

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



"Proyecto para Perforar Pozos Horizontales en el Area Corrientes Selva Norte del Perú"

TESIS

Para optar el título profesional de
INGENIERO DE PETROLEO

Luis Rolando Aguilar Maorique

Promoción 93 - 0

Lima - Perú
1997

A DIOS por mostrar mi vida en el camino del bien y por haberme dado fuerza necesaria para vencer adversidades y lograr mi formación profesional.

A mis padres por su abnegación, mis hermanas por su amor, comprensión y apoyo; y mis tías por su paciente persistencia para convencerme de concluir este trabajo.

INDICE

1.	<i>Resumen.....</i>	1
2.	<i>Conclusiones.....</i>	2
3.	<i>Recomendaciones.....</i>	5
4.	<i>Objetivo y Criterio de Selección para el Proyecto de Perforación Horizontal.....</i>	8
5.	<i>Ubicación e Historia del Yacimiento Corrientes.....</i>	9
6.	<i>Historia de la Perforación Horizontal.....</i>	11
7.	<i>Información Geológica del Yacimiento Corrientes.....</i>	14
7.1.	<i>Geología General.....</i>	14
7.2.	<i>Geología Estructural.....</i>	17
7.3.	<i>Descripción Geológica del Reservorio Vivian y Locación del Pozo.....</i>	19
8.	<i>Estudio Geológico del Yacimiento Corrientes.....</i>	20
8.1.	<i>Ubicación.....</i>	20
8.2.	<i>Configuración Estructural.....</i>	20
8.3.	<i>Mapa de Arena Neta Petrolifera.....</i>	20
8.4.	<i>Estratigrafía.....</i>	24
9.	<i>Plan de Perforación del Pozo Horizontal 1-H Corrientes.....</i>	28
9.1.	<i>Descripción del Proyecto de Perforación Horizontal.....</i>	28
9.2.	<i>Información General.....</i>	30
9.3.	<i>Información del Reservorio Vivian en el Yacimiento Corrientes.....</i>	31
9.3.1.	<i>Estudio del Reservorio.....</i>	31
9.3.2.	<i>Propiedades de la Roca Reservorios.....</i>	31
9.3.3.	<i>Propiedades de los Fluidos del Reservorio.....</i>	33
9.3.4.	<i>Distribución de Fluidos.....</i>	35
9.3.5.	<i>Mecanismo de Impulsión.....</i>	36
9.3.6.	<i>Pronóstico de la Producción.....</i>	36
9.4.	<i>Programa de Perforación.....</i>	39
9.4.1.	<i>Consideraciones.....</i>	40
9.4.2.	<i>Diseño de la Sarta de Perforación y Conjunto de Fondo.....</i>	44
9.4.3.	<i>Diseño de la Curva de Crecimiento Angular (Build)</i>	47

9.4.4.	<i>El Efecto de la Inclinación.....</i>	<i>51</i>
9.4.5.	<i>Torsión y Arrastre.....</i>	<i>51</i>
9.4.6.	<i>Velocidad de Penetración.....</i>	<i>52</i>
9.4.7.	<i>Fluido de Perforación.....</i>	<i>54</i>
9.4.8.	<i>Hidráulica.....</i>	<i>56</i>
9.4.9.	<i>Propiedades Anulares del Fluido.....</i>	<i>57</i>
9.4.10.	<i>Control de Sólidos.....</i>	<i>60</i>
9.5.	<i>Programa de Forros, Cementación y Completación.....</i>	<i>62</i>
9.6.	<i>Equipamiento Principal de Materiales y Herramientas.....</i>	<i>66</i>
9.7.	<i>Logística y Control del Proyecto.....</i>	<i>67</i>
10.	<i>Ventajas y Desventajas de la Perforación Horizontal.....</i>	<i>68</i>
11.	<i>Problemas que pueda ocurrir en la Zona de Operaciones.....</i>	<i>71</i>
12.	<i>Análisis Económico del Proyecto de Perforación Horizontal.....</i>	<i>73</i>
12.1.	<i>Costos de Perforación y Completación.....</i>	<i>73</i>
12.2.	<i>Comparación de Costos.....</i>	<i>75</i>
12.3.	<i>Evaluación Económica.....</i>	<i>77</i>
12.3.1.	<i>Medidas de Rentabilidad.....</i>	<i>77</i>
12.3.2.	<i>Análisis de Sensibilidad.....</i>	<i>79</i>
12.3.2.1.	<i>Sensibilidad a las Inversiones.....</i>	<i>79</i>
12.3.2.2.	<i>Sensibilidad a los Gastos Operativos.....</i>	<i>79</i>
12.3.2.3.	<i>Sensibilidad a las Reservas.....</i>	<i>80</i>
12.3.2.4.	<i>Sensibilidad al Precio del Crudo.....</i>	<i>80</i>
13.	<i>Referencia Bibliográfica.....</i>	<i>82</i>
ANEXO I	<i>Conformación y Descripción del Equipo de Perforación.....</i>	<i>1</i>
ANEXO II	<i>Geometría y Técnicas para perforar Pozos Horizontales.....</i>	<i>22</i>
ANEXO III	<i>Diseño de la Curva de Levantamiento del Angulo.....</i>	<i>45</i>
ANEXO IV	<i>Consideraciones Económicas para comparar un Pozo Vertical con un Pozo Horizontal (Método de Radio de Curvatura).....</i>	<i>55</i>
ANEXO V	<i>Varios.....</i>	<i>65</i>

SUMARIO

El presente trabajo se ha llevado a cabo debido a que existe un buen potencial para la Perforación Horizontal en los Campos Petroleros de la Selva y del País. Las aplicaciones identificadas para este tipo de perforación está orientado a mejorar la productividad de los reservorios Vivian y Chonta, producir petróleo en situaciones con acuíferos de fondo y mejorar la productividad de los yacimientos aún no drenados.

En la actualidad, el avance tecnológico en la perforación horizontal es una opción viable para campos en desarrollo. Los pozos horizontales han llegado a ser una herramienta valiosa para el manejo efectivo de la producción de los reservorios con conificación de agua y gas, reservorios de espesor delgado, reservorios con fracturas verticales y reservorios con baja productividad. Además que reduce el número de plataformas y se protege el medio ambiente.

El pozo horizontal 1-H en Corrientes será perforado usando la tecnología actual de perforación direccional. Esto incluye sustitutos acodados en motores de fondo, herramientas de navegación, herramientas de registro de desviación, herramientas de control direccional como el conjunto que direcciona a la sarta para construir un ángulo (SMA) y herramientas que miden mientras se perfora (MWD).

Las experiencias en pozos horizontales adquiridas de la Cía. Occidental, ha sido usado para diseñar el pozo, fijar las condiciones operacionales de perforación y establecer las recomendaciones para un monitoreo apropiado de la sección horizontal. También se incluye las experiencias obtenidas en brocas, lodos, hidráulica, sistema de entubamiento, cementación; por lo que puede usarse como un manual de consulta.

Consideremos que este Proyecto de Tesis contiene valiosa información para futuros trabajos de Perforación Horizontal en la Selva Peruana y operaciones "offshore".

Deseo expresar mi agradecimiento al Ing. Ricarte Dávila G. por su asistencia constante en la elaboración del presente trabajo, así mismo al Ing. Oscar Cortegana como asesor de la Tesis, y a todas aquellas personas que han colaborado para hacer realidad esta obra.

1. RESUMEN

*El avance tecnológico en la perforación horizontal de pozos petroleros significa una mayor producción de los reservorios y campos petroleros a menores costos. Por tal razón, se presenta el **Proyecto de Perforación Horizontal del Pozo 1-H Corrientes**, por presentar características apropiadas para la recuperación de reservas del reservorio Vivian, que no pudieron ser producidas con el método convencional.*

Existe un buen potencial para la perforación horizontal en los campos del Lote 8/8X. Las aplicaciones potenciales identificadas para este tipo de perforación son las siguientes:

- *Mejorar la productividad del reservorio Vivian, de poco espesor, que produce petróleo semipesado.*
- *Producir petróleo semipesado en las formaciones o reservorios con acuífero de fondo.*
- *Mejorar la productividad de los yacimientos no drenados y de baja permeabilidad.*

Para este fin, el presente estudio indica la unión de las mejores condiciones geológicas y de reservorio de la formación Vivian, y las condiciones mecánicas más favorables que nos permitan llevar adelante dicho proyecto.

Las experiencias y prácticas adquiridas en el transcurso de las perforaciones convencionales realizadas en pozos desviados, en los diferentes campos productores del Lote 8, y los trabajos realizados por la Cía. Occidental en el Lote 1AB; sirve como base para diseñar el procedimiento operacional en la perforación de pozos horizontales.

En la actualidad, esta tecnología es más viable tanto económica como operacionalmente en diferentes campos petroleros. Por ello, se ha realizado un esfuerzo multidisciplinario para el proyecto de perforación horizontal, el cual dará la oportunidad de generar nuevas reservas.

2. CONCLUSIONES

1. *Las medidas de rentabilidad del Proyecto luego de la evaluación económica son: Valor Actual Neto (VAN al 20%) de 4.5 MMUS\$, Tasa Interna de Retorno (TIR) más del 100%, Periodo de Recuperación de la Inversión (PAYOUT) de 0.833 años y el Índice de Valor Neto (IVA) de 1.30.*
2. *El costo estimado para el Proyecto de Perforación Horizontal está valorizado en 3.26MMUS\$. El costo total estimado del pozo horizontal en promedio comparado con el pozo vertical es 2.16 veces más y con el pozo dirigido en 1.77 veces más, debido al incremento del costo de los materiales, mayores costos diarios de alquiler de equipos, herramientas y servicios, etc. Además, el equipo seleccionado es semiconvencional que los que normalmente se usan en perforación convencional; sin embargo, estos costos y gastos de inversión sería compensado con la mejora de la productividad del reservorio.*
3. *En Perforación Horizontal la técnica de radio medio ofrece un buen control direccional que permite situar a la sección de incremento angular y horizontal exactamente en ambos planos vertical y horizontal. El pozo horizontal de radio medio requiere menos profundidad vertical en la sección curva, siendo una de las más grandes ventajas del sistema. Por ende, el perfil del pozo indica mucho menos espacio para alcanzar el objetivo horizontal que con el sistema de radio largo.*
4. *Colocando el punto de desvío (KOP) lo más próximo al objetivo se reduce la imprecisión de la profundidad al verdadero objetivo. El KOP seleccionado se debe más por las consideraciones geométricas del perfil de la trayectoria del pozo, que por características geológicas de la Fm. Yahuarango, ya que en esta formación se inicia el desvío del pozo. Con una tasa de crecimiento angular de 10°/100 pies de radio medio resulta para la curva de levantamiento angular una altura de 573 pies, desplazamiento de 573 pies y una longitud perforada de 900 pies.*

5. *El pozo horizontal es apropiado para el reservorio Vivian, ya que cumple con las características de: reservorio delgado, reservorio de alta permeabilidad y reservorio con problemas de conificación de agua. La interrupción prematura del agua en pozos verticales da como resultado que un volumen significativo de petróleo se deja de producir. Con un pozo horizontal se reduce la caída de presión y la velocidad del fluido dentro del hueco, y el flujo del fluido es una fuente lineal en lugar de concentrarse a un solo hueco, mejorando la productividad del pozo.*
6. *El tiempo estimado para la perforación y completación del pozo horizontal es 55 días.*
7. *Muchas zonas problemáticas pueden ser perforadas en la sección vertical de un pozo de radio medio, y pueden ser revestidos antes que se perfore el tramo crítico de la curva y comienzo lateral. La longitud más corta de la sección de levantamiento angular también puede ahorrar tiempo y problemas potenciales del hueco.*
8. *Las reservas recuperables de petróleo del reservorio Vivian se estima en 1.13MMBO. Mejorando así la productividad del reservorio de poco espesor y obtener un mejor recobro aún cuando no se pueda evitar el encrestamiento de agua del acuífero hacia el pozo.*
9. *Un solo conjunto de fondo puede ser usado para la sección completa de elevación del ángulo del pozo, sin realizar muchos cambios de ensamblaje de fondo disminuyendo significativamente el tiempo acumulado por viajes en reemplazo de estos. El conjunto que direcciona a la sarta para construir un ángulo (SMA) y la herramienta que mide mientras perfora (MWD) mejoran el control direccional, permitiendo la intersección del objetivo y la ubicación precisa del intervalo horizontal.*

10. *El fluido de perforación a base de aceite será utilizado en la sección curva de 8 ½" y la sección horizontal de 6"; debido a su bajo coeficiente de fricción, a sus características como estabilizadores del pozo, a las largas secciones de diferentes formaciones penetradas, pozos de diámetro relativamente grandes y la variabilidad de la severidad de la "pata de perro". Reduciendo la torsión y arrastre, y la posibilidad de aprisionamiento diferencial, etc.*
11. *Una buena limpieza del pozo se evita la acumulación de sólidos en la parte inferior del hueco, sobre todo en la sección de incremento angular. La formación de estas "camas de recortes" es crítica cuando la inclinación del hueco varía entre 35° a 65°, la acumulación de los recortes se produce debajo del arreglo del conjunto de fondo, restringiendo severamente el movimiento de la sarta en el hueco. Esto causa severo arrastre y torque al mover la sarta.*
12. *El control de sólidos a un nivel deseado y óptimo es de gran importancia en el tramo de incremento angular y horizontal, la cantidad de sólidos perforados en estas secciones es mayor que en la sección vertical, debido al efecto compactante de la sarta de perforar sobre los recortes acumulados en la parte baja del hueco.*
13. *Con la perforación horizontal se reduce el número de pozos convencionales a perforar y plataformas requeridas para desarrollar el campo.*

3. RECOMENDACIONES

1. *Perforar el Pozo Horizontal 1-H en el campo Corrientes de acuerdo al estudio y al diseño calculado, que se presenta en este trabajo, con la características siguientes:*

HUECO	BROCA	PROFUNDIDAD	FORROS
<i>SECCION VERTICAL 17 ½"</i>	<i>17 ½"</i>	<i>0 - 700'</i>	<i>13 3/8"</i>
<i>SECCION VERTICAL 12 ¼"</i>	<i>12 ¼"</i>	<i>700 - 8197'</i>	<i>9 5/8"</i>
<i>SECCION INCREMENTO ANGULAR 8</i>	<i>8 ½"</i>	<i>8197 - 9097'</i>	<i>7"</i>
<i>SECCION HORIZONTAL 6"</i>	<i>6"</i>	<i>9097 - 10097'</i>	<i>ABIERTO</i>

2. *El diseño del pozo horizontal de radio medio no tiene previsto perforar un pozo piloto en el tramo de 8 ½"; debido a las condiciones geológicas que presenta el campo ya conocido y con muchos pozos perforados, además la implementación adecuada de las herramientas y equipos apropiados al trabajo de perforación. Por ejemplo: el uso del conjunto que direcciona a la sarta para perforar un ángulo (SMA) está diseñado para perforar rápidamente y con precisión el hueco curvo relativamente de mayor diámetro, tener grandes motores disponibles, equipo para manipular grandes diámetros de herramientas, acondicionarse de sustitutos acodados, etc. Todo ello conlleva a no perforar un hueco piloto en dicha área.*
3. *Fijar las condiciones operacionales de perforación y establecer las recomendaciones para un monitoreo apropiado del perfil de la sección horizontal. Un equipo de personal experimentado en sitio, podrá enfrentar posibles situaciones problemáticas. Además, tomar en consideración que la columna estratigráfica es equivalente a la del Lote 1-AB, por ende las operaciones de perforación deberá afrontar los mismos problemas encontrados en los pozos horizontales de la Cía. Occidental.*
4. *El control geológico resulta fundamental a la entrada de la zona productiva y durante la perforación del tramo horizontal. Por ello, se requiere de geólogos de mayor experiencia en el área.*

5. *Conformar un equipo técnico de trabajo con Geología, Perforación, Producción y Reservorios. Del mismo modo, trabajar coordinadamente con los Ingenieros que tendrán a cargo el control direccional y cuando vaya a ejecutarse el Proyecto llamar a los ingenieros encargados del control direccional que trabajaron en la perforación de los pozos horizontales de la Cía. Occidental.*
6. *El uso de un adecuado ángulo de compensación (lead) en la orientación de la trayectoria en función a las tendencias de giro que presentan los conjuntos de fondo con brocas tricónicas y PDC, contribuyen a un mejor control direccional de la trayectoria. Esto evita correcciones de la dirección con motor de fondo.*
7. *Mantener el hueco curvo y horizontal, estable, de buen calibre para conseguir un hueco de diámetro mínimo y de una superficie lisa. Esto implica mayor y consistente velocidad anular que resulta en una mejor limpieza del pozo. Por consiguiente, el pozo estable mejora la habilidad de controlar la dirección del hueco y con un buen calibre da apoyo a los estabilizadores necesarios para dirigir el ensamblaje de fondo. Todo ello, se logra con un adecuado fluido de perforación, de las propiedades reológicas y fisico-química de acuerdo a los requerimientos del hueco.*
8. *El uso de fluidos de perforación a base de petróleo (OBM) en el tramo de levantamiento del ángulo y la sección horizontal es importante porque forma una película lubricante entre la sarta y las paredes del pozo con una resistencia suficientemente alta para obtener coeficientes de fricción bajos y por sus características como estabilizadores del pozo, y por consiguiente reduce la torsión y el arrastre, y la posibilidad de aprisionamiento diferencial.*
9. *Obtener coeficientes de fricción bajo que resulta en torsión y arrastre menores; esto se logra, conociendo el tipo de formación, evitando las asperezas de la sarta y tener un adecuado fluido de perforación como son los lodos a base de aceite.*

10. *Proteger la capacidad productora de las arenas de formación. Para ello es necesario asegurarse que el fluido de perforación debe ser compatible con la formación y que no traerá problemas con la completación. De acuerdo con ésta premisa el uso del fluido a base de petróleo diseñado reológicamente para minimizar el daño a la formación debe tener en cuenta las siguientes precauciones: minimizar la densidad del lodo perforando con mínimo sobre balance, controlar la pérdida de filtrado y maximizar el uso de equipos de control de sólidos.*
11. *Elegir una completación a hueco abierto para el primer pozo, pero se dispondrá de un revestidor en blanco y ranurado de 4 ½" con una empacadura externa para tubería de revestimiento ante cualquier eventualidad. Por ser la más económica, y con el fin de reducir costos de lana, cementación y baleo.*
12. *Perforar pozos de este tipo debido a las condiciones geográficas de la zona y a la ventaja de perforar varios pozos desde un misma plataforma. Reduciendo considerablemente el área de desmonte que tendría que hacerse para cada pozo vertical, beneficiando el medio ecológico.*
13. *Se recomienda a las Cías. productoras de Selva, hacer un estudio de factibilidad de perforar pozos horizontales, o tramos horizontales, en aquellos pozos con alta producción de agua (conificación), a fin de evitar la conificación e incrementar las reservas no desarrolladas.*
14. *Se recomienda a la Cía. Petrotech hacer un estudio de factibilidad de perforar pozos horizontales o tramos horizontales como una extensión de los pozos desviados con alto ángulo, a fin de confirmar la continuación de las arenas petrolíferas mar adentro.*

4. OBJETIVO Y CRITERIOS DE SELECCION PARA EL PROYECTO DE PERFORACION HORIZONTAL

OBJETIVO

El presente trabajo, específicamente está orientado hacia los siguientes objetivos: mejorar la productividad del reservorio Vivian de poco espesor, y producir crudo semipesado en situaciones con acuífero de fondo. Estos son aplicables al Lote 8, y pueden conducir a incrementar las áreas de explotación remanentes en el horizonte de producción Vivian.

CRITERIOS DE SELECCION

- 1. La perforación de numerosos pozos verticales, dirigidos en el campo Corrientes no han permitido la explotación eficiente de cada uno de los reservorios como es el caso del reservorio Vivian; habiéndose dejado de producir en diferentes partes del campo muchas áreas de los reservorios que no han podido ser drenados hacia los pozos perforados, tal como indican los estudios de Simulación de Reservorios.*
- 2. La interrupción prematura del agua en pozos verticales resulta que una cantidad significativa de petróleo se deja de producir. La aplicación de un pozo horizontal reduce la caída de presión y la velocidad del fluido dentro del hueco, y el flujo del fluido se comporta como una fuente lineal en lugar de concentrarse a un solo hueco.*
- 3. La relación del índice de productividad es sin duda el principal indicador para calificar a un candidato para la perforación de un pozo horizontal. En consecuencia, un candidato atractivo sería una arena limpia compacta y delgada con un buen soporte de presión.*

5. UBICACION E HISTORIA DEL YACIMIENTO CORRIENTES

El Yacimiento Corrientes se encuentra en la Cuenca Marañón del Oriente Peruano, en la parte central del Lote 8/8X, Fig. 1; a 200 Km. al Oeste de la ciudad de Iquitos, Selva Norte del Perú, en la localidad de Trompeteros Margen derecha del Río Corrientes, Distrito Trompeteros, Provincia Loreto, Departamento Loreto.

El yacimiento Corrientes se descubrió en Noviembre de 1971 con la perforación y completación del primer pozo exploratorio Corrientes 1X, el cual probó petróleo en la formación Chonta-Miembro Cetico; ubicado a 3° 48' 49.12'' Latitud Sur, y 75° 03' 46.02'' de Latitud Oeste. Hasta la fecha se han perforado 55 pozos, de los cuales 48 fueron productivos, 3 productivos no comerciales y 4 secos, todo ellos perforados en forma vertical y direccional. Las formaciones productivas en Corrientes son la formación Vivian y Chonta.

En lo que va de su vida productiva el Reservorio Vivian en este yacimiento ha producido en forma independiente del pozo 115D, y en conjunta y simultáneamente con otros reservorios de Chonta, y sus miembros Cetico, Pona y Lupuna de los pozos 16XCD, 137, y 12XC. En consecuencia, este reservorio aún no ha sido eficientemente explotado; y por ende, las reservas de petróleo ascienden a un potencial de 10.13 MMBLS.

Actualmente, el campo Corrientes produce 14,600 BOPD x 108,000 BWPD con 33 pozos productores de las formaciones Vivian y Chonta. Para una eficiente producción las arenas productivas se han evaluado separadamente en los miembros Cetico, Pona, Lupuna y otros miembros superiores e inferiores, colocando packers para separar las arenas o sistemas de completación dual y herramienta Y.

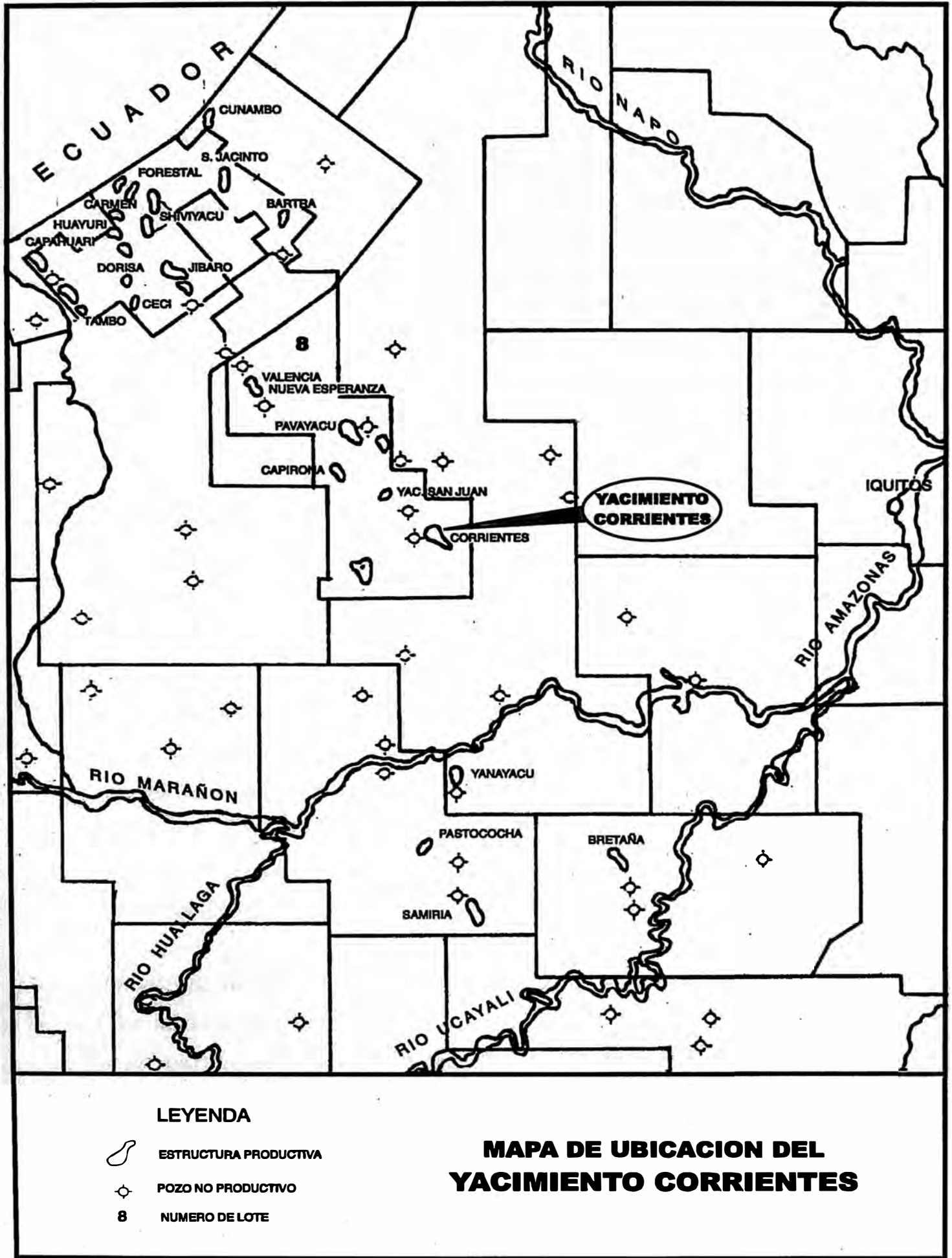


FIG. 1

6. HISTORIA DE LA PERFORACION HORIZONTAL

En 1929 en Texas, se perforó el primer pozo de drenaje horizontal, con una técnica diseñada por Robert E. Lee para la Cía. Big Lake Oil Co. Desde 1929 a 1939 se perforaron 120 pozos de drenaje horizontal en la región de Mid-Continent, usando la técnica desarrollada por Lee para yacimientos depletados (formaciones blandas y semiduras) con distancias horizontales entre 66 y 82 pies.

Esta idea fue investigado posteriormente por Cross y Zublin en los años 1930 y la investigación continuó hasta la década de los 50 por L. Ranney (1941), J.J. Eastman (1954), y otros. El desarrollo de la fracturación hidráulica en los años 50 puso fin a la perforación de pozos con drenaje horizontal.

En los años 50 la USSR perforó 43 pozos horizontales demostrando la factibilidad de esta técnica aunque antieconómica, dando como resultado el abandono temporal.

Posteriormente, a mediados de los años 60 los Soviéticos continuaron haciendo otras perforaciones de pozos experimentales. Los chinos dicen igualmente, haber perforado dos pozos, el primero de 1640 pies de sección lateral a lo largo del reservorio, el cual no fue protegido con casing y colapsó luego de una semana de producción, y el segundo, interrumpido por la "Revolución Cultural". Nuevamente los Chinos concluyeron que tal técnica era posible, pero antieconómica. Finalmente, este sistema fue abandonado por los siguientes 20 años.

A finales de los años 70 y comienzos de los 80, muchos intentos hicieron en Canadá Cías. tales como: Imperial Oil Ltd. y Texaco Canadá Inc, siendo la intención poner en producción, en forma experimental, las arenas bituminosas de Cold lake.

En 1979, la Cía. Atlantic Richfield Company (ARCO) intentó perforar doce (12) pozos horizontales usando la técnica de alta curvatura radio corto. Diez (10) de los cuales fueron perforados en la formación Empire Abo, reservorio de carbón,

localizado en el Condado de Eddy, New México. Se perforó otro pozo en el campo South Douglas, en el Condado de Garfield, Oklahoma y se intentó perforar otro más en el campo Grassy Trails, en Utah. De todos ellos nueve (9) resultaron exitosos.

Como parte de un intenso programa de investigación, parcialmente financiado por la Asociación Francesa Instituto Francés de Petróleo, I.F.P. y la Cía Elf-Aquitaine perforó cuatro (4) pozos horizontales en Europa Occidental:

- a) El Pozo LA90 del campo Upper Lacq ubicado al suroeste de Francia fue el primero que perforó la Elf-Aquitaine, desde el 14 de Mayo al 30 de Junio de 1980.*
- b) El segundo pozo confirmatorio, el LACQ91, se perforó hasta 4100 pies de los cuales 1214 pies fueron perforados horizontalmente.*
- c) El tercer pozo perforado por la ELF a inicios de 1982, el RSM6D de Rospo Mare en Italia, ubicado costa fuera del Mar Adriático, terminó a mayor profundidad vertical que los anteriores 4500 pies, tuvo un perfil de perforación ajustado y adaptado a la configuración esperada de las formaciones atravesadas.*
- d) El cuarto pozo, Casteralou 110, de 9600 pies brindó a la Cía. Elf Aquitaine la oportunidad de entender y resolver mejor los problemas y procedimientos de perforación.*

En Enero de 1984, la Cía. Standard Oil Production perforó un pozo de prueba, el Braune-Wieding N°1, ubicado al sur de Texas, como parte de un proyecto para desarrollar una tecnología que le permitiera perforar y posteriormente completar pozos horizontales en Prudhoe Bay, campo petrolero de Alaska. La perforación del Braune-Wieding N°1 sirvió para establecer y verificar varios planes y técnicas operativas que fueron esenciales en la perforación horizontal, el uso de herramientas tales como: el sistema "Top Drive" y MWD.

Además perforó otros 3 pozos horizontales en la Bahía de Prudhoe: JX-2, el B-30 y el Y-20, teniendo como objetivos las areniscas de Sadlerochit. En setiembre del mismo año, ARCO perforó y completó con éxito tres (3) pozos usando el sistema de radio largo en la misma Bahía de Prudhoe.

En mayo de 1985, se probó la técnica de curvatura media por primera vez en el pozo de prueba John A. Hubbard N° 1, ubicado en el Condado de Rockwall-Texas, este pozo se perforó horizontalmente y en forma exitosa con un hueco de 6" de diámetro en la formación Austin Chalk.

En diciembre de 1985 se realizó la primera aplicación comerciable de esta técnica en el área de Spraberry-Trend del Condado de Midland, Texas, con el pozo WM Schrock 38 N° 7, el cual alcanzó un desplazamiento horizontal de 1180 pies.

EN SUDAMERICA

En junio 12 de 1984 la Cía. Petrolera Estatal del Brasil, Petrobras perforó su primer pozo horizontal en el campo de "Hacienda Belén", ubicado en al playa del Estado de Ceara, NE del Brasil. Este pozo experimental, el 9-FZB-308D fue perforado con un equipo de perforación convencional Rig N° 97, sin ninguna adaptación, iniciando a la profundidad de 131 pies, la construcción de la curvatura con un ángulo de desviación de 1°/23ft y alcanzando finalmente la profundidad de 1190 pies, con 544 pies a lo largo del reservorio productivo.

En febrero de 1988, la Empresa Estatal Argentina "Yacimientos Petrolíferos Fiscales" perforó su primer pozo horizontal CH5N51 en el Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra, Neuquen, como parte del desarrollo experimental de la Empresa YPF en búsqueda de lograr conocimiento y experiencia en esta técnica.

En el Perú, la Cía. Occidental Petroleum perforó el primer pozo horizontal en 1993, en el campo de San Jacinto y luego continuó perforando pozos horizontales en los campos de Shiviyaçu, Dorissa y Capahuari.

7. INFORMACION GEOLOGICA DEL YACIMIENTO CORRIENTES

7.1. GEOLOGIA GENERAL

El yacimiento Corrientes se localiza en el Flanco Oriental de la Cuenca Marañón, ubicado al Flanco Noroeste, las coordenadas del pozo son Norte = 1'665,603m y Este = 826,343m., constituido por depósitos terrígeno, cretáceos y terciarios, depositados en forma discordante sobre capas rojas pre-mesozoicas.

La secuencia terciaria está constituido de arcillitas abigarradas, limolitas y areniscas depositadas en ambiente continental con intercalaciones de lutitas verdosas y areniscas de ambiente salubre a marino.

La secuencia cretácea está constituida de areniscas fluviales a deltaicas (Fms. Vivian, Agua Caliente, Raya y Cushabatay) y areniscas, lutitas y calizas de ambiente marino (Fm. Chonta).

La zona de interés de la Fm. Vivian, presenta buena característica de roca reservorio de areniscas blancas de grano mediano y grueso, lutitas grises carbonosas; con muy buena porosidad y excelente permeabilidad en el rango de (750 a 3500 milidarcys), que fueron depositados en ambiente fluvial según el modelo, Fig. 2; dependiendo de su posición con respecto a los sedimentos y de la pendiente del suelo pueden depositarse como canales anastomosados, canales de corrientes de meandros y canales de distributarios deltaicos cuando están próximo a la costa.

No obstante, los Depósitos de Canal de Barra de Punta, Fig. 3; formados por la acreación lateral de los arroyos que contienen lechos de arcilla. Estos lechos, referidos como lutitas colgadas, presenta problemas en conseguir altas recuperaciones a causa de factores que inhiben flujos laterales al hueco. Sin embargo, con un pozo vertical se estaría solo drenando algunas

MODELO DEPOSITACIONAL DE LA FORMACION VIVIAN

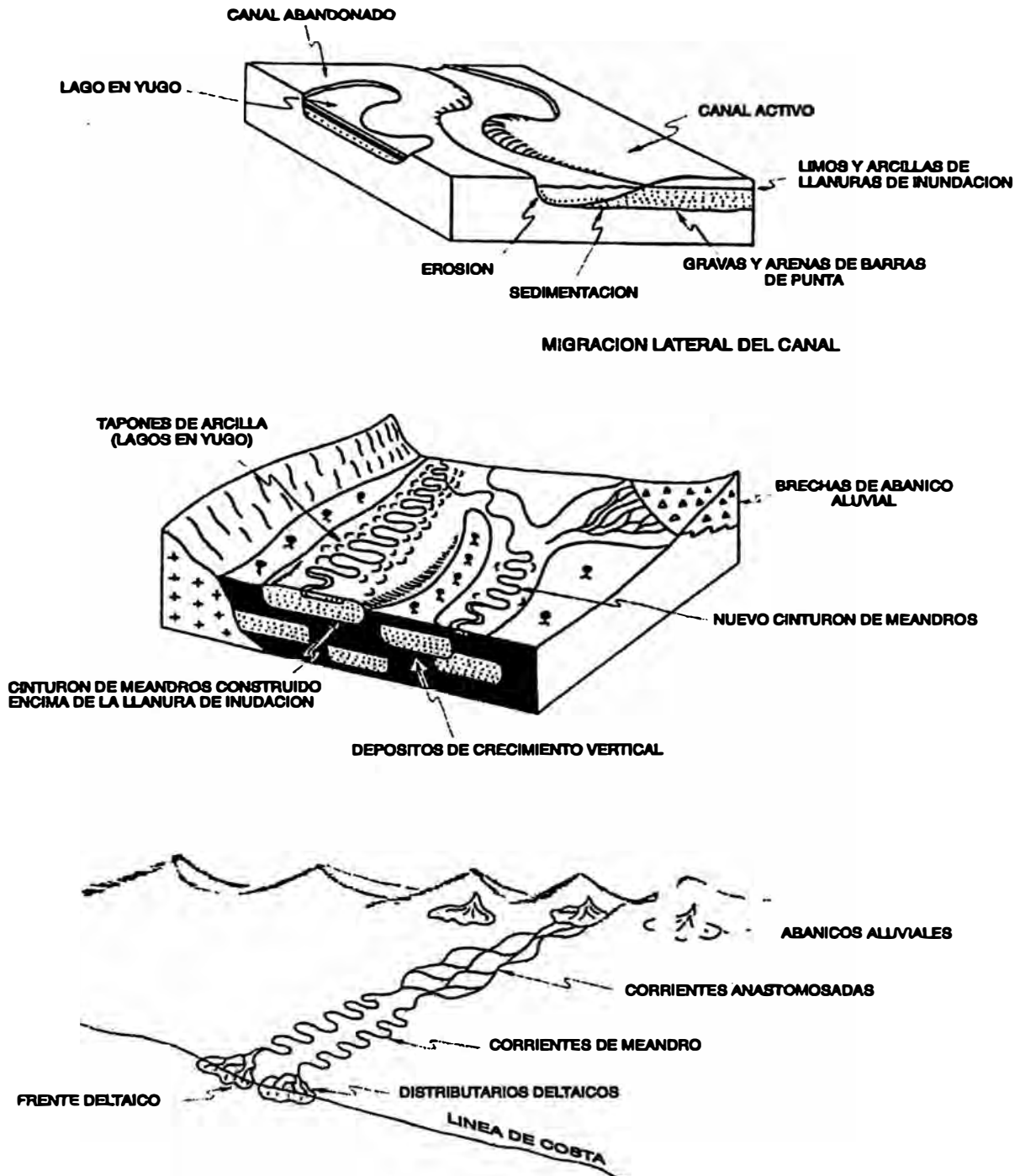


FIG. 2

CANAL DE BARRA EN PUNTA

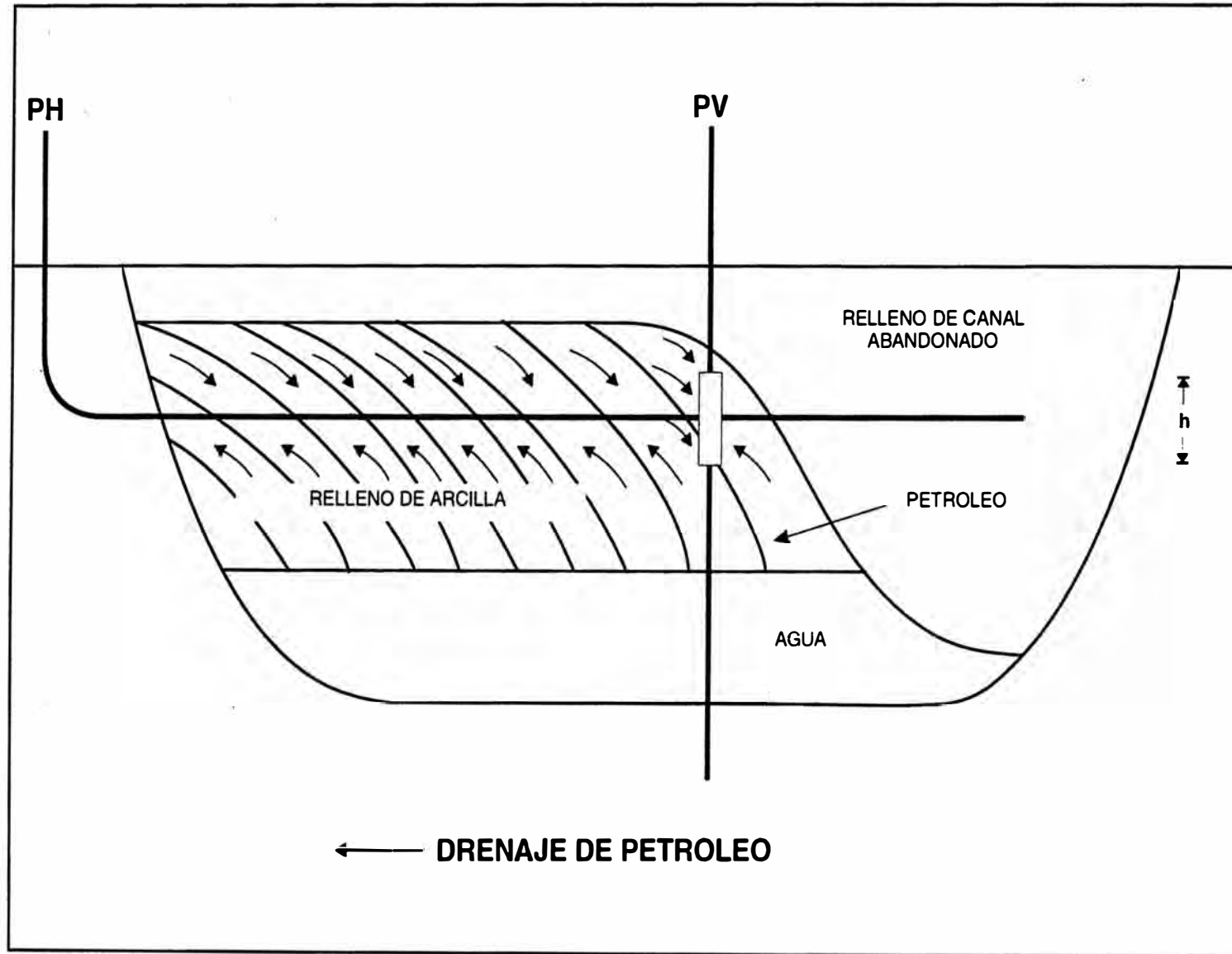


FIG. 3

capas pero con un pozo horizontal puede ser dirigido para penetrar múltiples arenas apiladas.

Otro de los depósitos que presenta el reservorio Vivian es el de Corrientes Anastomasados, Fig. 4; el cual está constituido por áreas conectadas de rocas areniscas con alta permeabilidad y otras secciones de baja permeabilidad. En tal caso, un pozo vertical producirá reservas de una sección permeable alta y baja, pero con un pozo horizontal se puede orientar hacia una mayor sección de buena permeabilidad aumentando la recuperación esencial del reservorio.

Además, las areniscas de este reservorio no son totalmente homogéneas así como, las arenas cuarzosas conglomerádicas de grano mediano y grueso se sitúan en la parte superior, angulares a subredondeados en la parte inferior. Sino que presenta variaciones en cuanto a su limpieza y a la arcillosidad.

7.2. GEOLOGIA ESTRUCTURAL

Se encuentra en el Flanco Oriental de la Cuenca Estructural del Pastaza y el modelo tectónico es el que corresponde a una plataforma. Se tiene un basamento fallado en bloques que controla los plegamientos de las secuencias Mesozoicas y Cenozoicas.

El yacimiento Corrientes es un anticlinal asimétrico estructural, de 7 Kms. de largo por 3 Kms. de ancho. Su plano axial principal está orientado SSE-NNO y se bifurca hacia el Norte, localizándose el ápice en la parte Sur.

Se trata de un anticlinal muy suave, de rumbo NO con una pendiente fuerte en el Flanco Oriental y una pendiente suave en el Flanco Occidental. El Flanco Este, el más empinado, tiene un buzamiento de seis (6) grados, los Flancos Oeste y Sur dos (2) grados y el Norte menos de un (1) grado.

DEPOSITOS DE CORRIENTE ANASTOMOSADAS

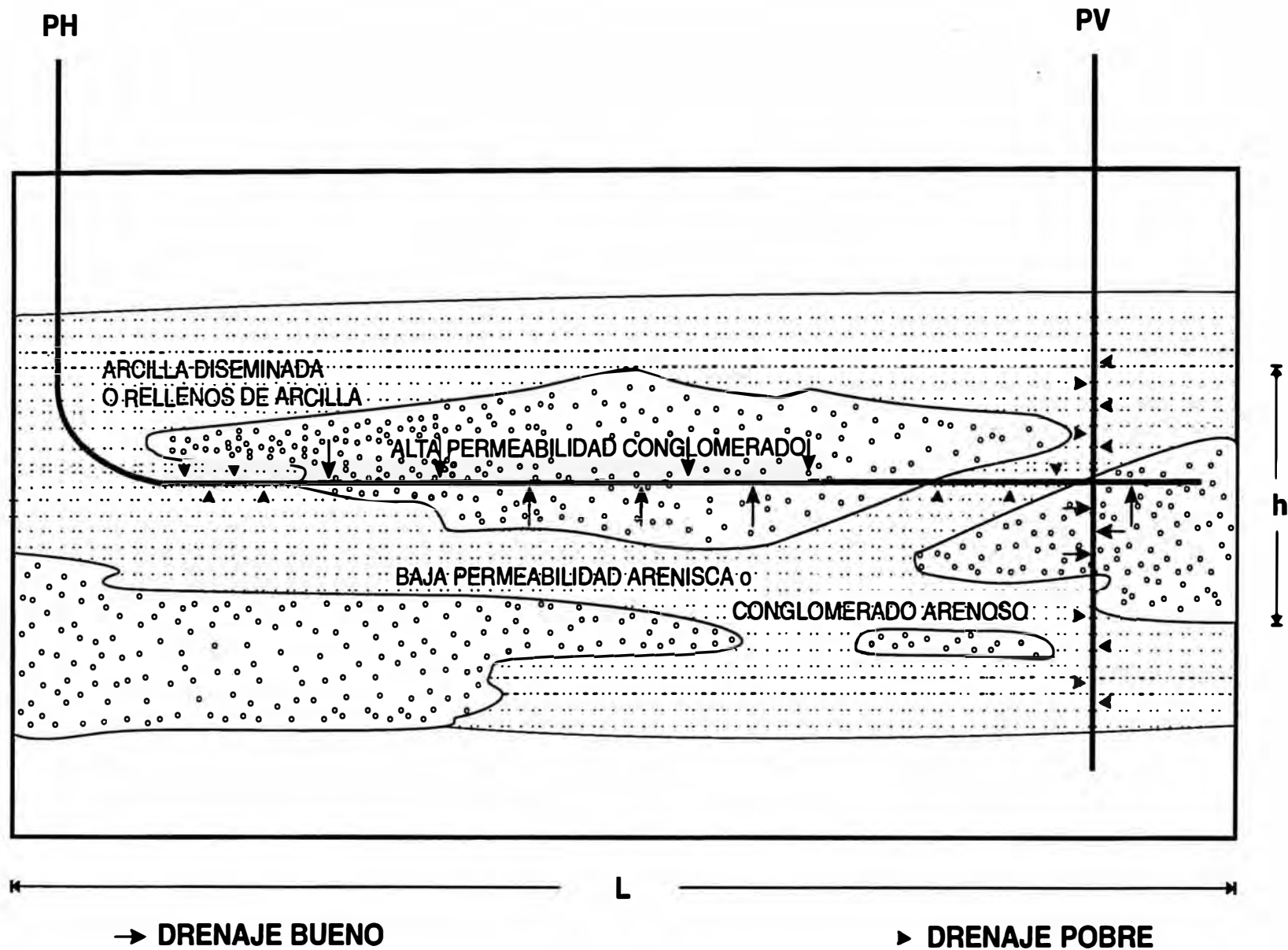


FIG. 4

7.3. DESCRIPCION GEOLOGICA DEL RESERVORIO VIVIAN Y LOCACION DEL POZO

La formación Vivian es una secuencia de areniscas cuarzosas depositadas mayormente en ambiente fluvial y deltaico. El reservorio Vivian está constituido por aprox. 447 pies desde el tope de la formación a la base.

En el tope del reservorio principal, el ambiente deposicional es predominantemente fluvial y en base a características observadas en núcleos se ha concluido que el modelo sedimentario se adecua al “Sistema de Canales Fluviales Arenosos Anastomosados”.

Como es de conocimiento, el reservorio Vivian solo a producido en forma independiente del pozo 115D, también en conjunto con otros horizontes productivos como la Fm. Chonta y sus Miembros Pona, Lupuna y Cetico que pertenecen a los pozos 16XCD, 137 y 12XC.

La ubicación del pozo 1-H Corrientes a perforarse sería desde la plataforma 12XC con una dirección geográfica sureste, colindando con los pozos vecinos 113D, 46XCD, 137, 16XCD y 44XC.

El pozo 1-H Corrientes, tendrá una profundidad medida (MD) de 10,097 pies, profundidad vertical (TVD) 8770 pies, atravesando las siguientes formaciones:

- La sección vertical hasta el punto de desviación (KOP) desde 0 a 8197 pies de profundidad medida (MD), atravesará la Fm. Corrientes, Marañón, Pebas, Chambira, Pozo y tope de la Fm. Yahuarango.*
- La sección de incremento angular (build) desde 8197 a 9097 pies de profundidad medida (MD) atravesará la Fm. Yahuarango y tope de la Fm. Vivian.*
- La sección horizontal desde 9097 a 10097 pies de profundidad medida (MD) extendiéndose en toda la Formación Vivian.*

8. ESTUDIO GEOLOGICO DEL YACIMIENTO CORRIENTES

8.1. UBICACION

El pozo a perforarse está localizado en el yacimiento Corrientes entre los pozos 113D, 46XCD, 137, 16XCD y 44XC; será perforado desde la plataforma 12XC en dirección geográfica Sureste.

