

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

UBICACIÓN, DISEÑO Y PLANIFICACIÓN DE UN POZO HORIZONTAL EN EL YACIMIENTO U2M,L (ES-417) DEL OLIGOCENO, EN EL CAMPO SOCORORO OESTE, DEL ESTADO ANZOÁTEGUI.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Martínez Bravo José M,
Rivas García Nai-Ling D.

Caracas, Junio 2005.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

UBICACIÓN, DISEÑO Y PLANIFICACIÓN DE UN POZO HORIZONTAL EN EL YACIMIENTO U2M,L (ES-417) DEL OLIGOCENO, EN EL CAMPO SOCORORO OESTE, DEL ESTADO ANZOÁTEGUI.

TUTOR ACADÉMICO: Msc. Edgar Parra P.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Jesús Patiño.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Martínez Bravo José M,
Rivas García Nai-Ling D.

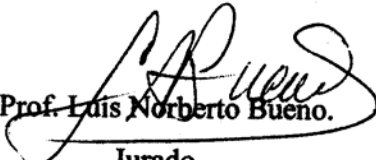
Caracas, Junio 2005.

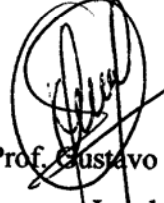
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

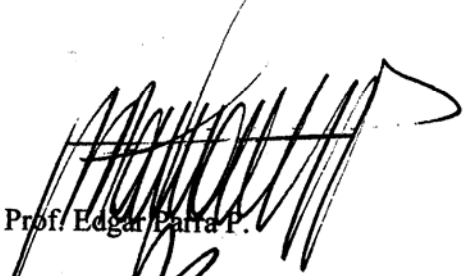
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Martínez B. José Manuel y Rivas G. Nai-Ling D., titulado:

“UBICACIÓN, DISEÑO Y PLANIFICACIÓN DE UN POZO HORIZONTAL EN EL YACIMIENTO U2M,L (ES-417) DEL OLIGOCENO, EN EL CAMPO SOCORORO OESTE, DEL ESTADO ANZOÁTEGUI.”

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


Prof. Luis Norberto Bueno.
Jurado


Prof. Gustavo Moya.
Jurado


Prof. Edgar Parra P.
Tutor Académico


Ing. Jesús Patiño.
Tutor Industrial




**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 **“Ubicación, Diseño y Planificación de un Pozo Horizontal en el Yacimiento U2M,L (ES-417) del Oligoceno, del Campo Socororo Oeste, del Estado Anzoategui”**, presentado por el Br. José Martínez, titular de la Cédula de Identidad No.15.544.169, para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarle a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORIFICA** 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 diez (10) días del mes de junio del año dos mil cinco.


Prof. Luis Norberto Bueno
Jurado Principal


Prof. Gustavo Moya
Jurado Principal


Prof. Edgar Parra
Tutor Académico



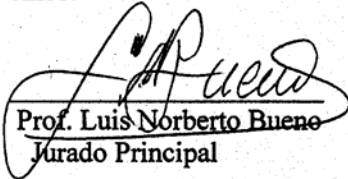
Escuela de Ingeniería de Petróleo
Facultad de Ingeniería-UCV

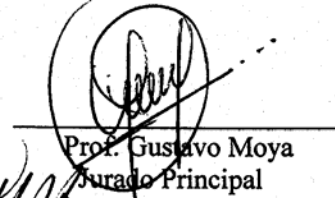
ACTA

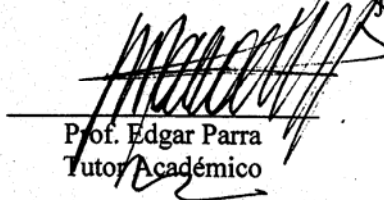
Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado “Ubicación, Diseño y Planificación de un Pozo Horizontal en el Yacimiento U2M,L (ES-417) del Oligoceno, del Campo Socororo Oeste, del Estado Anzoategui”, presentado por la Br. Nai-Ling Rivas, titular de la Cédula de Identidad No.15.804.077, para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarle a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORIFICA** 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 diez (10) días del mes de junio del año dos mil cinco.


Prof. Luis Norberto Bueno
Jurado Principal


Prof. Gustavo Moya
Jurado Principal


Prof. Edgar Parra
Tutor Académico

ÍNDICE

ÍNDICE	vi
DEDICATORIA	xi
AGRADECIMIENTOS	xiii
LISTA DE TABLAS	xviii
INTRODUCCIÓN	1
EL PROBLEMA	3
I.1 Planteamiento del Problema	3
I.2 Objetivos	3
<i>I.2.1 Objetivo General</i>	3
<i>I.2.2 Objetivos Específicos</i>	3
I.3 Justificación	4
MARCO TEÓRICO	5
II.2 La Perforación Horizontal usada para incrementar la Producción de petróleo: ¿Por qué? y ¿Cómo?	6
II.3 Escogiendo Buenos Candidatos	7
<i>II.3.1 Recopilación de Información:</i>	<i>8</i>
<i>II.3.2 Evaluar las Características del Flujo de Fluidos en e Yacimiento:</i>	<i>8</i>
<i>II.3.3 Calcular los parámetros de yacimiento:</i>	<i>8</i>
<i>II.3.4 Evaluación de Factores y Riesgos Potenciales</i>	<i>9</i>
<i>II.3.5 Evaluaciones Económicas y Comparaciones con pozos verticales considerando:</i>	<i>9</i>
II.4 Técnicas de Perforación	9
II.4.1 Radio Ultra Corto	9

<i>II.4.2 Radio Corto</i> _____	9
<i>II.4.3 Radio Medio</i> _____	9
<i>II.4.3 Radio Largo</i> _____	9
II.5 Técnicas de Completación y Cañoneo. _____	10
<i>II.5.1 Completación a Hueco Abierto</i> _____	11
<i>II.5.2 Forro No Cementado en Hueco Abierto</i> _____	11
II.5.2.1 Forro Ranurado _____	11
II.5.2.2 Forro Pre-empacados _____	12
<i>II.5.3 Forro no ranurado no cementado</i> _____	13
<i>II.5.4 Forro Ciego, Cementado y Cañoneado</i> _____	13
II.6 Aspectos Relacionados con la Selección del Método de Completación ____	14
<i>II.6.1 Tipo de Roca y de Formación</i> _____	14
<i>II.6.2 Método de perforación</i> _____	15
<i>II.6.3 Fluido de Perforación y Limpieza de Hoyo</i> _____	15
<i>II.6.4 Requerimientos de Estimulación</i> _____	16
<i>II.6.5 Requerimientos de Mecanismos de Producción</i> _____	17
<i>II.6.6. Requerimientos para Rehabilitación</i> _____	17
II.7 Perforación _____	18
<i>II.7.1 Mecánica</i> _____	18
II.7.1.1 Trayectoria del hoyo _____	19
II.7.1.1.2 Perforación de un Pozo Horizontal Nuevo _____	22
II.7.1.2 Esfuerzo sobre la Tubería _____	24
II.7.1.3. Selección y Comportamiento de las Herramientas _____	25
<i>II.7.3 Criterios de Planificación y Diseño para un Pozo Horizontal</i> _____	28
<i>II.7.4 Etapas de Diseño y Planificación</i> _____	29
<i>II.7.5 Parámetros para el Éxito Económico de un Pozo Horizontal</i> _____	30
II.7.5.1 Perforar una Longitud Mayor del Hoyo que Perforando Pozos Verticales	30

II.7.5.2 Alquiler de equipos especializados _____	30
II.7.5.3 Espesor de la arena _____	30
II.7.5.4 Número de Horizontes Prospectivos _____	30
II.7.5.5 Reservas Remanentes _____	31
II.7.5.6 Permeabilidad _____	31
II.7.5.7 Heterogeneidades. _____	31
II.7.5.9 Longitud mínima de la sección horizontal del pozo. _____	32
II.8 Productividad de Pozos Horizontales _____	33
<i>II.8.1 Impacto del Daño en la Producción de Pozos Horizontales _____</i>	<i>41</i>
II.9 Conificación de Agua y Gas _____	43
<i>II.9.1 Tiempo de Irrupción en Pozos Horizontales _____</i>	<i>45</i>
<i>II.9.2 Tasa Crítica en un Pozo Horizontal _____</i>	<i>48</i>
MARCO GEOLÓGICO _____	50
<i>III.1.1 Descripción de los Yacimientos _____</i>	<i>52</i>
<i>III.1.2 Descripción de los Campos _____</i>	<i>53</i>
III.1.2.1 Campo Socororo: _____	53
III.1.2.2 Campo Caricari: _____	54
III.1.2.3 Campo Cachicamo: _____	54
<i>III.1.3 Modelo Estratigráfico / Sedimentológico / Geológico _____</i>	<i>54</i>
III.1.3.1 Modelo Estratigráfico Regional. _____	55
III.1.3.2 Modelo Sedimentológico _____	56
III.1.3.3 Modelo Estructural _____	56
<i>III.1.4 Modelo Petrofísico. _____</i>	<i>57</i>
<i>III.1.5 Discusión sobre el Grado de Entendimiento Geológico del Área, Disponibilidad y Calidad del Dato Geológico. _____</i>	<i>58</i>
III.1.5.1 Grado de Entendimiento Geológico del Área Mayor de Socororo (AMS). _____	58
III.1.5.2 Disponibilidad y Calidad del Dato Geológico. _____	59

III.2 Características Generales Oficiales del Yacimiento U2M,L (ES-417)	59
<i>III.2.1 Revisión y Análisis de las Características del Yacimiento U2M,L (ES-417)</i>	60
III.2.1.1 Revisión del Modelo Geológico Estructural Local	61
III.2.1.1.1 Descripción estratigráfica	61
III.2.1.1.2 Descripción Sedimentológica	63
III.2.1.1.3 Descripción petrofísica	65
METODOLOGÍA	69
IV.1 Revisión Bibliográfica	70
IV.2 Recopilación de la Información	70
IV.3 Ubicación del Pozo y Estimación de la Producción	70
IV.4 Uso de los Paquetes Computacionales	71
<i>IV.4.1 Diseño de la Trayectoria. (Compass)</i>	71
<i>IV.4.2 Puntos de Asentamiento de Revestidores (Casing Seat).</i>	72
<i>IV.4.3 Diseño de Revestidores. (Stress Check)</i>	72
<i>IV.4.4 Determinación de la Curva de Comportamiento del Pozo “IPR” y la Curva de Comportamiento de la Tubería de Producción “TPR” (Pipesim)</i>	73
<i>IV.4.5 Análisis de Factibilidad Económica (MAEP)</i>	74
ANÁLISIS DE RESULTADOS	75
V.1 Ubicación del pozo y Estimación de la Producción	75
V.2 Diseño de la Trayectoria	84
V.3. Puntos de Asentamiento de Revestidores	90
V.3. Diseño de Revestidores	93
V.4 Determinación de la Curva de Comportamiento del Pozo “IPR” y la Curva de Comportamiento de la Tubería de Producción “TPR”	96

V.5 Análisis de Factibilidad Económica _____	98
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES _____	103
VI.1 Conclusiones _____	103
VI.2 Recomendación _____	104
REFERENCIAS _____	105
GLOSARIO DE TÉRMINOS _____	108
NOMENCLATURAS Y SÍMBOLOS _____	119
APÉNDICES _____	122
X.1 Plan de Perforación _____	123
<i>X.1.1 Información General</i> _____	124
<i>X.1.2 Topes Formacionales Estimados.</i> _____	125
<i>X.1.3 Estratigrafía Local</i> _____	125
<i>X.1.4 Programa de Perforación.</i> _____	125
X.1.4.1 Hoyo de Superficie de 17 ½” _____	125
X.1.4.2 Hoyo de Producción de 12 1/4” _____	127
X.1.4.3 Hoyo de Producción de 8 ½” _____	130
<i>X.1.5 Esquema Propuesto de Completación.</i> _____	132
<i>X.1.6. Puntos de Asentamiento de Revestidores.</i> _____	133
<i>X.1.7 Programa Direccional.</i> _____	133
X.1.7.1 Anticolisión. _____	133
X.2 Modelo Sedimentológico, Figuras de Galoway. _____	136
X.3 Mapas de Isopropiedades. _____	138

DEDICATORIA

A Dios, por darme la fuerza y la dedicación para cumplir esta meta.

A mis padres, por enseñarme a luchar por lo que quiero, porque cada uno me enseñó lo necesario a su manera para asumir cada uno de los retos presentes en mi vida, por estar a mi lado, confiar y apoyarme siempre en las decisiones que he tomado y estoy segura que sin ellos no hubiese podido llegar aquí, *LOS AMO!!!!*.

A mi hermana, por estar siempre a mi lado, apoyarme en todo momento y ser ejemplo de fortaleza.

A mi hermano, quien comienza este duro camino y a quien le digo que no se deje vencer por las adversidades que presenta esta carrera, que son duras las pruebas pero se pueden superar, sólo hay que amar lo que se hace y tener mucha constancia, ese es el secreto.

A mi sobrina, quien comienza la vida y a la que le digo lucha por tus sueños, todo es posible cuando uno así lo quiere, *Te Amo*.

A Mi Consentido, por estar conmigo a lo largo de toda esta etapa de mi vida, compartirla y apoyarla, porque sin ti las cosas hubiesen podido ser más duras y tú las hiciste más fáciles para mí y porque de ahora en adelante compartiremos nuestra vida juntos aprendiendo cada día y afrontando nuevos retos, *TE AMO!!!!*

Y finalmente me la dedico a MÍ, por mi dedicación y constancia, por no dejarme vencer por todos los altibajos presentes en este duro camino y cumplir la meta que deseaba, ser *Ingeniero de Petróleo!!!!*.

Nai-Ling de los Angeles Rivas García.

DEDICATORIA

DEDICATORIA

Principalmente a Dios por darme vida, salud, fuerza y una excelente familia para llegar hasta aquí. Por todas las cosas bellas que me ha dado y por haberme permitido conocer gente maravillosa en el mundo.

Al Divino Niño por escuchar todas mis plegarias en estos años de mi vida, por iluminarme y ser mi refugio en los momentos difíciles.

A ti Mamá por tu valentía en la vida, por sacrificarte y enfrentarte al mundo para sacarme adelante, por enseñarme que con esfuerzo y dedicación una idea firme se convierte en una realidad tangible, solo te puedo decir que este logro es tuyo y que a ti te debo todo lo que soy en la vida...¡TE AMO!.

A mis Abuelas, quienes siempre me han dado toda la comprensión que he necesitado, además de ese cariño tan especial que sólo ustedes saben dar.

A mi Abuelo por siempre inculcarme los principios y valores humanos que se deben tener en la vida.

A mis 5 Tías y 4 Tíos que tanto quiero y que constantemente me apoyaron en mis estudios.

A mi Novia por ese amor, esa sonrisa y todos los momentos especiales, siempre te tengo presente mi reina...gracias por ayudarme a tener éxito.

A todos ustedes siempre les dedicaré todos mis triunfos porque siempre han sido, son y serán los pilares fundamentales de mi vida.

José Manuel Martínez Bravo.

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, que además de ser patrimonio cultural de la humanidad es el patrimonio cultural de nuestras vidas.

Al profesor Edgar Parra Perozo nuestro tutor académico, nuestro profesor de introducción a la Ingeniería de Petróleo y sin duda un ejemplo a seguir, quien desde un principio confió en nosotros, nos guió, aconsejó y aportó su valiosa experiencia para el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado a pesar de sus múltiples ocupaciones.

Al ingeniero Jesús Patiño nuestro tutor industrial, quien nos ayudó a desarrollarnos profesionalmente, nos corrigió muchas veces y nos enseñó a aplicar en la empresa todos esos conocimientos adquiridos en los salones de la universidad.

A PetroUCV por brindarnos la oportunidad de desarrollar este Trabajo de Grado y contribuir con nuestro inicio profesional.

Al profesor Luís Norberto Bueno, quien estuvo siempre dispuesto a prestar su valiosa asesoría en el desarrollo de este trabajo y nos guió cuando no sabíamos a quien acudir, siempre estaremos muy agradecidos.

Al ingeniero Carlos Soto quien hizo aportes de incalculable valor en este trabajo y por siempre tener la disposición de atendernos y enseñarnos.

Al Departamento de Perforación de PDVSA San Tomé por abrirnos sus puertas y permitirnos ser parte de su equipo de trabajo por unos días.

AGRADECIMIENTOS

A la Familia Itriago Gutierrez, en la población de El Tigre, por abrirnos las puertas de su casa y permitirnos quedarnos el tiempo que fuese necesario para la realización de este trabajo. Y a todas aquellas personas que de alguna forma u otra contribuyeron a la realización de este Trabajo de Grado y ayudaron al cumplimiento de nuestra meta.

A Todos Mil Gracias!!!!!!!!!!

José Manuel y Nai-Ling.

AGRADECIMIENTOS

A mi querida UCV por haberme formado académicamente, siempre estaré orgulloso de haber tenido el privilegio de estudiar en ella.

A mi gran pana y compañero de carrera “El Falso” Jonathan Benzaquen por su compañerismo, por todas las ayudas cuando más las necesité y sobretodo por ser tan buen amigo.

A mi pana del liceo y de la universidad Víctor Contreras y a su familia por esa gran amistad que me han brindado.

A mis panas “Los Disfraces” de La Guaira Manuel, Fernando, Wilmer, Varela, Anthony, Rubén y Gabriel por esa amistad que hemos tenido desde el colegio y que continuó durante toda esta época universitaria.

A mi amiga Issa Ferreira por ayudarme siempre y ser tan excelente persona.

A mis amigas de la escuela Mary y Tati por ser tan panas.

A mi amiga y compañera de tesis Nai-Ling, por soportarme todo este tiempo, por esa grandiosa amistad que siempre me haz brindado, por tu apoyo, por tus consejos y todas tus ayudas que nunca tendré como pagar, siempre estaré infinitamente agradecido contigo.....gracias por todo Nai.

José Manuel Martínez Bravo.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, siempre soñé estudiar aquí y ahora se cumple un sueño mejor, no sólo estudie sino que seré Ingeniero de Petróleo en ella. Te extrañaré!!!

A toda mi familia, abuelas y abuelos, tíos, tías, primos y primas que siempre estuvieron presentes en mi vida y compartieron junto a mí cada momento de tristeza y de felicidad y me apoyaron respetando mis decisiones.

A todos mis amigos a lo largo de la carrera quienes vivieron junto a mí, diferentes etapas que hicieron posible el llegar hasta este punto.

A mi novio y futuro esposo Jesús Enrique por aparecer en mi vida en el momento preciso y contar contigo siempre!

A mi pana Benza, gracias por ser mi amigo y brindarme una amistad transparente, por tantos momentos compartidos y recuerda que esos tres soles son míos nada más!!!!.

A ti mi Tati por contar contigo en todo momento y por tu buena disposición hacia mí siempre, Gracias por tu amistad.

A mi amiga Sharayen porque junto a tí aprendí que se debe luchar por lo que se desea.

Y a mis amigos de la escuela Mary, Martín, Manuel, Hermes y Yoel, gracias por compartir mi vida universitaria.

Y por supuesto a mi amigo y compañero Josema, por también soportarme durante este tiempo, te apuesto que en primer semestre nunca imaginaste que haríamos la tesis juntos!, gracias por tu amistad incondicional y por confiar en mí, y mejor aún saber que podré contar contigo siempre!!! Gracias Jose!.

Nai-Ling D. Rivas G.

**Martínez B., José M.
Rivas G., Nai-Ling.**

**UBICACIÓN, DISEÑO Y PLANIFICACIÓN DE UN POZO HORIZONTAL
EN EL YACIMIENTO U2M,L (ES-417) DEL OLIGOCENO, EN EL CAMPO
SOCORORO OESTE, DEL ESTADO ANZOÁTEGUI.**

Tutor Académico: Msc. Edgar Parra P.

Tutor Industrial: Ing. Jesús Patiño.

Trabajo especial de grado.

Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería Escuela de Petróleo. Año 2005, 167 p.

Palabras Claves: Pozos, Horizontales, Socororo, PetroUCV S.A.

Resumen. Con la finalidad de incrementar la producción del Campo Socororo, ubicado en las inmediaciones de la población de Pariaguán en el Estado Anzoátegui, surgen en las oficinas de PetroUCV S.A proyectos de aplicar tecnología de perforación horizontal.

Este trabajo basado en una metodología eficaz propone un pozo horizontal de desarrollo en la arena U2M,L del yacimiento (ES-417) del Campo Socororo Oeste, el cual está ubicado, diseñado y planificado para obtener el mayor recobro y tasa de producción posible en la zona.

Para realizar el estudio en la parte de caracterización de yacimiento, se tomó como base en la metodología que utiliza PetroUCV S.A; en sus estudios integrados, así como en correlaciones de la literatura para determinar propiedades y parámetros de roca-fluido de los que no se disponía.

En función del estudio de esta caracterización se procedió a determinar la localización del punto de superficie del pozo a perforar, y posteriormente, cumpliendo con los parámetros que conforman la estructura de un pozo horizontal se diseñó la trayectoria del mismo con el fin de alcanzar la arena productora y navegar en la misma, hasta alcanzar una longitud capaz de drenar la arena sin interferir con el área de drenaje de los pozos vecinos contribuyendo al aumento del factor de recobro del campo.

LISTA DE FIGURAS

Figura II. 1 Esquema mecánico de un Pozo Horizontal	5
Figura II. 2 Radios de Giro y Longitudes de las Secciones Horizontales. (S.D Joshi)	10
Figura II. 3 Completación a Hueco Abierto.	11
Figura II. 4 Completación con Forro Ranurado.	12
Figura II. 5 Forro Pre-Empacado	12
Figura II. 6 Forro No Ranurado No Cementado, con Aislamiento Parcial o por Empacaduras.	13
Figura II. 7 Forro Ciego Cementado y Cañoneado.	14
Figura II. 8 Trayectoria Real de un Pozo Horizontal en vista lateral y vista de planta. (S.D Joshi)	21
Figura II. 9 IPR para un pozo a distintos estados de agotamiento.	35
Figura II. 10 IPR para un pozo a distinto daño zonal.	36
Figura II. 11 Diagrama de Flujo de un Pozo Horizontal	39
Figura II. 12 Esquema del cono truncado de daño.	41
Figura II. 13 Cono de Daño y Formas Elipsoidales de acuerdo al Índice de Anisotropía.	42
Figura II. 14 Conificación por Agua.	44
Figura III. 1 Localización Geográfica del Área Mayor de Socororo.	50
Figura III. 2 Columna Estratigráfica del área de estudio.	55
Figura III. 3 Sección Estratigráfica de la Unidad Sedimentaria U2M,L. (Sin escala).	62
Figura III. 4 Sección Estratigráfica Estilizada en la Unidad Sedimentaria U2M,L. (Sin escala).	64
Figura III. 5 Ubicación Sedimentológica Regional.	136

LISTA DE FIGURAS

Figura III. 6 Modelo de Relleno de Facies.	137
Figura V. 1 Gráfica de Petróleo Producido vs Tasas de Producción de Petróleo.	80
Figura V. 2 Pronóstico de Producción del Yacimiento U2M,L(ES-417).	82
Figura V. 3 Trayectoria del Pozo 1H	85
Figura V. 4 Pantalla inicial de la trayectoria cada 100 pies del Pozo 1H.	86
Figura V. 5 Segunda Pantalla de la trayectoria cada 100 pies del Pozo 1H.	86
Figura V. 6 Tercera Pantalla de la trayectoria cada 100 pies del Pozo 1H.	87
Figura V. 7 Cuarta Pantalla de la trayectoria cada 100 pies del Pozo 1H.	87
Figura V. 8 Gráfico Vista Lateral del Pozo 1H.	88
Figura V. 9 Vista de Planta de la Trayectoria del Pozo 1H.	89
Figura V. 10 Gráfico 3D de la Trayectoria del Pozo 1H	90
Figura V. 11 Profundidad de Asentamiento de los Revestidores.	91
Figura V. 12 Esquema de Revestidores.	92
Figura V. 13 Tabla de Asentamiento de los Revestidores.	93
Figura V. 14 Peso y Grado de los Revestidores de 13 3/8", 9 5/8" y 7" respectivamente.	94
Figura V. 15 Tipo y Grado de Conexión para los Revestidores de 13 3/8", 9 5/8" y 7" respectivamente.	95
Figura V. 16 Gráfica de IPR y TPR.	97
Figura V. 17 Datos y Resultados de las Ecuaciones Económicas.	98
Figura V. 18 Gráfico Tornado de la Evaluación Económica.	99
Figura V. 19 Gráfico Araña de la Evaluación Económica.	100
Figura V. 20 Datos y Resultados del Pozo ES-452.	101
Figura V. 21 Datos y Resultados del Pozo ES-453.	101
Figura V. 22 Datos y Resultados del Pozo ES-457.	102

LISTA DE TABLAS

Tabla II. 1 Variables de las que depende la productividad de un pozo. _____	38
Tabla III. 1 Datos obtenidos de los estudios del AMS de PetroUCV _____	52
Tabla III. 2 Datos Oficiales Básicos del Yacimiento U2M,L (ES-417) _____	60
Tabla III. 3 Resultados de la Evaluación Petrofísica para los Pozos que penetraron la Arena U2M,L _____	67
Tabla III. 4 Propiedades Petrofísicas la Sección Horizontal de la Localización Pozo 1H _____	68
Tabla IV. 1 Valores mínimos de los Factores de Diseño, según PDVSA, para Revestidores y Tubería de Producción _____	73
Tabla V. 1 Parámetros utilizados para calcular IP según el modelo de Joshi _____	76
Tabla V. 2 Parámetros utilizados para calcular IP del pozo ES – 453 _____	77
Tabla V. 3 Valores de Tasas Críticas y Tiempos de Irrupción por diferentes Métodos _____	78
Tabla V. 4 Sensibilidades realizadas para estimar el mayor petróleo producido _____	79
Tabla V. 5 Pronóstico de Producción Acumulada para el Yacimiento U2M,L (ES-417) _____	83

INTRODUCCIÓN

En los últimos años se ha despertado un increíble interés en el desarrollo de una nueva y rentable tecnología de perforación, como lo es la perforación de pozos horizontales. Dicha tecnología ha cambiado el enfoque a la exploración, desarrollo y producción del sector petrolero.

La perforación de pozos horizontales ha sido una importante herramienta para incrementos de producción en campos y resolver entre otros, problemas de completación, conificaciones tanto de agua como gas y bajas permeabilidades.

Muchos de estos pozos horizontales han sido aplicados en yacimientos marginales o poco rentables en los cuales los pozos verticales no han tenido éxito; y los horizontales han generado resultados cada vez más óptimos a medida que se ha avanzado en la tecnología de este tipo de perforación, desde principio de los años 80. La experiencia ganada a través de estos años ha conducido a la reducción considerable de costos.

La capacidad de controlar la trayectoria del pozo no basta para garantizar la construcción de un pozo perfecto, ya que, para que la perforación direccional resulte exitosa es necesario realizar una cuidadosa planificación. Para optimizar los planes de los pozos, los geólogos, los geofísicos y los ingenieros deben trabajar en forma conjunta desde el primer momento, en lugar de hacerlo en forma secuencial utilizando una base de conocimientos incompleta.

Una vez determinada una ubicación en la superficie y un objetivo determinado en el subsuelo, el planificador direccional debe evaluar los costos, la exactitud requerida y

los factores técnicos y geológicos para determinar el perfil apropiado del hoyo (en este caso horizontal).

La localización Pozo 1H, se perforará en el Campo Socororo Oeste, específicamente en las coordenadas: en superficie **N.-974.179 metros y E.-315.934 metros**, Punto de entrada a la Arena **N.-973.959 metros y E.-316.254 metros** y final del brazo horizontal **N.-973.759 metros y E.-316.564 metros**, en una ubicación muy cercana en superficie al pozo **ES-453**. Este pozo tendrá una profundidad final estimada de 4.602 pies TVD, con un revestidor de superficie de 13 3/8", revestidor intermedio de 9 5/8" de diámetro y una tubería de producción de diámetro de 4-1/2", estimándose una longitud total del pozo de 6.385 pies y una longitud del brazo horizontal aproximada de 1210 pies.

La ubicación de la localización se determinó tomando en cuenta las excelentes propiedades petrofísicas observadas en los mapas de isopropiedades de la arena U2M, L (ES-417). Con esta localización se espera incrementar la producción del área, y por ende aumentar el recobro de reservas.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

I.1 Planteamiento del Problema

En la actualidad PetroUCV operadora del convenio Socororo ha venido practicando tecnologías convencionales de pozos verticales. Al decidir optimizar la producción nace este proyecto para la perforación horizontal, con lo que se espera aumentar la producción del campo con el menor número de pozos perforados.

I.2 Objetivos

I.2.1 Objetivo General

Ubicar, diseñar y planificar la perforación de un pozo horizontal en el yacimiento U2M,L (ES-417) ubicado en la zona oeste del campo Socororo al sur del estado Anzoátegui.

I.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar el estudio de la información geológica y petrofísica, referente al yacimiento U2M, L (ES-417) para localizar contactos, caracterizar el flujo de fluidos, determinar permeabilidades y ubicar el punto más adecuado para la perforación del pozo horizontal.
- Diseñar la trayectoria del pozo horizontal dividiéndola en tres fases de perforación: la sección vertical, el ángulo de inclinación y la sección horizontal del pozo.
- Diseñar una máxima protección del yacimiento U2M,L (ES-417), los mínimos trabajos de reparación, facilidad para operaciones futuras, grado máximo de seguridad y máxima protección ecológica, para una larga y óptima vida productiva al menor costo a través de un eficiente programa de completación del pozo horizontal.

- Realizar la determinación del índice de productividad y tasa crítica, para así mediante la utilización de distintos modelos y eligiendo el que mejor se adapte al yacimiento U2M,L (ES-417) estimar la productividad del pozo horizontal.
- Realizar el análisis económico del pozo horizontal.
- Realizar la comparación de la rentabilidad del pozo horizontal respecto a un pozo convencional perforado verticalmente y a los pozos vecinos.
- Realizar soporte técnico de la perforación del pozo horizontal.

I.3 Justificación

Si bien es cierto que la perforación de un pozo horizontal resulta ser más costosa que la de un pozo vertical también es cierto que un pozo horizontal resulta ser menos costoso que la cantidad de pozos verticales necesarios para obtener la misma productividad. Sin embargo, a medida que se adquiere experiencia perforando pozos horizontales en un campo, los costos se reducen.

Por definición, los pozos horizontales generan un aumento en la productividad de los campos con respecto a los pozos verticales debido principalmente a que en un pozo horizontal hay mayor área de contacto con la zona productora.

Basándonos en estos principios, que han sido ya comprobados en diversas partes del mundo, se ha decidido aplicarlos en el Campo Socororo Oeste esperando obtener los más satisfactorios resultados, aumentar la productividad y el recobro con un menor número de pozos perforados.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

II.1 Definición de Pozos Horizontales. [S.D Joshi]

Muchos operadores están de acuerdo en definir un pozo horizontal como un hoyo que ofrece una sección abierta al flujo cuyo eje axial posee una inclinación entre 85 y 95 grados en el estrato de producción, creando un cambio radical en las condiciones de flujo de los fluidos, ya que crea un volumen de forma elipsoidal mientras que la de un pozo vertical es de forma cilíndrica.

El propósito de un pozo horizontal es incrementar el contacto con el yacimiento y de este modo incrementar la productividad del mismo, como pozo de inyección un pozo horizontal de larga sección horizontal provee una gran área de contacto y por lo tanto aumenta la inyectividad del pozo, que es lo más se desea en los proyectos de recuperación secundaria. La Figura II.1 se muestra un esquema mecánico de un pozo horizontal.

