	2275,6	-661,9	-499,0	671,7	3,93	3,93	0,00
2700,0	68,36	217,01	2315,6	-735,1	-554,1	746,0	3,93	3,93	0,00
2800,0	72,29	217,01	2349,3	-810,3	-610,8	822,3	3,93	3,93	0,00
2900,0	76,21	217,01	2376,4	-887,1	-668,7	900,2	3,93	3,93	0,00
2978,1	79,28	217,01	2393,0	-948,1	-714,6	962,1	3,93	3,93	0,00
3000,0	79,28	217,01	2397,1	-965,2	-727,6	979,5	0,00	0,00	0,00
3100,0	79,28	217,01	2415,7	-1043,7	-786,7	1059,1	0,00	0,00	0,00
3128,7	79,28	217,01	2421,0	-1066,2	-803,7	1082,0	0,00	0,00	0,00
3200,0	79,55	219,02	2434,1	-1121,4	-846,9	1139,5	2,80	0,37	2,82
3300,0	79,94	221,84	2451,9	-1196,3	-910,7	1222,5	2,80	0,39	2,82
3400,0	80,36	224,65	2469,0	-1268,1	-978,2	1308,2	2,80	0,42	2,81
3500,0	80,80	227,45	2485,4	-1336,5	-1049,2	1396,2	2,80	0,44	2,80
3600,0	81,26	230,24	2501,0	-1401,5	-1123,5	1486,4	2,80	0,46	2,79
3700,0	81,75	233,03	2515,7	-1462,9	-1201,1	1578,6	2,80	0,48	2,79
3800,0	82,25	235,81	2529,7	-1520,5	-1281,6	1672,5	2,80	0,50	2,78
3900,0	82,77	238,58	2542,7	-1574,2	-1364,9	1767,9	2,80	0,52	2,77
4000,0	83,31	241,35	2554,8	-1623,9	-1450,9	1864,7	2,80	0,54	2,77
4100,0	83,86	244,11	2566,0	-1669,4	-1539,2	1962,5	2,80	0,55	2,76
4200,0	84,42	246,87	2576,2	-1710,7	-1629,7	2061,1	2,80	0,57	2,76
4300,0	85,00	249,62	2585,4	-1747,6	-1722,2	2160,4	2,80	0,58	2,75
4400,0	85,59	252,36	2593,6	-1780,1	-1816,4	2260,0	2,80	0,59	2,74
4500,0	86,19	255,10	2600,8	-1808,0	-1912,1	2359,7	2,80	0,60	2,74
4600,0	86,80	257,84	2606,9	-1831,4	-2009,2	2459,3	2,80	0,61	2,74
4700,0	87,42	260,57	2612,0	-1850,1	-2107,3	2558,6	2,80	0,62	2,73
4800,0	88,04	263,30	2615,9	-1864,1	-2206,2	2657,2	2,80	0,62	2,73
4900,0	88,67	266,03	2618,8	-1873,4	-2305,7	2755,1	2,80	0,63	2,73
5000,0	89,30	268,76	2620,6	-1877,9	-2405,6	2851,8	2,80	0,63	2,73
5045,6	89,58	270,00	2621,0	-1878,4	-2451,1	2895,5	2,80	0,63	2,73
5100,0	89,58	270,00	2621,4	-1878,4	-2505,6	2947,5	0,00	0,00	0,00
5200,0	89,58	270,00	2622,1	-1878,4	-2605,6	3043,1	0,00	0,00	0,00
5300,0	89,58	270,00	2622,9	-1878,4	-2705,6	3138,7	0,00	0,00	0,00
5400,0	89,58	270,00	2623,6	-1878,4	-2805,5	3234,2	0,00	0,00	0,00
5500,0	89,58	270,00	2624,3	-1878,4	-2905,5	3329,8	0,00	0,00	0,00

5600,0	89,58	270,00	2625,0	-1878,4	-3005,5	3425,4	0,00	0,00	0,00
5700,0	89,58	270,00	2625,8	-1878,4	-3105,5	3520,9	0,00	0,00	0,00
5800,0	89,58	270,00	2626,5	-1878,4	-3205,5	3616,5	0,00	0,00	0,00
5900,0	89,58	270,00	2627,2	-1878,4	-3305,5	3712,1	0,00	0,00	0,00
6000,0	89,58	270,00	2627,9	-1878,4	-3405,5	3807,6	0,00	0,00	0,00
6100,0	89,58	270,00	2628,7	-1878,4	-3505,5	3903,2	0,00	0,00	0,00
6200,0	89,58	270,00	2629,4	-1878,4	-3605,5	3998,8	0,00	0,00	0,00
6300,0	89,58	270,00	2630,1	-1878,4	-3705,5	4094,3	0,00	0,00	0,00
6400,0	89,58	270,00	2630,8	-1878,4	-3805,5	4189,9	0,00	0,00	0,00
6500,0	89,58	270,00	2631,6	-1878,4	-3905,5	4285,5	0,00	0,00	0,00
6600,0	89,58	270,00	2632,3	-1878,4	-4005,5	4381,0	0,00	0,00	0,00
6700,0	89,58	270,00	2633,0	-1878,4	-4105,5	4476,6	0,00	0,00	0,00
6800,0	89,58	270,00	2633,7	-1878,4	-4205,5	4572,2	0,00	0,00	0,00
6900,0	89,58	270,00	2634,5	-1878,4	-4305,5	4667,7	0,00	0,00	0,00
7000,0	89,58	270,00	2635,2	-1878,4	-4405,5	4763,3	0,00	0,00	0,00
7100,0	89,58	270,00	2635,9	-1878,4	-4505,5	4858,8	0,00	0,00	0,00
7200,0	89,58	270,00	2636,6	-1878,4	-4605,5	4954,4	0,00	0,00	0,00
7300,0	89,58	270,00	2637,4	-1878,4	-4705,5	5050,0	0,00	0,00	0,00
7400,0	89,58	270,00	2638,1	-1878,4	-4805,5	5145,5	0,00	0,00	0,00
7500,0	89,58	270,00	2638,8	-1878,4	-4905,5	5241,1	0,00	0,00	0,00
7600,0	89,58	270,00	2639,5	-1878,4	-5005,5	5336,7	0,00	0,00	0,00
7700,0	89,58	270,00	2640,3	-1878,4	-5105,5	5432,2	0,00	0,00	0,00
7800,0	89,58	270,00	2641,0	-1878,4	-5205,5	5527,8	0,00	0,00	0,00
7900,0	89,58	270,00	2641,7	-1878,4	-5305,5	5623,4	0,00	0,00	0,00
8000,0	89,58	270,00	2642,4	-1878,4	-5405,5	5718,9	0,00	0,00	0,00
8100,0	89,58	270,00	2643,2	-1878,4	-5505,5	5814,5	0,00	0,00	0,00
8200,0	89,58	270,00	2643,9	-1878,4	-5605,5	5910,1	0,00	0,00	0,00
8300,0	89,58	270,00	2644,6	-1878,4	-5705,5	6005,6	0,00	0,00	0,00
8400,0	89,58	270,00	2645,3	-1878,4	-5805,5	6101,2	0,00	0,00	0,00
8500,0	89,58	270,00	2646,1	-1878,4	-5905,5	6196,8	0,00	0,00	0,00
8600,0	89,58	270,00	2646,8	-1878,4	-6005,5	6292,3	0,00	0,00	0,00
8691,7	89,58	270,00	2647,5	-1878,4	-6097,1	6379,9	0,00	0,00	0,00

Survey Pozo A8

Company: PETROINDEPENDENCIA Date: 13/03/2012 Time: 15:28:22 Page: 1
 Field: PETROINDEPENDENCIA Co-ordinate(NE) Reference: Well: A8, Grid North
 Site: M1-PI Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0
 Well: A8 Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,98,11Azi)
 Wellpath: 1 Survey Calculation Method: Minimum Curvature Db: Sybase

Field: PETROINDEPENDENCIA
 CARABOBO
 VENEZUELA

Map System: Universal Transverse Mercator Map Zone: UTM Zone 20,
 North 66W to 60W
 Geo Datum: PSAD56 (International 1924) Coordinate System: Well Centre
 Sys Datum: Mean Sea Level Geomagnetic Model: igrf2000

Site: M1-PI
 5
 CARABOBO

Site Position: Northing: 955462,54 m Latitude: 8 38 36,969 N
 From: Map Easting: 488332,19 m Longitude: 63 6 21,773 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft North Reference: Grid
 Ground Level: 337,0 ft Grid Convergence: 0,00 deg

Well: A8 Slot Name:

Well Position: +N/-S 0,0 ft Northing: 955462,54 m Latitude: 8 38 36,969 N
 +E/-W 111,5 ft Easting: 488366,19 m Longitude: 63 6 20,660 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft

Wellpath: 1 Drilled From: Surface
 Tie-on Depth: 0,0 ft
 Current Datum: SITE Height 362,0 ft Above System Datum: Mean Sea Level
 Magnetic Data: 08/03/2012 Declination: -13,50 deg
 Field Strength: 0 nT Mag Dip Angle: 31,50 deg
 Vertical Section: Depth From (TVD) +N/-S +E/-W Direction
 ft ft ft deg
 0,0 0,0 0,0 98,11

Survey										
MD	Incl	Azim	TVD	+N/-S	+E/-W	VS	DLS	Build	Turn	
ft	deg	deg	ft	ft	ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft		
0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	
100,0	0,00	0,00	100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	
200,0	0,00	0,00	200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	
300,0	0,00	0,00	300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	
400,0	0,00	0,00	400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	
500,0	0,00	0,00	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	
600,0	0,00	0,00	600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	
700,0	0,00	0,00	700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	
800,0	0,00	0,00	800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	
900,0	0,00	0,00	900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	
960,0	0,00	0,00	960,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	

1000,0	1,29	137,55	1000,0	-0,3	0,3	0,3	3,22	3,22	0,00
1100,0	4,51	137,55	1099,9	-4,1	3,7	4,3	3,22	3,22	0,00
1200,0	7,73	137,55	1199,3	-11,9	10,9	12,5	3,22	3,22	0,00
1300,0	10,95	137,55	1297,9	-23,9	21,9	25,0	3,22	3,22	0,00
1400,0	14,17	137,55	1395,5	-39,9	36,5	41,8	3,22	3,22	0,00
1500,0	17,39	137,55	1491,7	-60,0	54,9	62,8	3,22	3,22	0,00
1600,0	20,61	137,55	1586,3	-84,0	76,9	87,9	3,22	3,22	0,00
1700,0	23,83	137,55	1678,9	-111,9	102,4	117,1	3,22	3,22	0,00
1800,0	27,05	137,55	1769,1	-143,6	131,4	150,3	3,22	3,22	0,00
1900,0	30,27	137,55	1856,9	-179,0	163,7	187,3	3,22	3,22	0,00
2000,0	33,49	137,55	1941,8	-217,9	199,4	228,1	3,22	3,22	0,00
2100,0	36,71	137,55	2023,6	-260,4	238,2	272,5	3,22	3,22	0,00
2200,0	39,93	137,55	2102,0	-306,1	280,0	320,4	3,22	3,22	0,00
2300,0	43,15	137,55	2176,9	-355,0	324,8	371,6	3,22	3,22	0,00
2400,0	46,37	137,55	2247,9	-407,0	372,3	426,0	3,22	3,22	0,00
2500,0	49,59	137,55	2314,8	-461,8	422,4	483,3	3,22	3,22	0,00
2600,0	52,81	137,55	2377,5	-519,3	475,0	543,5	3,22	3,22	0,00
2700,0	56,03	137,55	2435,6	-579,3	529,9	606,3	3,22	3,22	0,00
2800,0	59,25	137,55	2489,2	-641,6	586,9	671,5	3,22	3,22	0,00
2900,0	62,47	137,55	2537,8	-706,0	645,9	739,0	3,22	3,22	0,00
3000,0	65,69	137,55	2581,6	-772,4	706,6	808,4	3,22	3,22	0,00
3100,0	68,91	137,55	2620,1	-840,5	768,8	879,7	3,22	3,22	0,00
3200,0	72,13	137,55	2653,5	-910,0	832,4	952,5	3,22	3,22	0,00
3254,8	73,90	137,55	2669,5	-948,7	867,8	993,0	3,22	3,22	0,00
3300,0	73,90	137,55	2682,0	-980,7	897,1	1026,5	0,00	0,00	0,00
3405,2	73,90	137,55	2711,2	-1055,3	965,4	1104,5	0,00	0,00	0,00
3500,0	74,53	133,40	2737,0	-1120,3	1029,3	1177,0	4,26	0,67	-4,37
3600,0	75,29	129,06	2763,1	-1183,9	1101,9	1257,9	4,26	0,75	-4,35
3700,0	76,12	124,74	2787,8	-1242,1	1179,4	1342,8	4,26	0,84	-4,31
3800,0	77,03	120,46	2811,0	-1294,5	1261,3	1431,3	4,26	0,91	-4,28
3900,0	78,01	116,21	2832,6	-1340,8	1347,2	1522,9	4,26	0,98	-4,25
4000,0	79,05	112,00	2852,5	-1380,8	1436,7	1617,0	4,26	1,04	-4,22
4100,0	80,16	107,81	2870,5	-1414,3	1529,1	1713,3	4,26	1,10	-4,19
4200,0	81,31	103,65	2886,7	-1441,0	1624,1	1811,1	4,26	1,15	-4,16
4300,0	82,50	99,52	2900,7	-1460,9	1721,1	1909,9	4,26	1,20	-4,13
4400,0	83,74	95,41	2912,7	-1473,8	1819,5	2009,1	4,26	1,23	-4,11
4500,0	85,00	91,32	2922,5	-1479,6	1918,8	2108,3	4,26	1,27	-4,09
4600,0	86,30	87,25	2930,1	-1478,4	2018,5	2206,8	4,26	1,29	-4,07
4700,0	87,61	83,18	2935,4	-1470,0	2118,0	2304,1	4,26	1,31	-4,06
4800,0	88,93	79,13	2938,5	-1454,7	2216,7	2399,7	4,26	1,32	-4,05
4864,2	89,78	76,53	2939,2	-1441,1	2279,4	2459,9	4,26	1,33	-4,05
4900,0	89,78	76,53	2939,3	-1432,8	2314,3	2493,2	0,00	0,00	0,00
5000,0	89,78	76,53	2939,7	-1409,5	2411,5	2586,2	0,00	0,00	0,00
5100,0	89,78	76,53	2940,1	-1386,2	2508,8	2679,2	0,00	0,00	0,00
5200,0	89,78	76,53	2940,5	-1362,9	2606,0	2772,2	0,00	0,00	0,00
5300,0	89,78	76,53	2940,9	-1339,6	2703,3	2865,2	0,00	0,00	0,00
5400,0	89,78	76,53	2941,2	-1316,3	2800,5	2958,2	0,00	0,00	0,00
5500,0	89,78	76,53	2941,6	-1293,0	2897,8	3051,2	0,00	0,00	0,00
5600,0	89,78	76,53	2942,0	-1269,7	2995,0	3144,1	0,00	0,00	0,00

