ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
CENTRO DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA

Parámetros de Diseño para Perforar y Revestir un Pozo Horizontal

Correa Reyes William Alexander[1], Quicaliquín Meléndez Adrián Alexi [2], Jara Cepeda César Amable[3]; Ing. Malavé Tomalá Kleber.[4]
Facultad de Ingenierías en Ciencias de la Tierra
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil, Ecuador
wacorrea@espol.edu.ec[1], aquicali@espol.edu.ec[2], ceamjara@espol.edu.ec[3]; kmalave@espol.edu.ec[4]

Resumen

El presente trabajo recopila la información requerida para perforar y revestir un pozo tipo horizontal, incluyendo conceptos básicos, ventajas y desventajas de las técnicas, reconociendo los problemas que se pueden presentar durante las operaciones.
La trayectoria del pozo se planifica utilizando información geológica de pozos vecinos y disponiendo de un survey que muestra la posible orientación del mismo a través del subsuelo. Después se diseña la sarta de perforación en base a parámetros obtenidos del citado survey y a la inclinación deseada para lograr el objetivo propuesto, incluyendo herramientas de perforación direccional, como motores de fondo. Luego se selecciona la tubería de revestimiento necesaria según las Normas API.
A continuación se realiza el análisis económico donde se evalúa si la inversión se justifica en base a parámetros como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN). Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

Palabras Claves: *Pozo horizontal, Wellpad, Perfil del Pozo, Survey, BHA, MWD, Norma API, Tubería de Revestimiento, Estimación de costos y tiempo.*

Abstract

The present work collects the required data in order to drill and coat a horizontal well, including basic concepts, advantages, and disadvantages, also identifying the main problems found during the operation.
The path of the well has been planned using preliminary geologic data of neighbor wells provided by a survey that shows the possible direction of the well. Afterwards, the drilling string, which included directional drilling tools like bottom-hole motors, has been designed using parameters obtained in the survey and the desired angle, to finally reach the target. Then the required casing is selected using the API norms.
Next, an economic analysis is performed; this analysis sees if the investment is justified considering parameters like the internal rate of return (IRR) and the net present value (NPV). Finally the conclusions and recommendations are presented.

Key words: *Horizontal well, Wellpad, Well path, Survey, BHA, MWD, API Norm, Casing String, Cost and time estimate.*

1. Introducción

La aparición de nuevos métodos y técnicas para perforar pozos petroleros han puesto en segundo plano la tecnología convencional como es la perforación vertical. La construcción de pozos horizontales ha tomado un impresionante auge en los últimos años para la explotación de yacimientos hidrocarburíferos, debido a que se logra incrementar significativamente la tasa de producción.

Este trabajo presenta los parámetros y criterios fundamentales para la planeación de la perforación de un pozo horizontal, teniendo como objetivo construir una sección de navegación a través de la arena productora para lograr mayor área de flujo y en consecuencia una alta tasa de producción con respecto a un pozo vertical.

La perforación de un pozo horizontal implica el uso de equipos especiales tanto en la sarta de perforación como en la locación, siendo por tanto alto el costo del mismo. La inversión se justifica porque se recupera en poco tiempo.

2. TECNOLOGÍA DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL

Consiste en direccionar un pozo a través de una trayectoria pre-establecida desde cierta profundidad vertical, incrementando el ángulo de desviación a medida que se va perforando hasta alcanzar un valor cercano a 90° grados (88°-92°), para luego navegar (perforar) una sección horizontal dentro del yacimiento.

Los pozos de este tipo se clasifican de acuerdo al Radio de Curvatura creado desde la vertical y que se forma producto de la desviación al seguir la trayectoria pre-establecida. Pueden ser de: Radio Corto, Medio y Largo.

2.1 Problemas Comunes Durante la Perforación

Pérdidas de Circulación

Es uno de los más críticos durante la perforación y se presenta cuando existen cavernas o fracturas, debido principalmente a la presencia de formaciones no consolidadas.

Limpieza del Hueco

En las secciones horizontales los cortes de perforación tienden a caer a la cara inferior del yacimiento dificultando el arrastre de los mismos y formando acumulaciones de sólidos que restringen el movimiento de la sarta, ocasionando una pega de tubería.

