ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DELLITORAL
CENTRODEINVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA

Consideraciones y Actividades Operativas para Perforar y Revestir un Pozo Direccional Tipo "S"

Alcoser Jairo[(1)] Cevallos Paul [(2)] Rodriguez Marlon [(3)] Malavé Kléber[(4)]*
Facultad de Ingeniería 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
jalcoser@espol.edu.ec[(1)] cncevall@espol.edu.ec[(2)] maxarodr@espol.edu.ec[(3)] kmalave@espol.edu.ec[(4)]

Resumen

Este documento presenta y desarrolla las consideraciones y actividades operacionales para perforar y revestir un pozo direccional tipo S, tomando como ejemplo real un trabajo ejecutado en el Campo ESPOL ubicado en el Oriente Ecuatoriano, labor efectuada durante los meses de Febrero, Marzo y Abril del año 2010.Se da a conocer la planificación que se debe efectuar como paso previo a la ejecución de la perforación direccional en el pozo ESPOL ESTE 8D, los términos más comunes utilizados en la misma, la configuración requerida para el BHA y el trabajo operacional realizado. Además, se describe el proceso para determinar las profundidades de asentamiento de las Tuberías de Revestimiento (TRs) como complemento de la actividad direccional. Finalmente, se adjuntan los reportes diarios de los trabajos llevados a cabo durante la perforación y posterior corrida de las TRs en el pozo, con el fin de suministrar la mejor idea sobre las labores efectuadas durante toda la actividad operativa.

Palabras Claves: *Perforar, revestir, pozo direccional tipo S, ensamblaje de fondo.*

Abstract

This paper shows and develops the considerations and operational activities to drilling and encase a directional well type S, taking a real example executed on the ESPOL field located in the Ecuadorian Orient, it's done on the months February, March and April of 2010. It gives to know the planning that should do as a previous step to the directional drilling in ESPOL ESTE 8D well, the most commons terms used, the setting required to BHA and the operational work made. In addition, it describes the process to determine the casings settling depths as a complement of the directional activity. Finally, it adds the daily report of the works executed during the drilling and after run of casings in the well, with the purpose of gives the best idea about the works made during all operation activity.

Keywords: *Drilling, encase, directional well type S, bottom hole assembly (BHA).*

1. Introducción

Se mostrará las consideraciones previas que se deben tener en cuenta para ejecutar la perforación direccional tipo S, basados en la situación real de un pozo que ha sido perforado y revestido en un campo denominado ESPOL.

El objetivo es describir las principales actividades que se deben realizar durante un proceso de perforación cumplido para lograr el mencionado tipo de pozo y la posterior corrida de los Casings.

El trabajo se basa en los datos reales obtenidos durante la perforación, en los documentos elaborados producto de la operación y en los archivos relativos al proceso, con la ayuda de la valiosa información brindada por la empresa operadora del campo.

En la actualidad los aspectos a considerar para un trabajo de este tipo son cada día más exigentes, es por ello que se requiere tener el conocimiento necesario y tener en cuenta los aspectos que influyen en una labor de perforación direccional.

2. Capítulo I. Planificación de un Proyecto de Perforación.

Una buena planificación previa a los trabajos de perforación, revestimiento, completación y a cualquier actividad que involucre el ámbito petrolero, es vital porque de ella dependerá el buen procedimiento seguido para que en el futuro la inversión efectuada sea rentable. Se debe considerar no solo la parte económica sino también los aspectos humanos y ecológicos. Por tanto la planificación es el punto fundamental frente a cualquier proyecto a desarrollarse.

2.1. Principales Factores.

Requiere la integración de principios de ingeniería, procesos estandarizados y factores de experiencia. El objetivo es formular un programa que cumpla las siguientes características: Seguridad, Costo Mínimo y Utilidad, las cuales no siempre se logran debido a limitaciones en la geología, equipo de perforación, presiones, tamaños del hueco y del Casing y el presupuesto disponible.

2.1.1. Seguridad.

Es una de las prioridades de mayor importancia en la perforación de un pozo. Al planificarse, la del personal debe ser considerada sobre los otros aspectos. En algunos casos el plan debe ser modificado durante el curso de las operaciones debido a problemas de fuerza mayor que ponen en riesgo al equipo de trabajo.