5700,0	89,78	76,53	2942,4	-1246,4	3092,3	3237,1	0,00	0,00	0,00
5800,0	89,78	76,53	2942,8	-1223,1	3189,5	3330,1	0,00	0,00	0,00
5900,0	89,78	76,53	2943,2	-1199,8	3286,8	3423,1	0,00	0,00	0,00
6000,0	89,78	76,53	2943,5	-1176,5	3384,0	3516,1	0,00	0,00	0,00
6100,0	89,78	76,52	2943,9	-1153,2	3481,2	3609,1	0,00	0,00	0,00
6200,0	89,78	76,52	2944,3	-1129,9	3578,5	3702,1	0,00	0,00	0,00
6300,0	89,78	76,52	2944,7	-1106,6	3675,7	3795,1	0,00	0,00	0,00
6400,0	89,78	76,52	2945,1	-1083,3	3773,0	3888,1	0,00	0,00	0,00
6500,0	89,78	76,52	2945,5	-1060,0	3870,2	3981,0	0,00	0,00	0,00
6600,0	89,78	76,52	2945,8	-1036,7	3967,5	4074,0	0,00	0,00	0,00
6700,0	89,78	76,52	2946,2	-1013,4	4064,7	4167,0	0,00	0,00	0,00
6800,0	89,78	76,52	2946,6	-990,1	4162,0	4260,0	0,00	0,00	0,00
6900,0	89,78	76,52	2947,0	-966,8	4259,2	4353,0	0,00	0,00	0,00
7000,0	89,78	76,52	2947,4	-943,5	4356,5	4446,0	0,00	0,00	0,00
7100,0	89,78	76,52	2947,8	-920,2	4453,7	4539,0	0,00	0,00	0,00
7200,0	89,78	76,52	2948,1	-896,8	4550,9	4631,9	0,00	0,00	0,00
7300,0	89,78	76,52	2948,5	-873,5	4648,2	4724,9	0,00	0,00	0,00
7400,0	89,78	76,52	2948,9	-850,2	4745,4	4817,9	0,00	0,00	0,00
7500,0	89,78	76,52	2949,3	-826,9	4842,7	4910,9	0,00	0,00	0,00
7600,0	89,78	76,52	2949,7	-803,6	4939,9	5003,9	0,00	0,00	0,00
7700,0	89,78	76,52	2950,1	-780,3	5037,2	5096,9	0,00	0,00	0,00
7800,0	89,78	76,52	2950,4	-757,0	5134,4	5189,8	0,00	0,00	0,00
7868,8	89,78	76,52	2950,7	-740,9	5201,3	5253,8	0,00	0,00	0,00

Survey Pozo A11

Company: PETROINDEPENDENCIA Date: 13/03/2012 Time: 15:29:48 Page: 1
 Field: PETROINDEPENDENCIA Co-ordinate(NE) Reference: Well: A11, Grid North
 Site: M1-PI Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0
 Well: A11 Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,97,96Azi)
 Wellpath: 1 Survey Calculation Method: Minimum Curvature Db: Sybase

Field: PETROINDEPENDENCIA
 CARABOBO
 VENEZUELA

Map System: Universal Transverse Mercator Map Zone: UTM Zone 20, North 66W to 60W
 Geo Datum: PSAD56 (International 1924) Coordinate System: Well Centre
 Sys Datum: Mean Sea Level Geomagnetic Model: igrf2000

Site: M1-PI
 5
 CARABOBO

Site Position: Northing: 955462,54 m Latitude: 8 38 36,969 N
 From: Map Easting: 488332,19 m Longitude: 63 6 21,773 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft North Reference: Grid
 Ground Level: 337,0 ft Grid Convergence: 0,00 deg

Well: A11 Slot Name:

Well Position: +N/-S 0,0 ft Northing: 955462,54 m Latitude: 8 38 36,969 N
 +E/-W 209,9 ft Easting: 488396,18 m Longitude: 63 6 19,679 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft

Wellpath: 1 Drilled From: Surface
 Tie-on Depth: 0,0 ft
 Current Datum: SITE Height 362,0 ft Above System Datum: Mean Sea Level
 Magnetic Data: 09/03/2012 Declination: -13,50 deg
 Field Strength: 0 nT Mag Dip Angle: 31,50 deg
 Vertical Section: Depth From (TVD) +N/-S +E/-W Direction
 ft ft ft deg
 0,0 0,0 0,0 97,96

Survey

ft	deg	deg	ft	ft	ft	ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft
0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
100,0	0,00	0,00	100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
200,0	0,00	0,00	200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
300,0	0,00	0,00	300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
400,0	0,00	0,00	400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
500,0	0,00	0,00	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
600,0	0,00	0,00	600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
700,0	0,00	0,00	700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
800,0	0,00	0,00	800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
900,0	0,00	0,00	900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
960,0	0,00	0,00	960,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
1000,0	1,54	135,63	1000,0	-0,4	0,4	0,4	3,85	3,85	0,00
1100,0	5,39	135,63	1099,8	-4,7	4,6	5,2	3,85	3,85	0,00

1200,0	9,24	135,63	1199,0	-13,8	13,5	15,3	3,85	3,85	0,00
1300,0	13,09	135,63	1297,1	-27,6	27,0	30,6	3,85	3,85	0,00
1400,0	16,93	135,63	1393,6	-46,1	45,1	51,1	3,85	3,85	0,00
1500,0	20,78	135,63	1488,2	-69,2	67,7	76,7	3,85	3,85	0,00
1600,0	24,63	135,63	1580,5	-96,8	94,7	107,2	3,85	3,85	0,00
1700,0	28,48	135,63	1669,9	-128,8	126,0	142,6	3,85	3,85	0,00
1800,0	32,33	135,63	1756,1	-165,0	161,4	182,7	3,85	3,85	0,00
1900,0	36,18	135,63	1838,8	-205,2	200,7	227,2	3,85	3,85	0,00
2000,0	40,03	135,63	1917,4	-249,3	243,9	276,1	3,85	3,85	0,00
2100,0	43,88	135,63	1991,8	-297,1	290,6	329,0	3,85	3,85	0,00
2200,0	47,73	135,63	2061,5	-348,3	340,8	385,7	3,85	3,85	0,00
2300,0	51,57	135,63	2126,2	-402,8	394,0	446,0	3,85	3,85	0,00
2400,0	55,42	135,63	2185,7	-460,2	450,3	509,6	3,85	3,85	0,00
2500,0	59,27	135,63	2239,6	-520,4	509,1	576,3	3,85	3,85	0,00
2600,0	63,12	135,63	2287,8	-583,0	570,4	645,6	3,85	3,85	0,00
2700,0	66,97	135,63	2330,0	-647,8	633,8	717,4	3,85	3,85	0,00
2800,0	70,82	135,63	2366,0	-714,5	699,0	791,2	3,85	3,85	0,00
2900,0	74,67	135,63	2395,7	-782,7	765,8	866,8	3,85	3,85	0,00
2988,4	78,07	135,63	2416,5	-844,2	825,9	934,8	3,85	3,85	0,00
3000,0	78,07	135,63	2418,9	-852,2	833,8	943,8	0,00	0,00	0,00
3100,0	78,07	135,63	2439,6	-922,2	902,2	1021,2	0,00	0,00	0,00
3138,8	78,07	135,63	2447,6	-949,3	928,8	1051,3	0,00	0,00	0,00
3200,0	78,32	133,40	2460,1	-991,3	971,5	1099,4	3,58	0,40	-3,63
3300,0	78,75	129,78	2480,0	-1056,3	1044,8	1181,0	3,58	0,44	-3,63
3400,0	79,23	126,16	2499,1	-1116,7	1122,1	1266,0	3,58	0,48	-3,61
3500,0	79,76	122,56	2517,3	-1172,2	1203,3	1354,0	3,58	0,52	-3,60
3600,0	80,32	118,97	2534,6	-1222,6	1287,9	1444,8	3,58	0,56	-3,59
3700,0	80,92	115,40	2550,9	-1267,6	1375,6	1537,9	3,58	0,60	-3,58
3800,0	81,55	111,83	2566,2	-1307,2	1466,2	1633,1	3,58	0,63	-3,56
3900,0	82,21	108,28	2580,3	-1341,2	1559,2	1729,9	3,58	0,67	-3,55
4000,0	82,91	104,74	2593,3	-1369,3	1654,2	1827,9	3,58	0,69	-3,54
4100,0	83,63	101,21	2605,0	-1391,6	1751,0	1926,8	3,58	0,72	-3,53
4200,0	84,38	97,69	2615,4	-1407,9	1849,1	2026,2	3,58	0,75	-3,52
4300,0	85,14	94,17	2624,6	-1418,2	1948,1	2125,7	3,58	0,77	-3,51
4400,0	85,93	90,67	2632,4	-1422,4	2047,7	2225,0	3,58	0,78	-3,50
4500,0	86,73	87,18	2638,8	-1420,6	2147,5	2323,5	3,58	0,80	-3,50
4600,0	87,54	83,68	2643,8	-1412,6	2247,0	2421,0	3,58	0,81	-3,49
4700,0	88,36	80,20	2647,4	-1398,6	2345,9	2517,0	3,58	0,82	-3,49
4805,7	89,23	76,52	2649,6	-1377,3	2449,4	2616,6	3,58	0,83	-3,48
4900,0	89,23	76,52	2650,8	-1355,3	2541,1	2704,3	0,00	0,00	0,00
5000,0	89,23	76,52	2652,2	-1332,0	2638,3	2797,4	0,00	0,00	0,00
5100,0	89,23	76,52	2653,5	-1308,6	2735,6	2890,4	0,00	0,00	0,00
5200,0	89,23	76,52	2654,9	-1285,3	2832,8	2983,5	0,00	0,00	0,00
5300,0	89,23	76,52	2656,2	-1262,0	2930,0	3076,6	0,00	0,00	0,00
5400,0	89,23	76,52	2657,5	-1238,7	3027,3	3169,7	0,00	0,00	0,00
5500,0	89,23	76,52	2658,9	-1215,4	3124,5	3262,7	0,00	0,00	0,00
5600,0	89,23	76,52	2660,2	-1192,1	3221,7	3355,8	0,00	0,00	0,00
5700,0	89,23	76,52	2661,5	-1168,7	3319,0	3448,9	0,00	0,00	0,00

5800,0	89,23	76,52	2662,9	-1145,4	3416,2	3541,9	0,00	0,00	0,00
5900,0	89,23	76,52	2664,2	-1122,1	3513,5	3635,0	0,00	0,00	0,00
6000,0	89,23	76,52	2665,5	-1098,8	3610,7	3728,1	0,00	0,00	0,00
6100,0	89,23	76,52	2666,9	-1075,5	3707,9	3821,1	0,00	0,00	0,00
6200,0	89,23	76,52	2668,2	-1052,2	3805,2	3914,2	0,00	0,00	0,00
6300,0	89,23	76,52	2669,6	-1028,8	3902,4	4007,3	0,00	0,00	0,00
6400,0	89,23	76,52	2670,9	-1005,5	3999,6	4100,3	0,00	0,00	0,00
6500,0	89,23	76,52	2672,2	-982,2	4096,9	4193,4	0,00	0,00	0,00
6600,0	89,23	76,52	2673,6	-958,9	4194,1	4286,5	0,00	0,00	0,00
6700,0	89,23	76,52	2674,9	-935,6	4291,3	4379,5	0,00	0,00	0,00
6800,0	89,23	76,52	2676,2	-912,3	4388,6	4472,6	0,00	0,00	0,00
6900,0	89,23	76,52	2677,6	-888,9	4485,8	4565,7	0,00	0,00	0,00
7000,0	89,23	76,52	2678,9	-865,6	4583,0	4658,7	0,00	0,00	0,00
7100,0	89,23	76,52	2680,2	-842,3	4680,3	4751,8	0,00	0,00	0,00
7200,0	89,23	76,52	2681,6	-819,0	4777,5	4844,9	0,00	0,00	0,00
7300,0	89,23	76,52	2682,9	-795,7	4874,7	4938,0	0,00	0,00	0,00
7400,0	89,23	76,52	2684,3	-772,4	4972,0	5031,0	0,00	0,00	0,00
7500,0	89,23	76,52	2685,6	-749,0	5069,2	5124,1	0,00	0,00	0,00
7608,9	89,23	76,52	2687,1	-723,7	5175,1	5225,4	0,00	0,00	0,00

Survey Pozo A13

Company: PETROINDEPENDENCIA Date: 13/03/2012 Time: 15:30:35 Page: 1
 Field: PETROINDEPENDENCIA Co-ordinate(NE) Reference: Well: A13, Grid North
 Site: M1-PI Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0
 Well: A13 Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,84,86Azi)
 Wellpath: 1 Survey Calculation Method: Minimum Curvature Db: Sybase

Field: PETROINDEPENDENCIA
 CARABOBO
 VENEZUELA

Map System: Universal Transverse Mercator Map Zone: UTM Zone 20, North 66W to 60W
 Geo Datum: PSAD56 (International 1924) Coordinate System: Well Centre
 Sys Datum: Mean Sea Level Geomagnetic Model: igrf2000

Site: M1-PI

5

CARABOBO

Site Position: Northing: 955462,54 m Latitude: 8 38 36,969 N
 From: Map Easting: 488332,19 m Longitude: 63 6 21,773 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft North Reference: Grid
 Ground Level: 337,0 ft Grid Convergence: 0,00 deg