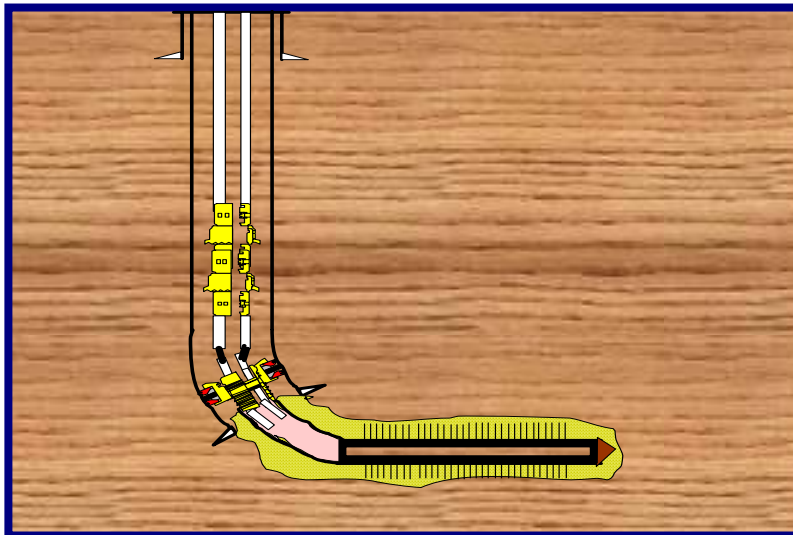


Figura II. 1 Esquema mecánico de un Pozo Horizontal

II.2 La Perforación Horizontal usada para incrementar la Producción de petróleo: ¿Por qué? y ¿Cómo?

En una comparación Pozo vs. Pozo, la perforación horizontal es tradicional e inicialmente más costosa y difícil que la técnica convencional de perforación vertical, ahora según esto, vale la pena preguntarse: ¿por que debe considerarse esta técnica de perforación? De acuerdo a los resultados alcanzados en su historia existen causas que responden esta incógnita, tales como:

- Las fracturas verticales naturales pueden ser penetradas perpendicularmente por el plano de dirección del “brazo” del pozo para maximizar así la permeabilidad y aumentar la producción.
- La invasión por parte de fluidos no deseados al yacimiento y los problemas de conificación (formación de cresta es el término correcto que se utiliza en horizontales) pueden ser controlados.
- Para un yacimiento en el que se deban perforar unos cuatro pozos horizontales para obtener un adecuado drenaje del mismo, se necesitaría de al menos unos veinte pozos con la técnica convencional de perforación vertical.
- Las técnicas de recobro secundario y terciario pueden disfrutar de los beneficios de obtener una inyección lineal, que es mejor que la radial de pozos verticales.

Al pasar del tiempo, tanto la tecnología como la técnica de perforación horizontal han mejorado, y esos avances no se detienen continúan en este momento. Algunos de los inconvenientes iniciales en la aplicación de estos métodos han sido superados y con la incursión de la tecnología computacional se ha simplificado la planificación y el diseño de las perforaciones horizontales.

II.3 Escogiendo Buenos Candidatos

Uno de los aspectos más importantes de la perforación horizontal es la selección de un buen candidato. Los pozos horizontales son más caros de perforar que los verticales en buena parte por la simple necesidad de perforar más el hoyo. Por ejemplo un pozo puede tener sólo unos 2.000 pies de profundidad vertical total, pero si además en el fondo posee una sección horizontal que se extiende por unos 4.000 pies entonces los costos se incrementan apreciablemente.

Es por ello que para justificar la inversión en un proyecto horizontal se recomienda entonces una cuidadosa selección de los candidatos así como de las herramientas necesarias para esta perforación, las cuales tienen un valor agregado; entre las que se pueden incluir power swivels, fluidos especiales de perforación, motores de fondo, sartas especiales de perforación y equipos de medición mientras se perfora (MWD) y otras.

La perforación horizontal es adecuada para pozos de desarrollo, no para pozos exploratorios. Se recomienda cuando se cuenta con buena data tanto de yacimiento como de producción de un campo. Los parámetros de yacimiento y la geología para estos pozos deben estar ampliamente estudiados y entendidos. Idealmente una operación de perforación horizontal contempla un modelo tridimensional de yacimiento que indique las áreas de permeabilidad, porosidad y los planos de fracturas naturales. La idea es que al integrar el modelo se seleccione la zona más prospectiva y entonces perforar de manera perpendicular las fracturas naturales para incrementar la producción.

La productividad de un pozo horizontal depende de la longitud horizontal y ésta a su vez depende de las técnicas de perforación horizontal; otra consideración importante

para la productividad es el esquema de completación, que dependerá de las necesidades de completación local y de la experiencia que se tenga en el área.

El tipo de completación afecta en el funcionamiento de un pozo horizontal, y ciertos tipos de completación en estos pozos sólo son posibles con ciertos tipos de técnicas.

Para concluir con esta sección, se describe a continuación un método de selección para pozos horizontales:

II.3.1 Recopilación de Información:

- Geología.
- Yacimiento.
- Producción.
- Perforación.
- Económicos.

II.3.2 Evaluar las Características del Flujo de Fluidos en e Yacimiento:

- Permeabilidades.
- Dimensiones y dirección de los cuerpos de arena.

II.3.3 Calcular los parámetros de yacimiento:

- Índice de productividad.
- Tasas Críticas.
- Caída de presión en el yacimiento.
- Tasa de reemplazo.
- Tiempo de irrupción de los fluidos.

II.3.4 Evaluación de Factores y Riesgos Potenciales

II.3.5 Evaluaciones Económicas y Comparaciones con pozos verticales considerando:

- Aspectos económicos.
- Aspectos de producción.
- Aspectos técnicos.

II.4 Técnicas de Perforación

II.4.1 Radio Ultra Corto

El radio de giro es de 1 a 2 pies, la tasa de construcción (Build-Up rate BUR) es de 45° a 60°/pie.

II.4.2 Radio Corto

El radio de giro es de 20 a 40 pies, la tasa de construcción es de 2 a 5 grados/pie. Esta técnica tiene como desventaja un limitado control direccional.

II.4.3 Radio Medio

El radio de giro es de 300 a 800 pies, la tasa de construcción de la curva es de 6° a 20°/100 pies. Es el método más usado para perforar pozos horizontales debido al espacio interior que genera su radio de giro a lo largo de la sección y la horizontal es posible utilizar muchas de las herramientas convencionales de perforación.

II.4.3 Radio Largo

En esta técnica se utilizan radios de giro de 1000 a 3000 pies, la tasa de construcción es de 2° a 6°/100 pies. Utiliza una combinación de perforación rotatoria y motores de fondo para perforar pozos similares a la perforación direccional convencional. La Figura II.2 muestra los radios de giro y longitudes de las secciones horizontales.

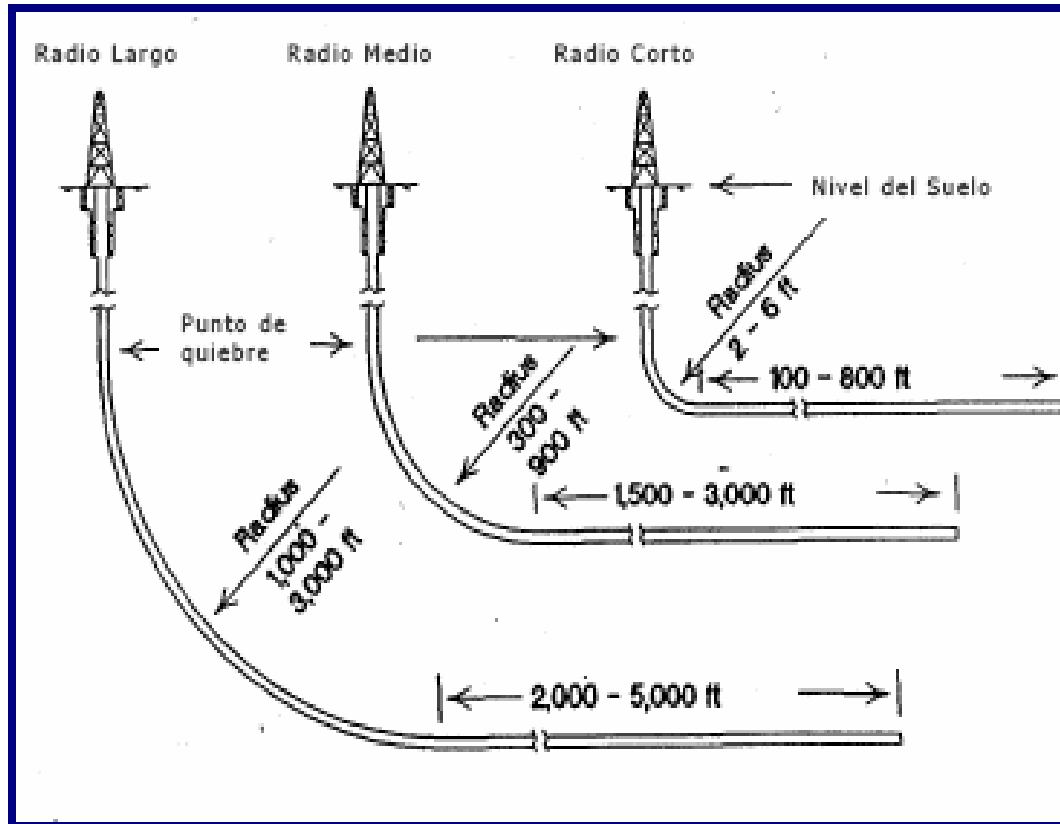


Figura II. 2 Radios de Giro y Longitudes de las Secciones Horizontales. (S.D Joshi)

II.5 Técnicas de Completación y Cañoneo.

La escogencia del método de completación puede tener una influencia significativa en el rendimiento del pozo horizontal, por tal motivo se debe conocer los tipos de tecnología de completación que se puede realizar en un pozo horizontal.

II.5.1 Completación a Hueco Abierto

Esta opción de completación es la menos costosa, pero sólo es útil en formaciones de poca a altamente competente que soporten el derrumbe. La Figura II.3 muestra la completación de un pozo horizontal a hueco abierto.

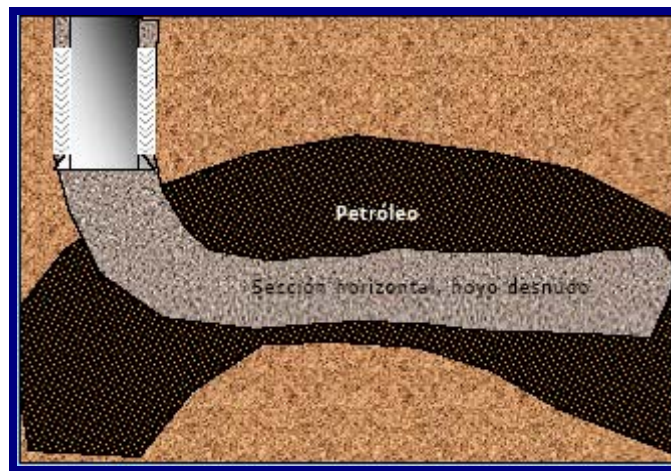


Figura II. 3 Completación a Hueco Abierto.

II.5.2 Forro No Cementado en Hueco Abierto

Este método se utiliza fundamentalmente con la filosofía de impedir el derrumbe del hoyo y suministrar un medio por el cual se introduzcan y se extraigan las herramientas que se usan dentro de las secciones horizontales; se tienen por lo menos dos tipos de forros:

II.5.2.1 Forro Ranurado

Las ranuras de este están orientadas paralelas al eje del forro, como se muestra en la Figura II.4. Estos se utilizan mucho en formaciones con problemas de arena y arenamiento por ser de bajo costo. La abertura de las ranuras se selecciona para impedir la entrada de partículas de arena excepto las más finas y el tipo de acero para evitar la abrasión y erosión por arena.

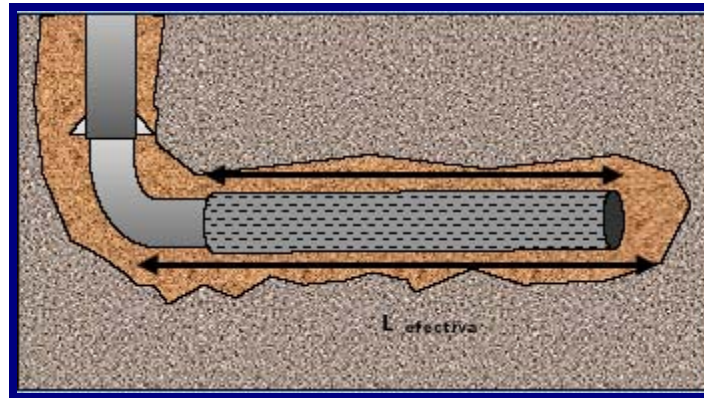


Figura II. 4 Completación con Forro Ranurado.

II.5.2.2 Forro Pre-empacados

Están conformados por una tubería de doble pared pre-forrada con huecos redondos relativamente pequeños, la tubería interna está rodeada por un tamiz rígido como el tipo estándar que se usa cuando se realizan empaques con grava, como se muestra en la Figura II.5. El espacio anular está relleno por arena muy bien escogida y cementada con resina para evitar su pérdida por los huecos preperforados. En el escogimiento de la arena predominan dos requerimientos:

Alta permeabilidad y evitar al máximo la entrada de arena en el hoyo, este es considerado el mejor forro disponible para completaciones de secciones horizontales en cualquier tipo de formaciones pero es el más costoso.

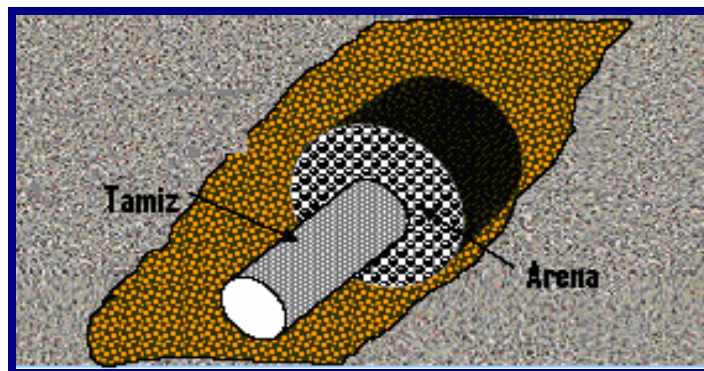


Figura II. 5 Forro Pre-Empacado

II.5.3 Forro no ranurado no cementado

En hueco abierto con aislamiento parcial por empaaduras externas, a través de las empaaduras se pueden hacer divisiones en la sección horizontal larga y de esta manera tener varias secciones que se pueden tratar individualmente cuando se producen o cuando se estimulan, debido a la selectividad de esta herramienta. La Figura II.6 muestra un forro no ranurado no cementado con aislamiento parcial o por empaadura.

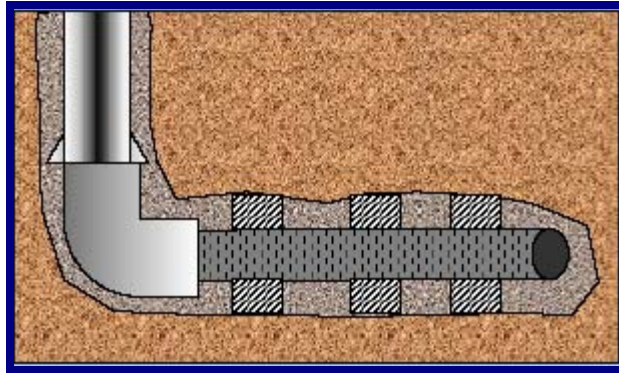


Figura II. 6 Forro No Ranurado No Cementado, con Aislamiento Parcial o por Empaaduras.

II.5.4 Forro Ciego, Cementado y Cañoneado

Es un método factible pero de difícil y costosa realización, ya que requiere de un cemento de propiedades especiales así como de procedimientos especiales, pero actualmente es poco usado.

Los pozos horizontales donde no se usan forros ranurados son perforados usando cañones (TCP). Este sistema ha sido usado con éxito en pozos de radio medio y de radio largo.

El sistema emplea hidráulica bajo balance. Las balas son disparadas hacia afuera usando nitrógeno, y el sistema bajo balance permite que el fluido del yacimiento

venga a la tubería luego de la detonación. La Figura II.7 muestra un ejemplo de un forro ciego cementado y cañoneado.

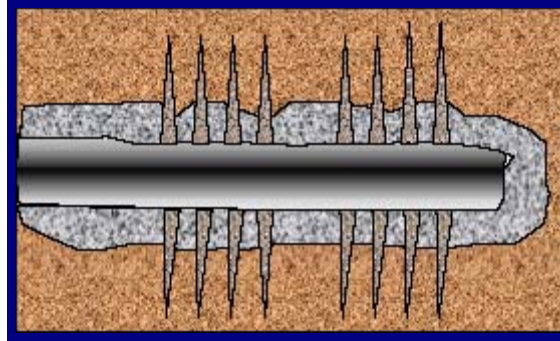


Figura II. 7 Forro Ciego Cementado y Cañoneado.

II.6 Aspectos Relacionados con la Selección del Método de Completación

Antes de seleccionar el esquema apropiado de completación de un pozo horizontal se debe tomar en consideración los siguientes factores:

- Tipo de roca y de formación.
- Método de perforación.
- Fluido de perforación y limpieza del hoyo.
- Requerimientos de estimulación.
- Requerimientos de mecanismo de producción.
- Requerimientos para rehabilitación.

II.6.1 Tipo de Roca y de Formación

Si se considera una completación a hueco abierto, entonces es importante asegurarse de que la roca sea competente y el hoyo estable. Varios de los primeros pozos horizontales perforados fueron completados a hueco abierto.

II.6.2 Método de perforación

Si se utiliza el método de perforación de radio corto el hoyo puede ser completado a hueco abierto o con forro ranurado. Con radio medio y radio largo se puede completar a hueco abierto, forro ranurado o forro ciego cementado y cañoneado, esto se debe a las limitaciones impuestas por el radio de curvatura de permitir el paso de herramientas que se usan en la perforación de pozos direccionales.

II.6.3 Fluido de Perforación y Limpieza de Hoyo

El daño que se causa en la formación como producto de la perforación es un problema en los pozos especialmente perforados en yacimientos de baja permeabilidad. Esto es porque los yacimientos de baja permeabilidad poseen gargantas de poros de menor tamaño, así cuando los fluidos de perforación y sólidos invaden estas zonas las bloquean, reduciendo significativamente la permeabilidad en comparación con los yacimientos de alta permeabilidad donde las gargantas de poro existen en más cantidad y en mayor tamaño.

Cuando se perfora un pozo horizontal se emplea más tiempo que el utilizado para perforar un pozo vertical, por eso la formación esta más tiempo expuesta al lodo, de esta manera el daño que se genera en un pozo horizontal es mayor al que puede generarse en uno vertical. Por lo tanto se debe diseñar un método para la limpieza del hoyo.

Aunque no es imposible, es difícil limpiar un pozo horizontal completado a hueco abierto o forro ranurado. Si el pozo tiene un radio de giro grande, las herramientas de perforación pueden alcanzar al menos el final de la curva pero para radios de giro pequeños estas herramientas puede que no alcance más allá de la sección vertical.

Para minimizar el daño cuando perforamos un pozo horizontal se puede perforar bajo balance, la presión hidrostática del lodo es menor que la presión del poro de la formación, también se puede utilizar un lodo especialmente diseñado para perforación horizontal, lodo polimérico con un contenido mínimo de sólidos o sin sólidos. Sin embargo, se debe tener cuidado en mantener la capacidad de transportar los ripios ya que si se acumulan en la sección horizontal puede causar pegas de la tubería.

Otra alternativa para tratar con el daño a la formación es completar el pozo horizontal con forro ciego cementado luego cañoneado, ya que la longitud de las perforaciones de los hoyos cañoneados puede alcanzar más allá de la zona dañada por el fluido de perforación. Luego se puede llevar a cabo un fracturamiento para ganar la productividad perdida debido a la perforación y cementación.

También se debe mencionar que las altas tasas de producción luego de completados los pozos horizontales, facilitan la auto limpieza del pozo, tal y como sucedió en pozos horizontales completados usando forro ranurado en costa afuera de Asia y Europa.

II.6.4 Requerimientos de Estimulación

Si el pozo será fracturado, en el futuro es preferible completarlo con forro ciego cementado y cañoneado. El pozo puede ser aislado parcialmente usando empacaduras externas y cada zona puede ser fracturada independientemente. Demás está decir, que para esto debemos emplear criterios de ingeniería de yacimiento tales como evaluación y cuantificación del tipo de daño, y ubicación del mismo.

II.6.5 Requerimientos de Mecanismos de Producción

En algunos pozos, especialmente en aquellos perforados en yacimientos fracturados con empuje hidráulico, el agua puede irrumpir en ciertas secciones a lo largo de la sección horizontal del pozo. Igualmente, en aplicaciones de recuperación mejorada, el fluido inyectado, tal como el agua puede mostrar una irrupción prematura a lo largo de una pequeña porción de la sección horizontal, en tales casos estas áreas pueden ser taponadas aplicando cementación forzada.

En yacimientos con capa de gas, es importante tener un buen aislamiento del pozo de la capa de gas, para esto se puede utilizar empacaduras o un forro ciego cementado y cañonearlo fuera de la zona de gas para aislar el tubo de producción de la capa del mismo.

Raramente un pozo horizontal es verdaderamente horizontal; en realidad, durante la perforación la mecha vaga hacia arriba y hacia abajo en un plano vertical y lateralmente.

II.6.6. Requerimientos para Rehabilitación

Antes de seleccionar una opción de completación, los requerimientos de rehabilitación deben ser considerados, pero estos son difíciles de anticipar. Por ejemplo, se considera completar un pozo horizontal de radio medio en un yacimiento de roca caliza fracturada con empuje hidráulico de fondo. Uno puede anticipar la irrupción de agua a lo largo de una pequeña porción del pozo durante la vida del pozo: los escenarios de completación posible son los siguientes:

- Se puede insertar un forro ranurado y se reemplaza cuando el corte de agua sea alto; después completar con un forro ciego y cementarlo. Esto detendrá la producción de agua.

- Se puede completar el pozo con un forro ciego, cementarlo y cañonearlo, una vez que se alcance un alto corte de agua, se utiliza una herramienta de perfil (Production Logging Tool, PLT) para localizar las zonas de producción de agua, luego se aplica cementación forzada para aislar la zona productora de agua.
- El pozo puede ser completado a hoyo desnudo y esperar a que la irrupción ocurra para luego diseñar las acciones a tomar.

Todas y cada una de estas opciones tiene su costo y riesgo asociado, la escogencia de completación debería estar basada en experiencias de operación local y de la experticia del operador para asumir el grado de riesgo adecuado.

II.7 Perforación

Algunos parámetros involucrados en la perforación de un pozo horizontal son los siguientes:

II.7.1 Mecánica

Se trata de estudiar la trayectoria del pozo, la distribución de esfuerzos en la tubería según la inclinación del pozo, las posibles deformaciones que la tubería va a sufrir, el diseño de la sarta de perforación y completación, la resistencia de los materiales que la conforman y el ataque físico del ambiente al cual estarán sometidas, predecir la trayectoria del pozo según sea el arreglo del ensamblaje de fondo, las mechas a ser usadas, la hidráulica y las caídas de presión en el hoyo, evaluar los criterios para emplear la energía hidráulica y las herramientas de viaje, estudiar el equipo de perforación para saber las condiciones que debe soportar, etc. [Tovar, José]

II.7.1.1 Trayectoria del hoyo

La definición de la trayectoria tiene relación directa con la geomecánica del área y consiste en definir, previamente a la perforación, cuáles son los esfuerzos regionales máximos y mínimos, presiones de poros y fractura, etc. [Tovar, José]. Además de esto se deben de considerar los parámetros de yacimiento y los factores operacionales relacionados con este, que influyen en el poder alcanzar con éxito la zona objetivo sin desviarse de ella mientras se esta navegando a este proceso se le llama geodireccionamiento.

Estos factores son: la profundidad del yacimiento, distribución de facies, arena neta, arena neta petrolífera, la ubicación exacta de la zona objetivo (topes y bases), ubicación de los contactos de fluidos, ubicación de los mejores parámetros petrofísicos, los tipos de estructuras van a ser atravesadas, su buzamiento, composición mineralógica, la litología, la exactitud de los "surveys", la curvatura seleccionada, la habilidad para usar y colocar los sensores "MWD" para la evaluación de la formación y caracterización de las zonas productivas, etc. [Crouse Philip]

Todo lo anterior sirve para definir los parámetros referentes a la trayectoria, como son: determinar la mejor opción para ubicar los diferentes puntos de arranques (KOP, kickoff), profundidad de colocación del tapón de cemento y longitud de la ventana que se realiza en el revestidor si el pozo es "reentry", el diseño del radio de severidad de curvatura que sea más recomendable, la distribución y correcto emplazamiento de los revestidores, profundidad y ángulo de entrada a la arena objetivo de manera de atravesar la mayoría de los lentes que conforman el yacimiento, evaluación de la posible realización de una trayectoria tangencial, la ventana de navegación en la arena [Tovar José, González Gedi y Herrera César] y con respecto a los equipos se define: el tipo de ensamblaje direccional con su respectivo tipo de mecha para cada etapa de la perforación, los diferentes diámetros de hoyo y por ende de los diferentes equipos

mecánicos (sarta de perforación, revestidores, mechas, motores de fondo, etc.), las cementaciones de los diferentes tipos de revestidores para proteger la curvatura del hoyo, el tipo de cañoneo [Herrera, César], el tipo de lodo a usar, la densidad del fluido, el tipo de sarta durante la perforación para evitar desviaciones del pozo con respecto al objetivo, evitar fracturas de la formación y pegadas de tubería por presiones diferenciales, el tipo de sarta de terminación a ser usada, etc. [Tovar, José]

Generalmente en casos de incertidumbre geológica se planifica la perforación de un hoyo piloto, el cual es luego abandonado con un tapón de cemento hasta el punto de entrada de la zona de interés. Este tipo de hoyo se realiza con la finalidad de ser usado como patrón de correlación, al perforar el hoyo definitivo. Es por eso que se deben utilizar distintos registros en conjunto con análisis de muestras de canal para correlacionar las informaciones que estos arrojan con la estratigrafía definida en el hoyo piloto. [González Gedi]

En la Figura II.8 se muestra la trayectoria real de un pozo horizontal, en vista lateral y vista de planta.

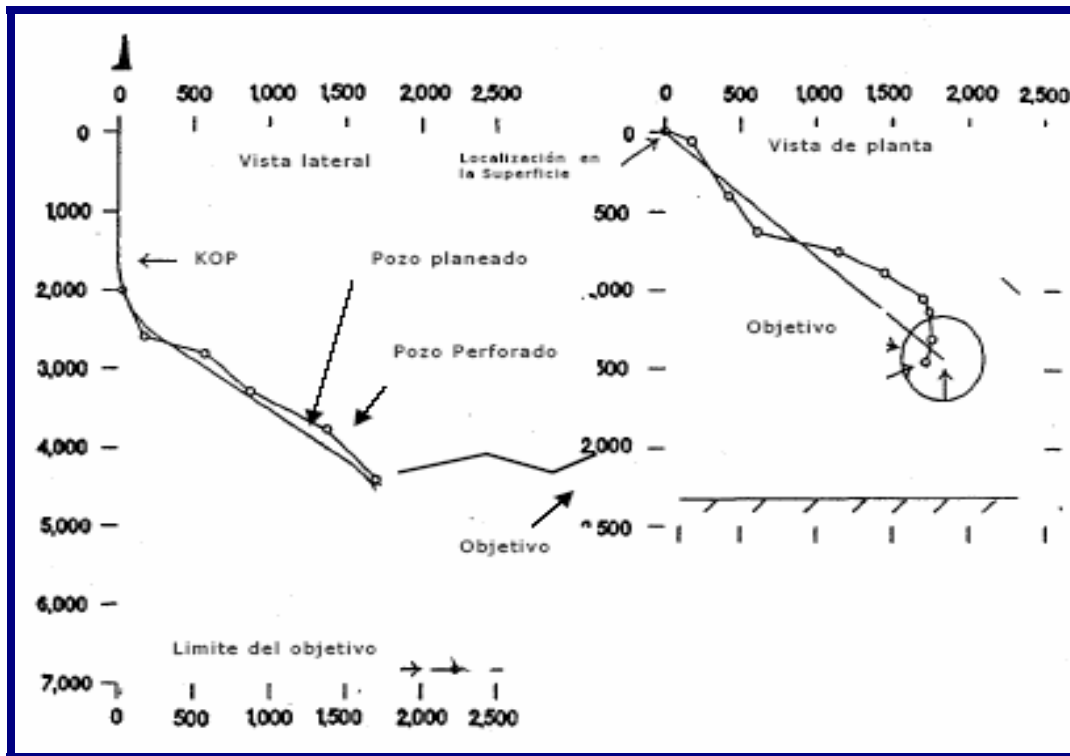


Figura II. 8 Trayectoria Real de un Pozo Horizontal en vista lateral y vista de planta. (S.D Joshi)

Para crear una sección estratigráfica detallada de la zona en estudio a través del hoyo piloto se debe recolectar información fundamental a través de registros tales como por ejemplo:

- Azimuth Resistivity Imaging, (ARI): resistividad de alta resolución vertical para saturaciones de fluidos y buzamiento estructural. En combinación con la curva de rayos gamma (Gamma Ray), el cual es el registro usado para la correlación estratigráfica.
- Formation Microscanner Imaging, (FMI): determina la dirección de sedimentación y complementa el estudio de la estabilidad de hoyo y dirección de máximos esfuerzos.
- Natural Gamma Ray Tool (NGT): Evalúa la mineralogía de la formación.

- Dipolar Sonic Imaging: Analiza la estabilidad del hoyo y dirección de máximos esfuerzos, y determina el rango de peso de lodo para perforar la sección horizontal.
- Litho Density Tool Compensate Neutron Log, (LDT/ CNL): Evalúa la porosidad y presencia de gas.
- Modular Dinamic Tool, (MDT): Determina las presiones de la formación.
[González, Gedi]

Todo esto es para caracterizar el yacimiento en forma más detallada con miras a optimizar la perforación del pozo y definir a través de un análisis de sensibilidades cual es la alternativa de diseño del radio de curvatura del hoyo intermedio del pozo que minimice los riesgos (severidades de las pata de perro, torque y arrastre) y sea más rentable desde un punto de vista técnico-económico [González Gedi]

La etapa final del diseño de la trayectoria del pozo es la estimación de la longitud óptima de la sección horizontal, buscando con esta longitud obtener un aumento en la productividad, pero dependiendo de las restricciones ocasionadas por la completación mecánica del pozo. [González Gedi]

Una vez ya planificado y diseñado todo lo referente a la estructura mecánica del pozo se debe realizar una secuencia operacional adecuada para que así se pueda cumplir con esta fase inicial. La actividad operacional a seguir debe ser:

II.7.1.1.2 Perforacion de un Pozo Horizontal Nuevo

En la mayoría de estos pozos se realiza la perforación de un hoyo piloto para clarificar la caracterización geológica que se tiene de dicho yacimiento. Sólo si se está perforando en un área donde no se tiene información de ningún tipo (ejemplo: un pozo exploratorio).

Se inicia la perforación con mechas generalmente tricónicas ya que las formaciones someras no son tan abrasivas ni tan consolidadas como las que se encuentran generalmente a altas profundidades por lo cual no requieren el uso de mechas PDC, que son mucho más costosas. Esta perforación puede ser iniciada de una vez con ensamblaje direccional o primero realizando un hoyo vertical hasta cierta profundidad en la cual se construye el KOP correspondiente para lo cual se pueden utilizar dos métodos existentes para ello. Estos son:

- Utilizar una herramienta de desvío (Whipstock), junto con un ensamblaje rotatorio curvado para la construcción del ángulo. La totalidad de la sarta se rota con un eslabón giratorio (swivel) hidráulico. La completación del pozo se hace usualmente a hoyo abierto. [Vellorí, William]
- La segunda técnica utiliza una herramienta de fondo operada hidráulicamente para la deflexión de la sarta. En estas los motores de fondo se utilizan con frecuencia. [Vellorí, William]

Una vez que se inicia la construcción de la curvatura se debe mantener la trayectoria y el rango de severidad de construcción planificada. Hasta alcanzar el punto de horizontalización en el cual se coloca un revestidor justo en el tope de la arena objetivo con la finalidad de proteger la curvatura del hoyo. Teniéndose en cuenta que los revestidores deben poseer un tamaño tal que ofrezca tener suficiente espacio libre como para disminuir las limitaciones de tamaño en el diseño de los equipos de completación, poder usar herramientas de pesca, realizar cementaciones satisfactoriamente, etc. [McCray & Cole.]

Seguidamente se realiza el cambio del ensamblaje de fondo y mecha (Tricónica reforzada o PDC) más adecuado para realizar la perforación dentro de la zona productora, minimizando los riesgos operacionales y logrando así perforar hasta la profundidad final previamente establecida. Por último se procede a completar el pozo

según las características de la formación ya sea con forro ranurado, a hueco abierto o con forro liso cementado y cañoneado. [Herrera, César]

II.7.1.2 Esfuerzo sobre la Tubería

Los tubulares en este tipo de pozos deben ser diseñados y seleccionados con el objeto de obtener una sarta lo suficientemente flexible a las condiciones de severidad de las patas de perro. Así como capaces de soportar los diferentes esfuerzos a los cuales son sometidas durante las operaciones de perforación sin sufrir dobleces o pandeos.