2.1.2. Costo Mínimo.

En la mayoría de los casos, los costos pueden ser disminuidos hasta ciertos niveles mediante una adecuada planificación, sin arriesgar aspectos de seguridad. La figura 1. muestra la disminución existente en los costos finales de perforación al realizar una apropiada planificación.

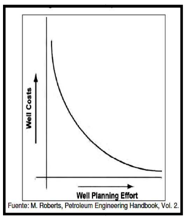


Figura 1. Curva de costos vs planificación.

2.1.3. Pozo Útil.

Perforar un pozo resulta útil si la configuración final cumple los requerimientos que satisfagan el diseño planteado para obtener la producción esperada. En este caso, el término “útil” implica lo siguiente:

- El diámetro del hueco debe ser lo suficientemente grande para permitir una adecuada completación de la o de las zonas productivas.
- El hueco o la formación no deben ser dañadas de forma permanente.
- Disminuir problemas durante la perforación como la formación de patas de perro (dog legs) severas que compliquen la corrida de las TRs y a futuro la completación (Ej. Equipo Electro Sumergible).

2.2. Tipos de Pozos.

Tabla 1. Tipos de pozos

TIPO DE POZO	CARACTERÍSTICAS
“Wildcat”	Poca información geológica para seleccionar el objetivo.
Exploratorio	Objetivo seleccionado en base a datos de sísmica y registros de satélite.
Avanzada	Definen los límites del yacimiento y se perforan en zonas con reservas probadas para recuperar la mayor cantidad de las mismas. El objetivo se selecciona disponiendo de la mayor información del área.
Reinyectores	Permiten que el agua de formación sea inyectada en el subsuelo.
Inyectores	Se perforan en zonas productivas para mejorar el factor de recobro mediante un eficiente barrido del yacimiento.
Re-entrada	Su principal objetivo es superar problemas existentes en pozos ya perforados para alcanzar mayor profundidad y recuperar producción.

2.3. Presión de Formación.

Es uno de los parámetros más importantes que influyen en la planificación de un pozo. Las presiones pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales (bajas).

Por lo general, las normales no crean problemas en la perforación como: patadas (“kick”) y reventones, los cuales pueden ser minimizados aunque no eliminados. Las anormales pueden originar problemas como patadas, reventones, pegas por presión diferencial y pérdida de circulación. Afectan la planificación del pozo en varias áreas, incluyendo: diseño de la sarta de perforación, peso y selección del tipo de lodo y en procesos de cementación del revestimiento. Las subnormales generalmente requieren la colocación de sartas adicionales de “casing” que cubran las zonas de baja presión.

2.4. Costos del Proyecto.

Los costos requeridos para planificar el trabajo en un pozo son insignificantes en comparación a los de perforación, siendo recomendable que la planificación represente al menos el 1% del costo total del pozo. Cuando el porcentaje es menor puede resultar que los valores finales superen el presupuesto establecido.

3. Capítulo II. Principios Fundamentales en la Perforación Direccional.

La aplicación de la Perforación Direccional permite solucionar problemas de producción, superar obstáculos debidos a herramientas o a equipos dejados dentro del hueco, perforar un pozo de alivio y alcanzar yacimientos inaccesibles desde una determinada locación. Las técnicas para control direccional han mejorado con el tiempo y en la actualidad se cuenta con equipos especiales que permiten determinar varios parámetros de las formaciones perforadas.

3.1. Tipos de Pozos Direccionales.

La necesidad de alcanzar una determinada formación productiva llevó a crear varios diseños de pozos direccionales, con el fin de lograr los siguientes propósitos:

- Llegar a un objetivo inaccesible desde una locación determinada debido a factores como: edificaciones, poblaciones, ríos, lagunas montañas, reservas naturales, entre otros.
- Evitar estructuras que no se desean atravesar, por ejemplo Domos de Sal, fallas y pozos cercanos.
- Perforar múltiples pozos y producir diferentes arenas desde una misma locación, reduciendo costos de perforación y producción.

3.1.1. “J” Invertido o Tangencial.