Well: A13

Slot Name:

Well Position: +N/-S 0,0 ft Northing: 955462,54 m Latitude: 8 38 36,969 N
 +E/-W 275,6 ft Easting: 488416,18 m Longitude: 63 6 19,025 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft

Wellpath: 1

Drilled From: Surface

Tie-on Depth: 0,0 ft

Current Datum: SITE Height 362,0 ft Above System Datum: Mean Sea Level

Magnetic Data: 09/03/2012 Declination: -13,50 deg

Field Strength: 0 nT Mag Dip Angle: 31,50 deg

Vertical Section: Depth From (TVD)	+N/-S	+E/-W	Direction
ft	ft	ft	deg
0,0	0,0	0,0	84,86

Survey

MD	Incl	Azim	TVD	+N/-S	+E/-W	VS	DLS	Build	Turn
ft	deg	deg	ft	ft	ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft	
0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
100,0	0,00	0,00	100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
200,0	0,00	0,00	200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
300,0	0,00	0,00	300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
400,0	0,00	0,00	400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
500,0	0,00	0,00	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
600,0	0,00	0,00	600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
700,0	0,00	0,00	700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
800,0	0,00	0,00	800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
900,0	0,00	0,00	900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
960,0	0,00	0,00	960,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
1000,0	1,16	111,36	1000,0	-0,1	0,4	0,4	2,90	2,90	0,00

1100,0	4,06	111,36	1099,9	-1,8	4,6	4,4	2,90	2,90	0,00
1200,0	6,96	111,36	1199,4	-5,3	13,6	13,0	2,90	2,90	0,00
1300,0	9,86	111,36	1298,3	-10,6	27,2	26,1	2,90	2,90	0,00
1400,0	12,76	111,36	1396,4	-17,8	45,4	43,7	2,90	2,90	0,00
1500,0	15,66	111,36	1493,3	-26,7	68,3	65,6	2,90	2,90	0,00
1600,0	18,56	111,36	1588,9	-37,4	95,7	92,0	2,90	2,90	0,00
1700,0	21,46	111,36	1682,8	-49,9	127,6	122,6	2,90	2,90	0,00
1800,0	24,36	111,36	1774,9	-64,1	163,8	157,4	2,90	2,90	0,00
1900,0	27,26	111,36	1864,9	-79,9	204,4	196,4	2,90	2,90	0,00
2000,0	30,16	111,36	1952,6	-97,4	249,1	239,4	2,90	2,90	0,00
2100,0	33,06	111,36	2037,8	-116,5	297,9	286,3	2,90	2,90	0,00
2200,0	35,97	111,36	2120,2	-137,2	350,7	337,0	2,90	2,90	0,00
2300,0	38,87	111,36	2199,6	-159,3	407,3	391,4	2,90	2,90	0,00
2400,0	41,77	111,36	2275,8	-182,8	467,5	449,2	2,90	2,90	0,00
2500,0	44,67	111,36	2348,7	-207,8	531,3	510,5	2,90	2,90	0,00
2600,0	47,57	111,36	2418,0	-234,0	598,4	575,0	2,90	2,90	0,00
2700,0	50,47	111,36	2483,6	-261,5	668,7	642,6	2,90	2,90	0,00
2800,0	53,37	111,36	2545,2	-290,2	742,0	713,0	2,90	2,90	0,00
2900,0	56,27	111,36	2602,9	-320,0	818,1	786,1	2,90	2,90	0,00
3000,0	59,17	111,36	2656,3	-350,8	896,8	861,8	2,90	2,90	0,00
3049,3	60,60	111,36	2681,0	-366,3	936,6	899,9	2,90	2,90	0,00
3100,0	60,60	111,36	2705,9	-382,4	977,7	939,5	0,00	0,00	0,00
3199,6	60,60	111,36	2754,8	-414,0	1058,5	1017,1	0,00	0,00	0,00
3300,0	64,01	106,48	2801,5	-442,7	1142,6	1098,3	5,48	3,40	-4,86
3400,0	67,57	101,90	2842,5	-465,0	1231,0	1184,3	5,48	3,56	-4,58
3500,0	71,25	97,56	2877,7	-480,8	1323,2	1274,7	5,48	3,68	-4,35
3600,0	75,02	93,40	2906,7	-489,9	1418,4	1368,8	5,48	3,77	-4,16
3700,0	78,87	89,39	2929,3	-492,2	1515,8	1465,5	5,48	3,85	-4,01
3800,0	82,77	85,48	2945,2	-487,8	1614,3	1564,1	5,48	3,90	-3,91
3900,0	86,70	81,64	2954,4	-476,6	1713,3	1663,6	5,48	3,93	-3,84
3993,6	90,39	78,08	2956,8	-460,2	1805,3	1756,7	5,48	3,95	-3,81
4000,0	90,39	78,08	2956,7	-458,8	1811,6	1763,1	0,00	0,00	0,00
4100,0	90,39	78,08	2956,1	-438,2	1909,4	1862,4	0,00	0,00	0,00
4200,0	90,39	78,08	2955,4	-417,5	2007,3	1961,7	0,00	0,00	0,00
4300,0	90,39	78,08	2954,7	-396,9	2105,1	2061,0	0,00	0,00	0,00
4400,0	90,39	78,08	2954,0	-376,2	2202,9	2160,3	0,00	0,00	0,00
4500,0	90,39	78,08	2953,3	-355,5	2300,8	2259,6	0,00	0,00	0,00
4600,0	90,39	78,08	2952,7	-334,9	2398,6	2358,9	0,00	0,00	0,00
4700,0	90,39	78,08	2952,0	-314,2	2496,5	2458,2	0,00	0,00	0,00
4800,0	90,39	78,08	2951,3	-293,6	2594,3	2557,5	0,00	0,00	0,00
4900,0	90,39	78,08	2950,6	-272,9	2692,1	2656,8	0,00	0,00	0,00
5000,0	90,39	78,08	2949,9	-252,2	2790,0	2756,1	0,00	0,00	0,00
5100,0	90,39	78,08	2949,2	-231,6	2887,8	2855,4	0,00	0,00	0,00
5200,0	90,39	78,08	2948,6	-210,9	2985,7	2954,7	0,00	0,00	0,00
5300,0	90,39	78,08	2947,9	-190,3	3083,5	3054,0	0,00	0,00	0,00
5400,0	90,39	78,08	2947,2	-169,6	3181,4	3153,3	0,00	0,00	0,00
5500,0	90,39	78,08	2946,5	-148,9	3279,2	3252,6	0,00	0,00	0,00
5600,0	90,39	78,08	2945,8	-128,3	3377,0	3351,9	0,00	0,00	0,00

5700,0	90,39	78,08	2945,2	-107,6	3474,9	3451,2	0,00	0,00	0,00
5800,0	90,39	78,08	2944,5	-87,0	3572,7	3550,5	0,00	0,00	0,00
5900,0	90,39	78,08	2943,8	-66,3	3670,6	3649,8	0,00	0,00	0,00
6000,0	90,39	78,08	2943,1	-45,6	3768,4	3749,1	0,00	0,00	0,00
6100,0	90,39	78,08	2942,4	-25,0	3866,2	3848,4	0,00	0,00	0,00
6200,0	90,39	78,08	2941,8	-4,3	3964,1	3947,7	0,00	0,00	0,00
6300,0	90,39	78,08	2941,1	16,3	4061,9	4047,0	0,00	0,00	0,00
6400,0	90,39	78,08	2940,4	37,0	4159,8	4146,3	0,00	0,00	0,00
6500,0	90,39	78,08	2939,7	57,7	4257,6	4245,6	0,00	0,00	0,00
6600,0	90,39	78,08	2939,0	78,3	4355,4	4344,9	0,00	0,00	0,00
6700,0	90,39	78,08	2938,4	99,0	4453,3	4444,2	0,00	0,00	0,00
6800,0	90,39	78,08	2937,7	119,6	4551,1	4543,5	0,00	0,00	0,00
6900,0	90,39	78,08	2937,0	140,3	4649,0	4642,8	0,00	0,00	0,00
7000,0	90,39	78,08	2936,3	161,0	4746,8	4742,1	0,00	0,00	0,00
7100,0	90,39	78,08	2935,6	181,6	4844,6	4841,4	0,00	0,00	0,00
7200,0	90,39	78,08	2934,9	202,3	4942,5	4940,7	0,00	0,00	0,00
7300,0	90,39	78,08	2934,3	222,9	5040,3	5040,0	0,00	0,00	0,00
7400,0	90,39	78,08	2933,6	243,6	5138,2	5139,3	0,00	0,00	0,00
7500,0	90,39	78,08	2932,9	264,3	5236,0	5238,6	0,00	0,00	0,00
7600,0	90,39	78,08	2932,2	284,9	5333,8	5337,9	0,00	0,00	0,00
7700,0	90,39	78,08	2931,5	305,6	5431,7	5437,2	0,00	0,00	0,00
7800,0	90,39	78,08	2930,9	326,2	5529,5	5536,5	0,00	0,00	0,00
7900,0	90,39	78,08	2930,2	346,9	5627,4	5635,8	0,00	0,00	0,00
8000,0	90,39	78,08	2929,5	367,6	5725,2	5735,1	0,00	0,00	0,00
8100,0	90,39	78,08	2928,8	388,2	5823,0	5834,4	0,00	0,00	0,00
8200,0	90,39	78,08	2928,1	408,9	5920,9	5933,7	0,00	0,00	0,00
8300,0	90,39	78,08	2927,5	429,6	6018,7	6033,0	0,00	0,00	0,00
8400,0	90,39	78,08	2926,8	450,2	6116,6	6132,3	0,00	0,00	0,00
8500,0	90,39	78,08	2926,1	470,9	6214,4	6231,6	0,00	0,00	0,00
8600,0	90,39	78,08	2925,4	491,5	6312,2	6330,9	0,00	0,00	0,00
8700,0	90,39	78,08	2924,7	512,2	6410,1	6430,2	0,00	0,00	0,00
8800,0	90,39	78,08	2924,1	532,9	6507,9	6529,5	0,00	0,00	0,00
8900,0	90,39	78,08	2923,4	553,5	6605,8	6628,8	0,00	0,00	0,00
9000,0	90,39	78,08	2922,7	574,2	6703,6	6728,1	0,00	0,00	0,00
9100,0	90,39	78,08	2922,0	594,8	6801,4	6827,4	0,00	0,00	0,00
9200,0	90,39	78,08	2921,3	615,5	6899,3	6926,7	0,00	0,00	0,00
9247,9	90,39	78,08	2921,0	625,4	6946,2	6974,3	0,00	0,00	0,00

Survey Pozo B2

Company: PETROINDEPENDENCIA Date: 13/03/2012 Time: 15:33:56 Page: 1
 Field: PETROINDEPENDENCIA Co-ordinate(NE) Reference: Well: B2, Grid North
 Site: M1-PI Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0
 Well: B2 Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,268,65Azi)
 Wellpath: 1 Survey Calculation Method: Minimum Curvature Db: Sybase

Field: PETROINDEPENDENCIA
 CARABOBO
 VENEZUELA

Map System: Universal Transverse Mercator Map Zone: UTM Zone 20, North 66W to 60W
 Geo Datum: PSAD56 (International 1924) Coordinate System: Well Centre
 Sys Datum: Mean Sea Level Geomagnetic Model: igrf2000

Site: M1-PI

5

CARABOBO

Site Position: Northing: 955462,54 m Latitude: 8 38 36,969 N
 From: Map Easting: 488332,19 m Longitude: 63 6 21,773 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft North Reference: Grid
 Ground Level: 337,0 ft Grid Convergence: 0,00 deg

Well: B2

Slot Name:

Well Position: +N/-S 229,6 ft Northing: 955532,52 m Latitude: 8 38 39,247 N
 +E/-W -114,8 ft Easting: 488297,21 m Longitude: 63 6 22,918 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft

Wellpath: 1

Drilled From: Surface

Tie-on Depth: 0,0 ft

Current Datum: SITE Height 362,0 ft Above System Datum: Mean Sea Level

Magnetic Data: 09/03/2012 Declination: -13,50 deg

Field Strength: 0 nT Mag Dip Angle: 31,50 deg

Vertical Section: Depth From (TVD)	+N/-S	+E/-W	Direction
ft	ft	ft	deg
0,0	0,0	0,0	268,65

Survey

MD	Incl	Azim	TVD	+N/-S	+E/-W	VS	DLS	Build	Turn
ft	deg	deg	ft	ft	ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft	
0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
100,0	0,00	0,00	100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
200,0	0,00	0,00	200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
300,0	0,00	0,00	300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
400,0	0,00	0,00	400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
500,0	0,00	0,00	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
600,0	0,00	0,00	600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
700,0	0,00	0,00	700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
800,0	0,00	0,00	800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
900,0	0,00	0,00	900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
960,0	0,00	0,00	960,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
1000,0	1,12	264,18	1000,0	0,0	-0,4	0,4	2,80	2,80	0,00