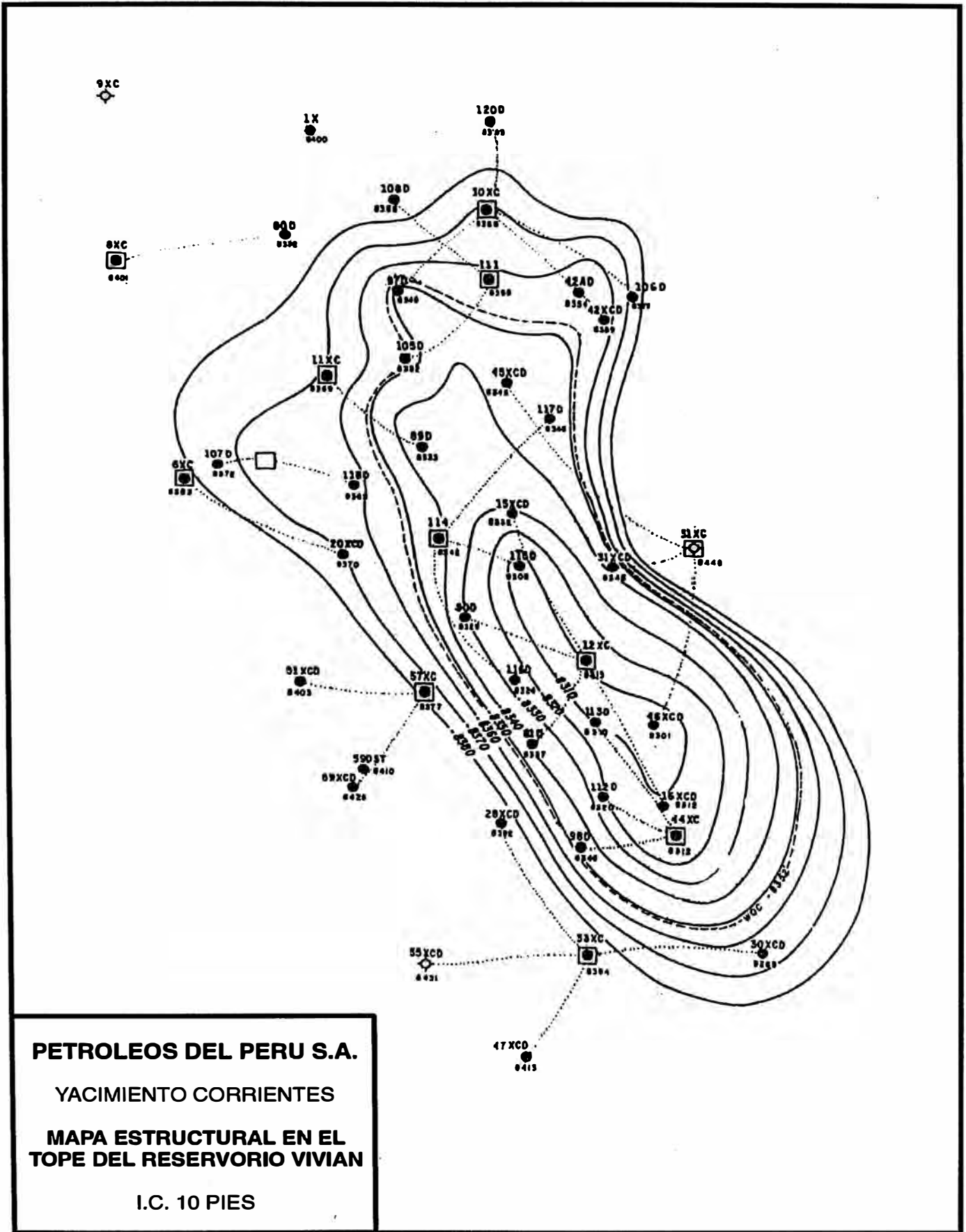
8.2. CONFIGURACION ESTRUCTURAL

*Desde el punto de vista estructural el Yacimiento Corrientes es un anticlinal asimétrico. Mientras que el cierre areal es de 5400 acres; sin embargo, el área del yacimiento que tiene saturación de petróleo en Vivian es de solo 700 acres y ocupa una estrecha franja de 1.5 kilómetros de ancho en la parte más alta de la estructura, con un cierre vertical de 15 metros. La **Fig. 5**, muestra el mapa estructural en el tope del reservorio Vivian.*

*Para una mejor comprensión de la estructura se ha preparado la Sección Estructural que se muestra en la **Fig. 6**, esto proporciona un valioso significado de predecir donde perforar el pozo. Para mitigar los problemas de comunicación con el acuífero, el pozo será perforado a unos 10 pies del tope del reservorio Vivian y a 30 pies del contacto agua-petróleo.*

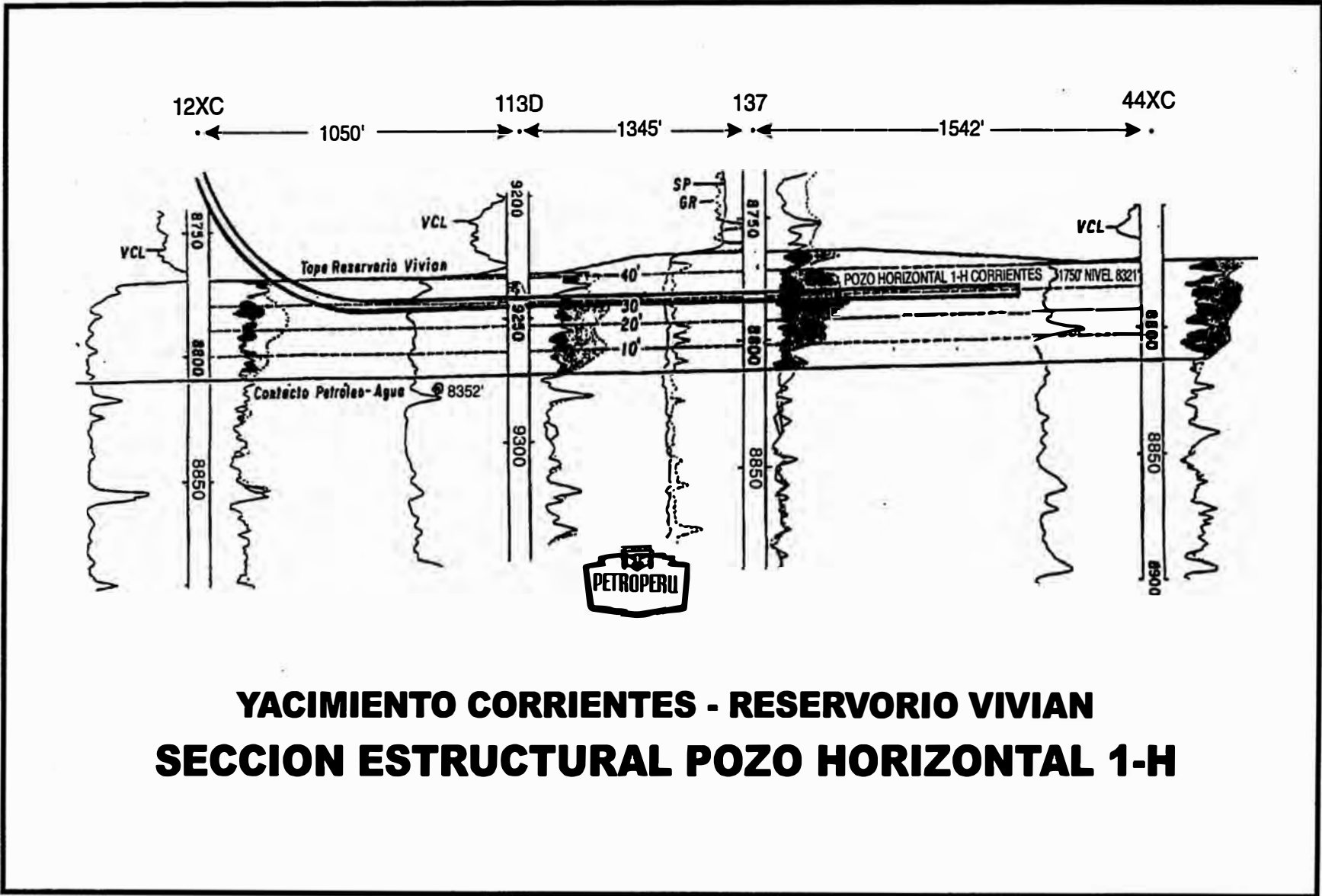
8.3. MAPA DE ARENA NETA PETROLIFERA

*La **Fig. 7**, muestra el Mapa de Espesor de Arena Neta Petrolífera, en el cual el control estructural existe sobre el entrapamiento de petróleo en el reservorio Vivian del Yacimiento Corrientes, ya que los valores de arenisca petrolífera siguen los contornos del mapa estructural.*



PETROLEOS DEL PERU S.A.
YACIMIENTO CORRIENTES
MAPA ESTRUCTURAL EN EL
TOPE DEL RESERVORIO VIVIAN
 I.C. 10 PIES

FIG. 5



YACIMIENTO CORRIENTES - RESERVORIO VIVIAN
SECCION ESTRUCTURAL POZO HORIZONTAL 1-H

FIG. 6

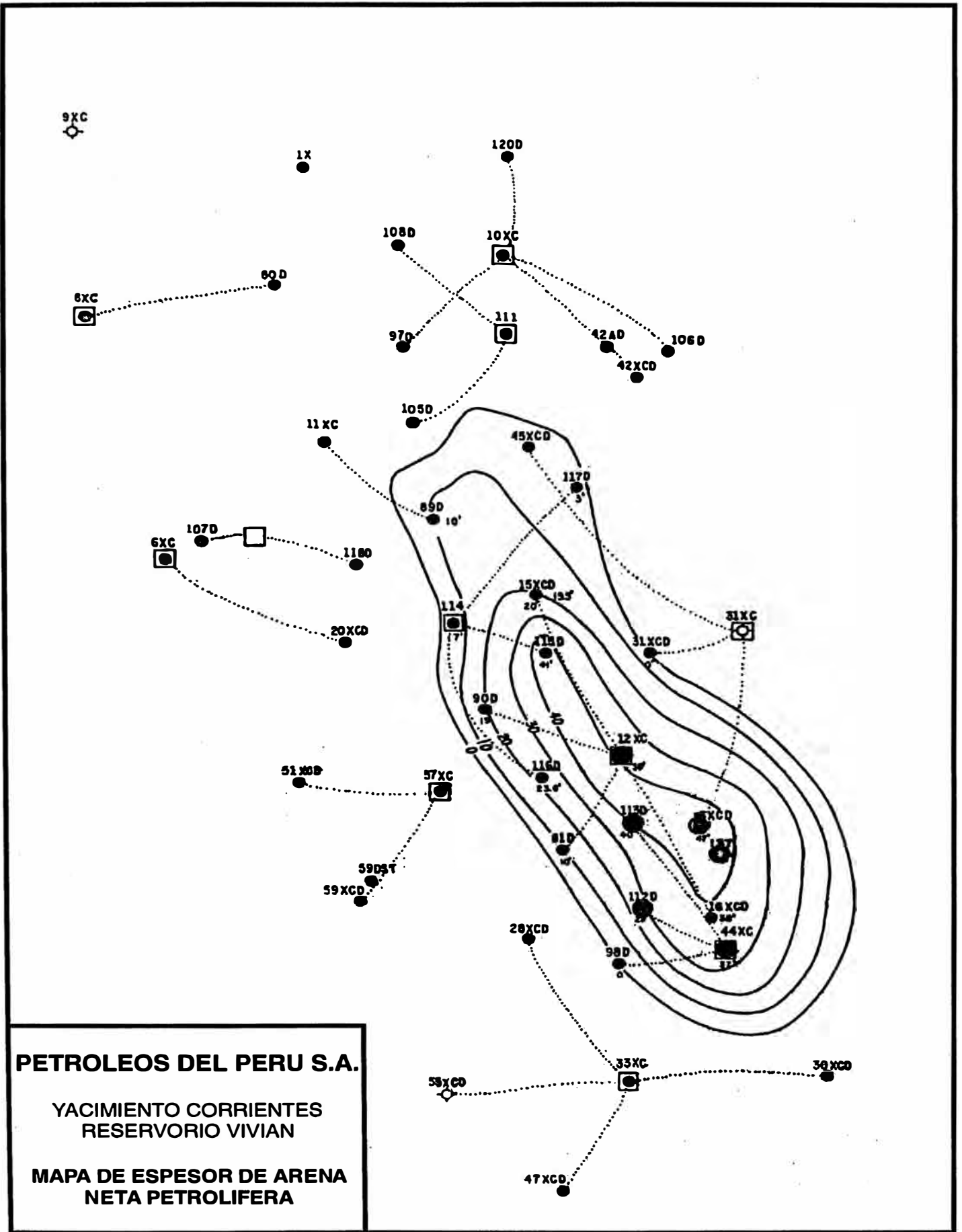


FIG. 7

8.4. ESTRATIGRAFIA

La columna estratigráfica del Yacimiento Corrientes está constituida de sedimentos terrígenos de edad terciaria y cretácica que descansan en discordancia sobre sedimentos de edad permo-triásica.

*Con la correlación e interpretación obtenida de los pozos vecinos perforados en dicho yacimiento, se permite establecer en forma más detallada la secuencia estratigráfica y espesor de las formaciones atravesadas, la columna estratigráfica se muestra en la, **Fig. 8**. Sin embargo, es importante conocer las características litológicas de las principales formaciones productivas y no productivas de este yacimiento, aquí una breve descripción de ellas:*

- **Fm. CORRIENTES.-** Esta constituido principalmente por arena lítica de cuarzo hialino lechoso de grano medio a muy grueso, sub-angular o sub-redondeado, selección regular, areniscas de color gris claro de grano fino y medio; cemento no calcáreo, con elementos de roca ígnea, volcánicas, metamórficas, intercaladas con arcilla de color crema, gris verdosa; depositados en ambiente fluvial.
- **Fm. MARAÑÓN.-** Esta conformado por lodolitas marrones rojizas de grano muy fino, firmes, masivas, microcarbonosas, ligeramente calcáreas y arcillita blanca, amarilla pardusca, firmes masiva, no calcárea; arenisca lítica, grano fino con matriz arcillolimoso, no calcárea. Hacia la base se encuentran intercalaciones de yeso traslúcido, cristalizado y también capas de carbón marrón negruzco, firme, en parte piritoso; ambiente de deposición lacustrino.
- **Fm. PEBAS.-** Es una secuencia que consta de arcillita gris verdoso claro, firme, micropirítica, microcarbonosa, calcárea en parte, arenosa

COLUMNA ESTRATIGRAFICA YACIMIENTO CORRIENTES

ERA	SISTEMA	SERIE/PISO	FORMACION	MIEMBRO	LITOLOGIA	DESCRIPCION	ESPESOR (PIES)	AMBIENTE DEPOSICIONAL		
CENOZOICO	TERCIARIO	CUATERNARIO	CORRIENTES			ARENISCA GRIS LITICA GRANO FINO Y MEDIO RESTOS VEGETALES CARBONIZADOS	1719'	FLUVIAL		
		PLEISTOCENO								
			PLIOCENO	MARAÑON			LODOLITA Y MARGA ABIGARRADAS CON INTERCALACIONES DE ARENISCA	1142	LACUSTRINO	
			OLIGOCENO	PEBAS			ARCILLITA GRIS CLARA, VERDOSA, OCACIONALM. GLAUCONITICA, CON FRAGMENTOS DE MICROMOLUSCOS Y CARBON NEGRO PIRITOSO	1148	MARINO (SALOBRE)	
				CHAMBIRA			LODOLITA MARRON ROJIZO Y PURPURA CON ABUNDANTES NODULOS Y CAPAS DE ANHIDRITA EN PARTE GRADA A LIMOLITA DELGADAS INTERCALACIONES DE ARENISCA BLANCA, GRIS CLARA GRANO MUY FINO. ABUNDANTES CAROFITAS Y OSTRACODOS	3629	NO MARINO (LACUSTRINO SALOBRE)	
			EOCENO	POZO	L. POZO		LUTITA VERDE CLARO OLIVA GLAU- CONITICA, FISIBLE, ASTILLOSA	266	MARINO (DELTAICO)	
					P. BASAL		ARENISCA BLANCA FINA/MEDIA	85		
			PALEOCENO	YAHUARANGO			ARCILLITA Y LODOLITA MARRON ROJIZO-ROJO LADRILLO EN PARTE LIMOLITA ESCASAS INTERCALAC. DE ARENISCA	751	NO MARINO (LACUSTRINO SALOBRE)	
		MESOZOICO	CRETACICO	MAEST. CAMP.	VIVIAN			ARENISCA CUARZOSA GRANO MEDIO GRUESO Y LUTITA GRIS MEDIO	447	FLUVIAL
				SANTONIANO CONAC. INF.	CHONTA	PONA		ARENISCA GRIS GLAUCONITICA BIUTURBADA, GRANO FINO	295	MARINO
						LUPUNA		ARENISCA CUARZOSA, LUTITA GRIS	141	MARINO
						CETICO		ARENISCA BLANCA, GRANO FINO/ MEDIO INTERCALACIONES DE LUTITA	259	FLUV. DELT. MARINO
				CENOMANIANO MEDIO	AGUA CALIENTE			ARENISCA BLANCA CUARZOSA MEDIA/GRUESA Y ARCILLITA CREMA, DURA (TUFO)	820	FLUVIAL DELTAICO
				ALBIANO MEDIO	RAYA			LUTITA GRIS OSCURA, CARBONOSA	295	MARINO
CUSHABATAY			ARENISCA BLANCA GRISACEA CUARZOSA MEDIA/GRUESA DELGADAS INTERC. LIMOLITA ARENSICAS Y CONGLOM. ROJIZOS		754	FLUVIAL				

FIG. 8

lodolitas, masiva, sub-laminar, micromicacia, calcárea; depositados en ambiente marino (salobre).

- **Fm. CHAMBIRA.-** *Está constituida por lodolitas de color marrón rojiza de grano muy fino, abigarradas, firmes, masivas; delgadas intercalaciones de arenisca blanca gris; limolitas gris verdoso, masivas, firmes, calcárea y arcillitas verde claro, suaves a firmes, masivas; también presenta anhidrita blanca y teñida de amarillo, dura, masiva, en parte nodular y sacaroidea; depositados en ambiente no marino (lacustrino salobre).*

- **Fm. POZO.-** *Compuesta principalmente por lutitas firmes, fisibles astillosas, quebradizas no calcáreas. En la parte superior se encuentra delgadas capas de arenisca cuarzosa, blanca friable de grano muy fino a fino, no calcárea, micro carbonosa, glauconítica, en parte limosa.*

- * **Fm. POZO : Mb. LUTITAS.-** *Esta compuesto de lutita verde olivo astilloso, lutitas marrón claro; ambiente de deposición medio marino.*

- * **Fm. POZO : Mb. POZO BASAL.-** *Consiste de areniscas blancas cuarzosa de grano muy fino a fino, angular a sub-angular, no calcáreo, intercalada con limolitas y arcillitas con granos de cuarzo muy fino; depositados en un medio marino.*

- **Fm. YAHUARANGO.-** *Está conformada principalmente por capas de lodolita rojo ladrillo firme, masiva, micromicácea, no calcárea; arcillita suave a firme, masiva no calcárea y limolita marrón rojiza, marrón claro, amarillo ocre, friable micromicácea, no calcárea, con abundante óxido de hierro; depositado en un medio no marino (lacustrino salobre).*

- **Fm. VIVIAN.-** *Consta principalmente de capas de areniscas blanca, cuarzosa de grano mediano, alcanzando al grano grueso en algunas capas, sub-angular, poco friable, con matriz ligeramente arcillosa, selección buena, no calcárea con intercalaciones de limolitas; ambiente de deposición medio fluvial.*

- **Fm. CHONTA.-** *Es una secuencia de arenisca blanca, blanca grisácea, cuarzosa de grano muy fino a fino, ocasionalmente de grano medio, sub-angular a sub-redondeado, poco friable, matriz ligeramente arcillosa, cemento ligeramente calcáreo o no calcáreo. Hacia la base se encuentra en capas de caliza dura.*

- * **Fm. CHONTA : MIEMBRO PONA.-** *Constituido por arenisca gris glauconítica algo bioturbada de grano fino. También existe arenas cuarzosas hialinos de grano fino y medio con intercalaciones de lutita gris oscura; depositado en un medio marino.*
- * **Fm. CHONTA : MIEMBRO LUPUNA.-** *Constituido de arenisca cuarzosa blanco, arena y lutita gris oscura, ambiente de deposición medio marino.*
- * **Fm. CHONTA : MIEMBRO CETICO.-** *Constituido por arenisca blanca de grano fino y medio, arena de cuarzo hialino poco fino, con intercalaciones de lutitas negra carbonosa firme, caliza blanca dura con inclusiones gloucoríticos; depositado en un ambiente fluvial deltaico marino.*

- **Fm. AGUA CALIENTE.-** *Está constituida de areniscas blancas de cuarzo, friable, matriz arcillosa, cemento no calcáreo, intercalado con limolitas, firmes microcáceas, no calcárea, algo lutácea y de capas de tufo marrón claro, firme quebradizo, masivo, no calcáreo, con fragmentos de vidrio volcánico; su medio de deposición fluvial deltaico.*

- **Fm. RAYA.-** *Conformado por lutita gris carbón; se depositó en el medio marino; y,*

- **Fm. CUSHABATAY.-** *Constituido por arenisca blanca grisácea cuarzosa, grano medio a grueso; delgadas intercalaciones de limolitas; su medio de deposición es fluvial.*

9. PLAN DE PERFORACION

POZO HORIZONTAL 1-H CORRIENTES

9.1. DESCRIPCION DEL PROYECTO DE PERFORACION HORIZONTAL

El advenimiento de la nueva tecnología hace posible la perforación de prácticamente cualquier tipo de pozos horizontales en cualquier medio ambiente bajo circunstancias diversas. Por ello, se espera que la operación de perforación horizontal se lleve a cabo bajo condiciones controlables. La experiencia sobre pozos horizontales adquirida de la Cía. Occidental, ha sido usada para diseñar el pozo y fijar las condiciones operacionales de perforación.

Con la continua búsqueda de métodos para desarrollar tecnología, equipos y herramientas, tanto económica como operacionalmente se ha llegado a la tecnología de la perforación horizontal ampliamente desarrollada en otros países. Por ello, se ha programado la perforación de pozos horizontales en el campo Corrientes y dependiendo de los resultados de la productividad de los reservorios se programarán otros pozos.

En la actualidad, esta tecnología es más viable, tanto económica como técnicamente para campos en desarrollo. El pozo horizontal viene a ser una herramienta principal para el manejo efectivo del reservorio Vivian que está sujeto a reducir la invasión de agua indeseable debido al fenómeno de conificación en situaciones de acuífero de fondo e incrementar la productividad del pozo. De igual modo, presenta excelentes propiedades de roca y fluido de reservorio y, el espesor neto delgado de 40 pies en promedio tiende a que la producción del pozo horizontal sea significativamente mejor que pozos verticales.

Sin embargo, el costo de la perforación del pozo horizontal es mayor que cualquier otro pozo vertical o dirigido, pero es favorablemente económico

considerando que la producción acumulada para pozos horizontales es mayor que para pozos verticales o dirigidos.

Mediante el estudio de Simulación de Reservorios los resultados arrojan como reservas de petróleo insitu 10.13 MMBO y 1.13 MMBO de petróleo recuperable que no pudieron ser recuperadas económicamente usando las técnicas de perforación convencional.

Se tiene programado perforar hasta alcanzar el objetivo principal a la profundidad total de 10,097 pies, profundidad vertical 8,770 pies. La perforación del pozo horizontal será desarrollado de la siguiente manera:

- Hueco 17 ½" Desde 72 pies hasta 700 pies de profundidad medida, con broca tricónica de 17 ½".*
- Hueco 12 ¼" Desde 700 pies hasta 8,197 pies de profundidad medida, con broca PDC de 12 ¼".*
- Hueco 8 ½" Desde 8,197 pies hasta 9,097 pies de profundidad medida, con brocas tricónica y PDC de 8 ½".*
- Hueco 6" Desde 9,097 pies hasta 10,097 pies de profundidad medida, con brocas PDC de 6".*

Se usará fluido de perforación a base de petróleo (OBM) en la sección curva de 8 ½" y horizontal de 6" de diámetro.

El pozo será entubado con tuberías de revestimiento de 13 3/8" (Hueco 17 ½"), 9 5/8" (Hueco 12 ¼"), 7" (Hueco 8 ½") y el hueco de 6" será completado a hueco abierto, para luego bajar una bomba electrosumergible de alta capacidad estimándose una recuperación final de 1.13 MMBO de petróleo, de un espesor promedio de ± 40 pies.

9.2. INFORMACION GENERAL

POZO *1-H*

YACIMIENTO *CORRIENTES*

REGION *LORETO*

PAIS *PERU*

OPERADOR *PETROLEOS DEL PERU S.A.*

COORDENADAS

NORTE *1'665,603 m*

ESTE *826,343 m*

ELEV. APROX. *440 pies*

PROFUNDIDAD VERTICAL *8,770 PIES*

PROFUNDIDAD MEDIDA *10,097 PIES*

LONGITUD HORIZONTAL *1,000 PIES*

CLASIFICACION *POZO DE DESARROLLO*

OBJETIVO *FM. VIVIAN*

TIEMPO ESTIMADO DE ARMADO Y MOV. DE EQUIPO *: 10 DIAS*

TIEMPO ESTIMADO DE PERFORACION *: 38 DIAS*

TIEMPO ESTIMADO DE COMPLETACION *7 DIAS*

9.3. INFORMACION DEL RESERVORIO VIVIAN EN EL YACIMIENTO CORRIENTES

9.3.1. ESTUDIO DEL RESERVORIO

Los resultados indican que pozos horizontales son de mayor interés en la Industria del Petróleo. Desde el punto de vista de Ingeniería de Reservorio, pozos productores horizontales son de interés cuando la producción por medio de pozos verticales no es atractivo debido al bajo Índice de Productividad (IP). La alta viscosidad del petróleo origina que sea desfavorable la movilidad de este respecto al agua. Este hecho origina que la eficiencia del barrido sea baja, ya que el agua tiene más facilidad para desplazarse.

El reservorio productivo Vivian está compuesto de areniscas poco consolidadas, el cual presenta una potencia promedio de 40 pies de espesor con muy buenas características de porosidad y permeabilidad en donde se encuentran las acumulaciones importantes de petróleo; en condiciones bajo saturado y la recuperación de producción es principalmente por impulsión de agua.

9.3.2. PROPIEDADES DE LA ROCA RESERVORIO

Porosidad

Los datos de porosidad han sido obtenidos a base de los registros de densidad, los cuales fueron calibrados con información de núcleos. La porosidad promedio del reservorio Vivian es de 21.5%. La variación areal de la porosidad es pequeña.

Saturación de Fluidos

Los valores de saturación de agua irreductible (S_{wi}) y saturación de petróleo residual (S_{ro}) fueron obtenidos del análisis de permeabilidad relativa y presión capilar efectuadas en núcleos del pozo 113D. En Vivian la saturación de agua irreductible (S_{wi}) varía de 25 a 40% y los valores de (S_{or}) entre 15 y 35%.

Permeabilidad Absoluta

Las medidas de permeabilidad horizontal y vertical se efectuaron en núcleos tomados en el pozo 113D. La permeabilidad absoluta en el reservorio Vivian, en base a la información existente varía entre 750 y 3500 md. La relación de permeabilidad vertical a horizontal varía entre 0.1 para zonas de baja permeabilidad y 0.6 para zonas de alta permeabilidad.

Permeabilidad Relativa

Las curvas de permeabilidad relativa obtenidas del análisis de núcleos del pozo 113D fueron normalizados con la finalidad de obtener las curvas de permeabilidad relativa promedio para el reservorio Vivian. Los valores de $K_{ro}(S_{wi})$ varía entre 0.46 y 0.78 y los valores de $K_{rw}(S_{ro})$ varía entre 0.22 y 0.33.

Presión Capilar

La presión capilar se determinó a partir de la variación de la saturación de agua, obtenido de análisis de registros desde el contacto agua-petróleo. La presión capilar en Vivian es regular, estando el espesor de su zona de transición entre 15 y 25 pies, varían entre 1.15 y 1.9 PSI.

9.3.3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO

CARACTERISTICAS DEL PETROLEO

Gravedad API

La gravedad API del petróleo del reservorio Vivian ha sido medido en muestras tomadas en los pozos 12XC, 16XCD Y 115D. Para el presente estudio se ha considerado un valor promedio de 24.5° API a 60° F.

Factor de Volumen de Formación del Petróleo (FVF)

El análisis PVT de la muestra de fondo del pozo 115D, determinó que el crudo de Vivian está altamente bajo saturado y tiene una presión de burbuja (Pb) de 350 PSI, en comparación con la presión del reservorio de 3860 PSI. El FVF del petróleo a la presión de burbuja es de 1.0735 Bbl/STB.

GOR de Solución

El GOR encima de la presión de burbuja (Pb) medido en el laboratorio fue de 46 SCF/STB.

Compresibilidad

Se ha considerado como compresibilidad del petróleo de Vivian el valor promedio de 6.34×10^{-6} PSI⁻¹.

Viscosidad

La viscosidad del crudo a condición inicial de reservorio (234°F y 3860 PSI) es de 5.9 cp.

Densidad

La densidad del petróleo a condiciones de superficie (60°F y 14.7 PSI), es de 56.6 lb/pie³ y a condiciones de reservorio (234°F y 3860 PSI) es de 54.72 lb/pie³.

CARACTERISTICAS DEL AGUA

Salinidad del Agua de Formación

Se efectuó un análisis completo de una muestra de agua tomada en el pozo 115D. La salinidad determinada fue de 73,200 ppm (ClNa).

Factor de Volumen de Formación, Solubilidad, Compresibilidad y Viscosidad

Los valores de FVF, solubilidad, compresibilidad y viscosidad del agua de formación de Vivian fueron determinados a partir de correlaciones.

Los valores obtenidos son:

SALIN. AGUA (PPM)	PRESION (PSI)	TEMPER. (°F)	Bw (BBL/STB)	Rsw (SCF/STB)	Cw (PSI-1)	Uw (CP)
73,200	3,860	234	1.001	13.5	2.79x10 ⁻⁶	0.34

Densidad

La densidad del agua de formación a condiciones estándar (60°F y 14.7 PSI) es de 65.77 lb/pie³ y condiciones de reservorio (234°F 3860 PSI) es de 65.71 lb/pie³, fueron obtenidos a partir de correlaciones.

CARACTERISTICAS DEL GAS

La gravedad específica del gas de formación medida en el laboratorio es de 0.86. Los valores de Bg, Z, Cg y Ug para este gas, determinados a partir de correlaciones son:

$$Bg : 0.0046 \text{ pie}^3/\text{SCF}$$

$$Z : 0.8755$$

$$Cg : 2.64 \times 10^{-4} \text{ PSI}^{-1}$$

$$Ug : 0.0302 \text{ cp}$$

9.3.4. DISTRIBUCION DE FLUIDOS

Involucra un extenso y complicado movimiento de los mismos a través del reservorio presentándose casos de digitación y conificación. Según datos de pozos vecinos se ha determinado los niveles del contacto agua-petróleo a la profundidad de 8352 pies BNM.

La configuración estructural del Yacimiento Corrientes en el tiempo de migración de hidrocarburos ha permitido un llenado aproximado del 90%. Las secuencias fluviodeltaicos y deltaicos, son los que almacenan el mayor porcentaje de reservas.

De acuerdo al comportamiento productivo del reservorio, se considera que el avance de agua está controlada por los intervalos impermeables que separan verticalmente los reservorios, lo cual se manifiesta como interdigitación de niveles de agua y petróleo, esto indicaría que el mecanismo de impulsión es mayormente lateral que de fondo.

El avance lateral de los frentes de agua, controlado por los sellos verticales ha permitido la existencia de zonas con altas saturaciones de hidrocarburos que no están siendo drenados por los intervalos abiertos a producción.

9.3.5. MECANISMO DE IMPULSION

El mecanismo de impulsión que gobierna la producción de fluidos en los reservorios Vivian es por empuje de agua, influye el hecho de que se trate de un petróleo de bajo encogimiento.

La invasión de agua dentro de la zona de petróleo, resulta de la reducción de presión en el reservorio que es proporcional al tamaño y a la actividad del acuífero relativamente grande.

La entrada de agua es gobernada por las características de la roca reservorio, sus variaciones areales, la presencia local o no de intercalaciones arcillosas así como los regímenes de extracción.

9.3.6. PRONOSTICO DE LA PRODUCCION

El mecanismo de producción de los reservorios Vivian es por empuje de agua activo. La actividad acuífera es lateral en la mayoría de casos. Sin embargo, existen áreas con empuje de agua de fondo, donde la conificación de agua impide un drenaje efectivo. Por tanto, las tasas de producción de petróleo como la recuperación por pozo son mucho menores que en las situaciones con empuje de agua de flanco. Los pozos verticales con acuíferos de fondo son difíciles de justificar económicamente.

Los estudios de Simulación de Reservorios se han llevado a cabo con el Simulador Numérico de Reservorios IMEX para evaluar el desarrollo potencial del campo, los resultados arrojan como reservas de petróleo insitu 10.13 MMBO y 1.13 MMBO de petróleo recuperable. A partir de las curvas de producción de pozos que han producido del reservorio Vivian en los yacimientos Corrientes, Pavayacu y Yanayacu se ha

determinado el comportamiento típico de la curva del pronóstico de producción para el pozo horizontal, Fig. 9.

Mediante el estudio de simulación se llega a estimar los incrementos de reservas atribuibles a la perforación de pozos horizontales, ubicando a estos pozos en posiciones estructurales altas, estratégicamente alineadas con el eje de la estructura, sugieren que se obtendrá un mejor recobro aún cuando no se pueda evitar el encrestamiento de agua del acuífero hacia el pozo.

El principal indicador para determinar la factibilidad de perforar un pozo horizontal es la relación del índice de productividad (IP_H/IP_V). En el caso del yacimiento Vivian el pozo horizontal de 1000 pies de longitud, la razón (IP_H/IP_V) varía de 2.09 hasta 2.93, inversamente proporcional al espesor neto de la arena; cuanto más delgado es la formación, mayor es la razón IP_H/IP_V . Las ecuaciones básicas del método de Joshi para este propósito se muestran en el, Anexo V.1.

En consecuencia, en los reservorios delgados de 100 pies, las tasas de producción del pozo horizontal es significativamente mejor que un pozos vertical, slant, y tipo "S" si la razón de permeabilidades $K_v/K_h \geq 0.1$. Particularmente, en el caso del reservorio Vivian con una potencia promedio de 40 pies de espesor la razón K_v/K_h varía entre 0.1 para zonas de baja permeabilidad y 0.6 para zonas de alta permeabilidad.

CURVA DEL PRONOSTICO DE PRODUCCION
POZO HORIZONTAL 1-H CORRIENTES

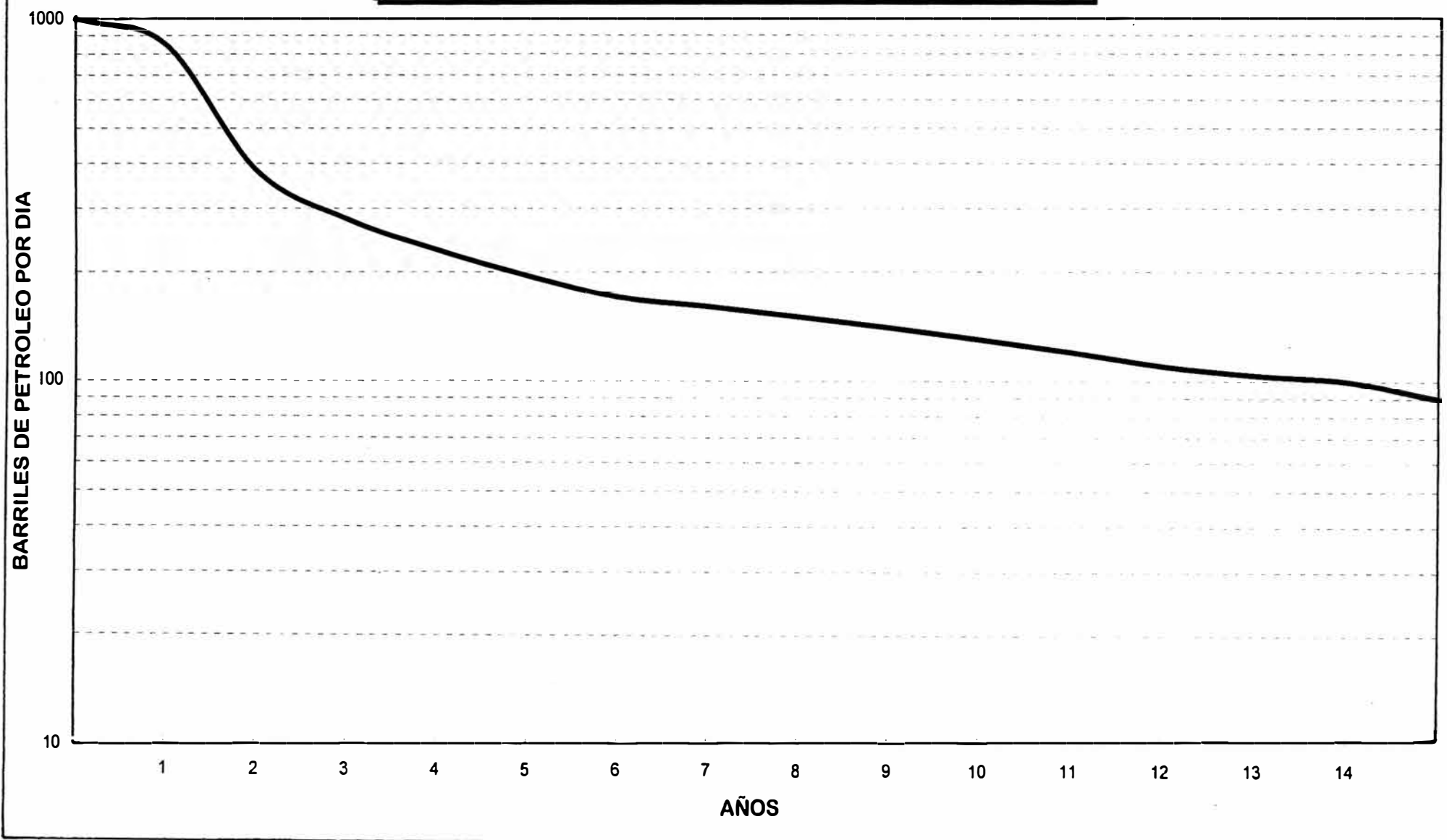


FIG. 9

9.4. PROGRAMA DE PERFORACION

La perforación del pozo horizontal 1-H del yacimiento Corrientes se realizará desde la plataforma 12XC Corrientes. El diseño del pozo a perforarse será desarrollado como sigue:

TRAMO DE 24”.- *Se perfora con broca de 17 ½” adaptada a 24”, alcanzando una profundidad medida (MD) de 72 pies. Se revestirá con tubería de revestimiento de 20”.*

TRAMO DE 17 ½”.- *Se continúa las operaciones de perforación con broca de 17 ½” hasta la profundidad medida (MD) de 700 pies. Esta sección se cubrirá con tuberías de revestimiento de 13 3/8”.*

TRAMO DE 12 ¼”.- *Es la etapa de mayor longitud, por su incidencia en la optimización de los parámetros de perforación y por las características formacionales presentes. Se perfora hasta pasar la base de la formación Pozo Basal con broca de 12 ¼” llegando a la profundidad medida (MD) de 8197 pies y una profundidad vertical (TVD) de 8197 pies. Este tramo se cubrirá con tuberías de revestimiento de 9 5/8”.*

TRAMO DE 8 ½”.- *En este tramo se inicia el desvío del pozo (KOP) a una tasa de incremento del ángulo de 10°/100 pies, hasta conseguir el ángulo programado de 90° a 10 pies por debajo del tope de la Formación Vivian. Es la etapa de mayor importancia; por su diseño de la curva de crecimiento angular el cual depende que se alcance el objetivo horizontal dentro de la tolerancia prescrita.*

La desviación del pozo (KOP), está programado a la profundidad vertical de 8197 pies, incrementando el ángulo hasta llegar a la profundidad medida (MD) de 9097 pies y una profundidad vertical (TVD) de 8770 pies, donde se concluye la construcción de la curva. Será revestido con lana de 7”.

TRAMO DE 6".- Es el tramo final de perforación del pozo, donde se perfora la formación productiva Vivian. Se estima perforar toda la sección horizontal diseñada (aproximadamente 1000 pies), hasta alcanzar la profundidad total programada de 10097 pies y una profundidad vertical (TVD) de 8770 pies. Este tramo quedará a hueco abierto.

El diseño del pozo y el programa del avance diario de perforación se muestra en la Fig. 10 y Fig. 11 respectivamente.

9.4.1. CONSIDERACIONES

El control geológico resulta fundamental en la entrada de la zona productiva y la perforación del tramo horizontal. Siempre y cuando no se encuentre problema alguno al desarrollar la sección curva del pozo, y por ende se tomaría la decisión de continuar perforando la sección horizontal hasta por lo menos un tercio de la sección horizontal diseñado, o hasta que se avizoren algunos problemas potenciales.

El inicio de la desviación del pozo (KOP) cuanto más próximo al objetivo reducirá problemas potenciales del hueco. Por lo tanto, muchas formaciones dificultosas como Chambira y Pebas pueden ser perforados en la sección vertical del pozo de radio medio, y revestido antes que se perfore el hueco crítico de la curva y comienzo de la zona horizontal.

Determinar una buena combinación de efectos y elementos como: la formación, el ángulo, el conjunto de fondo (BHA), brocas, etc., para mejorar la transferencia de peso a la sarta en el intervalo horizontal, sino especialmente en la curva de crecimiento angular donde se hacen los mayores esfuerzos de flexión-compresión.

POZO HORIZONTAL 1-H CORRIENTES

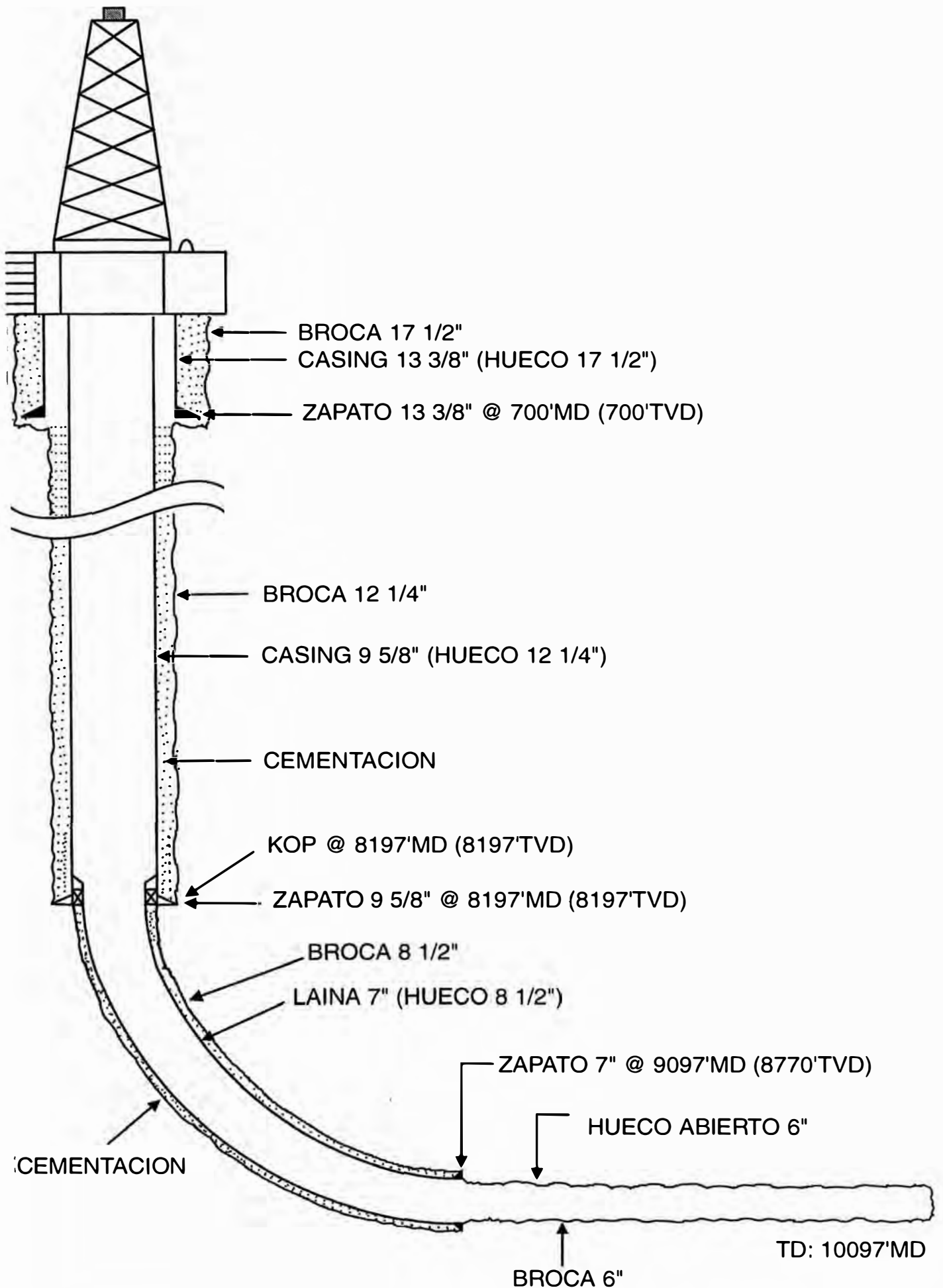


FIG. 10

PROGRAMA DEL AVANCE DIARIO DE PERFORACION POZO HORIZONTAL 1-H CORRIENTES

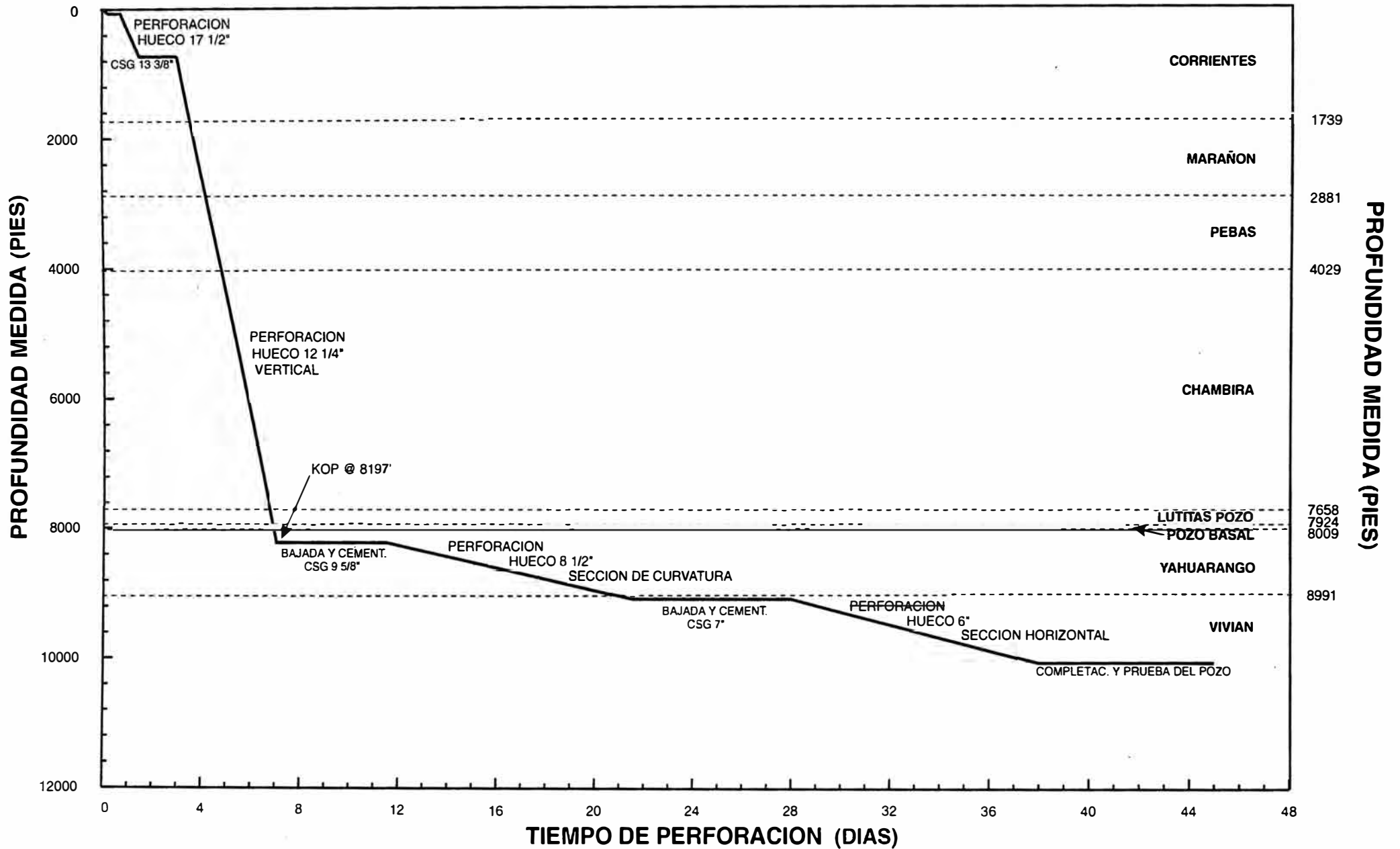


FIG. 11

El control direccional del pozo se realizará teniendo en cuenta la formación a perforarse y el tipo de brocas (tricónica o PDC) a utilizarse. Las brocas PDC tienen tendencia al desplazamiento del rumbo hacia la derecha cuando se perforan formaciones blandas en +/- 0.5°/100 pies y a la izquierda cuando se perforan formaciones de mayor resistencia. Mientras que las brocas tricónicas presenta mejor control direccional.