Pegamiento de tubería

Cuando la tubería no se puede mover se dice que está pegada, problema que impide rotarla y circular fluido por el pozo. Las principales causas de pegamiento pueden ser clasificadas en tres categorías:

- Empaquetamiento (Pack-off)
- Pega diferencial.
- Geometría del pozo.

Empaquetamiento

Ocurre generalmente cuando pequeñas partículas de la formación caen dentro del hueco a la altura de los lastra-barrenas o de las herramientas con diámetro cercano al del pozo, llenando el espacio anular alrededor de la sarta de perforación.

Pega Diferencial

Cuando se perfora formaciones permeables se crea una costra o revoque de lodo debido a que la presión hidrostática es mayor a la de la formación, siendo en consecuencia menor el diámetro del hueco en esas zonas. Entonces la presión diferencial existente origina que la tubería se adhiera a la pared del hueco causando el pegamiento de la misma y dificultando tanto el movimiento como la rotación de la sarta. El problema es mayor cuando son pozos desviados o en una sarta mal diseñada o sin estabilizadores.

Geometría del Pozo

La pega de tubería se puede dar tanto al bajar como al recuperar la sarta de perforación debido a que el ensamblaje de fondo es demasiado rígido para aceptar los cambios de dirección en la geometría del pozo.

Vibraciones en la Sarta de Perforación.

Se ha demostrado que la vibración en la sarta produce desgaste y fallas en la tubería y en la broca. Se reconoce tres tipos de vibración:

- Torsional
- Axial
- Lateral

3. DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DEL POZO

Tabla 1. Información General

Campo	ESPOL – FICT
Pozo	WIADCE
Clasificación	Productor
COORDENADAS EN SUPERFICIE	
Norte	N 9946418.318
Este	E 288972.153 m
Elevación de la Mesa Rotaria	37 pies
COORDENADAS EN SUBSUELO	
Objetivo primario (Navegación)	Tope U inferior
Norte	N 9947068.076
Este	E 289174.636 m
Radio del objetivo	50 pies
PROFUNDIDAD DEL OBJETIVO	
TVD Objetivo (pies)	9734,2 pies

3.1 Criterios para el Diseño.

La trayectoria se diseña en base al análisis anticolisión y de interferencia magnética que debe realizarse antes de iniciar la perforación, debido a que en la misma locación (well pad) se encuentran 5 pozos ya perforados: 4 direccionales y uno vertical. Tendrá dos componentes direccionales: el primero en forma de "S" invertida entre 300 y 2522,43 pies (MD) y el segundo de radio largo a partir de 7402,43 hasta 11181,77 pies (MD) con una longitud adicional horizontal de aproximadamente 1000 pies.

3.2 Plan de Perforación.

El proceso planificado es el siguiente:

Perforar verticalmente hasta llegar a 300 pies (MD) y comenzar a construir ángulo con una tasa de incremento de 1,36º/100ft en sección negativa (inversa) hasta alcanzar una inclinación de 13º a 1258,20 pies (MD) y continuar perforando una sección tangencial de 200 pies (MD).

Posteriormente tumbar ángulo a razón de 1,22º/100ft para lograr 0º a 2522,43 pies (MD); continuar verticalmente hasta 7402,43 pies (MD) desde donde comienza la curvatura del radio largo construyendo ángulo a una tasa de 2,50º/100ft para alcanzar una inclinación de 78,99º a 10566,74 pies (MD); continuar la construcción del ángulo a razón de 1,63º/100ft hasta 11181,77 pies (MD). Desde este punto se navega horizontalmente con una inclinación de 89,01º para llegar al TD a 12187,61 pies (MD).