1100,0	3,91	264,18	1099,9	-0,5	-4,8	4,8	2,80	2,80	0,00
1200,0	6,71	264,18	1199,5	-1,4	-14,0	14,0	2,80	2,80	0,00
1300,0	9,50	264,18	1298,4	-2,9	-28,0	28,1	2,80	2,80	0,00
1400,0	12,30	264,18	1396,6	-4,8	-46,8	46,9	2,80	2,80	0,00
1500,0	15,10	264,18	1493,8	-7,2	-70,4	70,5	2,80	2,80	0,00
1600,0	17,89	264,18	1589,7	-10,0	-98,6	98,8	2,80	2,80	0,00
1700,0	20,69	264,18	1684,0	-13,4	-131,5	131,7	2,80	2,80	0,00
1800,0	23,48	264,18	1776,7	-17,2	-168,9	169,2	2,80	2,80	0,00
1900,0	26,28	264,18	1867,4	-21,5	-210,7	211,2	2,80	2,80	0,00
2000,0	29,07	264,18	1955,9	-26,2	-256,9	257,5	2,80	2,80	0,00
2100,0	31,87	264,18	2042,1	-31,3	-307,4	308,0	2,80	2,80	0,00
2200,0	34,66	264,18	2125,7	-36,9	-361,9	362,7	2,80	2,80	0,00
2300,0	37,46	264,18	2206,6	-42,8	-420,5	421,4	2,80	2,80	0,00
2400,0	40,25	264,18	2284,4	-49,2	-482,9	483,9	2,80	2,80	0,00
2500,0	43,05	264,18	2359,1	-55,9	-549,0	550,2	2,80	2,80	0,00
2600,0	45,84	264,18	2430,5	-63,0	-618,7	620,0	2,80	2,80	0,00
2700,0	48,64	264,18	2498,4	-70,4	-691,7	693,2	2,80	2,80	0,00
2800,0	51,44	264,18	2562,6	-78,2	-767,9	769,6	2,80	2,80	0,00
2900,0	54,23	264,18	2623,0	-86,3	-847,2	849,0	2,80	2,80	0,00
3000,0	57,03	264,18	2679,5	-94,6	-929,3	931,3	2,80	2,80	0,00
3010,2	57,31	264,18	2685,0	-95,5	-937,8	939,8	2,80	2,80	0,00
3100,0	57,31	264,18	2733,5	-103,2	-1013,0	1015,2	0,00	0,00	0,00
3160,4	57,31	264,18	2766,1	-108,3	-1063,6	1065,8	0,00	0,00	0,00
3200,0	59,08	264,58	2787,0	-111,6	-1097,1	1099,4	4,56	4,48	1,00
3300,0	63,57	265,52	2835,0	-119,2	-1184,5	1187,0	4,56	4,48	0,94
3400,0	68,06	266,40	2875,9	-125,6	-1275,4	1278,0	4,56	4,49	0,87
3500,0	72,55	267,21	2909,6	-130,8	-1369,4	1372,1	4,56	4,49	0,82
3600,0	77,05	267,99	2935,8	-134,8	-1465,8	1468,6	4,56	4,50	0,78
3700,0	81,55	268,74	2954,4	-137,6	-1564,0	1566,8	4,56	4,50	0,75
3800,0	86,05	269,48	2965,2	-139,2	-1663,4	1666,2	4,56	4,50	0,73
3872,1	89,30	270,00	2968,1	-139,5	-1735,5	1738,3	4,56	4,50	0,73
3900,0	89,30	270,00	2968,5	-139,5	-1763,3	1766,1	0,00	0,00	0,00
4000,0	89,30	270,00	2969,7	-139,5	-1863,3	1866,1	0,00	0,00	0,00
4100,0	89,30	270,00	2970,9	-139,5	-1963,3	1966,0	0,00	0,00	0,00
4200,0	89,30	270,00	2972,2	-139,5	-2063,3	2066,0	0,00	0,00	0,00
4300,0	89,30	270,00	2973,4	-139,5	-2163,3	2166,0	0,00	0,00	0,00
4400,0	89,30	270,00	2974,6	-139,5	-2263,3	2265,9	0,00	0,00	0,00
4500,0	89,30	270,00	2975,8	-139,5	-2363,3	2365,9	0,00	0,00	0,00
4600,0	89,30	270,00	2977,1	-139,5	-2463,3	2465,9	0,00	0,00	0,00
4700,0	89,30	270,00	2978,3	-139,5	-2563,3	2565,8	0,00	0,00	0,00
4800,0	89,30	270,00	2979,5	-139,5	-2663,3	2665,8	0,00	0,00	0,00
4900,0	89,30	270,00	2980,8	-139,5	-2763,2	2765,8	0,00	0,00	0,00
5000,0	89,30	270,00	2982,0	-139,5	-2863,2	2865,7	0,00	0,00	0,00
5100,0	89,30	270,00	2983,2	-139,5	-2963,2	2965,7	0,00	0,00	0,00
5200,0	89,30	270,00	2984,4	-139,5	-3063,2	3065,7	0,00	0,00	0,00
5300,0	89,30	270,00	2985,7	-139,5	-3163,2	3165,6	0,00	0,00	0,00
5400,0	89,30	270,00	2986,9	-139,5	-3263,2	3265,6	0,00	0,00	0,00
5500,0	89,30	270,00	2988,1	-139,5	-3363,2	3365,5	0,00	0,00	0,00

5600,0	89,30	270,00	2989,4	-139,5	-3463,2	3465,5	0,00	0,00	0,00
5700,0	89,30	270,00	2990,6	-139,5	-3563,2	3565,5	0,00	0,00	0,00
5800,0	89,30	270,00	2991,8	-139,5	-3663,2	3665,4	0,00	0,00	0,00
5900,0	89,30	270,00	2993,0	-139,5	-3763,2	3765,4	0,00	0,00	0,00
6000,0	89,30	270,00	2994,3	-139,5	-3863,2	3865,4	0,00	0,00	0,00
6100,0	89,30	270,00	2995,5	-139,5	-3963,2	3965,3	0,00	0,00	0,00
6200,0	89,30	270,00	2996,7	-139,5	-4063,1	4065,3	0,00	0,00	0,00
6300,0	89,30	270,00	2998,0	-139,5	-4163,1	4165,3	0,00	0,00	0,00
6400,0	89,30	270,00	2999,2	-139,5	-4263,1	4265,2	0,00	0,00	0,00
6500,0	89,30	270,00	3000,4	-139,5	-4363,1	4365,2	0,00	0,00	0,00
6600,0	89,30	270,00	3001,6	-139,5	-4463,1	4465,2	0,00	0,00	0,00
6700,0	89,30	270,00	3002,9	-139,5	-4563,1	4565,1	0,00	0,00	0,00
6800,0	89,30	270,00	3004,1	-139,5	-4663,1	4665,1	0,00	0,00	0,00
6900,0	89,30	270,00	3005,3	-139,5	-4763,1	4765,1	0,00	0,00	0,00
7000,0	89,30	270,00	3006,5	-139,5	-4863,1	4865,0	0,00	0,00	0,00
7100,0	89,30	270,00	3007,8	-139,5	-4963,1	4965,0	0,00	0,00	0,00
7200,0	89,30	270,00	3009,0	-139,5	-5063,1	5065,0	0,00	0,00	0,00
7300,0	89,30	270,00	3010,2	-139,5	-5163,1	5164,9	0,00	0,00	0,00
7400,0	89,30	270,00	3011,5	-139,5	-5263,1	5264,9	0,00	0,00	0,00
7500,0	89,30	270,00	3012,7	-139,5	-5363,0	5364,8	0,00	0,00	0,00
7600,0	89,30	270,00	3013,9	-139,5	-5463,0	5464,8	0,00	0,00	0,00
7700,0	89,30	270,00	3015,1	-139,5	-5563,0	5564,8	0,00	0,00	0,00
7800,0	89,30	270,00	3016,4	-139,5	-5663,0	5664,7	0,00	0,00	0,00
7900,0	89,30	270,00	3017,6	-139,5	-5763,0	5764,7	0,00	0,00	0,00
8000,0	89,30	270,00	3018,8	-139,5	-5863,0	5864,7	0,00	0,00	0,00
8068,3	89,30	270,00	3019,7	-139,5	-5931,3	5932,9	0,00	0,00	0,00

Survey Pozo B6

Company: PETROINDEPENDENCIA Date: 13/03/2012 Time: 15:35:36 Page: 1
 Field: PETROINDEPENDENCIA Co-ordinate(NE) Reference: Well: B6, Grid North
 Site: M1-PI Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0
 Well: B6 Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,286,77Azi)
 Wellpath: 1 Survey Calculation Method: Minimum Curvature Db: Sybase

Field: PETROINDEPENDENCIA
 CARABOBO
 VENEZUELA

Map System: Universal Transverse Mercator Map Zone: UTM Zone 20, North 66W to 60W
 Geo Datum: PSAD56 (International 1924) Coordinate System: Well Centre
 Sys Datum: Mean Sea Level Geomagnetic Model: igrf2000

Site: M1-PI

5

CARABOBO

Site Position: Northing: 955462,54 m Latitude: 8 38 36,969 N
 From: Map Easting: 488332,19 m Longitude: 63 6 21,773 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft North Reference: Grid
 Ground Level: 337,0 ft Grid Convergence: 0,00 deg

Well: B6

Slot Name:

Well Position: +N/-S 229,6 ft Northing: 955532,52 m Latitude: 8 38 39,247 N
 +E/-W 16,4 ft Easting: 488337,20 m Longitude: 63 6 21,609 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft

Wellpath: 1

Drilled From: Surface

Tie-on Depth: 0,0 ft

Current Datum: SITE Height 362,0 ft Above System Datum: Mean Sea Level

Magnetic Data: 09/03/2012 Declination: -13,50 deg

Field Strength: 0 nT Mag Dip Angle: 31,50 deg

Vertical Section: Depth From (TVD)	+N/-S	+E/-W	Direction
ft	ft	ft	deg
0,0	0,0	0,0	286,77

Survey

MD	Incl	Azim	TVD	+N/-S	+E/-W	VS	DLS	Build	Turn
ft	deg	deg	ft	ft	ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft	
0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
100,0	0,00	0,00	100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
200,0	0,00	0,00	200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
300,0	0,00	0,00	300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
400,0	0,00	0,00	400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
500,0	0,00	0,00	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
600,0	0,00	0,00	600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
700,0	0,00	0,00	700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
800,0	0,00	0,00	800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
900,0	0,00	0,00	900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
960,0	0,00	0,00	960,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
1000,0	1,40	323,97	1000,0	0,4	-0,3	0,4	3,50	3,50	0,00
1100,0	4,90	323,97	1099,8	4,8	-3,5	4,8	3,50	3,50	0,00

1200,0	8,40	323,97	1199,1	14,2	-10,3	14,0	3,50	3,50	0,00
1300,0	11,90	323,97	1297,6	28,5	-20,7	28,0	3,50	3,50	0,00
1400,0	15,40	323,97	1394,7	47,5	-34,6	46,8	3,50	3,50	0,00
1500,0	18,90	323,97	1490,3	71,4	-51,9	70,3	3,50	3,50	0,00
1600,0	22,40	323,97	1583,8	99,9	-72,7	98,4	3,50	3,50	0,00
1700,0	25,90	323,97	1675,1	133,0	-96,7	131,0	3,50	3,50	0,00
1800,0	29,40	323,97	1763,6	170,5	-124,0	167,9	3,50	3,50	0,00
1900,0	32,90	323,97	1849,2	212,3	-154,4	209,1	3,50	3,50	0,00
2000,0	36,40	323,97	1931,4	258,3	-187,9	254,4	3,50	3,50	0,00
2100,0	39,90	323,97	2010,1	308,2	-224,2	303,6	3,50	3,50	0,00
2200,0	43,40	323,97	2084,8	362,0	-263,3	356,5	3,50	3,50	0,00
2300,0	46,90	323,97	2155,3	419,3	-305,0	413,0	3,50	3,50	0,00
2400,0	50,40	323,97	2221,3	480,0	-349,2	472,8	3,50	3,50	0,00
2500,0	53,90	323,97	2282,7	543,8	-395,6	535,7	3,50	3,50	0,00
2600,0	57,40	323,97	2339,1	610,6	-444,2	601,4	3,50	3,50	0,00
2700,0	60,90	323,97	2390,4	680,0	-494,7	669,8	3,50	3,50	0,00
2800,0	64,40	323,97	2436,3	751,8	-546,9	740,6	3,50	3,50	0,00
2900,0	67,90	323,97	2476,7	825,8	-600,7	813,4	3,50	3,50	0,00
3000,0	71,40	323,97	2511,5	901,6	-655,9	888,1	3,50	3,50	0,00
3100,0	74,90	323,97	2540,5	979,0	-712,1	964,3	3,50	3,50	0,00
3200,0	78,40	323,97	2563,6	1057,6	-769,4	1041,8	3,50	3,50	0,00
3215,4	78,94	323,97	2566,6	1069,9	-778,3	1053,8	3,50	3,50	0,00
3300,0	78,94	323,97	2582,8	1137,0	-827,1	1119,9	0,00	0,00	0,00
3365,4	78,94	323,97	2595,4	1188,8	-864,8	1171,0	0,00	0,00	0,00
3400,0	79,03	322,69	2602,0	1216,1	-885,1	1198,3	3,62	0,25	-3,68
3500,0	79,31	319,01	2620,8	1292,3	-947,1	1279,7	3,62	0,28	-3,68
3600,0	79,64	315,35	2639,0	1364,4	-1014,0	1364,5	3,62	0,33	-3,67
3700,0	80,01	311,68	2656,7	1432,1	-1085,3	1452,3	3,62	0,37	-3,66
3800,0	80,41	308,03	2673,7	1495,3	-1161,0	1543,0	3,62	0,41	-3,65
3900,0	80,86	304,39	2690,0	1553,6	-1240,6	1636,0	3,62	0,45	-3,64
4000,0	81,34	300,76	2705,5	1606,7	-1323,8	1731,0	3,62	0,48	-3,63
4100,0	81,86	297,13	2720,1	1654,6	-1410,4	1827,7	3,62	0,52	-3,62
4200,0	82,41	293,52	2733,8	1697,0	-1499,9	1925,7	3,62	0,55	-3,61
4300,0	82,98	289,91	2746,5	1733,7	-1592,0	2024,5	3,62	0,58	-3,60
4400,0	83,59	286,32	2758,2	1764,5	-1686,4	2123,7	3,62	0,61	-3,60
4500,0	84,22	282,73	2768,8	1789,5	-1782,6	2223,1	3,62	0,63	-3,59
4600,0	84,87	279,15	2778,3	1808,3	-1880,3	2322,1	3,62	0,65	-3,58
4700,0	85,55	275,58	2786,7	1821,1	-1979,2	2420,4	3,62	0,67	-3,57
4800,0	86,24	272,01	2793,8	1827,7	-2078,7	2517,6	3,62	0,69	-3,56
4856,5	86,63	270,00	2797,4	1828,7	-2135,0	2571,8	3,62	0,70	-3,56
4900,0	86,63	270,00	2799,9	1828,7	-2178,5	2613,4	0,00	0,00	0,00
5000,0	86,63	270,00	2805,8	1828,7	-2278,3	2709,0	0,00	0,00	0,00
5100,0	86,63	270,00	2811,7	1828,7	-2378,1	2804,6	0,00	0,00	0,00
5200,0	86,63	270,00	2817,5	1828,7	-2478,0	2900,2	0,00	0,00	0,00
5300,0	86,63	270,00	2823,4	1828,7	-2577,8	2995,8	0,00	0,00	0,00
5400,0	86,63	270,00	2829,3	1828,7	-2677,6	3091,3	0,00	0,00	0,00
5500,0	86,63	270,00	2835,2	1828,8	-2777,4	3186,9	0,00	0,00	0,00
5600,0	86,63	270,00	2841,0	1828,8	-2877,3	3282,5	0,00	0,00	0,00