En una arena consolidada el sistema de perforación de bajo balance (under-balance) no crea problema de limpieza ni de derrumbes, más bien ayuda a la prevención de posible daño. Sin embargo, existe el riesgo de que se pueda perder el control, además de exigir equipo especial para este tipo de perforación.

Al igual que en la perforación vertical, las presiones de formación en el pozo horizontal es de vital importancia; la densidad de lodo se debe mantener lo suficientemente alta como para asegurar la estabilidad del hueco, pero al mismo tiempo no debe comprometer la integridad mecánica de la formación, fracturándola. Por tanto, equilibrar la presión de formación con la columna hidrostática del fluido.

Se puede anticipar una reducción del tamaño de los recortes y la remoción de estos lechos a medida que se extiende el pozo horizontal, y para ello el flujo turbulento, la rotación y reciprocación del ensamblaje de fondo son prácticas que ayudan a la reducción del tamaño de los recortes y a la remoción de estas camas.

La condición del lodo es uno de los factores importantes en la prevención o minimización del daño a la formación, para así poder garantizar la elevada productividad del pozo.

9.4.2. DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACION Y CONJUNTO DE FONDO (BHA)

El propósito del diseño de la sarta y del conjunto de fondo es proveer una adecuada selección basado en las dimensiones del hueco requerido y equipo necesario para llevar a cabo las operaciones; tanto en la curva de crecimiento angular y la sección horizontal.

*El ensamblaje del conjunto de fondo, mostrado en la **Fig. 12**, están constituidos por: Rotadores Gobernables “Steerables” (PDHM, MWD, SLIM-1, GR); camisas, estabilizadores (STB) de Motores de Desplazamiento Positivo (PDHM) removibles; Conjuntos de Fondo (BHA's) convencional y los que direcciona la sarta para construir un ángulo; Motor de Fondo; Herramientas que miden mientras perfora (MWD); percutores de perforación (JARS) y brocas. El comportamiento esperado por el conjunto de fondo (BHA) se muestra en la **Tabla 1**.*

Un solo conjunto de fondo puede ser usado para la porción completa de la curva de elevación del ángulo del pozo sin utilizar muchos cambios de ensamblaje de fondo disminuyendo significativamente el tiempo acumulado por viajes en reemplazo de estos.

Un conjunto que rota a la sarta para construir un ángulo (SMA) y una herramienta de registro que mide mientras perfora (MWD) para evaluar el control direccional, el cual permite la intersección del objetivo y la ubicación precisa del intervalo horizontal. Los cuales serán usados para perforar la sección de incremento angular (build) hasta alcanzar la inclinación del objetivo de 90°.

El conjunto de fondo (BHA) a utilizar en el tramo horizontal tiene que mantener o disminuir el ángulo, alternando entre el deslizamiento “sliding” y rotación “rotating” hasta alcanzar la profundidad final

CONJUNTO DE FONDO (BHA)

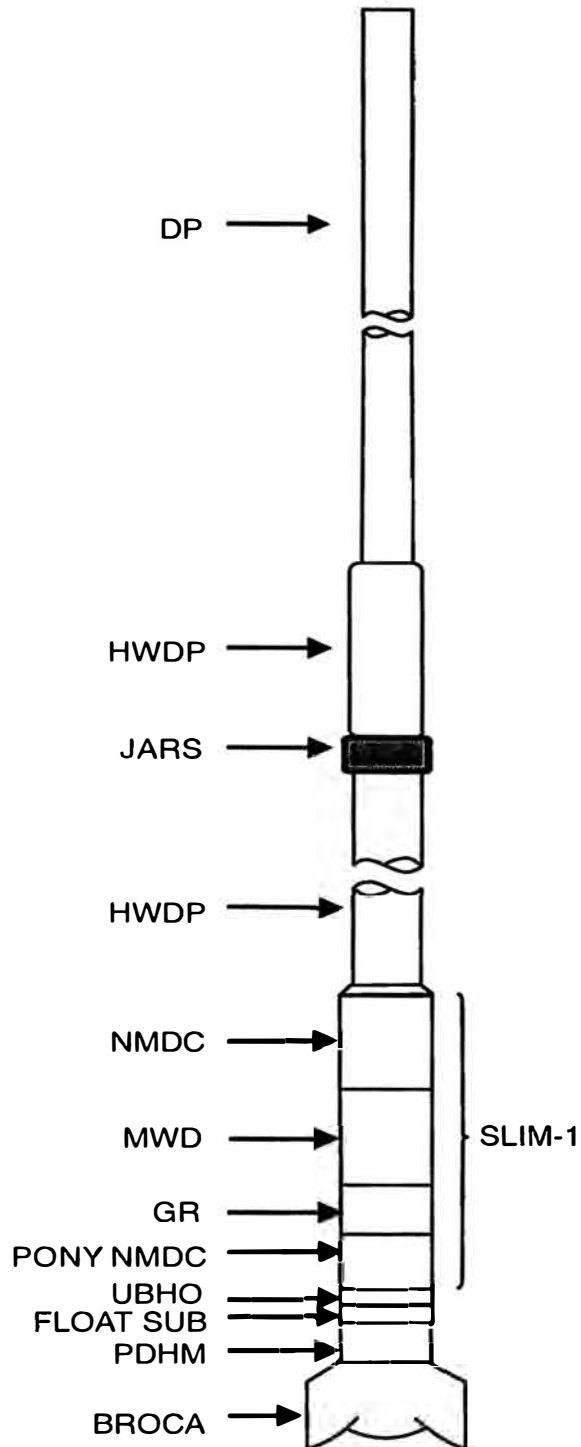


FIG. 12

TABLA 1
CONJUNTO DE FONDO (BHA)

ITEM	DESCRIPCION
1	BIT
2	PDHM
3	FLOAT SUB
4	UBHO
5	PONY NMDC
6	GR
7	MWD
8	NMDC
9	HWDP
10	JARS
11	HWDP
12	DRILL PIPE

del pozo 10097 pies (TD) siempre y cuando el punto de deslizamiento “sliding” no llegue a ser imposible debido a la alta fricción.

9.4.3. DISEÑO DE LA CURVA DE CRECIMIENTO ANGULAR (BUILD)

*El diseño a usar en la construcción de la curva de levantamiento angular es el Método de Curvatura Mínima, por ser el más usado y con menos error que los otros métodos. La **Tabla 2**, muestra los registros del programa de control de desviación requeridos para diseñar la trayectoria del pozo en el Plano Horizontal, **Fig. 13** y el Plano Vertical, **Fig. 14**.*

El propósito del diseño es proveer al operador de un método eficiente de alcanzar el objetivo horizontal dentro de la tolerancia prescrita sin utilizar muchos cambios de ensamblaje de fondo. El diseño de la curva de crecimiento angular deberá proveer un balance entre las siguientes consideraciones:

- *Evitar formaciones problema.*
- *Minimizar el desplazamiento del extremo de la curva.*
- *Minimizar la longitud perforada de la curva de crecimiento angular.*
- *Permite el uso de marcadores estructurales encontrados en el intervalo de crecimiento para ajustar la profundidad final del objetivo.*
- *Proveer una curva que permita la perforación de un hueco de longitud horizontal plena (promedio).*
- *Proveer un hueco completable que permita el uso de todas las herramientas y equipos de producción necesarios.*

El programa del diseño de la curva aplicando el sistema de radio medio con una tasa de crecimiento del ángulo de 10°/100 pies da como resultado:

TABLA 2

**PROGRAMA DEL CONTROL DE DESVIACION
METODO DE CURVATURA MINIMA
SECCION DE INCREMENTO ANGULAR Y HORIZONTAL**

PROF. MED. (PIES)	INCLINAC. (GRADOS)	DIRECC. (GRADOS)	AZIMUT (GRADOS)	PROF. VERT. (PIES)	DESPLAZAM (PIES)	N/S (-) (PIES)	E/W (-) (PIES)	DOG LEG (*100 PIES)
8,197.06	0.00	0.00	0.00	8,197.06	0.00	0.00	0.00	0.00
8,247.06	5.00	50.00	310.00	8,246.99	2.18	1.40	-1.67	10.00
8,297.06	10.00	50.00	310.00	8,296.55	8.70	5.59	-6.67	10.00
8,347.06	15.00	50.00	310.00	8,345.35	19.52	12.55	-14.96	10.00
8,397.06	20.00	50.00	310.00	8,393.02	34.55	22.21	-26.47	10.00
8,447.06	25.00	50.00	310.00	8,439.19	53.68	34.50	-41.12	10.00
8,497.06	30.00	50.00	310.00	8,483.53	76.76	49.34	-58.80	10.00
8,547.06	35.00	50.00	310.00	8,525.69	103.62	66.60	-79.37	10.00
8,597.06	40.00	50.00	310.00	8,565.34	134.04	86.16	-102.68	10.00
8,647.06	45.00	50.00	310.00	8,602.19	167.81	107.87	-128.55	10.00
8,697.06	50.00	50.00	310.00	8,635.96	204.66	131.55	-156.78	10.00
8,747.06	55.00	50.00	310.00	8,666.39	244.31	157.04	-187.16	10.00
8,797.06	60.00	50.00	310.00	8,693.24	286.47	184.14	-219.45	10.00
8,847.06	65.00	50.00	310.00	8,716.32	330.80	212.64	-253.41	10.00
8,897.06	70.00	50.00	310.00	8,735.45	376.98	242.32	-288.78	10.00
8,947.06	75.00	50.00	310.00	8,750.48	424.65	272.96	-325.30	10.00
8,997.06	80.00	50.00	310.00	8,761.30	473.45	304.33	-362.68	10.00
9,047.06	85.00	50.00	310.00	8,767.82	523.00	336.18	-400.64	10.00
9,097.06	90.00	50.00	310.00	8,770.00	572.94	368.28	-438.89	10.00
10,097.06	90.00	50.00	310.00	8,770.00	1,572.94	1,011.06	-1,204.94	10.00

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL : 1,572.94 PIES @ 50°

PROF. MED. (PIES)	INCLINAC. (GRADOS)	DIRECC. (GRADOS)	AZIMUT (GRADOS)	PROF. VERT. (PIES)	DESPLAZAM (PIES)	N/S (-) (PIES)	E/W (-) (PIES)	DOG LEG (*100 PIES)
8,197.06 INICIO KOP	0.00	0.00	0.00	8,197.06	0.00	0.00	0.00	0.00
9,097.06 FINAL BUILD	90.00	50.00	310.00	8,770.00	572.94	368.28	-483.89	10.00
10,097.06 FINAL LATER.	90.00	50.00	310.00	8,770.00	1,572.94	1,011.06	-1,204.94	10.00

TRAYECTORIA DEL POZO HORIZONTAL 1-H

PLANO HORIZONTAL

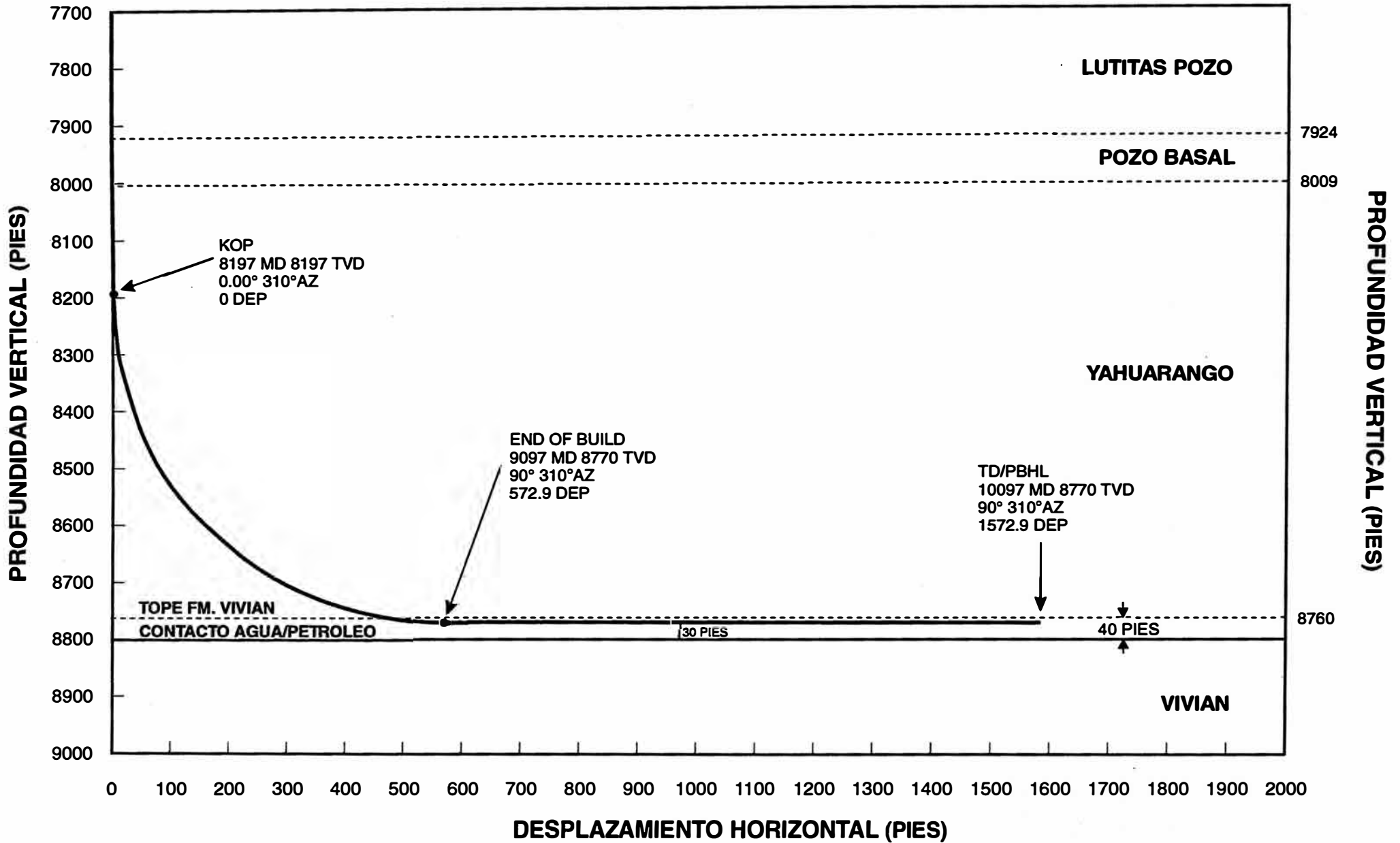


FIG. 13

TRAYECTORIA DEL POZO HORIZONTAL 1-H PLANO VERTICAL

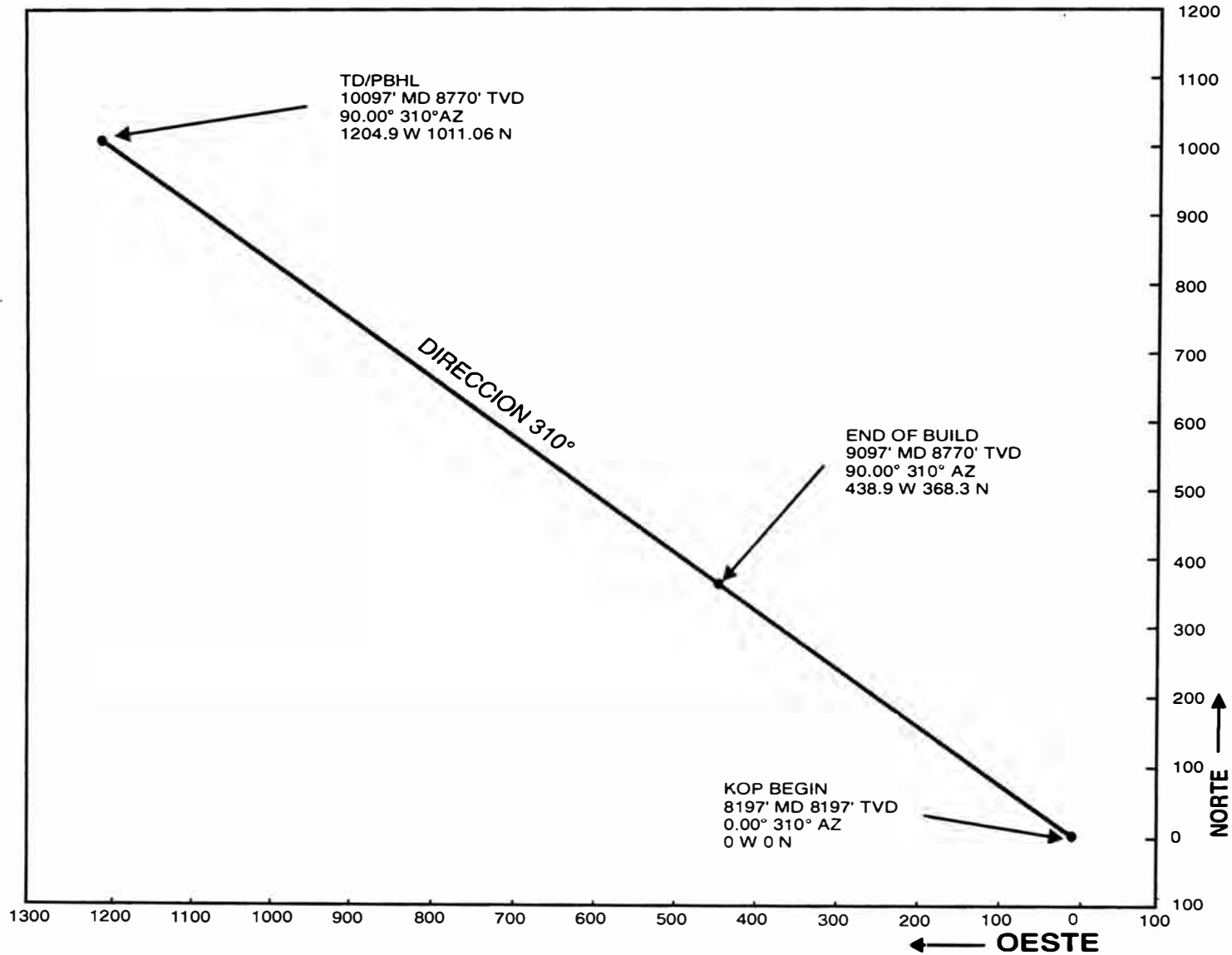


FIG. 14

Altura de la curva de crecimiento angular : 573 pies
Desplazamiento de la curva de crecimiento angular : 573 pies
Longitud perforada de la curva de crecimiento angular : 900 pies

9.4.4. EL EFECTO DE LA INCLINACION

Si se varía la inclinación respecto de la vertical, la fuerza paralela a la pared se incrementará con la disminución de la inclinación. Esta componente de deslizamiento de la fuerza deberá ser superada por las fuerzas de fricción en la interfase de la capa sólida y el fluido. Cuando el pozo es vertical no hay tendencia a formar lechos, la velocidad líquida será lo suficientemente alta para acarrear las partículas contra la gravedad o ellas caerán en regreso alrededor de la broca. Note que usualmente el criterio para acarreo de partículas se basa en la velocidad de sedimentación de una sola partícula en un fluido en reposo. Si el pozo es horizontal no hay componentes de fuerza que causen que el lecho se deslice en retorno, y una cama de recortes se acumulará hasta que la velocidad del fluido sea lo suficientemente alta para prevenir mayor formación de recortes.

9.4.5. TORSION Y ARRASTRE

La inclinación pronunciada del pozo, las fuerzas laterales entre la sarta y la pared del pozo son bastante altas. Estas fuerzas laterales se convierten a través de la fricción en torsión y arrastre de la sarta de perforación. Un coeficiente de fricción alto entre la sarta y la pared del pozo resulta en torsión y arrastre mayores. Un coeficiente de fricción bajo consecuentemente resulta en torsión y arrastre menores. El tipo de formación, asperezas de la sarta y fluido de perforación afectan directamente el coeficiente de fricción. Los fluidos de perforación a base de aceite forman una película lubricante entre la

sarta y las paredes del pozo, con una resistencia suficientemente alta para obtener coeficientes de fricción bajos.

9.4.6. VELOCIDAD DE PENETRACION

La velocidad de penetración (ROP) en la sección curva y horizontal varía mucho con respecto al rendimiento de la tasa de perforación del tramo vertical, esto se debe a la complejidad del diseño del pozo y además por las condiciones operativas de la broca (peso sobre la broca y velocidad de rotación) y características de la formación. Otras variables que también pueden afectar son; las propiedades del fluido de perforación, hidráulica de la broca, desgaste de los dientes y el tipo de broca; todo ellos influyen en el rendimiento de la penetración.

*Se estima que la velocidad de penetración (ROP) promedio para la curva de crecimiento angular es 3.75 pies/hr y en la sección horizontal 4.17 pies/hr. El programa de brocas a usar en la perforación del pozo se muestra en la **Tabla 3**, que a continuación se resume:*

- *Broca Tricónica en el hueco de 17 ½”.*
- *Broca PDC en el hueco de 12 ¼”.*
- *Brocas Tricónica y PDC en el hueco de 8 ½”.*
- *Brocas PDC en el hueco de 6”.*

El uso de brocas PDC ha permitido obtener menores tiempo de perforación y mayores velocidades de penetración en las formaciones blandas. Las brocas tricónicas se usarán para corregir la dirección del pozo cuando las brocas PDC presentan empaquetamiento severo.

TABLA 3

**DISEÑO DEL PROGRAMA DE BROCAS
POZO HORIZONTAL 1-H CORRIENTES**

DESCRIPCION	HUECO 17 1/2"	HUECO 12 1/4"		HUECO 8 1/2"	HUECO 6"
DIAMETRO (PULG)	17 1/2	12 1/4	12 1/4	8 1/2	6
TIPO	R1	DS33H	DS40H	ATM22G y DS34H	DS56H
BOQUILLAS (1/32")	3x15	2x12, 3x13	2x14, 3x15	3x16 y 2x12, 3x13	3x11
TASA DE PENETRACION (PIES/HR)	34.89	51.93	98.44	3.75	4.17
PESO SOBRE LA BROCA (MLBS)	20/30	15/20	10/15	25/35	10/15
RPM (REV/MIN)	160/180	140/180	140/180	180/220	220/280
INTERVALO (PIES)	72-700	700-2881	2881-8197	8197-9097	9097-10097
TIPOS FORMACION	CORRIENTES	CORRIENTES-MARAÑON	PEBAS-CHAMBIRA-L. POZO-POZO BASAL-YAHUARANGO	YAHUARANGO-VIVIAN	VIVIAN
LITOLOGIA	ARENA	ARCILLITA, ARENA, LODOLITAS, YESO	ARCILLITAS, LODOLITAS, LU- TITAS, ANHIDRITA, ARENISCA	LODOLITA, ARCILLITA, LIMOLITA, ARENISCA	ARENISCA
IADC	221	D203	D103	527 y D203	D305
CANTIDAD	1	1	1	2	2
OBSERVACIONES	<p>1. EL USO DE BROCA CONVENCIONAL PARA ESTE TRAMO ES EL ADECUADO.</p> <p>2. LOS PARAMETROS MECANICOS E HIDRAULICOS SON LOS REQUERIDOS PARA ATRAVESAR LA FORMACION.</p>	<p>1. INCREMENTAN LA VELOCIDAD DE PENETRACION, SIN EMBARGO PRESENTA ALGUNA TENDENCIA DE DESVIACION.</p> <p>2. TIENDE A DESVIARSE MAS EN LA BASE DE LA FM. CORRIENTES Y TOPE DE LA FM. MARAÑON.</p> <p>3. PERMITE PERFORAR EN UNA SOLA CORRIDA TODO EL TRAMO.</p> <p>4. AL ENCONTRARSE EN LA FM. MARAÑON DE ROCAS LODOLITAS SU ACCION CORTANTE ES MAS RAPIDA.</p>	<p>1. LA VELOCIDAD DE PERFORACION CON ESTA BROCA ES ALTO POR PRESENTAR FORMACIONES SUAVES A MEDIANAMENE SUAVES.</p> <p>2. PERMITE OBTENER MENOR TIEMPO DE PERFORACION.</p> <p>3. CUANDO SE PERFORA LA FM. PEBAS TIENDE A DESVIARSE GRADUALMENTE A LA DERECHA.</p> <p>4. LA PERFORACION DE LA FM. CHAMBIRA LOS CAMBIOS DE DESVIACION SON MENORES.</p>	<p>1. SE USARAN DOS (2) CLASES DE BROCAS: TRICONICA Y PDC.</p> <p>2. BROCA TRICONICA POR PRESENTAR BUEN CONTROL DE ORIENTACION Y DESVIACION. ATERRIZAJE A LA PROFUNDIDAD DESEADA.</p> <p>3. BROCA PDC MEJOR ROP CUANDO NO PRESENTA EMBOLAMIENTOS.</p> <p>4. CON LA BROCA PDC SE EVITA E DESGASTE POR FRICCION EN LA PARED INTERIOR DEL REVESTIMIENTO, POR TANTO REDUCE TIEMPO DE CONTACTO DE LA SARTA.</p> <p>5. BROCA PDC DIFICIL CONTROL DE DESVIACION Y TENDENCIA A LEVANTAR EL ANGULO, INTERFIRIENDO LAS SEÑALES DEL MWD.</p>	<p>1. LA BROCA PDC TIENDE A OBTENER UNA MEJOR TASA DE PENETRACION EN TODO EL TRAMO HORIZONTAL DE LA FM. VIVIAN.</p> <p>2. BAJO PESO SOBRE LA BROCA DA UN MEJOR CONTROL DE LA DESVIACION VERTICAL.</p> <p>3. LA VELOCIDAD DE PENETRACION AUMENTA GRADUALMENTE CON RESPECTO A LA CURVA DE INCREMENTO ANGULAR.</p> <p>4. REDUCE EL TIEMPO DE CONTACTO DE LA SARTA DE PERFORACION CON EL REVESTIMIENTO.</p> <p>5. DISMINUYE EL DAÑO A ESTA SECCION ENTUBADA.</p> <p>6. REDUCE LA POSIBILIDAD DE TENER HUECO SOBREDIMENSIONADO.</p>

9.4.7. FLUIDO DE PERFORACION

Los fluidos de perforación a base de aceite son utilizados con frecuencia en pozos horizontales, debido a su bajo coeficiente de fricción, a sus características como estabilizadores del pozo, a la exposición de secciones de formación de gran longitud, pozos de diámetros relativamente grandes y a la variabilidad de las “patas de perro”.

Los fluidos a base de aceite continúan siendo los fluidos de más aceptación para establecer la estabilidad de las lutitas, esta es la variable que más afecta en la limpieza del pozo. Sin embargo, la posibilidad de aprisionamiento sobre la formación permeable Vivian, hace que los fluidos a base de aceite tengan buena aplicación.

*El programa de lodos a emplear en los diferentes diámetros del hueco son: lodo nativo, lodo a base de yeso/lignosulfonato y lodo a base de petróleo. La **Tabla 4** muestra el programa de lodos.*

Para la perforación del hueco de superficie 17 ½”, recomendamos usar un lodo de iniciación “Spud Mus” o lodo nativo a base de agua-bentonita. El uso de Bentonita de buena calidad y rendimiento, permite evitar problemas de ensanchamiento en el hueco.

La perforación del hueco intermedio de 12 ¼”, se sugiere usar lodo inhibido con yeso tratado con lignosulfonato hasta atravesar toda la Fm. Chambira por presentar intercalaciones de yeso y anhidrita; luego disminuir su contenido al dejar de agregar yeso e ir convirtiendo el sistema a un lodo disperso a base de lignosulfonato y reajustar las propiedades reológicas y físico químicos de acuerdo a los requerimientos del pozo.

TABLA 4

**DISEÑO DEL PROGRAMA DE LODOS
POZO HORIZONTAL 1-H CORRIENTES**

DESCRIPCION	HUECO 17 1/2"	HUECO 12 1/4"		HUECO 8 1/2"	HUECO 6"
INTERVALO (PIES)	0-700	700-2,881	2,881-8,197	8,197-9,097	9,097-10,097
TIPO DE LODO	NATIVO	YESO/LIGNOSULF.	YESO/LIGNOSULF.	ACEITE	ACEITE
PESO DE LODO (LBS/GAL)	8.9/9.0	9.0/9.4	9.1/9.8	10.5/11.2	9.2/9.3
VISCOSIDAD PLASTICA (CP)	10/14	12/18	14/18	24/25	26/27
PUNTO DE CEDENCIA (LBF/100FT ²)	5/10	10/12	10/12	16/18	18/20
VISCOSIDAD (SEG/QT)	32/35	38/40	38/50	44/49	44/50
GEL (LBF/100FT ²) 10S	-	4/5	4/6	12/14	10/14
GEL (LBF/100FT ²) 10M	0/2	10/12	10/12	17/24	18/22
APIWL (CC/30M)	-	8/6	8/6	4/2	4/2
HTHP (CC/30M)	-	2/2	2/2	2/2	2/2
SOLIDOS (%)	0/2	3/5	3/6	20/26	15/20
PH	9.0/10.0	9.2/9.5	9.2/10.2	-	-
Cl ⁻	-	1000/1200	1000/1200	800/1000	800/1000
Ca ⁺⁺	-	600/700	600/800	100/120	100/120
TIPOS FORMACION	CORRIENTES	CORRIENTES-MARAÑON	PEBAS-CHAMBIRA-L.POZO- POZO BASAL-YAHUARANGO	YAHUARANGO-VIVIAN	VIVIAN
OBSERVACIONES	<ol style="list-style-type: none"> 1. PEQUEÑAS INTERCALACIONES DE ARCILLITAS CONTRIBUYEN MUY POCO A DAR VISCOSIDAD AL LODO. 2. SE USA LODO "SPUD MUD" A BASE DE AGUA-BENTONITA. 3. AGREGAR SODA ASH (±0.1LB/BL) PARA PRECIPITAR ION Ca⁺⁺, Y SODA CAUSTICA PARA AUMENTAR PH DE ±10. DESPUES AGREGAR BENTONITA HASTA OBTENER VISCOSIDAD DE EMBUDO 35 SEG/QT. 4. PERFORAR CON PORCENTAJE DE SOLIDOS BAJOS EN EL SISTEMA Y TENER UN ALTO RATE DE PENETRACION. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. PREPARAR LODO INHIBIDO CON YESO TRATADO CON LIGNOSULFONATO A FIN DE ATREVESAR INTERCALACIONES DE ANHIDRITA. 2. MANTENER EL CONTENIDO ION Ca⁺⁺ ENTRE 600-700 PPM. 3. AGREGAR AGUA CONTINUAMENTE A FIN DE MANTENER UNA VISCOSIDAD EMBUDO POR DEBAJO DE 40 SEG/QT. 4. MANTENER EL PESO DE LODO ENTRE 9-9.4 LB/GAL Y EL PORCENTAJE DE SOLIDOS BAJO. 5. UNA CONCENTRACION DE 2% A 3% DE DIESEL EN EL LODO ES RECOMENDABLE. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. CONTINUAR PERFORANDO CON LODO INHIBIDO DE YESO TRATADO CON LIGNOSULFONATO. REAJUSTANDO LAS PROPIEDADES REOLOGICAS Y FISICO-QUIMICAS. 2. MANTENER EL CONTENIDO DE ION Ca⁺⁺ ENCIMA DE 600 PPM HASTA ATREVESAR TODA LA FM. CHAMBIRA Y LUEGO DISMINUIR SU CONTENIDO E IR CONVIRTIENDO EL SISTEMA A UN LODO DISPERSO A BASE DE LIGNOSULFONATO. 3. MANTENER EL PESO DE LODO MENOR DE 9.8 LB/GAL Y PORCENTAJE DE SOLIDOS BAJO. 4. INCREMENTAR EL CONTENIDO DE DIESEL EN EL SISTEMA. 5. MANTENER LAS PROPIEDADES REOLOGICAS BAJAS A FIN DE NO DESESTABILIZAR LAS PAREDES DEL POZO. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. PREPARAR LODO A BASE DE PETROLEO (ACEITE). PARA MEJORAR LA HABILIDAD DE LIMPIEZA DEL POZO. 2. PERMITE MEJORES TASAS DE PENETRACION. AL MISMO TIEMPO QUE SE MANTIENE LA ESTABILIDAD DEL POZO DE UNA BUENA LUBRICIDAD. 3. SE ADICIONA ADITIVOS PARA AUMENTAR LAS VISCOSIDADES Y RESISTENCIA DE GELES. 4. MANTENER LAS PROPIEDADES REOLOGICAS Y FISICO-QUIMICAS DE ACUERDO A LOS REQUERIMIENTOS DEL POZO Y AUMENTAR EL PESO DEL LODO. 5. AUMENTAR EL PESO DE LODO HASTA 11.2 LB/GAL SI ES NECESARIO. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. CONTINUAR PERFORANDO CON LODO A BASE DE ACEITE. REAJUSTANDO LAS PROPIEDADES REOLOGICAS Y FISICO QUIMICAS. 2. LA FM. VIVIAN ESTA CONSTITUIDA PRINCIPALMENTE DE ARENISCA Y PEQUEÑAS INTERCALACIONES DE LUTITAS QUE DAN MUY POCOS VISCOSIDAD AL LODO. 3. Y POR ENDE SE ADICIONA ADITIVOS PARA AUMENTAR LAS VISCOSIDADES Y RESISTENCIA DE GELES A BAJAS TASAS DE CORTE. 4. MANTENER EN OPERACION LOS EQUIPOS DE CONTROL DE SOLIDOS PARA EVITAR MAYORES DILUCIONES POR ACUMULACION DE SOLIDOS NO DESEABLES.

En la sección de incremento angular (build) del hueco de 8 ½", se recomienda usar lodo a base de petróleo. Con frecuencia se utilizan estos fluidos debido a su bajo coeficiente de fricción y a sus características como estabilizadores del pozo. El principal propósito del lodo es mantener la estabilidad del hueco por inhibición de las lutitas sensitiva al agua. Además forma una película lubricante entre la sarta y paredes del pozo, resultando torsión y arrastre menores.

Continuar perforando con lodo a base de petróleo la sección horizontal del hueco de 6" con el fin de minimizar el coeficiente de fricción y por ende, obtener torsión y arrastre bajos. Proporciona una buena limpieza en toda la geometría del hueco, y reduce el riesgo de pegamiento de la sarta.

9.4.8. HIDRAULICA

Uno de los aspectos más importantes de una perforación horizontal es una buena limpieza del hueco. Esto sugiere reducir la cama de recortes en la parte baja del pozo y el otro es tener un adecuado deslizamiento de los recortes desde el fondo del hueco.

Una buena limpieza evita la acumulación de los sólidos en la parte inferior del hueco, sobre todo en la sección de incremento angular. La formación de estas "camas de recortes" es crítica cuando el hueco posee una inclinación que varía entre 35° a 65°, la acumulación de los recortes se produce debajo del arreglo del conjunto de fondo, restringiendo severamente el movimiento de la sarta de perforar en el hueco. Esto causa severo arrastre y torque al mover la sarta.

Por lo tanto, la suspensión de los recortes en el fluido y la prevención de la formación del lecho de recortes hace más fácil la limpieza del hueco. De modo que la mejora de las propiedades reológicas y altas

viscosidades del fluido a bajas tasas de corte ayudan a esa suspensión. Además, se puede anticipar una reducción del tamaño de los recortes a medida que se avanza la sección horizontal. La rotación del conjunto de fondo contribuye a la reducción del tamaño de los recortes.

Es posible asumir que ninguno de los recortes producidos en el pozo horizontal se transportan a la superficie sin haber estado en contacto con la pared inferior del pozo. La rotación de la sarta ayuda a degradar y a suspender nuevamente los recortes del lecho ya formado.

*El diseño del programa hidráulico para limpiar adecuadamente la broca y el fondo del hueco se muestra en la **Tabla 5**, se determinó a base del criterio de máximo caballaje hidráulico a presión limitada y haciendo uso de la velocidad de circulación máxima empírica para los diferentes diámetros del pozo. Se logró optimizar el caudal y con ello se determinaron la pérdida de presión en el sistema.*

*La tasa de flujo óptimo promedio se estima a 300 gal/min en la sección de incremento angular y 146 gal/min en el tramo horizontal, el programa hidráulico para estas secciones se muestra en el **Anexo V.2**.*

9.4.9. PROPIEDADES ANULARES DEL FLUIDO

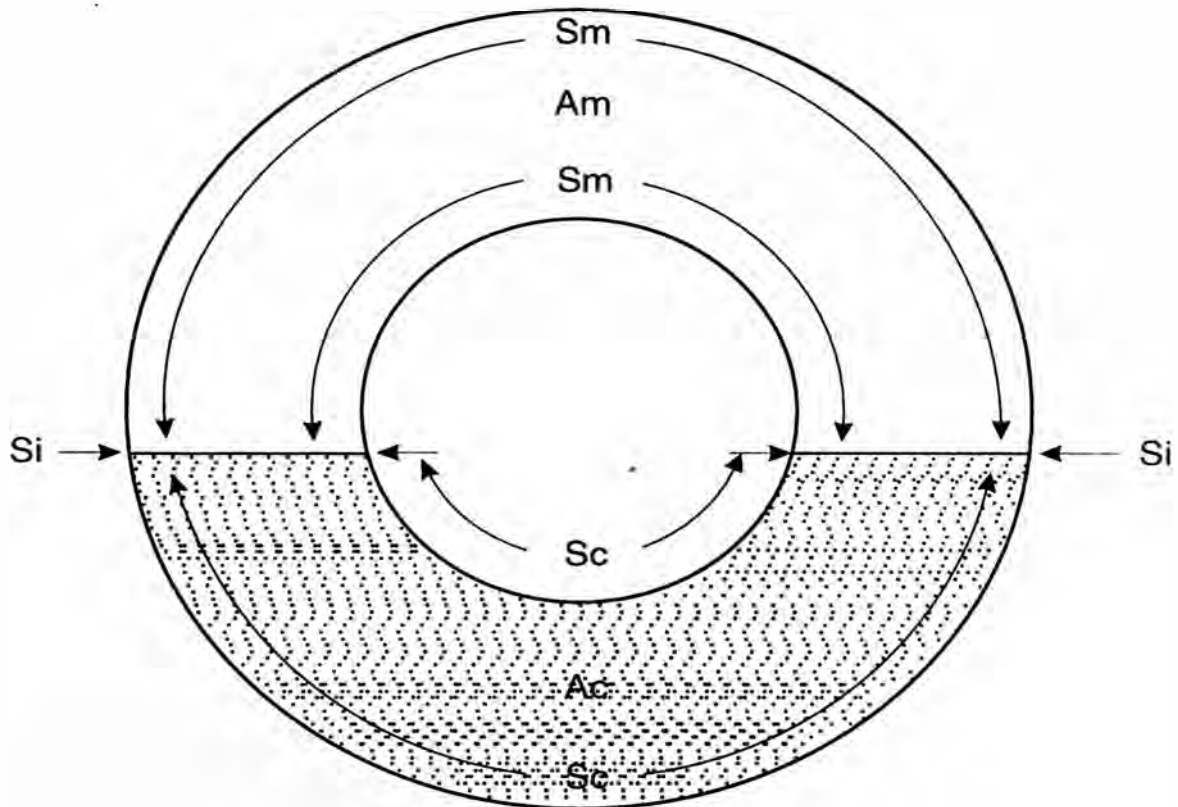
*La dificultad de mantener la limpieza del espacio anular es más marcada en la sección de construcción del ángulo. Se puede identificar tres (3) secciones de inclinación de un pozo en referencia a su limpieza. La representación gráfica de la geometría anular se muestra en la **Fig. 15**.*

TABLA 5

DISEÑO DEL PROGRAMA DE HIDRAULICA
POZO HORIZONTAL 1-H CORRIENTES

DESCRIPCION	HUECO 17 1/2"	HUECO 12 1/4"		HUECO 8 1/2"	HUECO 6"
PROFUNDIDAD (PIES)	700	2881	8197	9097	10097
PESO LODO (LB/GAL)	9.0	9.4	9.8	11.2	9.3
VISCOSIDAD PLASTICA (CP)	14	18	18	25	27
PUNTO DE CEDENCIA (LBF/100FT ²)	10	12	12	18	20
PESO SOBRE BROCA (MLBS)	30	20	15	35	15
RPM (REV/MIN)	180	180	180	220	280
CAUDAL (GAL/MIN)	740	658	438	300	146
PRESION BOMBA (PSI)	2600	2600	3000	2800	2500
BOQUILLA (1/32")	3x15	2x12, 3x13	2x14, 3x15	3x16	3x11
PRESION BROCA (PSI)	1692	1007	258	267	235
TIPO FORMACION	CORRIENTES	CORRIENTES-MARAÑON	PEBAS-CHAMBIRA-L.POZO- POZO BASAL- YAHUARANGO	YAHUARANGO-VIVIAN	VIVIAN
OBSERVACIONES	<p>1. PROVEER UNA ADECUADA LIMPIEZA DEL HUECO, REQUIERE DEL USO CONTINUO DEL DESARENADOR Y DISLETER DURANTE LA PERFORACION DE ESTE TRAMO.</p> <p>2. EL TIPO DE FLUIDO A USAR EN ESTA SECCION ES EL ADECUADO PARA LEVANTAR LOS RECORTES POR SU BUENA VISCOSIDAD.</p>	<p>1. PRESENTA COMO CARACTERISTICA PRINCIPAL SU ALTO APORTE DE ARCILLAS VISCOSIFICADORAS Y DEBE AGREGARSE AGUA CONTINUAMENTE PARA MEJORAR LA LIMPIEZA DEL HUECO.</p> <p>2. ES MUY IMPORTANTE EL ESTADO DE OPERATIVIDAD DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE SOLIDOS PARA INCREMENTAR LA VELOCIDAD DE PENETRACION.</p>	<p>1. REALIZAR UNA BUENA LIMPIEZA DE LA BROCA Y EVITAR SU EMPAQUETAMIENTO AL ATRAVESAR LA FM. PLASTICA DE CHAMBIRA Y PEBAS.</p> <p>2. REFRIGERAR LOS CORTADORES PDC, YA QUE PUEDEN DEGRADARSE DURANTE LA PERFORACION POR EFECTO DE LA ALTA TEMPERATURA PRODUCIDA CUANDO CIZALLAN LA FM. PERFORADA.</p> <p>3. EVITAR EMBOLAMIENTO DE LA BROCA Y DISMINUIR POSIBILIDADES DE TAPONAMIENTO DE LA LINEA DE FLUJO DEBIDO A SU ALTO APORTE DE ARCILLAS Y A LA ALTA TASA DE PENETRACION.</p>	<p>1. UNA BUENA LIMPIEZA SE EVITA LAS ACUMULACIONES DE SOLIDOS EN LA PARTE INFERIOR DEL HUECO.</p> <p>2. LA SECCION DE INCLINACION INTERMEDIA DE 35 A 65° ES CRITICA DEBIDO A LA FORMACION DE RECORTES.</p> <p>3. LA FORMACION DE CAMAS DE RECORTES EN LA PARTE INFERIOR DEL HUECO GENERAN PROBLEMAS DE ARRASTRE Y TORQUE DURANTE LA PERFORACION.</p> <p>4. EL LODO A BASE DE ACEITE FACILITA EL CONTROL REOLOGICO, OBTENIENDO UN REVOQUE MUY FINO, ELASTICO Y FIRME EVITANDO PROBLEMAS EN EL HUECO.</p> <p>5. PREVIENEN DE EMPAQUETAMIENTO TANTO DE LA BROCA COMO DEL CONJUNTO DE FONDO, DEBIDO A LA FORMACION DE UNA PELICULA PROTECTORA SOBRE LA SUPERFICIE DE ESTAS HERRAMIENTAS.</p>	<p>1. AUMENTA NOTABLEMENTE LA CAPACIDAD DE LIMPIEZA Y SUSPENSION DE RECORTES POR SU ALTA VISCOSIDAD A VELOCIDADES DE CORTE BAJO.</p> <p>2. DESARROLLA UN EXCELENTE RENDIMIENTO EN ESTA SECCION POR SU DISEÑO REOLOGICO Y CAPACIDAD DE SUSPENSION.</p> <p>3. ESTE FLUIDO ADEMAS DE AUMENTAR LA LUBRICIDAD, MEJORAN LA CALIDAD DEL REVOQUE.</p> <p>4. REDUCEN LA INVASION DE AGUA HACIA LA FORMACION POR LA ALTA VISCOSIDAD QUE POSEEN.</p> <p>5. SE PUEDE ANTICIPAR UNA REDUCCION DEL TAMAÑO DE LOS RECORTES A MEDIDA QUE SE AVANZA EN ESTE TRAMO HORIZONTAL.</p>

GEOMETRIA DEL ESPACIO ANULAR Y LA CAPA DE RECORTES



A_m = AREA DEL FLUIDO ENCIMA DE LA CAPA
 S_m = PERIMETRO DEL FLUIDO EN CONTACTO CON LA PARED
 A_c = AREA DE LOS RECORTES EN EL ANULAR
 S_c = PERIMETRO DE LA CAPA DE RECORTES EN CONTACTO CON LA PARED
 S_i = PERIMETRO DE INTERFACE

FIG. 15

La sección desde la vertical a una inclinación de 35° se considera la menos difícil de limpiar. El flujo laminar resulta el mejor perfil de flujo que producen las mejores condiciones de limpieza del pozo.

En la sección de inclinación intermedia (35° a 65°) es crítica, cualquier flujo laminar o turbulento puede ser usado. La formación de un lecho de recortes en esta sección conlleva a la movilidad de ese lecho, el cual busca el ángulo natural de reposo. La gravedad tiende a causar el deslizamiento de ese lecho mientras que el movimiento del fluido tiende a mover el lecho hacia la superficie. El peor de los casos ocurre cuando el lecho de recortes está presente y la circulación cesa. El lecho se desliza y el riesgo de obturación del espacio anular y el aprisionamiento de la tubería aumenta. Por lo tanto, una combinación apropiada de velocidad anular y propiedades de flujo disminuyan la posibilidad de la formación del lecho.

Para la sección de ángulo alto (65° a 90°) es preferible flujo turbulento. Cuando se perfora a estos ángulos, la sarta de perforación descansa sobre la pared inferior del pozo. El espacio anular excéntrico que resulta, con un caudal relativamente alto en la parte superior del pozo, produce un perfil de velocidad asimétrico. El flujo turbulento permite una distribución más uniforme de la velocidad del fluido a través de la totalidad del espacio anular excéntrico, con mayor energía hidráulica distribuida hacia la porción restringida.

9.4.10. CONTROL DE SÓLIDOS

El control de sólidos a un nivel deseado y óptimo es de gran importancia en el hueco de incremento angular y horizontal; la cantidad de sólidos perforados en estos huecos es mayor que en perforación vertical, debido al efecto compactante de la sarta de perforar sobre los recortes acumulados en la parte baja del hueco.

Los factores que tienen que evitarse para obtener un buen equilibrio en el control de sólidos es: el uso de brocas PDC combinadas con motores de fondo de altas revoluciones generan sólidos de perforación muy finos, el tiempo de transporte de los recortes a la superficie es mayor que en pozos verticales, los altos caudales que generan erosión sobre formaciones no consolidadas, etc.

Por lo tanto el primer paso para obtener sólidos mínimos es tener el pozo con un calibre lo más cercano posible al diámetro de la broca. Es muy importante el estado de operatividad de la zaranda, del diseño de mallas, así como el resto de los equipos de control de sólidos. Además adecuar el uso de una centrífuga para eliminar las partículas de tamaño coloidal del sistema.