3.3 Diseño de la Trayectoria

Sección en "S" Inversa

Tabla 2. Sección en "S" inversa

PARAMETRO	VALOR (TVD/MD)
Punto de inicio de desviación	300
Tasa de construcción (º/100ft)	1,36
Sección Vertical inicial (pies)	0
Sección Vertical final (pies)	-92,52
Punto de finalizado la	1250 / 1258,20
Radio de la circunferencia	4913,97
Inclinación inicial (grados)	0
Inclinación final (grados)	13
SECCION TANGENCIAL	
Línea CD (pies)	200
Ángulo de inclinación (grados)	13
SECCION DE TUMBADO DE ANGULO	
Punto de inicio de desviación	1444,87 / 1458,20
Tasa de Tumbado (º/100ft)	1,22
Sección Vertical inicial (pies)	-130,97
Sección Vertical final (pies)	-233,72
Punto final de desviación (ft)	2500 / 2522,43
Radio de la circunferencia	5451,67
Inclinación inicial (grados)	13
Inclinación final (grados)	0

Tabla 3. Sección Direccional

PARAMETROS	VALOR (TVD/MD)
Punto de inicio de desviación	7380 / 7402,43
Tasa de construcción (º/100ft)	2,5
Sección Vertical inicial (pies)	-233,72
Sección Vertical final (pies)	1621,6
Punto final de desviación (pies)	9633/10566,74
Radio de la circunferencia (pies)	2357,873162
Inclinación inicial (grados)	0
Inclinación final (grados)	78,99
Punto de inicio de desv. (pies)	9634,21/10573
Tasa de construcción (º/100ft)	1,63
Sección Vertical inicial (pies)	1627,87
Sección Vertical final (pies)	2231,97
Punto final de desviación (pies)	9697,21/11181,7
Radio de la circunferencia (pies)	3511,687268
Inclinación inicial (grados)	79,09
Inclinación final (grados)	89,01

3.4 Perfil Programado

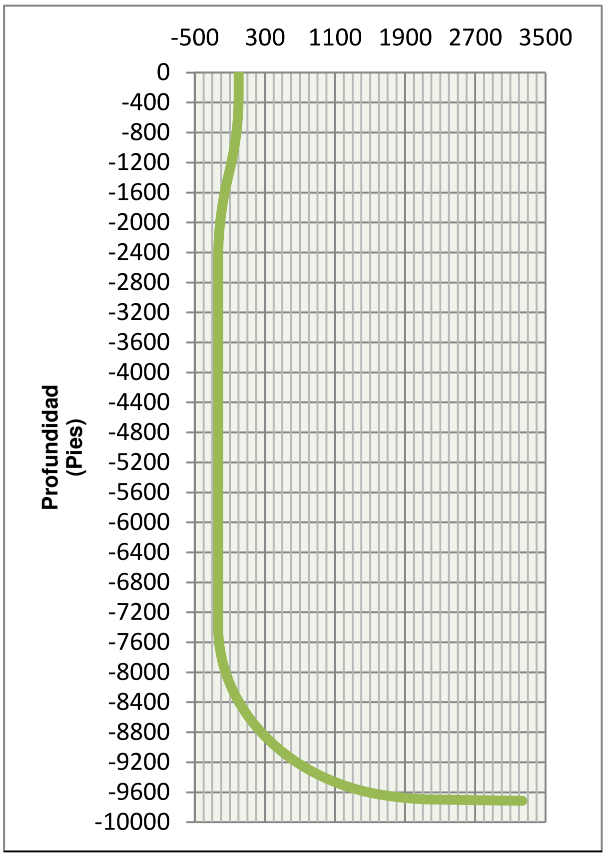

Figura 1. Perfil del Pozo

4. SARTA DE PERFORACIÓN

Es un acople mecánico entre la broca y el sistema rotario de superficie por medio de componentes metálicos ensamblados secuencialmente, tales como Lastrabarrenas, Tubería Pesada y de Perforación. Su función es transmitir fluido y la rotación generada por el "top-drive" hacia el BHA de fondo durante la perforación, siendo por tanto fundamental un adecuado diseño de dicha sarta.

Funciones:

- ✓ Transmitir rotación a la broca.
- ✓ Soportar y transmitir cargas axiales y torsionales.
- ✓ Colocar peso sobre la broca.
- ✓ Guiar y controlar la trayectoria del pozo.
- ✓ Permitir circulación de fluidos para limpiar el fondo del hueco.
- ✓ Enfriar y lubricar la broca.