La curvatura en estos pozos causa ciertos efectos sobre los diferentes esfuerzos que deben soportar los tubulares. Estos son: [Pagani Miguel]

- El efecto de la inclinación y curvatura sobre los esfuerzos para bajar y extraer la sarta.
- Efecto de la curvatura sobre las tensiones axiales del material tubular.
- Efecto de la curvatura sobre la ovalización de la sección transversal.
- Efecto de la curvatura en detrimento de la resistencia al colapso.
- Efectos de curvaturas crecientes y decrecientes en las condiciones críticas de pandeo.
- Efecto de las secuencias de carga de la sarta.

- Capacidad de los distintos modelos de uniones roscadas disponibles, para soportar los requerimientos mecánicos, de sellabilidad, de características anti-engrane y sus características para deslizar dentro del pozo. [Pagani Miguel]

II.7.1.3. Selección y Comportamiento de las Herramientas

Entre los estudios de diseño y selección de las herramientas a utilizar en la perforación de los pozos horizontales se tienen:

- Utilización de un giroscopio para realizar ajustes en la orientación de la herramienta de desviación, minimizando de esta manera el riesgo de giro de esta y por consiguiente la pérdida de la trayectoria planificada.
- Colocación de sensores de presión y temperatura de fondo en el ensamblaje de fondo con la finalidad de medir en superficie estos parámetros y diseñar o ajustar el peso del lodo.
- Se tiene que analizar la posibilidad de perforar en la modalidad “LWD”, “MWD” o combinaciones de ellas con otros registros tales como densidad-neutrón, ya que la modalidad LWD aunque es más costosa ayuda no sólo a registrar la información de curvas “Gamma Ray”, Densidad-Neutron y Caliper Ultrasónico, sino que también registra datos de los fluidos tales como resistividad que permite evaluar que tan prospectiva es cada parte de la sección horizontal, [González Gedi].
- Determinación precisa de los puntos de asentamiento de los revestidores, obtención de datos de la formación mientras se perfora y antes de que se presente una invasión significativa del lodo, determinación de la presencia o no de contactos agua-petróleo y gas-petróleo para evitar los problemas de conificación.

- Lograr un geodireccionamiento muy eficiente gracias a la comparación de las variables en tiempo real con aquellas provenientes del modelo preestablecido, y disminución del tiempo y riesgo implícitos en la toma de registros eléctricos conducidos con tubería, los cuales se deben a que estas herramientas ofrecen limitaciones en cuanto a sus diámetros y longitudes, gracias a que deben ofrecer un adecuado manejo de la curvatura del hoyo. Por lo tanto esta tecnología podría tener más éxito en pozos horizontales de radio medio y largo. [Nathan Meehan]
- La selección del tipo de herramienta de medición de fondo se debe hacer de acuerdo al tipo de sistema de telemetría (positiva o negativa) que utiliza para transmitir en tiempo real los parámetros direccionales (“Gamma Ray”, resistividad, temperatura, azimut e inclinación del hoyo perforado y la orientación de la cara de la herramienta con respecto al norte magnético y al lado alto del hoyo) al computador en la superficie. La telemetría positiva es la más recomendada y utilizada. [Herrera, César] Estas herramientas facilitan el trabajo de correlación y detección a tiempo de los marcadores regionales específicos de cada campo. [Madail Wenceslao]
- Generalmente se recomienda la utilización de una unidad de registro de lodo "mud logging" en las fases más críticas y de mayor precisión de la trayectoria del hoyo de manera de realizar un muestreo cromatográfico de los ripios, monitoreo de todos los parámetros importantes de la perforación y apoyo a la actividad de correlación (siempre que lo permita la economía y el costo de la unidad de “mud logging”). [Short J.A].
- Correr registros de calibre del hoyo "Caliper", para estimar la presencia de derrumbes. [Short J.A]

- Selección de los motores de fondo más eficientes y flexibles a las exigencias de las condiciones operacionales y del yacimiento. [Herrera César]
- Los motores y herramientas “MWD” deben ser sometidos a un estricto control de calidad, para seleccionar así aquellos que posean un historial de operación comprobado y cuyas piezas hayan sido evaluadas por rigurosas inspecciones y pruebas de presión y temperatura en los laboratorios.
- Selección del peso, longitud y tipos de tubulares y uniones a utilizar para el diseño óptimo de la sarta de perforación. Esto incluye a los portamechas y estabilizadores (preferiblemente antimagnéticos) para evitar las interferencias que provienen de la sarta. [Herrera César]
- Diseño del tipo de ensamblaje de fondo direccional que se va a utilizar para cada una de las etapas de la perforación desviada así como para navegar dentro de la arena objetivo. Buscándose con esto el minimizar las severidades de las patas de perros y poder así cumplir eficientemente las operaciones de deslizamiento mientras se realiza la construcción del ángulo. [Herrera César]
- El empleo de una sarta con herramientas rectificadoras de hoyo en los viajes de limpieza, previo a la bajada del revestidor, junto con el uso de lubricante mecánico en las secciones horizontales y de incremento de ángulo contribuye al éxito en la corrida de revestidores y forros. [Short J.A]
- Selección del tipo de mecha más adecuada para utilizar en la formación a ser perforada, de forma tal de optimizar la vida útil de dicha herramienta así como la tasa de perforación. [Herrera César]. Esta selección depende del tipo y características de la formación, buzamiento, peso sobre la mecha, tasa de

penetración, hidráulica, tamaño del hoyo, torque y tipo de ensamblaje, sistema de lodo, capacidades de la cabria, tipos de sistemas de navegación, etc. [Short, J.A] Existen en la actividad de perforación de pozos petrolíferos dos tipos de mechas: la mecha tricónica y las mechas de diamante, las cuales poseen características distintas para su aplicación. Es por ello necesario seleccionar adecuadamente el tipo de mecha a utilizar.

Las mechas tricónicas son generalmente utilizadas por razones económicas, ya que son usadas en las primeras etapas de la perforación direccional, en pozos no tan profundos y en formaciones de dureza razonable donde estas actúan con la misma eficiencia que lo haría una mecha de diamante que resulta ser muchísimo más costosa. Es por esto que se requiere que las mechas tricónicas posean un refuerzo extra en los conos e insertos de forma de soportar los efectos de las altas revoluciones obtenidas con los motores de fondo. Este tipo de mechas ofrecen buen control direccional en las etapas de construcción de ángulo con muy buenas ratas de perforación.

II.7.3 Criterios de Planificación y Diseño para un Pozo Horizontal

Planificar pozos nuevos para la aplicación horizontal ofrece flexibilidad no sólo en el diámetro y en la longitud del hoyo horizontal, sino además en el tipo de herramienta y en las técnicas que pueden ser usadas para la completación. La planificación deberá comenzar desde diseñar las condiciones en la sección horizontal del hoyo y posteriormente regresarse hacia atrás, es decir, la geometría del pozo y la selección del equipo lo cual va a depender del diámetro deseado en la sección horizontal. [Velásquez, César].

II.7.4 Etapas de Diseño y Planificación

En la oportunidad de diseñar y planificar un pozo horizontal, se deben considerar cuatro etapas por separado:

- Perforación de la sección vertical.
- Perforación para la construcción del ángulo requerido (build angle).
- Perforación de la sección horizontal.
- Completación.

El diseño de cada una de las fases, depende de la etapa anterior.

Así, perforar y completar el hoyo horizontal para maximizar la extensión lateral demanda énfasis en el diseño de la tubería de perforación, en la selección del fluido, en la hidráulica, limpieza del hoyo, estabilización, selección del equipo de guía y del control direccional; así como también en el control del pozo, la selección de la mecha y tipo de motor de fondo que se va a utilizar.

La construcción del ángulo para realizar la sección desviada del pozo requiere de particular énfasis en la selección del punto de desviación y del ángulo de construcción para permitir la intersección con el objetivo propuesto. El diseño de la tubería de perforación, el fluido, la hidráulica, estabilización, motor de fondo, selección de la mecha y “MWD” son requerimientos a considerar durante el diseño. Si al perforar dicha sección, la formación atravesada presenta problemas de consolidación, se deberá cementar el revestidor bajado antes de iniciar la sección horizontal.

La sección vertical del hoyo es perforada y revestida convencionalmente y es diseñada para acomodar herramientas tanto de medición como de producción, y a la vez debe permitir el paso de estas hacia las demás secciones.

II.7.5 Parámetros para el Éxito Económico de un Pozo Horizontal

Los costos de los pozos horizontales son de 1.4 a 3 veces más que de un pozo vertical convencional, básicamente debido a los siguientes factores:

II.7.5.1 Perforar una Longitud Mayor del Hoyo que Perforando Pozos Verticales

Por ejemplo, un pozo puede tener 5000 pies de profundidad, pero la sección horizontal le suma otros 1500-2000 pies.

II.7.5.2 Alquiler de equipos especializados

Tales como:

- “Top Drive”
- Turbinas
- Tuberías especializadas de perforación
- Servicio y herramientas direccionales
- Fluidos especiales de perforación
- Personal capacitado para realizar el trabajo

II.7.5.3 Espesor de la arena

Este elemento es un factor importante ya que influye directamente en el cálculo de la rentabilidad comparada entre pozos verticales y pozos horizontales. Los pozos horizontales son más efectivos en yacimientos de poco espesor (menores de 35 pies) que en yacimiento de espesor considerable, ya que en los primeros la sección horizontal se comporta como una fractura de conductividad infinita.

II.7.5.4 Número de Horizontes Prospectivos

La existencia de diferentes horizontes prospectivos en una localización puede ser un factor limitante para la perforación horizontal. Se dice que puede ser un factor limitante ya que depende de la ubicación de la parte horizontal del pozo. Si la parte

horizontal se ubica en el horizonte más profundo posteriormente el pozo puede producir el resto de los horizontes prospectivos como si fuese un pozo vertical o altamente inclinado. Si la parte del pozo se ubica en el horizonte prospectivo más somero, el pozo va a requerir de la entrada de un taladro de perforación para drenar posteriormente los otros horizontes más profundos o la perforación de un pozo gemelo.

II.7.5.5 Reservas Remanentes

La perforación de un pozo horizontal representa un desembolso el cual supera al de un pozo vertical (2.5 veces aproximadamente). Debido a esta alta inversión, debe existir un margen de seguridad sobre el volumen de reservas que se pueden recuperar. Este volumen de reservas hace que la perforación horizontal pueda o no ser rentable.

II.7.5.6 Permeabilidad

La permeabilidad es uno de los parámetros claves con el cual se puede determinar la productividad de un pozo horizontal. Los pozos horizontales son más exitosos mientras más permeables son los estratos en los cuales se encuentran. Un pozo horizontal sólo podrá drenar el estrato en cual fue perforado.

Si un pozo horizontal es perforado en un yacimiento de baja permeabilidad vertical, se debe considerar la posibilidad de un fracturamiento para crear una mayor comunicación vertical y así poder incrementar la productividad.

II.7.5.7 Heterogeneidades.

Las características y heterogeneidades del yacimiento son la clave para identificar las oportunidades de perforación de los pozos horizontales. En términos generales las heterogeneidades son un parámetro muy importante para proporcionar la justificación de la perforación de un pozo horizontal. Debido a esto, la distribución de la porosidad

y de la permeabilidad, la extensión y continuidad de las arenas, la dirección de los canales sedimentarios y las tendencias de la permeabilidad son los parámetros más importantes a evaluar.

II.7.5.8 Daño alrededor del Pozo.

El daño ocasionado en las proximidades del pozo parece ser mayor en el caso de pozos horizontales. En realidad esto no es cierto ya que los daños son normales y el mayor daño que pueda tener un pozo horizontal se debe principalmente a dos factores:

- Mayor tiempo de permanencia del taladro de perforación en el pozo horizontal.
- Menor eficiencia en mantener limpio el hueco del pozo debido a las complicaciones y dificultades del flujo y transporte de material en pozos horizontales.

[Velásquez César]

II.7.5.9 Longitud mínima de la sección horizontal del pozo.

La longitud de la sección horizontal del pozo es un factor predominante para la recuperación adicional del petróleo y por lo tanto es necesario calcular cual es la longitud mínima de este pozo para obtener mejores resultados que un pozo vertical.

Para determinar la longitud óptima de la sección horizontal (“brazo”) con la mayor tasa de producción existe un modelo que se basa en el criterio para hallar la productividad máxima cuando la razón de cambio de la producción con respecto a la longitud de la sección horizontal es cero, es decir, cuando la derivada de Q con respecto a L sea nula, matemáticamente se puede expresar como: [Gamboa Alba; González, Tirso]

$$\frac{\partial Q}{\partial L} = \frac{\partial Q}{\partial L} = 0 \quad \text{Ec: II.7.1}$$

Con este criterio se incrementa la longitud en 200 pies, empezando con una longitud inicial de 200 pies y se calcula la nueva tasa generando valores de Q vs. Longitud y de dQ/dL vs. L donde:

$$\frac{\Delta Q}{\Delta L} = \frac{Q_{i+1} - Q_i}{L_{i+1} - L_i} \quad \text{Para } i=1, 2, 3, 4, \dots \quad \text{Ec: II.7.2}$$

Donde:

$$L_i = L_0 + 200$$

$$L_0 = 200$$

$$Q_i = Q(L_i)$$

$$Q_{i+1} = Q(L_{i+1})$$

Esta fórmula se aplica hasta que, $\frac{Q_{k+1} - Q_k}{L_{k+1} - L_k} \leq 0$ y $\frac{Q_{k-1} - Q_K}{L_{K-1} - L_K} \geq 0$ por el

concepto de máximo utilizado en análisis matemático. Entonces L_k es la longitud a la que la producción es máxima.

II.8 Productividad de Pozos Horizontales

La productividad de un pozo se estima como la cantidad de barriles extraíbles de un yacimiento, de acuerdo a una planificación de explotación, en función de esta definición este recurso se hace indispensable para cualquier departamento de yacimientos dedicado a la elaboración y planificación de proyectos, para la explotación de un yacimiento en función de sus reservas recuperables y la economía del proyecto.

El área de drenaje de un pozo horizontal crece a medida que se incrementa la sección horizontal del pozo, aunque la productividad del pozo no crece en la misma relación porque el incremento de la longitud del pozo además de aumentar el área de drenaje aumenta la pérdida de presión por fricción dentro del hoyo. [Hyun Cho]

Existen varios parámetros usados para caracterizar la productividad de un pozo, el más simple es la tasa de producción, que depende a su vez de la caída de presión. Por ende, es difícil relacionar el comportamiento de distintos pozos tomando en cuenta su tasa de producción ya que deben estar referidas a la misma caída de presión. Por esta razón se define el índice de productividad (IP), que es la relación de tasa de producción por unidad de caída de presión o la diferencia de presión estática del pozo y su presión de fondo fluyente.

La Ecuación II.8.1 muestra dicha relación:

$$J = IP = \frac{q}{P_e - P_{wf}} \quad \text{Ec: II.8.1}$$

Este índice es la característica apropiada para comparar la productividad de distintos pozos de un mismo yacimiento. Pero, cuando se involucran en el estudio pozos de distintos yacimientos el índice de productividad no es la característica apropiada porque depende de las características del yacimiento (permeabilidad) y las propiedades del fluido, así como también de las características de la completación, geometría del pozo y daño. En estos casos es conveniente usar otro parámetro de comparación que contraste la influencia de estos parámetros de los distintos yacimientos. Con este fin se ha desarrollado un parámetro de comparación llamado coeficiente de productividad, que trabajando en unidades de campo se expresa como sigue:

$$C_{wp} = 141,2 \cdot \frac{\mu_o \cdot \beta_o}{k_H \cdot L} \cdot IP \quad \text{Ec: II.8.2}$$

Donde L es la longitud de la sección completada del pozo (pies), β_o (BY/BN) y μ_o (cP) son el factor volumétrico y la viscosidad del crudo, k_H la permeabilidad horizontal y IP el índice de productividad antes mencionado.

Es de mayor utilidad presentar la tasa de producción del pozo en función de la presión de fondo fluyente del mismo, ya que estas variables están altamente relacionadas. Al graficar en coordenadas cartesianas la presión de fondo fluyente en el eje de las ordenadas y la tasa de producción en el eje de las abscisas se obtiene la curva de comportamiento del pozo, conocida como IPR por las siglas en inglés de *Inflow Performance Relationship*, que no es más que la representación de un conjunto de valores IP tomados a una misma presión estática.

Distintas curvas de IPR muestran distintos estados de agotamiento para un mismo pozo, como se muestran en las Figuras II.9 y II.10:

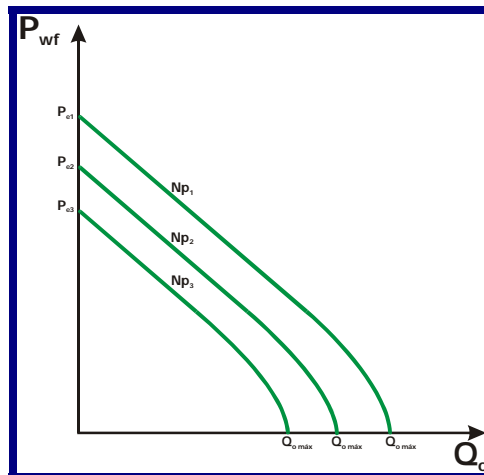


Figura II. 9 IPR para un pozo a distintos estados de agotamiento.

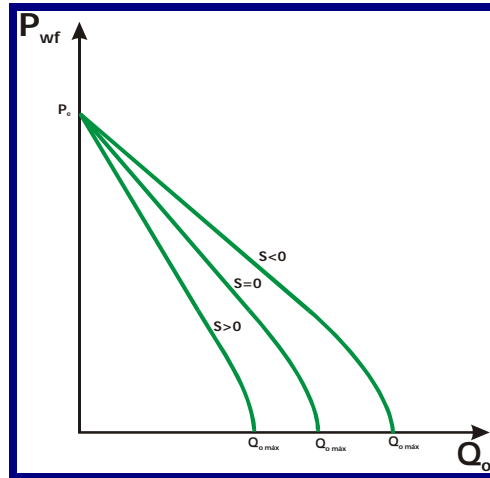


Figura II. 10 IPR para un pozo a distinto daño zonal.

En un pozo que no sea estimulado o dañado las curvas de IPR para distintas etapas de su explotación serán paralelas y tendrán pendientes diferentes si el pozo se encuentra dañado o estimulado.

Los pozos horizontales han probado ser excelentes productores en yacimientos delgados (de alrededor de 50 pies), yacimientos con grandes espesores, yacimientos con buenas permeabilidades verticales, yacimientos fracturados, yacimientos con acuífero de fondo donde se desee retardar la producción de agua y han resultado excelentes productores en yacimientos de crudo pesado y extrapesado.

La ley de Darcy establece que el espesor neto o la longitud productora en un pozo vertical son directamente proporcionales a la productividad del pozo. La longitud productora de un pozo horizontal puede ser considerada más larga que la de un pozo vertical pero en pozos horizontales aunque la productividad aumenta, este incremento no es en proporción directa con su longitud.

El índice de productividad, IP, de un pozo horizontal es afectado por muchos parámetros del yacimiento y del pozo. Se destacan como factores con mayor

influencia las permeabilidades horizontales y verticales, la longitud horizontal del pozo, el daño del pozo (factor *skin*), la distribución de capas en la arena, las fallas y fracturas, las fronteras del yacimiento y la localización del pozo. El IP del pozo aumenta casi linealmente al aumentar la longitud del pozo hasta alcanzar un punto óptimo en que la curva de IP vs. Longitud horizontal alcanza un *plateau*. [Economides Michael]

La productividad de un pozo horizontal depende de diversas variables que pueden ser catalogadas como en la siguiente tabla II.1 se muestra:

Tabla II. 1 Variables de las que depende la productividad de un pozo.

<p>Relacionadas con la productividad inicial:</p>	<p>Permeabilidad horizontal. Permeabilidad vertical. Daño de la formación producido por el filtrado de los lodos de perforación y completación. Filtrado y deposición de sólidos de la cementación. Capas (layering). Presión de fondo fluyente. Presión estática. Longitud de la sección horizontal. Sinuosidad de la sección horizontal. Remoción incompleta del revoque del lodo de perforación.</p>
<p>Causantes de pérdida de productividad posterior:</p>	<p>Migración de granos finos de la formación. Precipitación de asfaltenos. Reacción del ácido del lavado con la formación. Acumulaciones de agua y gas en el hoyo. Conificación y encrestamiento de agua o gas. Caída de la presión a lo largo del pozo. Compactación de la zona alrededor de las perforaciones que reducen la permeabilidad. Reacción del fluido de empaque de grava con la formación. Taponamiento de los elementos de completación para control de arena.</p>

Un pozo horizontal de cierta longitud L que penetra un yacimiento con permeabilidad horizontal k_H y permeabilidad vertical k_V crea un patrón de drenaje de forma elipsoidal, distinto al que crea un pozo vertical en el mismo yacimiento.

De particular importancia en la producción de un pozo horizontal es la anisotropía entre las permeabilidades horizontal y vertical. Mientras mayor sea la permeabilidad vertical de la formación mayor será el índice de productividad del pozo y de así zonas de baja permeabilidad vertical pueden hacer que los pozos horizontales sean poco atractivos. En las figura II.11 se muestra el diagrama de Flujo de un Pozo Horizontal.

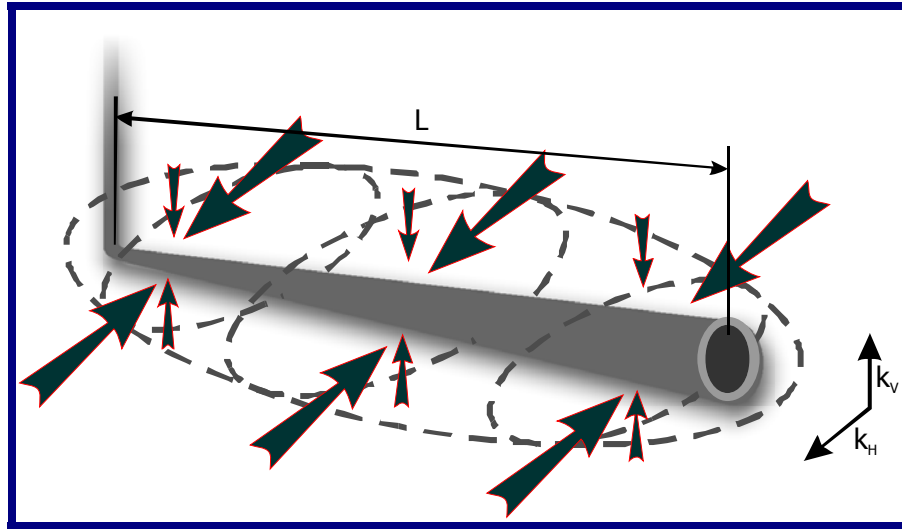


Figura II. 11 Diagrama de Flujo de un Pozo Horizontal

Otro factor siempre descuidado pero igualmente importante es la anisotropía de permeabilidad en el plano horizontal. Un pozo perforado perpendicular a la dirección de la permeabilidad horizontal más alta será mucho mejor productor que un pozo orientado arbitrariamente o normal a la dirección de menor permeabilidad vertical. Es común que las direcciones de mayor y menor esfuerzo coincidan con las de mayor y menor permeabilidad y siguiendo este precepto un pozo al que no se tenga planificado un fracturamiento hidráulico debe ser perforado en la dirección de menor esfuerzo.

Para estimar el IP a un pozo horizontal debe calcularse la tasa de producción tomando en cuenta esta geometría particular en el drenaje de los pozos. Para esto [S.D. Joshi]

desarrolló una relación de que involucra estado estable en el plano horizontal y estado semi estable en el vertical, como sigue:

$$IP = \frac{k_H \cdot h}{141,2 \cdot \beta_o \cdot \mu_o} \left(\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \left(\frac{I_{ani} \cdot h}{L} \right) \ln \frac{I_{ani} \cdot h}{[r_w \cdot (I_{ani} + 1)]} \right) \quad Ec: II.8.3$$

Donde I_{ani} es el índice de anisotropía entre las permeabilidades vertical y horizontal y se define como:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_v}} \quad Ec: II.8.4$$

Y donde a es el semi eje mayor del elipsoide de drenaje formado por el pozo horizontal de largo L . El valor de a para este elipsoide puede calcularse siempre que $L/2 < 0,9 \cdot r_{eH}$ usando la siguiente ecuación:

$$a = \frac{L}{2} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{r_{eH}}{L/2} \right)^4}} \quad Ec: II.8.5$$

Si el pozo adecuado es perforado en la dirección óptima dentro del yacimiento la relación entre su índice de productividad y el de un pozo vertical en las mismas condiciones puede ser muy grande. Este aumento en el índice de productividad puede manifestarse con aumento en la tasa de producción del pozo o descenso en la diferencia de presión o ambas, así, pueden ser excelentes candidatos para producir yacimientos donde se presenten problemas de conificación de agua o gas o producción de arena.

II.8.1 Impacto del Daño en la Producción de Pozos Horizontales

Tomando en cuenta la anisotropía de las permeabilidades y los tiempos de exposición a los lodos de perforación y completación, la zona dañada en un pozo horizontal toma forma de cono truncado con su base mayor cerca del inicio de la sección horizontal (denominada también talón) del pozo, como se observa en la Figura II.12.

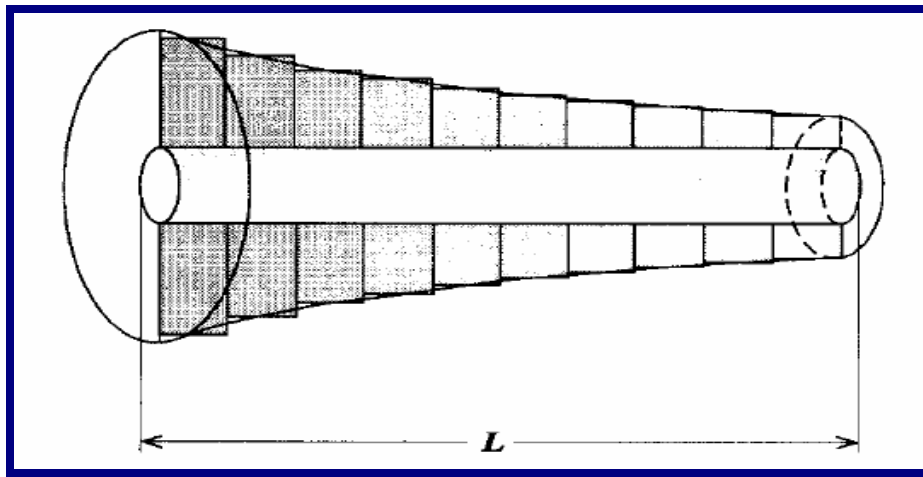


Figura II. 12 Esquema del cono truncado de daño.

Este daño se introduce en el denominador de la ecuación propuesta por Joshi de la siguiente manera:

$$q = \frac{k_H \cdot h \cdot \Delta P}{141,2 \cdot \beta \cdot \mu \cdot \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \left(\frac{I_{ani} \cdot h}{L} \right) \cdot \left\{ \ln \left[\frac{I_{ani} \cdot h}{[r_w \cdot (I_{ani} + 1)]} \right] + S'_{eq} \right\} \right\}} \quad \text{Ec: II.8.1.1}$$

El impacto de este factor sobre la producción del pozo puede ser enorme si se consideran los rangos de valores entre los que suelen estar los miembros del denominador de la ecuación anterior. El primer logaritmo comúnmente ronda valores

entre 1,5 a 3 y el segundo logaritmo suele tener valores entre 2,5 a 4,5 mientras que s'_{eq} puede ser tan grande como 50 y por lo general tiene valores cercanos a 20. Incluso al multiplicarlo por $\frac{I_{ani} \cdot h}{L}$ cuyo rango de valores va desde 10^{-2} hasta 0,3 su efecto en la tasa de producción puede ser sustancial. [Economides Michael]

[Economides Michael] desarrolló ecuaciones para el efecto del daño a la formación (*skin factor*) que reflejan el daño producido alrededor del pozo horizontal. La forma del daño depende del índice de anisotropía de las permeabilidades horizontal y vertical (I_{ani}). Este índice de anisotropía genera una forma elipsoidal uniforme en todo el hoyo, pero los tiempos de exposición durante la perforación y completación del pozo modifican esta forma para generar un cono elíptico truncado con la base de mayor radio cercana al talón del pozo horizontal, como se muestra en la Figura II.13.

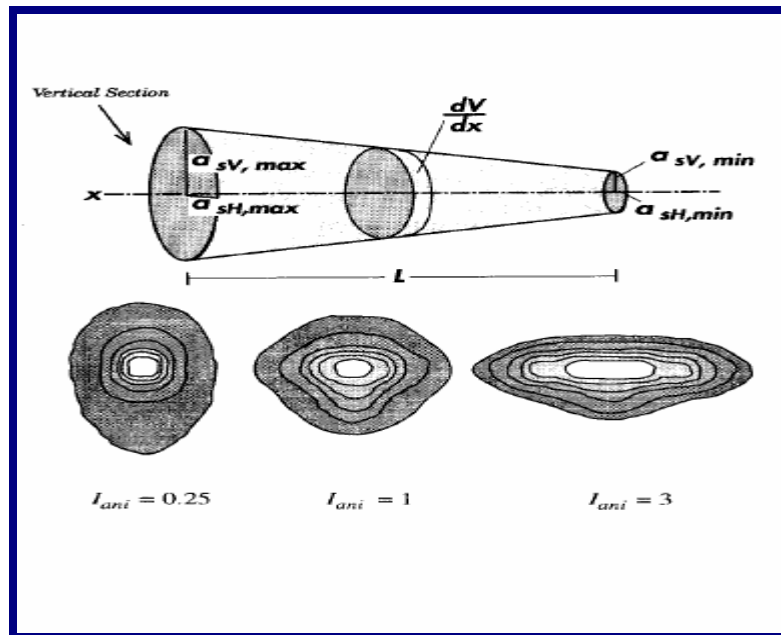


Figura II. 13 Cono de Daño y Formas Elipsoidales de acuerdo al Índice de Anisotropía.

Luego durante la producción del pozo el perfil de presiones dentro del hoyo deja de ser uniforme, teniendo el mayor diferencial de presión en el inicio de la sección horizontal (talón) del pozo y de esta forma el daño inducido por producción también tendrá forma elipsoidal.

Tomando en cuenta estos factores desarrolló una ecuación para el daño del pozo horizontal análoga a la fórmula de Hawkins para pozos verticales:

$$s'_{eq} = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \cdot \ln \left[\frac{1}{I_{ani} + 1} \cdot \sqrt[4]{\frac{4}{3} \left(\frac{a_{H,max}^2}{r_w^2} + \frac{a_{H,max}}{r_w} + 1 \right)} \right] \quad \text{Ec: II.8.1.2}$$

Donde $a_{H,max}$ es el eje horizontal más largo, cercano a la sección vertical, del cono de daño. Esta ecuación asume que no hay daño al final del pozo.

II.9 Conificación de Agua y Gas

La conificación de agua y gas como sabemos es un problema serio en muchas de las aplicaciones en los campos petroleros. La producción de estos fluidos puede reducir la producción de petróleo significativamente. [S.D Joshi]

Con la producción la presión del yacimiento declina y el contacto agua petróleo se eleva muy acentuadamente en la vecindad del hoyo; la altura del levantamiento refleja la presión inmediatamente sobre el contacto. La pendiente de la superficie petróleo agua, refleja el gradiente de presión horizontal en el contacto.

A medida que la tasa de producción de petróleo aumenta el gradiente de presión aumenta y el agua sube un poco más. Eventualmente, la tasa de producción crítica es alcanzada y el agua sube hacia el pozo ocurriendo la ruptura del agua; la tasa crítica se define como la máxima producción de petróleo sin producción de agua o gas y

depende del diferencial de densidades entre el petróleo y el agua y la viscosidad del petróleo.

La perforación horizontal puede colocar un pozo cerca del tope del yacimiento, lejos del contacto agua petróleo. El volumen de petróleo desplazado antes de la irrupción del agua es el volumen dentro del cono alrededor del pozo vertical.