5700,0	86,63	270,00	2846,9	1828,8	-2977,1	3378,1	0,00	0,00	0,00
5800,0	86,63	270,00	2852,8	1828,8	-3076,9	3473,7	0,00	0,00	0,00
5900,0	86,63	270,00	2858,7	1828,8	-3176,7	3569,3	0,00	0,00	0,00
6000,0	86,63	270,00	2864,5	1828,8	-3276,6	3664,9	0,00	0,00	0,00
6100,0	86,63	270,00	2870,4	1828,8	-3376,4	3760,4	0,00	0,00	0,00
6200,0	86,63	270,00	2876,3	1828,8	-3476,2	3856,0	0,00	0,00	0,00
6300,0	86,63	270,00	2882,2	1828,8	-3576,1	3951,6	0,00	0,00	0,00
6400,0	86,63	270,00	2888,0	1828,8	-3675,9	4047,2	0,00	0,00	0,00
6500,0	86,63	270,00	2893,9	1828,8	-3775,7	4142,8	0,00	0,00	0,00
6600,0	86,63	270,00	2899,8	1828,8	-3875,5	4238,4	0,00	0,00	0,00
6700,0	86,63	270,00	2905,7	1828,8	-3975,4	4333,9	0,00	0,00	0,00
6800,0	86,63	270,00	2911,5	1828,9	-4075,2	4429,5	0,00	0,00	0,00
6900,0	86,63	270,00	2917,4	1828,9	-4175,0	4525,1	0,00	0,00	0,00
7000,0	86,63	270,00	2923,3	1828,9	-4274,8	4620,7	0,00	0,00	0,00
7100,0	86,63	270,00	2929,2	1828,9	-4374,7	4716,3	0,00	0,00	0,00
7200,0	86,63	270,00	2935,0	1828,9	-4474,5	4811,9	0,00	0,00	0,00
7300,0	86,63	270,00	2940,9	1828,9	-4574,3	4907,5	0,00	0,00	0,00
7400,0	86,63	270,00	2946,8	1828,9	-4674,2	5003,0	0,00	0,00	0,00
7500,0	86,63	270,00	2952,7	1828,9	-4774,0	5098,6	0,00	0,00	0,00
7600,0	86,63	270,00	2958,6	1828,9	-4873,8	5194,2	0,00	0,00	0,00
7700,0	86,63	270,00	2964,4	1828,9	-4973,6	5289,8	0,00	0,00	0,00
7800,0	86,63	270,00	2970,3	1828,9	-5073,5	5385,4	0,00	0,00	0,00
7900,0	86,63	270,00	2976,2	1828,9	-5173,3	5481,0	0,00	0,00	0,00
8000,0	86,63	270,00	2982,1	1828,9	-5273,1	5576,6	0,00	0,00	0,00
8100,0	86,63	270,00	2987,9	1829,0	-5372,9	5672,1	0,00	0,00	0,00
8200,0	86,63	270,00	2993,8	1829,0	-5472,8	5767,7	0,00	0,00	0,00
8300,0	86,63	270,00	2999,7	1829,0	-5572,6	5863,3	0,00	0,00	0,00
8400,0	86,63	270,00	3005,6	1829,0	-5672,4	5958,9	0,00	0,00	0,00
8500,0	86,63	270,00	3011,4	1829,0	-5772,3	6054,5	0,00	0,00	0,00
8600,0	86,63	270,00	3017,3	1829,0	-5872,1	6150,1	0,00	0,00	0,00
8700,0	86,63	270,00	3023,2	1829,0	-5971,9	6245,6	0,00	0,00	0,00
8798,6	86,63	270,00	3029,0	1829,0	-6070,3	6339,9	0,00	0,00	0,00

Survey Pozo B8

Company: PETROINDEPENDENCIA Date: 13/03/2012 Time: 15:36:56 Page: 1
 Field: PETROINDEPENDENCIA Co-ordinate(NE) Reference: Well: B8, Grid North
 Site: M1-PI Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0
 Well: B8 Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,76,37Azi)
 Wellpath: 1 Survey Calculation Method: Minimum Curvature Db: Sybase

Field: PETROINDEPENDENCIA
 CARABOBO
 VENEZUELA

Map System: Universal Transverse Mercator Map Zone: UTM Zone 20, North 66W to 60W
 Geo Datum: PSAD56 (International 1924) Coordinate System: Well Centre
 Sys Datum: Mean Sea Level Geomagnetic Model: igrf2000

Site: M1-PI

5

CARABOBO

Site Position: Northing: 955462,54 m Latitude: 8 38 36,969 N
 From: Map Easting: 488332,19 m Longitude: 63 6 21,773 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft North Reference: Grid
 Ground Level: 337,0 ft Grid Convergence: 0,00 deg

Well: B8

Slot Name:

Well Position: +N/-S 229,6 ft Northing: 955532,52 m Latitude: 8 38 39,247 N
 +E/-W 82,0 ft Easting: 488357,19 m Longitude: 63 6 20,955 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft

Wellpath: 1

Drilled From: Surface

Tie-on Depth: 0,0 ft

Current Datum: SITE Height 362,0 ft Above System Datum: Mean Sea Level

Magnetic Data: 09/03/2012 Declination: -13,50 deg

Field Strength: 0 nT Mag Dip Angle: 31,50 deg

Vertical Section: Depth From (TVD)	+N/-S	+E/-W	Direction
ft	ft	ft	deg
0,0	0,0	0,0	76,37

Survey

MD	Incl	Azim	TVD	+N/-S	+E/-W	VS	DLS	Build	Turn
Tool/Comment	ft	deg	deg	ft	ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft	
	0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
	300,0	0,00	0,00	300,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
	400,0	0,00	0,00	400,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
	500,0	0,00	0,00	500,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
	600,0	0,00	0,00	600,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
	700,0	0,00	0,00	700,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
	800,0	0,00	0,00	800,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
	900,0	0,00	0,00	900,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
	960,0	0,00	0,00	960,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
	1000,0	1,16	32,92	1000,0	0,3	0,2	0,3	2,90	2,90
	1100,0	4,06	32,92	1099,9	4,2	2,7	3,6	2,90	2,90

1200,0	6,96	32,92	1199,4	12,2	7,9	10,6	2,90	2,90	0,00
1300,0	9,86	32,92	1298,3	24,5	15,9	21,2	2,90	2,90	0,00
1400,0	12,76	32,92	1396,4	41,0	26,5	35,4	2,90	2,90	0,00
1500,0	15,66	32,92	1493,3	61,6	39,9	53,2	2,90	2,90	0,00
1600,0	18,56	32,92	1588,9	86,3	55,8	74,6	2,90	2,90	0,00
1700,0	21,46	32,92	1682,8	115,0	74,4	99,4	2,90	2,90	0,00
1800,0	24,36	32,92	1774,9	147,6	95,6	127,7	2,90	2,90	0,00
1900,0	27,26	32,92	1864,9	184,2	119,2	159,3	2,90	2,90	0,00
2000,0	30,16	32,92	1952,6	224,5	145,3	194,2	2,90	2,90	0,00
2100,0	33,06	32,92	2037,8	268,5	173,8	232,2	2,90	2,90	0,00
2200,0	35,96	32,92	2120,2	316,1	204,6	273,3	2,90	2,90	0,00
2300,0	38,86	32,92	2199,6	367,0	237,6	317,4	2,90	2,90	0,00
2400,0	41,76	32,92	2275,9	421,3	272,8	364,4	2,90	2,90	0,00
2500,0	44,66	32,92	2348,7	478,8	310,0	414,1	2,90	2,90	0,00
2600,0	47,56	32,92	2418,1	539,3	349,1	466,4	2,90	2,90	0,00
2700,0	50,46	32,92	2483,6	602,6	390,2	521,2	2,90	2,90	0,00
2800,0	53,36	32,92	2545,3	668,7	432,9	578,3	2,90	2,90	0,00
2900,0	56,26	32,92	2603,0	737,3	477,3	637,6	2,90	2,90	0,00
3000,0	59,16	32,92	2656,4	808,3	523,3	699,0	2,90	2,90	0,00
3100,0	62,06	32,92	2705,5	881,4	570,6	762,2	2,90	2,90	0,00
3200,0	64,96	32,92	2750,1	956,5	619,2	827,2	2,90	2,90	0,00
3300,0	67,86	32,92	2790,1	1033,4	669,0	893,7	2,90	2,90	0,00
3400,0	70,76	32,92	2825,4	1111,9	719,9	961,6	2,90	2,90	0,00
3477,8	73,01	32,92	2849,6	1174,0	760,1	1015,3	2,90	2,90	0,00
3500,0	73,01	32,92	2856,1	1191,8	771,6	1030,7	0,00	0,00	0,00
3600,0	73,01	32,92	2885,3	1272,1	823,6	1100,1	0,00	0,00	0,00
3627,7	73,01	32,92	2893,4	1294,4	838,0	1119,4	0,00	0,00	0,00
3700,0	73,65	36,49	2914,1	1351,3	877,4	1171,1	4,82	0,88	4,94
3800,0	74,63	41,39	2941,5	1426,1	937,8	1247,4	4,82	0,98	4,90
3900,0	75,71	46,25	2967,1	1495,8	1004,8	1328,9	4,82	1,08	4,85
4000,0	76,89	51,05	2990,8	1559,9	1077,7	1414,9	4,82	1,18	4,81
4100,0	78,16	55,81	3012,4	1618,1	1156,1	1504,7	4,82	1,27	4,76
4200,0	79,50	60,52	3031,8	1669,8	1239,4	1597,9	4,82	1,35	4,71
4300,0	80,92	65,19	3048,8	1714,7	1327,1	1693,7	4,82	1,42	4,67
4400,0	82,40	69,82	3063,3	1752,6	1418,5	1791,4	4,82	1,47	4,63
4500,0	83,92	74,43	3075,2	1783,0	1512,9	1890,4	4,82	1,52	4,60
4600,0	85,48	79,00	3084,5	1805,9	1609,8	1990,0	4,82	1,56	4,57
4700,0	87,07	83,55	3091,0	1821,0	1708,4	2089,4	4,82	1,59	4,55
4800,0	88,68	88,10	3094,7	1828,3	1808,0	2187,9	4,82	1,61	4,54
4842,0	89,36	90,00	3095,4	1829,0	1850,0	2228,8	4,82	1,62	4,54
4900,0	89,36	90,00	3096,0	1829,0	1908,0	2285,2	0,00	0,00	0,00
5000,0	89,36	90,00	3097,2	1829,0	2008,0	2382,4	0,00	0,00	0,00
5100,0	89,36	90,00	3098,3	1829,0	2108,0	2479,6	0,00	0,00	0,00
5200,0	89,36	90,00	3099,4	1829,0	2208,0	2576,8	0,00	0,00	0,00
5300,0	89,36	90,00	3100,5	1829,0	2308,0	2673,9	0,00	0,00	0,00
5400,0	89,36	90,00	3101,6	1829,0	2408,0	2771,1	0,00	0,00	0,00
5500,0	89,36	90,00	3102,8	1829,0	2508,0	2868,3	0,00	0,00	0,00
5600,0	89,36	90,00	3103,9	1829,0	2608,0	2965,5	0,00	0,00	0,00