9.5. PROGRAMA DE FORROS, CEMENTACION Y COMPLETACION

*El programa del diseño de tubería de revestimiento para el pozo horizontal se muestra en la **Tabla 6** en la que considera el grado de tubería, acoplamientos, los factores de seguridad de las presiones de colapso e interna, y los esfuerzos de tensión, etc. El diseño de forros de 13 3/8", 9 5/8" y 7" más detallado se muestra en el **Anexo V.3**.*

*El programa del diseño de cementación de las tuberías de revestimiento se muestra en la **Tabla 7**, y el diseño más especificado se muestra en el **Anexo V.4** indicando las mezclas de relleno y principal de la lechada, fluidos de desplazamiento, tiempo de trabajo, presiones, etc. para cada sección del hueco.*

En cuanto al perfilaje del pozo se estima realizar un solo tipo de registro que es el Gamma Ray corrida a hueco abierto en la sección horizontal. El uso de este registro es para determinar la litología y también puede usarse la curva de rayos gamma para determinar el volumen de arcilla en la formación, haciendo distinción entre roca reservorio potencial y lutitas.

Desde el punto de vista económico el uso de otros tipos de registros eléctricos tiende a incrementar los costos de perfilaje. Por lo tanto, no es necesario correr estos registros debido a que el pozo será completado a hueco abierto. Además, el registro rayos gamma usa el volumen de lutitas para corregir las porosidades aparentes que dan los perfiles acústicos, neutrónicos y de densidad.

Se ha elegido una completación a hueco abierto, pero se dispondrá un revestidor en blanco y ranurado de 4 1/2" ante cualquier eventualidad. La selección del tipo de completación se debe a que se tiene una formación competente y es el más económico. El cual consiste en cementar una tubería en el tope de la formación productiva y el segmento horizontal se completa sin ningún tipo de tubería.

TABLA 6

**DISEÑO DEL PROGRAMA DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO
POZO HORIZONTAL 1-H CORRIENTES**

DIAMETRO EXTERNO (PULG)	GRADO API	PESO TUBERIA (LB/PIE)	ACOPLA-MIENTO	TOTAL TUBERIA (PIES)	PROF. ASENTAMIENTO		PROFUNDIDAD		DIAMETRO HUECO (PULG)	PRESION		TENSION F.S.
					ZAPATO (PIES)	FLOTADOR (PIES)	DESDE (PIES)	HASTA (PIES)		COLAPSO F.S.	INTERNA F.S.	
					13 3/8	H-40	48.0	8RD		700	700	
9 5/8	C-75	40.0	BUTT	4,800	8,197	8,137	0	4,800	12 1/4	1.222	2.46	1.949
9 5/8	C-75	43.5	8RD	1,700	8,197	8,137	4,800	6,500	12 1/4	1.126	2.70	3.726
9 5/8	N-80	47.0	8RD	1,697	8,197	8,137	6,500	8,197	12 1/4	1.139	3.14	5.935
7	N-80	29.0	8RD	1,200	9,097	9,037	7,897	9,097	8 1/2	1.376	4.68	2.309

NOTA

SE USARA DOS (2) CONDUCTORAS DE 20", H-40, 94 LB/PIE, 8RD PARA REVESTIR EL INTERVALO DE 0 - 72 PIES, PARA EL HUECO DE 24" DE DIAMETRO.

TABLA 7

**DISEÑO DEL PROGRAMA DE CEMENTACION
POZO HORIZONTAL 1-H CORRIENTES**

REVESTIMIENTO	DIAMETRO EXTERNO (PULG)	DIAMETRO HUECO (PULG)	SACOS DE CEMENTO	CLASE DE CEMENTO	PESO MEZCLA (LB/GAL)	TOPE CEMENTO (PIES)	FONDO CEMENTO (PIES)
SUPERFICIE	13 3/8	17 1/2	290/238	A	13.13/15.69	0	700
INTERMEDIO	9 5/8	12 1/4	1,436/485	H	14.07/15.03	0	8,197
PRODUCCION	7	8 1/2	159/62	H	14.16/15.27	7,897	9,097

NOTA

PARA LA CONDUCTORA DE 20" SE USARA 67 SACOS DE CEMENTO CLASE "A",
EN EL INTERVALO 0 - 72 PIES.

El acondicionamiento con lodo a base de petróleo en la sección horizontal es de vital importancia para lograr una buena completación y así prevenir o minimizar el daño a la formación, para así garantizar la elevada productividad del pozo. Pero con elevadas tasas de producción durante la producción continua, quizás se pueda reducir el posible daño a la formación.

Luego de completar el pozo se pone a producir la sección horizontal del Reservorio Vivian con bomba electrosumergible (ESP), que tienen una capacidad de levantar en promedio 15,000 a 20,000 barriles de fluido.

9.6. EQUIPAMIENTO PRINCIPAL DE MATERIALES Y HERRAMIENTAS

Para el Proyecto de Perforación Horizontal 1-H Corrientes el equipamiento de materiales de Perforación y Completación es de vital importancia tener todo implementado en el área de operaciones para no tener inconvenientes que pueda ocurrir durante la perforación del pozo.

El equipo de perforación a usar en la perforación del Pozo Horizontal, tendrá la capacidad de soportar máximas cargas que los equipos convencionales por lo menos unos 700,000 libras de capacidad de carga para perforar una profundidad de 15,000 pies aproximadamente.

Las herramientas del control direccional; así como, los registros de desviación, miden mientras perforan (MWD) y otros, tienen que estar en óptimas condiciones para resistir los constantes vapuleos de la sarta de perforación y entregar los mejores datos de orientación e inclinación del pozo, tres juegos de cada herramienta.

Para la cementación y completación del pozo se abastecerá de tuberías de revestimiento adecuados para soportar todo tipo de esfuerzos y presiones, cemento, aditivos, accesorios, fluidos de completación, etc.

Preparar el equipo en los aspectos de inspección general de la sarta, equipo resistente a los efectos del diesel, techado de tanques, mayor número de extintores, equipos eléctricos antiexplosivos, ventiladores, poza adicional y abastecimiento continuo de diesel.

9.7. LOGISTICA Y CONTROL DEL PROYECTO

Una correcta aplicación de Técnicas de Logística en la Perforación Horizontal se logrará con una mejor rotación de los inventarios, el tener un buen sistema de compras, de distribución y almacenaje. De poder proporcionar los recursos y servicios apropiadamente a los trabajos de perforación y completación de los materiales y equipos que requieran.

Para evitar problemas en los sistemas que se describen por situaciones anormales, como: el no contar con insumos repuestos en momentos oportunos y cantidades requeridas, métodos inadecuadas de reposición de "stocks", dificultad para estimar plazos e incumplimientos de perforación y demás problemas que se suscitan en dicha área.

Esto conlleva luego de terminado la perforación del pozo y puesto en producción, problemas de Gestión de Logística afectando directamente a los costos de la producción, productividad y rentabilidad de la empresa. Por ello, la implementación adecuada de las técnicas de gestión, deberá estar en función de lograr la eficiencia en apoyar a las actividades de la empresa.

10. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA PERFORACION HORIZONTAL

VENTAJAS

Los depósitos de Canal de Barra de Punta formados por la acreación lateral de los arroyos que contienen lechos de arcilla colgada presenta problemas en conseguir altas recuperaciones a causa de factores que inhiben flujos laterales al hueco. Con un pozo vertical se estaría drenando algunas capas pero con un pozo horizontal puede ser dirigido para penetrar más capas.

Las formaciones problemáticas Chambira y Pebas pueden ser perforados en la sección vertical de un pozo de radio medio, y a la vez entubado antes que se perfore el hueco crítico de la curva y comienzo lateral. Por consiguiente una menor longitud en la sección de incremento angular se ahorra tiempo de perforación y problemas potenciales del hueco.

La profundidad vertical reducida para pozos de radio medio es una de las más grandes ventajas del sistema. El perfil de un pozo de radio medio indica mucho menos espacio para alcanzar el objetivo horizontal que con pozos de radio largo.

Colocando el punto de desviación (KOP) lo más próximo al objetivo se reducirá la imprecisión de la profundidad del objetivo. Además, estará expuesto a pocas formaciones problemáticas.

El conjunto que direcciona a la sarta para construir un ángulo (SMA) asociado con la herramienta que mide mientras perfora (MWD) han mejorado el control direccional, permitiendo la intersección de objetivos más delgados y la ubicación más precisa del intervalo horizontal.

El uso de brocas tricónicas en la sección de incremento angular da un buen control de orientación, desviación y aterrizaje a la profundidad deseada.

Con frecuencia se utilizan fluidos a base de aceite debido a su bajo coeficiente de fricción, a sus características como estabilizadores del pozo, a las largas secciones de diferente formaciones penetradas y la variabilidad de la severidad de la "pata de perro".

La aplicación de un pozo horizontal reduce la caída de presión y la velocidad del fluido dentro del hueco, y el flujo del fluido es una fuente lineal en lugar de concentrarse a un solo hueco como si lo haría un pozo vertical. En estas situaciones, tanto las tasas de producción de petróleo como la recuperación por pozo son mucho mayores que en el caso del pozo vertical.

Un pozo horizontal sustituye más pozos verticales en un reservorio de espesor delgado, demostrando la efectividad de los pozos horizontales en reservorios de espesor delgado, aumentando la productividad del pozo. Por consiguiente, equivale entre 3 a 5 pozos verticales, en producción.

La ventaja de perforar varios pozos desde una misma plataforma se debe a las condiciones geográficas de la amazonía peruana, donde las construcciones de locaciones para perforar pozos verticales es más costoso.

Reservorios con varias zonas de petróleo, separado por barreras de lutita impermeable, puede requerir la perforación de pozos verticales ya que puede atravesar varias zonas a la vez; pero con la perforación de pozos multilaterales en cada estrato del reservorio se obtiene mayor recuperación de volumen drenado.

El beneficio ambiental de los pozos horizontales es importante debido a que se pueden perforarse desde la misma base cuatro o cinco pozos a claro abierto en la Selva, reduciendo considerablemente el desmonte que tendría que hacerse para cada uno de los pozos verticales.

DESVENTAJAS

La estabilidad de la formación es un factor crítico, especialmente debido a la exposición de secciones de formación de gran longitud y cuando se perfora a ángulos pronunciados. La estabilidad con el consecuente colapso ha sido la más frecuente causa de los problemas de limpieza del pozo.

El uso de brocas tricónicas en la sección de levantamiento del ángulo provoca mayor tiempo de contacto de la sarta de perforación con el revestimiento y por ende el desgaste por fricción aumenta, a consecuencia del mayor tiempo de perforación y de la rotación de la broca. Mientras las brocas PDC tienden a levantar el ángulo interfiriendo las señales del MWD, dificultando el control de desviación y empaquetamiento de las brocas.

Cuando la “cama de recortes” está presente y la circulación cesa en la sección curva de 35° a 65°. Entonces, la gravedad tiende a deslizar este lecho y el riesgo de obturación del espacio anular y el aprisionamiento de la tubería aumenta.

El daño que podría causar por la pérdida de fluido hacia la matriz de la formación proveniente del fluido de perforación, se debe al tiempo de exposición del lodo sobre las paredes del hueco. Por consiguiente el daño a la formación es mayor que en un pozo vertical.

Pozos horizontales con reservorios de espesor grueso por encima de 400 pies no es efectivo, a causa que el área de drenaje y el área de contacto del reservorio es igual a un pozo vertical o “slant”. Asimismo la baja permeabilidad vertical significativamente reduce la productividad del pozo horizontal.

Puede resultar en el futuro altos costos debido a la inflexibilidad en todas las fases de operación de reparar.

11. PROBLEMAS QUE PUEDA OCURRIR EN LA ZONA DE OPERACIONES

Para evitar los problemas operativos en la zona, se espera que la perforación horizontal se lleve a cabo bajo condiciones controlables. Por ello, un equipo de personal experimentado en sitio, podrá enfrentar posibles situaciones problemáticas.

En la perforación de la sección curva el uso del sistema de medición direccional MWD tipo Slim 1 facilita el control direccional y reduce los riesgos cuando se realiza un cambio de dirección en el pozo. La corrección de rumbo que se genera es gradual y no brusca. El problema ahora cambia del control direccional al de torque y arrastre; por consiguiente, se tomaría la decisión de continuar perforando la sección horizontal diseñada o quizás por lo menos un tercio de la sección horizontal hasta que ya no se pueda rotar la tubería, o hasta que se avizoren algunos problemas potenciales.

Cuando se perfora el hueco de 8 ½" de incremento angular, provocamos desgaste por fricción en la parte interior del revestimiento intermedio al estar en contacto directo con la sarta de perforación. El uso de protectores de caucho en la tubería perforación no es suficiente para evitar este efecto. Por lo tanto, el uso de brocas PDC tiende a reducir el tiempo de contacto de la sarta de perforación con el revestimiento y disminuyendo el daño a esta sección entubada.

Minimizar la corrosión de la sarta de perforación, los problemas en el hueco de levantamiento angular, tales como: agrandamiento del hueco, derrumbes, agarres, al momento de sacar la tubería, lavar y rimar. El lodo a base de aceite es más tolerante con los sólidos y de más fácil manejo para evitar estos problemas que pueda ocurrir. De igual modo, las brocas PDC reducen la posibilidad de tener huecos sobredimensionados.

Una limpieza inadecuada resulta en una acumulación de los sólidos en la parte inferior del hueco, sobre todo si la inclinación es más de 35°. La formación de estas "camas de recortes" es crítica cuando el hueco posee una inclinación entre 35° y

65°, la acumulación de los recortes se produce debajo del arreglo del conjunto de fondo, restringiendo severamente el movimiento de la sarta de perforar en el hueco. Esto causa severo arrastre y torque al mover la sarta; además esta masa de recorte se desplaza hacia el fondo del hueco tan pronto se interrumpe la circulación. Esto con frecuencia resulta en empacamiento del espacio anular, además de un incremento de la caída de presión, resultando finalmente en una pérdida de circulación o tubería aprisionada.

La cantidad de sólidos perforados en el hueco curvo y horizontal es mayor que en el hueco vertical, debido al efecto compactante de la sarta de perforar sobre los recortes acumulados en la parte baja del hueco; el uso de brocas PDC combinadas con motores de fondo de altas revoluciones generan sólidos de perforación muy finos, el tiempo de transporte de los recortes a la superficie es mayor que en pozos verticales, los altos caudales que generan erosión sobre formaciones no consolidadas, etc. son los factores que tienen que equilibrarse para un buen control de sólidos.

Se tomarán todas las medidas dentro de los límites razonables para prevenir daños por contaminación en nuestra zona de operaciones, antes y después de la etapa de perforación. Es responsabilidad del supervisor de perforación en la locación, y del jefe del campamento buscar la forma menos contaminante posible de eliminar los desperdicios, basura y demás desechos. Como es de conocimiento el yacimiento Corrientes está ubicado adyacente a un medio rodeado de agua; para ello, se tomarán todas las medidas del caso para prevenir derrames de aceites, grasas y otros derivados del petróleo.

Incluso cuando el pozo es probado y completado, todas las conexiones y uniones de tubería que se usan para acoplar estas al separador y quemadores serán previamente examinadas con un exceso del 50% de presión sobre su resistencia normal, para así evitar posibilidad de derrame.

12. ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO DE PERFORACION HORIZONTAL

12.1. COSTOS DE PERFORACION Y COMPLETACION

Los costos de perforación y completación para el pozo horizontal 1-H requiere de altas inversiones. A pesar de que los costos directos que se desembolsan por concepto de materiales, equipos, servicios, son los que contribuyen en la implementación integral del proceso operativo. Por ejemplo, alquiler de equipo y herramientas de perforación, servicios de cementación, servicios de ingeniería de lodo, servicios de registros eléctricos, etc. Inclusive, la mano de obra empleada en el mismo centro de operaciones ya sea por, los supervisores de perforación, supervisores de exploración producción, obreros, etc.

No solo los costos directos están presentes, implícitamente están complementados por los costos indirectos, éstos directamente no participan en la ejecución operativa de perforación y completación del pozo, pero si son necesarios para realizar el trabajo; así como, lubricantes y combustibles, mantenimiento en general, etc. Sin embargo, los gastos que se incurren en la mano de obra, podemos citar los sueldos del personal de Perforación, Técnicos de Petróleo, Función Exploración Producción, etc. Asimismo, otros gastos que también intervienen son: la energía eléctrica, luz, aire acondicionado, etc.

*El costo del pozo horizontal se estima substancialmente mayor que cualquier pozo vertical o dirigido, esto obliga significativamente a mayores costos diarios que se realizarán por la movilización del equipo y por las operaciones de perforación y completación, etc. En la **Tabla 8**, se indica el estimado de costos de perforación y completación que se incurre en la implementación y ejecución del Proyecto de Perforación Horizontal 1-H Corrientes. Los costos estimados de perforación y completación son:*

TABLA 8

ESTIMADO DE COSTOS DE PERFORACION Y COMPLETACION

I CONSTRUCCION DE SUB BASE			
CONSTRUCCION / REABILITACION			10,000
SUB TOTAL (US\$)			10,000
II CONSTRUCCION DE CARRETERA			
REABILITACION	4 KM	1,000 US\$/KM	40,000
SUB TOTAL (US\$)			40,000
III CONSTRUCCION DE PLATAFORMA			
CONSTRUCCION / REABILITACION			260,000
SUB TOTAL (US\$)			260,000
IV DESARMADO, ARMADO Y MOVIMIENTO DEL EQUIPO			
ALQUILER EQUIPO DE PERFORACION (TARIFA MOVIMIENTO)	10 DIAS	10,301 US\$/DIA	103,010
TRANSPORTE DE EQUIPO-AEREO (HELICOPTERO)	35 HORAS	1,893 US\$/HORA	66,255
TRANSPORTE DE EQUIPO-TERRESTRE	10 DIAS	1,912 US\$/DIA	19,120
TRANSPORTE DE EQUIPO-AEREO (ANTONOV)	10 DIAS	750 US\$/DIA	7,500
LUBRICANTES Y COMBUSTIBLES	10 DIAS	453 US\$/DIA	4,530
SUB TOTAL (US\$)			200,415
V PERFORACION			
ALQUILER EQUIPO DE PERFORACION (TARIFA OPERACION)	38 DIAS	10,843 US\$/DIA	412,034
ALQUILER EQUIPO CONTROL DIRECCIONAL Y HERRAMIENTA PERF.			682,000
LUBRICANTES Y COMBUSTIBLES	38 DIAS	2,265 US\$/DIA	86,070
BROCAS			145,373
CONDUCTORA	72 PIES	58.8 US\$/PIE	4,234
CEMENTO PARA CONDUCTORA	67 SACOS	12.6 US\$/SX	844
ADITIVOS USADOS EN LA CEMENTACION DE CONDUCTORA			545
SERVICIO DE CEMENTACION DE CONDUCTORA			4,894
FORROS DE SUPERFICIE	700 PIES	32.6 US\$/PIE	22,820
CEMENTO PARA FORROS DE SUPERFICIE	528 SACOS	12.6 US\$/SX	6,653
ADITIVOS USADOS EN LA CEMENTACION FORROS SUPERF.			2,180
SERVICIO DE CEMENTACION DE FORROS DE SUPERFICIE			7,266
FORROS INTERMEDIOS (CSG C-75, 40#/PIE)	4,800 PIES	22.1 US\$/PIE	106,080
FORROS INTERMEDIOS (CSG C-75, 43.50#/PIE)	1,700 PIES	22.1 US\$/PIE	37,570
FORROS INTERMEDIOS (CSG N-80, 47#/PIE)	1,697 PIES	26.3 US\$/PIE	44,631
CEMENTO PARA FORROS INTERMEDIOS	1,921 SACOS	12.6 US\$/SX	24,205
ADITIVOS USADOS EN LA CEMENTACION FORROS INTERMEDIOS			20,507
SERVICIO DE CEMENTACION DE FORROS INTERMEDIOS			18,078
FLUIDO DE PERFORACION	10,097 PIES	16.3 US\$/PIE	164,581
SERVICIO DE INGENIERIA DE LODOS	42 DIAS	500 US\$/DIA	21,000
TRANSPORTE DE MATERIALES-AEREO (HELICOPTERO)	30 HORAS	1,893 US\$/HORA	56,790
TRANSPORTE DE MATERIALES-TERRESTRE	38 DIAS	956 US\$/DIA	36,326
TRANSPORTE DE MATERIALES-AEREO (ANTONOV)	38 DIAS	750 US\$/DIA	28,500
SERVICIO DE ALIMENTACION	48 DIAS	1,650 US\$/DIA	79,200
GASTOS DE INGENIERIA DE PETROLEO	45 DIAS	700 US\$/DIA	31,500
GASTOS DE PERFORACION	46 DIAS	1,700 US\$/DIA	78,200
GASTOS EXPLORACION PRODUCCION	45 DIAS	282 US\$/DIA	12,690
ACCESORIOS CEMENTACION (20", 13 3/8", 9 5/8", 7", 4")			73,949
CONTROL AMBIENTAL	45 DIAS	3,500 US\$/DIA	157,500
SUB TOTAL (US\$)			2,366,222
VI COMPLETACION			
ALQUILER EQUIPO DE PERFORACION (TARIFA OPERACION)	7 DIAS	10,843 US\$/DIA	75,901
LUBRICANTES Y COMBUSTIBLES	7 DIAS	2,265 US\$/DIA	15,855
LAINA DE 7"	1,200 PIES	16.8 US\$/PIE	20,160
CEMENTO PARA LAINA DE 7"	221 SACOS	15.8 US\$/SX	3,492
ADITIVOS USADOS EN LA CEMENTACION LAINA 7"			9,505
SERVICIO DE CEMENTACION DE LAINA 7"			11,058
LAINA DE 4"	1,000 PIES	11.6 US\$/PIE	11,600
SERVICIO PARA LAINA DE 4"			5,392
TRANSPORTE DE MATERIALES-AEREO (HELICOPTERO)	20 HORAS	1,893 US\$/HORA	37,860
TRANSPORTE DE MATERIALES-TERRESTRE	7 DIAS	956 US\$/DIA	6,692
TRANSPORTE DE MATERIALES-AEREO (ANTONOV)	7 DIAS	750 US\$/DIA	5,250
REGISTROS ELECTROGRAFICOS EN HUECO ABIERTO			100,000
TUBERIA DE PRODUCCION	5,000 PIES	8.4 US\$/PIE	42,000
FLUIDO DE COMPLETACION			34,200
CABEZAL			7,350
SUB TOTAL (US\$)			386,315
COSTO TOTAL (US\$)			3,262,952
COSTO UNITARIO (US\$)			323.16
TIPO CAMBIO ESTIM. (S/US\$)			2.63

PERFORACION	2'366,222 US\$
COMPLETACION	386,315 US\$

12.2. COMPARACION DE COSTOS

*El costo para los diferentes sistemas de perforación vertical, dirigida u horizontal es la suma de todos los costos directos e indirectos más los gastos que no incurren directamente en los trabajos de perforación. Sin embargo, los costos de materiales, equipos y otros servicios son los que contribuyen al desarrollo de la perforación. La comparación de los costos promedios más representativos de éstas tres (3) técnicas de perforación, se muestra en la **Tabla 9**.*

De esta tabla se observa una marcada diferencia en los costos de los diferentes productos, alquileres de servicios u otros; con respecto a los tres (3) sistemas de perforación. La duración del tiempo de perforación es directamente proporcional a los costos, por consiguiente, en un pozo horizontal el tiempo es mayor que en un pozo vertical o dirigido, es por ello que los costos aumentan y se revierten en los alquileres de equipo y herramientas, materiales, brocas, servicios y otros gastos. Además, el servicio de control direccional también implica mayor costo que en un pozo dirigido ya que en el pozo vertical es insignificante comparado con estos.

No obstante, que el pozo horizontal es costoso comparado con cualquier otro Sistema de Perforación Convencional. El costo promedio de este pozo es 2.16 veces más que un pozo vertical y 1.77 veces más que un pozo dirigido. A propósito, el costo del pozo horizontal aumenta en 116% del pozo vertical, y 77% para un pozo dirigido.

TABLA 9

COMPARACION DE COSTOS ESTIMADOS

DESCRIPCION	COSTO (US\$)		
	POZO VERTICAL	POZO DIRIGIDO	POZO HORIZONTAL
TIEMPO DE PERFORACION (DIAS)	20	25	45
ALQUILER DE EQUIPO	216,860	271,075	590,945
SERVICIO CONTROL DIRECCIONAL	-	140,000	600,000
LUBRICANTES Y COMBUSTIBLES	70,000	80,000	106,455
BROCAS	60,000	60,000	145,373
TUBULARES	200,000	210,000	289,095
CEMENTO Y ADITIVOS DE CEMENTACION	48,000	55,000	67,931
SERVICIO DE CEMENTACION	40,000	45,000	46,688
FLUIDO DE PERFORACION	80,000	120,000	164,581
TRANSPORTE EQUIPO Y MATERIALES (AEREO Y TERRESTRE)	130,500	152,500	264,295
REGISTROS ELECTRICOS	100,000	100,000	100,000
SERVICIO DE ALIMENTACION	42,000	52,500	79,200
CONSTRUCCION PLATAFORMA	400,000	400,000	260,000 (*)
CONTROL AMBIENTAL	70,000	87,500	157,500
OTROS	52,000	68,000	390,889
TOTAL	1,509,360	1,841,575	3,262,952

(*) REABILITACION

12.3. EVALUACION ECONOMICA

12.3.1. MEDIDAS DE RENTABILIDAD

Para evaluar económicamente el proyecto de perforación horizontal, será llevado a cabo siguiendo los criterios del valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (PAYOUT).

La producción a partir del estimado de reservas considerando el objetivo primario Vivian es 1,134 MBLS de petróleo.

Las inversiones en perforación y completación es 3,262.95 MUS\$, las facilidades de producción 180 MUS\$.

Los gastos operativos, que tienen dos componentes incrementales: el costo variable por barril de petróleo producido es incremental y el costo fijo anual por pozo 5 MUS\$/POZO-AÑO.

La porción tangible de la inversión 476.44 MUS\$ se deprecia en función de la producción. La porción intangible de la inversión 2,966.51 MUS\$ se cargan a resultados (gastos) en el mismo año en que se produce. Además, se considera una tasa impositiva de 30%.

El precio de petróleo crudo en la evaluación del proyecto está influenciado por el precio internacional del crudo estimándose en 19.6 US\$/BLS.

*Una vez que se ha determinado la factibilidad del proyecto desde el punto de vista técnico-económico estos se priorizan, los resultados de la evaluación económica se muestra en la **Tabla 10**. Las medidas de rentabilidad son:*

TABLA 10

EVALUACION ECONOMICA

DATOS DEL POZO		PARAMETROS		INVERSIONES (MUS\$)			RESULTADOS DEL PROYECTO	
PROPIEDAD	: SELVA	PRECIO CRUDO (\$/BL)	: 19.6	TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL	VAN al 20% (MUS\$)	: 4,506.44
POZO	: 1-H	GASTOS OPERATIVOS		PERF. Y COMPLET.	296.44	2,966.51	TIR (%)	: más 100%
YACIMIENTO	: CORRIENTES	VARIABLE (\$/BL)	: INCREMENTAL	FACILIDADES PROD	180.00	-	PAYOUT (AÑOS)	: 0.833
PROF.(PIES)	: 10,097	FIJO (M\$/POZO-AÑO)	: 5.00	INVERSION TOTAL	476.44	2,966.51	IVA	: 1.30
DURAC.(DIAS)	: 55	TASA IMPOSITIVA (%)	: 30					
OBJETIVO	: VIVIAN							
RESERVAS (MBLS)	: 1,134.61							

AÑO	PROD. PRIM.	VALOR PROD.	GASTOS OPERATIV.	DEPRECIACION		ING. ANTES IMPUESTOS	IMPUEST.	ING. DESP. IMPUESTOS	INVERSION	FLUJO EFECTIVO	FLUJO EFEC. ACUMULADO	FLUJO EFEC. ACTUALIZ.
				INTANG.	TANGIBL							
1	168.81	3,308.68	849.05	2,966.51	70.89	-577.77	-173.33	-404.44	3,442.95	-809.99	-809.99	-809.99
2	224.84	4,406.86	567.10		94.41	3,745.35	1,123.61	2,621.75		2,716.16	1,906.17	2,263.46
3	120.82	2,368.07	348.13		50.73	1,969.21	590.76	1,378.45		1,429.18	3,335.35	992.49
4	93.08	1,824.37	304.72		39.09	1,480.56	444.17	1,036.40		1,075.48	4,410.83	622.38
5	77.56	1,520.18	288.87		32.57	1,198.74	359.62	839.12		871.69	5,282.51	420.38
6	66.61	1,305.56	281.43		27.97	996.15	298.85	697.31		725.28	6,007.79	291.47
7	60.22	1,180.31	288.64		25.29	866.39	259.92	606.47		631.76	6,639.55	211.58
8	56.58	1,108.97	307.14		23.76	778.07	233.42	544.65		568.41	7,207.96	158.63
9	52.92	1,037.23	326.22		22.22	688.79	206.64	482.15		504.37	7,712.33	117.30
10	49.28	965.89	344.54		20.69	600.66	180.20	420.46		441.15	8,153.48	85.50
11	45.62	894.15	361.29		19.16	513.70	154.11	359.59		378.75	8,532.23	61.17
12	41.98	822.81	377.36		17.63	427.82	128.35	299.47		317.10	8,849.33	42.68
13	39.06	765.58	398.33		16.40	350.84	105.25	245.59		261.99	9,111.32	29.38
14	37.23	729.71	430.54		15.63	283.54	85.06	198.47		214.11	9,325.43	20.01
TOTAL	1,134.61	22,238.36	5,473.36	2,966.51	476.44	13,322.04	3,996.61	9,325.43	3,442.95	9,325.43		4,506.44

<i>Valor Actual Neto (VAN) al 20%</i>	:	4,506.44 MUS\$
<i>Tasa Interna de Retorno (TIR)</i>	:	más 100%
<i>Período de Recuperación (PAYOUT)</i>	:	0.833 AÑOS
<i>Índice de Valor Actual (IVA)</i>	:	1.30

12.3.2. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

El objetivo del análisis de sensibilidad es observar las posibles variaciones en los valores de inversión, gastos operativos, reservas y/o precio del crudo sobre los principales indicadores económicos.

12.3.2.1. SENSIBILIDAD A LAS INVERSIONES

Los resultados económicos para un incremento de las inversiones en el orden de +50% a +180% el proyecto se manifiesta atractivo como se aprecia en el cuadro siguiente:

<i>DESV. (%)</i>	<i>INV. INICIAL (MUS\$)</i>	<i>INV. FINAL (MUS\$)</i>	<i>F.E.ACUM. (MUS\$)</i>	<i>VAN (20%) (MUS\$)</i>
+50	3,442.95	5,164.42	8,120.40	3,270.05
+100	3,442.95	6,885.90	6,915.37	2,033.68
+150	3,442.95	8,607.36	5,710.32	797.27
+180	3,442.95	9,640.26	4,987.32	55.44

12.3.2.2. SENSIBILIDAD A LOS GASTOS OPERATIVOS

La sensibilidad a los indicadores económicos a desviaciones en los gastos operativos también es rentable así se incrementa, varía en el orden de +50% a +240%, según el cuadro que se indica:

DESV. (%)	G.O. INICIAL (MUS\$)	G.O. FINAL (MUS\$)	F.E.ACUM. (MUS\$)	VAN (20%) (MUS\$)
+50	5,473.36	8,210.05	7,409.76	3,627.53
+100	5,473.36	10,946.73	5,494.08	2,748.60
+150	5,473.36	13,683.41	3,578.40	1,869.66
+200	5,473.36	16,420.09	1,662.73	990.73
+240	5,473.36	18,609.43	130.21	287.59

12.3.2.3. SENSIBILIDAD A LAS RESERVAS

Luego de realizar la sensibilidad con respecto a las reservas de petróleo, como se muestra en el cuadro siguiente. Esta variable se ha modificado en el orden de -10% a -64%.

DESV. (%)	RESERVA INI. (MUS\$)	RESERVA FINAL (MUS\$)	F.E.ACUM. (MUS\$)	VAN (20%) (MUS\$)
-10	1,134.61	1,021.15	8,146.96	3,806.56
-25	1,134.61	850.96	6,379.33	2,756.81
-50	1,134.61	567.31	3,433.15	1007.15
-64	1,134.61	408.46	1,783.34	27.35

12.3.2.4. SENSIBILIDAD AL PRECIO DEL CRUDO

Se ha determinado que el proyecto es atractivo, por tanto la sensibilidad al precio del crudo esta en el orden de -5% a -50%, como se muestra en el cuadro:

DESV. (%)	PRECIO INIC. (MUS\$)	PRECIO FINAL (MUS\$)	F.E.ACUM. (MUS\$)	VAN (20%) (MUS\$)
-5	19.6	18.62	8,547.09	4069.58
-10	19.6	17.64	7,768.74	3,632.73
-25	19.6	14.70	5,433.71	2,322.19
-50	19.6	9.80	1,542.02	137.91

Después de realizar el análisis de sensibilidad a las principales variables de los indicadores económicos, el resultado estimado es el siguiente:

<i>Reservas Mínima de Petróleo</i>	<i>408.46 MBLS</i>
<i>Precio Mínimo del Petróleo</i>	<i>9.8 US\$/BL</i>
<i>Inversión Máxima</i>	<i>9,640.26 MUS\$</i>
<i>Gastos Operativos Máximo</i>	<i>18,609.43 MUS\$</i>

13. REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

- *Ricarte Dávila G. "Apuntes, Informes y Artículos de Perforación Horizontal"*.
- *A. Bourgoyne, K. Millheim, M. Chenevert, F.S. Young, "Applied Drilling Engineering"*.
- *Seminario Internacional Prácticas de Explotación de Petróleo y Gas. Compendio INGEPET.*
- *A. Dresser / Halliburton Company, "Drilling Fluids", Magcobar / IMCO.*
- *Douglas Gust, "Technology", Oil & Gas Journal, July 1989.*
- *S.D. Joshi, "Augmentation of well Productivity Using Slant and Horizontal Wells", SPE.*
- *Greg Nazzal, "Planing Matches Drilling Equipment to Objectives", Oil & Gas Journal, Oct. 1990.*
- *Frank J. Schuh, "Horizontal Well Planning-Build Curve Desig", New Mexico Tech Centennial Symposium.*
- *C.A. Johancsik, P.B. Friesen, C.R. Dawson, "Torque and Drag in Directional Wells - Prediction and Measurement", IADC/SPE.*
- *Jiang Wu, Hans C. Jovkam-Wold, "Drag and Torque Calculations for Horizontal Wells Simplified for Field Use", Oil & Gas Journal.*
- *A.A. Gavignet, I.J. Sobey, "A Model for the Transport of Cuttings in Highly Deviated Wells", SPE.*
- *Slavomir S. Okrajni, J.J. Azar, "The Effects of Mud Rheology on Annular Hole Cleaning in Directional Wells", SPE.*
- *R. Matson, R. Bennett, "Cementing Horizontal Holes Becoming more Common", Oil & Gas Journal.*
- *R.J. Crook, S.R. Keller, M.A. Wilson, "Deviated Wellbore Cementing", Journal of Petroleum Technology, August 1987.*
- *R.W. Fincher, P.B. Tracy, "Horizontal Drilling", Eastman Christensen Co.*
- *D. Kerr, "Designing Tangent Sections for Medium Radios Horizontal Well", WORLD OIL, March 1991.*
- *A. Pocovi, A. Pozzo, "Horizontal Drilling Restores Field Output", WORLD OIL, July 1992.*

- *A. Pocovi, A. Pozzo, "Comparing Cost and Performance of Horizontal Wells", WORLD OIL, March 1991.*
- *S.B. Nice, W.H. Fertl, "Logging, Completing Extended - Reach and Horizontal Wells", WORLD OIL, March 1991.*
- *Jane E. Trusty, Lisa R. Emmet, "Using LWD to Drill Horizontally above Oil/Water Contacts", WORLD OIL, March 1992.*
- *K.C. Ross, D.B. Deom, "Medium Radius Assemblies Drill Unique Well Profiles", WORLD OIL, March 1992.*
- *G. Hawrylyshyn, "Urucú: Selva, Petróleo y mucho Gas", Petróleo Internacional, Marzo-Abril 1995.*
- *R. Aguilera, J.S. Artindale, G.M. Cordell, "Horizontal Wells".*
- *Advanced HANDBOOK "Oil Well Drilling Engineering".*

ANEXOS

INDICE DE ANEXOS

I.	<i>Conformación y Descripción del Equipo de Perforación.....</i>	1
I.1.	<i>El Sistema del Conjunto de Fondo (BHA).....</i>	1
I.2.	<i>Equipos y Herramientas que se usan en la Perforación Horizontal.....</i>	8
I.2.1.	<i>Equipos y Herramientas que conforman la Sarta de Perforación.....</i>	8
I.2.2.	<i>Herramientas para el Control Direccional.....</i>	14
I.2.2.1.	<i>Conjunto que direcciona a la sarta para construir un ángulo (SMA).....</i>	14
I.2.2.2.	<i>Miden Mientras Perforan (MWD).....</i>	16
I.2.2.3.	<i>Perfilan Mientras Perforan (LWD).....</i>	17
II.	<i>Geometrías y Técnicas para perforar Pozos Horizontales.....</i>	22
II.1.	<i>Sistema de Radio Largo.....</i>	22
II.2.	<i>Sistema de Radio Medio.....</i>	28
II.3.	<i>Sistema de Radio Corto.....</i>	35
III.	<i>Diseño de la Curva de Levantamiento del Angulo.....</i>	45
III.1.	<i>Método Tangencial.....</i>	45
III.2.	<i>Método del Angulo Promedio.....</i>	47
III.3.	<i>Método de Radio de Curvatura.....</i>	49
III.4.	<i>Método de Curvatura Mínima.....</i>	52
IV.	<i>Consideraciones Económicas para comparar un Pozo Vertical con un Pozo Horizontal (Método de Radio de Curvatura).....</i>	55
IV.1.	<i>Consideraciones Económicas de Radio Largo.....</i>	58
IV.2.	<i>Consideraciones Económicas de Radio Medio.....</i>	61
V.	<i>Varios.....</i>	65
V.1.	<i>Ecuación para calcular la Relación de Índice de Productividad entre un Pozo Horizontal y uno Vertical (Método de Joshi).....</i>	65
V.2.	<i>Diseño del Programa Hidráulico del Lodo.....</i>	69
V.3.	<i>Diseño del Programa de Tubería de Revestimiento.....</i>	74
V.4.	<i>Diseño del Programa de Cementación.....</i>	86

ANEXO I

ANEXO I

CONFORMACION Y DESCRIPCION DEL EQUIPO DE PERFORACION

I.1. EL SISTEMA DEL CONJUNTO DE FONDO (BHA)

DEFINICION DEL “BHA”

*Un conjunto de fondo (conocido como “BHA”) es un componente de una sarta de perforación. El “BHA” se encuentra alojado por encima de la broca y debajo de la tubería de perforación. El principal componente del “BHA” son los lastrabarrenas. La siguiente **Fig. 1**, muestra los posibles componentes de un “BHA” y su ubicación dentro de un “BHA”.*

PROPOSITO DEL “BHA”

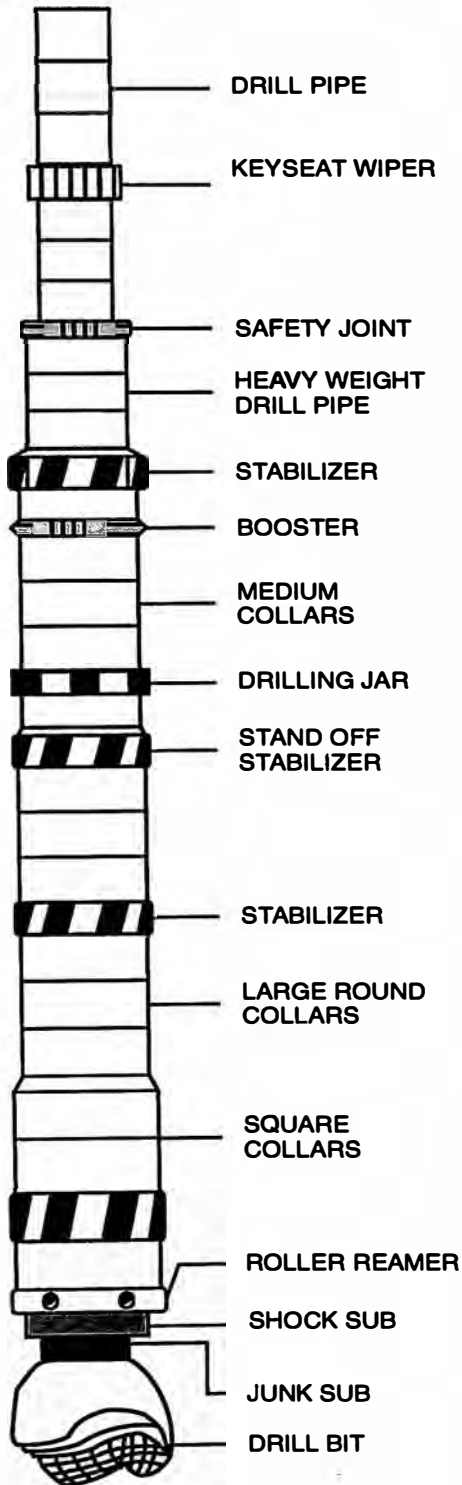
- *Proteger a la tubería de perforación de las excesivas cargas de flexión y torsional.*
- *Control de la dirección e inclinación en pozos dirigidos y horizontales.*
- *Perforación de pozos verticales.*
- *Reduce la severidad de “doglegs”, “keyseats” y “ledges”.*
- *Incrementa el rendimiento de la broca.*
- *Reduce la perforación brusca, (vibraciones del equipo y sarta de perforación).*
- *Como una herramienta en operaciones de pesca, prueba, y “workover”.*
- *No aplicar peso sobre la broca.*

TIPOS DE BHA’S

El BHA “SLICK” está compuesto solo de lastrabarrenas. Es el más económico y tal vez resista el mínimo riesgo en observar y recuperar el pescado.

COMPONENTES DEL CONJUNTO DE FONDO

BHA EMPAQUETADO



BHA DIRECCIONAL

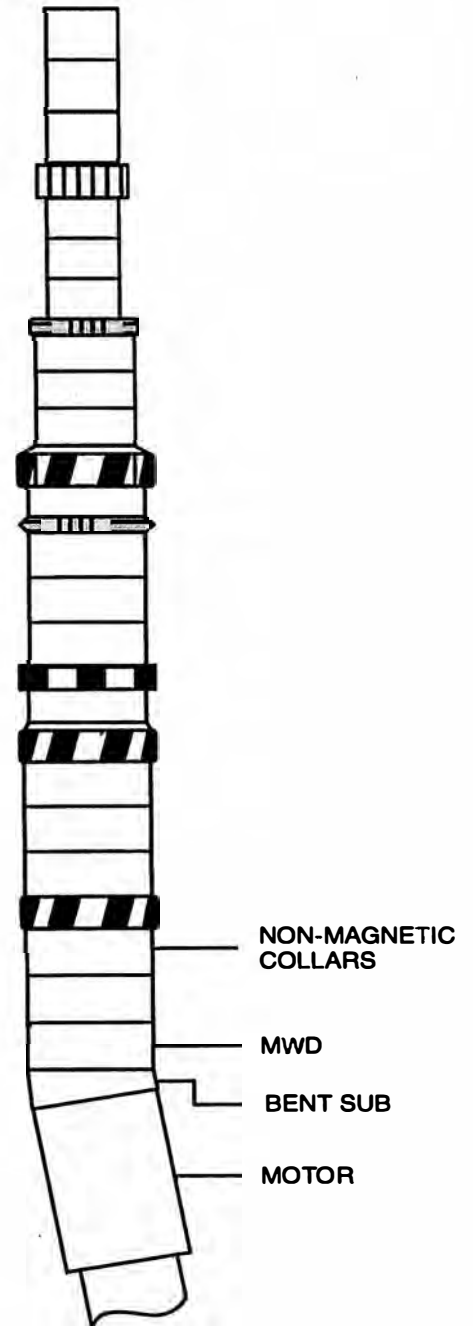


FIG. 1

El BHA "PENDULUM" está diseñado para perforar pozos verticales y la caída de la pendiente en pozos dirigidos. La mayoría de teorías del "BHA" fueron propuestas para pozos verticales aplicado a pozos dirigidos en 20 grados.

El BHA "PACKED" está diseñado para pozos verticales y para reducir la severidad de "doglegs", "keyseats", y "ledges". Provee mayor seguridad cuando la tubería de revestimiento es bajado dentro de un pozo. Un "BHA" empaquetado puede ser costoso y quizás produzca mayor riesgo en observar y recuperar el pescado.

El BHA "DIRECCIONAL" está diseñado para desviar el pozo adoptando una desviación y dirección o mantener la trayectoria seleccionada del hueco. El "BHA" direccional se basa en los principios de palanca y "fulcrums".

El BHA "FISHING, TESTING, y WORKOVER" esta diseñado para auxiliar a muchas herramientas que se encuentran en esas condiciones.

DISCUSION DE COMPONENTES

BROCA

Técnicamente, la broca no es un componente del "BHA"; sin embargo, genera y envía cargas axial y torsional al "BHA". Su función básica es cortar la roca en el fondo del hueco.

"JUNK SUB"

Es un recipiente angosto que es creado para coleccionar pequeñas piezas de metal; tales como, bolas y rodillos de cojinete y dientes rotos de la broca.

SUSTITUTO DE GOLPE (Shock Sub)

La finalidad de los sustitutos de golpe es para amortiguar la vibración producida por la broca y la sarta de perforación. Es razonable suponer que el sustituto de golpe prolonga la vida de la broca y sarta y en algunos casos al equipo de perforación. El sustituto de golpe no es tan rígido (resistencia a la flexión axial) como los lastrabarrenas y, de este modo, tiene limitada aplicación en la perforación de pozos verticales. Además, grandes lastrabarrenas pueden ser más eficaz en reducir las vibraciones en el fondo del pozo.

RODILLO RECTIFICADOR (Roller Reamer)

Un rectificador cumple las siguientes funciones: (1) reduce la pared del hueco medido (calibrado) y (2) centrar al "BHA" dentro del hueco. Escariador con 3 y 6 rodillos son más conocidos. Los rodillos están sobre cojinetes y los insertos contiene carburo de tungsteno similar a los que se colocan en la broca. Los rodillos rectificadores son usados en rocas duras, en el cual el rectificador de hoja origina excesivo torque en la sarta de perforación.

ESTABILIZADORES

*La función de los estabilizadores es centrar al "BHA" dentro del pozo. En roca suave, la rotación del estabilizador tipo hoja realmente puede rimar un hueco calibrado. Existen dos tipos: rotación y no rotación. Las hojas del estabilizador del tipo **rotación** pueden ser espiralado al contorno del cuerpo o alineado verticalmente y adherido por soldadura, con un casquillo, o por pines. Las hojas del estabilizador de caucho del tipo **no rotación** están colocados con los ejes vertical del cuerpo del estabilizador. Las hojas de caucho son conocidos debido a que son fácilmente de limpiar y por erosionar la pared del hueco causando ensanchamiento.*

Un estabilizador pequeño puede apoyarse en el hueco y proporcionar momentos de flexión para ser transmitidos a los componentes adyacentes del BHA. Estos

actúan como “fulcrums”. Los estabilizadores largos o cortos apilados no emiten momentos de flexión y las mismas que se alinean en el hueco. Un BHA que no transmite momento de flexión se denomina un BHA “locked-up”.

LASTRABARRENAS CUADRADO

Los lastrabarrenas cuadrado cumplen cuatro objetivos: (1) provee una extensa centralización sobre su longitud, (2) maximiza la resistencia de flexión (rigidez), (3) maximiza la torsión del amortiguador, y (4) minimiza las vibraciones axial. Son costosos para operar y conservar. Generalmente crea alto torque rotatorio.

LASTRABARRENAS DE ESPIRAL

Los lastrabarrenas de espiral reducen el riesgo de presión diferencial de pegajosidad del BHA. Aproximadamente 4% de peso del lastrabarrena se pierde a causa del fresado del espiral. Por tanto, el peso lineal por pie de un lastrabarrena espiral de 8 por 3 pulgadas es 141 lb/pie.

LASTRABARRENAS NO-MAGNETICO

El propósito principal de los lastrabarrenas no magnético es reducir la interferencia de los campos magnéticos relacionado con las secciones del BHA, el cual ambos están por encima de la zona de bajo campo magnético rodeado por el campo magnético terrestre de la herramienta de desviación. Los lastrabarrenas no-magnético reducen este tipo de interferencia debido al movimiento de las secciones del BHA que están distantes de la zona de desviación.

Existe cuatro factores críticos en la selección de los lastrabarrenas no-magnético: (1) su longitud total, (2) locación del área de registros de desviación con los collares no-magnético, (3) el tipo de material que están compuestos los collares, y (4) clasificación “hot spots”.

“Hot spots” son zonas con alta intensidad de campo magnético dentro del material de los lastrabarrenas. Estas zonas son detectadas con sonda magnética permeable. Los “Hot spots” pueden afectar los límites por mucho 4 grados (2 grados es usual). Un lastrabarrena “cold” afectará el límite por lo menos ¼ grado sobre su longitud total.