En un pozo horizontal el cono se transforma en cresta y es capaz de capturar un mayor volumen de petróleo debido a la longitud del pozo, la caída de presión es minimizada mientras se mantiene la producción, esto reduce el gradiente de presión horizontal y aumenta el ancho de base de la cresta para aumentar la altura de la cresta se debe crear una caída de presión mayor. Como se muestra en la Figura II.14.

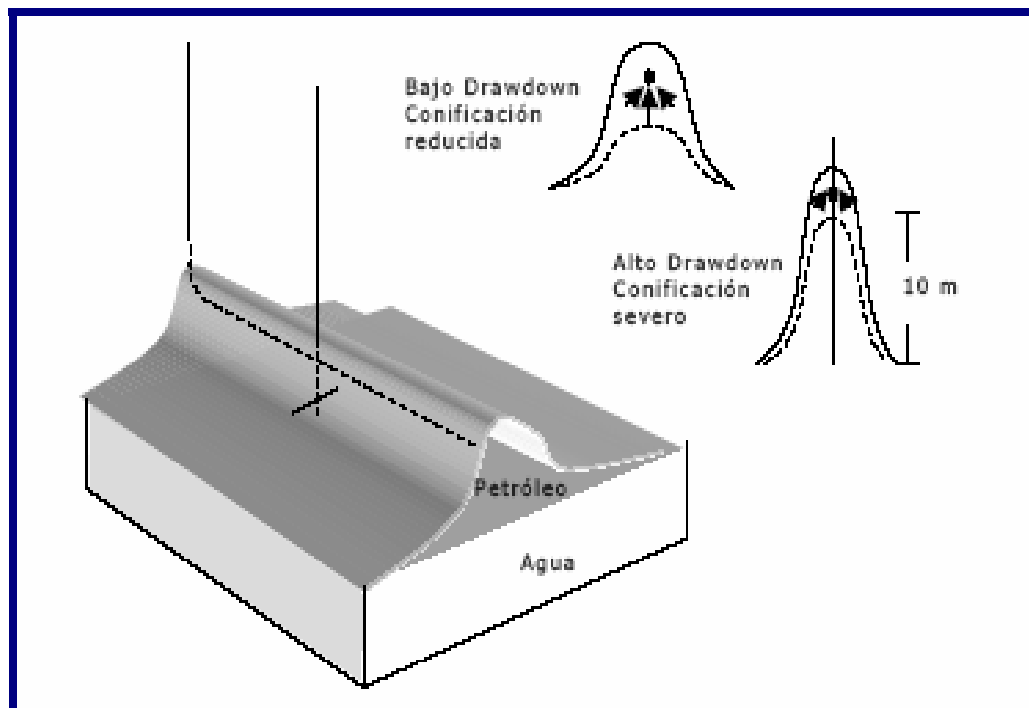


Figura II. 14 Conificación por Agua.

Pueden ocurrir problemas si la permeabilidad a lo largo del pozo horizontal es variable, puede producirse agua prematuramente de una sección de alta permeabilidad y afectar negativamente el rendimiento total del pozo.

Varios autores han desarrollado ecuaciones para predecir cuando el cono o la cresta alcanzarán el pozo. Se ha definido una tasa crítica, como la máxima producción de petróleo antes de que irrumpa el agua a través del pozo. Muy poca literatura está disponible para describir el comportamiento de irrupción del cono o de la cresta, pero se han hecho algunas asunciones para cuantificar dicho fenómeno.

En estado estacionario, son muchas las ecuaciones disponibles para calcular la tasa crítica de producción y el tiempo de irrupción del agua tanto en pozos verticales como en horizontales. Sin embargo, ninguna de estas ecuaciones ha probado ser la mejor y la más completa en cuanto a las condiciones del yacimiento y todos los parámetros involucrados en él. Las ecuaciones fueron examinadas detalladamente y se determinó cuál fue la que mejor se ajustó a las características del yacimiento en estudio. A continuación se muestran el modelo de Ozkan y Raghavan el cual fue el utilizado en este trabajo para el cálculo de Tasa Crítica y Tiempos de Irrupción.

II.9.1 Tiempo de Irrupción en Pozos Horizontales

Muy poco se ha escrito con respecto al tiempo de irrupción de una cresta de agua en un pozo horizontal. Según lo mencionado previamente, debido a que la caída de presión es menor en un pozo horizontal que en un pozo vertical se relaciona que el tiempo de irrupción ocurrirá en un tiempo mayor en relación a un pozo vertical produciendo la misma tasa. Una ventaja adicional de pozos horizontales es que el pozo puede estar perforado sobre la longitud entera del mismo, sin importar la presencia del agua de fondo. De igual forma se puede perforar a lo largo del tope del

yacimiento retardando la presencia del agua de fondo. Los pozos verticales, al contrario, solamente pueden ser perforados cerca de la tope del yacimiento para prevenir la prematura irrupción del cono. Esto puede reducir seriamente la capacidad productiva del pozo.

[Ozkan y Raghavan] presentaron un método para determinar el tiempo de irrupción del agua en pozos horizontales. Esta es una solución puramente analítica, si se asume un cociente de movilidad igual a uno, presión capilar despreciable, y un acuífero activo. El yacimiento es considerado ser anisotrópico, homogéneo y en condiciones de estado estacionario.

El pozo horizontal se supone está en la tope de la formación. La ecuación es como sigue:

$$t_D(bt) = 0.5464 \left(\frac{L_D}{q_D} \right)^{1.11} \exp \left[0.4652 \left(\frac{L_D}{q_D} \right)^{2.945} \right] \quad \text{Ec: II.9.1.1}$$

para $q_D \geq 0.7LD$

Los efectos de la movilidad del agua se desprecian.

Una vez calculado el tiempo de irrupción adimensional se procede a calcular el dimensional mediante la siguiente fórmula:

$$t = \frac{364.6 \cdot f \cdot \mu_o \cdot h}{K_y \cdot \Delta\rho} \cdot t_D \quad \text{Ec: II.9.1.2}$$

$$f = \varphi \cdot (1 - S_{wc} - S_{or}) \quad \text{Ec: II.9.1.3}$$

$$\varphi = \frac{1}{\mu_o} \cdot (\phi \cdot (\rho_w - \rho_o) \cdot g \cdot z) \quad \text{Ec: II.9.1.4}$$

$$\phi = (P_i - P_o) \cdot (\rho_o \cdot g \cdot z) \quad \text{Ec: II.9.1.6}$$

t_D (bt) = Tiempo de Irrupción Adimensional.

t = Tiempo de Irrupción Dimensional, (días)

z = distancia en dirección z, (pies)

h = altura de la zona de petróleo, (pies)

L = longitud horizontal del pozo, (pies).

q_{cD} = Tasa crítica adimensional.

μ_o = Viscosidad de petróleo, (cP).

β_o = Factor volumétrico de petróleo de la formación, (BY/BN).

ρ_o = Densidad de petróleo, (lbm/pc).

ρ_w = Densidad del agua, (lbm/pc).

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidad entre el agua-petróleo (lbm/pc).

K_x = Permeabilidad horizontal, (md).

K_y = Permeabilidad vertical, (md).

ϕ = Velocidad potencial del petróleo, (lpc).

φ = Velocidad de la interfase potencial (s^{-1}).

f = Eficiencia de desplazamiento microscópica (fracción).

Subíndices:

D = adimensional.

W = Pozo.

II.9.2 Tasa Crítica en un Pozo Horizontal

Las derivaciones de las ecuaciones de [Ozkan y Raghaven] de la tasa crítica fueron basadas en el comportamiento asintótico de sus soluciones para el tiempo de irrupción. La tasa en la cual el tiempo de irrupción llega a ser infinito fue asumida para ser la tasa crítica adimensional. Su ecuación es como sigue:

$$q_{cD} = (1.0194 - 0.1021 z_{wD} - 0.2807 z_{wD}^2) z_{wD} L_D \quad \text{Ec: II.9.2.1}$$

$$\text{Donde } z_D = z/h \quad ; \quad z_{wD} = z_w/h \quad ; \quad L_D = L/2h (k_v/k_h)$$

Para la determinación de la tasa crítica dimensional se hace uso de la ecuación siguiente, usando el valor de la tasa crítica adimensional calculada anteriormente con la ecuación Ec: II.9.2.1 y despejando la tasa crítica dimensional:

$$q_{cD} = \frac{325.7q \mu_o B_o}{K_x h^2 \Delta\rho} \quad \text{Ec: II.9.2.2}$$

$$q = \frac{q_{cD} \cdot K_x \cdot h^2 \cdot \Delta\rho}{325.7 \cdot \mu_o \cdot \beta_o} \quad \text{Ec: II.9.2.3}$$

z = distancia en dirección z , (pies)

h = altura de la zona de petróleo, (pies)

L = longitud horizontal del pozo, (pies).

q_{cD} = Tasa crítica adimensional.

μ_o = Viscosidad de petróleo, (cP).

β_o = Factor volumétrico de petróleo de la formación, (BY/BN).

ρ_o = Densidad de petróleo, (lbm/pc).

ρ_w = Densidad del agua, (lbm/pc).

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidad entre el agua-petróleo, (lbm/pc).

K_x = Permeabilidad horizontal (md).

Subíndices:

D = adimensional.

W = Pozo.

CAPÍTULO III

MARCO GEOLÓGICO

III.1 Características Generales. [PetroUCV, (2005)]

PetroUCV realiza operaciones en el Área Mayor de Socororo que se ubica geográficamente, en las cercanías de la población de Pariaguán, Estado Anzoátegui, en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Suroeste del Área Mayor de Oficina. Es un bloque irregular de unos 270 Kilómetros cuadrados de superficie, el cual comprende los Campos petrolíferos de Socororo, Caricari y Cachicamo, excluyendo los campos vecinos Elotes y Yopales Norte. El AMS muestra los siguientes límites: Al Este limita con el Campo Yopales, al Noreste limita con el Campo Caracoles, al Oeste limita con el Campo Budare y al sur limita con los Campos pertenecientes a Petrozuata. (Ver Figura III.1). El yacimiento U2M,L (ES-417), se encuentra ubicado al oeste del Campo Socororo, el cual será objeto de estudio en este trabajo.



Figura III. 1 Localización Geográfica del Área Mayor de Socororo.

Los campos que integran el Área Mayor de Socororo (AMS) fueron descubiertos al inicio de la década de los cuarenta y en ellos se perforaron un total de 96 pozos. En la actualidad (Mayo 2005), este Campo cuenta con un total de 101 pozos, de los cuales 16 son pozos activos/ evaluación, 35 resultaron secos y fueron abandonados, y los restantes 50 pozos están inactivos.

La columna estratigráfica, penetrada por los pozos perforados en el AMS, está constituida por las Formaciones Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, Merecure, Grupo Temblador y Carrizal. Las Formaciones Merecure y Oficina son las únicas de interés como productoras comerciales de hidrocarburos. Las Formaciones del Cretáceo, Tigre y Canoa (Grupo Temblador), y la Formación Carrizal del Paleozoico, penetradas por varios pozos (entre otros SOC-1, CAC-1, CAC-2 Y CAC-3) no mostraron indicios de presencia de hidrocarburos explotables comercialmente, de acuerdo a los datos de perfiles disponibles.

Un resumen de las características del AMS se presenta en la tabla III.1

Tabla III. 1 Datos obtenidos de los estudios del AMS de PetroUCV.

POES / GOES (MMBN / MMMPCN)	418 / 278
Res. Recup. (MMBN / MMMPCN)	61 / 228
Prod. Acum. (MMBN / MMMPCN)	12 / 26
Res. Rem. (MMBN / MMMPCN)	49 / 202
°API	16
Profundidad promedio (PIES)	3850
Presion Actual (LPC)	1000 - 1600
FR Actual	2,9%
FR Esperado	15%
Prod / Pozo (BNPD)	106
Potencial Actual (BNPD)	1703
Total de Pozos	101
N° Pozos Activos	18
N° Pozos Aband / Secos	35
N° Pozos Inactivos	48
N° Yacimientos de Petróleo	103
N° Yacimientos de Gas no asociado	77

III.1.1 Descripción de los Yacimientos

La reactivación de los campos Socororo, Cachicamo y Caricari, requiere que se aprovechen de manera óptima los pozos existentes, los cuales en la mayoría de los casos han resultado ser pobres productores, desarrollando prematuramente problemas de producción de arena y finos, elevada producción de agua y, en algunos casos, alta producción de gas.

Existe una información muy limitada sobre presiones estáticas, lo que aunado al escaso recobro obtenido hasta el presente, limita el uso de técnicas tales como Balance de Materiales para corroborar las reservas originales de hidrocarburos. Por consiguiente, se decidió realizar Balance de Materiales solo a 35 yacimientos del AMS, aquellos con producción acumulada mayor a 35 MBN de petróleo.

Como resultado de este análisis se pudo establecer que un 70% de los 35 yacimientos evaluados presentan una presión actual calculada en unos 1200 LPPC. También se identificaron yacimientos que deberían tener mayores reservas originales que las calculadas volumétricamente, o que tienen asignados valores erróneos de producción de gas, bien sea por la existencia de capa de gas originales o por contabilidad deficiente de los volúmenes de gas de levantamiento (LAG) reflejados en cifras oficiales.

En cuanto a los efectos de la energía externa aportada por los acuíferos asociados, se estimó que la actividad de los mismos es moderada, al tomar en cuenta la relación agua-petróleo calculada entre 0,1 y 3,6 BNA/BNP.

Por consiguiente, se puede afirmar que los mecanismos de producción que actúan en el AMS son expansión de la roca y fluidos, del gas en solución y de las capas de gas asociadas, y empuje parcial o limitado de los acuíferos asociados.

III.1.2 Descripción de los Campos

Las condiciones actuales de los campos que conforman el Área Mayor de Socororo son:

III.1.2.1 Campo Socororo:

Las vías de acceso a estas estaciones se encuentran en buen estado, las instalaciones de producción han sido reactivadas y actualmente se encuentran en buen estado. En

este campo existen dos Estaciones de Flujo operativas, conocidas como SOCEF-1 y EEF-11. Existen dos Tubos Múltiples, ETM-5 y ETM-14, el primero se encuentra desmantelado y fuera de servicio mientras que el segundo fue recuperado y se encuentra en operación. Adicionalmente el campo tiene una Planta Compresora de Gas, desmantelada y fuera de servicio, al igual que una Planta de Inyección de agua, que está siendo repotenciada y espera tener una capacidad de inyección de 5000 bbls.

III.1.2.2 Campo Caricari:

Ubicado al Norte del Área Mayor de Socororo, este campo tiene una Estación de Flujo, denominada CCEF-1, desmantelada y fuera de servicio. En esta región el acceso a las instalaciones del campo se encuentra en mal estado, pero ya se adelantan trabajos de recuperación de la vía. La totalidad de los pozos del campo (25) se encuentran inactivos y sin facilidades de producción.

III.1.2.3 Campo Cachicamo:

Este campo se encuentra al Sureste del área bajo estudio, presenta una estación de Flujo, conocida como CCHEF-1, la cual también se encuentra desmantelada y fuera de servicio. El acceso a las instalaciones en esta área se encuentra en buen estado. Todos los pozos presentes en el área (10) están inactivos y sin facilidades de producción.

III.1.3 Modelo Estratigráfico / Sedimentológico / Geológico

El Área Mayor de Socororo, integrada por los Campos Socororo, Caricari y Cachicamo, se encuentra ubicada geológicamente en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Suroeste del Área Mayor de Oficina. Geográficamente se localiza en las cercanías de la población de Pariaguán, Estado Anzoátegui.

III.1.3.1 Modelo Estratigráfico Regional.

La columna estratigráfica, se extiende desde el basamento ígneo-metamórfico del complejo basal de Guayana (Precámbrico) hasta el Pleistoceno y esta caracterizado por las siguientes formaciones como se muestra en la Figura III.2:

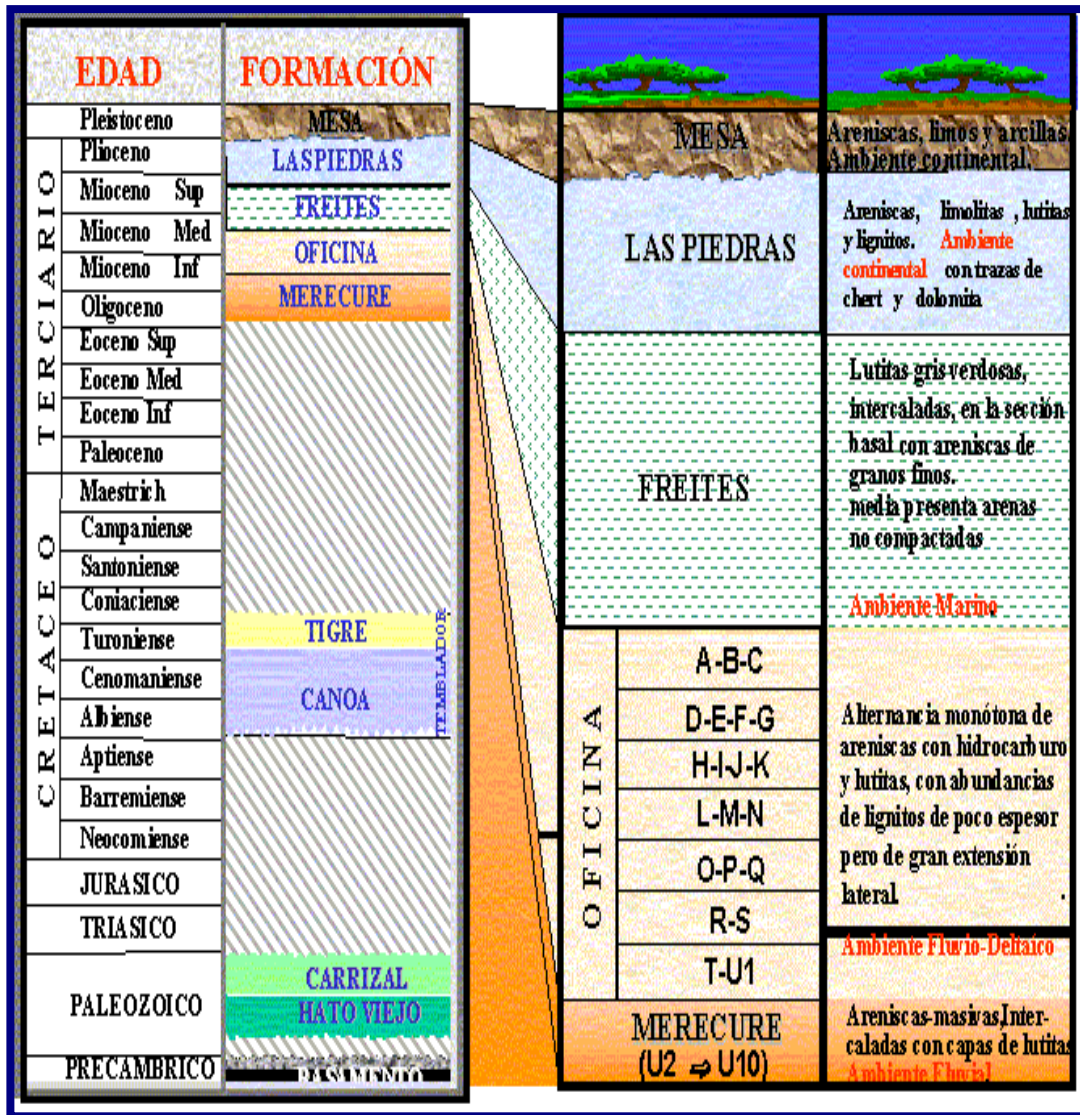


Figura III. 2 Columna Estratigráfica del área de estudio.

III.1.3.2 Modelo Sedimentológico

Utilizando como herramienta principal la descripción detallada de las características sedimentológicas, patrones de afinamiento de grano “finin upwards” o engrosamiento de grano “coarsening upwards” (George de Vries Klein 1980, Sexane y Mail 1976), su asociación vertical y su relación con el comportamiento de las curvas de potencial espontáneo (SP) y/o rayos gamma (GR) con los ambientes de sedimentación se ha identificado La Formación Oficina como un sistema Fluvio Deltaico caracterizado por ciclos de inundación y progradaciones.

La secuencia sedimentaria presente en el área AMS, para las arenas de la Formación Merecure representan una secuencia de canales apilados depositados sobre una planicie Deltaica Superior suprayacente a las mismas, sigue una secuencia alterna de areniscas no consolidadas, lutitas, limolitas, y lignitos pertenecientes a la Formación Oficina que fueron depositadas en ambientes fluvio-deltaicos a marinos someros.

III.1.3.3 Modelo Estructural

La integración de la sísmica 2D y 3D con la información geológica, permitieron interpretar estructuralmente al Área Mayor de Socororo como un monoclinal fallado de rumbo NO y buzamiento regional de 2-3° hacia el norte.

El régimen de esfuerzos distensivos dio origen a un sistema de fallas normales con dirección NE-SO, aproximadamente paralelas al buzamiento regional. A este sistema pertenece la falla Cachicamo, la cual por la magnitud de su salto (120'-180') es la estructura principal del área, llegando a construir barreras para el entrapamiento de hidrocarburos al combinarse con fallas de ajuste secundarias.

El otro sistema de fallas presente en el área, tiene una dirección NO-SE, más o menos perpendicular al anterior y es el responsable de la mayor parte de acumulaciones de

hidrocarburos en los campos Socororo y Caricari. En este sistema, el salto de las fallas se encuentra en un rango variable entre 20'-100'.

Las características estructurales antes mencionadas pueden observarse en el Apéndice X.3, donde se presenta el mapa estructural al tope de la arena U2M,L. Específicamente el área bajo estudio Socororo Oeste presenta un sistema de fallas en dirección NO-SE (Falla Principal) con saltos que varían entre 20 y 80 pies, con buzamiento hacia el SO entre 60 y 70 grados aproximadamente. El otro sistema de fallas presente en la zona tiene una dirección E-O entre 15 y 30 pies buzando hacia el N entre 60 y 70 grados aproximadamente.

III.1.4 Modelo Petrofísico.

El objetivo de esta evaluación es determinar los parámetros petrofísicos básicos de cada yacimiento de hidrocarburos pertenecientes al Área Mayor de Socororo necesarios para la estimación por pozo y arena del volumen de arcilla (Vsh), la porosidad efectiva (PHIE), la saturación de agua efectiva (Swe) y la litología expresada en los siguientes términos: Espesor total (Gross), arena neta (AN), relación espesor neto-total (N/G), arena neta petrolífera (ANP) y su permeabilidad total (K), así como también, determinar en la arena, los contactos de fluidos presentes como el del gas-petróleo (G/O) y petróleo-agua (O/W).

La interpretación cuantitativa de los 101 pozos perforados en el Campo Socororo se realizó en PetroUCV en el año 2005 con la ayuda del paquete computarizado "Interactive Petrophysics" de la empresa Schlumberger. Los cálculos se realizaron a partir de los archivos ".Ias" vectorizados por la empresa EGAL con un "step" de 0.5 datos/pie de curva. Estos archivos fueron validados y corregidos por la empresa Schlumberger para PetroUCV en el año 2004.

De los 96 pozos evaluados 57 poseen registros de porosidad del tipo FDL/CNL y 39 poseen solamente registros eléctricos viejos de los años 1939 al 60. Es necesario destacar el ha hecho de que actualmente no se dispone de ninguna información de núcleos para el Área Mayor de Socorro.

A partir de los resultados de la evaluación petrofísica se elaboraron los mapas de isopropiedades para todos los yacimientos del Campo. Estos mapas son los siguientes, espesor total (Gross), arena neta (AN), relación espesor neto-total (N/G), arena neta petrolífera (ANP) y su permeabilidad total (K), Saturación de agua efectiva (Swe) y volumen de arcilla (Vsh). (Ver Apéndice X.3):

Con estos parámetros petrofísicos y los mapas de isopropiedades se calcula el volumen de hidrocarburo (reservas) de cada yacimiento evaluado, primero directamente por método volumétrico, el cual proporciona una medida estática del petróleo o gas en sitio y segundo, directamente por método de balance de materiales el cual proporciona una medida dinámica de los volúmenes de hidrocarburos.

III.1.5 Discusión sobre el Grado de Entendimiento Geológico del Área, Disponibilidad y Calidad del Dato Geológico.

III.1.5.1 Grado de Entendimiento Geológico del Área Mayor de Socorro (AMS).

Los conceptos que se manejan sobre los modelos sedimentológicos, estratigráficos, estructurales y geoquímicas para el AMS son los mismos a los utilizados históricamente en las áreas vecinas y en general en toda el Área Mayor de Oficina. Se concluye así que en el AMS el entrapamiento de hidrocarburos es de tipo estructural, por fallamiento normal de salto moderado o pequeño, en ocasiones menor a 10 pies, que logra formar trampas de hidrocarburos en estas extensas zonas, donde el buzamiento general es leve en dirección Norte, de unos 4°. Desde el punto de vista

sedimentológico, se considera que las arenas de la Formación Oficina (A-U1), del Mioceno, se depositaron en ambientes deltaicos y las correspondientes a la Formación Merecure (U2-U8) del Oligoceno a ambientes fluviales y deltáicos.

Las simplificaciones de estas observaciones y su entendimiento tienen una gran importancia para la explotación del campo, ya que es conocido que las arenas depositadas en tales ambientes se presentan entonces como sucesiones laterales y apilamientos verticales de barras, canales, abanicos de roturas, etc, de gran variabilidad, entre sí, dependiendo de las secuencias de sedimentación. Se ha adelantado un estudio sedimentológico o geológico general que permita determinar geometrías, direcciones, formas, o dimensiones estadísticas de los cuerpos arenosos presentes en el área.

III.1.5.2 Disponibilidad y Calidad del Dato Geológico.

Los siguientes parámetros se encuentran en formato digital, en la base de datos de PetroUCV:

- Mapas.
- Perfiles de Pozos.
- Datos Sísmicos.

También se considera relevante comentar que a la presente fecha no existen núcleos del área.

III.2 Características Generales Oficiales del Yacimiento U2M,L (ES-417)

Desde el punto de vista estructural el yacimiento se encuentra enmarcado dentro de un monoclinal de rumbo noroeste-sureste y buzamiento aproximado de 3° hacia el noreste, atravesado por dos sistemas de fallas predominantes, más o menos perpendiculares entre sí. Sus límites están dados por el sistema de fallas normales, el

primero con una orientación noroeste-sureste, el segundo con orientación noreste-suroeste y al norte un contacto agua petróleo a 3820 pbnm.

En la tabla III.2 se muestra los datos oficiales básicos del yacimiento.

Tabla III. 2 Datos Oficiales Básicos del Yacimiento U2M,L (ES-417).

^a API	14
Area (acres)	1138
h (pies)	24
Volumen (acre-pie)	26925
θ (%)	29
K (md)	1200
So (%)	72
Bo (BY/BN)	1.12
POES (MBN)	38941
Np (MBN)	110
FR (%)	15
Res. Rec. (MBN)	5841
T (°F)	165
Pi (lpca)	1720
Datum (pies)	3770

III.2.1 Revisión y Análisis de las Características del Yacimiento U2M,L (ES-417)

Esta sección se tratará todo lo referente al estudio del yacimiento U2M,L (ES-417), cuya metodología fundamental se basa en un estudio integral de yacimiento, que como se conoce va desde la recopilación, validación de los datos, revisión del modelo

estructural, geológico, petrofísico, así como, un análisis convencional del yacimiento que involucra las características físicas y energéticas del mismo.

Se recopilaron todos los datos de producción de las carpetas de pozos, información petrofísica, geológica a través de una nueva evaluación realizada por PetroUCV, igualmente información general por medio de informes de Corpomene, de tesis de PetroUCV, uso de correlaciones de la literatura y registros de pozos.

III.2.1.1 Revisión del Modelo Geológico Estructural Local

El modelo geológico del yacimiento ES-417, arena U2M,L, se revisó conjuntamente con el personal de Geología, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos de PetroUCV, y basados en nuevas interpretaciones petrofísicas se generó un cambio sustancial del mapa isopaco de arena neta. El mismo será considerado como base para el estudio de este proyecto.

III.2.1.1.1 Descripción estratigráfica

La ubicación estratigráfica de la unidad sedimentaria U2M,L se realizó por el Departamento de Geología de PetroUCV, construyendo secciones orientadas en relación al rumbo y al buzamiento de la sedimentación. La Figura III.3 muestra la sección en dirección al rumbo.

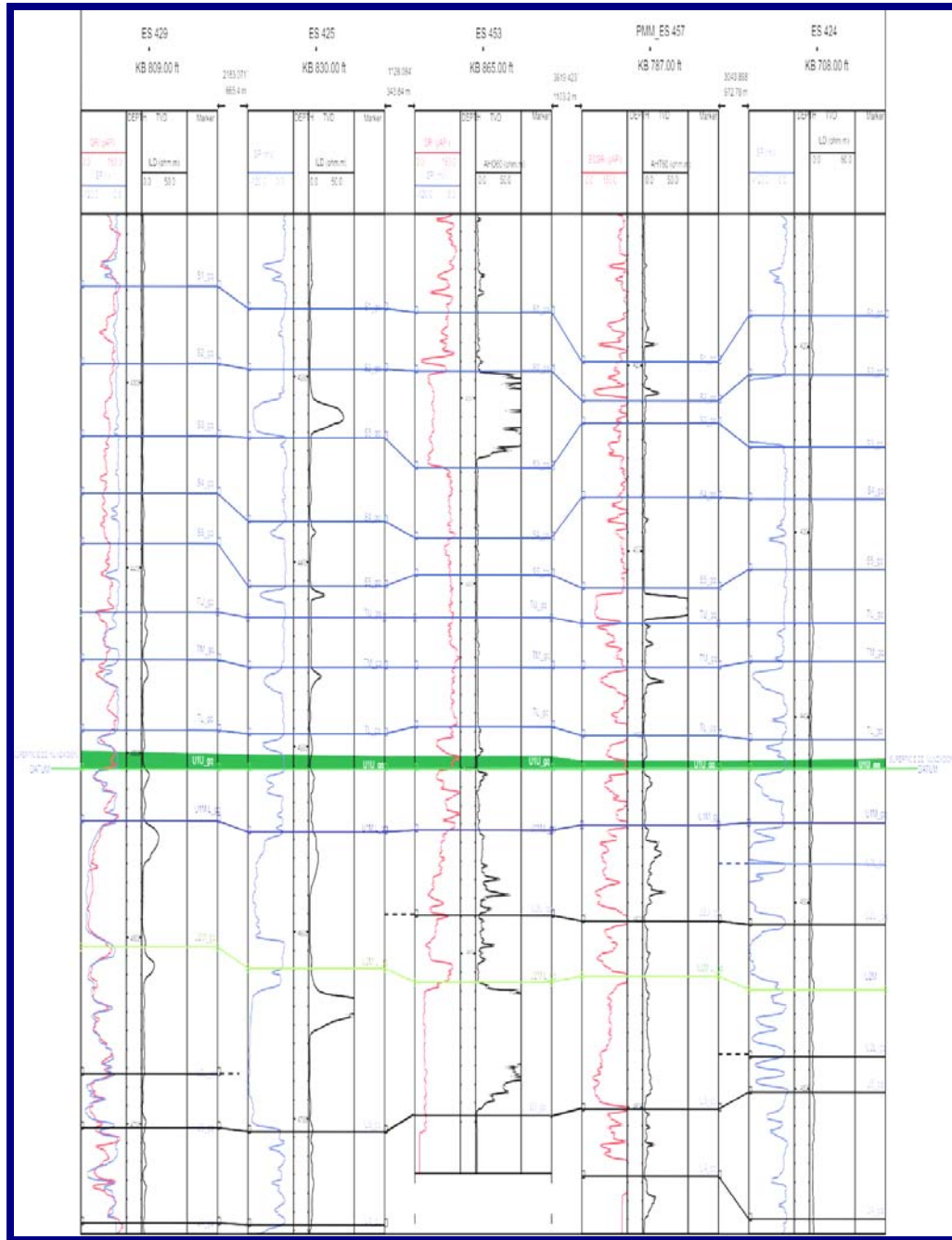


Figura III. 3 Sección Estratigráfica de la Unidad Sedimentaria U2M,L. (Sin escala).