El nombre se debe a que el perfil del pozo sigue la trayectoria de una letra “J” pero invertida. Se perfora cuando es complicado definir una locación en superficie directamente sobre el yacimiento, siguiendo una trayectoria tangencial hasta el objetivo. La figura 2. muestra el perfil de un pozo direccional tipo “J” invertido.

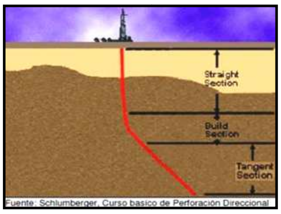


Figura 2. Pozo Direccional Tipo J Invertido.

3.1.2. “S”.

Tiene esta denominación porque su trayectoria sigue la de una letra “S” pero llega verticalmente al objetivo. En caso de reventones este tipo puede ser utilizado como pozo de alivio. La figura 3. muestra el perfil direccional tipo “S”.

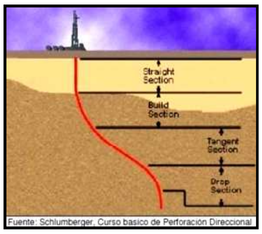


Figura 3. Pozo Direccional Tipo S.

3.1.3. “S” Especial.

Cuando en la última parte (vertical) del tipo ”S” se construye una trayectoria tangencial para llegar al yacimiento, se la conoce como “S” especial. La figura 4. muestra sus secciones.

Figura 4. Pozo Direccional Tipo “S” Especial.

3.2. Terminología Común en la Perforación Direccional.

Existen un sin número de términos utilizados para hablar a cerca de la trayectoria, dirección u operación durante la perforación. A continuación se mencionan los más comunes:

- KOP (Punto de Arranque).
- Inclinación, Azimuth.
- Profundidades TVD y MD.
- Desplazamiento horizontal.
- BUR (Taza de aumento de ángulo).
- Objetivo y tolerancia del objetivo.
- Sección de incremento y reducción de ángulo.
- Sección tangencial.
- Taza de disminución de ángulo.
- Dirección u Orientación y coordenadas.
- Pata de perro y su severidad.
- Giro.

4. Capítulo III. Consideraciones para la Configuración del BHA Direccional.

En este capítulo mencionaremos algunos ensamblajes recomendables y su respectiva configuración para construir, mantener o disminuir ángulo durante la perforación de un pozo direccional.

4.1. Principios para Configurar un BHA.

El BHA es una parte de la sarta de perforación que incide directamente en la trayectoria de la broca y consecuentemente en la del pozo. El objetivo para diseñar el mejor BHA direccional es lograr durante la perforación la trayectoria que más se ajuste a la planificada. Los factores que determinan la tendencia del BHA son: la fuerza lateral e inclinación de la broca; la hidráulica y el buzamiento de la formación.

4.2. Ensamblajes Rotatorios sin Motor.

Tiene las siguientes características:

- El giro derecha o izquierda es casi incontrolable.
- Tiene su propia tendencia a construir o tumbar curvatura, la misma que no puede ser ajustada desde superficie. Por tanto, para corregir la trayectoria del pozo es necesario cambiar el tipo de ensamblaje.

Generalmente se utilizan estabilizadores tipo camisa, de cuchillas soldadas o de cuchillas integrales para controlar la desviación del pozo, reducir el riesgo de atascamiento por presión diferencial y disminuir la severidad de las patas de perro.

En la figura 5 mostramos los diversos tipos de estabilizadores.

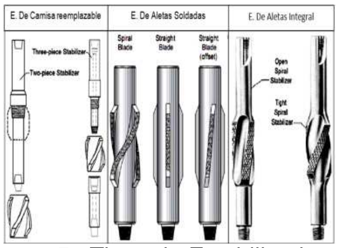


Figura 5. Tipos de Estabilizadores.

4.2.1. Para Construir Ángulo (Tipo Fulcrum).

Se utiliza el principio Fulcrum: que consiste en ubicar un estabilizador cerca de la broca para crear un punto de pivote, donde los lastrabarrenas llevan al estabilizador hacia la parte inferior del hueco, creando la fuerza lateral en la broca hacia la parte superior. Como la sección del ensamblaje por arriba del Fulcrum se vuelve flexible, el incremento en ángulo será más rápido. La figura 6 muestra una configuración típica.