5700,0	89,36	90,00	3105,0	1829,0	2708,0	3062,7	0,00	0,00	0,00
5800,0	89,36	90,00	3106,1	1829,0	2808,0	3159,8	0,00	0,00	0,00
5900,0	89,36	90,00	3107,2	1829,0	2908,0	3257,0	0,00	0,00	0,00
6000,0	89,36	90,00	3108,4	1829,0	3008,0	3354,2	0,00	0,00	0,00
6100,0	89,36	90,00	3109,5	1829,0	3108,0	3451,4	0,00	0,00	0,00
6200,0	89,36	90,00	3110,6	1829,0	3207,9	3548,6	0,00	0,00	0,00
6300,0	89,36	90,00	3111,7	1829,0	3307,9	3645,7	0,00	0,00	0,00
6400,0	89,36	90,00	3112,8	1829,0	3407,9	3742,9	0,00	0,00	0,00
6500,0	89,36	90,00	3114,0	1829,0	3507,9	3840,1	0,00	0,00	0,00
6600,0	89,36	90,00	3115,1	1829,0	3607,9	3937,3	0,00	0,00	0,00
6700,0	89,36	90,00	3116,2	1829,0	3707,9	4034,5	0,00	0,00	0,00
6800,0	89,36	90,00	3117,3	1829,0	3807,9	4131,6	0,00	0,00	0,00
6900,0	89,36	90,00	3118,4	1829,0	3907,9	4228,8	0,00	0,00	0,00
7000,0	89,36	90,00	3119,6	1829,0	4007,9	4326,0	0,00	0,00	0,00
7100,0	89,36	90,00	3120,7	1829,0	4107,9	4423,2	0,00	0,00	0,00
7200,0	89,36	90,00	3121,8	1829,0	4207,9	4520,3	0,00	0,00	0,00
7300,0	89,36	90,00	3122,9	1829,0	4307,9	4617,5	0,00	0,00	0,00
7400,0	89,36	90,00	3124,0	1829,0	4407,9	4714,7	0,00	0,00	0,00
7500,0	89,36	90,00	3125,2	1829,0	4507,9	4811,9	0,00	0,00	0,00
7600,0	89,36	90,00	3126,3	1829,0	4607,9	4909,1	0,00	0,00	0,00
7700,0	89,36	90,00	3127,4	1829,0	4707,9	5006,2	0,00	0,00	0,00
7800,0	89,36	90,00	3128,5	1829,0	4807,8	5103,4	0,00	0,00	0,00
7900,0	89,36	90,00	3129,6	1829,0	4907,8	5200,6	0,00	0,00	0,00
8000,0	89,36	90,00	3130,8	1829,0	5007,8	5297,8	0,00	0,00	0,00
8100,0	89,36	90,00	3131,9	1829,0	5107,8	5395,0	0,00	0,00	0,00
8200,0	89,36	90,00	3133,0	1829,0	5207,8	5492,1	0,00	0,00	0,00
8300,0	89,36	90,00	3134,1	1829,0	5307,8	5589,3	0,00	0,00	0,00
8400,0	89,36	90,00	3135,2	1829,0	5407,8	5686,5	0,00	0,00	0,00
8500,0	89,36	90,00	3136,4	1829,0	5507,8	5783,7	0,00	0,00	0,00
8600,0	89,36	90,00	3137,5	1829,0	5607,8	5880,9	0,00	0,00	0,00
8700,0	89,36	90,00	3138,6	1829,0	5707,8	5978,0	0,00	0,00	0,00
8800,0	89,36	90,00	3139,7	1829,0	5807,8	6075,2	0,00	0,00	0,00
8900,0	89,36	90,00	3140,9	1829,0	5907,8	6172,4	0,00	0,00	0,00
9000,0	89,36	90,00	3142,0	1829,0	6007,8	6269,6	0,00	0,00	0,00
9100,0	89,36	90,00	3143,1	1829,0	6107,8	6366,7	0,00	0,00	0,00
9200,0	89,36	90,00	3144,2	1829,0	6207,8	6463,9	0,00	0,00	0,00
9300,0	89,36	90,00	3145,3	1829,0	6307,8	6561,1	0,00	0,00	0,00
9400,0	89,36	90,00	3146,5	1829,0	6407,7	6658,3	0,00	0,00	0,00
9500,0	89,36	90,00	3147,6	1829,0	6507,7	6755,5	0,00	0,00	0,00
9600,0	89,36	90,00	3148,7	1829,0	6607,7	6852,6	0,00	0,00	0,00
9700,0	89,36	90,00	3149,8	1829,0	6707,7	6949,8	0,00	0,00	0,00
9800,0	89,36	90,00	3150,9	1829,0	6807,7	7047,0	0,00	0,00	0,00
9900,0	89,36	90,00	3152,1	1829,0	6907,7	7144,2	0,00	0,00	0,00
10000,0	89,36	90,00	3153,2	1829,0	7007,7	7241,4	0,00	0,00	0,00
10100,0	89,36	90,00	3154,3	1829,0	7107,7	7338,5	0,00	0,00	0,00
10200,0	89,36	90,00	3155,4	1829,0	7207,7	7435,7	0,00	0,00	0,00
10300,0	89,36	90,00	3156,5	1829,0	7307,7	7532,9	0,00	0,00	0,00
10400,0	89,36	90,00	3157,7	1829,0	7407,7	7630,1	0,00	0,00	0,00
10500,0	89,36	90,00	3158,8	1829,0	7507,7	7727,3	0,00	0,00	0,00

Survey Pozo B9

Company: PETROINDEPENDENCIA Date: 13/03/2012 Time: 15:37:20 Page: 1
 Field: PETROINDEPENDENCIA Co-ordinate(NE) Reference: Well: B9, Grid North
 Site: M1-PI Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0
 Well: B9 Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,76,65Azi)
 Wellpath: 1 Survey Calculation Method: Minimum Curvature Db: Sybase

Field: PETROINDEPENDENCIA
 CARABOBO
 VENEZUELA

Map System: Universal Transverse Mercator Map Zone: UTM Zone 20, North 66W to 60W
 Geo Datum: PSAD56 (International 1924) Coordinate System: Well Centre
 Sys Datum: Mean Sea Level Geomagnetic Model: igrf2000

Site: M1-PI

5

CARABOBO

Site Position: Northing: 955462,54 m Latitude: 8 38 36,969 N
 From: Map Easting: 488332,19 m Longitude: 63 6 21,773 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft North Reference: Grid
 Ground Level: 337,0 ft Grid Convergence: 0,00 deg

Well: B9

Slot Name:

Well Position: +N/-S 229,6 ft Northing: 955532,52 m Latitude: 8 38 39,248 N
 +E/-W 114,8 ft Easting: 488367,19 m Longitude: 63 6 20,628 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft

Wellpath: 1

Drilled From: Surface

Tie-on Depth: 0,0 ft

Current Datum: SITE Height 362,0 ft Above System Datum: Mean Sea Level

Magnetic Data: 09/03/2012 Declination: -13,50 deg

Field Strength: 0 nT Mag Dip Angle: 31,50 deg

Vertical Section: Depth From (TVD)	+N/-S	+E/-W	Direction
ft	ft	ft	deg
0,0	0,0	0,0	76,65

Survey

MD	Incl	Azim	TVD	+N/-S	+E/-W	VS	DLS	Build	Turn
ft	deg	deg	ft	ft	ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft	
0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
100,0	0,00	0,00	100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
200,0	0,00	0,00	200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
300,0	0,00	0,00	300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
400,0	0,00	0,00	400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
500,0	0,00	0,00	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
600,0	0,00	0,00	600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
700,0	0,00	0,00	700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
800,0	0,00	0,00	800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
900,0	0,00	0,00	900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
960,0	0,00	0,00	960,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
1000,0	1,26	32,41	1000,0	0,4	0,2	0,3	3,14	3,14	0,00
1100,0	4,40	32,41	1099,9	4,5	2,9	3,9	3,14	3,14	0,00

1200,0	7,55	32,41	1199,3	13,3	8,5	11,3	3,14	3,14	0,00
1300,0	10,69	32,41	1298,0	26,7	17,0	22,7	3,14	3,14	0,00
1400,0	13,84	32,41	1395,7	44,6	28,3	37,9	3,14	3,14	0,00
1500,0	16,98	32,41	1492,1	67,1	42,6	56,9	3,14	3,14	0,00
1600,0	20,13	32,41	1586,9	93,9	59,6	79,7	3,14	3,14	0,00
1700,0	23,27	32,41	1679,8	125,1	79,4	106,2	3,14	3,14	0,00
1800,0	26,42	32,41	1770,6	160,6	102,0	136,3	3,14	3,14	0,00
1900,0	29,56	32,41	1858,9	200,2	127,1	169,9	3,14	3,14	0,00
2000,0	32,70	32,41	1944,4	243,8	154,8	206,9	3,14	3,14	0,00
2100,0	35,85	32,41	2027,1	291,4	185,0	247,3	3,14	3,14	0,00
2200,0	38,99	32,41	2106,5	342,7	217,6	290,8	3,14	3,14	0,00
2300,0	42,14	32,41	2182,4	397,6	252,4	337,4	3,14	3,14	0,00
2400,0	45,28	32,41	2254,7	455,9	289,5	386,9	3,14	3,14	0,00
2500,0	48,43	32,41	2323,1	517,5	328,6	439,1	3,14	3,14	0,00
2600,0	51,57	32,41	2387,3	582,1	369,6	494,0	3,14	3,14	0,00
2700,0	54,72	32,41	2447,3	649,7	412,5	551,3	3,14	3,14	0,00
2800,0	57,86	32,41	2502,8	719,9	457,1	610,9	3,14	3,14	0,00
2900,0	61,01	32,41	2553,7	792,6	503,2	672,6	3,14	3,14	0,00
3000,0	64,15	32,41	2599,7	867,5	550,8	736,2	3,14	3,14	0,00
3100,0	67,30	32,41	2640,8	944,5	599,7	801,5	3,14	3,14	0,00
3200,0	70,44	32,41	2676,9	1023,2	649,7	868,3	3,14	3,14	0,00
3300,0	73,58	32,41	2707,7	1103,5	700,6	936,4	3,14	3,14	0,00
3314,2	74,03	32,41	2711,7	1115,0	707,9	946,2	3,14	3,14	0,00
3400,0	74,03	32,41	2735,3	1184,6	752,2	1005,3	0,00	0,00	0,00
3464,2	74,03	32,41	2753,0	1236,7	785,2	1049,5	0,00	0,00	0,00
3500,0	74,31	34,04	2762,7	1265,5	804,1	1074,5	4,44	0,77	4,54
3600,0	75,14	38,56	2789,1	1343,3	861,2	1148,0	4,44	0,84	4,52
3700,0	76,07	43,04	2814,0	1416,6	924,5	1226,5	4,44	0,92	4,48
3800,0	77,07	47,48	2837,2	1485,0	993,6	1309,5	4,44	1,00	4,44
3900,0	78,15	51,89	2858,7	1548,2	1068,0	1396,5	4,44	1,08	4,41
4000,0	79,29	56,26	2878,2	1605,7	1147,4	1487,0	4,44	1,15	4,37
4100,0	80,50	60,59	2895,8	1657,2	1231,3	1580,5	4,44	1,21	4,34
4200,0	81,76	64,90	2911,2	1702,5	1319,1	1676,4	4,44	1,26	4,31
4300,0	83,06	69,18	2924,4	1741,1	1410,3	1774,1	4,44	1,30	4,28
4400,0	84,41	73,43	2935,4	1773,0	1504,5	1873,1	4,44	1,34	4,25
4500,0	85,78	77,67	2943,9	1797,8	1600,9	1972,6	4,44	1,37	4,23
4600,0	87,18	81,89	2950,1	1815,5	1699,1	2072,3	4,44	1,40	4,22
4700,0	88,59	86,10	2953,7	1826,0	1798,5	2171,4	4,44	1,41	4,21
4792,9	89,91	90,00	2955,0	1829,1	1891,3	2262,4	4,44	1,42	4,20
4800,0	89,91	90,00	2955,0	1829,1	1898,4	2269,3	0,00	0,00	0,00
4900,0	89,91	90,00	2955,1	1829,1	1998,4	2366,6	0,00	0,00	0,00
5000,0	89,91	90,00	2955,3	1829,1	2098,4	2463,9	0,00	0,00	0,00
5100,0	89,91	90,00	2955,5	1829,1	2198,4	2561,2	0,00	0,00	0,00
5200,0	89,91	90,00	2955,6	1829,1	2298,4	2658,5	0,00	0,00	0,00
5300,0	89,91	90,00	2955,8	1829,1	2398,4	2755,8	0,00	0,00	0,00
5400,0	89,91	90,00	2956,0	1829,1	2498,4	2853,1	0,00	0,00	0,00
5500,0	89,91	90,00	2956,1	1829,1	2598,4	2950,4	0,00	0,00	0,00
5600,0	89,91	90,00	2956,3	1829,1	2698,4	3047,7	0,00	0,00	0,00

5700,0	89,91	90,00	2956,4	1829,1	2798,4	3145,0	0,00	0,00	0,00
5800,0	89,91	90,00	2956,6	1829,1	2898,4	3242,3	0,00	0,00	0,00
5900,0	89,91	90,00	2956,8	1829,1	2998,4	3339,6	0,00	0,00	0,00
6000,0	89,91	90,00	2956,9	1829,1	3098,4	3436,9	0,00	0,00	0,00
6100,0	89,91	90,00	2957,1	1829,1	3198,4	3534,2	0,00	0,00	0,00
6200,0	89,91	90,00	2957,3	1829,1	3298,4	3631,5	0,00	0,00	0,00
6300,0	89,91	90,00	2957,4	1829,1	3398,4	3728,8	0,00	0,00	0,00
6400,0	89,91	90,00	2957,6	1829,1	3498,4	3826,1	0,00	0,00	0,00
6500,0	89,91	90,00	2957,7	1829,1	3598,4	3923,4	0,00	0,00	0,00
6600,0	89,91	90,00	2957,9	1829,1	3698,4	4020,7	0,00	0,00	0,00
6700,0	89,91	90,00	2958,1	1829,1	3798,4	4118,0	0,00	0,00	0,00
6800,0	89,91	90,00	2958,2	1829,1	3898,4	4215,3	0,00	0,00	0,00
6900,0	89,91	90,00	2958,4	1829,1	3998,4	4312,6	0,00	0,00	0,00
7000,0	89,91	90,00	2958,6	1829,1	4098,4	4409,9	0,00	0,00	0,00
7100,0	89,91	90,00	2958,7	1829,1	4198,4	4507,2	0,00	0,00	0,00
7200,0	89,91	90,00	2958,9	1829,1	4298,4	4604,5	0,00	0,00	0,00
7300,0	89,91	90,00	2959,1	1829,1	4398,4	4701,8	0,00	0,00	0,00
7400,0	89,91	90,00	2959,2	1829,1	4498,4	4799,1	0,00	0,00	0,00
7500,0	89,91	90,00	2959,4	1829,1	4598,4	4896,4	0,00	0,00	0,00
7600,0	89,91	90,00	2959,5	1829,1	4698,4	4993,7	0,00	0,00	0,00
7700,0	89,91	90,00	2959,7	1829,1	4798,4	5091,0	0,00	0,00	0,00
7800,0	89,91	90,00	2959,9	1829,1	4898,4	5188,3	0,00	0,00	0,00
7900,0	89,91	90,00	2960,0	1829,1	4998,4	5285,6	0,00	0,00	0,00
8000,0	89,91	90,00	2960,2	1829,1	5098,4	5382,9	0,00	0,00	0,00
8100,0	89,91	90,00	2960,4	1829,1	5198,4	5480,2	0,00	0,00	0,00
8300,0	89,91	90,00	2960,7	1829,1	5398,4	5674,8	0,00	0,00	0,00
8400,0	89,91	90,00	2960,8	1829,1	5498,4	5772,1	0,00	0,00	0,00
8500,0	89,91	90,00	2961,0	1829,1	5598,4	5869,4	0,00	0,00	0,00
8600,0	89,91	90,00	2961,2	1829,0	5698,4	5966,7	0,00	0,00	0,00
8800,0	89,91	90,00	2961,5	1829,0	5898,4	6161,3	0,00	0,00	0,00
8900,0	89,91	90,00	2961,7	1829,0	5998,4	6258,6	0,00	0,00	0,00
9000,0	89,91	90,00	2961,8	1829,0	6098,4	6355,9	0,00	0,00	0,00
9100,0	89,91	90,00	2962,0	1829,0	6198,4	6453,2	0,00	0,00	0,00
9300,0	89,91	90,00	2962,3	1829,0	6398,4	6647,8	0,00	0,00	0,00
9400,0	89,91	90,00	2962,5	1829,0	6498,4	6745,1	0,00	0,00	0,00
9500,0	89,91	90,00	2962,6	1829,0	6598,4	6842,4	0,00	0,00	0,00
9600,0	89,91	90,00	2962,8	1829,0	6698,4	6939,7	0,00	0,00	0,00
9700,0	89,91	90,00	2963,0	1829,0	6798,4	7037,0	0,00	0,00	0,00
9800,0	89,91	90,00	2963,1	1829,0	6898,4	7134,3	0,00	0,00	0,00
9900,0	89,91	90,00	2963,3	1829,0	6998,4	7231,6	0,00	0,00	0,00
10000,0	89,91	90,00	2963,4	1829,0	7098,4	7328,9	0,00	0,00	0,00
10100,0	89,91	90,00	2963,6	1829,0	7198,4	7426,2	0,00	0,00	0,00
10200,0	89,91	90,00	2963,8	1829,0	7298,4	7523,5	0,00	0,00	0,00
10300,0	89,91	90,00	2963,9	1829,0	7398,4	7620,8	0,00	0,00	0,00
10400,0	89,91	90,00	2964,1	1829,0	7498,4	7718,1	0,00	0,00	0,00
10500,0	89,91	90,00	2964,3	1829,0	7598,4	7815,4	0,00	0,00	0,00
10600,0	89,91	90,00	2964,4	1829,0	7698,4	7912,7	0,00	0,00	0,00
10611,8	89,91	90,00	2964,4	1829,0	7710,2	7924,1	0,00	0,00	0,00