Las secciones estratigráficas fueron construidas tomando como referencia o datum estratigráfico el evento representado por una lutita de origen marino que se presenta consistentemente en toda el área del Campo Socororo Oeste y se ubica hacia la base de la unidad sedimentaria TL y en el tope de la unidad sedimentaria U1U. Esta lutita que al mismo tiempo representa una discontinuidad sedimentaria posterior a la deposición de las barras litorales identificadas como unidad U1U, tal como lo demuestra su distribución grano-creciente en los perfiles eléctricos de los pozos que la atraviesan.

La unidad sedimentaria U2M,L representa un complejo de canales de origen fluvial que dio lugar a un valle inciso en dirección SO-NO.

III.2.1.1.2 Descripción Sedimentológica

A partir de la elaboración de la sección estratigráfica, en el Departamento de Geología de PetroUCV, se construyó secciones estratigráficas estilizadas, en las cuales se interpretan ambientes de sedimentación, procesos sedimentológicos, continuidad lateral de las facies, coalescencias, superficies de erosión, longitud, ancho y espesor de las distintas fases expresadas, etc. A partir de esta información construyó la arquitectura estratigráfica y sedimentológica del área de interés.

En la Figura III.4 se representa la sección estratigráfica estilizada en la dirección del rumbo de la sedimentación que coincide con la dirección de navegación del pozo horizontal en la unidad sedimentaria U2M,L que dio lugar al valle inciso, de aproximadamente 80 pies de profundidad y un ancho de aproximadamente 1500 metros. En dirección a la Cuenca se estimó más de 2 Km.

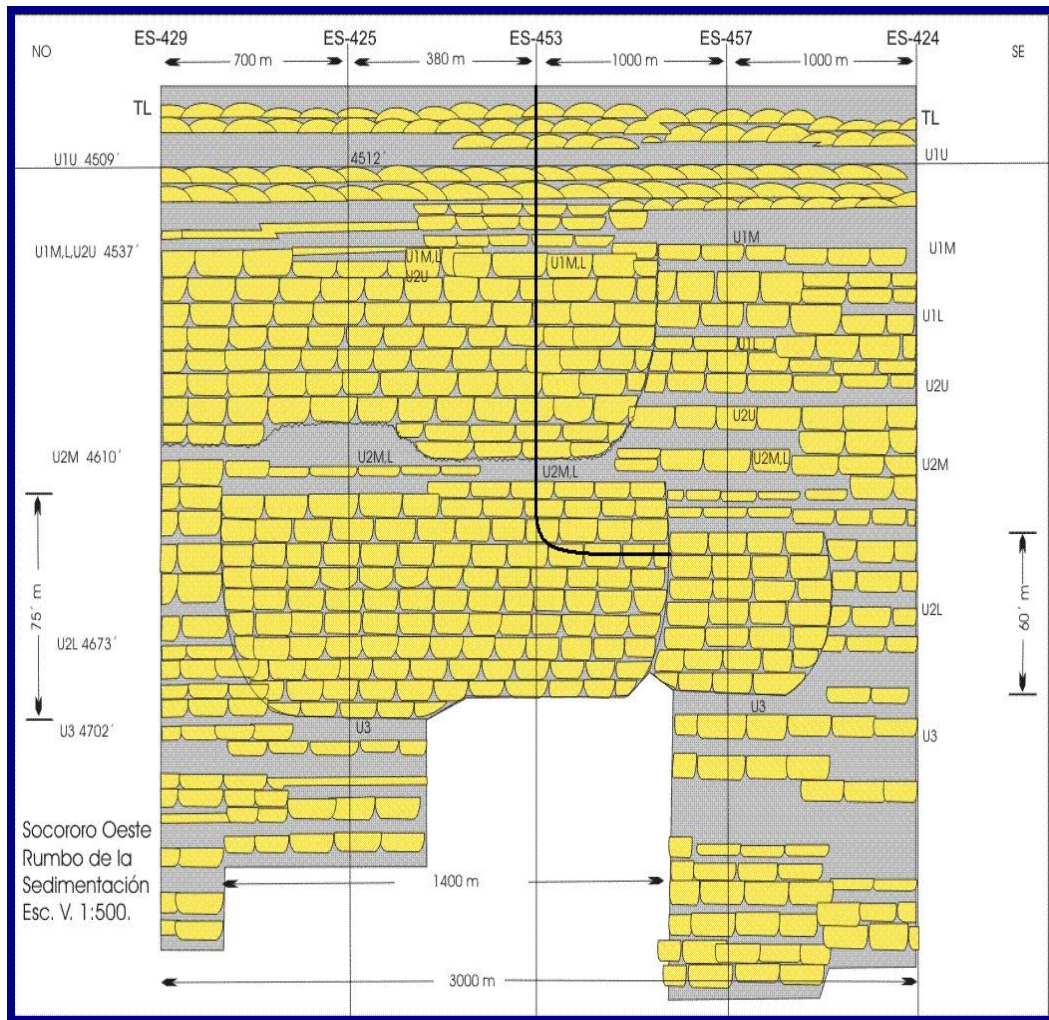


Figura III. 4 Sección Estratigráfica Estilizada en la Unidad Sedimentaria U2M,L. (Sin escala).

Las Figuras III.5 y III.6 (Ver Apéndice X.2) muestran la ubicación sedimentológica regional (canal principal) y el modelo de relleno de valles (Galoway 1999) que coincide perfectamente con U2M,L en el pozo ES-425 mostrado en la sección estratigráfica.

Sobre esta sección se identificaron tres facies de sedimentación, estas tres distintas en el tiempo son reconocidas por sus características desaparición de líneas de tiempo o

marcadores, tal como se observa en la sección estratigráfica estilizada rumbo de la sedimentación. (Figura III.5).

Es de hacer notar que la navegación del pozo horizontal es aproximadamente NO-SE, paralelo al rumbo de las capas y transversal a la dirección de la corriente del complejo de canales que es aproximadamente SE-NO. (Ver Figura III.4)

La dirección del buzamiento de la sedimentación o dirección del complejo de canales U2M,L fue corroborado por el Departamento de Geología de PetroUCV con la construcción del mapa isópaco que muestra el paleodrenaje en la dirección y es respaldado con la construcción de cuatro mapas de facies como son el mapa de distribución de facies, el mapa de net to gross, el mapa de relación arena lutita y el mapa de espesor de arena neta (Ver Apéndice X.3).

III.2.1.1.3 Descripción petrofísica

El objetivo de esta evaluación es determinar los parámetros petrofísicos básicos de la arena U2 M,L del Campo Socororo Oeste necesarios para la estimación por pozo del volumen de arcilla (Vsh), la porosidad efectiva (PHIE), la saturación de agua efectiva (Swe) y la litología expresada en los siguientes términos: espesor total (Gross), arena neta (AN), relación espesor neto-total (N/G), arena neta petrolífera (ANP) y su permeabilidad total (K), así como también, determinar en la arena, los contactos de fluidos presentes como el del gas-petróleo (G/O) y petróleo-agua (O/W).

La interpretación cuantitativa de los 26 pozos perforados en el Campo Socororo se realizó con la ayuda del paquete computarizado "ELAN de Geoframe". Los cálculos se realizaron a partir de los archivos ".Ias" vectorizados por la empresa EGAL con un "step" de 0.5 datos/pie de curva. Estos archivos fueron validados y corregidos por la empresa Schlumberger para PetroUCV en el año 2004.

De los 26 pozos evaluados 19 poseen registros de porosidad del tipo FDC/CNL y 7 poseen sólo registros eléctricos viejos de los años 1939 a 1960.

En la Tabla III.3 se muestran los resultados de la evaluación petrofísica para los pozos que penetraron la arena U2 M,L, donde se destaca para cada pozo el contacto actual petróleo-agua identificado en los registros eléctricos. Este contacto se ubica a la profundidad promedio de 3816 pbnm en el yacimiento U2M,L.

Tabla III. 3 Resultados de la Evaluación Petrofísica para los Pozos que penetraron la Arena U2M,L

Arena U2M,L Socorro Oeste													
Pozo	Arena	Topo	Base	Gross	AN	NG	ANP	Vsh	FH	Sw	K(Timur)	R(1)	Observaciones
ES-453	U2M,L	4720	4805	85	83	0,98	67	0,03	0,31	0,20	1531	200	OW@4787(-3820)
ES-425	U2M,L	4620	4707	87	77	0,88	23	0,01	0,30	0,20	1325	50	OW@4653(-3823)
ES-457	U2M,L	4530	4600	70	62	0,89	56	0,10	0,26	0,40	706	9	OW@4594(-3806)
ES-419	U2M,L	4554	4635	81	51	0,63	51	0,10	0,26	0,40	706	9	Gafito en la base
ES-418	U2M,L	4525	4612	87	84	0,96	53	0,04	0,28	0,20	978	65	OW@4580(-3809)
ES-450	U2M,L	4638	4738	95	88	0,93	40	0,08	0,29	0,20	1142	50	OW@4735(-3820)
ES-417	U2M,L	4525	4608	83	62	0,75	32	0,05	0,29	0,20	1142	50	OW@4572(-3820)
ES-435	U2M,L	4600	4682	82	64	0,78	21	0,05	0,31	0,20	1531	35	OW@4632(-3825)
ES-434	U2M,L	4580	4661	81	73	0,90	11	0,04	0,30	0,30	1325	22	OW@4608(-3825)
ES-432	U2M,L	4527	4612	85	75	0,88	18	0,06	0,29	0,30	1142	33	OW@4555(-3817)
ES-438	U2M,L	4558	4666	108	108	1,00	10	0,05	0,30	0,40	1325	18	OW@4575(-3820)
ES-428	U2M,L	4575	4692	117	104	0,88	20	0,02	0,29	0,30	1142	25	OW@4597(-3829)
ES-436	U2M,L	4579	4718	139	112	0,80	0	0,03	0,28	1,00	978	1,5	Agua
ES-437	U2M,L	4626	4732	106	106	1,00	0	0,05	0,31	1,00	1531	1,5	Agua
ES-423	U2M,L	4553	4666	133	118	0,89	13	0,04	0,30	0,45	1325	9	OW@4576(-3806)
ES-431	U2M,L	4508	4555	57	49	0,86	0	0,06	0,24	1,00	497	2	Agua
ES-429	U2M	4610	4673	63	42	0,67	12	0,10	0,21	0,38	276	14	OW@4622(-3813)
	U2L	4673	4702	29	20	0,69	0	0,01	0,22	1,0	339	1,5	Agua
	Totál	4610	4702	92	62	0,67	12	0,06	0,22	-	339	-	
ES-433	U2M	4653	4685	32	0	0	0	1	0	1,00	0	5	Lutita 100%
	U2L	4685	4733	48	38	0,79	0	0,04	0,30	1,00	1325	2	Agua
	Totál	4653	4733	80	38	0,79	0	0,04	0,30	1,00	1325	-	Agua
ES-421	U2M	4600	4645	45	40	0,89	0	0,02	0,30	1,00	1325	1,5	Agua
	U2L	4645	4688	43	37	0,86	0	0,04	0,30	1,00	1325	1,5	Agua
	Totál	4600	4688	88	77	0,88	0	0,03	0,30	1,00	1325	1,5	Agua
ES-420	U2M	4459	4480	21	4	0,19	0	0,32	0,21	1,00	276	4	Agua
	U2L	4480	4537	57	21	0,37	21	0,01	0,30	0,24	1325	50	Cl
	Totál	4459	4537	78	25	0,32	21				0	-	
ES-424	U2L U2M	4512	4583	71	40	0,56	0	0,01	0,31	1,00	1531	1,5	Agua
	U2L	4583	4602	19	8	0,42	0	0,01	0,31	1,00	1531	2	Agua
	Totál	4512	4602	90	48	0,53	0	0,01	0,31	1,00	1531	-	Agua
ES-445	No Penetró												
ES-452	No penetró total a arena, Si a nente 14 pies petrofísico en su topo												
ES-448	No penetró, No se registró (no logging)												
(1) ⇒ Resistividad de la zona petrofísica, la zona acuífera tiene una resistividad promedio de 1,5 ohm m													

Los valores de **corte (cutoff)** utilizados para el conteo de la arena neta (AN) y la arena neta petrolífera (ANP) son los siguientes:

$$Vsh \leq 0.45$$

$$0.15 \leq \Phi_e \leq 0.31$$

$$Sw \leq 0.50$$

A partir de los resultados de la evaluación petrofísica se elaboraron los mapas de isopropiedades para el yacimiento U2 M,L. Tales como: espesor total (Gross); espesor neto vs espesor total (N/G); arena neta (AN); arena neta petrolífera (ANP); porosidad (ϕ); permeabilidad (K); saturación de agua (S_w) y volumen de arcilla (Vsh). Ver Apéndice X.3

De la interpretación de los mapas mencionados se determinaron las siguientes propiedades petrofísicas que se esperan encontrar en la sección horizontal de la localización **Pozo 1H** en el yacimiento **U2 M,L**. (Ver Tabla III.4)

Tabla III. 4 Propiedades Petrofísicas la Sección Horizontal de la Localización Pozo 1H.

Porosidad (v/v)	K (darcys)	Sw (v/v)	Vsh (v/v)	N/G (v/v)	Rt (ohmm)
0.29 - 0.30	1 – 1.5	0.20 – 0.30	< 0.10	0.90	50 - 100

CAPITULO IV METODOLOGÍA

Con el fin de alcanzar los objetivos propuestos en este trabajo se siguió una metodología basada en una serie de etapas, como se muestra en el siguiente esquema:



Esta investigación se caracteriza por cumplir una metodología combinada entre observación directa, documental y analítica, ya que se emplean gráficos para la interpretación de los análisis de los resultados, así como para las recomendaciones de este estudio. Este trabajo se orienta a la definición y análisis de factibilidad técnico económico de la **Localización Pozo 1H** para el Campo Socororo Oeste. De igual manera, esta información será el punto de partida que se utilizará para desarrollar la ingeniería básica a manejar para la ejecución del proyecto, dejando la oportunidad para el desarrollo de la ingeniería de detalle del mismo.

IV.1 Revisión Bibliográfica

Se realizó una revisión bibliográfica buscando principalmente la tecnología actual de perforación, completación y producción de pozos horizontales, a través de libros especializados y publicaciones de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), que permitió recopilar los conocimientos necesarios para elaborar un marco teórico que abarcara los fundamentos teóricos indispensables para la comprensión de este estudio.

IV.2 Recopilación de la Información

Se realizó la recolección y clasificación de la información del yacimiento U2M,L (ES-417) en el Área Mayor de Socororo Oeste al sur del Estado Anzoátegui, la cual consistió en la búsqueda de la población en estudio y su data correspondiente (producción de los fluidos del yacimiento, propiedades de los fluidos y de la roca, presiones) así como también de la información geológica y estudios previos.

IV.3 Ubicación del Pozo y Estimación de la Producción

Luego que se analizó la data suministrada, especialmente la geológica y petrofísica, se procedió a seleccionar la ubicación geográfica del pozo horizontal, la cual se basó en la elección de la zona que mejor características petrofísicas y estructurales presentara, que no se encontrase cerca del contacto agua-petróleo, que no colisionara ni afectara el área de drenaje de los pozos vecinos y se obtuviera el mayor recobro.

Para la determinación del índice de productividad (IP), la tasa crítica y tiempo de irrupción del pozo horizontal, se realizaron por diferentes métodos, con la finalidad de comparar los diferentes resultados obtenidos y utilizar el que mejor se ajuste.

Con la finalidad de saber la tasa de producción del pozo se realizó un análisis de sensibilidades, graficando Producción Acumulada (N_p) Vs Tasas (Q_o). Para ello se tomó como potencial máximo la tasa de petróleo con el índice de productividad

calculado y como tasa mínima la tasa crítica. De esta forma se calculó los N_p para distintos tiempos de irrupción con un porcentaje de agotamiento de la tasa del 26% anual, (establecido como valor de la declinación de producción para el Campo Socororo), de esta forma se obtuvo la tasa de producción, a la cual se le realizaron estudios de factibilidad y se estimó la manera como el Pozo 1H contribuye con el aumento del factor de recobro. Para estos cálculos se asumió:

- Yacimiento anisotrópico.
- Pozo perforado sin daño.
- Tasa de producción ininterrumpida y constante en el tiempo.

IV.4 Uso de los Paquetes Computacionales

Luego de obtenida la data del yacimiento, se procedió a cargar la misma en los programas de ingeniería de diversas compañías (disponibles en PetroUCV/PDVSA) tales como:

- Diseño de la trayectoria del pozo (Compass).
- Diseño de los puntos de asentamiento de los revestidores. (Casing Seat).
- Diseño de los tipos de revestidores. (Stress Check).
- Calcular la curva de comportamiento del pozo “IPR” y la curva de comportamiento de la tubería de producción “TPR”. (Pipesim).
- Análisis de factibilidad económica. (MAEP).

IV.4.1 Diseño de la Trayectoria. (Compass)

Los criterios empleados para el diseño de trayectorias en esta área son los establecidos por PDVSA para la construcción de un pozo radio largo y se describen a continuación:

- Máxima rata de construcción de ángulo (dogleg) antes del punto de ubicación de la bomba de producción: **3°/100 pies**.
- Tangente de al menos **120 pies** con un mínimo de **45°** y un máximo de **60°** de inclinación; luego construir hasta 85° hasta alcanzar el tope de la arena objetivo con dogleg máximo de **7°/100 pies**.

Se cargó de igual forma los “Surveys” de los pozos vecinos ES-453 y ES-457 en la sección Anticolisión para así determinar si se presentaban problemas de colisión entre el Pozo 1H y los pozos verticales referidos anteriormente.

IV.4.2 Puntos de Asentamiento de Revestidores (Casing Seat).

Se utilizó el tren de presión de poro y gradiente de fractura para el área, la trayectoria del pozo, topes formacionales e información de pozos vecinos. Las consideraciones de diseño tomadas en cuenta fueron:

- Margen de sobre balance 0.5 lpg.
- Límite para pega diferencial 1500 - 2000 lpc.
- Tolerancia a arremetida 0.5 lpg.

IV.4.3 Diseño de Revestidores. (Stress Check)

Determinados los puntos de asentamiento y diámetro de los revestidores, se asumieron condiciones de pérdida de circulación total, se definieron las cargas actuantes en cada sección de tubular y se manejaron los factores de diseño establecidos por PDVSA. La Tabla IV.1 muestra dichos valores:

Tabla IV. 1 Valores mínimos de los Factores de Diseño, según PDVSA, para Revestidores y Tubería de Producción.

	Colapso	Estallido	Tensión	Compresión	VME
Conductor	1,0	--	--	--	--
Superficie	1,0	1,1	1,6	1,3	1,25
Protección	1,0	1,1	1,6	1,3	1,25
Producción	1,1	1,1	1,6	1,3	1,25
Tubería de Producción	1,1	1,1	1,6	1,3	1,25

IV.4.4 Determinación de la Curva de Comportamiento del Pozo “IPR” y la Curva de Comportamiento de la Tubería de Producción “TPR” (Pipesim)

Utilizando el valor del IP calculado por la ecuación de Joshi, se cargó la trayectoria del pozo cada 100 pies, se cargo la data del yacimiento y el esquema de revestidores previamente diseñado para el pozo. Las consideraciones del diseño tomadas en cuenta para correr el programa fueron:

- Ecuación de Vogel para yacimientos saturados.
- Tubería de producción de 4 ½”.
- Revestidor de superficie de 13 3/8”, revestidor intermedio de 9 5/8” y liner ranurado colgado de 7”.
- Trayectoria del pozo.
- Pozo Perforado sin daño.
- Presión de cabezal de 110 psig.
- Pozo produciendo por flujo natural.

IV.4.5 Análisis de Factibilidad Económica (MAEP)

En esta fase se determinó los parámetros de Eficiencia de la Inversión, Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VPN). El escenario económico considerado, año base 2004-Moneda 2004. 2150 BS/ \$.

La información base utilizada para la evaluación fue:

- Producción promedio por pozo: 1100 BNPPD.
- Gravedad API promedio: 14.
- Porcentaje de Declinación: 26%.

Costo de Producción: 4905 Bs/Bbl.

De igual forma se realizó la comparación en el precio estimado de la construcción del Pozo 1H horizontal en relación con los pozos verticales ya perforados en la arena ES-417, con la finalidad de obtener la rentabilidad del mismo.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Este capítulo muestra los resultados más resaltantes obtenidos al aplicar la metodología anteriormente explicada, y se ilustran los comportamientos y tendencias que marcarán la discusión y análisis de este trabajo.

V.1 Ubicación del pozo y Estimación de la Producción

Luego de analizados los distintos mapas de isopropiedades se determinó que la **Localización del Pozo 1H** sería: coordenadas de superficie **N: 974.179 metros** y **E: 315.934 metros** con un azimut de **124.52 grados**, coordenadas del Punto de Entrada a la arena **N: 973.959 metros** y **E: 316.254 metros** y final del brazo horizontal **N.- 973.759 metros** y **E: 316.564 metros**, en una ubicación 20 metros en superficie al Sur del pozo **ES-453**. Esto debido a las excelentes propiedades petrofísicas que se observó del yacimiento U2M,L (ES-417). Con esta localización se espera incrementar la producción del área, y por ende aumentar el recobro de reservas.

La longitud de la sección horizontal se determinó a partir de la premisa de drenar toda el área existente entre los pozos ES-453 y ES-417 sin interferir en el área de drenaje de los mismos, a la vez no exceder la longitud de sección horizontal máxima permisible por PDVSA, la cual es de 1200 pies, se decidió entonces utilizar esta longitud.

De igual forma se trató de navegar en el canal distributivo que mejor propiedades petrofísicas presentó con la finalidad de obtener el mayor recobro posible de la arena, por ello es que en definitiva el principio que se propuso como imperativo en la construcción de la sección horizontal del pozo, es el del cambio de resistividad, esto quiere decir que en el momento en que se registre la disminución de la resistividad se

debe parar la perforación porque esto indicaría que se esta entrando en el canal distributivo de peores propiedades petrofísicas.

Para el cálculo del índice de productividad del Pozo 1H según el modelo de Joshi se utilizaron los parámetros mostrados en la tabla V.1

Tabla V. 1 Parámetros utilizados para calcular IP según el modelo de Joshi.

°API	14
Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)	1,12
Viscosidad (cP)	20
Espesor de arena neta petrolífera (Pies)	60
Porosidad (%)	29
Índice de anisotropía	0,7
Permeabilidad (md)	1200
Radio del pozo (Pies)	0,292
Longitud de sección horizontal (Pies)	1200
Espaciamiento entre pozos en el Campo (Pies)	1148
Presión estática de yacimiento (Lpc)	1720
Presión de fondo fluyente (Lpc)	1630

Obteniéndose un valor de Índice de Productividad (IPH) de 4.5 BNPD/Lpc.

Luego se calculó el índice de productividad del pozo ES – 453, para el cual se utilizó la ecuación II.8.1 y se utilizaron datos de fecha Marzo de 2005, (Ver Tabla V.2)

Tabla V. 2 Parámetros utilizados para calcular IP del pozo ES – 453.

Tasa de petróleo (BNPD)	200
Presión estática de yacimiento (Lpc)	1720
Presión de fondo fluyente (Lpc)	1628,5

Obteniéndose un valor de Índice de Productividad (IPV) de 2,2 BNPD/Lpc.

Tal como se esperaba el IPH es el doble del IPV, esto es debido ya que con el Pozo 1H se incrementa el contacto con la arena productora.

Es necesario mencionar que en los cálculos de productividad del pozo horizontal no fue tomado en cuenta el daño a la formación primordialmente porque no se ha perforado y resulta imposible tener un estimado preciso, de igual forma existe una incertidumbre asociada a los datos involucrados para el calculo del índice de anisotropía, ya que no se tienen datos de núcleos de la zona, por lo que el valor de la permeabilidad vertical fue asumido como el 70 % de la permeabilidad horizontal, usado para campos vecinos a Socororo, pero si este índice de anisotropía fuese aún mayor se incrementaría proporcionalmente el IP, lo que se traduciría en mayor potencial de producción.

En cuanto a la Tasa Crítica y los Tiempos de Irrupción, los resultados obtenidos por el modelo estudiado se muestran en la Tabla V.3

Tabla V. 3 Valores de Tasas Críticas y Tiempos de Irrupción por diferentes Métodos.

Tasas Críticas (BNPD)	
Oskan & Raghavan	360

Tiempos de irrupción (días)	
Oskan & Raghavan	2310

Por los resultados obtenidos en los diferentes modelos, se asume que el modelo de Ozkan y Raghavan es el que mejor se ajusta a las condiciones del yacimiento en estudio. Ya que estos consideran yacimientos con empuje de agua, cocientes de movilidad igual a uno, presión capilar despreciable, un yacimiento anisotrópico y homogéneo. Supone un promedio de las correlaciones para reproducir de forma aproximada la respuesta del yacimiento a las diferentes configuraciones del pozo, se tiene entonces una Tasa Crítica de 360 BNPD y un tiempo de irrupción de 2310 días. Para determinar la tasa de producción de petróleo, lo primero que se realizó fueron sensibilidades del petróleo que se produciría con diferentes tasas de producción con su respectiva declinación en el tiempo (26%) hasta el momento en que se espera la irrupción del agua en el pozo, el cual por supuesto también fue calculado usando el modelo de Oskan y Raghavan para cada tasa de producción (ver Tabla V.4 y Figura V.1)

Tabla V. 4 Sensibilidades realizadas para estimar el mayor petróleo producido.

Tasa de Petróleo (BNPD)	Tiempos de Irrupción (Años)	Petróleo producido (Np) (BNP)
300	8,4	405.750
400	7,6	519.600
500	5,0	568.000
600	4,2	608.500
700	3,6	653.780
800	3.1392	683.050
900	2.7904	728.550
1000	2.5111	748.320
1100	2.283	772.100
1200	2.09	771.400
1300	1.79	474.820

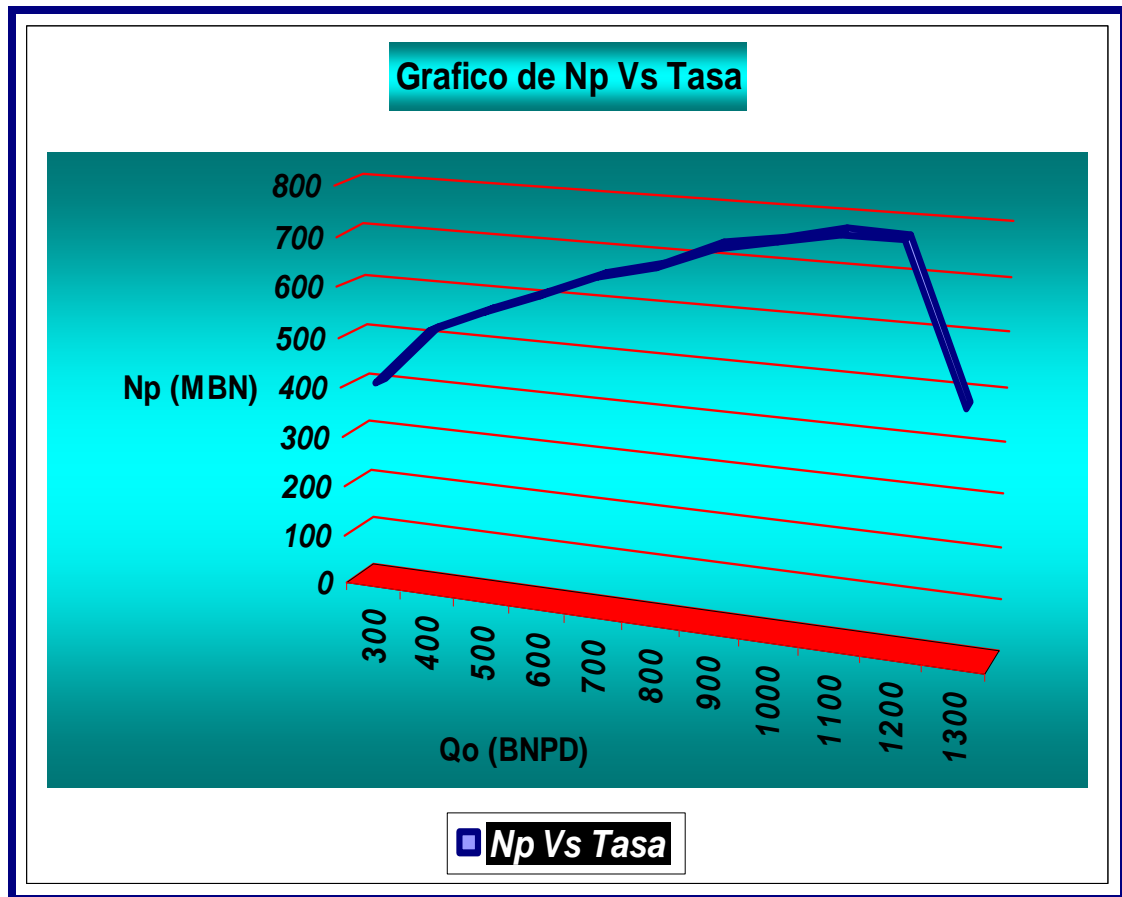


Figura V. 1 Gráfica de Petróleo Producido vs Tasas de Producción de Petróleo.

La tasa a la que se espera producir el Pozo 1H es de 1100 BNPD, la cual representa el valor de tasa de producción con la que se obtendrá el mayor recobro, el cual se estima sea de un 13,4% de las reservas remanentes del yacimiento (571 MBN).

Luego se estudió la factibilidad de lograr esta tasa de producción de 1100 BNPPD y por datos obtenidos del Campo Melones, el cual también es perteneciente al Área Mayor Oficina, se obtuvo tasas de producción de pozos horizontales que operan en la

actualidad, que poseen una gravedad API de 8 grados, viscosidades mayores a 100 cP y longitud de la sección horizontal de 1200 pies; como por ejemplo:

- El pozo MEL-202 produce 1336 BFPD (23% Ay S).
- El pozo MEL-210 produce 943 BFPD (34% Ay S).
- El pozo MEL-217 produce 720 BFPD (0.6% Ay S).
- El pozo MEL-219 produce 685 BFPD (34% Ay S).

Estos datos de producción fueron suministrados por PetroUCV, con fecha Diciembre 2004.

Las características petrofísicas del yacimiento U2M,L (ES-417) son mejores que las del Campo Melones anteriormente mencionado, la zona de navegación del Pozo 1H posee un valor de permeabilidad de 1200 md, porosidad 0.29%, espesor de arena neta petrolífera de 60 pies, viscosidad de petróleo de 20 cP, saturación de agua de 0.28 y gravedad API 14° con una longitud horizontal de 1200 pies, por lo que comparando dicho campo es notorio que el yacimiento en estudio, teniendo mejores características petrofísicas puede aportarle al Pozo 1H una tasa de producción de 1100 BNPD.

De igual forma es importante destacar que el pozo desviado ES-453 atravesó 80 pies de la arena en estudio y actualmente tiene una producción de 200 BNPD, con el Pozo 1H que tendrá 1200 pies de contacto con dicha arena se garantiza la tasa de producción determinada en este estudio, 1100 BNPD.

Luego se estimó la manera como el Pozo 1H contribuye con el aumento del factor de recobro, reproduciendo el programa de explotación planteado para el yacimiento U2M,L (ES-417) el cual contempla la reactivación del pozo ES-419A, la perforación de los pozos ES-452, ES-453, ES-457, la localización E-PX (pozo inclinado) y se

añadió la localización Pozo 1H (pozo horizontal). Conformándose así, el conjunto de pozos encargados de drenar el yacimiento U2M,L (ES-417).

Para establecer el pronóstico de producción de los pozos activos, las nuevas localizaciones y el pozo a ser reactivado se utilizó el valor de declinación de producción establecido para el Campo Socororo Oeste (26%) y se estimó las tasas de producción hasta llegar a la tasa de abandono de 25 BNPD, se graficó tasa de petróleo versus tiempo y el área bajo cada curva representa el petróleo producido por cada pozo hasta el abandono. (Ver Figura V.2).