4.1 Componentes de la Sarta

Se describen desde superficie al fondo del pozo y son los siguientes:

Sistema "Top Drive"
Transmite rotación a la sarta por medio de un motor incorporado al sistema y durante la perforación crea un vínculo entre la mesa rotaria y el equipo de fondo.

Tubería de Perforación
Permite la circulación del fluido de perforación hasta la broca.

Tubería de Perforación Extrapesada
Da peso adicional sobre la broca y permite la transición de esfuerzos entre la Tubería de Perforación (DP) y los lastrabarrenas.

Lastrabarrenas
Son tubos de pared gruesa que proporcionan peso sobre la broca.

Brocas
Parte fundamental del equipo de fondo, localizadas al extremo inferior del BHA. Cortan o trituran las formaciones del subsuelo garantizando el éxito de la perforación. Las brocas se clasifican en:

- Tricónicas
- De cortadores fijos

4.1.1 Otras Herramientas

Motores de Fondo
Sirven para aumentar las RPM en la broca y direccionar la trayectoria planificada.

"Measurements While Drilling" (MWD)
Herramienta usada para controlar y monitorear la trayectoria del pozo durante la perforación.

4.2 Parámetros para Diseñar la Tubería de Perforación

Para diseñar por tensión se debe considerar los siguientes criterios:

Resistencia a la Tensión
Es el máximo valor para que ceda por tensión el cuerpo de la tubería. Se obtiene por medio de tablas.

Factor de Seguridad por Tensión
Se aplica para disminuir la capacidad de la resistencia a la tensión de la tubería, de manera que se obtenga una carga permisible (máxima). El valor generalmente es 1,1.

Carga Permisible
Carga máxima que puede colocarse en la tubería, incluyendo las contingencias.

Carga de Trabajo

Es la tensión máxima esperada que puede ocurrir durante operaciones normales.

Margen de Sobretensionamiento "Overpull"

Es la capacidad adicional a la carga de trabajo (PW), y que se utiliza para superar problemas como el arrastre esperado, posible atrapamiento y aplastamiento por cuñas. Los valores típicos de "Overpull" están entre 50,000 y 150,000 lbs.

4.3 Procedimiento de Diseño de la Sarta de Perforación

Tabla 4. Información Preliminar

Primera Sección	
Broca (pulgadas)	16"
Tubería de revestimiento	13-3/8"
Profundidad (pies)	de 0 a 5936´
Segunda Sección	
Broca (pulgadas)	12-¼"
Tubería de revestimiento	9-5/8"
Profundidad (pies)	de 5945' a 9266'
Tercera Sección	
Broca (pulgadas)	8-½"
Liner (pulgadas)	7"
Profundidad (pies)	de 9266' a 10934'
Cuarta Sección	
Broca (pulgadas)	6-1/8"
Liner (pulgadas)	5"
Profundidad (pies)	de 10934' a 12187'

Datos requeridos para cada sección:

- Profundidad inicial
- Profundidad final
- Diámetro del hoyo
- Formación para asentamiento, CSG
- Densidad del Lodo de perforación
- Angulo de inclinación
- Peso requerido sobre la broca

Procedimiento:

1. Determinar el Factor de Flotación
2. Se selecciona los Lastrabarrenas en base a experiencias (60 pies).
3. Calculamos la longitud mínima de Tubería pesada para mantener el punto neutro dentro de la misma.
4. Se determina la longitud de la tubería de perforación.
5. De la longitud calculada sólo se utilizará la requerida para llegar a superficie. Si la longitud determinada no es suficiente para alcanzar la superficie, se considera una sección adicional.