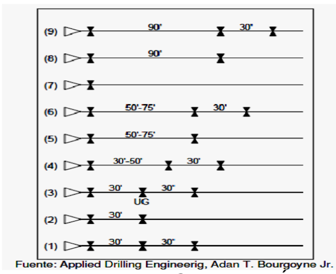


Figura 6. BHA para Construir Ángulo.

4.2.2. Para Mantener Ángulo (Tipo Packed).

Contienen de tres a cinco estabilizadores espaciados adecuadamente. La rigidez del BHA se incrementa conforme se agregan más estabilizadores, evitando que el ensamblaje de fondo se doble o incline y la broca mantenga la trayectoria planificada. La figura 7 muestra una configuración típica.

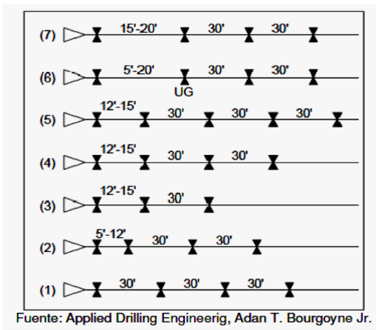


Figura 7. BHA Tipo Packed.

4.2.3. Para Reducir Ángulo (Tipo Péndulo).

Este ensamblaje contiene dos estabilizadores y se forma retirando el cercano a la broca y manteniéndolos en la parte superior del mismo. Mientras los estabilizadores se ubiquen lejos de la broca, la gravedad actúa sobre la misma. Los lastrabarrenas situados en la parte inferior del ensamblaje tienden a presionar hacia la parte inferior del hueco, provocando disminución en el ángulo. En la figura 8 se muestra la los BHAs típicos para disminuir ángulo.

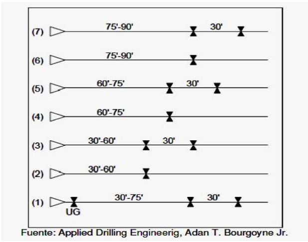


Figura 8. BHA Tipo Péndulo.

4.3. Motor Tipo Steerable: Partes.

Utilizado en la perforación del pozo ESPOL ESTE 8D. Consiste en un motor de desplazamiento positivo con un "bent housing" ajustable en superficie que permite orientar la broca en la dirección de la perforación deseada. El sistema comprende los seis elementos básicos siguientes:

- Unión superior (Top Sub).
- Unión potencia (Power Section).
- Transmisión (Transmission Section).
- Deflectora (Bent Housing).
- Carga (Bearing Section).
- Direccional (Drive Shaft).

En la figura 9 observamos las partes del motor descritas anteriormente.

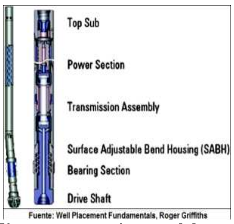


Figura 9. Elementos de un Motor Steerable.

4.4. Funciones y Tipo de los sistemas Rotatorios con Motor.

Entregan un direccionamiento continuo mientras se está rotando la sarta, cumpliendo las siguientes funciones:

- Mejor control de desviación.
- Hueco uniforme.- El deslizamiento del "bent housing" (no rota) produce un hueco más regular.
- Mejora la tasa de penetración.
- Adquisición de datos confiables del azimuth sobre la longitud total del pozo.

Existen dos tipos:Presionar en la broca (PSB) y apuntar con la broca (PB). La figura 10 y 11. Muestran estos dos sistemas.

Figura 10. Sistema "Push the Bit" (PSB).

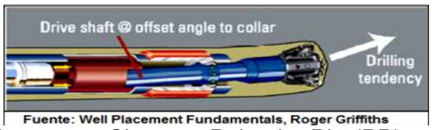


Figura 11. Sistema "Point the Bit" (PB).

4.5. Modalidad de Perforación con Motor.

Es la manera de perforar las formaciones en función del ángulo y la sección en curso. Existen dos mecanismos:

- **Rotando.-** Se ejecuta para mantener el ángulo teniendo doble rotación, la del motor de fondo y la del "Top drive".
- **Deslizando.-** Se maniobra el "Top Drive" para posicionar la cara de la herramienta (tool face) del BHA y que rote solo el motor de fondo.