Survey Pozo B12

Company: PETROINDEPENDENCIA Date: 13/03/2012 Time: 15:38:43 Page: 1
 Field: PETROINDEPENDENCIA Co-ordinate(NE) Reference: Well: B12, Grid North
 Site: M1-PI Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0
 Well: B12 Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,81,60Azi)
 Wellpath: 1 Survey Calculation Method: Minimum Curvature Db: Sybase

Field: PETROINDEPENDENCIA
 CARABOBO
 VENEZUELA

Map System: Universal Transverse Mercator Map Zone: UTM Zone 20, North 66W to 60W
 Geo Datum: PSAD56 (International 1924) Coordinate System: Well Centre
 Sys Datum: Mean Sea Level Geomagnetic Model: igrf2000

Site: M1-PI

5

CARABOBO

Site Position: Northing: 955462,54 m Latitude: 8 38 36,969 N
 From: Map Easting: 488332,19 m Longitude: 63 6 21,773 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft North Reference: Grid
 Ground Level: 337,0 ft Grid Convergence: 0,00 deg

Well: B12

Slot Name:

Well Position: +N/-S 229,6 ft Northing: 955532,52 m Latitude: 8 38 39,248 N
 +E/-W 213,2 ft Easting: 488397,18 m Longitude: 63 6 19,647 W
 Position Uncertainty: 0,0 ft

Wellpath: 1

Drilled From: Surface

Tie-on Depth: 0,0 ft

Current Datum: SITE Height 362,0 ft Above System Datum: Mean Sea Level

Magnetic Data: 09/03/2012 Declination: -13,50 deg

Field Strength: 0 nT Mag Dip Angle: 31,50 deg

Vertical Section: Depth From (TVD) +N/-S +E/-W Direction

ft	ft	ft	deg
0,0	0,0	0,0	81,60

Survey

MD	Incl	Azim	TVD	+N/-S	+E/-W	VS	DLS	Build	Turn
ft	deg	deg	ft	ft	ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft	
0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
100,0	0,00	0,00	100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
200,0	0,00	0,00	200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
300,0	0,00	0,00	300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
400,0	0,00	0,00	400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
500,0	0,00	0,00	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
600,0	0,00	0,00	600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
700,0	0,00	0,00	700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
800,0	0,00	0,00	800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
900,0	0,00	0,00	900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
960,0	0,00	0,00	960,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
1000,0	1,03	67,10	1000,0	0,1	0,3	0,3	2,57	2,57	0,00

1100,0	3,60	67,10	1099,9	1,7	4,0	4,3	2,57	2,57	0,00
1200,0	6,16	67,10	1199,5	5,0	11,9	12,5	2,57	2,57	0,00
1300,0	8,73	67,10	1298,7	10,1	23,8	25,0	2,57	2,57	0,00
1400,0	11,30	67,10	1397,2	16,8	39,8	41,9	2,57	2,57	0,00
1500,0	13,87	67,10	1494,7	25,3	59,9	63,0	2,57	2,57	0,00
1600,0	16,44	67,10	1591,3	35,5	84,0	88,3	2,57	2,57	0,00
1700,0	19,00	67,10	1686,5	47,3	112,0	117,7	2,57	2,57	0,00
1800,0	21,57	67,10	1780,3	60,8	144,0	151,3	2,57	2,57	0,00
1900,0	24,14	67,10	1872,4	75,9	179,7	188,9	2,57	2,57	0,00
2000,0	26,71	67,10	1962,7	92,6	219,3	230,5	2,57	2,57	0,00
2100,0	29,28	67,10	2051,0	110,9	262,5	275,9	2,57	2,57	0,00
2200,0	31,84	67,10	2137,1	130,7	309,3	325,1	2,57	2,57	0,00
2300,0	34,41	67,10	2220,9	151,9	359,7	378,0	2,57	2,57	0,00
2400,0	36,98	67,10	2302,1	174,6	413,4	434,5	2,57	2,57	0,00
2500,0	39,55	67,10	2380,6	198,7	470,5	494,5	2,57	2,57	0,00
2600,0	42,12	67,10	2456,3	224,2	530,7	557,8	2,57	2,57	0,00
2700,0	44,68	67,10	2528,9	250,9	594,0	624,3	2,57	2,57	0,00
2800,0	47,25	67,10	2598,4	278,9	660,2	693,9	2,57	2,57	0,00
2900,0	49,82	67,10	2664,6	308,0	729,2	766,4	2,57	2,57	0,00
3000,0	52,39	67,10	2727,4	338,3	800,9	841,8	2,57	2,57	0,00
3052,3	53,73	67,10	2758,8	354,6	839,4	882,2	2,57	2,57	0,00
3100,0	53,73	67,10	2787,0	369,6	874,8	919,5	0,00	0,00	0,00
3202,3	53,73	67,10	2847,6	401,7	950,8	999,3	0,00	0,00	0,00
3250,0	56,29	68,77	2874,9	416,3	987,0	1037,3	6,08	5,37	3,49
3300,0	59,00	70,41	2901,7	431,1	1026,6	1078,6	6,08	5,41	3,29
3350,0	61,72	71,96	2926,4	445,1	1067,7	1121,3	6,08	5,45	3,10
3400,0	64,46	73,43	2949,0	458,3	1110,3	1165,4	6,08	5,48	2,95
3450,0	67,22	74,84	2969,5	470,8	1154,2	1210,6	6,08	5,51	2,82
3500,0	69,99	76,19	2987,7	482,4	1199,3	1256,9	6,08	5,54	2,70
3550,0	72,77	77,50	3003,7	493,2	1245,4	1304,1	6,08	5,56	2,61
3600,0	75,55	78,77	3017,3	503,1	1292,5	1352,1	6,08	5,57	2,53
3650,0	78,34	80,00	3028,6	512,0	1340,3	1400,8	6,08	5,59	2,47
3700,0	81,14	81,21	3037,5	520,1	1388,9	1450,0	6,08	5,60	2,42
3750,0	83,94	82,40	3044,0	527,1	1437,9	1499,5	6,08	5,60	2,38
3800,0	86,75	83,58	3048,1	533,2	1487,4	1549,3	6,08	5,61	2,36
3839,8	88,98	84,52	3049,6	537,3	1527,0	1589,1	6,08	5,61	2,35
3900,0	88,98	84,52	3050,6	543,1	1586,9	1649,2	0,00	0,00	0,00
4000,0	88,98	84,52	3052,4	552,6	1686,4	1749,0	0,00	0,00	0,00
4100,0	88,98	84,52	3054,2	562,2	1785,9	1848,9	0,00	0,00	0,00
4200,0	88,98	84,52	3056,0	571,7	1885,4	1948,8	0,00	0,00	0,00
4300,0	88,98	84,52	3057,7	581,3	1985,0	2048,6	0,00	0,00	0,00
4400,0	88,98	84,52	3059,5	590,9	2084,5	2148,5	0,00	0,00	0,00
4500,0	88,98	84,52	3061,3	600,4	2184,0	2248,3	0,00	0,00	0,00
4600,0	88,98	84,52	3063,1	610,0	2283,6	2348,2	0,00	0,00	0,00
4700,0	88,98	84,52	3064,8	619,5	2383,1	2448,0	0,00	0,00	0,00
4800,0	88,98	84,52	3066,6	629,1	2482,6	2547,9	0,00	0,00	0,00
4900,0	88,98	84,52	3068,4	638,6	2582,1	2647,7	0,00	0,00	0,00
5000,0	88,98	84,52	3070,2	648,2	2681,7	2747,6	0,00	0,00	0,00

5100,0	88,98	84,52	3071,9	657,7	2781,2	2847,4	0,00	0,00	0,00
5200,0	88,98	84,52	3073,7	667,3	2880,7	2947,3	0,00	0,00	0,00
5300,0	88,98	84,52	3075,5	676,8	2980,2	3047,2	0,00	0,00	0,00
5500,0	88,98	84,52	3079,0	695,9	3179,3	3246,9	0,00	0,00	0,00
5600,0	88,98	84,52	3080,8	705,5	3278,8	3346,7	0,00	0,00	0,00
5700,0	88,98	84,52	3082,6	715,1	3378,3	3446,6	0,00	0,00	0,00
5800,0	88,98	84,52	3084,4	724,6	3477,9	3546,4	0,00	0,00	0,00
5900,0	88,98	84,52	3086,1	734,2	3577,4	3646,3	0,00	0,00	0,00
6000,0	88,98	84,52	3087,9	743,7	3676,9	3746,1	0,00	0,00	0,00
6100,0	88,98	84,52	3089,7	753,3	3776,5	3846,0	0,00	0,00	0,00
6200,0	88,98	84,52	3091,5	762,8	3876,0	3945,8	0,00	0,00	0,00
6300,0	88,98	84,52	3093,2	772,4	3975,5	4045,7	0,00	0,00	0,00
6400,0	88,98	84,52	3095,0	781,9	4075,0	4145,6	0,00	0,00	0,00
6500,0	88,98	84,52	3096,8	791,5	4174,6	4245,4	0,00	0,00	0,00
6600,0	88,98	84,52	3098,6	801,0	4274,1	4345,3	0,00	0,00	0,00
6700,0	88,98	84,52	3100,3	810,6	4373,6	4445,1	0,00	0,00	0,00
6800,0	88,98	84,52	3102,1	820,1	4473,1	4545,0	0,00	0,00	0,00
6900,0	88,98	84,52	3103,9	829,7	4572,7	4644,8	0,00	0,00	0,00
7000,0	88,98	84,52	3105,7	839,2	4672,2	4744,7	0,00	0,00	0,00
7100,0	88,98	84,52	3107,4	848,8	4771,7	4844,5	0,00	0,00	0,00
7200,0	88,98	84,52	3109,2	858,4	4871,2	4944,4	0,00	0,00	0,00
7300,0	88,98	84,52	3111,0	867,9	4970,8	5044,2	0,00	0,00	0,00
7400,0	88,98	84,52	3112,8	877,5	5070,3	5144,1	0,00	0,00	0,00
7500,0	88,98	84,52	3114,5	887,0	5169,8	5244,0	0,00	0,00	0,00
7600,0	88,98	84,52	3116,3	896,6	5269,4	5343,8	0,00	0,00	0,00
7700,0	88,98	84,52	3118,1	906,1	5368,9	5443,7	0,00	0,00	0,00
7800,0	88,98	84,52	3119,9	915,7	5468,4	5543,5	0,00	0,00	0,00
7900,0	88,98	84,52	3121,6	925,2	5567,9	5643,4	0,00	0,00	0,00
8000,0	88,98	84,52	3123,4	934,8	5667,5	5743,2	0,00	0,00	0,00
8100,0	88,98	84,52	3125,2	944,3	5767,0	5843,1	0,00	0,00	0,00
8200,0	88,98	84,52	3127,0	953,9	5866,5	5942,9	0,00	0,00	0,00
8300,0	88,98	84,52	3128,8	963,4	5966,0	6042,8	0,00	0,00	0,00
8400,0	88,98	84,52	3130,5	973,0	6065,6	6142,6	0,00	0,00	0,00
8500,0	88,98	84,52	3132,3	982,6	6165,1	6242,5	0,00	0,00	0,00
8600,0	88,98	84,52	3134,1	992,1	6264,6	6342,3	0,00	0,00	0,00
8700,0	88,98	84,52	3135,9	1001,7	6364,1	6442,2	0,00	0,00	0,00
8800,0	88,98	84,52	3137,6	1011,2	6463,7	6542,1	0,00	0,00	0,00
8900,0	88,98	84,52	3139,4	1020,8	6563,2	6641,9	0,00	0,00	0,00
9000,0	88,98	84,52	3141,2	1030,3	6662,7	6741,8	0,00	0,00	0,00
9100,0	88,98	84,52	3143,0	1039,9	6762,3	6841,6	0,00	0,00	0,00
9200,0	88,98	84,52	3144,7	1049,4	6861,8	6941,5	0,00	0,00	0,00
9300,0	88,98	84,52	3146,5	1059,0	6961,3	7041,3	0,00	0,00	0,00
9400,0	88,98	84,52	3148,3	1068,5	7060,8	7141,2	0,00	0,00	0,00
9500,0	88,98	84,52	3150,1	1078,1	7160,4	7241,0	0,00	0,00	0,00
9600,0	88,98	84,52	3151,8	1087,6	7259,9	7340,9	0,00	0,00	0,00
9700,0	88,98	84,52	3153,6	1097,2	7359,4	7440,7	0,00	0,00	0,00
9800,0	88,98	84,52	3155,4	1106,8	7458,9	7540,6	0,00	0,00	0,00
9895,2	88,98	84,52	3157,1	1115,8	7553,7	7635,6	0,00	0,00	0,00