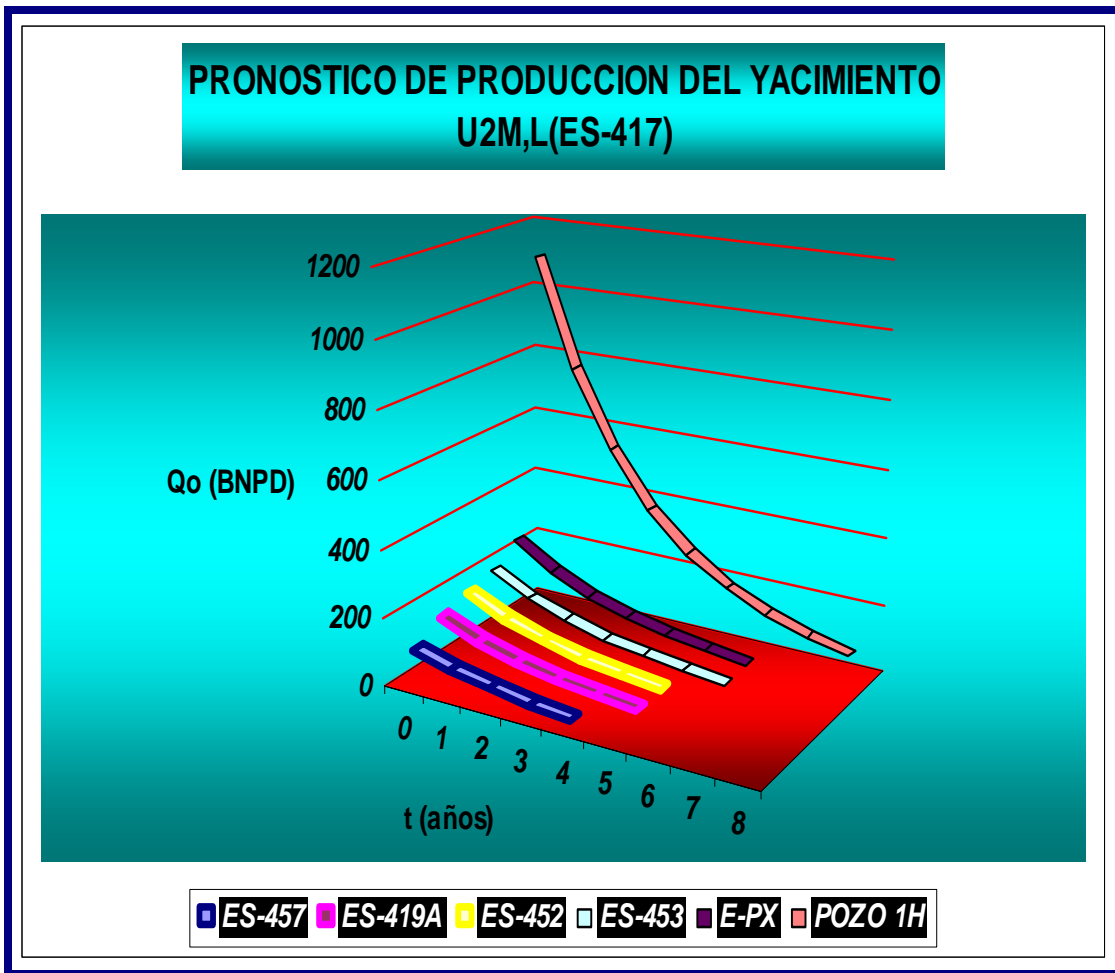


Figura V. 2 Pronóstico de Producción del Yacimiento U2M,L(ES-417).

Por lo que el estimado de producción es el que se presenta en la Tabla V.3:

**Tabla V. 5 Pronóstico de Producción Acumulada para el
Yacimiento U2M,L (ES-417).**

POZO	TASA INICIAL (BNPPD)	Np (MBN)	Factor de Recobro Reservas Remanentes (%)
ES-419A	150	116	2
ES-452	175	148	2.6
ES-453	200	169	3
ES-457	100	52	1
E-PX	220	197,3	3.4
POZO 1H	1100	772,102	13.4

Es necesario comentar que para el Pozo 1H sólo se presenta un estimado de producción hasta el momento de irrupción del agua, pero si luego de irrupción existen instalaciones de superficie y/o se realizan procedimientos de rehabilitación que permitan el manejo del agua entonces el Pozo 1H aportará un mayor recobro que el presentado en la tabla V.5.

El pronóstico de producción acumulada para el yacimiento es de 1454,4 MBN de petróleo luego de declinada la producción de los pozos, lo cual representa un factor de recobro de 25,4 % de las reservas remanentes (5731 MBN) del mismo.

V.2 Diseño de la Trayectoria

EL punto de inicio de desviación (KOP) se encuentra a una profundidad de 2850 pies (MD).

- Rata de construcción de ángulo (dogleg) antes del punto de ubicación de la bomba de producción: **3°/100 pies.**
- Tangente de **127 pies** con una inclinación de **50°**; luego construir hasta 85° hasta alcanzar el tope de la arena objetivo a una profundidad de 4582 pies (TVD) con dogleg de **6,3°/100 pies.**
- El punto horizontal se alcanzó con un dogleg de 1°/100 pies a una profundidad de 4602 pies (TVD).
- Se navegó para construir la longitud horizontal del pozo hasta alcanzar 6385 pies (MD), es decir, que la longitud horizontal del pozo es de 1200 pies.
- No existe colisión con los pozos vecinos.

La Figura V.3 muestra los valores de profundidad medida, inclinación, azimuth, profundidad vertical verdadera, longitudes NS y EO, la sección vertical, severidad de la pata de perro, los giros y longitud por sección de la Trayectoria/Dirección del Pozo- 1H de acuerdo al diseño propuesto.

	MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (deg/10)	T.Face (deg)	Build (deg/10)	Turn (deg/10)	CL (ft)	Section Type	Target
1	0.0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00		Tie Line	
2	2850.0	0.00	0.00	2850.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	2850.0	Inc Azi MD	
3	4489.8	49.93	124.51	4290.0	-379.8	552.5	670.4	3.04	0.00	3.04	0.00	1639.8	OPT AL TVD	
4	4617.2	49.93	124.51	4372.0	-435.0	632.8	767.9	0.00	0.00	0.00	0.00	127.4	(ditto)	
5	5173.8	85.00	124.51	4582.0	-721.8	1049.8	1274.0	6.30	0.00	6.30	0.00	556.6	(ditto)	PE (4582.0)
6	5632.5	90.00	124.51	4602.0	-981.3	1427.3	1732.1	1.09	0.00	1.09	0.00	458.7	Inc Azi TVD	
7	6384.5	90.00	124.51	4602.0	-1407.4	2047.0	2484.1	0.00	0.00	0.00	0.00	752.0	DT6 Curve	TD (4602.0)
8													Insert Line	

Figura V. 3 Trayectoria del Pozo 1H

Las Figura V.4 a la V.7 muestran la Trayectoria del Pozo 1H cada 100 pies.

A	B	C	D	E	F	G	H	I
MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	N/S (ft)	EW (ft)	V.Sec. (ft)	DLeg (deg/10 Tool)	
0	0	0	0	0	0	0	0	0 TIE LINE
100	0	0	100	0	0	0	0	0 MWD
200	0	0	200	0	0	0	0	0 MWD
300	0	0	300	0	0	0	0	0 MWD
400	0	0	400	0	0	0	0	0 MWD
500	0	0	500	0	0	0	0	0 MWD
600	0	0	600	0	0	0	0	0 MWD
700	0	0	700	0	0	0	0	0 MWD
800	0	0	800	0	0	0	0	0 MWD
900	0	0	900	0	0	0	0	0 MWD
1000	0	0	1000	0	0	0	0	0 MWD
1100	0	0	1100	0	0	0	0	0 MWD
1200	0	0	1200	0	0	0	0	0 MWD
1300	0	0	1300	0	0	0	0	0 MWD
1400	0	0	1400	0	0	0	0	0 MWD
1500	0	0	1500	0	0	0	0	0 MWD
1600	0	0	1600	0	0	0	0	0 MWD
1700	0	0	1700	0	0	0	0	0 MWD
1800	0	0	1800	0	0	0	0	0 MWD
1900	0	0	1900	0	0	0	0	0 MWD
2000	0	0	2000	0	0	0	0	0 MWD
2100	0	0	2100	0	0	0	0	0 MWD
2200	0	0	2200	0	0	0	0	0 MWD

Figura V. 4 Pantalla inicial de la trayectoria cada 100 pies del Pozo 1H.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
2100	0	0	2100	0	0	0	0	0 MWD	
2200	0	0	2200	0	0	0	0	0 MWD	
2300	0	0	2300	0	0	0	0	0 MWD	
2400	0	0	2400	0	0	0	0	0 MWD	
2500	0	0	2500	0	0	0	0	0 MWD	
2600	0	0	2600	0	0	0	0	0 MWD	
2700	0	0	2700	0	0	0	0	0 MWD	
2800	0	0	2800	0	0	0	0	0 MWD	
2850	0	0	2850	0	0	0	0	0 MWD	KOP
2900	1,52	124,51	2900	-0,4	0,5	0,7	3,04	MWD	
3000	4,57	124,51	2999,8	-3,4	4,9	6	3,04	MWD	
3100	7,61	124,51	3099,3	-9,4	13,7	16,6	3,04	MWD	
3200	10,66	124,51	3198	-18,4	26,7	32,5	3,04	MWD	
3300	13,7	124,51	3295,7	-30,3	44,1	53,6	3,04	MWD	
3400	16,75	124,51	3392,2	-45,2	65,8	79,8	3,04	MWD	
3500	19,79	124,51	3487,2	-63	91,6	111,2	3,04	MWD	
3600	22,84	124,51	3580,3	-83,6	121,5	147,5	3,04	MWD	
3700	25,88	124,51	3671,4	-106,9	155,5	188,7	3,04	MWD	
3800	28,93	124,51	3760,2	-133	193,5	234,8	3,04	MWD	
3900	31,97	124,51	3846,4	-161,7	235,2	285,4	3,04	MWD	
4000	35,02	124,51	3929,7	-193	280,7	340,6	3,04	MWD	
4100	38,06	124,51	4010,1	-226,7	329,7	400,1	3,04	MWD	
4200	41,11	124,51	4087,1	-262,8	382,2	463,9	3,04	MWD	
4300	44,15	124,51	4160,7	-301,1	438	531,6	3,04	MWD	

Figura V. 5 Segunda Pantalla de la trayectoria cada 100 pies del Pozo 1H.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
4400	47,2	124,51	4230,6	-341,7	497	603,1	3,04	MWD	
4489,8	49,93	124,51	4290	-379,8	552,5	670,4	3,04	MWD	I.Tang
4500	49,93	124,51	4296,6	-384,2	558,9	678,2	0	MWD	
4600	49,93	124,51	4360,9	-427,6	621,9	754,7	0	MWD	
4617,2	49,93	124,51	4372	-435	632,8	767,9	0	MWD	F.Tang
4650	52	124,51	4392,7	-449,5	653,8	793,4	6,3	MWD	
4700	55,15	124,51	4422,3	-472,3	686,9	833,6	6,3	MWD	
4750	58,3	124,51	4449,8	-495,9	721,4	875,4	6,3	MWD	
4800	61,45	124,51	4474,9	-520,4	757	918,6	6,3	MWD	
4850	64,6	124,51	4497,5	-545,7	793,7	963,2	6,3	MWD	
4900	67,75	124,51	4517,7	-571,6	831,4	1008,9	6,3	MWD	
4950	70,9	124,51	4535,4	-598,1	869,9	1055,7	6,3	MWD	
5000	74,05	124,51	4550,4	-625,1	909,2	1103,4	6,3	MWD	
5050	77,2	124,51	4562,9	-652,5	949,1	1151,8	6,3	MWD	
5100	80,35	124,51	4572,6	-680,3	989,5	1200,8	6,3	MWD	
5150	83,5	124,51	4579,6	-708,4	1030,3	1250,3	6,3	MWD	
5173,8	85	124,51	4582	-721,8	1049,8	1274	6,3	MWD	PE
5200	85,29	124,51	4584,2	-736,6	1071,4	1300,1	1,09	MWD	
5300	86,38	124,51	4591,5	-793,1	1153,5	1399,9	1,09	MWD	
5400	87,47	124,51	4596,9	-849,6	1235,8	1499,7	1,09	MWD	
5500	88,56	124,51	4600,3	-906,3	1318,2	1599,7	1,09	MWD	
5600	89,65	124,51	4601,9	-962,9	1400,6	1699,6	1,09	MWD	
5632,5	90	124,51	4602	-981,3	1427,3	1732,1	1,09	MWD	PH
5700	90	124,51	4602	-1019,6	1483	1799,6	0	MWD	

Figura V. 6 Tercera Pantalla de la trayectoria cada 100 pies del Pozo 1H.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
5200	85,29	124,51	4584,2	-736,6	1071,4	1300,1	1,09	MWD	
5300	86,38	124,51	4591,5	-793,1	1153,5	1399,9	1,09	MWD	
5400	87,47	124,51	4596,9	-849,6	1235,8	1499,7	1,09	MWD	
5500	88,56	124,51	4600,3	-906,3	1318,2	1599,7	1,09	MWD	
5600	89,65	124,51	4601,9	-962,9	1400,6	1699,6	1,09	MWD	
5632,5	90	124,51	4602	-981,3	1427,3	1732,1	1,09	MWD	PH
5700	90	124,51	4602	-1019,6	1483	1799,6	0	MWD	
5800	90	124,51	4602	-1076,2	1565,4	1899,6	0	MWD	
5900	90	124,51	4602	-1132,9	1647,8	1999,6	0	MWD	
6000	90	124,51	4602	-1189,5	1730,2	2099,6	0	MWD	
6100	90	124,51	4602	-1246,2	1812,6	2199,6	0	MWD	
6200	90	124,51	4602	-1302,8	1895	2299,6	0	MWD	
6300	90	124,51	4602	-1359,5	1977,4	2399,6	0	MWD	
6384,5	90	124,51	4602	-1407,3	2047	2484,1	0	MWD	PF

Figura V. 7 Cuarta Pantalla de la trayectoria cada 100 pies del Pozo 1H.

Las pantallas anteriores muestran la trayectoria del pozo, la profundidad del punto de arranque (KOP) que comienza a los 2850 pies (MD), muestra también el punto inicial y final de la sección tangencial donde será colocada la Bomba de Cavidad Progresiva, sección que tendrá una longitud de 127 pies. El punto de entrada a la arena que tiene una inclinación de 85°, el punto donde se alcanza la horizontalidad a 90 grados y finalmente el punto final a 90° a 6385 pies (MD).

La Figura V.8, V.9 y V.10 muestran la vista lateral, vista en planta y gráfico en 3D de la Trayectoria del Pozo 1H.

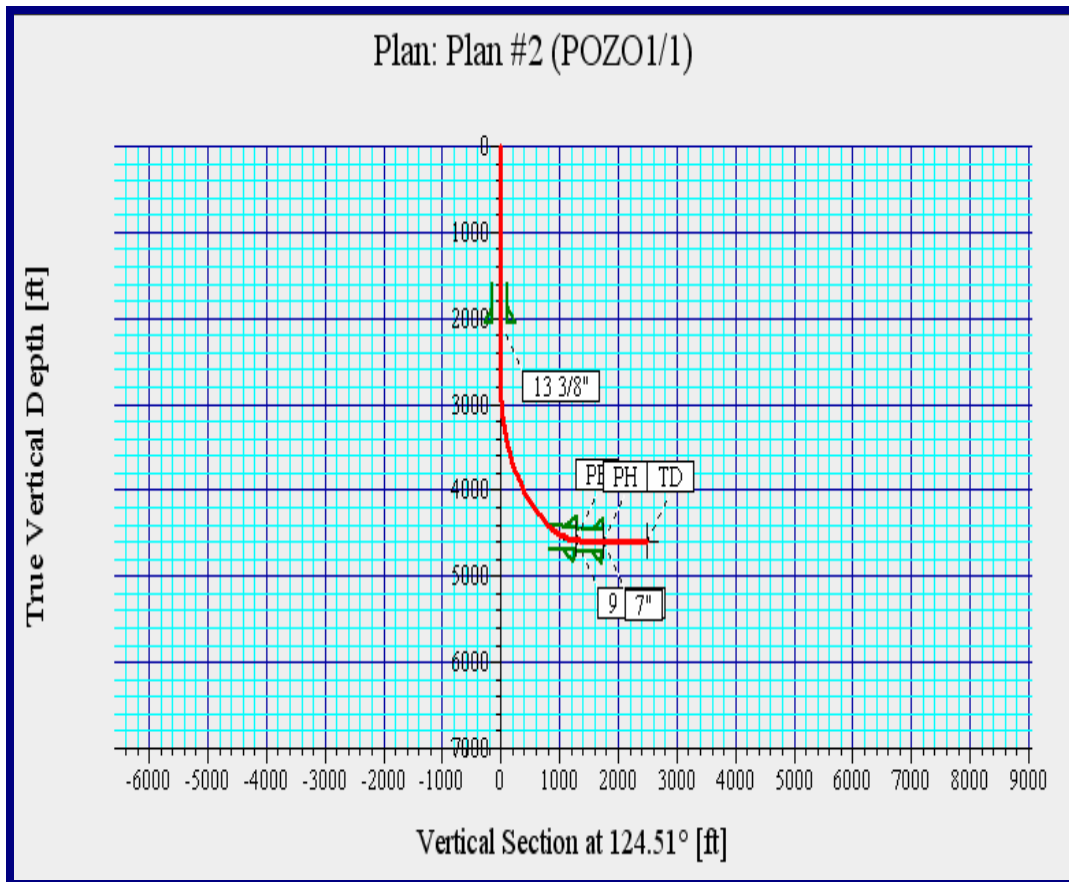


Figura V. 8 Gráfico Vista Lateral del Pozo 1H.

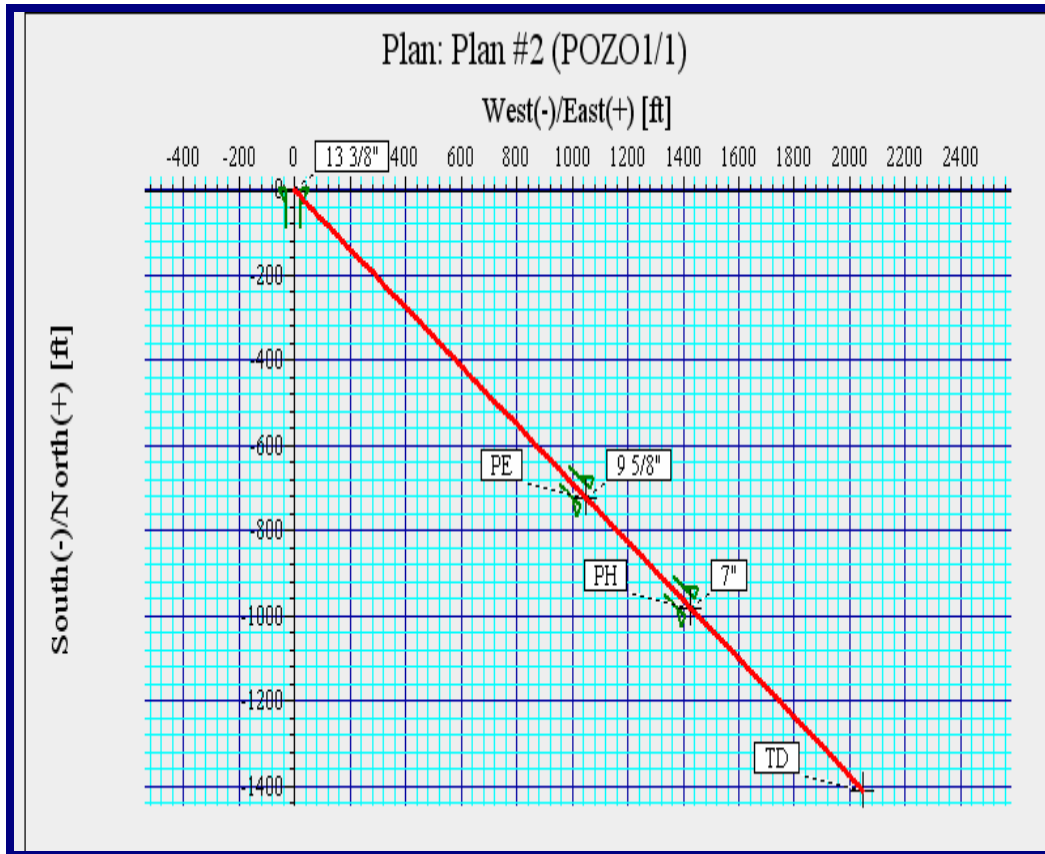


Figura V. 9 Vista de Planta de la Trayectoria del Pozo 1H.

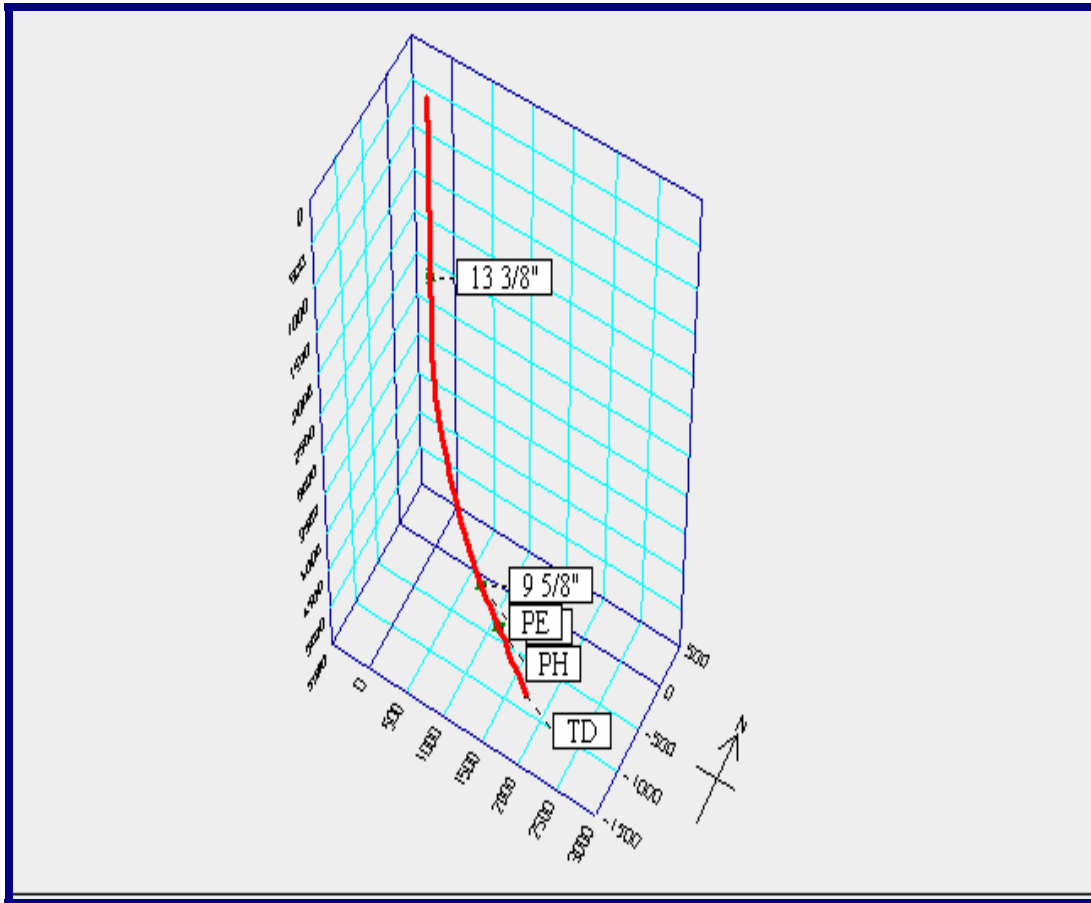


Figura V. 10 Gráfico 3D de la Trayectoria del Pozo 1H

V.3. Puntos de Asentamiento de Revestidores

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

Estos revestidores quedaron asentados de la siguiente manera:

- Revestidor de superficie de 13 3/8" a una profundidad de 1214 pies (MD).
- Revestidor intermedio de 9 5/8" a una profundidad de 5160 pies (MD), al tope de la arena.

- Forro (Liner) ranurado colgado y no cementado de 7” a una profundidad desde 4974 pies hasta 6370 pies (MD).

Estas profundidades no contienen la elevación de la mesa rotaria (la cual es de 14 pies), de esta manera, las profundidades de asentamiento en “MD” representan las respectivas longitudes de los revestidores.

Las Figuras V.11 y V.12 muestran la profundidad de asentamiento de los revestidores y el esquema mecánico del mismo.

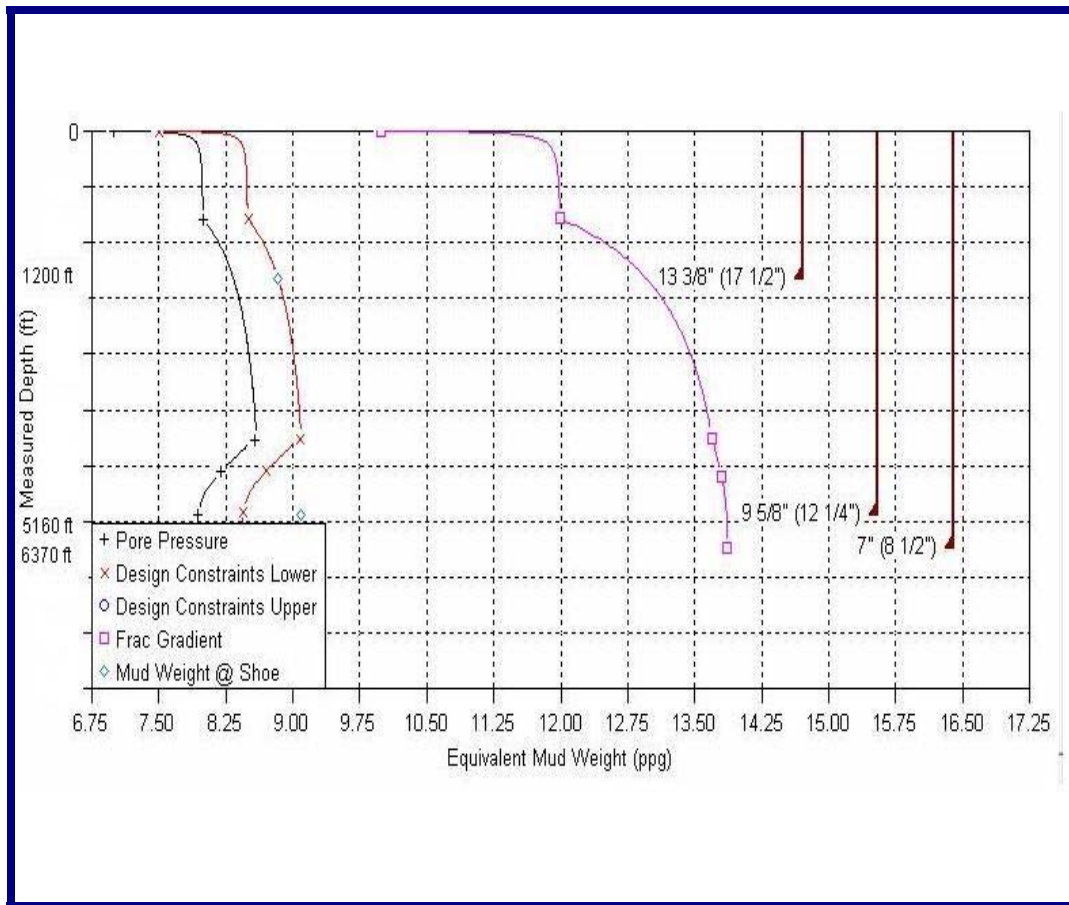


Figura V. 11 Profundidad de Asentamiento de los Revestidores.

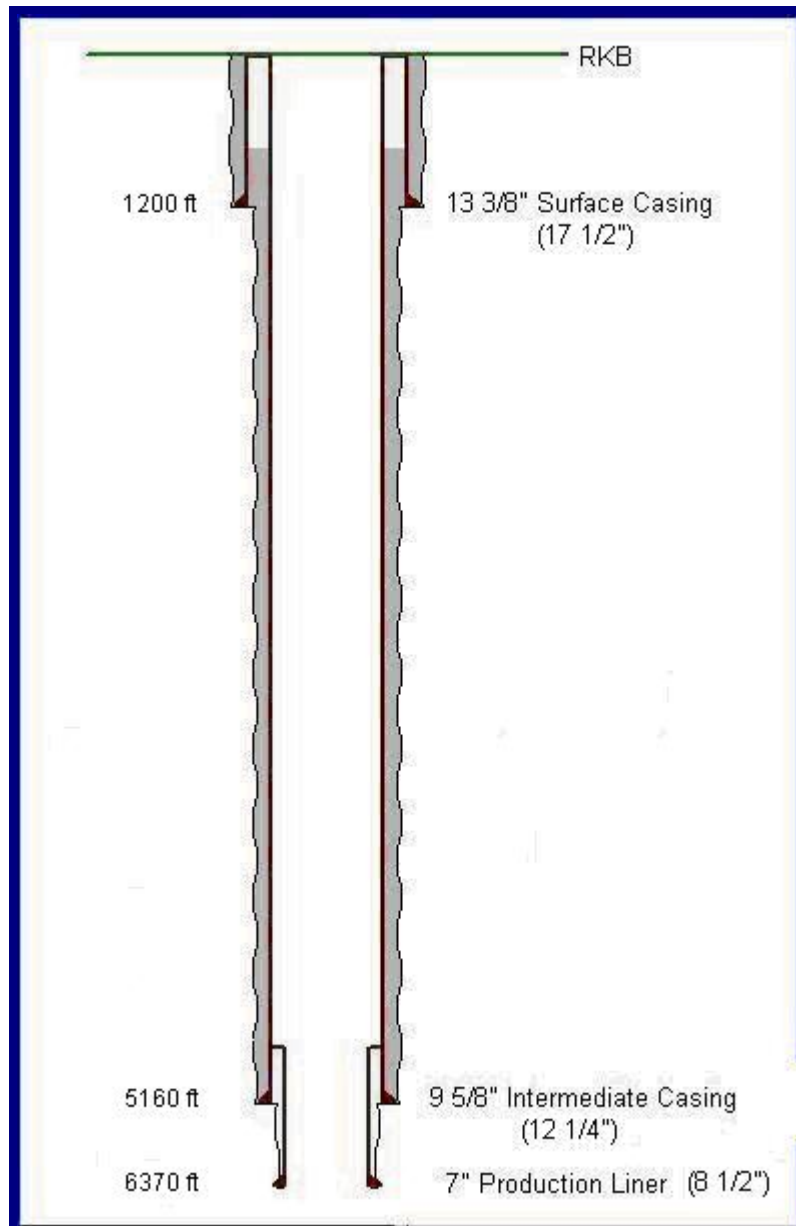


Figura V. 12 Esquema de Revestidores.

Este programa no reproduce resultados para pozos horizontales, por lo que no genera un esquema representativo para la completación del Pozo 1H.

V.3. Diseño de Revestidores

Se determinó que el pozo puede ser completado usando un esquema sencillo de tres revestidores, que para no fallar por esfuerzos de estallido, colapso y axial deben poseer las siguientes especificaciones:

- Revestidor de superficie de 13 3/8", Q-125, 72 lbm/ft, BTC, asentado a los 1214 pies (MD).
- Revestidor intermedio de 9 5/8", Q-125, 53.5 lbm/ft, BTC, asentado a los 5174 pies (MD) hasta superficie.
- Forro ranurado colgado de 7", T-95, 57,1 lbm/ft, BTC, desde los 4974 pies (MD) hasta 6384 pies (MD).

La Figura V.13 muestra la Profundidad de Asentamiento de los Revestidores.

Casing Scheme							
	OD (in)	Name	Type	Hole Size (in)	Measured Depths (ft)		
					Hanger	Shoe	
1	13 3/8"	Surface	Casing	17.500	14	1214	
2	9 5/8"	Intermediate	Casing	12.250	14	5174	
3	7"	Production	Liner	8.500	4974	6384	
4							

Figura V. 13 Tabla de Asentamiento de los Revestidores.

En la Figura V.14 se observan el peso y grado de los revestidores de 13 3/8", 9 5/8" y 7" respectivamente.

String Sections						
	Top, MD (ft)	Base, MD (ft)	OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	Cost (\$)
1	14	1214	13 3/8"	72.00	Q-125	104,072
2						

String Sections						
	Top, MD (ft)	Base, MD (ft)	OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	Cost (\$)
1	14	5174	9 5/8"	53.50	Q-125	182,416
2						

String Sections						
	Top, MD (ft)	Base, MD (ft)	OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	Cost (\$)
1	4974	6384	7"	57.10	T-95	44,168
2						

Figura V. 14 Peso y Grado de los Revestidores de 13 3/8", 9 5/8" y 7" respectivamente.

En la Figura V.15 se muestran el tipo y grado de conexión para los revestidores de 13 3/8", 9 5/8" y 7" respectivamente.