Los lastrabarrenas no-magnéticos pueden ser manufacturado de varios tipos de material. La selección se basa principalmente en la resistencia a la corrosión del material. El material no-magnético más común es el acero inoxidable con monel, el cual es 60% níquel y 30% cobre, es rara vez usado.

Un método práctico para determinar la mejor locación de los registros de desviación y la longitud necesaria del lastrabarrena no-magnético es bajar un BHA dentro del hueco y limitar el recinto a través de los lastrabarrenas no-magnético. Parte de los lastrabarrenas no-magnético que no muestran la influencia de los campos del BHA puede ser removido del BHA.

GRANDE Y MEDIANO LASTRABARRENA REDONDO

El propósito de los grandes lastrabarrenas redondos son para proporcionar rigidez a la broca e incrementar peso al BHA. Los lastrabarrenas medianos aumentan peso al BHA y reduce la fuerza de flexura entre los lastrabarrenas grandes y tubería de perforar u otras herramientas de menor rigidez que los lastrabarrenas grandes. Ambos pueden ser usados para vibración del peso.

TUBERIA EXTRA PESADO (Heavy Weight)

Las tuberías extra pesado son pequeños lastrabarrenas con uniones de tubería. Estos cumplen la misma función que los lastrabarrenas de peso medio. También, puede ser usado para aplicar peso sobre la broca y de pesca.

LIMPIADOR DE ASIENTO PARA CHAVETA (Keyseat Wiper)

El propósito de los limpiadores de asiento para chaveta es para rimar la sección externa “key” de la pared del hueco. Los limpiadores de asiento son bajados con el BHA o tubería de perforación. El diámetro externo de la estructura seccionada de los limpiadores de asiento son usualmente clasificados de 1/8 a 1/2 pulgada mayor que los collares o uniones de herramienta en que son instalados. Los limpiadores de asiento son también de simple o de doble acción; esto es, la paleta que se desliza sobre un “mandrel” rima la parte superior o inferior si la acción es simple pero no ambos. El tipo de doble acción actúa si parte de la paleta esta arriba o debajo, pero si no la sección está flotando entre lo superior e inferior. Debido a que la mayoría de equipos no pueden levantar y rotar la sarta de perforación simultáneamente, el limpiador de simple acción rima la posición baja que es requerido.

SUSTITUTO DE AMORTIGUADOR DE CHOQUES (Bumper Sub)

Los sustitutos de amortiguador de choques son usados para oponerse al empuje de flotación de la sarta permitiendo la tensión y compresión de la sarta de perforar. Los sustitutos de amortiguador están situados entre el BHA y la tubería de perforar. También son usados en operaciones de pesca de manera similar a los percusores.

JUNTA DE SEGURIDAD (Safety Joint)

Las juntas de seguridad rara vez son usados en un BHA. Su propósito es proveer un medio fácil de abandono del BHA.

I.2. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS QUE SE USAN EN LA PERFORACION HORIZONTAL

I.2.1. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS QUE CONFORMAN LA SARTA DE PERFORACION

LASTRABARRENAS ARTICULADO (ADC)

Son lastrabarrenas que poseen uniones flexibles integral. Se usan en pozos de radio corto. Una manguera de caucho "rubber hose" se sitúa dentro de los lastrabarrenas para transportar el fluido de perforación. Con frecuencia se le denomina tubería flexible.

LASTRABARRENAS DE ESPIRAL (SDC)

Los lastrabarrenas de espiral poseen pletinas fresadas en su diámetro exterior (OD) por encima de los 27 pies de su longitud. La pulición del OD produce una pérdida de peso alrededor de cuatro por ciento (4%).

LASTRABARRENAS NO MAGNETICO (NMDC)

Los lastrabarrenas no-magnéticos a menudo se denomina collares MONEL; sin embargo, generalmente estos son fabricados de acero inoxidable. El monel es de 70% níquel y 30% cobre. Los lastrabarrenas no-magnéticos son manufacturados con varios tipos de metal. La selección se basa más en la resistencia a la corrosión que otro criterio.

MOTOR ROTATORIO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (PDM)

El motor rotatorio de desplazamiento positivo es usual en el fondo del pozo con lodo y/o aire que fue inventado por Frenchman, Moineau. La principal ventaja del motor Moineau sobre la turbina es su funcionamiento a bajo RPM y alto torque. También desarrolla menos vibración que la turbina. Los

motores Moineau poseen carcasas rectas e inclinado. La Fig. 2, muestra los componentes de un PDM típico.

TURBINAS

Las turbinas no tienen la acogida aceptación que tienen los PDM. Sin embargo, puede ser de utilidad para “sidetracking” y “kicking off” en un hueco de rocas duras.

SUSTITUTOS Y ESTABILIZADORES

Los sustitutos inclinados tiene una unión acodada en su cuerpo. El ángulo común para el codo varía desde 1 hasta 4 grados. Existen tipos de sustitutos acodados permanentes y ajustable. Estos son muy conocidos. La unión acodada no puede ser observada.

La pared lateral del sustituto tiene un hueco de entrada. El propósito de la abertura es para acceder el paso de un cable eléctrico u otra línea que pueda ser corrida dentro de una sarta de tubería y para circular el lodo mientras la tubería esta en el hueco. Además permite agregar tubería de perforar sin traccionar el cable eléctrico e instrumentos.

Un sustituto equivalente (a menudo llamado estabilizador) es un sustituto que tiene una hoja más amplia sobre un lado que en el otro. Aún cuando la rotación del estabilizador equivalente permite una correcta perforación y sin embargo el motor (no rotando) puede ser alterado en la trayectoria del hueco.

El estabilizador que no rota tiene una hoja de goma moldeada sobre una carcasa de acero. Los cojinetes de bola entre la carcasa y su mandril es enroscado en la sarta permitiendo la rotación libre de esta.

COMPONENTES DE UN MOTOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (PDM)

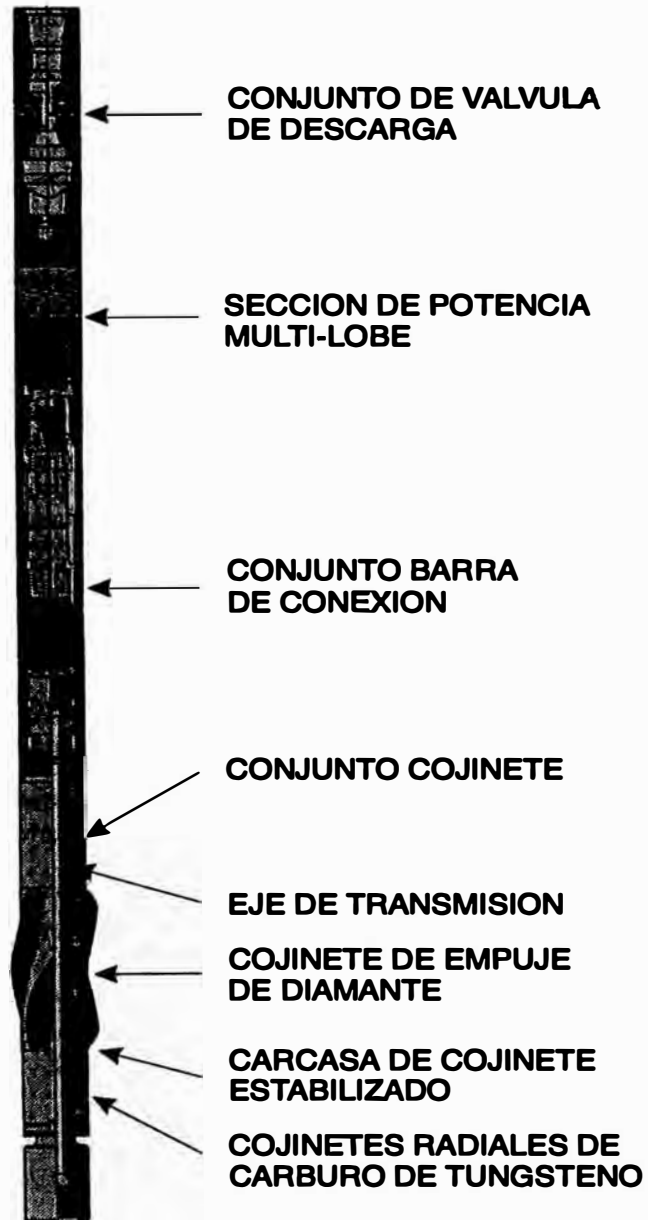


FIG. 2

El propósito de un estabilizador cerca a la broca es levantar el ángulo de inclinación en un hueco.

HERRAMIENTA DE NAVEGACION (Steering Tool)

Una herramienta de navegación es un dispositivo que funciona sin los lastrarbarrenas no-magnético el cual emite a superficie la inclinación y azimut del hueco perforado y/o el ángulo de la herramienta en el lado alto del hueco. Envía su señal a través de un cable eléctrico. Es un proveedor de registros de desviación direccional del hueco.

HERRAMIENTA DIRECCIONAL QUE MIDE MIENTRAS PERFORA (DMWD)

La herramienta Direccional que Mide Mientras Perfora (DMWD) es un dispositivo que funciona dentro de los lastrarbarrenas no-magnético el cual entrega a superficie los valores de inclinación y azimut del hueco y/o el ángulo de la herramienta en el lado alto del hueco. Envía su señal a la superficie a través de pulsos de presión del lodo de perforación. Una presión del traductor de señal y un computador convierten las señales en registro de información.

HERRAMIENTA QUE MIDE MIENTRAS PERFORA (MWD)

La herramienta que Mide Mientras Perfora (MWD) es similar a la (DMWD), pero puede tener más parámetros de medición. Estos parámetros conocidos son el peso sobre la broca, torque, presión, vibraciones en la broca, registro de formación.

HERRAMIENTAS DE REGISTRO DE DESVIACION (Survey Tools)

Existe tres tipos básicos de Herramientas de Registros: magnético, giroscópico, e inercial.

Las herramientas magnéticas poseen un norte magnético ordinario que registra el azimut y el nivel del líquido o plomada para hallar la inclinación del recinto. Estas herramientas requieren lastrabarrenas no-magnéticas.

Si el giroscopio en superficie está apuntando hacia al norte y en aquel momento es bajado al hueco, el cambio de ángulo entre la carcasa del giroscopio y la rotación del eje se hallará el azimut del hueco. Esta herramienta no requiere lastrabarrenas no-magnéticas y la herramienta funciona dentro de las tubulares de acero.

Las herramientas inerciales están basados en el giroscopio, acelerómetros, gravedad, y la rotación de la tierra. La atracción gravitacional es hacia el centro de la tierra y la dirección se halla con el acelerómetro. Un punto en el eje norte requeriría la mínima fuerza para rotar con la tierra. Por ende, el norte de la herramienta se halla con la combinación del giroscopio y acelerómetros.

REGISTRO SIMPLE DE ANGULO (Single Shot)

Una herramienta de Registro Simple es idéntico a la herramienta de Registro de Desviación el cual mide una estación fotografiada y la herramienta es recuperada a la superficie con un cable o por la tracción de la sarta de tubería.

REGISTRO MULTIPLE DE ANGULO (Multi-Shot)

La herramienta de Registro Múltiple observa una sección del pozo perforado con muchos registros. La herramienta puede desplazarse a lo largo de la sección mientras resida en una sarta de tubería o adherido a un cable. Las herramientas de registros múltiples pueden ser magnético, giroscópico, o inercial.

Las herramientas de registro de ángulo además están divididos dentro del grupo que almacena datos a la memoria electrónica, película, cinta, o transmitir datos al módulo de superficie a través de un cable eléctrico.

Los módulos de superficie son instrumentos que reciben pulsos de presión a través del lodo o mediante un cable eléctrico.

SUSTITUTO PULSADOR (Pulser Sub)

El sustituto pulsador es una herramienta en el cual, envía una señal a través del lodo desde el receptor de superficie, concediendo a la válvula iniciar el flujo del lodo desde el interior de la sarta hasta los anulares. Esta variación en poco tiempo genera la caída de presión dentro de la sarta de perforación el cual puede ser detectado en la superficie. Un grupo de secuencias de estas caídas de presión son códigos de ocho números binarios que descodificados representan datos generados por el pulsador.

CONJUNTO DE FONDO

Los conjuntos de fondo (BHA's) para la perforación de pozos horizontales pueden ser divididos en:

- 1. Conjunto de fondo rotatorio. La sarta de perforación es rotada con la mesa rotaria o con una potencia de la unión giratoria (top drive) en la superficie.*
- 2. Conjunto de fondo que direcciona a la sarta para construir un ángulo (SMA's). Estos tienen sustitutos acodados, sustituto inclinado, estabilizador excéntrico, y un motor de fondo (curvado o carcasa recta).*

I.2.2. HERRAMIENTAS PARA EL CONTROL DIRECCIONAL

I.2.2.1. CONJUNTO QUE DIRECCIONA A LA SARTA PARA CONSTRUIR UN ANGULO (Steerable Motor Assemblies)

La introducción del conjunto que direcciona a la sarta para construir un ángulo (SMA) revolucionó la perforación de pozos horizontales, Fig. 3. Un solo conjunto puede ser usado para la porción completa de elevación de ángulo del pozo. El tiempo acumulado por viajes disminuye significativamente a causa de la eliminación de los viajes en reemplazar conjuntos, ya que la construcción es demasiado rápido, o no lo suficiente rápido.

Los SMA's proporcionan un incremento de oportunidades para la optimización de la broca. Cuando se adapta a la correcta formación, las brocas PDC perforarían largas secciones del pozo eliminando varios viajes.

Los SMA's han modificado completamente el rango de tasas de crecimiento angular. Las velocidades de levantamiento del ángulo de 3-12°/100 pies es posible y predecible. La modificación de motores usados para perforar la porción de incremento angular del pozo de radio medio también son predecibles, proveendo tasas de 12-20°/100 pies. La tasa de levantamiento del ángulo requiere menos profundidad vertical para la construcción del ángulo desde la vertical hasta la horizontal. Esto resulta una reducción de la profundidad medida del pozo.

El conjunto que rota la sarta para construir un ángulo (SMA) asociado con la herramienta que mide mientras perfora (MWD) han mejorado el control direccional, permitiendo la intersección de objetivos más delgados y la ubicación más precisa del intervalo horizontal.

STEERABLE MOTOR ASSEMBLIES (SMA's)

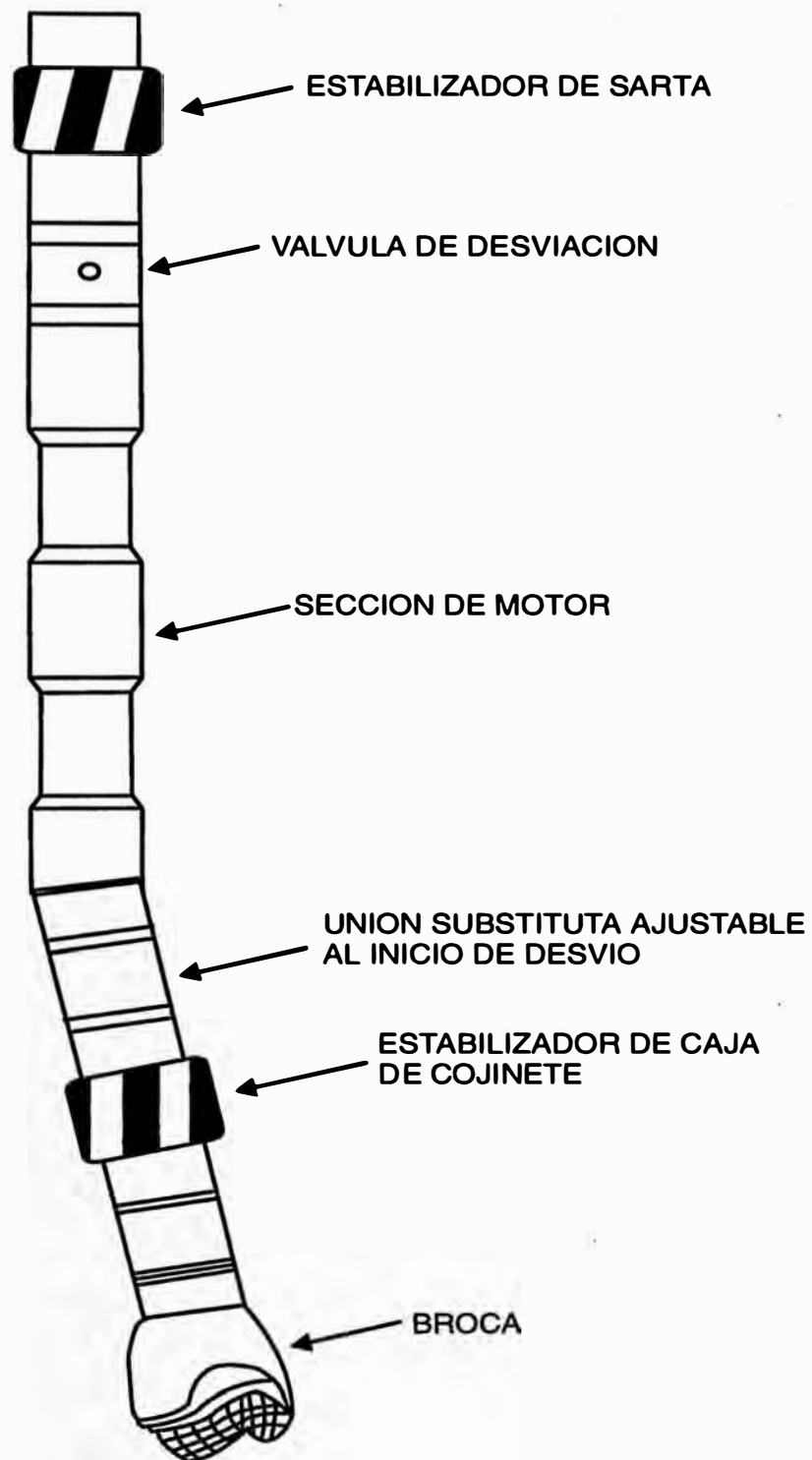


FIG. 3

I.2.2.2. MIDEN MIENTRAS PERFORAN (MWD)

Estos sistemas suministran datos a medida que se profundiza el pozo por sensores montados en lastrabarrenas por encima de la broca. Los datos son transmitidos a la superficie usando un sistema de lodo pulso telemétrico.

Los datos de MWD es muy útil durante la perforación de pozos horizontales porque estos permiten la navegación eficiente de los motores de fondo, proveendo una pronta información relacionado a parámetros básico de geología e ingeniería de reservorios, y entrega la información exacta para acondicionar las sobrepresiones.

Los sensores de MWD son colocados en lastrabarrenas no-magnéticos. Estos incluyen la combinación de registros gamma-direccional y la resistividad-gamma-direccional. Los sensores direccionales miden la orientación del azimut e inclinación de la herramienta.

Otros sensores usualmente disponibles en los sistemas de MWD incluye registros de gamma ray focalizado, resistividad, porosidad, temperatura, y sensor de presión.

Un intervalo del sensor de temperatura es usado para corregir las mediciones direccionales del pozo por temperatura. Un sensor anular se usa para corregir las mediciones de resistividad por temperatura. Las gradientes geotermal y zonas potencialmente sobrepresionadas son indicados por el sensor de temperatura.

La presión de fondo es medido directamente por el transductor de presión sensitiva. Esto permite la determinación de la presión del

conjunto-pozo, presión de caída a través de la broca, y la densidad equivalente de circulación.

I.2.2.3. PERFILAN MIENTRAS PERFORAN (LWD)

Herramientas de perfilaje, montadas en tubos lastrabarrenas, permiten evaluar formaciones a medida que se profundiza el pozo. Es posible tomar perfilajes (registros) de densidad y de resistividad sin interrumpir la perforación. El sistema consta de dos tubos lastrabarrenas, dentro de los cuales se alojan todos los circuitos eléctricos y demás componentes de las herramientas perfiladoras. Los datos se transmiten a la superficie en tiempo real, por telemetría, mediante las pulsaciones del lodo de perforación. El prospector se puede usar conjunta y simultáneamente con sistemas MWD de medición durante la perforación, Fig. 4. Estos suministran datos de dirección e inclinación del recinto del pozo, así como abundante variedad de mediciones relacionadas con lo que ocurre a inmediaciones de la barrena.

El sistema de LWD consta de dos herramientas, Fig. 5.

- *CDR: Perfilaje dual compensado de resistividad.*
- *CDN: Perfilaje compensado de densidad, de neutrones.*

HERRAMIENTA CDR

Lleva un dispositivo de propagación de ondas electromagnéticas alojado dentro de un tubo lastrabarrenas. Se parece mucho a la herramienta convencional de perfilaje doble de inducción (DIL), responde a la conductividad, en vez de la resistividad; funciona sumergida en lodos de base de agua o de aceite y proporciona dos horizontes (planos) de investigación.

HERRAMIENTAS LWD Y MWD

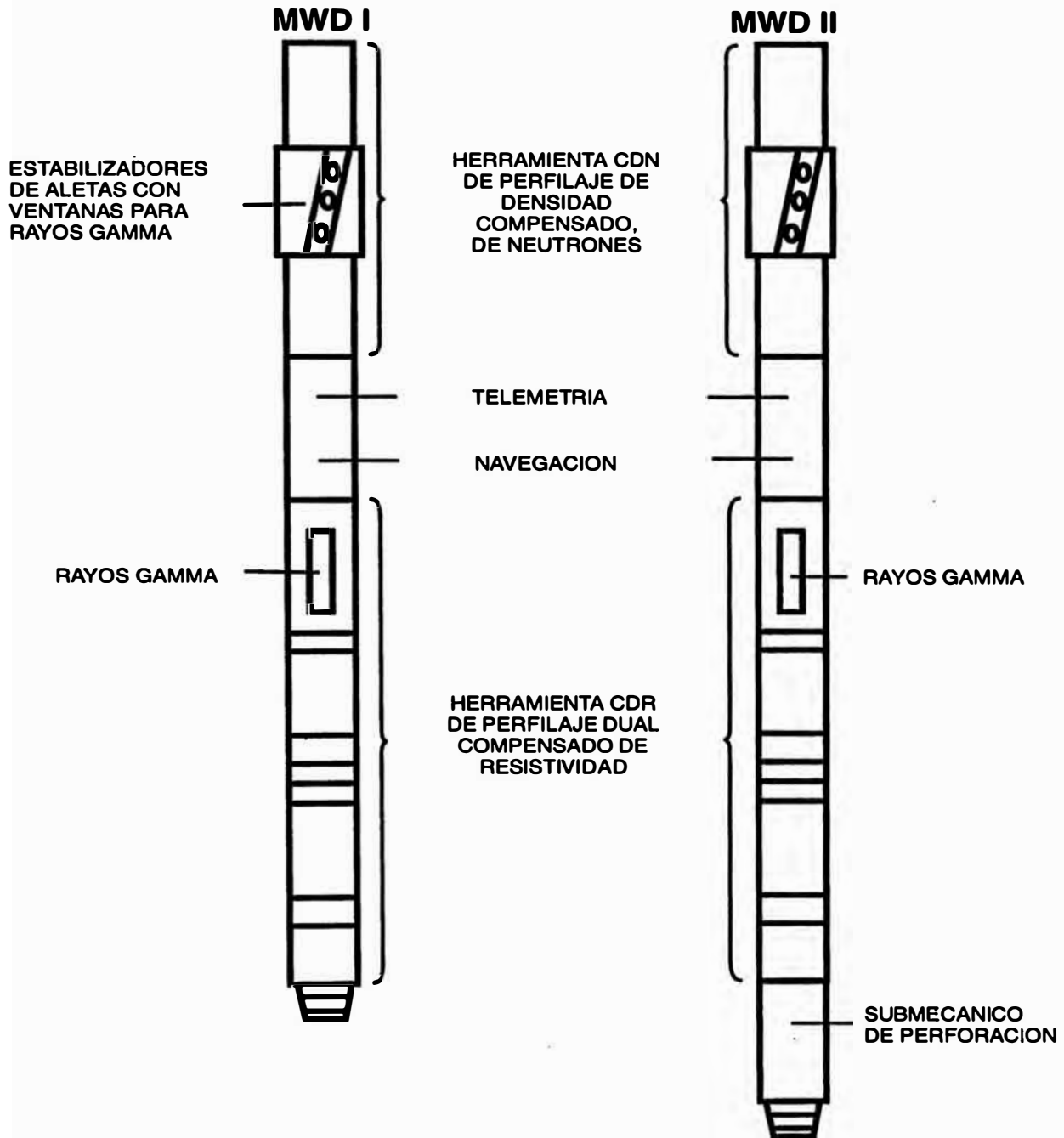


FIG. 4

HERRAMIENTA LWD

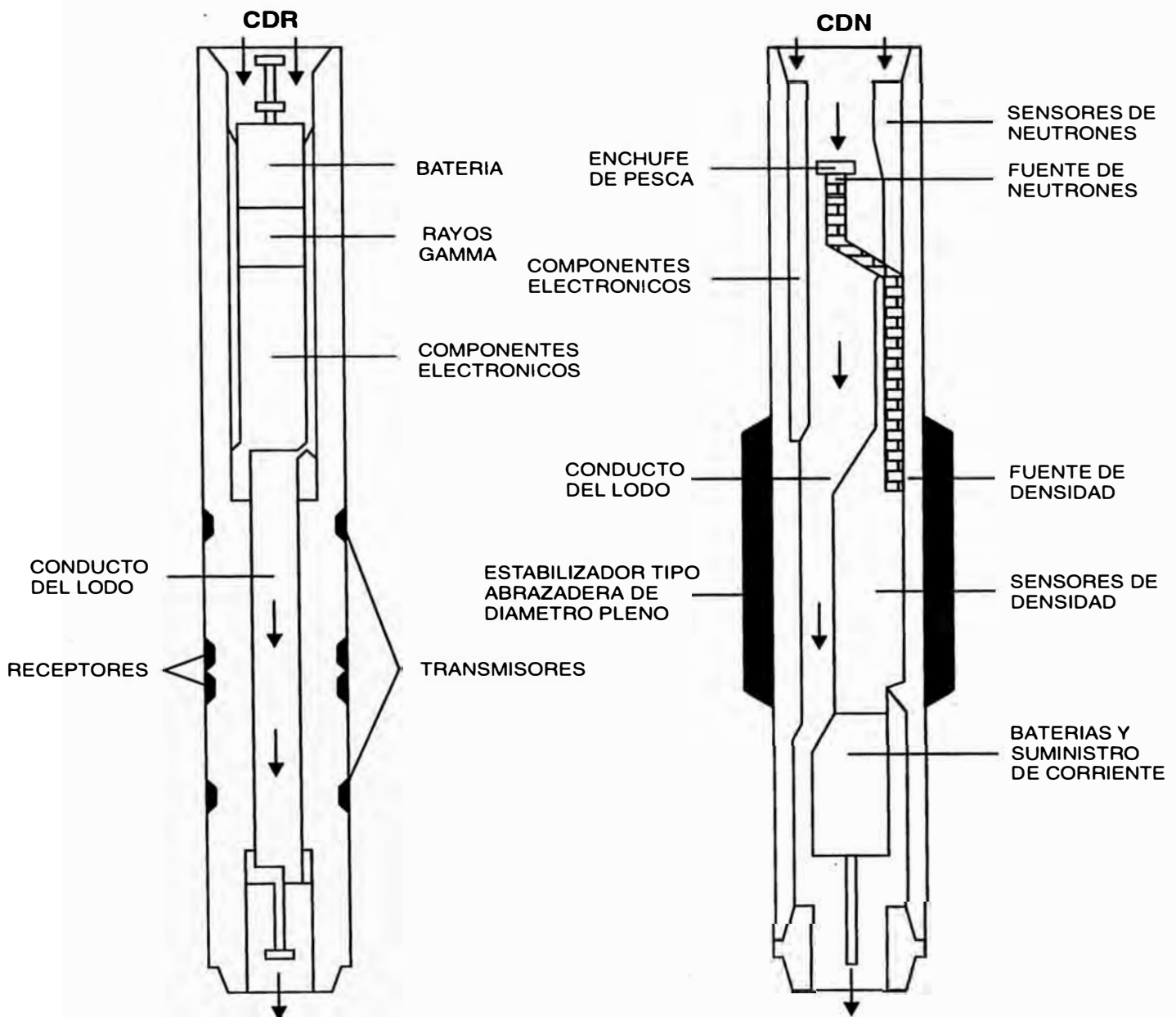


FIG. 5

- *Emite ondas electromagnéticas de 2 megahertz (Mhz).*
- *Mide su cambio de fase, y se convierte en medida de resistividad somera (de poca penetración).*
- *La atenuación entre dos receptores, se transforma en medida de resistividad profunda (de alta penetración).*

La CDR tiene dos transmisores: uno en el tope y otro abajo, que emiten ondas por separado. Los cambios de fase y las atenuaciones de las ondas que se propagan hacia arriba y hacia abajo se promedian para obtener una medición compensada, parecida a la que se logra con la herramienta de perfilaje sísmico compensado.

La herramienta CDR puede detectar lechos de apenas 6 pulgadas de grosor e indicar su resistividad real si no han sido invadidos por el lodo.

HERRAMIENTA CDN

Las mediciones que hace la herramienta CDN son parecidos a las obtenibles con los sistemas corrientes de perfilar a cable. Para medir la porosidad, la CDN emite rápidamente neutrones desde su fuente nuclear de americio-berilio. La tasa de reducción de velocidad de los neutrones hasta que éstos se convierten en energía térmica y epitérmica se relaciona primordialmente con la cantidad de hidrógeno presente en forma de agua en la roca, o con poros llenos de moléculas de petróleo.

COMPARACION ENTRE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES Y EL SISTEMA LWD

CONVENCIONAL	LWD
<i>Los instrumentos funcionan en ambiente muy propicio. Para tomarlos se suspende la perforación y los datos se transmiten a la superficie mediante cable.</i>	<i>Las herramientas se someten al vapuleo constante de la sarta de perforación: sacudidas cortas pero intensas laterales, verticales y circulares (de torsión).</i>
<i>Duración 2 años de uso.</i>	<i>La duración efectiva típica depende de las barrenas, que es de unas 100 horas.</i>
<i>Los datos se transmiten a la superficie mediante cable.</i>	<i>Los datos se transmiten por telemetría en tiempo real, a través de las pulsaciones del lodo de perforación.</i>
<i>Se transmite 100,000 bit por segundo cuando se hace por cable.</i>	<i>Sólo transmite hasta 3 bits por segundo.</i>
<i>Las herramientas corrientes de perfilaje se introducen solas en el pozo. No tiene que habérselas si no con el diámetro del recinto del pozo, el ángulo de desviación del mismo y las propiedades del lodo.</i>	<i>Deben acomodarse dentro de tubos lastrarbarrenas, dar paso relativamente uniforme al fluido de perforación, y diseñarse de modo tal que los puntos de desgaste se puedan remover y cambiar rápidamente y a bajo costo.</i>
<i>Se determina el régimen de muestreo (toma de perfiles) según sea la aptitud de la herramienta y las condiciones del recinto del pozo. Los datos de muestreo se obtienen incrementalmente vs. profundidad, cada 1.2, 2 ó 6 pulgadas</i>	<i>Generan los datos del muestreo a intervalos constantes: el lapso se fijan en la superficie y sólo se puede variar cuando las herramientas se sacan del pozo.</i>

ANEXO II

ANEXO II

GEOMETRIA Y TECNICAS PARA PERFORAR POZOS HORIZONTALES

Existen muchas técnicas para la perforación de un pozo horizontal. Una de las primeras decisiones se relaciona con la escogencia del radio de curvatura. El radio de curvatura, la tasa a la cual se deflexiona el pozo de la vertical, se determina por: los límites de la concesión del operador, profundidad de la formación productiva de interés, tipo de formación y necesidad de extender el alcance del área y otros factores específicos para cada caso. Para facilitar la discusión, el radio de curvatura puede ser clasificado en tres categorías:

Radio Largo:

- *Tasa de crecimiento angular : 2 a 6°/100pies*
- *Radio de Curvatura : 1000 a 3000 pies*
- *Intervalo Horizontal : 2000 a 5000 pies*

Radio medio:

- *Tasa de crecimiento angular : 8 a 20°/100pies*
- *Radio de Curvatura : 300 a 700 pies*
- *Intervalo Horizontal : 1500 a 4000 pies*

Radio corto:

- *Tasa de crecimiento angular : 1.5 a 3°/pies*
- *Radio de Curvatura : 20 a 40 pies*
- *Intervalo Horizontal : 300 a 1000 pies*

II.1. SISTEMA DE RADIO LARGO

El método de radio largo aún ofrece limitado uso para el desarrollo de la perforación. Mientras numerosos pozos de radio largo han sido perforados para propósitos de investigación y para determinar la extensión de los reservorios,

mucho de ellos son de utilidad cuando la sección requerida se extiende desde una locación de superficie, tales como la perforación en plataforma "offshore", locaciones de superficie escabrosas y/o remotas, o perforación dentro de la ciudad, Fig. 1.

En general, un radio largo puede ser definido como un hueco con al menos una sección en el cual la inclinación del pozo se incrementa de 1 a 6°/100ft, Fig. 2. Generalmente, estos pozos son perforados con herramientas de fondo convencional, Fig. 3. El punto de desvío (KOP) puede estar próximo a la superficie para reconocer el objetivo a ser alcanzado en la profundidad correcta. Y, debido a la longitud de la sección de levantamiento del ángulo, diferentes diámetros de hueco y muchas veces, diversas sartas de tuberías de revestimiento pueden ser completados antes que el pozo de radio largo alcance la horizontal o próximo a la horizontal.

Así grandes desviaciones reducen la cantidad de sección lateral que puede ser perforado. Por ejemplo, una tasa de incremento del ángulo (BUR) de 4°/100pies resulta un radio con una desviación de más de 1400 pies, antes que el pozo alcance la horizontal.

Sin embargo, a medida que el radio del pozo aumenta, lo mismo sucede con el número de formaciones encontradas. En un pozo de radio largo, un incremento en el diámetro del hueco puede ser requerido para proteger las sartas de tuberías de revestimiento cuando se coloca en la porción de incremento angular del pozo.

La longitud del radio también determina la profundidad medida que debe ser perforada para alcanzar la inclinación dada. Con la tasa de crecimiento angular (BUR) de 4°/100pies señalado anteriormente, la perforación dirigida y controlada de más de 2250 pies es requerido.

En pozos de radio largo que requieren los métodos de levantamiento artificial, y otras herramientas de completación pueden estar comprometidas si es colocado en la porción del ángulo más alto del pozo. Recíprocamente, colocando los

APLICACIONES DE RADIO LARGO

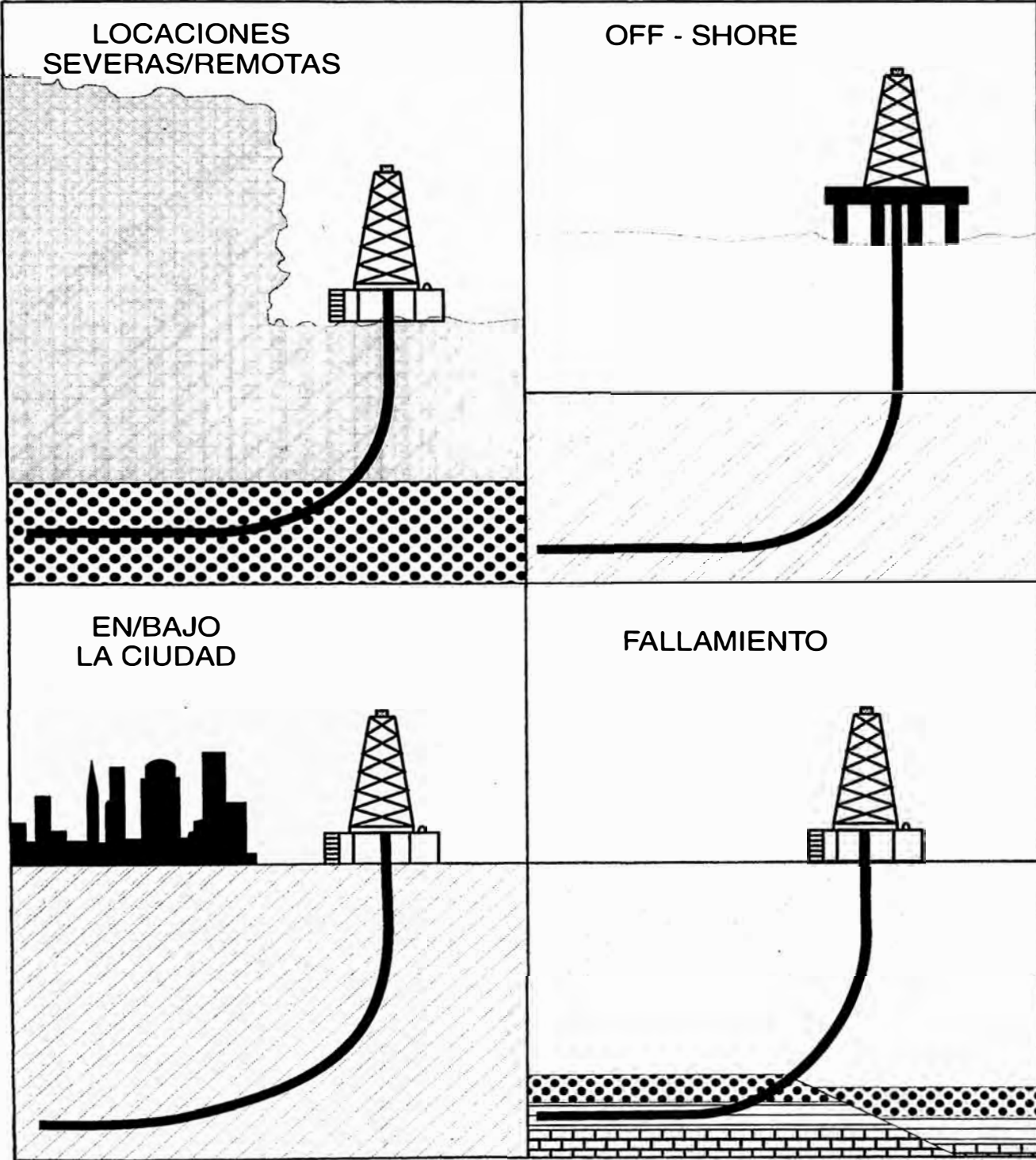


FIG. 1

CURVAS DE INCREMENTO ANGULAR

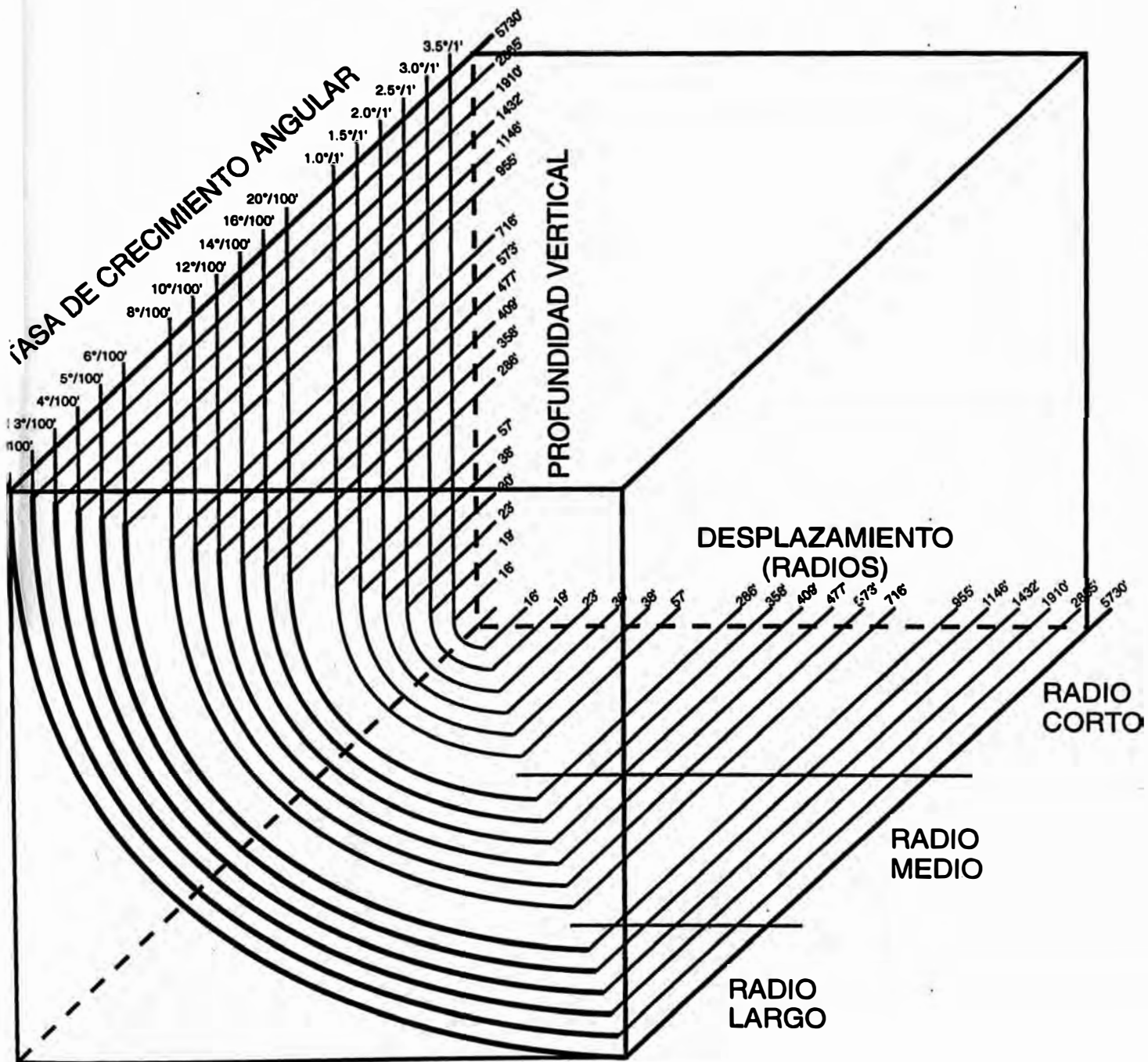


FIG. 2

METODOS DE CONSTRUCCION DEL ANGULO DE RADIO LARGO

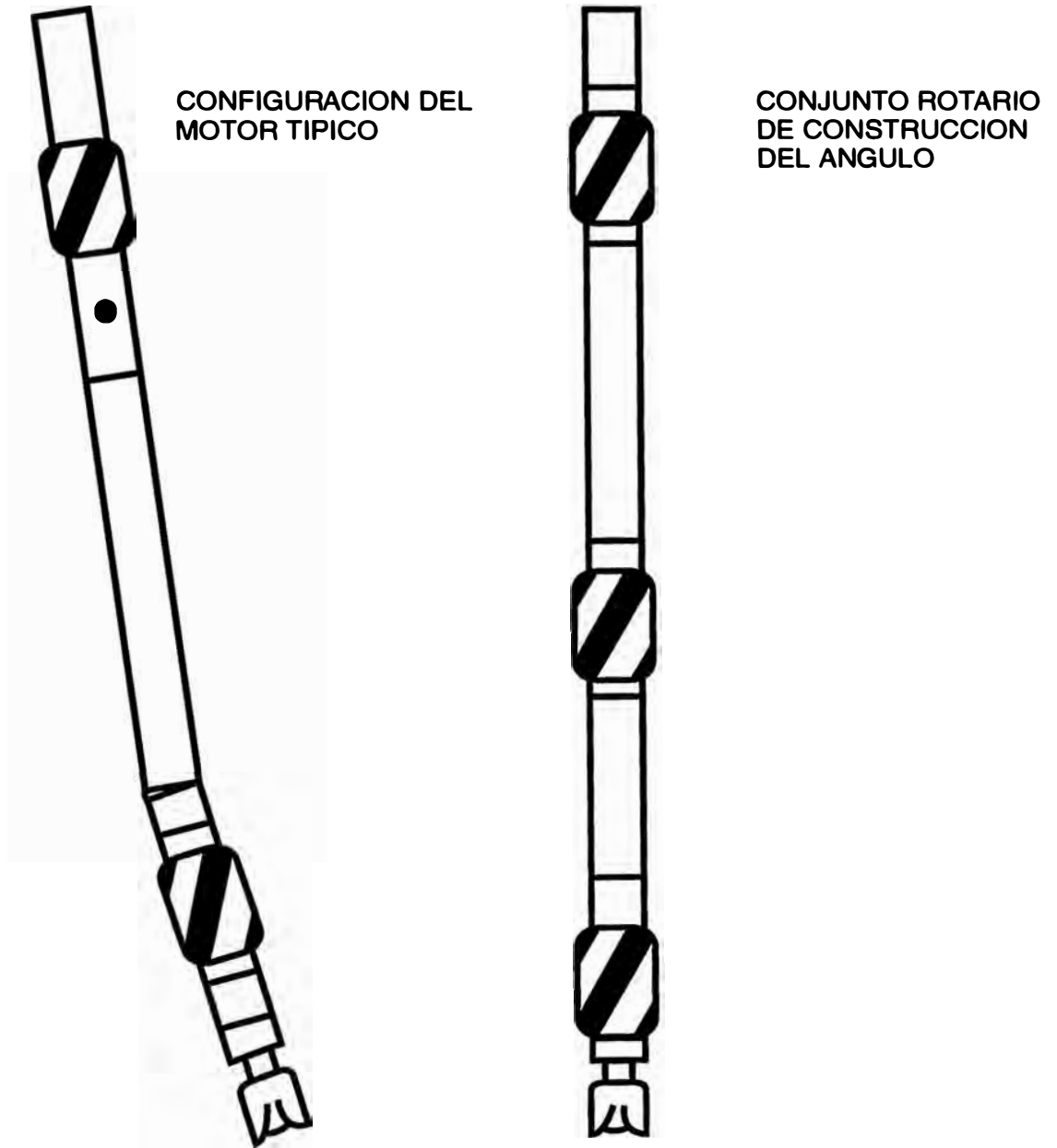


FIG. 3

equipos de completación / levantamiento en una sección de ángulo bajo puede peligrar a la producción si la presión de formación es limitada para mover el fluido producido hacia el equipo de levantamiento artificial.

II.2. SISTEMA DE RADIO MEDIO

La perforación de radio medio permite desviar un hueco tan eficientemente como a los tubulares API semi-estandar les permiten, dadas las limitaciones impuestas por los esfuerzos combinados de flexión y torsión en la sarta de perforación. Esto es igual a una máxima práctica de doblez pata de perro "dogleg" de 20°/100pies cuando se perfora de modo rotatorio, y hasta 30°/100pies en un modo orientado. Factores tales como el espacio libre hueco-a-herramienta y la inserción de la tubería de revestimiento también puede afectar estos límites.