5. Capítulo IV. Tuberías de Revestimiento y Profundidades de Asentamiento

5.1. Clasificación de Tuberías de Revestimiento (Casing)

Se clasifican de acuerdo a la función que cumplen en el interior del hueco y cada tipo se muestra a continuación:

5.1.1. Conductor

Es la primera sección que puede ser piloteado o perforado la cual evita derrumbes de los primeros pies perforados teniendo un medio de circulación del fluido durante la perforación del hueco superficial.

5.1.2. Superficial

Se cementa, aísla acuíferos y permite instalar equipos requeridos para el control de la perforación (BOP).

5.1.3. Intermedio 1

Requerido en zonas de alta presión. Se corre y se cementa hasta el tope de la zona para cambiar la base del lodo de perforación, incrementar la densidad del fluido, controlar la alta presión y continuar la operación.

5.1.4. Intermedio 2

Corrido y cementado para sellar las zonas de presión anormal, pudiendo entonces bajar la densidad del lodo y perforar las formaciones restantes.

5.1.5. Producción

Se corre y se cementa para proteger todos los intervalos productores. Cuando cuelga del último casing intermedio, se denomina Liner de Producción.

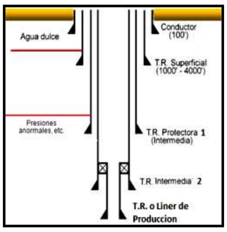


Figura 12. Clasificación de las Tuberías de Revestimiento (TRs).

5.2. Selección de las Profundidades de Asentamiento de las Tuberías de Revestimiento

En las etapas de planificación del pozo se determina en primer lugar la presión de formación esperada y el respectivo gradiente de fractura, dando como resultado el conocimiento del peso del lodo, estableciendo un margen de seguridad en el valor de la presión hidrostática que ejercerá el lodo, para controlar la presión de formación. Teniendo el perfil de presiones se puede establecer el programa de lodos y determinar la posible profundidad de asentamiento de las TRs.

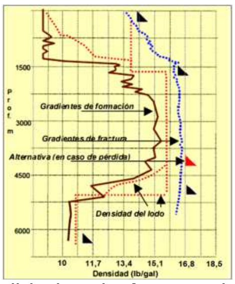


Figura 13. Profundidades de Asentamiento de las TRs

6. Capítulo VI. Procedimientos Operacionales

6.1. Información General del Pozo y Ubicación Geográfica

En las tablas 2 y 3 mostramos los datos del pozo, ubicación y las formaciones de interés a explotar al llegar al PT

Tabla 2. Datos del Pozo

Nombre del Pozo	ESPOL ESTE 8D
Tipo	Direccional / Avanzada
Cuenca	Oriental del Ecuador
TVD (ft)	10102
MD (ft)	10660

Tabla 3. Formaciones de Interés

ARENISCAS	TVD (ft)
"U" Inferior	9451
"T" Inferior	9683
Hollín Superior	9843

6.2. Razones para perforar Direccionalmente Tipo "S"

Se ejecuta este perfil por los siguientes motivos:

- No es posible perforarlo verticalmente.
- Se optimiza el PAD de la locación para obtener un adecuado espaciamiento en el yacimiento.
- Es un pozo de avanzada que va a permitir delimitar el yacimiento y recuperar mayor cantidad de reservas.

6.3. Programa de Perforación:

6.3.1. Primera Sección (Conductora)

Es de 26", perforada con broca # 1Tricónica hasta 131' MD donde se asienta un casing de 20".

6.3.2. Segunda Sección (Superficial)

De 16" se perfora con brocas #2 y #3, Tricónica y PDC respectivamente donde el KOP empieza a 500'MD, rotando y deslizando el BHA con motor de fondo (Steerable) hasta 6140' MD, finalizando con un ángulo de 10.5° de inclinación y azimuth de 291°.

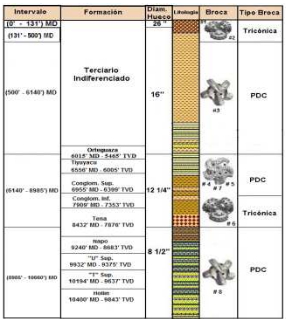
6.3.3. Tercera Sección (Intermedia)

Es de 12-1/4" perforada con brocas # 4, # 5, # 7 PDC y # 6 Tricónica, rotando y deslizando BHA direccional hasta 8985' MD, finalizando con un ángulo de 2.5° de inclinación y azimuth de 105°.