Connections					
	Pipe Section	Connection		Conn Safety Factor (Abs)	
		Type	Grade	Burst	Axial
1	13 3/8", 72.00 lbm/ft, Q-125	BTC	Q-125	3.17	10.38
2					

Connections					
	Pipe Section	Connection		Conn Safety Factor (Abs)	
		Type	Grade	Burst	Axial
1	9 5/8", 53.50 lbm/ft, Q-125	BTC	Q-125	8.33	5.88
2					

Connections					
	Pipe Section	Connection		Conn Safety Factor (Abs)	
		Type	Grade	Burst	Axial
1	7", 57.10 lbm/ft, T-95	BTC	T-95	-----	5.56
2					

Figura V. 15 Tipo y Grado de Conexión para los Revestidores de 13 3/8", 9 5/8" y 7" respectivamente.

V.4 Determinación de la Curva de Comportamiento del Pozo “IPR” y la Curva de Comportamiento de la Tubería de Producción “TPR”

Por los pasos realizados en la metodología se estimaron las curvas de IPR y TPR, obteniéndose la tasa máxima del pozo (4300 BNPD) y el corte más a la derecha de ambas curvas, el cual es el punto de equilibrio y se denomina la tasa óptima de producción del pozo (1865 BNPD).

Para la estimación de la “TPR” se utilizó la configuración de revestidores y la trayectoria del pozo previamente diseñadas, por lo que la incertidumbre se considera despreciable, mientras que para la determinación de la curva de “IPR” si existe incertidumbre, por lo anteriormente mencionado con respecto al cálculo del índice de productividad, para el cual no se tomó en cuenta el daño en la zona productora del pozo y se trabaja con un índice de anisotropía de 0.7, pero sólo con un análisis de núcleos (que no se poseen) se obtendrían los valores exactos de los tensores de permeabilidad del yacimiento U2M,L (ES – 417).

Se tiene un resultado que indica flujo natural y se sabe que los pozos vecinos no fluyen naturalmente y que además no tienen suficiente nivel de sumergencia, por ello sólo es representativo el IP del pozo ES-453 por lo que se propone instalar la bomba de desplazamiento positivo (BCP) con la completación, en la sección tangente, para que el pozo produzca de una vez por bombeo de cavidades progresivas.

Se propone una bomba BCP, primordialmente por las características del Campo Socororo, en el cual no se cuenta con servicio eléctrico y además como históricamente en el campo se han presentado problemas de producción de arena, entonces este tipo de bombas son más eficientes para funcionar bajo estas condiciones.

La Figura V.16 se muestra el comportamiento de las curvas de IPR y TPR del Pozo 1H.

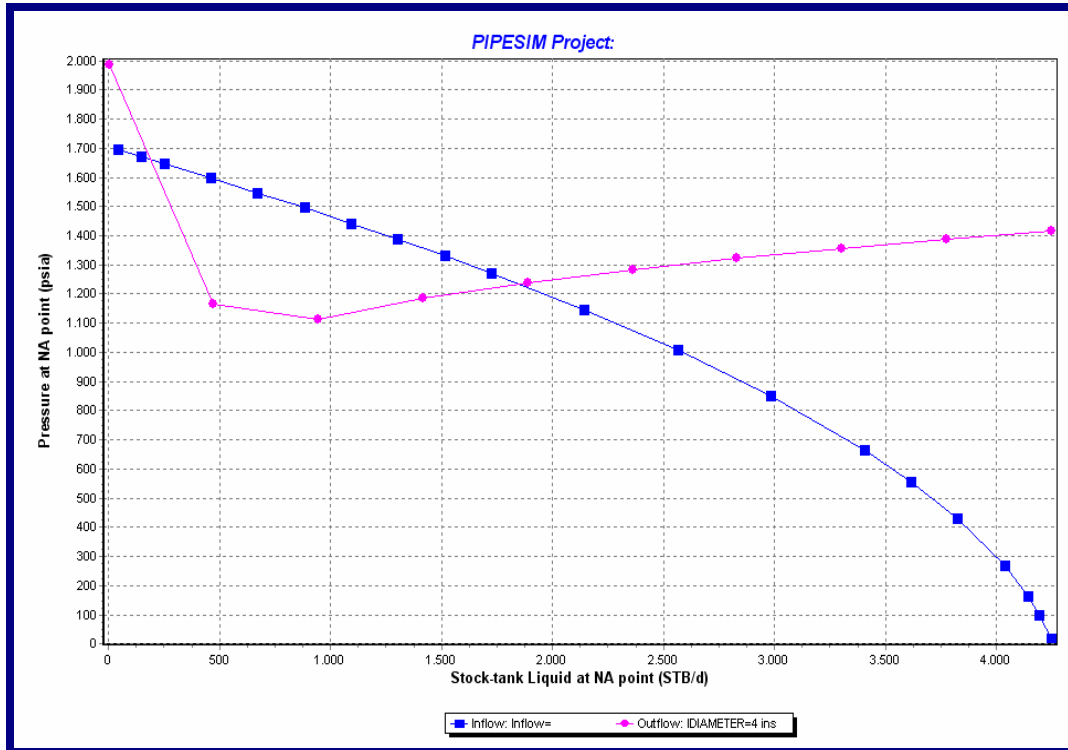


Figura V. 16 Gráfica de IPR y TPR.

V.5 Análisis de Factibilidad Económica

En esta fase se determinó los parámetros de Eficiencia de la Inversión, Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VPN). El escenario económico considerado del Pozo 1H, fue de dos años y tres meses comenzando en el año 2005-Moneda 2005. 2150 BS/ \$.

La información base utilizada para la evaluación fue:

- Producción promedio por pozo: 1100 BNPPD.
- Gravedad API promedio: 14.
- Porcentaje de Declinación: 27%.

Costo de Producción: 4600 Bs/Bbl.

La Figura V.17 muestra los Datos y Resultados arrojados por el programa.

EVALUAR POZO		VER DETALLES		GRÁFICOS		IMPRIMIR EVAL. FRIO		IMPRIMIR EVAL. TERMICO		IMPRIMIR POZOS MODELOS	
EVALUACION DE POZOS (DATOS GENERALES)				RESULTADOS				BASE DE CALCULO			
LOCALIZ. / POZO	POZO 1H			VPN	8.523,63	ESC. PRECIOS	20\$ORS2004BASE				
SEGREGACION	YOPALES NORTE			TIR	120,84%	PARIDAD (Bs/\$)	2150,0				
ACTIVIDAD (Perf, Perf+HAV, Rep, Rep+HAV,	P			Eim	3,85	TASA DESC.(%)	12,00				
PT INIC (MBD)	1,100			TP	0,75	%DECLINACION	27,00				
RGP (PC/BI)	300			PRECIO AÑO1 (\$/BI)	17,66						
DIAS TALADRO	20			PROD. ACUM (MMBLS)	1,22						
°API DE FORMACION	14			COSTO. PROD (Bs/BL)	4.905,48						
COSTO DE POZO (MMBs)	2200			INV. NOGEN (MMBs/MBD)	166,73						
INVERSIONES ASOCIADAS (MMBs)	400,0			INV. TOTAL (MMBs)	3.115,34						

Figura V. 17 Datos y Resultados de las Ecuaciones Económicas.

La Figura V.18 muestra el Gráfico Tornado de la evaluación económica.

TÍTULO DE LA PROPUESTA:	EVALUACION DEL POZO/LOC: POZO 1H							
REGLON N°:	POZO 1H							
FECHA:								
TIPO DE PROPUESTA:	POZO							

%	-35,0%	-25,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	25,0%	35,0%	RANGO
Inversión	4179,99	5421,03	7282,59	8523,63	9764,67	11626,23	12867,27	8687
Precios	4833,80	5888,03	7469,392	8523,631	9577,869	11159,227	12213,465	7380
Gastos	9241,45	9036,36	8728,72	8523,63	8318,54	8010,90	7805,81	1436
Producción	9230,19	9028,32	8725,51	8523,63	8321,76	8018,94	7817,07	1413

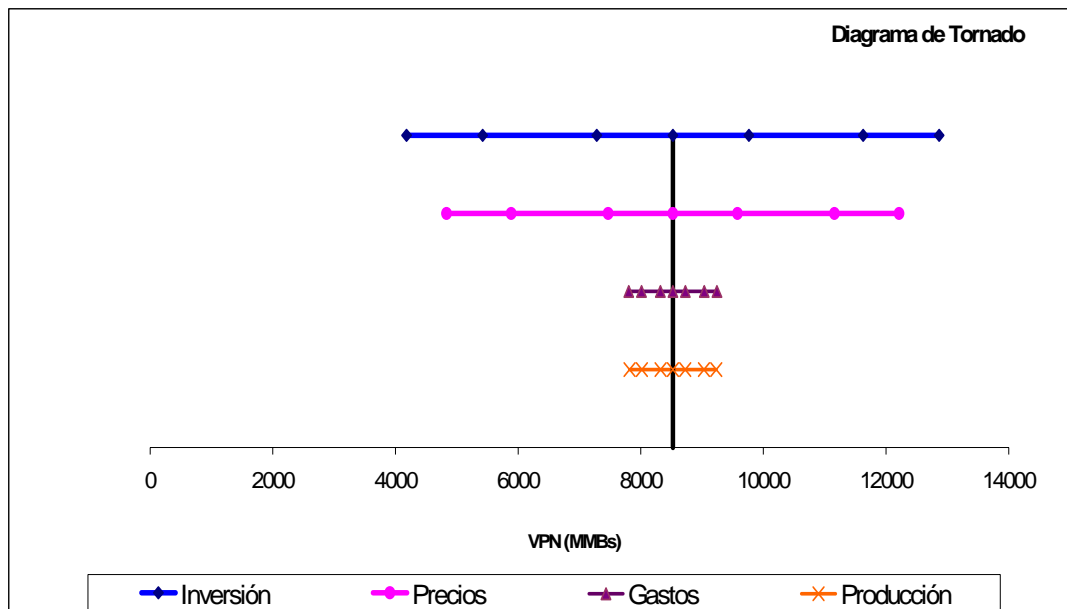


Figura V. 18 Gráfico Tornado de la Evaluación Económica.

La Figura V.19 muestra el Gráfico Araña de la evaluación económica.

NOMBRE DEL EVALUADOR:	
TÍTULO DE LA PROPUESTA:	EVALUACION DEL POZO/LOC. POZO 1H
REGLON N°:	POZO 1H
FECHA:	
TIPO DE PROPUESTA:	POZO

%	-35,0%	-25,0%	-10,0%	0,0%	15,0%	20,0%	60,0%	80,0%
Producción	4833,80	5888,03	7469,39	8523,63	10104,99			
Inversión			8725,506	8523,631	8220,818	8119,880	7312,379	
Precios		5421,03	7282,59	8523,63	10385,19	11005,71		
Gastos			8728,72	8523,63	8216,00	8113,45	7283,09	6882,91

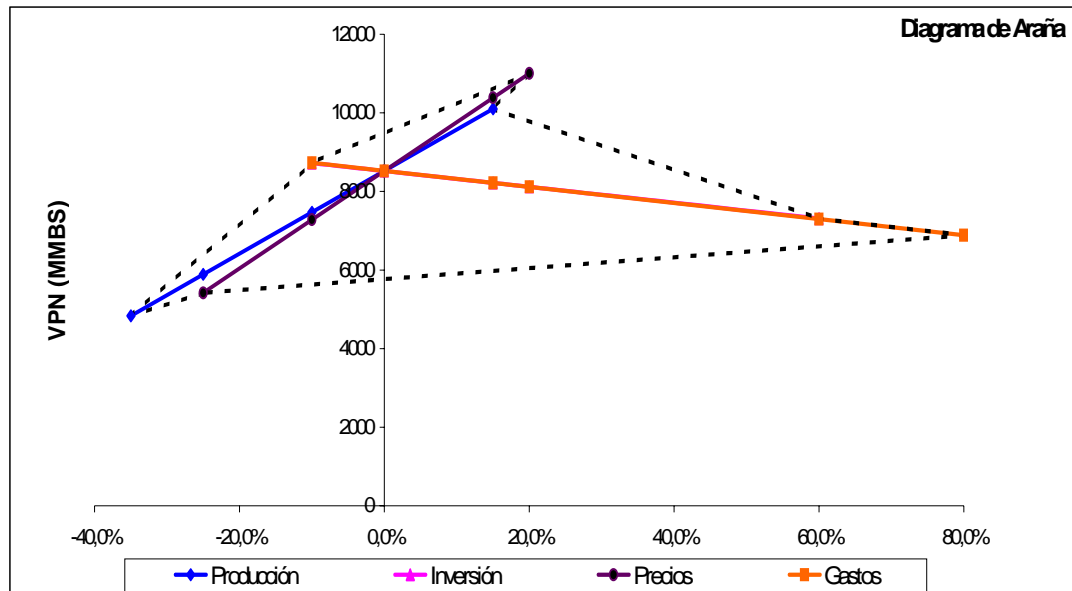


Figura V. 19 Gráfico Araña de la Evaluación Económica.

A continuación se muestran las Figuras V.20, V.21 y V.22 en donde se aprecian los costos reales de perforación y la productividad obtenida de los pozos ES-452, ES-453 y ES-457 respectivamente y el tiempo en el que se espera la recuperación de la inversión de los mismos.

EVALUAR POZO	VER DETALLES	GRÁFICOS	IMPRIMIR EVAL. FRIO	IMPRIMIR EVAL. TERMICO	IMPRIMIR POZOS MODELOS
------------------------------	------------------------------	--------------------------	-------------------------------------	--	--

EVALUACION DE POZOS (DATOS GENERALES)		RESULTADOS		BASE DE CALCULO	
LOCALIZ. / POZO	ES-452	VPN	339,70	ESC. PRECIOS	20\$ORS2004BASE
SEGREGACION	YOPALES NORTE	TIR	16,41%	PARIDAD (Bs/\$)	1450,0
ACTIVIDAD (Perf. Perf+IAV. Rep. Rep+IAV.	P	Eim	1,18	TASA DESC.(%)	10,00
PT INIC (MBD)	0,250	TP	3,17	%DECLINACION	27,00
RGP (PC/BI)	300	PRECIO AÑO1 (\$/BI)	17,66		
DIAS TALADRO	36	PROD. ACUM (MMBLS)	0,28		
°API DE FORMACION	14	COSTO. PROD (Bs/BL)	4.905,48		
COSTO DE POZO (MMBs)	1777	INV. NOGEN (MMBs/MBD)	166,73		
INVERSIONES ASOCIADAS (MMBs)	0,0	INV. TOTAL (MMBs)	1.895,99		

Figura V. 20 Datos y Resultados del Pozo ES-452.

EVALUAR POZO	VER DETALLES	GRÁFICOS	IMPRIMIR EVAL. FRIO	IMPRIMIR EVAL. TERMICO	IMPRIMIR POZOS MODELOS
------------------------------	------------------------------	--------------------------	-------------------------------------	--	--

EVALUACION DE POZOS (DATOS GENERALES)		RESULTADOS		BASE DE CALCULO	
LOCALIZ. / POZO	ES-453	VPN	693,05	ESC. PRECIOS	20\$ORS2004BASE
SEGREGACION	YOPALES NORTE	TIR	26,11%	PARIDAD (Bs/\$)	2150,0
ACTIVIDAD (Perf. Perf+IAV. Rep. Rep+IAV.	P	Eim	1,38	TASA DESC.(%)	12,00
PT INIC (MBD)	0,200	TP	2,35	%DECLINACION	27,00
RGP (PC/BI)	300	PRECIO AÑO1 (\$/BI)	17,66		
DIAS TALADRO	19	PROD. ACUM (MMBLS)	0,22		
°API DE FORMACION	14	COSTO. PROD (Bs/BL)	4.905,48		
COSTO DE POZO (MMBs)	1774	INV. NOGEN (MMBs/MBD)	166,73		
INVERSIONES ASOCIADAS (MMBs)	0,0	INV. TOTAL (MMBs)	1.867,61		

Figura V. 21 Datos y Resultados del Pozo ES-453.

EVALUACION DE POZOS (DATOS GENERALES)		RESULTADOS		BASE DE CALCULO	
LOCALIZ. / POZO	ES-457	VPN	533,46	ESC. PRECIOS	20\$ORS2004BASE
SEGREGACION	YOPALES NORTE	TIR	26,71%	PARIDAD (Bs/\$)	2150,0
ACTIVIDAD (Perf. Perf+IAV. Rep. Rep+IAV.	P	Eim	1,39	TASA DESC.(%)	12,00
PT INIC (MBD)	0,150	TP	2,31	%DECLINACION	27,00
RGP (PC/BI)	300	PRECIO AÑO1 (\$/BI)	17,66		
DIAS TALADRO	18	PROD. ACUM (MMBLS)	0,17		
°API DE FORMACION	14	COSTO. PROD (Bs/BL)	4.905,48		
COSTO DE POZO (MMBs)	1310	INV. NOGEN (MMBs/MBD)	166,73		
INVERSIONES ASOCIADAS (MMBs)	0,0	INV. TOTAL (MMBs)	1.380,13		

Figura V. 22 Datos y Resultados del Pozo ES-457.

Por los resultados observados se puede notar que la inversión del Pozo 1H se recuperará en un tiempo de aproximadamente 9 meses, y a pesar de tener un costo de perforación mayor que los pozos tanto verticales como el desviado existentes en la zona, los cuales tienen un tiempo promedio de pago de 3 años, la inversión se recuperará más rápido, ya que, debido a su tasa de producción se obtuvo una elevada tasa interna de retorno; si se estima un tiempo de “vida” del pozo de 2 años y 3 meses y planteando una estrategia de obtener el mayor VPN, entonces el pozo horizontal diseñado en este trabajo aumentará de manera eficaz el recobro del campo, observándose gran rentabilidad en el proyecto.

CAPÍTULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

VI.1 Conclusiones

- Estratigráficamente el Pozo 1H navegará en la unidad U2M,L identificada como un canal fluvial de dirección buzamiento de la sedimentación SO-NE. La dirección de navegación será NO-SE o rumbo de la sedimentación.
- La unidad U2M,L mostrada en los pozos ES-425 y ES-453 representa una facie fluvial joven y de buena calidad de arena, desde donde se navegará hacia la misma unidad U2M,L de menor calidad en los pozos ES-419 y ES-457.
- El índice de productividad del pozo 1H según Joshi es de 4,5 BNPD/LPC, el cual duplica el índice de productividad de los pozos verticales presentes en el yacimiento U2M,L (ES-417).
- La tasa crítica y el tiempo de irrupción estimados para el Pozo 1H son 360 BNPD y 2310 días respectivamente.
- El Pozo 1H producirá por encima de la tasa crítica a 1100 BNPD.
- El Pozo 1H se clasifica como radio largo y posee un método de curva de construcción tangente simple.
- El Pozo 1H tendrá una completación sencilla, que constará de un revestidor de superficie de 13 3/8 pulgadas, un revestidor intermedio de 9 5/8 pulgadas y un forro ranurado colgado y no cementado de 7 pulgadas.
- De acuerdo a las características del Campo Socororo Oeste el pozo debe producir con una bomba de cavidad progresiva, ubicada en la sección tangencial.
- El Pozo 1H incrementará el recobro de las reservas remanentes del yacimiento U2M,L (ES-417) en un 13,4 %.
- Aplicando los parámetros de eficiencia de la inversión Valor Presente Neto y Tasa interna de retorno, el proyecto es rentable.

VI.2 Recomendación

La Empresa PetroUCV debe perforar el Pozo 1H, en el Campo Socororo Oeste, específicamente en las coordenadas: en superficie **N: 974.179 metros** y **E: 315.934 metros**, Punto de entrada a la Arena **N: 973.959 metros** y **E: 316.254 metros** y final del brazo horizontal **N: 973.759 metros** y **E.-316.564 metros**, en una ubicación en superficie 20 metros al Sur del pozo **ES-453**.

**CAPÍTULO VII
REFERENCIAS**

- Crouse, Philip. **Reservoir Characterization for Horizontal Wells**. III Conferencia Internacional de Tecnología de Pozos Horizontales, del 12-14 de Noviembre 1991. pp 1-15.
- D.K Badu, SPE y Aziz, Odeh, SPE, Mobil R&D Corp. **Productivity of a Horizontal Well**. SPE. 18298.
- Economides, Michael. **Petroleum Production System**. Cap. 2-8. pp 31.
- Economides, Michael. **Petroleum Production System**. Cap. 2-8. pp 36.
- Gamboa, Alba; González, Tirso. **Determinación de la Productividad Máxima en Pozos Horizontales en Función de la Longitud o Sección Horizontal**. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- González, Gedi; Coll, Carolina; Gomero, Helena. Intevep S.A. **Pozo Horizontal Vlc-1184 Reto Tecnológico**. IX Jornadas Técnicas de Petróleo, Maturin-Venezuela del 19-22 de Febrero 1997. pp 1-7.
- Herrera, César; Ordaz, Andrés; Carrasco, José y Sánchez, Carlos. Intevep S.A. **Estado del Arte de las Perforaciones Horizontales en el Sur de Monagas**. IX Jornadas Técnicas de Petróleo, Maturin-Venezuela del 19-22 de Febrero 1997.

- Hyun, Cho; SPE; Subhash, Shan; Mewbourne School of Petroleum and Geological Engineering the University of Oklahoma. **Prediction of Specific Productivity Index For long Horizontal Wells.** SPE. 67237.
- Joshi, S.D., **Horizontal Well Technology**; Penn Well Publication, Tulsa OK, 1991.
- Madail, Wenceslao y Gonzalez, Manuel. **Experiencias en Perforación Horizontal Profunda.** X Congreso Latinoamericano de Perforación, Quito-Ecuador, del 21-24 de Febrero, Tomo II, pp 766-779.
- McCray & Cole. **Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros.** Editorial Continental, S.A. pp 534-536.
- Nathan, Meehan. SPE.Union Pacific Resources Co. **Geological Steering of Horizontal Well.** Revista JPT. Octubre-1994, pp 848-851.
- Ozkan, Istanbul Technical U. R, Raghavan, Texas A&M U. **A Breakthrough Time Correlation For Coning Toward Horizontal Wells.** SPE. 20964.
- Pagani, Miguel; Guidina, Daniel; Pablo, Andrea. **Solicitaciones Mécanicas de las Tubería y Uniones en Pozos Direccionales y Horizontales.** VIII Congreso Latinoamericano de Perforación, Río de Janeiro-Brasil, del 14-16 de Octubre de 1992. pp 202-214.
- PetroUCV, (2005). **Estudios Geológicos del Área Mayor de Socororo.** Trabajos no Publicados. Departamento de Geología. Caracas-Venezuela.
- Short, J.A. **Directional and Horizontal Drilling.** Pp 146-150.

-
- Tovar, José; Guimerans, Rosalvina; Pinto, Fernando y Rodríguez Wilfredo. **Metodología para planificar pozos no convencionales.** Intevep, S.A. Revista Petroleum, Agosto 1996, pp 17-19.

 - Velásquez, César. **Cuantificación de los Riesgos en la Perforación y Completación de los Pozos Horizontales.** Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

 - Vellorí, William; Cabrera, Juan y Nuñez, Angel. Intevep S.A. **Optimización de la Explotación de Yacimientos Maduros mediante la Perforación Horizontal.** IX Jornadas Técnicas de Petróleo, Maturin-Venezuela del 19-22 de Febrero 1997.

CAPÍTULO VIII GLOSARIO DE TÉRMINOS

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

- **API:** American Petroleum Institute, Sociedad Americana de Petróleo, organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobierno y otros.

- **Arcillas:** Minerales muy pequeños con una microestructura en capas y una gran área de superficie.

- **Área:** División geográfica de mayor escala, donde se realizan las operaciones de exploración o producción.

- **Arena:** Material granular suelto, resultante de la desintegración de las rocas, formada principalmente por sílice.

- **Arenas Sucias:** Horizontes que poseen arenas con algún porcentaje de arcilla o Lutitas.

- **Azimut:** Angulo fuera del norte del hoyo a través del este que se mide con un compás magnético, con base en la escala completa del círculo de 360°.

- **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.

- **Campo:** Proyección en superficie del conjunto de yacimientos de hidrocarburos con características similares y asociados al mismo rasgo geológico.

- **Completación:** preparación de un pozo para ponerlo en producción económicamente. Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluido del reservorio hacia la superficie a través de la tubería de producción y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo. El contacto con cada horizonte puede ser alcanzado directamente a hueco abierto o por cañoneo a través de la tubería de revestimiento. Otra definición.- trabajos posteriores a la perforación que tiene por objeto poner el pozo en condiciones de producir.

- **Cañoneo:** método que consisten en perforar la tubería de revestimiento para hacer fluir gas natural y/o petróleo desde el yacimiento hacia el pozo.

- **Casing:** Tubería de revestimiento.

- **Centipoise (cP):** Unidad de viscosidad equivalente a una centésima de poise. Un poise es un gramo por metro-segundo y un centipoise es un gramo por centímetro-segundo.

- **Cenozoico:** Era geológica también conocida como Era Terciaria, que comprende desde el final del Mesozoico hasta el comienzo del Antropozoico, con una duración aproximada de 65 millones de años. Se divide en los períodos Paleoceno, Eoceno, Oligoceno, Mioceno y Plioceno.

- **Cretáceo:** Último periodo de la Era Secundaria, el cual tuvo sus comienzos hace 136 millones de años y que finalizó hace 65 millones aproximadamente.

Es un período en el cual la tierra se encuentra en relativa calma orogénica, semejante paleontológica y paleográficamente al Jurásico.

- **Conificación de agua:** superficie en forma de cono que toma el contacto agua-petróleo alrededor de un pozo de petróleo. Tal superficie se forma cuando la zona productora de petróleo está localizada en una arena cuya parte inferior (fondo de la arena) se levanta agua y debido a la alta rata de producción o empuje hidrostático de fondo, el contacto agua- petróleo se ubica debajo del pozo formando una superficie cónica alrededor del mismo.

- **Corte de agua:** representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.

- **Cuaternario:** Era geológica comprendida entre el Terciario y los tiempos actuales, con una duración aproximada de un millón y medio de años.
También se le denomina era Antropozoica o Neozoica. Se divide en dos períodos: Pleistoceno y Holoceno. El hecho más importante de este período lo constituye la aparición del hombre.

- **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.

- **Darcy:** Se dice que una roca o cualquier material tienen una permeabilidad de 1 Darcy, cuando una atmósfera de presión es capaz de forzar un líquido de 1 centipoise a través de una muestra de 1 centímetro de largo y 1 centímetro cuadrado de sección transversal, imprimiéndole una velocidad de 1 centímetro por segundo.

- **Densidad:** Peso por unidad de volumen.

- **Discordancia:** División estratigráfica de una formación sedimentaria provocada a partir de esfuerzos tectónicos.

- **Dirección u orientación:** Angulo fuera del norte o sur (Hacia el Este u Oeste) en la escala de 90° de los cuatro cuadrantes.

- **Drill Pipe:** Tubería de perforación.

- **Eoceno:** Período de la era Cenozoica que se inició hace unos 54 millones de años y que tuvo una duración aproximada de 15 millones de años. En éste período se presenta la máxima expansión de los mares, intensa actividad volcánica y marcada orogenia

- **Estratigrafía:** rama de la geología que se ocupa del estudio de las rocas estratificadas o en capas. La estratigrafía describe y correlaciona las sucesiones locales de estratos; a partir de estas descripciones puede inferirse la historia geológica local.

- **Factor volumétrico:** relación existente entre un fluido (petróleo, gas, agua) a condiciones del yacimiento y a condiciones superficiales.

- **Factor volumétrico del petróleo (Bo):** factor que representa el volumen de petróleo saturado con gas a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica del petróleo a condiciones normales.

- **Falla:** resulta del fracturamiento y de movimientos diferenciales a lo largo de fracturas en rocas, ellas varían en longitud y magnitud de desplazamiento, desde pequeñas estructuras de un centímetro hasta largas rupturas de cientos de kilómetros de longitud.

- **Fase de acercamiento:** esta es la porción más sensitiva de la operación de perforación horizontal, el ángulo del pozo es ajustado para interceptar el yacimiento objetivo obteniendo información de las herramientas de navegación tales como MWD o LWM, ubicadas cerca de la mecha, mientras se perfora, en tiempo real.

- **Formación:** Se refiere a los estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

- **Fuerza de Gel:** Fuerza existente entre las partículas en estado estático.

- **GPM:** galones por minuto.

- **Gradiente de fractura:** Presión por pie de profundidad que se requiere para que se inicie la fractura de una formación o arena.

- **Gradiente de Presión:** Variación de la presión con respecto a la profundidad.

- **Grado API:** Clasificación para el petróleo con propósitos particulares en función de su densidad.

- **Heavy Weigth:** Tubería extrapesada, llamada así por la compañía que la fabrica y es utilizada para darle peso a la mecha.

- **ID:** Diámetro Interno, del inglés Inside Diameter en inglés.

- **Lodo de perforación:** Fluido de perforación de base agua o base petróleo, cuyas propiedades han sido alteradas por sólidos, naturales o de producción industrial, disueltos y/o suspendidos. Es utilizado para hacer circular hacia fuera los recortes, posee también muchas otras funciones en la perforación de un pozo.

- **Lpc:** Unidad de presión que significa libras por pulgada cuadrada.

- **Lpg:** Unidad de densidad que significa libras por galón.

- **Lutita:** Arcilla de origen rocoso, finamente granular, con clivaje tipo pizarra, que a veces contiene una sustancia orgánica parecida al petróleo.

- **Medidas de fondo durante la perforación:** sistema de telemetría ubicado pozo abajo muy cerca de la mecha el cual proporciona información en tiempo real de utilizando: rayos Gamma, Resistividad, Temperatura anular, inclinación, azimut, posición de la cara de la herramienta y los parámetros de perforación que ayudan a la eficiencia de la perforación como lo son Peso sobre la mecha, torque, velocidad de penetración, presión de la bomba, RPM, etc.

- **Mesozoico:** Era geológica también conocida como Era Secundaria, que tuvo sus comienzos hace 225 millones de años y que finalizo hace 65 millones de años aproximadamente. Se encuentra dividida tres períodos: Triásico, Jurásico y Cretácico.

- **Mioceno:** Período de la era Cenozoica comprendido entre el Plioceno y el oligoceno, el cual se inicio hace unos 26 millones de años y que tuvo una duración

aproximada de 14 millones de años. En este período la distribución continental y oceánica es semejante a la actual.

- **Monoclinal:** Son aquellas estructuras geológicas cuyas capas presentan el mismo buzamiento y dirección.
- **Motor de fondo:** tiene la particularidad de eliminar la rotación de la tubería mediante una fuerza de torsión pozo abajo; impulsada por el fluido de perforación.
- **Núcleo:** Es una muestra cilíndrica tomada de la formación para análisis geológico.
- **Objetivo:** Es un punto fijo del subsuelo en una formación que debe ser penetrado con el hoyo.
- **OD:** Diámetro Externo, del inglés Outside Diameter en inglés.
- **Oligoceno:** Período de la era Cenozoica, entre el Eoceno y el Mioceno, el cual tuvo su inicio hace unos 38 millones de años y que tuvo una duración aproximada de 12 millones de años. Durante este período alcanzan gran desarrollo los mamíferos.
- **Pata de perro (Dogleg):** Cualquier cambio de ángulo severo entre el rumbo verdadero o la inclinación entre dos secciones del hoyo.
- **Perforación direccional:** 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.

- **Permeabilidad:** Propiedad que tiene la roca en dejar pasar los fluidos a través de ella.

- **Petróleo:** una mezcla líquida de muchas sustancias principalmente compuestas de hidrógeno y oxígeno. El petróleo crudo varía en apariencia desde incoloro hasta completamente negro, tiene una capacidad calorífica entre 18.300 a 19.500 BTU por libra y una gravedad específica entre 0,78 y 1.
(Correspondiente a 50°API y 10°API respectivamente). De acuerdo a su gravedad se clasifican en:
 - Crudo liviano > 30°API
 - Crudo medio 22-30 °API
 - Crudo pesado < 22 °API

- **Presión anormal de formación:** Se dice que existe presión anormal de formación cuando el valor de la presión de poro es mayor que la del gradiente hidrostático normal de la zona; esto se debe a que la estructura de la formación de la roca se ve modificada, es decir, los granos no soportan la presión que les corresponderían por el peso de las capas superiores y el fluido presente tendría que soportar la presión propia por efecto de la profundidad y una presión adicional que le transmite el material sólido, es decir, con gradientes mayores a 0,465 lpc/pie. Por lo general estos valores corresponden a yacimientos aislados o atrapados.