A continuación se muestra una tabla que resume los resultados del diseño para cada sección:

Tabla 5. Resultados del Diseño

	Tipo	Peso (lbs/ft)	Longitud (pies)	Diámetro
Primera Sección				
Lastrabarrena	Espiral	150	60	8
Tubería Pesada	NC 50	49,3	740	5
Tubería de Perforación	E-75	19,50	5150	5
Segunda Sección				
Lastrabarrena	Espiral	150	60	8
Tubería Pesada	NC 50	49,3	664	5
Tubería de Perforación	E-75	19,50	8542,17	5
Tercera Sección				
Lastrabarrena	Espiral	140	30	6-3/4
Tubería Pesada	NC 50	49,3	1456	5
Tubería de Perforación	G – 105	19,50	10417	5
Cuarta Sección				
Tubería Pesada	NC 50	25,3	2503	3-1/2
Tubería de Perforación	G - 105	19,50	9684	5

5. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

En general un revestidor cumple las siguientes funciones:

- Consolidar el hueco perforado
- Aislar fuentes de agua
- Controlar presiones mientras se perfora
- Proveer el medio para instalar conexiones de control superficial
- Prevenir contaminación de zonas perforadas
- Aislar el agua de formaciones productoras
- Mantener confinada la producción dentro del pozo
- Permitir la instalación de equipos para levantamiento artificial.

Herramientas:

- Centralizadores
- Raspadores

Tipos de Revestidor:

Se clasifican en:

- Conductor
- Superficial
- Intermedio
- Productor
- Liner de Producción

5.1 Criterios de Diseño

Presión de Colapso

Generada por la columna del lodo de perforación, que actúa sobre el exterior del revestidor; a medida que la profundidad aumenta la presión de colapso es mayor.

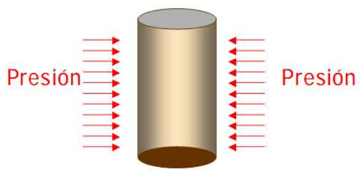

Figura 2. Presión de colapso

Presión de Estallido

Se refiere a la máxima presión de formación que resulta al ocurrir un influjo del pozo.

Figura 3. Presión de estallido

Tesnsión

La mayor parte de la tensión axial proviene del mismo peso del revestidor. Para el diseño se considera un factor de seguridad por tensión de 1,8.

5.2 Procedimiento de Diseño de la Tubería de Revestimiento

En el cálculo de todas las secciones del revestidor se considera un gradiente de formación de 0,48 psi/pie.

Datos requeridos para cada sección:

- Profundidad inicial
- Profundidad de asentamiento
- Diámetro externo
- Densidad del lodo de perforación

Factores de seguridad considerados en todas las secciones:

- Estallido: 1,10
- Colapso: 1,125
- Tensión: 1,8

Procedimiento:

1. Cálculo de parámetros que intervienen en el diseño:
    - Presión de formación
    - Presión hidrostática
    - Presión de colapso
    - Presión de estallido
    - Distancia del punto neutro
2. Selección del revestimiento con las características requeridas y cuya resistencia al colapso sea mayor que el valor calculado.
3. Cálculo y análisis de la resistencia permisible a la tensión.
4. Análisis de la Resistencia al Estallido
5. Determinar cantidad de tubos

Tabla 6. Resultados del Diseño

	Intervalo (pies)	**Diámetro (pulg)**	**Grado**
Superficial	0 – 5936	13-3/8	C-95
Intermedio	0 – 9266	9-5/8	N-80
Liner Intermedio	9166 – 10934	7	N-80
Liner Productor	10900 – 12187	**5**	**C-95**

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

Con el propósito de conocer si el proyecto de perforación horizontal es rentable o no disponemos de la información necesaria para efectuar el análisis.

6.1 Inversiones

Los costos de perforación y completación (Inversiones) del Pozo Horizontal, WIADCE, alcanzan la suma de $7'273.327 y el detalle es el siguiente:

Tabla 7. Costos de Inversión

VALORES ESTIMADOS	DOLARES	%
Movilización del Taladro	45.000	0,6187
Costo por Perforación	2.100.000	28,8726
Registros Eléctricos	400.000	5,49955
Trabajo de Cementación	245.000	3,36847
Estudio Ambiental	15.000	0,20623
Lodos y Químicos.	320.000	4,39964
Brocas	280.000	3,84968
Análisis de Ripios	50.000	0,68744
Servicios de Perforación Direccional	650.000	8,93676
Pruebas y Completación	50.000	0,68744
Taladro de Reacondicionamiento	120.000	1,64986
Punzonamientos (Disparos)	40.000	0,54995
Sistema BES	478.000	6,57196
Tubería de Revestimiento (Casing)	1.188.332	16,3382
Árbol de Navidad (Cabezal)	50.000	0,68744
Tubería de Producción de 3-1/2"	161.003	2,21362
Línea de Flujo de 4-1/2"	20.251	0,27843
Colgadores	100.000	1,37489
BHA de fondo	80.000	1,09991
Bomba e Inyección de Químicos	20.000	0,27498
Control de Sólidos	300.000	4,12466
Contingencias	560.741	7,70955
TOTAL	**7.273.327**	**100**