6.3.2. Cuarta Sección (Liner de Producción)

De 8-1/2", perforada con broca # 8 PDC, rotando y deslizando BHA direccional hasta 10660' MD, llegando con un ángulo de inclinación de 1.9° y azimuth de 106°.El pozo concluye con un desplazamiento horizontal de 2290'.

Tabla 4. Intervalo, formaciones y tipos de brocas utilizadas



Intervalo	Formación	Diam. Hueco	Litología	Broca	Tipo Broca
(0' - 131') MD	Terciario Indiferenciado	26"		#1 #2	Tricónica
(131' - 500') MD		16"			
(500' - 6140') MD				#3	PDC
	Orteguaza 6015' MD - 5465' TVD				
(6140' - 8985') MD	Tiyuyacu 6556' MD - 6005' TVD	12 1/4"		#4 #7 #5	PDC
	Conglom. Sup. 6955' MD - 6399' TVD				
	Conglom. Inf. 7909' MD - 7353' TVD			#6	Tricónica
	Tena 8432' MD - 7876' TVD				
(8985' - 10660') MD	Napo 9240' MD - 8683' TVD	8 1/2"		#8	PDC
	"U" Sup. 9932' MD - 9375' TVD				
	"T" Sup. 10194' MD - 9637' TVD				
	Hollin 10400' MD - 9843' TVD				

6.4. Propiedades del Fluido de Perforación

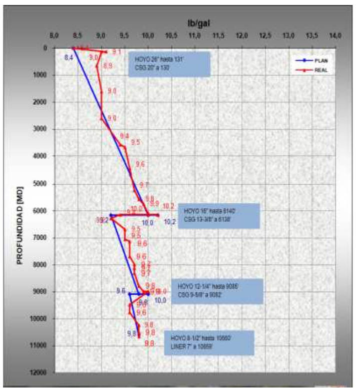


Figura 14. Gradiente de densidad del lodo programado y real

6.5. Programa de Registros Eléctricos

La corrida de registros eléctricos se efectúa teniendo en cuenta la posibilidad de producir de zonas diferentes a las convencionales (Napo y Hollín). Por esta razón se corren los registros AIT-LSS-ML-MCFL-TLD-CNL-GR-SP-CAL, a hueco abierto desde 8950' MD hasta 6136' MD.

Se realiza una segunda corrida a hueco abierto con los registros: HRLA-LSS-ML-MCFL-TLD-CNL-GR-SP, desde 10647' MD (PT log) hasta 8966' MD para definir los yacimientos productores convencionales.

6.6. Corrida y Cementación de las TRs

Tabla 5. Cementación de las TRs

Secciones de TR	Intervalo (ft) MD	Grado	Peso (lb/ft)	Número de tubos	Cemento	
					Tipo	# SXS
Conductor 20"	0 – 130	J - 55	106.5	3	"A"	265
Superficial 13-3/8"	0 – 6138	C - 95	72	150	"A"	1975
Intermedio 9-5/8"	0 – 8982	C - 95	47	209	"G"	1015
Liner 7"	8741 – 10659	C - 95	26	45	"G"	320

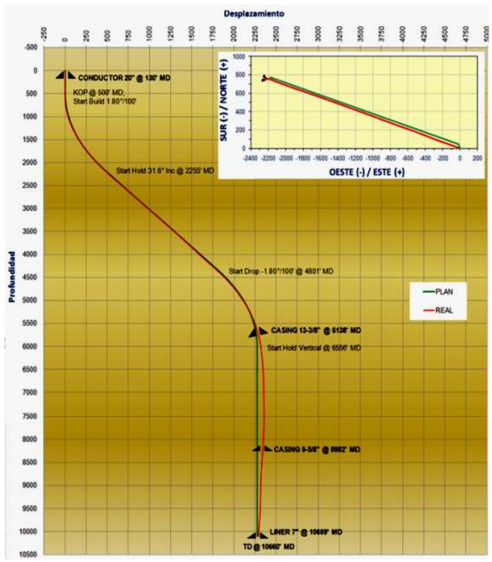


Figura 15. Plan Direccional y avance real del pozo ESPOL ESTE 8D

6.7. Reportes Diarios, Sumario y Diagrama de Perforación

Los reportes diarios son documentos donde consta la información detallada y especifica de todos los trabajos realizados durante la perforación. Se reporta desde el momento en que empieza el movimiento y armado de la torre en la locación hasta cuando se corre y se cementa las tuberías de revestimiento. De los citados reportes se puede concluir que las operaciones se efectuaron con normalidad.