*La naturaleza de un reservorio tiene algún efecto sobre la conveniencia de la perforación de radio medio, **Fig. 4**; pero de este modo es mucho menos que con radio largo. Los reservorios fracturados puede ser los más económicos en el uso del sistema de radio medio a la fecha, aunque la pérdida de retorno puede complicar la operación de perforación.*

*La necesidad de la profundidad vertical reducida para pozos de radio medio es uno de las más grandes ventajas del sistema. El perfil de un pozo de radio medio indica mucho menos espacio para alcanzar un objetivo horizontal que con pozos de radio largo, **Fig. 5**. Una curva típica de radio medio requiere menos de 500 pies de desviación, mientras una curva típica de radio largo requiere por encima de 1400 pies. En otras palabras, un espacio promedio acomodará una curva de radio medio con aproximadamente 1200 pies de hueco lateral; mientras en el mismo espacio, sería difícil colocar aún la curva de radio largo mucho menos alguna sección lateral.*

*Muchas zonas dificultosas pueden ser perforados en la sección vertical de un pozo de radio medio, y puede ser revestido antes que se perfore el hueco crítico de la curva y comienzo lateral. Esto también incrementa la profundidad total alcanzada. La longitud más corta del hueco curvado también puede ahorrar el tiempo y problemas potenciales del hueco, **Fig. 6**.*

APLICACIONES DE RADIO MEDIO

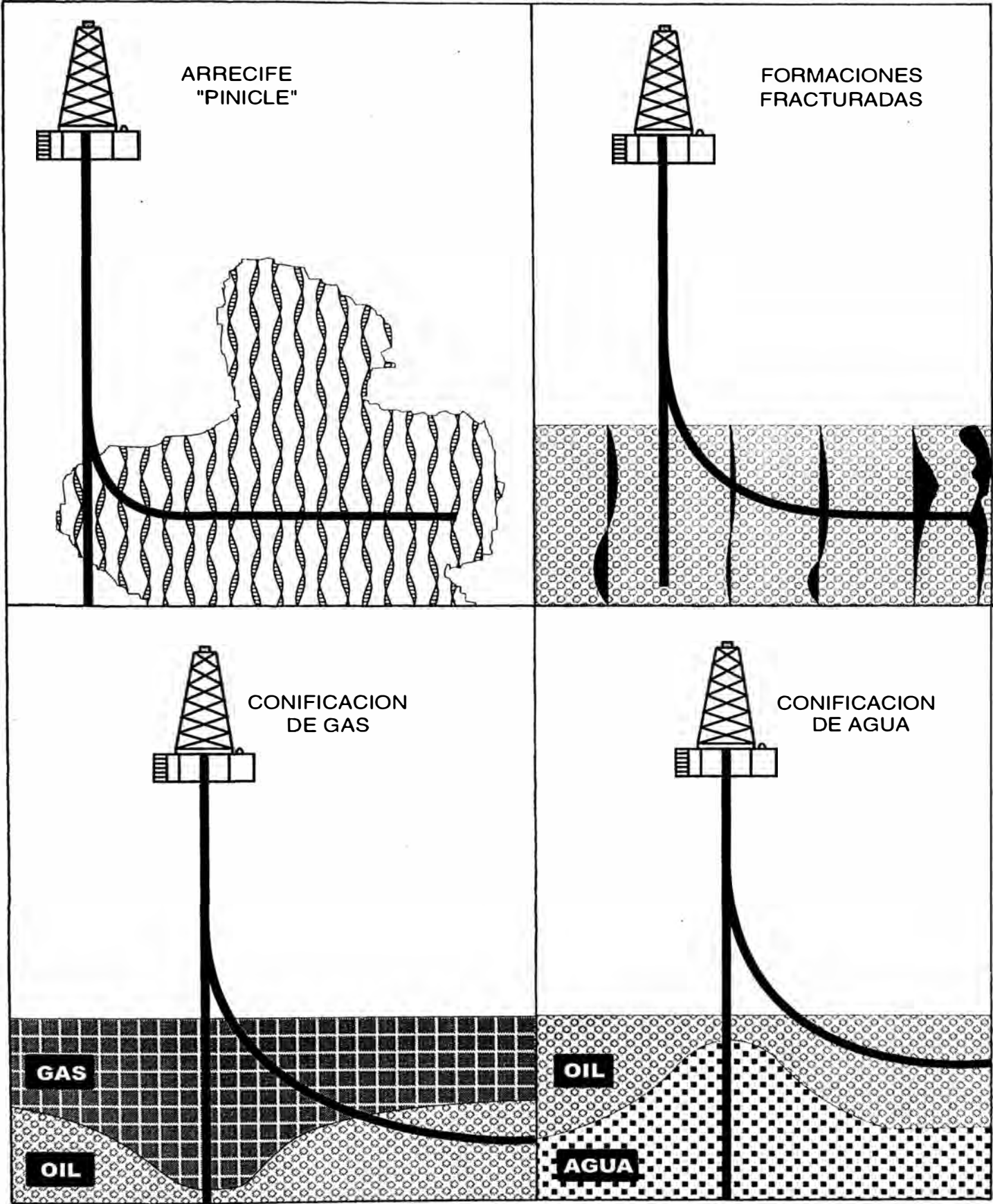


FIG. 4

RESTRICCIONES DE LA PARCELA ARRENDADA

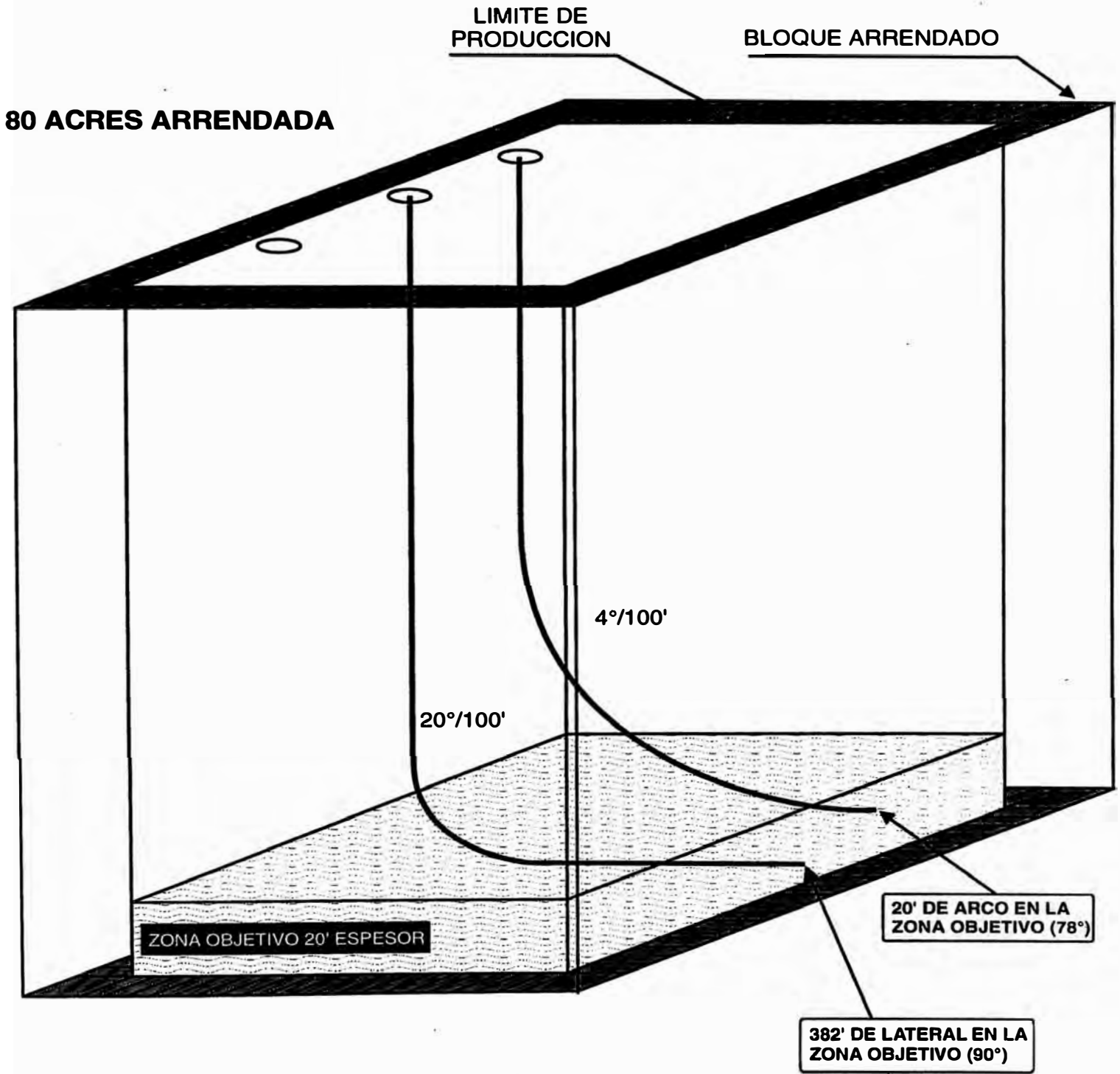
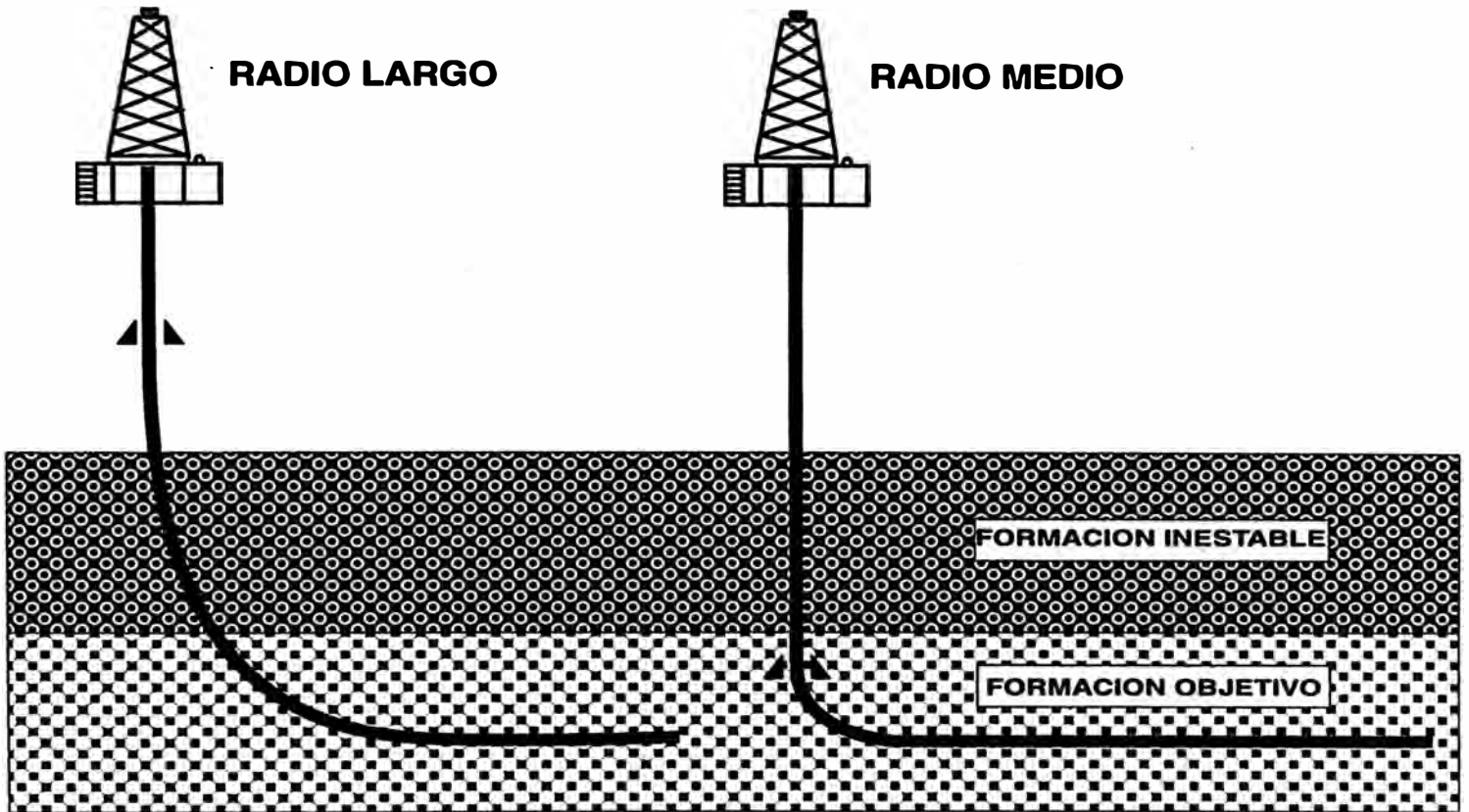


FIG. 5

FORMACIONES INESTABLES



MENOS HUECO VERTICAL
MAS HUECO ABIERTO
TUBERIA DE REVESTIMIENTO SENTADO
ENCIMA DE LA ZONA INESTABLE
CURVA PERFORADA A TRAVES ZONA
PROBLEMATICA
MAS FORMACIONES EXPUESTAS

MAS HUECO VERTICAL
MENOS HUECO ABIERTO
TUBERIA DE REVESTIMIENTO SENTADO
DEBAJO DE LA ZONA INESTABLE
CURVA PERFORADA COMPLETAMENTE
EN LA ZONA OBJETIVO
MENOS FORMACIONES EXPUESTAS

FIG. 6

En adición, colocando el KOP lo más próximo al objetivo en la mayoría de casos reducirá la imprecisión de la profundidad al verdadero objetivo. Al menos una compañía de servicios capitaliza este atributo al incluir una “sección de ajuste de profundidad” en el plan de un pozo de radio medio. Referido como “tangente”, esta sección está típicamente situada en 45 a 75 grados de inclinación después de 70 a 85% de la profundidad objetivo que ha sido alcanzada, Fig. 7. Esto debería facilitar cualquier cambio planificado en la profundidad de la formación objetivo, reservorio, u otros factores que requiere.

Tanto la sección de incremento angular como la sección lateral de un pozo de radio medio se perforan típicamente con conjunto modificado de herramientas el cual es configurado en base a herramientas estándar de campo, creando un “ensamblaje” que puede ser movilizad a cualquier equipo con mínimas modificaciones adicionales, Fig. 8.

Las desventajas de la perforación de radio medio son relativamente pocas. A altas tasas de crecimiento angular (BUR's), al momento de flexión a través de las uniones de herramienta, y la tensión del material en el tubo puede requerir atención de ingeniería. Y en la perforación del banco de nieve, el flanco lateral de la broca fuerza causando alta curvatura en un hueco de radio medio que puede originar acanaladuras en la pared del pozo y posibles desviaciones del hueco.

SECCION TANGENTE

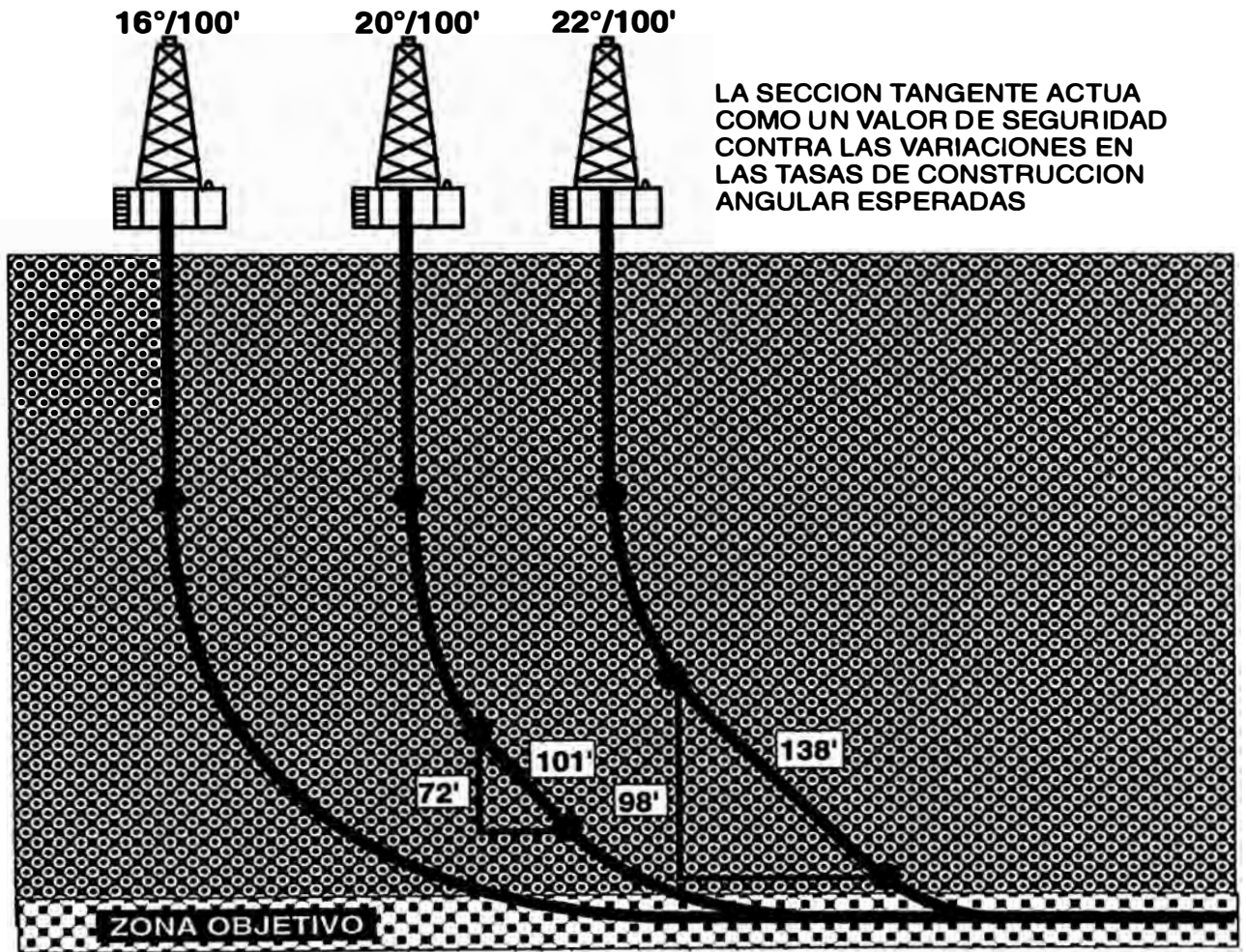


FIG. 7

METODOS DE CONSTRUCCION DEL ANGULO DE RADIO MEDIO

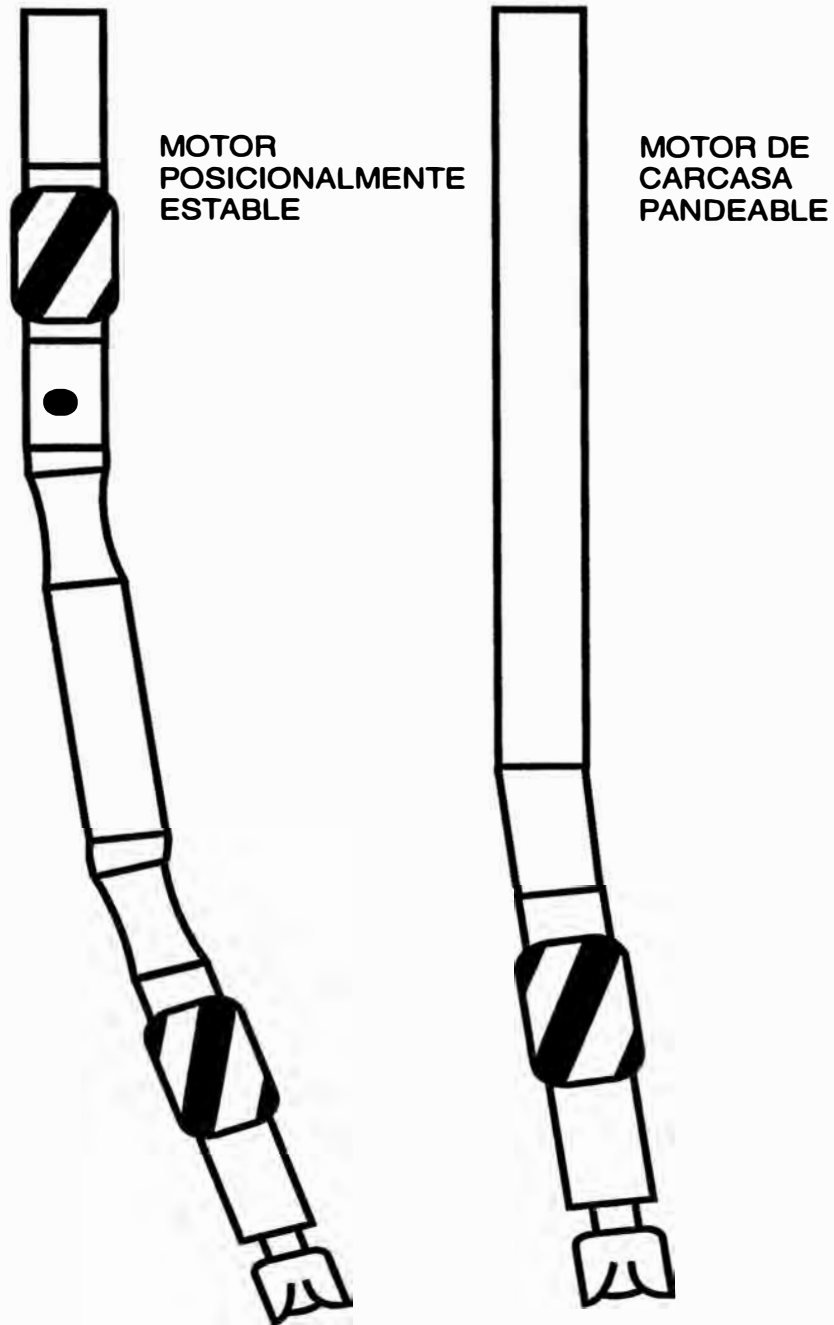


FIG. 8

II.3. SISTEMA DE RADIO CORTO

La perforación horizontal de radio corto ha sido casi una costumbre en la industria tan extensa como en la perforación de radio largo. Dentro de la caracterización los sistemas, de radio corto probablemente debe abarcar un amplio rango de tasas de crecimiento angular (BUR's) que cualquiera de los otros sistemas.

Una correcta aproximación es el uso natural de las herramientas para definir el punto de transición entre varios sistemas de perforación lateral. Usando este enfoque, los sistemas de radio corto se caracterizan por el uso de herramientas articuladas o flexibles para perforar el doblez pata de perro "dogleg" en el rango de 60-300 grados/100pies.

*La perforación de radio corto ahora tiene dos sistemas muy diferentes, uno es rotatorio y el otro es por acción del motor. Las herramientas rotatorias tienen tres opciones para tamaños de huecos como son mostrados, **Fig. 9.***

*Los motores de radio corto vienen en dos tamaños, un motor de 4 ¾" para perforar un hueco de 6", y un motor de 3 ¾" que puede ser configurado para un hueco de diámetro 4 ¾" o 4 ½". Ambos motores están diseñados para perforar un hueco de radio 40 pies, **Fig. 10.***

Con la técnica actual, la perforación de radio corto puede ser usado en más de alguna aplicación, siendo el tamaño del hueco una de las pocas limitaciones del sistema.

*Antes de la comercialización de la tecnología del radio medio se les permitió a los operadores una alternativa adicional: la perforación con radio corto la que fue empleada en muchos pozos en concesión de limitado tamaño, **Fig. 11.** Un pozo de radio corto puede ser desviado a lateral y completado con menos desplazamiento que un pozo típico de radio largo a 45 grados lo cual hace que la*

ESPECIFICACIONES ROTATORIAS DEL HUECO DE RADIO CORTO

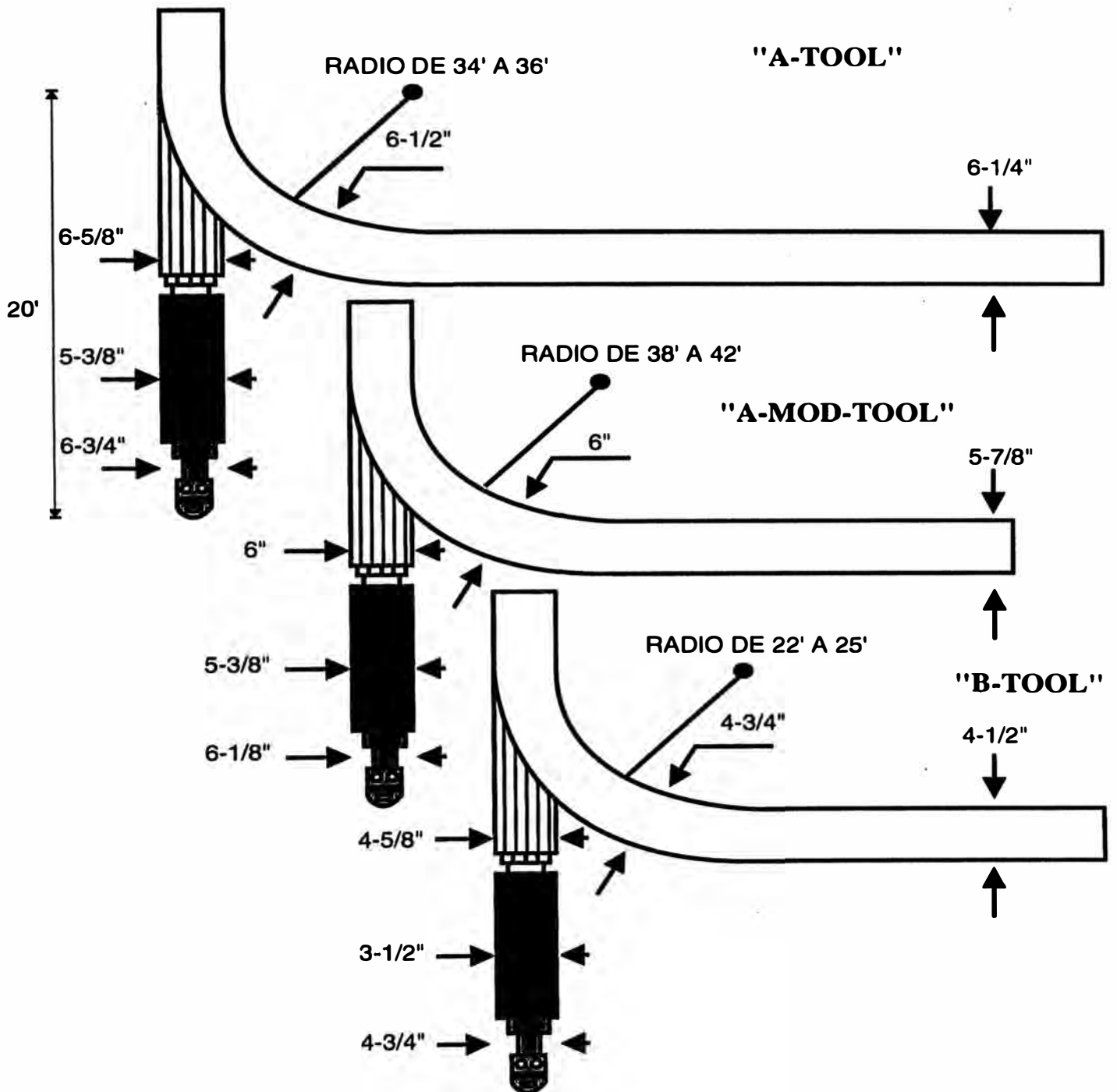


FIG. 9

ESPECIFICACIONES DEL MOTOR EN HUECO DE RADIO CORTO

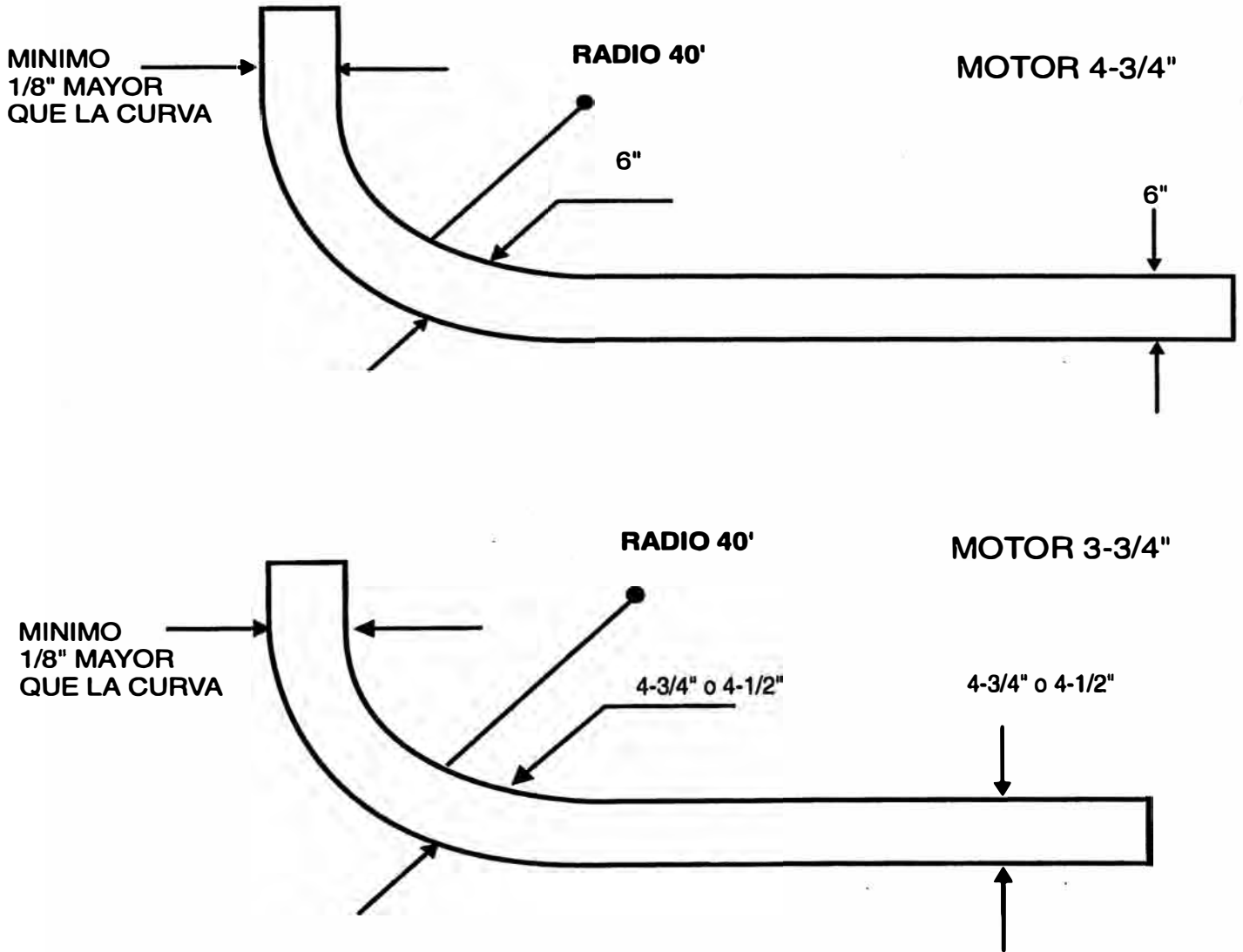


FIG. 10

RESTRICCIONES DE LA PARCELA ARRENDADA DE 40 ACRES

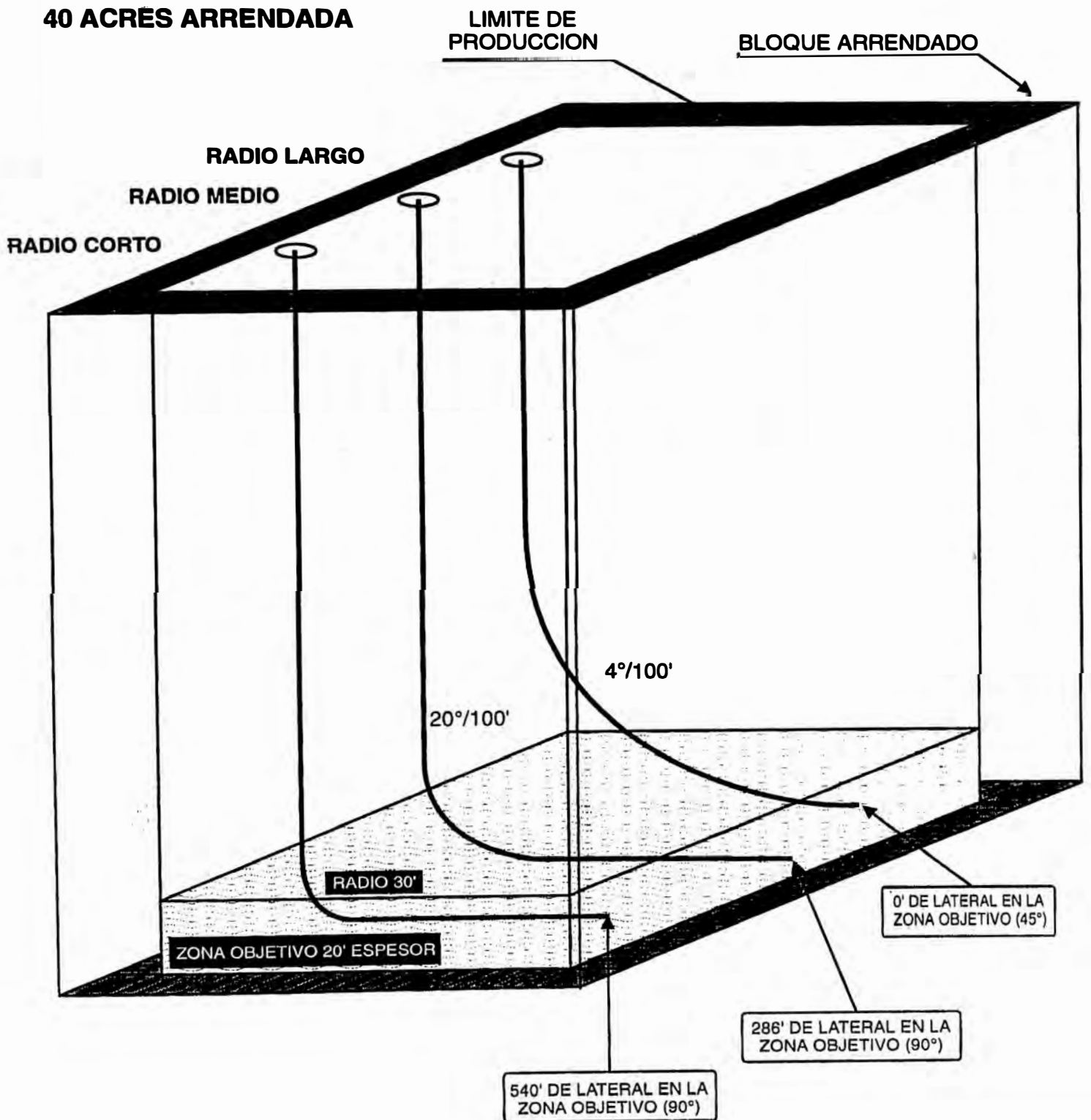


FIG. 11

perforación de radio corto es completamente atractivo en concesión menos de 80 acres en tamaño.

*La pequeña desviación y limitada profundidad requerida para pozos de radio corto los hace adecuados en formaciones y reservorios cargados con problemas de litología. Por ejemplo, en un tope del estrato delgado de cal con 1500 pies de lutita desmoronable, un pozo de radio largo desarrollaría más, si no toda su inclinación estaría en la zona problema, mientras un pozo de radio corto desarrolla ángulo pequeño o no en la lutita. Por tanto, en un pozo de radio corto, una zona problemática puede ser entubada desde antes que comience la perforación del hueco crítico, **Fig. 12.***

*En un reservorio de empuje por gas en solución, la aproximación del radio corto reduce el riesgo de atravesar la capa de fondo después de la obtención ya que la sarta principal puede ser direccionado a través de la capa gasífera antes que empiece cualquier perforación en la zona objetivo, **Fig. 13.***

*La perforación de radio corto tiene algunos inconvenientes. La herramienta es menos áspera que de otros sistemas, y no está plenamente dentro de las pautas del API. El manejo de herramientas de radio corto puede ser lento y dificultoso en algún equipo, necesita una planificación correcta y el cuidado esencial en la manipulación del equipo, **Fig. 14.***

El sistema rotatorio de radio corto emplea una herramienta de deflección controlado con predecibles regímenes de incremento. Esto no es un sistema de navegación direccional y tendrá una determinada ventana de precisión sobre el azimut.

Las herramientas rotatorias de radio corto son accionados por la rotación del torque aplicado en la superficie que los limita del torque total y la potencia disponible al flanco de la broca. Baja velocidad de penetración originado por los límites del torque afecta la duración del proyecto global y el costo del proyecto.

FORMACIONES INESTABLES

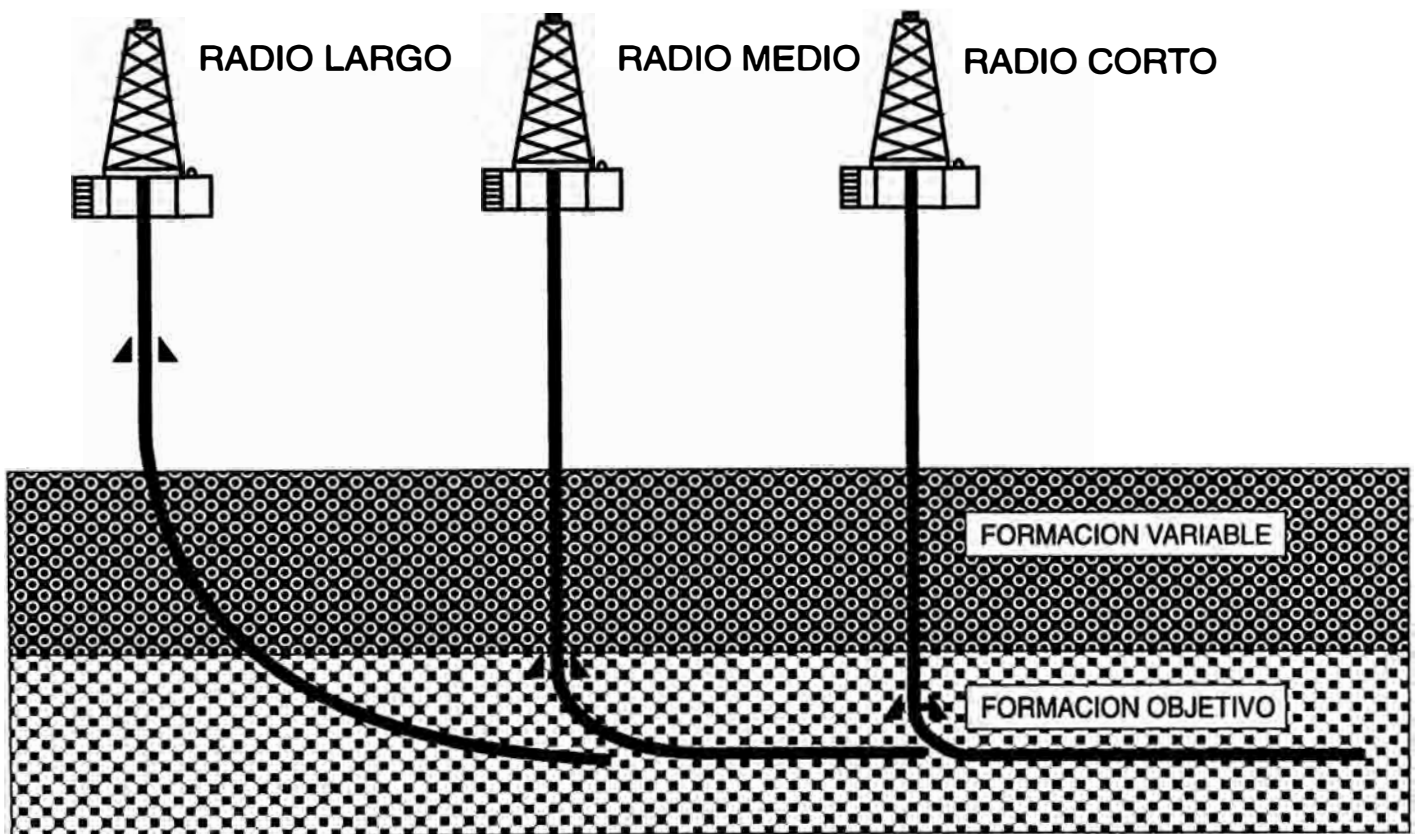


FIG. 12

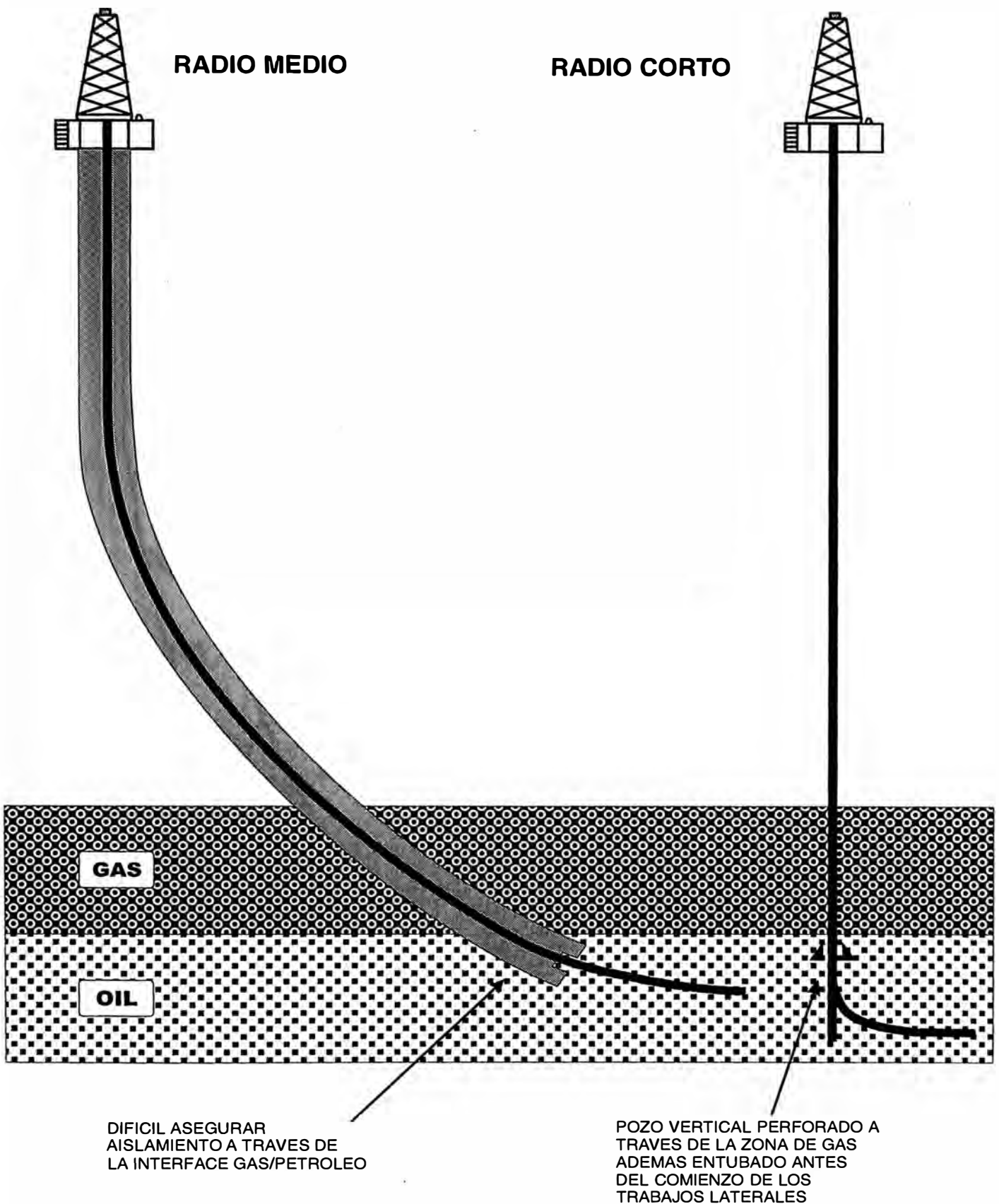


FIG. 13

GUIA CURVA DE PERFORACION (CDG) DEL CONJUNTO ROTARIO DEL CONSTRUCTOR DE ANGULO PARA RADIO CORTO

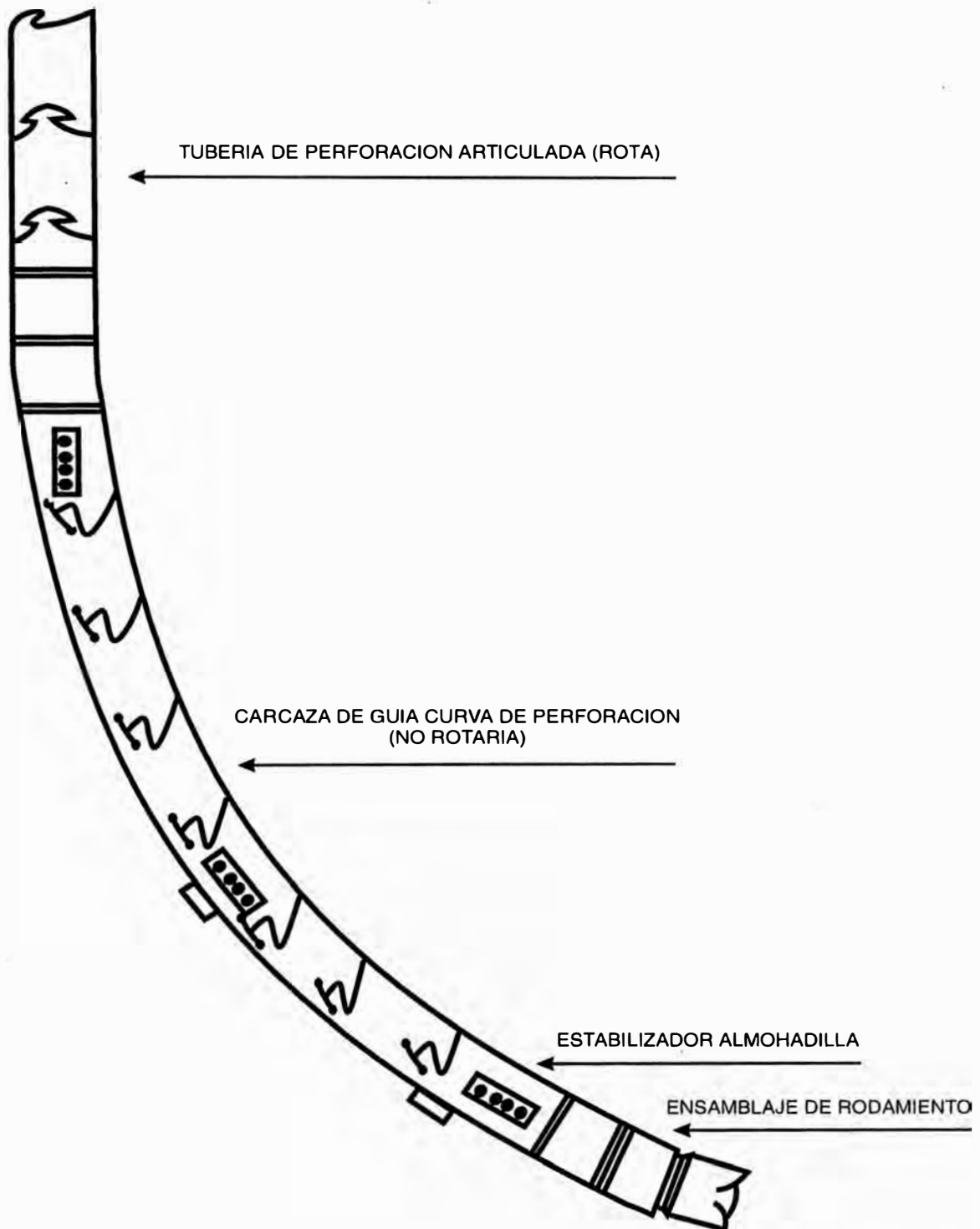


FIG. 14

La nueva generación de herramientas de radio corto son accionadas por el sistema del motor, Fig. 15. Estas herramientas son corridas en conjunto con una herramienta de dirección articulada y son completamente maniobrables. En realidad, el funcionamiento de estas herramientas no puede ser rotada debido al esfuerzo de los tubulares corrida a lo largo de la curva.