Para estimar la tasa de producción se usa un valor inicial de 3200 Barriles/día y una declinación constante de 0,000325, obtenidas correlacionando datos de pozos vecinos.

Considerando el precio fijado y costo por barril producido de $79,86 y $ 7,89, respectivamente, se calcula un flujo de caja a un periodo de dos años.

El análisis económico permite determinar los valores correspondientes al VAN y el TIR del proyecto, que se muestran a continuación:

Tabla 8. Resultados del Análisis Económico

TIR	VAN
93%	$ 569.712,98

Estos datos permiten estimar el tiempo de retorno de la inversión, dando como resultado un valor aproximado de 1,066 meses.

7. CONCLUSIONES

- ✓ El riesgo de colisión debido a la proximidad con pozos vecinos en el mismo "Pad", se reduce mediante el análisis anticolisión que se debe efectuar previo a la perforación

- ✓ En la primera sección perforada se pueden presentar problemas de interferencia magnética causados por revestidores de pozos cercanos.

- ✓ La utilización de la herramienta MWD requiere perforar 200' adicionales, con respecto a la profundidad de asentamiento de cada revestidor.

8. RECOMENDACIONES

- ✓ En la primera sección del pozo se debe correr el registro GYRO para determinar parámetros como profundidad, inclinación y azimut de su trayectoria.
- ✓ Utilizar como tubería de perforación (Drill Pipe) en la parte inferior de la sarta la de menor grado de acero, mientras que la de mayor grado se debe ubicar en las secciones superficiales

9. BIBLIOGRAFIA

[1]. CARDEN RICHARD S. AND GRACE ROBERT D., Horizontal and Directional Drilling, By Petro Skills, LLC. An OGCI Company, Tulsa-Oklahoma-U.S.A, Copyright 2007.

[2]. SCHLUMBERGER DRILLING SCHOOL, Diseño de Tubería de Revestimiento Sección 7.

[3]. ESPECIFICACION API 5CT, Especificación para Revestimiento y Producción (Unidades en U.S), Instituto Americano del Petróleo Washington D.C, Sexta Edición, Octubre 1998 Fecha de Implantación Abril 15 de 1999.

[4]. MITCHELL BILL DR., Drilling Engineering Handbook & Computer Programs, The Society of Petroleum Engineers of AIME, West New Mexico Place, 10th Edition, 1st Revision, July 1995.

Figura 4. Estimación del tiempo de recuperación de la Inversión

Figura 6. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca Oriente

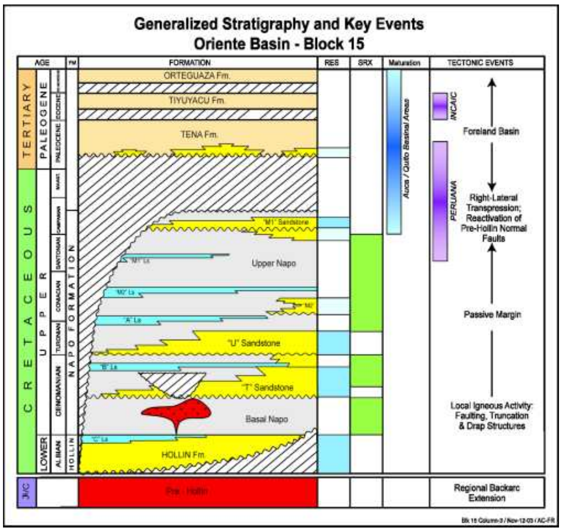

Figura 5. Perfil Programado del Pozo