El Sumario de perforación es el informe final donde se describe las operaciones más relevantes ejecutadas durante el desarrollo del trabajo.

El Diagrama de perforación es la representación gráfica de la configuración del pozo después de perforado, revestido y cementado, quedando listo para el proceso de completación.

6.8. Costos

El costo total para perforar, cementar y revestir el pozo es de 1'828.953.94 dólares, siendo el tiempo de trabajo 31 días y 12 horas.

Los valores más relevantes corresponden a los siguientes rubros:

- Supervisión del "Company Man": 850 dólares diarios
- Operación de la torre de perforación: 42706 dólares diarios
- Montacargas: 400 dólares diarios
- Vacuum: 700 dólares diarios
- Brocas: 78000 dólares
- Fluidos de perforación: 50000 dólares.
- Herramientas para direccionar: 25000 dólares.
- Control litológico: 35000 dólares.
- Cementación: 160000 dólares.
- Registros eléctricos: 145000 dólares.

El servicio de mayor costo corresponde al taladro cuyo valor total es 1'298,982 dólares, razón importante para cumplir con el tiempo de perforación planificado, sin descuidar los factores de seguridad y confiabilidad, aunque en ocasiones se presentan problemas inesperados que incrementan el tiempo de utilización de la torre.

La inversión total de perforar, revestir y completar el pozo para producirlo ascendería a un valor aproximado de 5'993,377 dólares, teniendo en cuenta que para la completación se utilizará un taladro de reacondicionamiento y que el mecanismo de producción será Bombeo Eléctrico Sumergible (BES).

7. Conclusiones

Asignando el 1% de la inversión total del pozo para la planificación de todas las actividades, lograremos que el trabajo de perforación y la posterior corrida de las tuberías de revestimiento sean procesos más seguros.

Se controla la trayectoria del pozo en la parte direccional, teniendo un BHA con Motor Tipo Steerable y las modalidades de de perforación (rotando y deslizando) ejecutadas alternadamente cada 60 pies.

Correr un casing superficial de mayor longitud y asentarlo a 6138' MD, reemplazando al intermedio 1, se reduce tiempo, trabajo y costos.

Con la perforación de pozos direccionales existe mayor control en el impacto ambiental, considerando que desde una misma plataforma es posible llegar a diversos objetivos.

8. Agradecimientos

A la empresa operadora por brindarnos la mejor información en especial al Ing. Juan Carlos Gudiño que nos dio datos para llevar a cabo el presente trabajo y en especial al Ing. Kléber Malavé por su valiosa ayuda durante la elaboración del mismo.

9. Referencias

[1] IZURIETA ÁLVARO Y ZAVALA ANDREA, "Evaluación de riesgo Operativo, Costos y Tiempos de Perforación para distintos Tipos de Pozos mediante el Software Osprey Risk y Drilling Office" (Tesis, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Superior Politécnica Nacional, 2010).

[2] ING. RODRIGUEZ RAFAEL, Curso de Perforación Direccional ESPOL / FICT, 2005.

[3] MOLERO JAIRO, Diseño de Sartas y Perforación Direccional, IADC, 2005.

[4] ING. RODRIGUEZ ENRIQUE, Presiones Anormales (compendio de Perforación).

[5] PDVSA CIED, Fundamentos de Ingeniería de Perforación, 2007.

[6] MEZA ALDAS HILDA RAQUEL, "Evaluación de los Diseños de BHA en perforaciones horizontales (Aplicado en el pozo AMO B-10 del Bloque 16 del oriente Ecuatoriano) tesis d, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del litoral, 2000).

[7] GRIFFITHS ROGER, Well Placements Fundamentals, 2004.

[8] BOURGOYNEJR. ADAN T, Applied Drilling Engineering, 2002.