Anexo 2. Resultados Obtenidos con la Utilización de la Herramienta Computacional Desarrollada

Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Superior en configuración de catorce (14) pozos

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	2000,0	600,0	7929,9	6594,0	200,0	4500,0	75,0	90,0	4,5	1,5
2	2000,0	600,0	7891,4	6594,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	5,0	1,9
3	2100,0	600,0	7960,6	6594,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,5	2,1
4	2000,0	600,0	7933,0	6594,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,5	1,5
5	1890,0	600,0	7862,1	6594,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	5,0	1,3
6	1950,0	600,0	7900,8	6594,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,7	1,4

Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Superior en configuración de doce (12) pozos

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1850,0	600,0	7564,8	6301,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	5,0	1,8
2	1900,0	600,0	7597,0	6301,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,8	1,9
3	1900,0	600,0	7571,3	6301,0	300,0	4500,0	70,0	90,0	5,1	2,5
4	1960,0	600,0	7635,7	6301,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,5	2,1
5	2000,0	600,0	7645,8	6301,0	200,0	4500,0	70,0	90,0	4,5	2,5
6	2000,0	600,0	7633,8	6301,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,7	2,7
7	2030,0	600,0	7654,6	6301,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,5	2,7

Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Superior en configuración de diez (10) pozos

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1800,0	600,0	7261,1	6008,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	5,1	2,8
2	1830,0	600,0	7271,2	6008,0	300,0	4500,0	75,0	90,000	5,2	3,9
3	1896,0	600,0	7313,7	6008,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	4,7	4,7
4	1900,0	600,0	7325,5	6008,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,6	3,4
5	1900,0	600,0	7316,2	6008,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	4,7	4,8
6	1925,0	600,0	7341,6	6008,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,5	3,5
7	1940,0	600,0	7342,0	6008,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	4,5	5,3
8	1940,0	600,0	7334,7	6008,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,6	3,9

9	1960,0	600,0	7348,6	6008,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,5	4,0
10	1970,0	600,0	7353,5	6008,0	300,0	4500,0	70,0	90,0	4,5	5,1
11	1970,0	600,0	7355,5	6008,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,5	4,1
12	2000,0	600,0	7376,2	6008,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,4	4,3
13	2000,0	600,0	7367,3	6008,0	300,0	4500,0	65,0	90,0	4,5	4,9
14	2050,0	600,0	7410,8	6008,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,2	4,6
15	2050,0	600,0	7401,9	6008,0	300,0	4500,0	65,0	90,0	4,3	5,3

Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Superior en configuración de ocho (8) pozos

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1800,0	600,0	6982,9	5718,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	5,0	6,4
2	1800,0	600,0	6985,6	5718,0	170,0	4500,0	65,0	90,0	4,9	6,0
3	1777,0	600,0	6974,3	5718,0	150,0	4500,0	70,0	90,0	5,0	5,9
4	1820,0	600,0	6994,9	5718,0	200,0	4500,0	60,0	90,0	4,9	6,1
5	1850,0	600,0	7021,3	5718,0	150,0	4500,0	60,0	90,0	4,7	5,9
6	1900,0	600,0	7057,8	5718,0	150,0	4500,0	56,0	90,0	4,5	6,0
7	1950,0	600,0	7096,4	5718,0	150,0	4500,0	52,0	90,0	4,3	6,0
8	1950,0	600,0	6982,9	5718,0	170,0	4500,0	70,0	88,0	5,0	5,7
9	1950,0	600,0	6984,4	5718,0	172,0	4500,0	72,0	88,0	4,8	5,9

Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Medio en configuración de dieciséis (16) pozos

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1900,0	650,0	8159,8	6889,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	5,4	1,0
2	1980,0	650,0	8211,3	6889,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,9	1,1
3	2000,0	650,0	8215,4	6889,0	200,0	4500,0	74,0	90,0	4,9	1,2
4	2050,0	650,0	8256,4	6889,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,7	1,1
5	2050,0	650,0	8224,5	6889,0	300,0	4500,0	71,0	90,0	5,0	1,4
6	2100,0	650,0	8279,3	6889,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	4,5	1,3
7	2150,0	650,0	8311,5	6889,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	4,3	1,3
8	2150,0	650,0	8293,4	6889,0	200,0	4500,0	70,0	90,0	4,5	1,4
9	2200,0	650,0	8343,7	6889,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	4,1	1,4
10	2200,0	650,0	8309,6	6889,0	300,0	4500,0	68,0	90,0	4,5	1,6

11	2250,0	650,0	8375,9	6889,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	3,9	1,4
12	2250,0	650,0	8339,1	6889,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,3	1,7
13	2350,0	650,0	8408,2	6889,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	3,9	1,8
14	2350,0	650,0	8372,6	6889,0	200,0	4500,0	55,0	90,0	4,4	1,9
15	2400,0	650,0	8416,0	6889,0	300,0	4500,0	60,0	90,0	4,1	2,0
16	2500,0	650,0	8511,9	6889,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	3,5	1,9

**Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Medio
en configuración de catorce (14) pozos**

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1900,0	650,0	7886,4	6594,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	5,2	1,3
2	1950,0	650,0	7918,6	6594,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,9	1,5
3	2000,0	650,0	7950,8	6594,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,7	1,4
4	2050,0	650,0	7982,9	6594,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,5	1,5
5	2100,0	650,0	8015,2	6594,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,3	1,5
6	2100,0	650,0	7993,9	6594,0	300,0	4500,0	72,0	90,0	4,5	1,9
7	2100,0	650,0	7956,2	6594,0	300,0	4500,0	62,0	90,0	5,0	2,2
8	2150,0	650,0	8047,4	6594,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,1	1,6
9	2150,0	650,0	8010,6	6594,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,5	2,1
10	2200,0	650,0	8079,6	6594,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	3,9	1,7
11	2200,0	650,0	8025,5	6594,0	250,0	4500,0	60,0	90,0	4,6	2,3
12	2200,0	650,0	8070,3	6594,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	4,0	1,9
13	2250,0	650,0	8079,7	6594,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,1	2,2
14	2250,0	650,0	8102,5	6594,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	3,9	2,1
15	2300,0	650,0	8114,3	6594,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	3,9	2,3
16	2300,0	650,0	8144,0	6594,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	3,7	1,9
17	2300,0	650,0	8134,7	6594,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	3,7	2,2
18	2350,0	650,0	8148,9	6594,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	3,7	2,3
19	2350,0	650,0	8166,9	6594,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	3,6	2,4
20	2500,0	650,0	8274,8	6594,0	300,0	4500,0	80,0	90,0	3,2	3,2

**Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Medio
en configuración de doce (12)**

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1900,0	650,0	7614,8	6301,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	5,0	1,8
2	2010,0	650,0	7685,7	6301,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,5	2,1
3	2050,0	650,0	7695,8	6301,0	200,0	4500,0	70,0	90,0	4,5	2,5

4	2050,0	650,0	7702,2	6301,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	4,4	2,7
5	2100,0	650,0	7734,4	6301,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	4,2	2,9
6	2200,0	650,0	7787,6	6301,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,0	3,0
7	2200,0	650,0	7798,8	6301,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	3,9	3,5
8	2250,0	650,0	7827,2	6301,0	300,0	4500,0	73,0	90,0	3,8	3,8
9	2250,0	650,0	7830,9	6301,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	3,8	3,9
10	2300,0	650,0	7863,2	6301,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	3,6	4,4
11	2300,0	650,0	7858,9	6301,0	250,0	4500,0	70,0	90,0	3,7	3,7
12	2300,0	650,0	7866,3	6301,0	250,0	4500,0	75,0	90,0	3,6	3,9
13	2300,0	650,0	7855,1	6301,0	300,0	4500,0	70,0	90,0	3,7	3,9
14	2350,0	650,0	7892,3	6301,0	200,0	4500,0	66,0	90,0	3,5	3,5
15	2350,0	650,0	7895,4	6301,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	3,5	5,0
16	2400,0	650,0	7925,9	6301,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	3,4	3,7
17	2400,0	650,0	7927,6	6301,0	300,0	4500,0	75,0	90,0	3,4	5,8
18	2450,0	650,0	7962,9	6301,0	200,0	4500,0	70,0	90,0	3,3	4,3
19	2450,0	650,0	7964,9	6301,0	150,0	4500,0	65,0	90,0	3,3	3,7
20	2500,0	650,0	7995,1	6301,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	3,2	4,2

Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Medio en configuración de diez (10)

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1900,0	650,0	7343,3	6008,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,8	3,1
2	1950,0	650,0	7372,4	6008,0	200,0	4500,0	75,0	90,0	4,6	3,7
3	2000,0	650,0	7395,0	6008,0	300,0	4500,0	73,0	90,0	4,5	5,2
4	2000,0	650,0	7391,7	6008,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,6	3,9
5	2020,0	650,0	7405,5	6008,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,5	4,1
6	2065,0	650,0	7436,6	6008,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,3	4,3
7	2065,0	650,0	7427,7	6008,0	300,0	4500,0	65,0	90,0	4,4	5,0
8	2065,0	650,0	7433,6	6008,0	300,0	4500,0	70,0	90,0	4,3	5,6
9	2100,0	650,0	7460,8	6008,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,2	4,6
10	2100,0	650,0	7472,1	6008,0	150,0	4500,0	75,0	90,0	4,0	4,8
11	2150,0	650,0	7495,4	6008,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	4,0	4,9
12	2150,0	650,0	7502,5	6008,0	180,0	4500,0	75,0	90,0	3,9	6,1
13	2275,0	650,0	7581,9	6008,0	200,0	4500,0	65,0	90,0	3,6	6,0
14	2350,0	650,0	7639,4	6008,0	150,0	4500,0	63,0	90,0	3,3	5,9
15	2400,0	650,0	7676,2	6008,0	150,0	4500,0	61,0	90,0	3,2	6,1
16	2500,0	650,0	7754,2	6008,0	150,0	4500,0	56,0	90,0	2,9	6,0

Pozos en dos dimensiones (2D) obtenidos para el Miembro Morichal Medio en configuración de ocho (8)

Pozo	TVD	KOP	MD	DH	BC	DE	α	β	q1	q2
1	1900,0	650,0	7072,0	5718,0	150,0	4500,0	65,0	90,0	4,7	6,4
2	1950,0	650,0	7107,8	5718,0	150,0	4500,0	56,0	90,0	4,1	6,0
3	2000,0	650,0	7146,4	5718,0	150,0	4500,0	52,0	90,0	4,3	6,0
4	2030,0	650,0	7106,5	5718,0	150,0	4500,0	60,0	89,0	4,5	6,1
5	2100,0	650,0	7159,7	5718,0	150,0	4500,0	53,0	89,0	4,2	6,0
6	2150,0	650,0	7136,0	5718,0	150,0	4500,0	59,0	88,0	4,3	6,1
7	2350,0	650,0	7169,9	5718,0	150,0	4500,0	61,0	86,0	4,2	6,1
8	2450,0	650,0	7246,6	5718,0	150,0	4500,0	53,0	86,0	3,8	6,0

GLOSARIO

Ángulo de desviación: es el ángulo fuera de la vertical, también se le conoce como ángulo de deflexión.

Arremetida: es un problema que consiste en el ingreso de fluidos indeseados desde la formación al pozo

Buzamiento: Buzamiento de una formación, es el ángulo entre el plano de estratificación de la formación y el plano horizontal medido en un plano perpendicular al rumbo.

Cucharas deflectoras (*Whipstock*): son piezas de acero con la punta cincelada, se usan para iniciar el cambio de inclinación y rumbo del pozo. Para perforar al lado de tapones de cemento o para enderezar pozos desviados.

Desviar (*Sidetrack*): es la operación que se utiliza para perforar un segundo pozo desde el pozo principal. Se utiliza para evadir alguna zona de la formación no deseada o para exploración.

Hoyo Abierto (*Openhole*): es la sección sin revestidor del pozo.

Hoyo Revestido (*Cased Hole*): es la sección del pozo que esta revestida.

Inclinación (*Inclination*): es la desviación con respecto al eje vertical expresada en grados.

Meridiano: son los semicírculos máximos que del geoide terrestre que pasan por los polos y se representan con líneas imaginarias.

Lateral: son desviaciones que salen desde el hoyo principal de un Pozo Multilateral en diferente dirección, profundidad o inclinación.

Paralelo: Es el círculo formado por la intersección de la esfera terrestre con un plano imaginario perpendicular al su eje de rotación.

Perforación Horizontal (*Horizontal Drilling*): es una derivación del término de perforación direccional, usada donde el grado de desviación del eje vertical excede los 80 grados.

Perforación Direccional (*Directional Drilling*): es el arte de control de dirección y penetración angular desde la superficie hasta un objetivo predeterminado, donde se debe tener el mayor flujo de información para poder lograr esta finalidad. Generalmente viene acompañado por el uso de la cuchara, ensamblaje de fondo, instrumentos para medir la ubicación en tres dimensiones entre otros equipos.

Píldora: es una cantidad de lodo con propiedades específicas que se bombea al hoyo para solucionar o prevenir un inconveniente en una etapa determinada.

Pozo de Petróleo (*Oil Well*): un pozo productor con petróleo como su producto comercial primario. Casi siempre los pozos de petróleo producen un poco de gas y frecuentemente producen agua. La mayoría los pozos de petróleo eventualmente producen principalmente gas o agua.

Rumbo: Es la intersección entre un estrato y un plano horizontal, medido desde el plano N-S.

Survey: es un conjunto de datos medidos y guardados con respecto a una referencia particular en el área de la tierra. Proporciona una medición completa de la inclinación y el azimut de una locación específica en el pozo.

Unión (*Junction*): es la sección del pozo donde se unen cualquiera de las ramas con el pozo principal. Se clasifican con niveles que van desde nivel 1

hasta el 6S de acuerdo a la complejidad de las misma.

Ventana (*Window*): es la sección del revestidor que se perfora para comenzar a perforar una rama.

Yacimiento (*Reservoir*): Es una sección de roca en el subsuelo con suficiente porosidad y permeabilidad para permitir almacenar y transmitir fluidos.