MOTOR DE RADIO CORTO

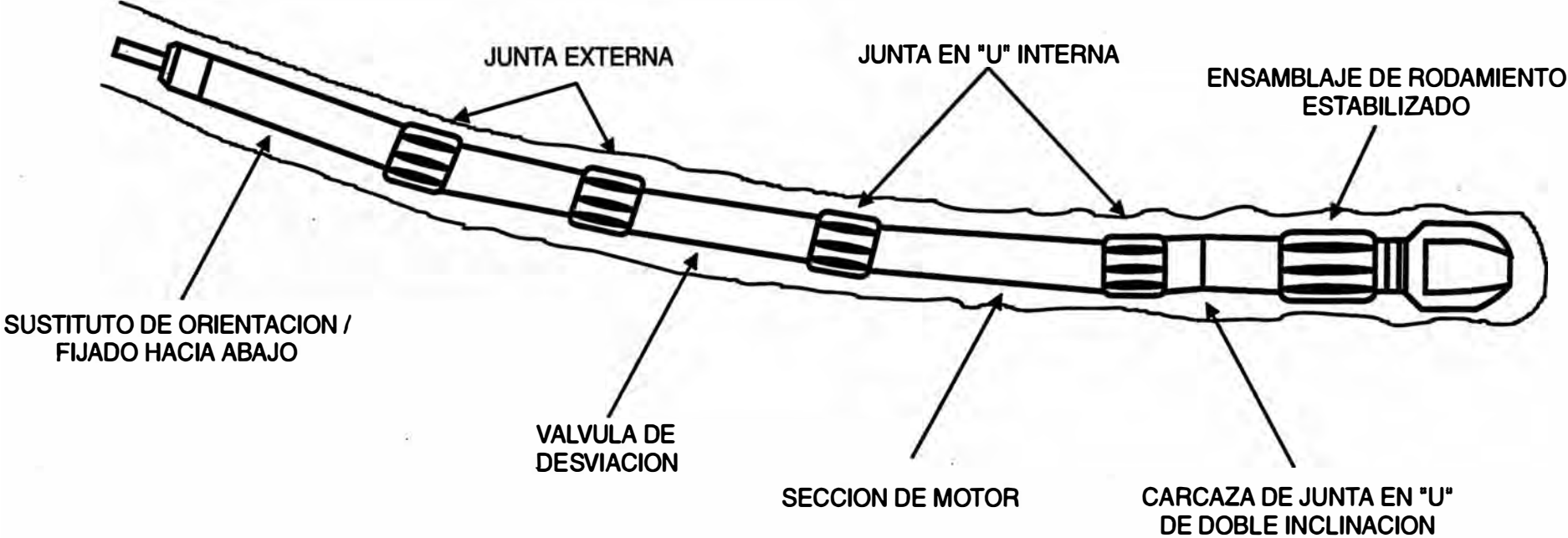


FIG. 15

ANEXO III

ANEXO III

DISEÑO DE LA CURVA DE LEVANTAMIENTO DEL ANGULO

Existen 18 o más técnicas para determinar la trayectoria del pozo. La principal diferencia en todas las técnicas es que un grupo usa aproximaciones de línea recta y las otras asumen al pozo en más de un curva y son aproximadas con segmentos curvados. Algunos de los métodos más conocidos son:

III.1. METODO TANGENCIAL

*El método más simple usado por años ha sido el método tangencial. La presentación de éste método a la industria es desconocido. Las matemáticas usa la inclinación y dirección en una variación de registros A_2 ; **Fig. 1**, y asume que el ángulo proyectado permanece constante sobre la longitud del curso precedente L en A_2 . El ángulo A_1 no es considerado.*

Las ecuaciones para calcular las coordenadas en los planos vertical y horizontal son:

PLANO VERTICAL

$$V = L \cos \alpha$$

$$H = L \sin \alpha$$

PLANO HORIZONTAL

$$N = L \sin \alpha \cos \beta$$

$$E = L \sin \alpha \sin \beta$$

Donde:

L = Longitud de curso

V = Profundidad Vertical

H = Desplazamiento Horizontal

N = Coordenada Norte

E = Coordenada Este

α = Angulo de Inclinación

β = Angulo de Dirección

METODO TANGENCIAL

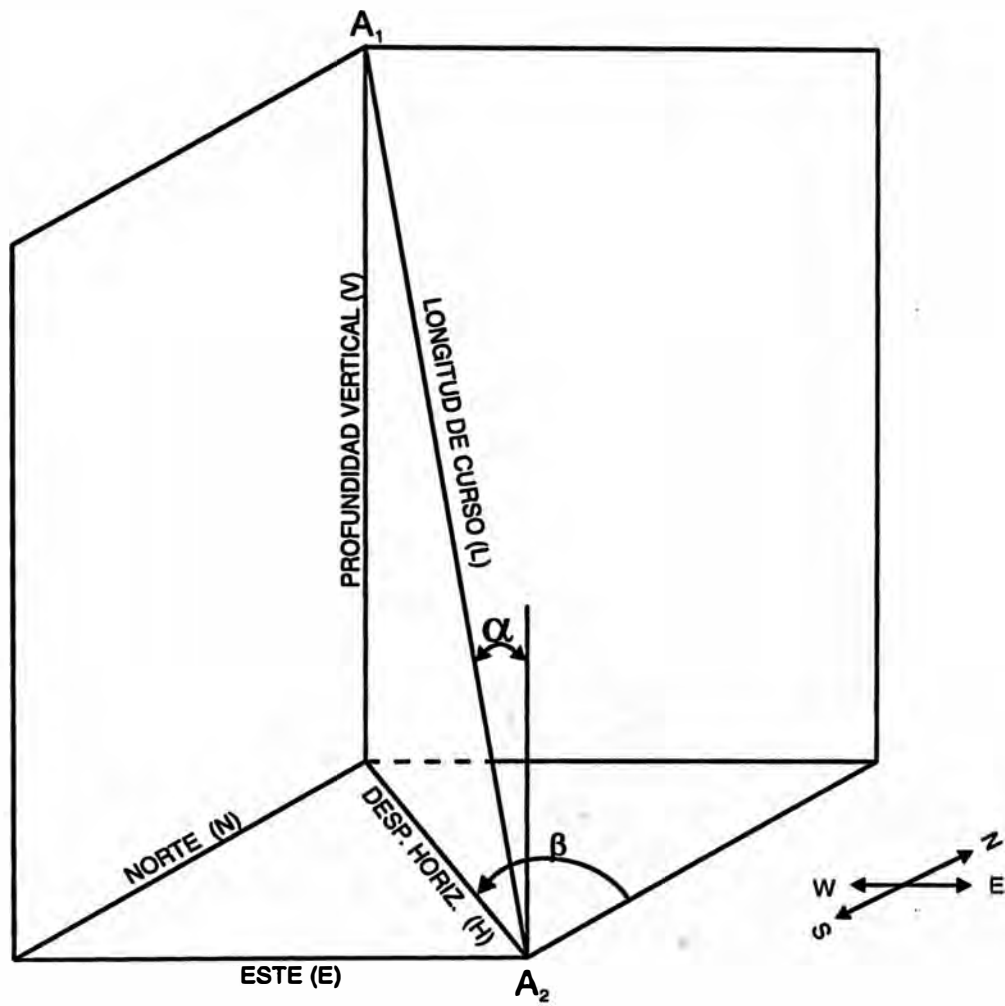


FIG. 1

III.2. METODO DEL ANGULO PROMEDIO

Este método promedia los ángulos de inclinación y dirección entre dos puntos de medición y asume una línea recta para intersectar a las dos estaciones en los planos vertical y horizontal, se muestra en la Fig. 2. Este es muy conocido por los cálculos simples y por su exactitud para calcular la trayectoria. Su exactitud es aceptable para curvaturas y longitudes pequeñas.

Las ecuaciones para calcular las coordenadas en los planos vertical y horizontal son:

PLANO VERTICAL

$$V = L \cos\left(\frac{\alpha_2 + \alpha_1}{2}\right)$$

$$H = L \sin\left(\frac{\beta_2 + \beta_1}{2}\right)$$

PLANO HORIZONTAL

$$N = L \sin\left(\frac{\alpha_2 + \alpha_1}{2}\right) \cos\left(\frac{\beta_2 + \beta_1}{2}\right)$$

$$E = L \sin\left(\frac{\alpha_2 + \alpha_1}{2}\right) \sin\left(\frac{\beta_2 + \beta_1}{2}\right)$$

Donde:

L = Longitud de curso

V = Profundidad Vertical

H = Desplazamiento Horizontal

N = Coordenada Norte

E = Coordenada Este

α_1 y α_2 = Angulo de Inclinación superior e inferior al final del curso.

β_1 y β_2 = Angulo de Dirección superior e inferior al final del curso.

METODO DEL ANGULO PROMEDIO

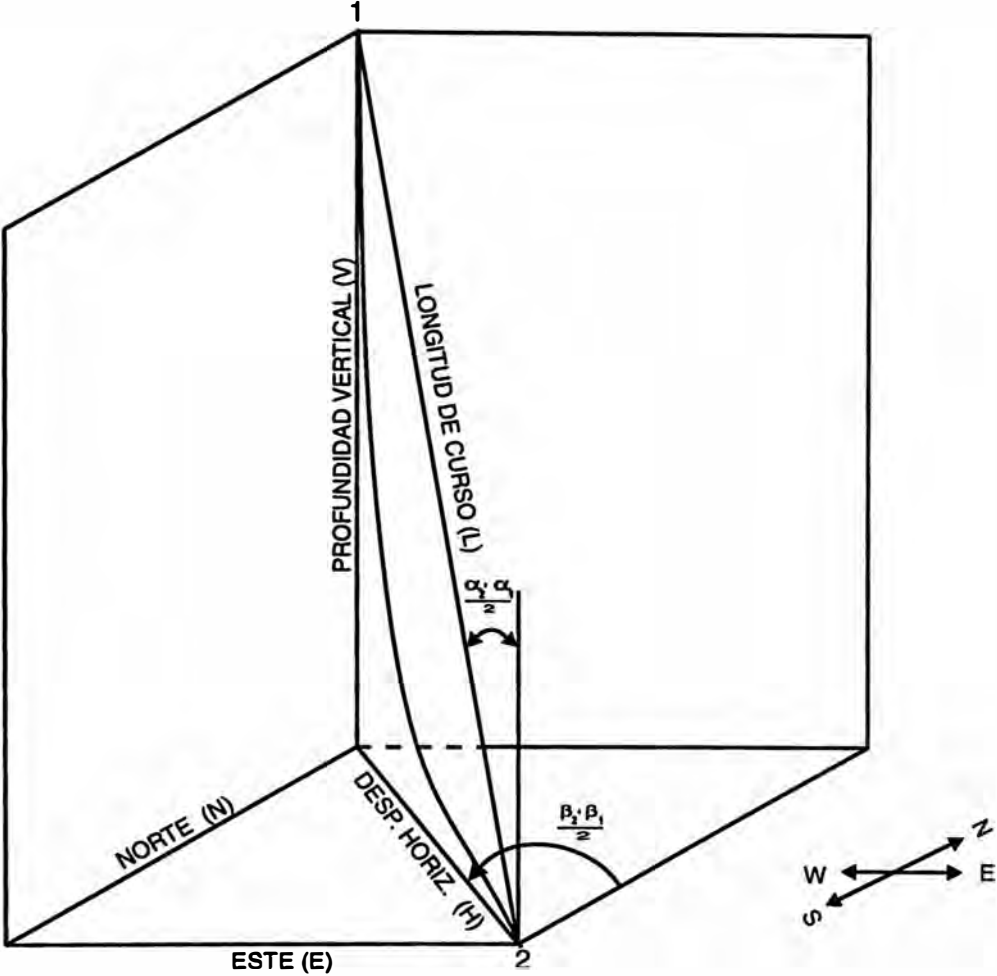


FIG. 2

III.3. METODO DE RADIO DE CURVATURA

Este método asume que el perfil del pozo no es una línea recta sino un arco cilíndrico, tanto en los planos vertical y horizontal. El arco es tangente a la inclinación y dirección en cada punto, se muestra en la **Fig. 3**. Este método es exacto para estaciones largas y de altas curvaturas.

Las ecuaciones para calcular las coordenadas en los planos vertical y horizontal son:

PLANO VERTICAL

$$R_v = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(\frac{180}{\Pi} \right)$$

$$V = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(\frac{180}{\Pi} \right) (\text{Sen}\alpha_2 - \text{Sen}\alpha_1)$$

$$H = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(\frac{180}{\Pi} \right) (\text{Cos}\alpha_1 - \text{Cos}\alpha_2)$$

PLANO HORIZONTAL

$$R_h = \frac{H}{\beta_2 - \beta_1} \left(\frac{180}{\Pi} \right)$$

$$N = R_h (\text{Sen}\beta_2 - \text{Sen}\beta_1)$$

$$N = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(\frac{180}{\Pi} \right)^2 \frac{(\text{Cos}\alpha_1 - \text{Cos}\alpha_2)(\text{Sen}\beta_2 - \text{Sen}\beta_1)}{\beta_2 - \beta_1}$$

$$E = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(\frac{180}{\Pi} \right)^2 \frac{(\text{Cos}\alpha_1 - \text{Cos}\alpha_2)(\text{Cos}\beta_1 - \text{Cos}\beta_2)}{\beta_2 - \beta_1}$$

Donde:

L = Longitud de curso

V = Profundidad Vertical

H = *Desplazamiento Horizontal*

N = *Coordenada Norte*

E = *Coordenada Este*

R_v = *Radio de Curvatura Vertical*

R_h = *Radio de Curvatura Horizontal*

α_1 y α_2 = *Angulo de Inclinación superior e inferior al final del curso.*

β_1 y β_2 = *Angulo de Dirección superior e inferior al final del curso.*

METODO DE RADIO DE CURVATURA

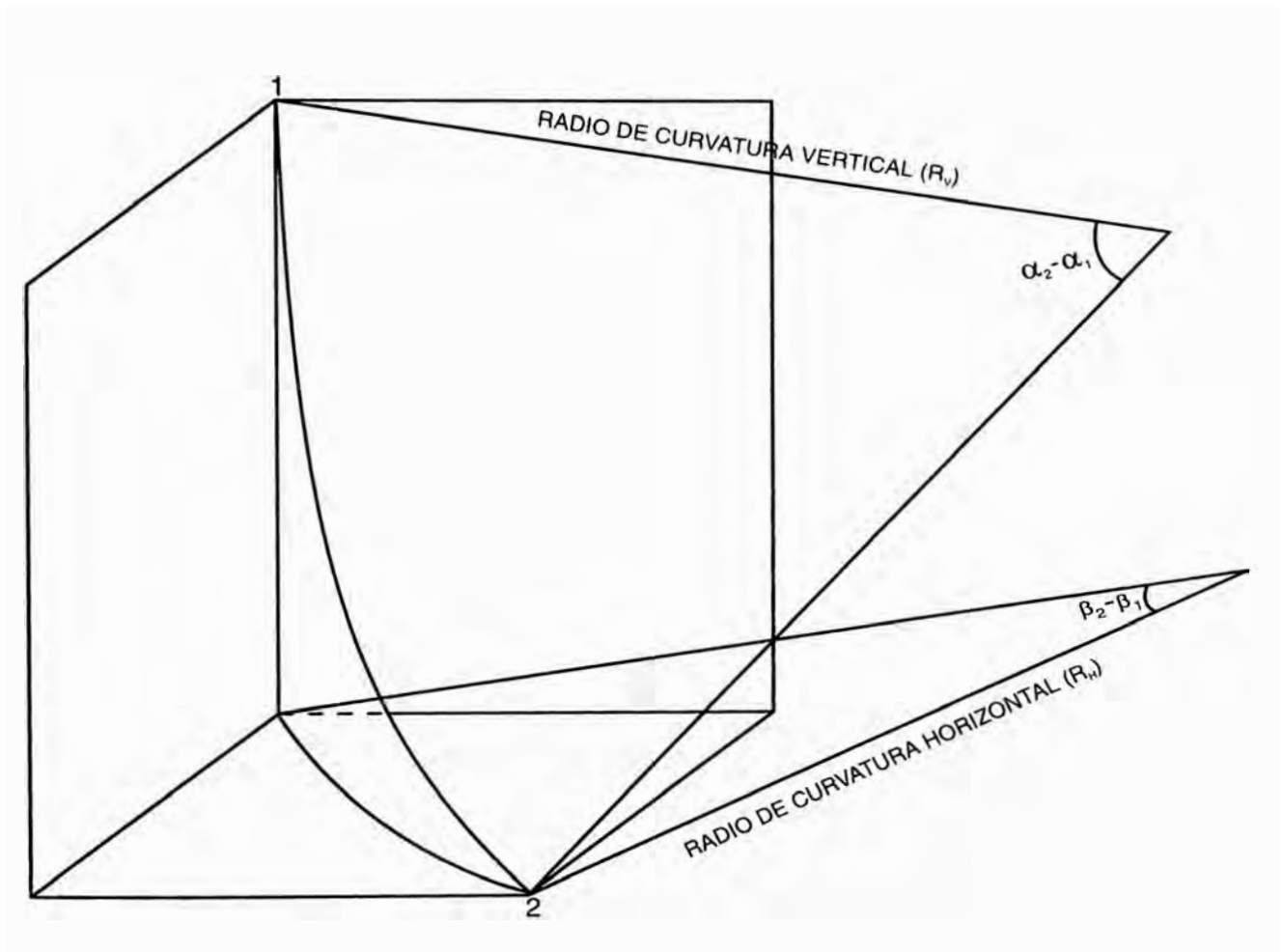


FIG. 3

III.4. METODO DE CURVATURA MINIMA

Este método asume una longitud curva entre dos estaciones. También considera el cambio total del ángulo en el perfil del pozo, lo cual define la curvatura de la trayectoria. La curvatura del pozo está relacionado con el ángulo total producido por los "pataperros" (dog-leg).

El cambio total del ángulo entre dos puntos que define la curvatura del pozo "pata perro" está dado por:

$$\text{Cos}\phi = \text{Cos}\{(\alpha_2 - \alpha_1) - [\text{Sen}\alpha_1 \text{Sen}\alpha_2 (1 - \text{Cos}(\beta_2 - \beta_1))]\}$$

Este método de mínima curvatura es el más utilizado actualmente para determinar la posición de la trayectoria del pozo. Para los cálculos de este método se define un factor (F) que relaciona las secciones rectas y curvas de la trayectoria. Así tenemos de la **Fig. 4**.

$$F = \frac{AB + BC}{\text{arc}AC}$$

$$AB = BC = R \text{Tan}\left(\frac{\phi}{2}\right)$$

ϕ = ángulo total del pataperro

$$\frac{AC}{2\Pi R} = \frac{\phi}{360} \Rightarrow AC = \frac{\Pi R \phi}{180}$$

Luego tenemos:

$$F = \frac{2 \left[\frac{180}{\Pi} \right] \text{Tan} \frac{\phi}{2}}{\phi}$$

Esta relación (F) se aplica a las coordenadas en los planos vertical y horizontal.

PLANO VERTICAL

$$V = F \frac{L}{2} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2)$$

$$H = \sqrt{N^2 + E^2}$$

PLANO HORIZONTAL

$$N = F \frac{L}{2} (\text{Sen} \alpha_1 \text{Cos} \beta_1 + \text{Sen} \alpha_2 \text{Cos} \beta_2)$$

$$E = F \frac{L}{2} (\text{Sen} \alpha_1 \text{Sen} \beta_1 + \text{Sen} \alpha_2 \text{Sen} \beta_2)$$

Donde:

L = Longitud de curso

V = Profundidad Vertical

H = Desplazamiento Horizontal

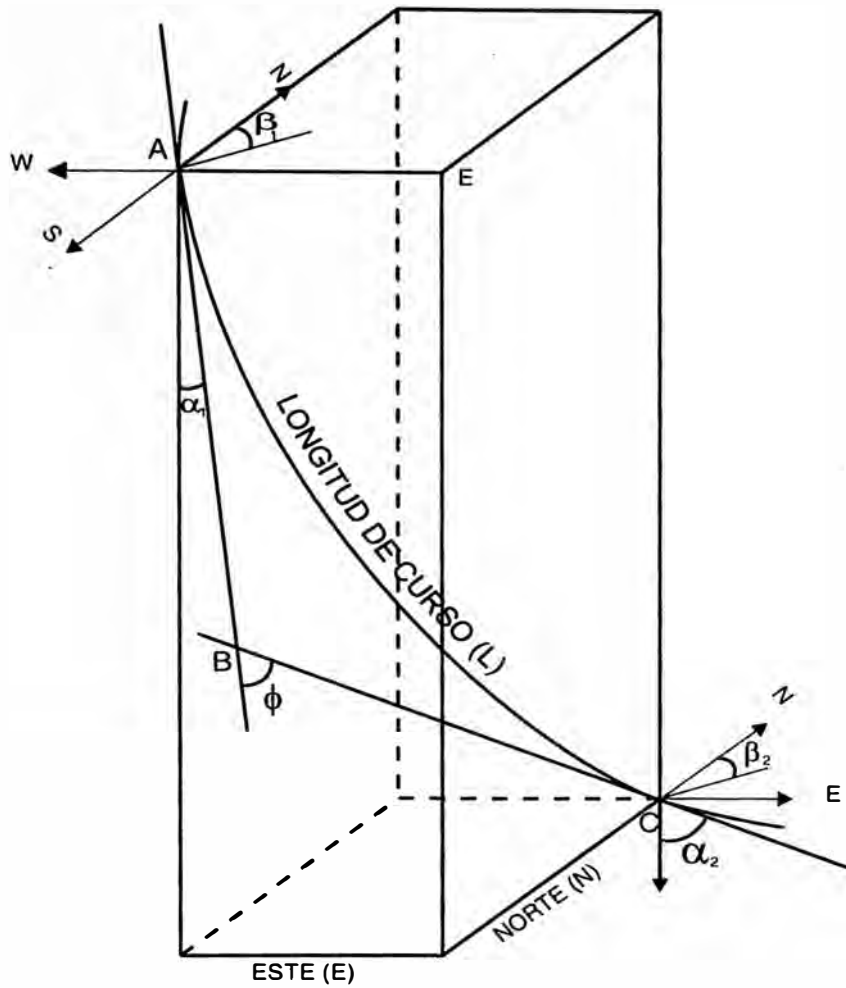
N = Coordenada Norte

E = Coordenada Este

α_1 y α_2 = Angulo de Inclinación superior e inferior al final del curso.

β_1 y β_2 = Angulo de Dirección superior e inferior al final del curso.

METODO DE CURVATURA MINIMA



REPRESENTACION DE LA RAZON DEL FACTOR (F)

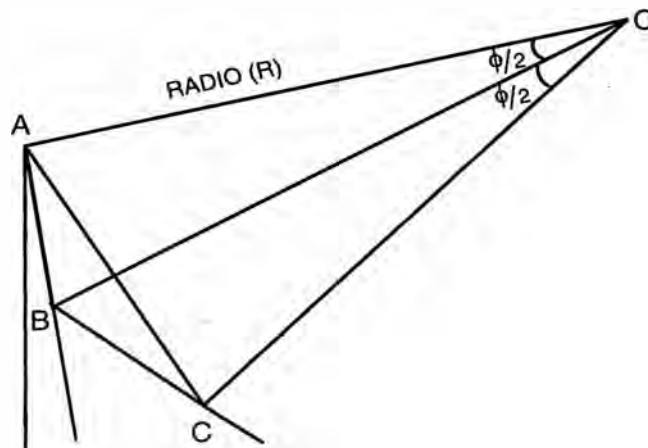


FIG. 4

ANEXO IV

ANEXO IV

CONSIDERACIONES ECONOMICAS PARA COMPARAR UN POZO VERTICAL CON UN POZO HORIZONTAL (Método Radio de Curvatura)

Las siguientes aproximaciones comparan los costos de un pozo vertical con uno horizontal. Asumir:

- *Una profundidad vertical objetivo (TVD).*
- *Un diámetro único desde la tubería de revestimiento de superficie hasta la profundidad total (TD).*
- *Una tasa de crecimiento angular (BUR) de $\alpha^\circ/100$ pies.*
- *El punto de desvío (KOP) a una profundidad.*
- *El hueco lateral de una longitud (L).*

*Los costos del pozo base vertical y las porciones rectas del pozo horizontal se asumen comunes; la **Fig. 1**, usada es ficticia.*

CF – Factor de costo de profundidad en pies para la perforación del hueco vertical o no crítico.

X – Costo de construcción de la locación y tubería de superficie (para ambos pozos).

Y – Costo de cada pozo hasta KOP (punto de desvío del hueco lateral).

Z_v = Costo de profundidad por pies del pozo vertical desde el punto de desvío (KOP) hasta la profundidad total (TD) (R+h)

$$Z_v = (R + h) \times CF \quad (1)$$

Por lo tanto, el costo total de perforación del pozo vertical (TV) se halla sumando X, Y y Z_v:

$$TV = X + Y + Z_v \quad (2)$$

COMPARACION DE COSTOS POZO VERTICAL vs. POZO HORIZONTAL

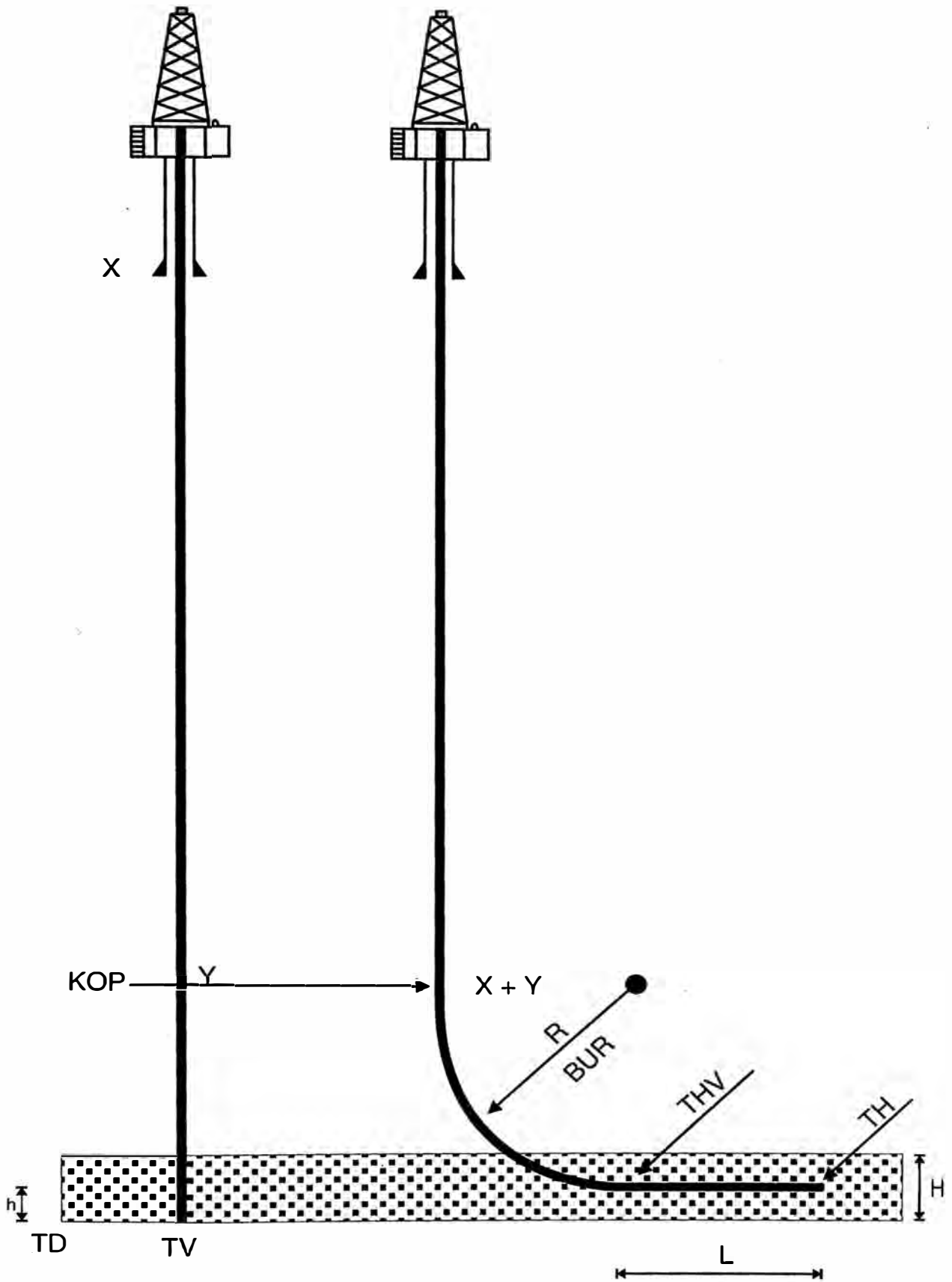


FIG. 1

Aplicando el costo del pozo horizontal hacia la profundidad total (TD), hagamos:

CHCF = Factor de costo de profundidad por pie de hueco crítico (sección de incremento angular y lateral). En casos reales, puede existir dos (2) factores uno para la sección de incremento angular (CHCF_B) y otro para la sección lateral (CHCF_L).

El costo de profundidad por pie (Zh) para el pozo horizontal se halla a través de la siguiente ecuación:

Zh = (distancia de la curva perforada desde el punto de desvío (KOP) hasta la profundidad vertical total (TVD)) x (el factor de costo para esta sección del pozo).

Por consiguiente, Zh = (radio curvatura x PI/2) x CHCF, donde el radio de curvatura es igual (180x100)/(PIxBUR)

Luego, Zh = (180x100xPIxCHCF)/(2xPIxBUR) ó

$$Zh = (9000 \times CHCF_{\beta}) / BUR \quad (3)$$

De este modo, para el pozo horizontal, el costo para alcanzar la misma profundidad total vertical (TVD) que en el pozo vertical puede ser expresado como: (costo al término del incremento angular (EOB)).

$$THV = X + Y + Zh \quad (4)$$

Comparando el costo del pozo horizontal con el pozo vertical en este punto resulta lo siguiente, donde CREOB = Razón de costo al término del incremento angular:

$$CREOB = THV / TV \quad (5)$$

El costo incremental (IC) desde el punto de desvío (KOP) hasta la profundidad objetivo puede ser expresado como:

$$IC = Z_h - Z_v \quad (6)$$

El costo de la sección lateral (CLS) es:

$$CLS = (L \times CHCF) \quad (7)$$

Sumando este costo al costo total al final del incremento angular (EOB) para obtener el costo total absoluto del pozo horizontal (TH), el cual puede ser expresado como:

$$TH = THV + CLS \quad (8)$$

La razón final de costo del pozo horizontal respecto al pozo vertical es:

$$CR = TH / TV \quad (9)$$

IV.1. CONSIDERACIONES ECONOMICAS DE RADIO LARGO

El costo de perforación de un pozo horizontal depende de muchos factores, contingencias, y circunstancias; sin embargo, el costo de perforación puede ser concordado en tres secciones del hueco:

- 1. La sección vertical*
- 2. La sección de incremento angular*
- 3. La sección horizontal*

*Una comparación del precio en dólares de los pozos vertical y horizontal es posible; veamos con un ejemplo, aplicando los costos reales estimados considerando el diseño del pozo descrito anteriormente para el sistema de radio largo, los valores se muestran en el **Cuadro** siguiente.*

ESTIMADO DE COSTOS PARA COMPARAR UN POZO VERTICAL Y HORIZONTAL

			POZO VERTICAL			POZO HORIZONTAL					
			VERTICAL			RADIO LARGO		RADIO MEDIO			
			FORRO SUP.	KOP	SECC. VERT.	BUILD	HORIZONTAL	KOP	BUILD	HORIZONTAL	
			0'- 700'	700'- 7624'	7624'- 8800'	7624'- 9424'	9424'- 10424'	700'- 8197'	8197'- 9097'	9097'-10097'	
CONSTRUCCION DE SUB BASE											
CONSTRUCCION / REABILITACION		10,000 US\$	10,000								
CONSTRUCCION DE CARRETERA											
REABILITACION	4 KM	10,000 US\$/KM	40,000								
CONSTRUCCION DE PLATAFORMA											
CONSTRUCCION / REABILITACION		260,000 US\$	260,000								
DESARMADO, ARMADO Y MOVIMIENTO DEL EQUIPO											
ALQUILER EQUIPO DE PERFORACION (TARIFA MOVIMIENTO)	10 DIAS	10,301 US\$/DIA	103,010								
TRANSPORTE DE EQUIPO-AEREO (HELICOPTERO)	35 HORAS	1,893 US\$/HORA	66,255								
TRANSPORTE DE EQUIPO-TERRESTRE	10 DIAS	1,912 US\$/DIA	19,120								
TRANSPORTE DE EQUIPO-AEREO (ANTONOV)	10 DIAS	750 US\$/DIA	7,500								
LUBRICANTES Y COMBUSTIBLES	10 DIAS	453 US\$/DIA	4,530								
PERFORACION											
ALQUILER EQUIPO DE PERFORACION (TARIFA OPERACION)		10,843 US\$/DIA	25,300	32,529	32,529	162,645	108,430	43,372	108,430	108,430	
ALQUILER EQUIPO CONTROL DIRECCIONAL Y HERRAMIENTA PERF.		682,000 US\$	2,000	3,000	8,000	446,200	230,800	4,000	388,000	288,000	
LUBRICANTES Y COMBUSTIBLES		2,265 US\$/DIA	6,795	6,795	6,795	33,975	22,650	9,060	22,650	22,650	
BROCAS		145,373 US\$	4,373	35,000	18,000	46,000	60,000	35,000	41,000	65,000	
CONDUCTORA	72 PIES	58.8 US\$/PIE	4,234								
CEMENTO PARA CONDUCTORA	67 SACOS	12.6 US\$/SX	844								
ADITIVOS USADOS EN LA CEMENTACION DE CONDUCTORA		545 US\$	545								
SERVICIO DE CEMENTACION DE CONDUCTORA		4,894 US\$	4,894								
FORROS DE SUPERFICIE	700 PIES	32.6 US\$/PIE	22,820								
CEMENTO PARA FORROS DE SUPERFICIE	528 SACOS	12.6 US\$/SX	6,653								
ADITIVOS USADOS EN LA CEMENTACION FORROS SUPERF.		2,180 US\$	2,180								
SERVICIO DE CEMENTACION DE FORROS DE SUPERFICIE		7,266 US\$	7,266								
FLUIDO DE PERFORACION		16.3 US\$/PIE	11,410	112,861	19,169	29,340	16,300	122,201	14,670	16,300	
SERVICIO DE INGENIERIA DE LODOS		500 US\$/DIA	1,500	1,500	1,500	7,500	5,000	2,000	5,000	5,000	
TRANSPORTE DE MATERIALES-AEREO (HELICOPTERO)	30 HORAS	1,893 US\$/HORA	3,786	15,144	37,860	20,823	17,037	9,465	24,609	18,930	
TRANSPORTE DE MATERIALES-TERRESTRE		956 US\$/DIA	2,868	2,868	2,868	14,340	9,560	3,824	9,560	9,560	
TRANSPORTE DE MATERIALES-AEREO (ANTONOV)		750 US\$/DIA	2,250	2,250	2,250	11,250	7,500	3,000	7,500	7,500	
SERVICIO DE ALIMENTACION		1,650 US\$/DIA	4,950	4,950	4,950	24,750	16,500	6,600	16,500	16,500	
GASTOS DE INGENIERIA DE PETROLEO		700 US\$/DIA	2,100	2,100	2,100	10,500	7,000	2,800	7,000	7,000	
GASTOS DE PERFORACION		1,700 US\$/DIA	5,100	5,100	5,100	25,500	17,000	6,800	17,000	17,000	
GASTOS EXPLORACION PRODUCCION		282 US\$/DIA	846	846	846	4,230	2,820	1,128	2,820	2,820	
ACCESORIOS CEMENTACION (20", 13 3/8", 9 5/8", 7", 4")		15,000 US\$	15,000								
CONTROL AMBIENTAL		3,500 US\$/DIA	10,500	10,500	10,500	52,500	35,000	14,000	35,000	35,000	
TOTAL (US\$)			658,629	235,443	152,467	889,553	555,597	263,250	699,739	619,690	
ACUMULADO (US\$)			894,072	1,046,539	1,783,625	2,339,222	921,879	1,621,618	2,241,308		

- *Profundidad vertical al objetivo del reservorio Vivian 8,800 pies TVD.*
- *Tasa de crecimiento angular (BUR) de 5°/100 pies, radio de curvatura (R) de 1,146 pies, y la longitud de curvatura de 1,800 pies.*
- *Punto de desvío (KOP) @ 7,624 pies.*
- *Longitud lateral de 1000 pies.*
- *CF = 129.6 \$/pie.*
- *CHCF_B = 494.2 \$/pie, y CHCF_L = 555.6 \$/pie.*
- *X = 658,629 US\$ (Costo de locación y tubería de superficie es el mismo para ambos pozos)*
- *Y = 235,443 US\$ (Costo hasta el KOP para ambos pozos)*

El costo total del pozo vertical perforado se halla de (2):

$$TV = 658,629 + 235,443 + [(1146+30) \times 129.6] \cong \$ 1'046,482$$

El costo incremental para desviar el pozo de la vertical a horizontal a la misma profundidad objetivo se halla de (6):

$$IC = (1800 \times 494.2) - [(1146+30) \times 129.6] \cong \$ 737,150$$

El costo total de perforación del pozo horizontal al término de la sección de incremento angular se resuelve de (4):

$$THV = 658,629 + 235,443 + (1800 \times 494.2) \cong \$ 1'783,632$$

La razón de costos para alcanzar la misma profundidad con la sección de incremento angular de 5°/100 pies se halla de (5):

$$CREOB = 1'783,632 / 1'046,482 \cong 1.70 \text{ ó, un } 70\% \text{ sobre el costo del pozo vertical.}$$

El costo de la sección lateral se calcula de (7):

$$CLS = (1000 \times 555.6) \cong \$ 555,600$$

El costo total de perforación del pozo horizontal se halla de (8):

$$TH = 1'783,632 + 555,600 = \$ 2'339,232$$

La razón de costos de los dos pozos se halla de (9):

$$CR = 2'339,232 / 1'046,482 = 2.24, \text{ un } 124\% \text{ de incremento sobre el costo vertical.}$$

Si todo los 1000 pies de la parte lateral (horizontal) están en la formación productiva, el costo por pie productivo es \$555.6. Ver, Fig. 2.

IV.2. CONSIDERACIONES ECONOMICAS DE RADIO MEDIO

Combinando algunos sistemas de herramientas convencional, el costo incremental de sistemas de perforación de radio medio puede minimizarse. A diferencia de los pozos de radio largo los cuales requieren solo uno o dos contratistas de servicio, los pozos de radio medio puede abarcar hasta cinco compañías de servicio en un solo proyecto.

Mientras que los costos elevados son inaceptables para un pozo de radio largo, el reducido tiempo requerido para terminar el mismo proyecto usando la técnica del radio medio compensa el alto costo del sistema.

Usando los parámetros del ejemplo del pozo de radio largo, el costo de un pozo de radio medio alternativo es como sigue:

Asumiendo los mismos costos del pozo vertical que en el pozo de radio largo. Los costos de tubería de superficie y los costos hasta el punto de desvío (KOP) 7624

RESUMEN DE COSTOS

POZO VERTICAL vs. POZO HORIZONTAL DE RADIO LARGO

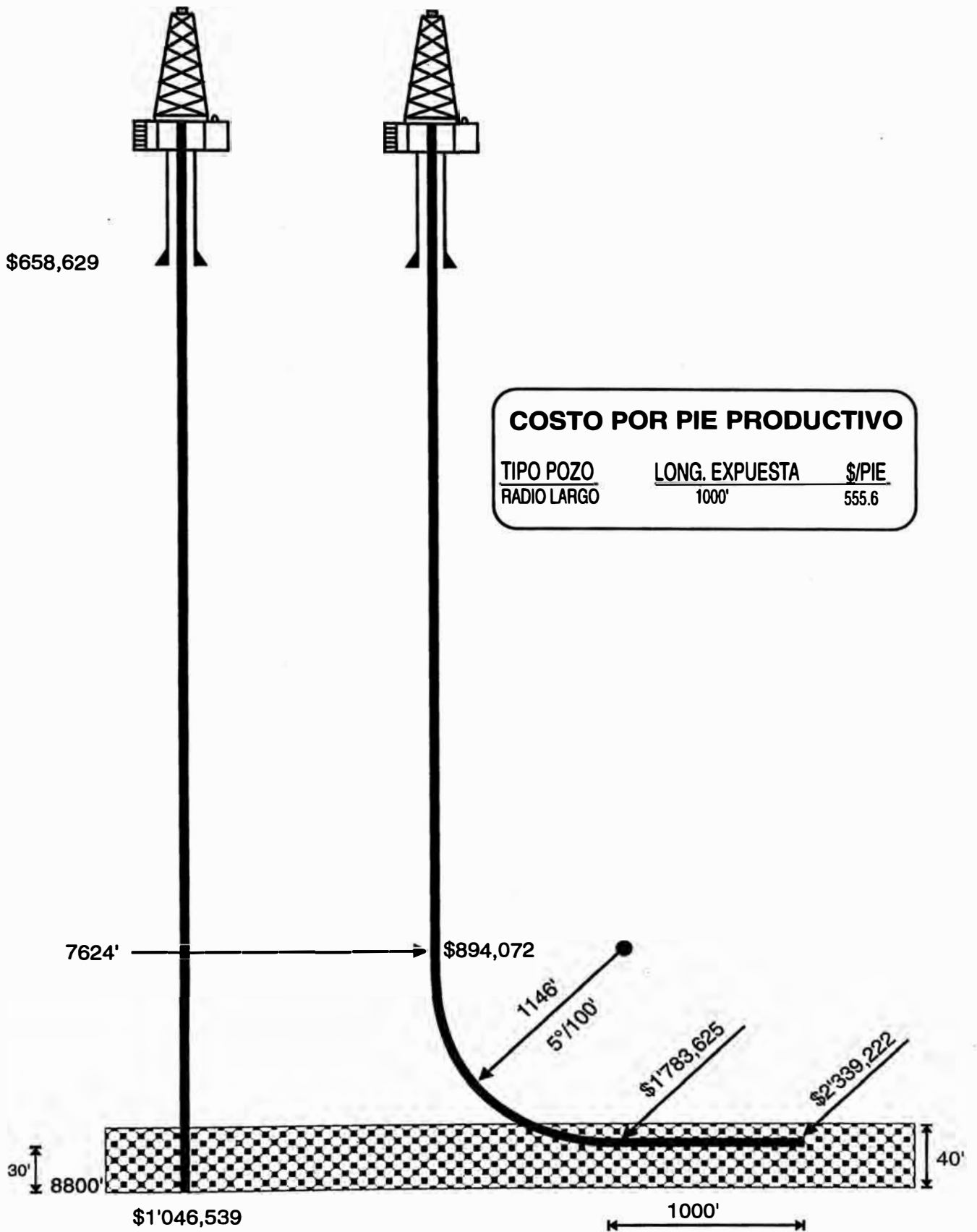


FIG. 2

pies son los mismos. Los costos desde 7624 pies de profundidad medida (MD) hasta el punto de desvío (KOP) del radio medio se basará en 129.6 \$/pie, y el factor de costo para el hueco crítico ($CHCF_B = 777.5$ \$/pie y $CHCF_L = 619.7$ \$/pie).

El costo hasta el punto de desvío (KOP) para el pozo de radio medio será el mismo que para el pozo de radio largo, más la profundidad en pies adicional hasta el punto de desvío (KOP) más profundo. Sin detallar estas ecuaciones, el costo total hasta el punto de desvío (KOP) es \$921,879.

La longitud de la curva media desde el punto de desvío (KOP) hasta el término del incremento angular (EOC) es 900 pies, el cual cuesta \$699,739. De este modo, el costo hasta el objetivo para el pozo de radio medio es igual a \$1'621,618 comparado con los \$1'783,625 para pozo de radio largo.

*Al final los costos de construcción angular igualan aproximadamente al 90.9% del costo del pozo de radio largo hasta la profundidad total vertical del objetivo (TVD). Para el pozo de radio medio con 1000 pies laterales, el costo total de perforación es \$2'241,308, ó 95.8% de los costos de radio largo. Ver **Fig. 3**.*

Si bien los costos unitarios son más altos para el sistema de radio medio, la reducida profundidad en pies requerida compensa los altos costos unitarios. Este ejemplo muestra una comparación cercana que puede esperarse en ambientes de perforación muy suaves, donde el sistema de radio largo resulta significativamente menos costosos. Los costos de radio medio son afectados en menor grado.

En perforaciones de roca dura, el uso y desgaste de equipos ocasionará que los costos de pozos de radio medio sobrepasen los de pozos de radio largo, si bien, en general, los sistemas de radio medio puede ofrecer numerosas ventajas sobre la perforación de radio largo por costo adicionales pequeños o nulos.

RESUMEN DE COSTOS

POZO VERTICAL vs. POZO HORIZONTAL DE RADIO MEDIO

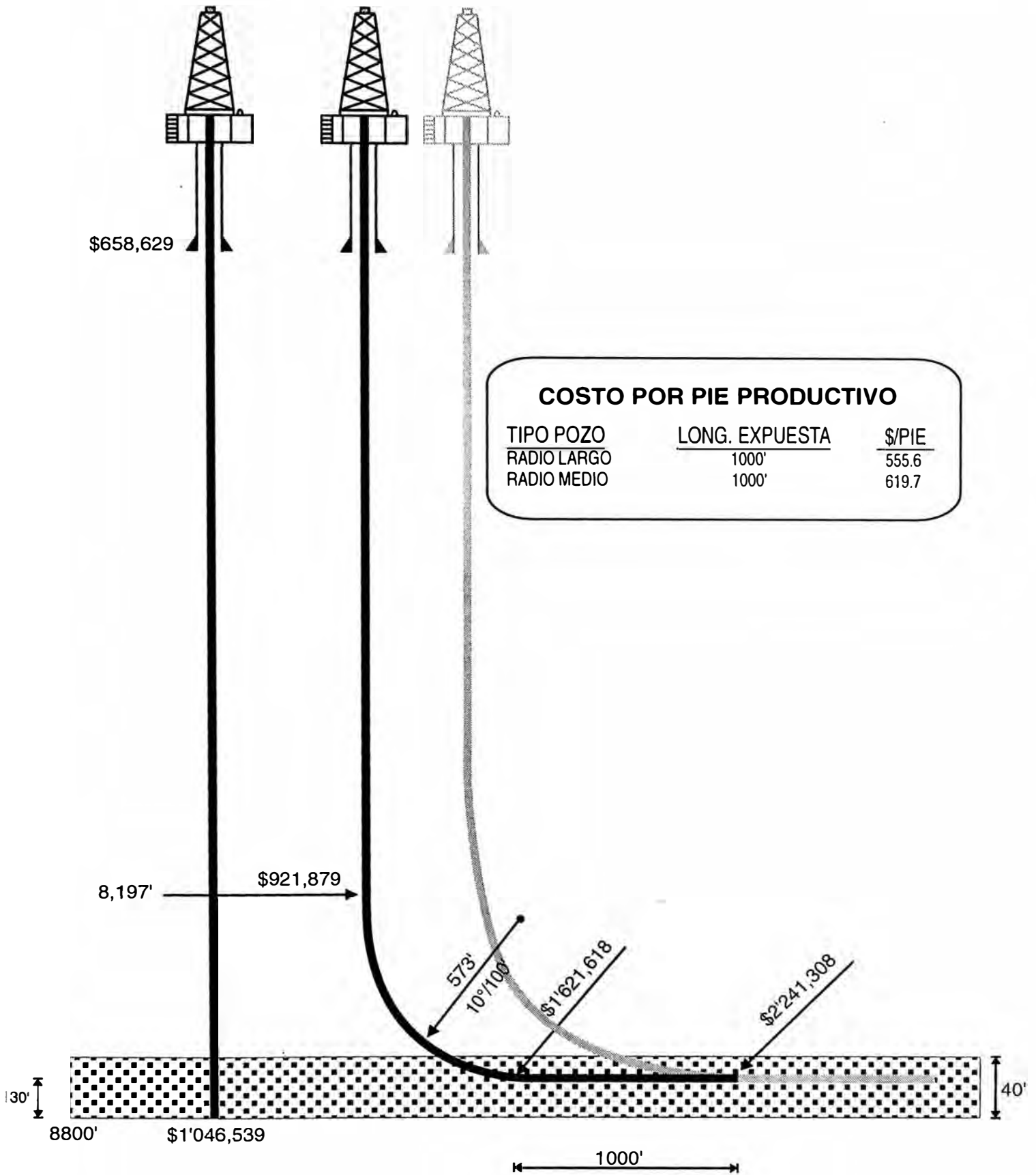


FIG. 3

ANEXO V

ANEXO V.1

ANEXO V.1

ECUACION PARA CALCULAR LA RELACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD ENTRE UN POZO HORIZONTAL A UNO VERTICAL (METODO DE JOSHI)

Joshi hace el análisis asumiendo el pozo alineado con el eje mayor del área de drenaje elíptica, **Fig. 1**.

$$q_H = \frac{7.08 K_H h \Delta P / (\mu \beta_o)}{\left[\text{Ln} \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{\beta h}{L} \text{Ln} \left(\frac{\beta h}{2r_w} \right) \right]} \quad (1)$$

El primer término del denominador es llamado término de resistencia horizontal al flujo (HFRT) y el segundo término el de resistencia vertical al flujo (VFRT).