- **Presión normal de formación:** se puede definir como la presión ejercida por una roca, considerándola como un conjunto grano-poro relleno de fluido, así, que para cualquier formación normalmente presionada, la estructura de la roca es tal que las formaciones suprayacentes y el fluido a su vez, soporta solamente el peso de la columna hidrostática desde la superficie hasta el punto de interés, en donde la presión depende de la densidad y la profundidad.

- **Presión de colapso:** Cantidad de fuerza necesaria para aplastar los lados del revestidor hasta que se hundan. El colapso ocurre cuando la presión fuera del revestidor es mayor que la presión dentro del revestidor.

- **Presión de Fractura:** Es la presión requerida para fracturar la formación.

- **Presión de poro:** Es la sumatoria de las fuerzas generadas por la matriz de la formación y por los fluidos que contienen esa matriz en relación a un punto determinado en la formación.

- **Profundidad medida (MD):** Es la profundidad en el pozo direccional que se hace con la medición de la sarta de perforación, mide la longitud del hoyo.

- **Profundidad vertical verdadera (TVD):** Es la distancia vertical de cualquier punto del hoyo al piso de la cabria.

- **Pozo:** Hoyo que ha sido terminado apropiadamente con los aditamentos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un yacimiento.

- **Punto de quiebre:** Es el punto de la sección vertical donde el ensamblaje de fondo es colocado para iniciar la desviación de la dirección vertical.

- **Registro de pozos:** técnica para hacer mediciones en los pozos con sondas diseñadas para medir las propiedades físicas y químicas de las rocas y de los fluidos contenidos en ellas.

- **Reservas recuperables:** la proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.
- **Rumbo:** intersección entre un estrato y un plano horizontal, medido desde el plano N-S.
- **Sección de construcción:** sección del hoyo ubicada por debajo del punto de quiebre en la que se usa el ensamblaje de fondo para construir el radio deseado.
- **Sección horizontal:** hoyo horizontal ubicado generalmente dentro del yacimiento donde se producen hidrocarburos.
- **Sección tangente:** segmento Intermediario donde el perforador compensa y ajusta la ruta de la mecha para alcanzar el yacimiento formación.
- **Sección vertical:** porción de hoyo que se encuentra por encima del desviación planificada.
- **Setback distance:** distancia requerida desde la mesa rotatoria hasta el yacimiento objetivo para entrar horizontalmente.
- **SPE:** Sociedad de Ingenieros de Petróleo, del inglés Society Petroleum of Engineering.
- **Tasa de construcción (BUR):** número de grados de aumento del ángulo de inclinación sobre una longitud específica.

- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** Tasa de Descuento (interés) que hace el Valor Presente Neto igual a cero, es decir, que iguala el Valor Presente de los ingresos al Valor Presente de los egresos. Desde el punto de vista de la Evaluación Económica de Proyectos corresponde a la Tasa que a través del descuento de los Flujos de Efectivo (Actualización de los Flujos) permite recuperar la inversión.

- **Tolerancia del objetivo:** La máxima distancia en la cual el objetivo puede ser errado.

- **Valor Presente Neto (VPN):** corresponde al valor actual de los flujos de Efectivo Neto (Ingresos - Egresos) determinados para una propuesta conforme a su horizonte económico.

- **Viscosidad:** Resistencia del fluido a fluir.

- **Yacimiento:** acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el petróleo la parte intermedia y el agua la parte inferior.

- **Zapata:** Junta que va colocada en la parte inferior de la sarta de revestimiento, cuyo objetivo es servir de guía cuando se bajan los revestidores por el hoyo.

**CAPITULO IX
NOMENCLATURAS Y SÍMBOLOS**

- **% AyS** Porcentaje de agua y sedimentos.
- **AMS** Área mayor de Socororo.
- **API:** American Petroleum Institute.
- **β_o o FVP** Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.
- **β_g** Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.
- **μ_o** Viscosidad del petróleo, cp.
- **ρ_w** Densidad del agua, gm/cc
- **ρ_o** Densidad del petróleo, gm/cc
- **ρ_g** Densidad del gas, gr/cc
- **γ_o** Gravedad específica del petróleo, adimensional.
- **γ_g** Gravedad del gas, adimensional.
- **ϕ** Porosidad, fracción.
- **Bbl** Barril
- **BFPD** Barriles de fluidos por día
- **BN** Barriles normales
- **BNA** Barriles normales de agua
- **BNP** Barriles normales de petróleo
- **BNPD** Barriles normales de petróleo por día
- **BY** Barriles de yacimiento
- **cP** Centipoise
- **D** Día
- **GOES** Gas original en sitio, PCN
- **H** Profundidad, pies
- **h** Espesor de la arena productora, pies
- **k** Permeabilidad absoluta, Darcy
- **Lb** Libras

- **Lpc:** Libras por pulgada cuadrada.
- **MAEP:** Modelo de Análisis Económico de Producción.
- **MBN:** 1×10^3 barriles normales
- **mD:** 1×10^{-3} Darcy
- **MMBN:** 1×10^6 Barriles normales
- **MMBY:** 1×10^6 Barriles de yacimiento
- **MMMPCN:** 1×10^9 Pies cúbicos
- **MMMPCN:** 1×10^9 Pies cúbicos normales
- **Nres,recua:** reservas recuperables BNP.
- **Nrem:** reservas remanentes BNP.
- **Np:** petróleo producido BN.
- **NO:** Nor - Oeste
- **P:** Presión, Lpc
- **Pb:** Presión de burbujeo, lpc.
- **Pbnm:** pies bajo el nivel del mar.
- **PCN:** Pies cúbicos normales
- **PCY:** Pies cúbicos de yacimiento
- **Pe:** Presión estática, Lpc
- **POES:** Petróleo original en sitio, BN
- **Pr:** Presión de yacimiento, lpc
- **Psi:** Libras sobre pulgada cuadrada en ingles.
- **Psig:** Libras sobre pulgada cuadrada medidas por la aguja del manómetro en ingles.
- **Pulg:** Pulgadas
- **Pwf :** Presión de fondo fluyente, Lpc
- **Qo:** Tasa de petróleo, BPPD
- **Qt:** Tasa de producción de líquidos totales, BND
- **Re:** Radio de drenaje, pies

- **reD:** Radio adimensional
- **RGL:** Relación gas -líquido, PCN/BN
- **RGP:** Relación gas -petróleo, PCN/BN.
- **RPM:** Revoluciones por minuto.
- **Rs:** Solubilidad del gas, PCN/BN
- **Rw:** Radio del pozo, pies
- **Swi:** saturación de agua inicial %.
- **Sor:** saturación de petróleo residual %.
- **TIR:** Tasa Interna de Retorno.
- **TVD:** Profundidad Vertical Real.
- **VPN:** Valor Presente Neto.

**CAPÍTULO X
APÉNDICES**

X.1 Plan de Perforación



PLANIFICACION DE LA PERFORACIÓN

POZO: POZO 1H
TIPO: HORIZONTAL
CAMPO: SOCORORO
LOC.: POZO 1H
TALADRO: CPV-12

X.1.1 Información General

POZO:	POZO 1H
LOCALIZACIÓN:	POZO 1H
CAMPO:	SOCORORO
ESTADO:	ANZOATEGUI
CLASIFICACIÓN:	DESARROLLO (A-0)
ELEVACION DEL TERRENO	838 PIES
ELEVACION MESA ROTARIA	+/- 14' (TOTAL 852')

COORDENADAS:

SUPERFICIE:	N: 974179.00	E: 315934.00
FONDO	N: 973759.00	E: 316564.00

PROFUNDIDAD FINAL ESTIMADA (PM):	6385 pies
COMPLETACION	BCP, CON TUB. 4 ½"
POTENCIAL INICIAL:	1100 BPPD (EST)
TIEMPO ESTIMADO:	
MUDANZA + PERFORACIÓN:	18 DÍAS
COMPLETACION	2.0 DIAS
COSTO ESTIMADO:	
PERFORACIÓN :	2.600 MMBs
COMPLETACION	
ORDEN INTERNA DE EJECUCION (OIE):	NO APLICA

UBICACIÓN GEOGRÁFICA: +/- 20 metros al sur del pozo ES-453.

OBJETIVOS:

OBJETIVO PRINCIPAL ARENA	YACIMIENTO	PROFUNDIDAD BMR	RESERVAS A DRENAR	PRESION ESPERADA	D.E.L (LPG)
U2M,L	ES-417	3730	772 MBN	1700	8.76

X.1.2 Topes Formacionales Estimados.

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (P.B.N.M) pies	PROFUNDIDAD (P.B.M.R) pies	ESPEJOR (pies)
MESA - LAS PIEDRAS	SUPERFICIE	SUPERFICIE	1000
FREITES	-150	150	600
OFICINA	-750	750	2950
MERECURE	-3700	4315	40

X.1.3 Estratigrafía Local

Ver Marco Geológico Título III.2.1.1.1

X.1.4 Programa de Perforación.**X.1.4.1 Hoyo de Superficie de 17 1/2"****Objetivo**

Asentar revestidor de 13-3/8" @ 1200' en la Formación Las Piedras a fin de cubrir las aguas superficiales y garantizar la integridad necesaria para continuar perforando la zona de alta conductividad de la Formación Oficina y Mercure, permitiendo a su vez aislar zonas permeables.

Procedimiento:

- Preparar lodo en los tanques con las propiedades especificadas en el programa de lodos que se emitirá oportunamente, mientras se ejecuta la vestida del taladro.
- Ensamblar BHA tipo liso con mecha de tricónica 17 1/2".
- Bajar con mecha tricónica de 17 1/2". Iniciar la perforación con bajo caudal y a tasa de penetración controlada hasta $\pm 200'$ para evitar el socavamiento de las paredes del cellar y/o pérdidas de circulación. Continuar perforando bombeando píldoras viscosas cada 200' perforados para limpiar el hoyo por el bajo caudal de perforación.
- Circular y bombear píldora viscosa para limpiar el hoyo hasta retorno limpio. Bombear píldora pesada y realizar viaje de calibración hasta superficie, regresar al fondo.
- Acondicionar lodo para la corrida del revestidor y sacar tubería hasta superficie.
- Bajar y cementar el revestidor de 13 3/8", según programa que se emitirá oportunamente.

Programa de Lodo

El subprograma de lodo del hoyo de 17 1/2" será emitido oportunamente.

Programa de Registros

En este hoyo no se contempla la corrida de registros de desviación ni eléctricos

Programa de Revestidores

Correr revestidor de 13-3/8" hasta la profundidad de 1200' de la manera siguiente:

- Torque a ser aplicado de acuerdo al triángulo impreso en el tubo.
- Utilizar soldadura fría (baker lock) en las uniones de la zapata, cuello flotador y en la conexión siguiente.
- El programa de revestidores será detallado posteriormente por el Ing. De Operaciones.

Programa de Cementación

El subprograma de corrida y cementación del revestidor de 13 3/8" será emitido oportunamente.

X.1.4.2 Hoyo de Producción de 12 1/4"**Objetivo**

Perforar direccionalmente hoyo de 12-1/4" hasta la profundidad de 5174' (MD). Utilizar lodo que se encuentra especificado en el programa de lodos, con las densidades especificadas en dicho programa de fluidos, para luego bajar un revestimiento de 9-5/8" hasta el tope de la arena objetivo (5174' MD) y cementarlo hasta 200' sobre la zapata superficial para luego perforar con un lodo correspondiente en el programa de lodos, de menor peso en la zona productora.

Procedimiento Operacional

- Acondicionar lodo correspondiente en los tanques con las propiedades especificadas en el programa de lodos.
- Armar y probar ensamblaje direccional con mecha de 12-1/4".
- Bajar hasta el cuello flotador, Romper y limpiar cemento.
- Perforar hoyo de 12-1/4" verticalmente hasta 2850' (KOP).
- Construir sección curva perforando a una tasa de incremento de 3°/100' hasta conseguir una inclinación de 50° a 4490' MD. Azimut de 124.5°.
- Continuar perforando tangencialmente con 50° hasta 4617' MD.
- Construir sección curva perforando a una tasa de incremento de 6.3°/100' hasta conseguir una inclinación de 85° a 5174' MD. (Azimut de 124.5°) Tope de la Arena y profundidad de asentamiento del Revestidor 9 5/8".
- Circular y bombear píldora viscosa para limpiar el hoyo hasta retorno limpio.
- Sacar tubería hasta superficie parando en cabría.
- Quebrar BHA direccional.
- Correr y cementar el revestidor de producción de 9-5/8".

Notas:

- Se recomienda la presencia de un Geólogo en el pozo con la finalidad de llevar un estricto control geológico que permitirá la determinación de la profundidad de asentamiento del revestidor.
- Llevar control estricto y permanente de los parámetros de perforación.

Programa de Lodo.

El subprograma de lodo del hoyo de 12 1/4" será emitido oportunamente

Programa de Registros Eléctricos

Se tomarán en este hoyo los siguientes registros eléctricos con equipo LWD:

REGISTROS	DESDE	HASTA
RESISTIVIDAD/GR	1200'	5174'

Programa de Revestidores

Correr el revestidor de 9-5/8" hasta la profundidad de 5174 pies de la manera siguiente:

- **Torque a ser aplicado:** de acuerdo al triángulo impreso en el tubo.
- Inspeccionar el revestidor (conejarlo y medirlo) antes de seleccionar el número de juntas a correr dentro del pozo.
- El equipo de flotación debe ser perforable con PDC
- Centralizar el revestidor de tal manera que garantice el mínimo stand off especificado para pozos horizontales.

Programa de Cementación

El sub-programa de corrida y cementación del revestidor de 9 5/8" se emitirá oportunamente.

X.1.4.3 Hoyo de Producción de 8 ½"

Objetivo.

Perforar direccionalmente hoyo de 8 ½" horizontal hasta la profundidad de 6385' MD con lodo que se encuentra especificado en el programa de lodos, con las densidades especificadas en dicho programa de fluidos, para luego bajar un liner ranurado de 7" hasta el fondo y colgarlo en revestidor de 9 5/8" con empacadura de asentamiento hidráulico.

Procedimiento Operacional.

- Preparar lodo en los tanques con las propiedades de especificadas en el programa de lodo.
- Armar y probar ensamblaje direccional con mecha de 8-1/2".
- Bajar hasta el cuello flotador, Romper y limpiar cemento.
- Romper zapata flotadora.
- Continuar perforando construyendo pozo a una tasa de incremento de ángulo de 1.1°/100' hasta alcanzar el punto horizontal @ 5633', inclinación de 90°.
- Continuar perforando horizontalmente hasta 6385' con 90° de inclinación y 124.5° azimuth.
- Bombear píldora viscosa para limpieza del hoyo y circular hasta retorno limpio.
- Sacar sarta hasta superficie parando en cabria.
- Quebrar BHA direccional.
- Bajar liner ranurado de 7" y empacadura hidráulica hasta el fondo.
- Quebrar excedente de tubería parada en la cabria y bajar tubería de producción 4 ½" punta libre. Desvestir BOP.
- Cerrar pozo.

Notas

- Verificar con tiempo que los elementos que componen el BHA estén en la locación, inspeccionados y calibrados.

- Cada vez que se realice viaje hasta la superficie o de calibración hasta la zapata del revestimiento de 9 5/8" se debe por lo menos llegar al fondo repasando los últimos treinta (30) pies como medida de precaución.

- Durante los viajes de tubería, mantener el llenado constante del pozo por el sistema de circuito cerrado de tanque de viaje a manera de controlar el volumen de lodo tomado o devuelto. Debe hacerse también en los viajes cortos con la finalidad de determinar cualquier anomalía.

Programa de Lodo

El subprograma de lodo del hoy de 12 1/4" será emitido oportunamente.

X.1.5 Esquema Propuesto de Completación.

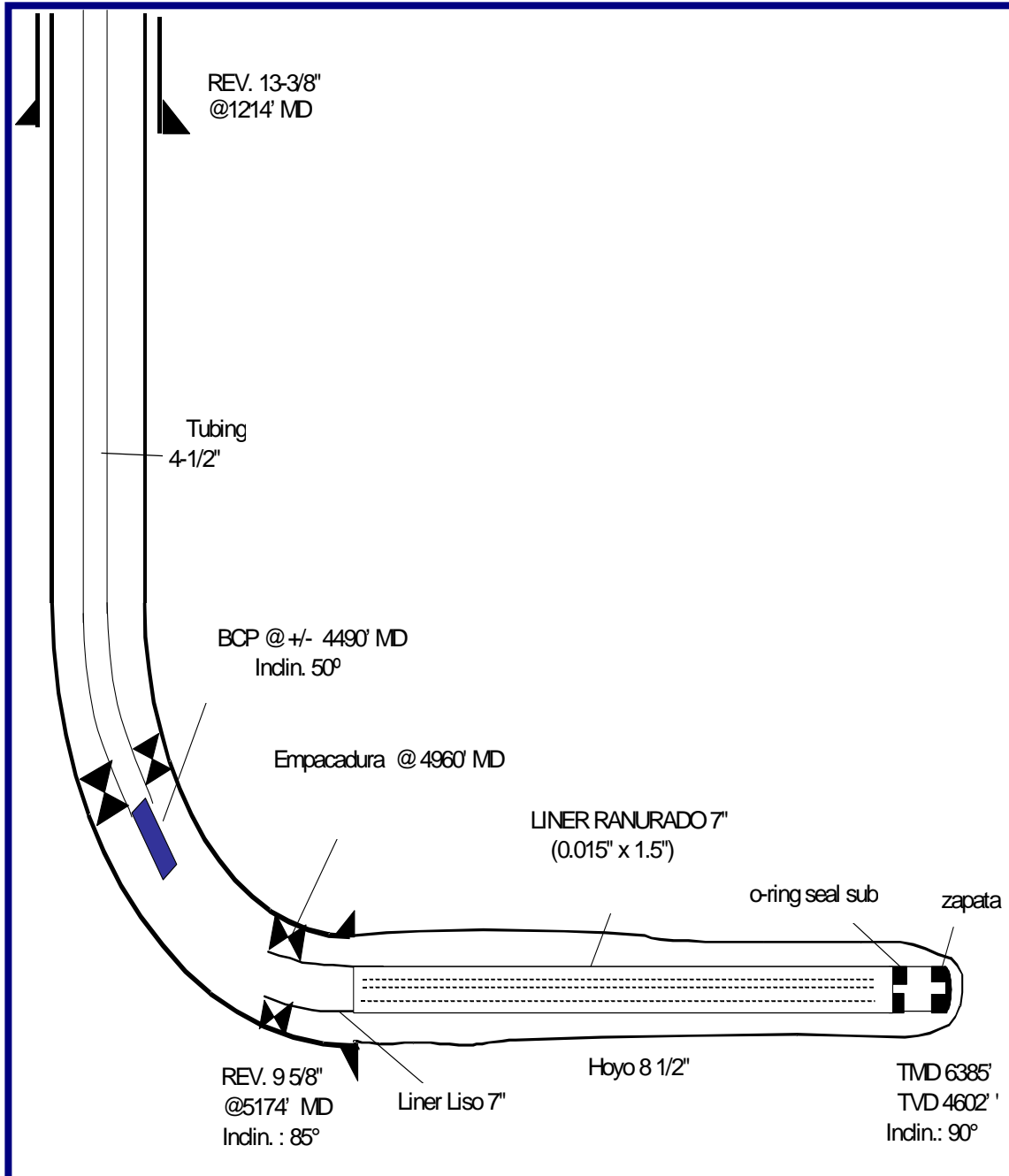


Figura X. 1 Esquema Propuesto de Completación.

X.1.6. Puntos de Asentamiento de Revestidores.

Ver Metodología Título V.3.

X.1.7 Programa Direccional.

Ver Metodología Título V.2

X.1.7.1 Anticolisión.

La sección Anticolisión del programa COMPASS fue corrido con la finalidad de determinar puntos de posibles colisiones entre el Pozo 1H diseñado y los pozos verticales y en “S”, Es-457 y ES-453 respectivamente, presentes en la misma arena. El programa arrojó que no se presenta ningún tipo de problema de esta índole entre dichos pozos. A continuación se presenta una parte del reporte que presenta el programa, donde verifica lo anteriormente señalado. Ver Figura X.2

Company:	PDVSA CAMPOS SAN TOME	Date:	29/4/2005	Time:	14:15:31	Page:	1
Field:	PetroUCV						
Reference Site:	POZO1	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: POZO1, Grid North				
Reference Well:	POZO1	Vertical (TVD) Reference:	SITE 852.0				
Reference Wellpath:	1					Db:	Sybase
NO GLOBAL SCAN: Using user defined selection & scan criteria		Reference:	Plan: Plan #2				
Interpolation Method:	MD	Interval:	100.0 ft				
Depth Range:	0.0 to	6384.5 ft	Scan Method:	Closest Approach 3D			
Maximum Radius:	10000.0 ft		Error Surface:	Circle			
Plan:	Plan #2	Date Composed:	27/4/2005				
Principal:	Yes	Version:	1				
		Tied-to:	From Surface				
Summary							
<----- Offset Wellpath ----->			Reference	Offset	Ctr-Ctr	Edge	Separation
Site	Well	Wellpath	MD	MD	Distance	Distance	Factor
			ft	ft	ft	ft	Warning
ES-453	ES-453	1 V2	2300.0	2295.0	14.8	9.8	2.94
ES-457	ES-457	ES-457 V1	6384.5	4545.9	1841.3	1787.7	34.37
Site:	ES-453						
Well:	ES-453						
Wellpath:	1 V2		Inter-Site Error:	0.0 ft			
Reference	Offset	Semi-Major Axis		Offset Location	Ctr-Ctr	Edge	Separation
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North
							East
							Distance
							Distance
							Factor
							Warning

Figura X. 2 Reporte del Programa Anticolisión.

Las siguientes Figuras X.3 y X.4 muestran los pozos en 3 dimensiones con la finalidad de observar la trayectoria que todos poseen y que no interfieren entre ellas.

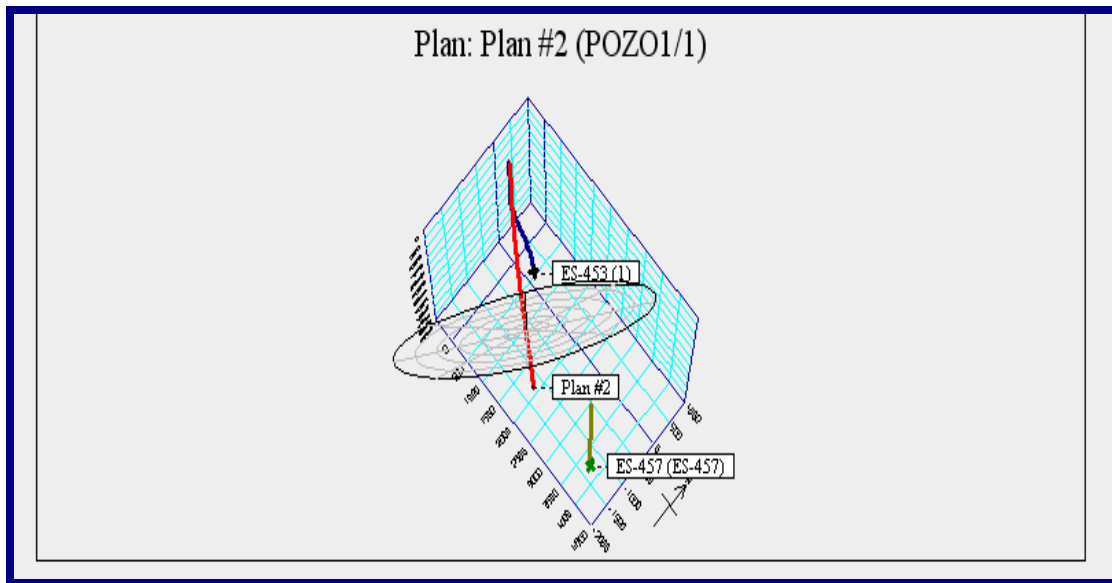


Figura X. 3 Gráfico 3D de los Pozos presentes en la arena U2M,L.

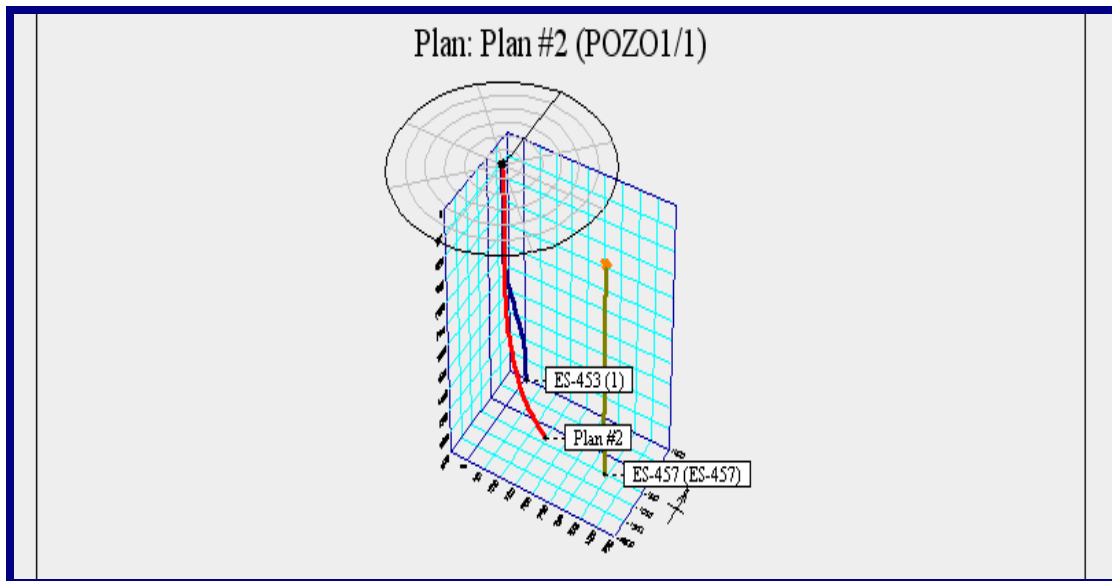


Figura X. 4 Gráfico en 3D de las trayectorias de los Pozos ES-453, ES-457 y Pozo 1H.

X.2 Modelo Sedimentológico, Figuras de Galoway.

Las Figuras III.5 y III.6 muestran la ubicación sedimentológica regional (canal principal) y el modelo de relleno de valles (Galoway 1999) que coincide perfectamente con U2M,L en el pozo ES-425 mostrado en la sección estratigráfica.

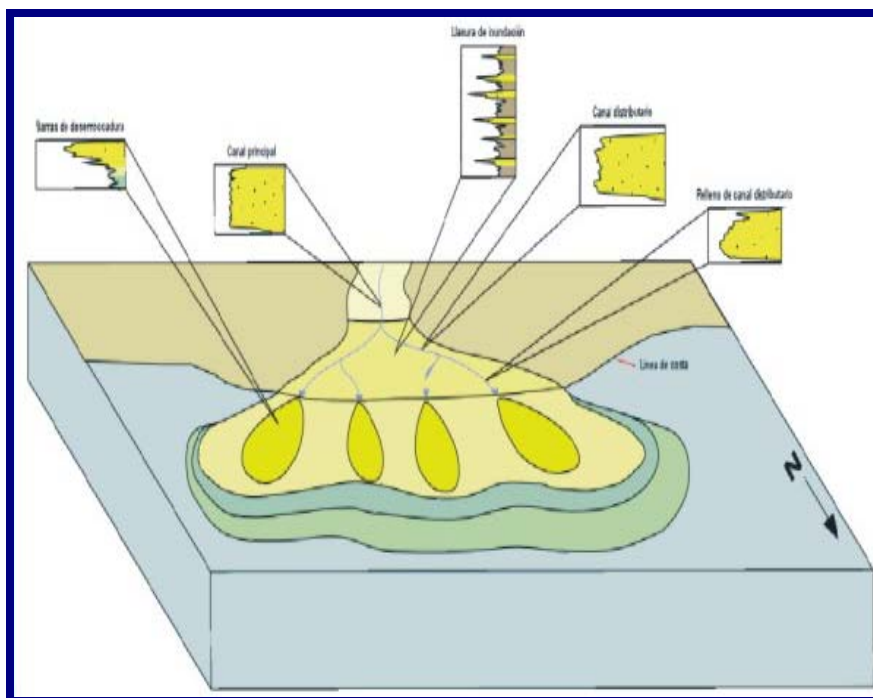


Figura III. 5 Ubicación Sedimentológica Regional.

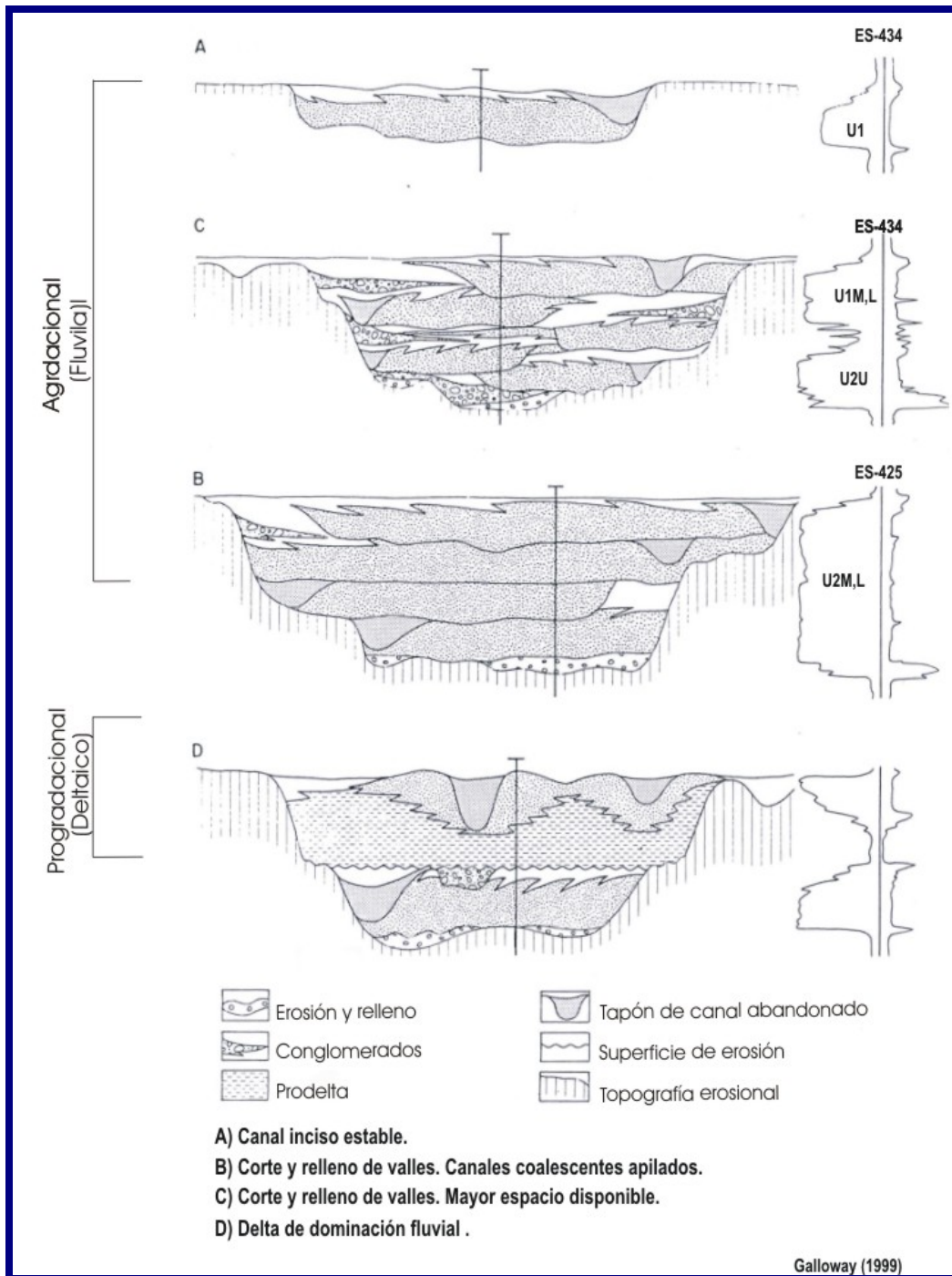


Figura III. 6 Modelo de Relleno de Facies.

X.3 Mapas de Isopropiedades.