Joshi presenta modificaciones a su ecuación para incluir efectos de anisotropía y excentricidad relativo al punto medio de la formación donde está el pozo horizontal. Estas modificaciones afectan sólo el término VFRT.

$$\beta = \sqrt{K_H / K_V}$$

$$\text{para } L > h \text{ y } \left(\frac{L}{2} \right) < 0.9 r_{eH}$$

Para calcular el radio de drenaje (r_{eH}) del pozo horizontal, se asume que la fase fluente es petróleo proveniente de un área elíptica con su eje mayor igual a $2a$. Esto se reduce a:

$$r_{eH} = \sqrt{ab} \quad (2)$$

donde a y b son los ejes mayor y menor de una elipse drenada, **Fig. 2**. Sin embargo, $+L/2$ y $-L/2$ representa el foco de una elipse drenada. Usando las propiedades de una elipse deducimos que:

$$b = \sqrt{a^2 - (L/2)^2} \quad (3)$$

Sustituyendo la ecuación (3) en (2) se tiene:

$$r_{eH} = a \left[1 - (L/2a)^2 \right]^{1/4} \quad \text{ó} \quad a = (L/2) \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_{eH}}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\}^{0.5} \quad (4)$$

si $L/2a \ll 1$ entonces $r_{eH} \approx a$

La ecuación para pozo vertical es:

$$q_v = \frac{7.08 K_H h \Delta P}{\mu \beta_o \text{Ln} \left(\frac{r_{eH}}{r_w} \right)} \quad (5)$$

La relación del índice de productividad para los pozos horizontal y vertical es:

$$\frac{(IP)_H}{(IP)_V} = \frac{\text{Ln} \left(\frac{r_{eH}}{r_w} \right)}{\text{Ln} \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{\beta h}{L} \text{Ln} \left(\frac{\beta h}{2r_w} \right)}$$

q_H = Tasa de flujo (bls/día)

K_H = Permeabilidad horizontal (Darcy)

- K_v = Permeabilidad vertical (Darcy)
 h = Espesor del reservorio neto (pies)
 ΔP = Caída de Presión (PSI)
 μ = Viscosidad (cp)
 β_o = Factor de Volumen de Formación (Bls/STB)
 L = Longitud horizontal del pozo (pies)
 r_w = Radio del pozo (pies)
 r_{eH} = Radio de drenaje (pies)
 IP_H = Índice de Productividad Horizontal (Bls/d/PSI)
 IP_V = Índice de Productividad Vertical (Bls/d/PSI)
 β = Raíz cuadrada de la razón de permeabilidad $\sqrt{K_H/K_V}$
 a = Mitad del eje mayor de una elipse drenada (pies)
 b = Mitad del eje menor de una elipse drenada (pies)

ESQUEMA DEL VOLUMEN DE DRENAJE DEL POZO HORIZONTAL

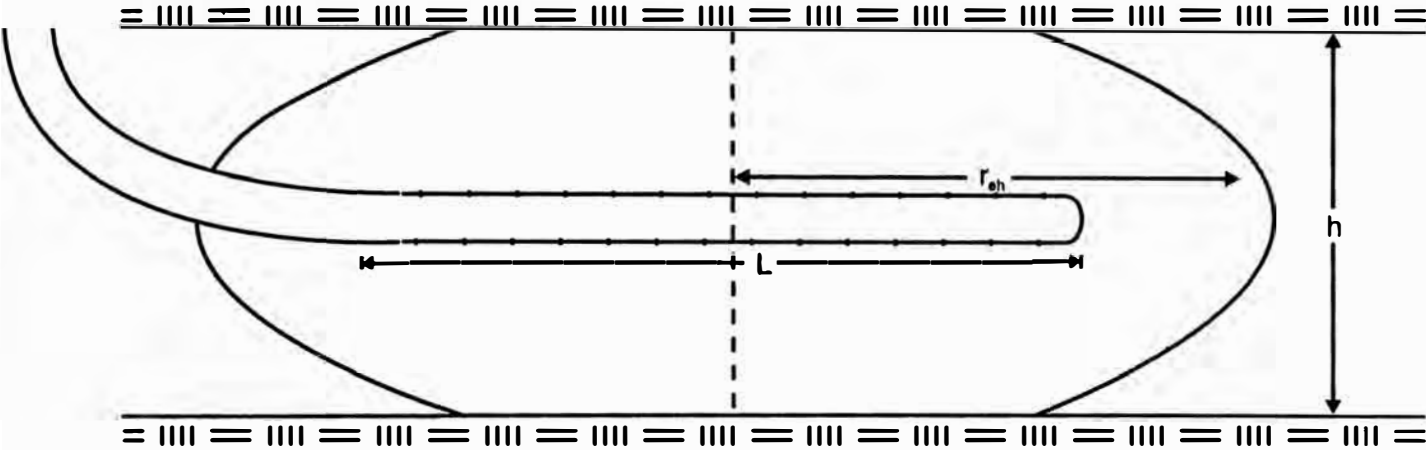


FIG. 1

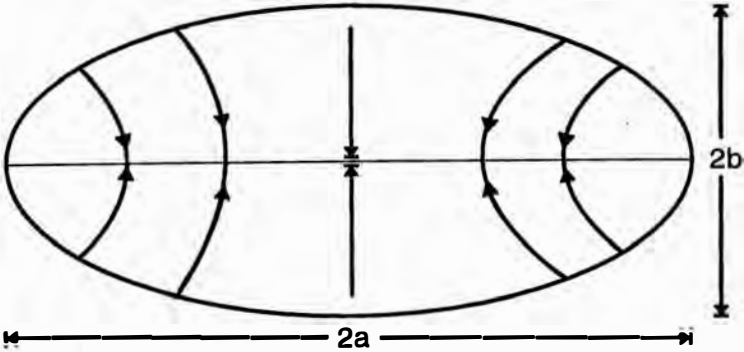


FIG. 2

ANEXO V.2

TABLA 1

**DISEÑO DEL PROGRAMA HIDRAULICO DE LODO
HUECO 17 1/2"**

SECCION		DIAMETRO HUECO (PULG)	DIAMETRO TUBERIA		PESO TUBERIA (LB/PULG)	VELOCIDAD	
TOPE (PIES)	LONGITUD (PIES)		EXTERNO (PULG)	INTERNO (PULG)		TUBERIA (PIES/SEG)	ANULAR (PIES/SEG)
0	72	19.124	5.00	4.276	19.5	16.52	0.89
72	388	17.500	5.00	4.276	19.5	16.52	1.07
460	240	17.500	11.00	3.000	299.0	33.56	1.63
700							

PESO LODO (LB/GAL)	:	9.00
VISCOSIDAD PLASTICA (CP)	:	14.00
ESFUERZO CEDENCIA (LBF/100PIE ²)	:	10.00
TASA FLUJO (GAL/MIN)	:	740.00
PERDIDA PRESION TUBERIA (PSI)	:	206.11
PERDIDA PRESION ANULAR (PSI)	:	2.55
PERDIDA PRESION EQUIPO SUPERFICIE (PSI)	:	68.50
PERDIDA PRESION BROCA (PSI)	:	1,691.50
PERDIDA PRESION TOTAL (PSI)	:	1,968.66
PERDIDA PRESION CIRCULACION (PSI)	:	277.16

TABLA 2

**DISEÑO DEL PROGRAMA HIDRAULICO DE LODO
HUECO 12 1/4" (I)**

SECCION		DIAMETRO HUECO (PULG)	DIAMETRO TUBERIA		PESO TUBERIA (LB/PULG)	VELOCIDAD	
TOPE (PIES)	LONGITUD (PIES)		EXTERNO (PULG)	INTERNO (PULG)		TUBERIA (PIES/SEG)	ANULAR (PIES/SEG)
0	700	12.715	4.50	3.8260	16.6	18.35	1.90
700	1,671	12.250	4.50	3.8260	16.6	18.35	2.07
2,371	510	12.250	9.50	2.8125	220.0	33.95	4.49
2,881							

PESO LODO (LB/GAL)	:	9.40
VISCOSIDAD PLASTICA (CP)	:	18.00
ESFUERZO CEDENCIA (LBF/100PIE ²)	:	12.00
TASA FLUJO (GAL/MIN)	:	658.00
PERDIDA PRESION TUBERIA (PSI)	:	822.45
PERDIDA PRESION ANULAR (PSI)	:	24.01
PERDIDA PRESION EQUIPO SUPERFICIE (PSI)	:	57.64
PERDIDA PRESION BROCA (PSI)	:	1,006.90
PERDIDA PRESION TOTAL (PSI)	:	1,911.00
PERDIDA PRESION CIRCULACION (PSI)	:	904.10

TABLA 3

**DISEÑO DEL PROGRAMA HIDRAULICO DE LODO
HUECO 12 1/4" (II)**

SECCION		DIAMETRO HUECO (PULG)	DIAMETRO TUBERIA		PESO TUBERIA (LB/PULG)	VELOCIDAD	
TOPE (PIES)	LONGITUD (PIES)		EXTERNO (PULG)	INTERNO (PULG)		TUBERIA (PIES/SEG)	ANULAR (PIES/SEG)
0	700	12.715	4.50	3.8260	16.6	12.21	1.26
700	6,687	12.250	4.50	3.8260	16.6	12.21	1.38
7,387	360	12.250	9.00	2.8125	195.0	22.60	2.59
7,747	450	12.250	9.50	2.8125	220.0	22.60	2.99
8,197							

PESO LODO (LB/GAL)	:	9.80
VISCOSIDAD PLASTICA (CP)	:	18.00
ESFUERZO CEDENCIA (LBF/100PIE ²)	:	12.00
TASA FLUJO (GAL/MIN)	:	438.00
PERDIDA PRESION TUBERIA (PSI)	:	973.90
PERDIDA PRESION ANULAR (PSI)	:	54.10
PERDIDA PRESION EQUIPO SUPERFICIE (PSI)	:	49.73
PERDIDA PRESION BROCA (PSI)	:	258.23
PERDIDA PRESION TOTAL (PSI)	:	1,335.96
PERDIDA PRESION CIRCULACION (PSI)	:	1,077.73

TABLA 4

**DISEÑO DEL PROGRAMA HIDRAULICO DE LODO
HUECO 8 1/2"**

SECCION		DIAMETRO HUECO (PULG)	DIAMETRO TUBERIA		PESO TUBERIA (LB/PULG)	VELOCIDAD	
TOPE (PIES)	LONGITUD (PIES)		EXTERNO (PULG)	INTERNO (PULG)		TUBERIA (PIES/SEG)	ANULAR (PIES/SEG)
0	4,800	8.835	4.50	3.64	20.0	9.24	2.12
4,800	1,700	8.755	4.50	3.64	20.0	9.24	2.17
6,500	1,380	8.681	4.50	3.64	20.0	9.24	2.22
7,880	317	8.681	4.50	2.75	42.0	16.20	2.22
8,197	910	8.500	4.50	2.75	42.0	16.20	2.35
9,107							

PESO LODO (LB/GAL)	:	11.20
VISCOSIDAD PLASTICA (CP)	:	25.00
ESFUERZO CEDENCIA (LBF/100PIE ²)	:	18.00
TASA FLUJO (GAL/MIN)	:	300.00
PERDIDA PRESION TUBERIA (PSI)	:	856.75
PERDIDA PRESION ANULAR (PSI)	:	146.65
PERDIDA PRESION EQUIPO SUPERFICIE (PSI)	:	28.33
PERDIDA PRESION BROCA (PSI)	:	267.27
PERDIDA PRESION TOTAL (PSI)	:	1,299.00
PERDIDA PRESION CIRCULACION (PSI)	:	1,031.73

TABLA 5

**DISEÑO DEL PROGRAMA HIDRAULICO DE LODO
HUECO 6"**

SECCION		DIAMETRO HUECO (PULG)	DIAMETRO TUBERIA		PESO TUBERIA (LB/PULG)	VELOCIDAD	
TOPE (PIES)	LONGITUD (PIES)		EXTERNO (PULG)	INTERNO (PULG)		TUBERIA (PIES/SEG)	ANULAR (PIES/SEG)
0	4,800	8.835	3.50	2.602	15.5	8.80	0.91
4,800	1,700	8.755	3.50	2.602	15.5	8.80	0.93
6,500	1,297	8.681	3.50	2.602	15.5	8.80	0.94
7,797	100	8.681	4.50	2.750	42.0	7.88	1.08
7,897	300	8.681	4.50	2.750	42.0	7.88	3.31
8,197	50	6.184	4.50	2.750	42.0	7.88	3.31
8,247	850	6.184	4.00	2.563	30.0	9.07	2.68
9,097	1,000	6.000	4.00	2.563	30.0	9.07	2.98
10,097							

PESO LODO (LB/GAL)	:	9.30
VISCOSIDAD PLASTICA (CP)	:	27.00
ESFUERZO CEDENCIA (LBF/100PIE ²)	:	20.00
TASA FLUJO (GAL/MIN)	:	146.00
PERDIDA PRESION TUBERIA (PSI)	:	763.07
PERDIDA PRESION ANULAR (PSI)	:	207.05
PERDIDA PRESION EQUIPO SUPERFICIE (PSI)	:	16.97
PERDIDA PRESION BROCA (PSI)	:	235.24
PERDIDA PRESION TOTAL (PSI)	:	1,222.33
PERDIDA PRESION CIRCULACION (PSI)	:	987.09

ANEXO V.3

TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE 13 3/8"

CALCULO DE PRESION MINIMA DE COLAPSO

D = DIAMETRO NOMINAL EXTERNO (PULG)

d = DIAMETRO NOMINAL INTERNO (PULG)

t = ESPESOR NOMINAL DE LA TUBERIA (PULG)

Y_p = MINIMO ESFUERZO CEDENCIA (PSI)

D/t = RAZON CRITICA

F y G = COEFICIENTES EMPIRICOS API PARA DETERMINAR PRESIONES DE COLAPSO

CONDICION	D (PULG)	t (PULG)	D/t	CONSTANTES		Y _p (PSI)	P _c (PSI)
				F	G		
H-40	13.375	0.33	40.53	2.063	0.0325	40,000	736

$$P_{TC} = Y_p * [F / (D/t) - G]$$

PARA

$$27.01 < D/t < 42.64$$

FORMULA PARA CALCULAR LA MINIMA PRESION COLAPSO DEL CUERPO DE LA TUBERIA EN LA ZONA DE TRANSICION ELASTICA-PLASTICA CON TENSION AXIAL CERO.

CALCULO DE PRESION MINIMA INTERNA Y TENSION

CONDICION	D (PULG)	d (PULG)	t (PULG)	t/D	Y _p (PSI)	P _i (PSI)	T (LBS)
H-40	13.375	12.715	0.33	0.0247	40,000	1,976	540,965

$$P_i = [2 * Y_p * (t/D)]$$

FORMULA PARA CALCULAR LA MINIMA PRESION INTERNA DEL CUERPO DE LA TUBERIA

$$T = 0.7854 * [D^2 - d^2] * Y_p$$

FORMULA PARA CALCULAR LA MINIMA TENSION DEL CUERPO DE LA TUBERIA

PROPIEDADES FISICAS MECANICAS CALCULADAS

CONDICION	D (PULG)	PESO TUBERIA (LB/PIE)	PRESION MINIMA (PSI)				TENSION (LBS)	
			COLAPSO		INTERNA		FS = 1	FS = 1.8
			FS = 1	FS = 1.125	FS = 1	FS = 1.1		
H-40	13.375	48.00	736	654	1,976	1,796	540,965	300,536

DISEÑO POR COLAPSO CASING 13 3/8"

PROFUNDIDAD VERTICAL AL FONDO DE CADA SECCION (PIES)	SELECCION DE GRADO BASADO EN EL COLAPSO	PRESION AL FONDO DE CADA SECCION (PSI)	FS = <u>MAX. COLAPSO PRES. FONDO</u> (1.0 - 1.125)
		[0.052*W*DS]	
700	H-40,48#,8RD	0.052*9.0*700 327.6	<u>736</u> =2.25 327.6

W = PESO LODO (LB/GAL)

DS = PROFUNDIDAD VERTICAL AL FONDO DE CADA SECCION (PIES)

DISEÑO POR ESTALLIDO o PRESION INTERNA CASING 13 3/8"

PROFUNDIDAD VERTICAL DE ASENTAMIENTO CASING (PIES)	700
PROFUNDIDAD MEDIDA DE ASENTAMIENTO CASING (PIES)	700
PESO LODO DESPLAZAMIENTO (LB/GAL)	9.0
PRESION EN SUPERFICIE ESTIMADO (PSI)	156.20
GRADIENTE PORO (PSI/PIE)	0.45
PRESION HIDROSTATICA (PSI)	327.6
DENSIDAD EQUIVALENTE (LB/GAL)	13.29
PRESION EXTERNA EN SUPERFICIE (PSI)	0
PRESION EXTERNA A LA PROFUNDIDAD ASENTAMIENTO CASING (PSI)	483.76
PRESION DIFERENCIAL DE ESTALLIDO EN SUPERFICIE (PSI)	315.00
PRESION DIFERENCIAL A LA PROFUNDIDAD ASENTAMIENTO CASING (PSI)	168.8
PRESION DIFERENCIAL APROXIMADO PARA EL CALCULO (PSI)	200

PROFUNDIDAD VERTICAL AL FONDO DE CADA SECCION (PIES)	SELECCION DE GRADO BASADO EN EL ESTALLIDO	PRESION DIFERENCIAL APROXIMADO (PSI)	FS = <u>MAX. ESTALLIDO PRES. DIF. APROX.</u> (1.0 - 1.1)
700	H-40,48#,8RD	200	<u>1,976</u> =9.88 200

DISEÑO POR TENSION CASING 13 3/8"

PROFUNDIDAD (PIES)	SELECCION DE GRADO BASADO EN EL COLAPSO Y ESTALLIDO	PESO TOTAL AL TOPE DE CADA SECCION (10 ³ LB)	PESO FLOTACION AL TOPE DE CADA SECCION (10 ³ LB)	ESFUERZO CURVATURA (BENDING) (10 ³ LB)	ESFUERZO CHOQUE (SHOK LOAD) (10 ³ LB)	FUERZA DE ARRASTRE (DRAG) (10 ³ LB)	TENSION TOTAL (10 ³ LB)	FS = <u>MAX. TENSION</u> TENS. TOTAL (1.6 -1.8)
			[W_a·(1-W/65.4)]	[64.D.W_n.R_c]	[1.04.W_n.V]			
0	H-40, 48 #, 8RD 33.6x1000 LB	0.7x48 33.6	33.6x(1-9/65.4) 28.98	0	1.04x48x1.125 56.16	100	185.14	<u>540.965</u> = 2.92 185.14
700	33.6x1000 LB	33.6 - 33.6 0	28.98 - 33.6 -4.62	0	56.16	100	151.54	<u>540.965</u> = 3.57 151.54

W_a = PESO TOTAL TUBERIA EN EL AIRE (LBS)

W = PESO LODO (LB/GAL)

D = DIAMETRO EXTERNO DE LA TUBERIA (PULG)

W_n = PESO DE LA TUBERIA (LB/PIE)

R_c = RAZON DE CAMBIO (°/100 PIES)

V = VELOCIDAD PROMEDIA DE BAJADA DEL CASING (PIES/SEG)

**CORRECCION DEL COLAPSO POR CARGA AXIAL
ESFUERZOS BIAXIALES
CASING 13 3/8", H-40, 48 #, 8RD**

CALCULO DE VALORES NOMINALES

D	= DIAMETRO EXTERNO DE LA TUBERIA (PULG)	13.375
d	= DIAMETRO INTERNO DE LA TUBERIA (PULG)	12.715
t	= ESPESOR DE LA TUBERIA (PULG)	0.33
D/t	= RAZON CRITICA	40.53
S	= AREA TRANSVERSAL DE LA TUBERIA (PULG ²)	13.524
s	= ESFUERZO AXIAL (PSI)	0.00
Y _p	= MINIMO ESFUERZO CEDENCIA (PSI)	40,000
P _c	= PRESION COLAPSO (PSI)	736
TIPO DE COLAPSO = COLAPSO TRANSICIONAL		

$$S = \pi(D^2 - d^2)/4$$

DATOS ADICIONALES

CSD	= PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DEL ZAPATO (PIES)	700
W	= PESO LODO (LB/GAL)	9.00
PN	= PROFUNDIDAD DEL PUNTO NEUTRO (PIES)	603.7
W _n	= PESO DE LA TUBERIA (LB/PIE)	48.00
T	= TENSION ACTUANTE (LBS)	28,978

$$PN = CSD \cdot (1 - W/65.4)$$

$$T = PN \cdot W_n$$

CALCULO CON TENSION ADICIONAL

D/t	= RAZON CRITICA	40.53
S	= AREA TRANSVERSAL DE LA TUBERIA (PULG ²)	13.524
s _a	= ESFUERZO AXIAL ADICIONAL (PSI)	2,143
Y _{Pa}	= NUEVO VALOR ESFUERZO CEDENCIA (PSI)	38,885
F	= COEFICIENTE EMPIRICO API CORREGIDO	2.0727
G	= COEFICIENTE EMPIRICO API CORREGIDO	0.0323
P _{cb}	= PRESION COLAPSO BIAXIAL (PSI)	733
TIPO DE COLAPSO = COLAPSO TRANSICIONAL		

$$s_a = T/S$$

$$Y_{Pa} = \{[1 - 0.75 \cdot (s_a/Y_P)^2]^{1/2} - 0.5 \cdot (s_a/Y_P)\} \cdot Y_P$$

$$P_{cb} = Y_{Pa} \cdot [F/(D/t) - G]$$

TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE 9 5/8"

CALCULO DE PRESIONES MINIMAS DE COLAPSO

D = DIAMETRO NOMINAL EXTERNO (PULG)

d = DIAMETRO NOMINAL INTERNO (PULG)

t = ESPESOR NOMINAL DE LA TUBERIA (PULG)

Y_p = MINIMO ESFUERZO CEDENCIA (PSI)

D/t = RAZON CRITICA

A, B, C, F y G = COEFICIENTES EMPIRICOS API PARA DETERMINAR PRESIONES DE COLAPSO

COND.	D (PULG)	t (PULG)	D/t	CONSTANTES					Y_p (PSI)	P_c (PSI)
				A	B	C	F	G		
C-75	9.625	0.395	24.37	-	-	-	1.990	0.0418	75,000	2,990
C-75	9.625	0.435	22.13	3.054	0.0642	1,806	-	-	75,000	3,731
N-80	9.625	0.472	20.39	3.071	0.0667	1,955	-	-	80,000	4,757

$$P_{TC} = Y_p * [F/(D/t) - G] \quad \text{PARA} \quad 22.91 < D/t < 32.05$$

$$P_{PC} = Y_p * [A/(D/t) - B] - C \quad \text{PARA} \quad 13.38 < D/t < 22.47 \quad \text{Y} \quad 13.60 < D/t < 22.91$$

FORMULA PARA CALCULAR LA MINIMA PRESION COLAPSO DEL CUERPO DE LA TUBERIA EN LA ZONA DE TRANSICION ELASTICA-PLASTICA CON TENSION AXIAL CERO.

CALCULO DE PRESIONES MINIMAS INTERNA Y TENSION

COND.	D (PULG)	d (PULG)	t (PULG)	t/D	Y_p (PSI)	P_i (PSI)	T (LBS)
C-75	9.625	8.835	0.395	0.0410	75,000	6,150	859,035
C-75	9.625	8.755	0.435	0.0452	75,000	6,750	941,926
N-80	9.625	8.681	0.472	0.0490	80,000	7,840	1,085,791

$$P_i = [2 * Y_p * (t/D)]$$

FORMULA PARA CALCULAR LA MINIMA PRESION INTERNA DEL CUERPO DE LA TUBERIA

$$T = 0.7854 * [D^2 - d^2] * Y_p$$

FORMULA PARA CALCULAR LA MINIMA TENSION DEL CUERPO DE LA TUBERIA

PROPIEDADES FISICAS MECANICAS CALCULADAS

COND.	D (PULG)	PESO TUB. (LB/PIE)	PRESION MINIMA (PSI)				TENSION (LBS)	
			COLAPSO		INTERNA		FS = 1	FS = 1.8
			FS = 1	FS = 1.125	FS = 1	FS = 1.1		
C-75	9.625	40.00	2,990	2,658	6,150	5,591	859,035	477,242
C-75	9.625	43.50	3,731	3,316	6,750	6,136	941,926	523,292
N-80	9.625	47.00	4,757	4,228	7,840	7,127	1,085,791	603,217

DISEÑO POR COLAPSO CASING 9 5/8"

PROFUNDIDAD VERTICAL AL FONDO DE CADA SECCION (PIES)	SELECCION DE GRADO BASADO EN EL COLAPSO	PRESION AL FONDO DE CADA SECCION (PSI)	FS = <u>MAX. COLAPSO</u> PRES. FONDO (1.0 - 1.125)
		[0.052*W*DS]	
4,800	C-75,40#,BUTT	0.052*9.8*4800 2,446.08	<u>2,990</u> =1.222 2,446.08
6,500	C-75,43.5#,8RD	0.052*9.8*6500 3,312.40	<u>3,731</u> =1.126 3,312.40
8,197	N-80,47#,8RD	0.052*9.8*8197 4,177.19	<u>4,757</u> =1.139 4,177.19

W = PESO LODO (LB/GAL)

DS = PROFUNDIDAD VERTICAL AL FONDO DE CADA SECCION (PIES)

DISEÑO POR ESTALLIDO o PRESION INTERNA CASING 9 5/8"

PROFUNDIDAD VERTICAL DE ASENTAMIENTO CASING (PIES)	8,197
PROFUNDIDAD MEDIDA DE ASENTAMIENTO CASING (PIES)	8,197
PESO LODO DESPLAZAMIENTO (LB/GAL)	9.8
PRESION EN SUPERFICIE ESTIMADO (PSI)	1,923.94
GRADIENTE PORO (PSI/PIE)	0.45
PRESION HIDROSTATICA (PSI)	4,177.2
DENSIDAD EQUIVALENTE (LB/GAL)	14.31
PRESION EXTERNA EN SUPERFICIE (PSI)	0
PRESION EXTERNA A LA PROFUNDIDAD ASENTAMIENTO CASING (PSI)	3,688.65
PRESION DIFERENCIAL DE ESTALLIDO EN SUPERFICIE (PSI)	6,099.55
PRESION DIFERENCIAL A LA PROFUNDIDAD ASENTAMIENTO CASING (PSI)	2,410.9
PRESION DIFERENCIAL APROXIMADO PARA EL CALCULO (PSI)	2,500

PROFUNDIDAD VERTICAL AL FONDO DE CADA SECCION (PIES)	SELECCION DE GRADO BASADO EN EL ESTALLIDO	PRESION DIFERENCIAL APROXIMADO (PSI)	FS = <u>MAX. ESTALLIDO</u> PRES. DIF. APROX. (1.0 - 1.1)
4,800	C-75,40#,BUTT	2,500	<u>6,150</u> =2.46 2,500
6,500	C-75,43.5#,8RD	2,500	<u>6,750</u> =2.70 2,500
8,197	N-80,47#,8RD	2,500	<u>7,840</u> =3.14 2,500

DISEÑO POR TENSION CASING 9 5/8"

PROFUNDIDAD (PIES)	SELECCION DE GRADO BASADO EN EL COLAPSO Y ESTALLIDO	PESO TOTAL AL TOPE DE CADA SECCION (10 ³ LB)	PESO FLOTACION AL TOPE DE CADA SECCION (10 ³ LB)	ESFUERZO CURVATURA (BENDING) (10 ³ LB)	ESFUERZO CHOQUE (SHOK LOAD) (10 ³ LB)	FUERZA DE ARRASTRE (DRAG) (10 ³ LB)	TENSION TOTAL (10 ³ LB)	FS <u>MAX. TENSION</u> TENS. TOTAL
			$[W_a \cdot (1 - W/65.4)]$	$[64 \cdot D \cdot W_n \cdot R_c]$	$[1.04 \cdot W_n \cdot V]$			
0	C-75, 40 #, BUTT 192x1000 LB	345.709	345.709x(1-9.8/65.4) 293.9	0	1.04x40x1.125 46.8	100	440.7	$\frac{859.035}{440.7} = 1.949$
4800	C-75, 43.5 #, 8RD 73.95x1000 LB	345.709 - 192 153.709	293.9 - 192 101.9	0	1.04x43.5x1.125 50.895	100	252.795	$\frac{941.926}{252.795} = 3.726$
6500	N-80, 47 #, 8RD 79.759x1000 LB	153.709 - 73.95 79.759	101.9 - 73.95 27.95	0	1.04x47x1.125 54.99	100	182.94	$\frac{1085.791}{182.940} = 5.935$
8197	79.759x1000 LB	79.759 - 79.759 0	27.95 - 79.759 -51.809	0	54.99	100	103.181	$\frac{1085.791}{103.181} = 10.523$

W_a = PESO TOTAL TUBERIA EN EL AIRE (LBS)

W = PESO LODO (LB/GAL)

D = DIAMETRO EXTERNO DE LA TUBERIA (PULG)

W_n = PESO DE LA TUBERIA (LB/PIE)

R_c = RAZON DE CAMBIO (°/100 PIES)

V = VELOCIDAD PROMEDIA DE BAJADA DEL CASING (PIES/SEG)

**CORRECCION DEL COLAPSO POR CARGA AXIAL
ESFUERZOS BIAXIALES
CASING 9 5/8", N-80, 47 #, 8RD**

CALCULO DE VALORES NOMINALES

D	= DIAMETRO EXTERNO DE LA TUBERIA (PULG)	9.625
d	= DIAMETRO INTERNO DE LA TUBERIA (PULG)	8.681
t	= ESPESOR DE LA TUBERIA (PULG)	0.472
D/t	= RAZON CRITICA	20.39
S	= AREA TRANSVERSAL DE LA TUBERIA (PULG ²)	13.572
s	= ESFUERZO AXIAL (PSI)	0.00
Y _p	= MINIMO ESFUERZO CEDENCIA (PSI)	80,000
P _c	= PRESION COLAPSO (PSI)	4,757
TIPO DE COLAPSO = COLAPSO TRANSICIONAL		

$$S = \pi(D^2 - d^2)/4$$

DATOS ADICIONALES

CSD	= PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DEL ZAPATO (PIES)	8,197
W	= PESO LODO (LB/GAL)	9.80
PN	= PROFUNDIDAD DEL PUNTO NEUTRO (PIES)	6,968.7
W _n	= PESO DE LA TUBERIA (LB/PIE)	47.00
T	= TENSION ACTUANTE (LBS)	327,529

$$PN = CSD \cdot (1 - W/65.4)$$

$$T = PN \cdot W_n$$

CALCULO CON TENSION ADICIONAL

D/t	= RAZON CRITICA	20.39
S	= AREA TRANSVERSAL DE LA TUBERIA (PULG ²)	13.572
s _a	= ESFUERZO AXIAL ADICIONAL (PSI)	24,133
Y _{Pa}	= NUEVO VALOR ESFUERZO CEDENCIA (PSI)	65,155
A	= COEFICIENTE EMPIRICO API CORREGIDO	3.0215
B	= COEFICIENTE EMPIRICO API CORREGIDO	0.0592
C	= COEFICIENTE EMPIRICO API CORREGIDO	1,510.94
P _{cb}	= PRESION COLAPSO BIAxIAL (PSI)	4,287
TIPO DE COLAPSO = COLAPSO PLASTICO		

$$s_a = T/S$$

$$Y_{Pa} = \{[1 - 0.75 \cdot (s_a/Y_p)^2]^{1/2} - 0.5 \cdot (s_a/Y_p)\} \cdot Y_p$$

$$P_{cb} = Y_{Pa} \cdot [A/(D/t) - B] - C$$

TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE 7"

CALCULO DE PRESION MINIMA DE COLAPSO

D = DIAMETRO NOMINAL EXTERNO (PULG)

d = DIAMETRO NOMINAL INTERNO (PULG)

t = ESPESOR NOMINAL DE LA TUBERIA (PULG)

Y_p = MINIMO ESFUERZO CEDENCIA (PSI)

D/t = RAZON CRITICA

A, B y C = COEFICIENTES EMPIRICOS API PARA DETERMINAR PRESIONES DE COLAPSO

CONDICION	D (PULG)	t (PULG)	D/t	CONSTANTES			Y _p (PSI)	P _c (PSI)
				A	B	C		
N-80	7.00	0.408	17.16	3.071	0.0667	1,955	80,000	7,026

$$P_{PC} = Y_p * [A/(D/t) - B] - C \quad \text{PARA} \quad 13.38 < D/t < 22.47$$

FORMULA PARA CALCULAR LA MINIMA PRESION COLAPSO DEL CUERPO DE LA TUBERIA EN LA ZONA PLASTICA CON TENSION AXIAL CERO.

CALCULO DE PRESION MINIMA INTERNA Y TENSION

CONDICION	D (PULG)	d (PULG)	t (PULG)	t/D	Y _p (PSI)	P _i (PSI)	T (LBS)
N-80	7.00	6.184	0.408	0.058	80,000	9,280	675,956

$$P_i = [2 * Y_p * (t/D)]$$

FORMULA PARA CALCULAR LA MINIMA PRESION INTERNA DEL CUERPO DE LA TUBERIA

$$T = 0.7854 * [D^2 - d^2] * Y_p$$

FORMULA PARA CALCULAR LA MINIMA TENSION DEL CUERPO DE LA TUBERIA

PROPIEDADES FISICAS MECANICAS CALCULADAS

CONDICION	D (PULG)	PESO TUBERIA (LB/PIE)	PRESION MINIMA (PSI)				TENSION (LBS)	
			COLAPSO		INTERNA		FS = 1	FS = 1.8
			FS = 1	FS = 1.125	FS = 1	FS = 1.1		
N-80	7.00	29.00	7,026	6,245	9,280	8,436	675,956	375,531

DISEÑO POR COLAPSO CASING 7"

PROFUNDIDAD VERTICAL AL FONDO DE CADA SECCION (PIES)	SELECCION DE GRADO BASADO EN EL COLAPSO	PRESION AL FONDO DE CADA SECCION (PSI)	FS = <u>MAX. COLAPSO</u> PRES. FONDO (1.0 - 1.125)
		[0.052*W*DS]	
8,770	N-80,29#,8RD	0.052*11.2*8770 5,107.65	<u>7.026</u> =1.376 5,107.65

W = PESO LODO (LB/GAL)

DS = PROFUNDIDAD VERTICAL AL FONDO DE CADA SECCION (PIES)

DISEÑO POR ESTALLIDO o PRESION INTERNA CASING 7"

PROFUNDIDAD VERTICAL DE ASENTAMIENTO CASING (PIES)	8,770
PROFUNDIDAD MEDIDA DE ASENTAMIENTO CASING (PIES)	9,097
PESO LODO DESPLAZAMIENTO (LB/GAL)	11.2
PRESION EN SUPERFICIE ESTIMADO (PSI)	143.98
GRADIENTE PORO (PSI/PIE)	0.45
GRADIENTE GAS APROX. (PSI/PIE)	0.10
PRESION HIDROSTATICA (PSI)	5,107.65
DENSIDAD EQUIVALENTE (LB/GAL)	11.52
PRESION EXTERNA EN SUPERFICIE (PSI)	0
PRESION EXTERNA A LA PROFUNDIDAD ASENTAMIENTO CASING (PSI)	3,946.50
PRESION DIFERENCIAL DE ESTALLIDO EN SUPERFICIE (PSI)	4,376.60
PRESION DIFERENCIAL A LA PROFUNDIDAD ASENTAMIENTO CASING (PSI)	1,307.1
PRESION DIFERENCIAL APROXIMADO PARA EL CALCULO (PSI)	1,500

PROFUNDIDAD VERTICAL AL FONDO DE CADA SECCION (PIES)	SELECCION DE GRADO BASADO EN EL ESTALLIDO	PRESION DIFERENCIAL APROXIMADO (PSI)	FS = <u>MAX. ESTALLIDO</u> PRES. DIF. APROX. (1.0 - 1.1)
8,770	N-80,29#,8RD	1,500	<u>7.026</u> =4.68 1,500

DISEÑO POR TENSION CASING 7"

PROFUNDIDAD (PIES)	SELECCION DE GRADO BASADO EN EL COLAPSO Y ESTALLIDO	PESO TOTAL AL TOPE DE CADA SECCION (10 ³ LB)	PESO FLOTACION AL TOPE DE CADA SECCION (10 ³ LB)	ESFUERZO CURVATURA (BENDING) (10 ³ LB)	ESFUERZO CHOQUE (SHOK LOAD) (10 ³ LB)	FUERZA DE ARRASTRE (DRAG) (10 ³ LB)	TENSION TOTAL (10 ³ LB)	FS = <u>MAX. TENSION</u> TENS. TOTAL
			$[W_a \cdot (1 - W/65.4)]$	$[64 \cdot D \cdot W_n \cdot R_c \cdot 10^{-3}]$	$[1.04 \cdot W_n \cdot V]$			
7897	N-80, 29 #, 8RD 34.8x1000 LB	1.200x23 34.8	34.8x(1-11.2/65.4) 28.84	64x7x29x10 129.92	1.04x29x1.125 33.93	100	292.69	$\frac{675.956}{292.69} = 2.309$
9097	34.8x1000 LB	34.8 - 34.8 0	28.84 - 34.8 -5.96	129.92	33.93	100	257.89	$\frac{675.956}{257.89} = 2.621$

W_a = PESO TOTAL TUBERIA EN EL AIRE (LBS)

W = PESO LODO (LB/GAL)

D = DIAMETRO EXTERNO DE LA TUBERIA (PULG)

W_n = PESO DE LA TUBERIA (LB/PIE)

R_c = RAZON DE CAMBIO (°/100 PIES)

V = VELOCIDAD PROMEDIA DE BAJADA DEL CASING (PIES/SEG)

**CORRECCION DEL COLAPSO POR CARGA AXIAL
ESFUERZOS BIAXIALES
CASING 7", N-80, 29 #, 8RD**

CALCULO DE VALORES NOMINALES

D	= DIAMETRO EXTERNO DE LA TUBERIA (PULG)	7.000
d	= DIAMETRO INTERNO DE LA TUBERIA (PULG)	6.184
t	= ESPESOR DE LA TUBERIA (PULG)	0.408
D/t	= RAZON CRITICA	17.16
S	= AREA TRANSVERSAL DE LA TUBERIA (PULG ²)	8.449
s	= ESFUERZO AXIAL (PSI)	0.00
Y _p	= MINIMO ESFUERZO CEDENCIA (PSI)	80,000
P _c	= PRESION COLAPSO (PSI)	7,026
TIPO DE COLAPSO = COLAPSO PLASTICO		

$$S = \pi(D^2 - d^2)/4$$

DATOS ADICIONALES

CSD	= DIFERENCIA PROF. DE ASENT. ZAPATO 9097 y 7897 (PIES)	1,200
W	= PESO LODO (LB/GAL)	11.20
PN	= PROFUNDIDAD DEL PUNTO NEUTRO (PIES)	994.5
W _n	= PESO DE LA TUBERIA (LB/PIE)	29.00
T	= TENSION ACTUANTE (LBS)	28,841

$$PN = CSD \cdot (1 - W/65.4)$$

$$T = PN \cdot W_n$$

CALCULO CON TENSION ADICIONAL

D/t	= RAZON CRITICA	17.16
S	= AREA TRANSVERSAL DE LA TUBERIA (PULG ²)	8.449
s _a	= ESFUERZO AXIAL ADICIONAL (PSI)	3,413
Y _{Pa}	= NUEVO VALOR ESFUERZO CEDENCIA (PSI)	78,239
A	= COEFICIENTE EMPIRICO API CORREGIDO	3.0647
B	= COEFICIENTE EMPIRICO API CORREGIDO	0.0658
C	= COEFICIENTE EMPIRICO API CORREGIDO	1,902.62
P _{cb}	= PRESION COLAPSO BIAxIAL (PSI)	6,922
TIPO DE COLAPSO = COLAPSO PLASTICO		

$$s_a = T/S$$

$$Y_{Pa} = \{[1 - 0.75 \cdot (s_a/Y_p)^2]^{1/2} - 0.5 \cdot (s_a/Y_p)\} \cdot Y_p$$

$$P_{cb} = Y_{Pa} \cdot [A/(D/t) - B] - C$$

ANEXO V.4

ANEXO V.4

DISEÑO DEL PROGRAMA DE CEMENTACION

TUBERIA DE REVESTIMIENTO 13 3/8"

DATOS GENERALES

PROFUNDIDAD TOTAL POZO (PIES)	: 710
PROFUNDIDAD ZAPATO (PIES)	: 700
COLLAR FLOTADOR (PIES)	: 640
TOPE CEMENTO (PIES)	: 0
PROFUNDIDAD CEMENTO NETO (PIES)	: 700
DIAMETRO HUECO (PULG)	: 17.5
DIAMETRO EXTERIOR FORROS (PULG)	: 13.375
DIAMETRO INTERIOR FORROS (PULG)	: 12.715
PESO TUBERIA (LB/PIE)	: 48

DESCRIPCION POZO

DIAMETRO (PULG)	DESDE (PIES)	HASTA (PIES)
19.124	0	72
17.500	72	700

DESCRIPCION ANULAR ENTUBADO

DESDE (PIES)	HASTA (PIES)	DIAM. INT. CSG (PULG)	DIAM. EXT. CSG (PULG)	VOLUMEN (PIE ³ /PIE)
0	72	19.124	13.375	1.1090

ANULAR DEL HUECO

DESDE (PIES)	HASTA (PIES)	DIAM. HUECO (PULG)	DIAM. EXT. CSG (PULG)	VOLUMEN (PIE ³ /PIE)
72	500	17.500	13.375	0.6946
500	700	17.500	13.375	0.6946

FLUIDOS

LAVADOR o ESPACIADOR

VOLUMEN (GAL)	: 420	VOLUMEN (BBL)	: 10
DENSIDAD (LB/GAL)	: 8.4	DENSIDAD (G/ML)	: 1.008
RAZON MEZCLA (BPM)	: 5.0	VOLUMEN AGUA (BBL)	: 20
VISCOSIDAD(CP)	: 1.0		

MEZCLAS

MEZCLA DE RELLENO - 8% GEL

CEMENTO CLASE "A"			
CEMENTO (SACOS)	: 290	CEDENCIA (PIE ³ /SX)	: 1.28
DENSIDAD (LB/GAL)	: 13.13	DENSIDAD (G/ML)	: 1.578
VOLUMEN MEZCLA (GAL)	: 2814	VOLUMEN MEZCLA (BBL)	: 67
AGUA (GAL/SX)	: 10.4	VOLUMEN AGUA (BBL)	: 72
PROFUNDIDAD NETA (PIES)	: 500	PROFUNDIDAD TOTAL (PIES)	: 500
RATE MEZCLA (SX/MIN)	: 21.64	RATE MEZCLA (BPM)	: 5
FONDO (PIES)	: 500	TOPE (PIES)	: 0
RENDIMIENTO (PIE ³ /SX)	: 1.916		

PRODUCTOS	CONCENTRACION	CANTIDADES
BENTONITA	8.0 %	2180.8 LBS

MEZCLA PRINCIPAL - 0% GEL

CEMENTO CLASE "A"			
CEMENTO (SACOS)	: 238	CEDENCIA (PIE ³ /SX)	: 0.806
DENSIDAD (LB/GAL)	: 15.69	DENSIDAD (G/ML)	: 1.884
VOLUMEN MEZCLA (GAL)	: 1428	VOLUMEN MEZCLA (BBL)	: 34
AGUA (GAL/SX)	: 5.2	VOLUMEN AGUA (BBL)	: 29
PROFUNDIDAD NETA (PIES)	: 200	PROFUNDIDAD TOTAL (PIES)	: 200
RATE MEZCLA (SX/MIN)	: 35.0	RATE MEZCLA (BPM)	: 5
FONDO (PIES)	: 700	TOPE (PIES)	: 500
RENDIMIENTO (PIE ³ /SX)	: 1.2099		

PRODUCTOS	CONCENTRACION	CANTIDADES
NaCl	5.0 %	1118.6 LBS

FLUIDO PERFORACION

LODO

DENSIDAD (LB/GAL)	: 9.00	DENSIDAD (LB/GAL)	: 1.080
VISCOSIDAD PLASTICA (CP)	: 14.0	PTO. DE CEDENCIA (LBF/100PIE ²)	: 10.0

FLUIDO DE DESPLAZAMIENTO

LODO

VOLUMEN (GAL)	: 4242	VOLUMEN (BBL)	: 101
DENSIDAD (LB/GAL)	: 9.00	VOLUMEN AGUA (BBL)	: 0
PROFUNDIDAD (PIES)	: 640	PTO. DE CEDENCIA (LBF/100PIE ²)	: 10.0
VISCOSIDAD PLASTICA (CP)	: 14.0	TOPE (PIES)	: 0
FONDO (PIES)	: 700		

TASA DE DESPLAZAMIENTO Y TIEMPO DE TRABAJO

VOLUMEN TOTAL DESPLAZAMIENTO (BBL) : 101

VOLUMEN (BBL)	TASA DESPLAZAMIENTO (BPM)	TIEMPO TRANSCURRIDO (MIN)
101	7.00	14.4

TIEMPO DE MEZCLADO (MIN) : 20.2
TIEMPO DE DESPLAZAMIENTO (MIN) : 14.4
FACTOR SEGURIDAD (MIN) : 10.0
TIEMPO DE OPERACION (MIN)
NETO (DESDE MEZCLADO CEMENTO) : 44.6
FACTOR SEGURIDAD (MIN) : 6.0
TOTAL (DESDE BOMBEO PREFLUSH) : 50.6

PRESIONES

PRESION HIDROSTATICA A LA PROFUND. ZAPATO, INTERIOR TUBERIA (PSI) : 348.47
PRESION HIDROSTATICA A LA PROFUND. ZAPATO, ANULAR (PSI) : 504.56
PRESION HIDROSTATICA DIFERENCIAL (PSI) : 156.09
PRESION FINAL EN SUPERFICIE (PSI) : 156.2

TUBERIA DE REVESTIMIENTO 9 5/8"

DATOS GENERALES

PROFUNDIDAD TOTAL POZO (PIES)	: 8207
PROFUNDIDAD ZAPATO (PIES)	: 8197
COLLAR FLOTADOR (PIES)	: 8137
TOPE CEMENTO (PIES)	: 0
PROFUNDIDAD CEMENTO NETO (PIES)	: 8197
DIAMETRO HUECO (PULG)	: 12.25

DESCRIPCION FORROS

CONDICION	DIAMETRO EXT. (PULG)	DIAMETRO INT. (PULG)	PESO TUBERIA (LB/PIE)	DESDE (PIES)	HASTA (PIES)
C-75	9.625	8.835	40.0	0	4800
C-75	9.625	8.755	43.5	4800	6500
N-80	9.625	8.681	47.0	6500	8197

DESCRIPCION POZO

DIAMETRO (PULG)	DESDE (PIES)	HASTA (PIES)
12.715	0	700
12.250	700	8197

DESCRIPCION ANULAR ENTUBADO

DESDE (PIES)	HASTA (PIES)	DIAM. INT. CSG (PULG)	DIAM. EXT. CSG (PULG)	VOLUMEN (PIE ³ /PIE)
0	700	12.715	9.625	0.3765

ANULAR DEL HUECO

DESDE (PIES)	HASTA (PIES)	DIAM. HUECO (PULG)	DIAM. EXT. CSG (PULG)	VOLUMEN (PIE ³ /PIE)
700	6000	12.250	9.625	0.3132
6000	8197	12.250	9.625	0.3132

FLUIDOS

LAVADOR o ESPACIADOR

FLUSH-AGUA + 5%KCI

VOLUMEN (GAL)	: 1260	VOLUMEN (BBL)	: 30
DENSIDAD (LB/GAL)	: 8.5	DENSIDAD (G/ML)	: 1.02
RAZON MEZCLA (BPM)	: 5.0	VOLUMEN AGUA (BBL)	: 30
VISCOSIDAD(CP)	: 1.0		

MEZCLAS

MEZCLA DE RELLENO - 3% GEL

CEMENTO CLASE "H"			
CEMENTO (SACOS)	: 1436	CEDENCIA (PIE ³ /SX)	: 1.34
DENSIDAD (LB/GAL)	: 14.07	DENSIDAD (G/ML)	: 1.689
VOLUMEN MEZCLA (GAL)	: 14406	VOLUMEN MEZCLA (BBL)	: 343
AGUA (GAL/SX)	: 7.45	VOLUMEN AGUA (BBL)	: 255
PROFUNDIDAD NETA (PIES)	: 6000	PROFUNDIDAD TOTAL (PIES)	: 6000
RATE MEZCLA (SX/MIN)	: 20.93	RATE MEZCLA (BPM)	: 5
FONDO (PIES)	: 6000	TOPE (PIES)	: 0
RENDIMIENTO (PIE ³ /SX)	: 1.54		

PRODUCTOS	CONCENTRACION	CANTIDADES
BENTONITA	3.0 %	4049.5 LBS
CFR-2L	0.02 GAL/SX	28.72 GAL
HALAD-9	1.5 %	2024.76 LBS
HR-4	0.05 %	67.49 LBS
D-AIR2	0.2 GAL/BBL	68.51 GAL

MEZCLA PRINCIPAL - 0% GEL

CEMENTO CLASE "H"			
CEMENTO (SACOS)	: 485	CEDENCIA (PIE ³ /SX)	: 1.47
DENSIDAD (LB/GAL)	: 15.03	DENSIDAD (G/ML)	: 1.805
VOLUMEN MEZCLA (GAL)	: 5334	VOLUMEN MEZCLA (BBL)	: 127
AGUA (GAL/SX)	: 7.2	VOLUMEN AGUA (BBL)	: 83
PROFUNDIDAD NETA (PIES)	: 2197	PROFUNDIDAD TOTAL (PIES)	: 2197
RATE MEZCLA (SX/MIN)	: 19.09	RATE MEZCLA (BPM)	: 5
FONDO (PIES)	: 8197	TOPE (PIES)	: 6000
RENDIMIENTO (PIE ³ /SX)	: 1.69		

PRODUCTOS	CONCENTRACION	CANTIDADES
SILICA FLOUR	35 %	15956.5 LBS
CFR-2L	0.1GAL/SX	48.5 GAL
HALAD-9	0.6 %	273.54 LBS
HR-4	0.03 %	13.68 LBS
D-AIR2	0.2 GAL/BBL	24.39 GAL

FLUIDO PERFORACION

LODO

DENSIDAD (LB/GAL)	: 9.80	DENSIDAD (LB/GAL)	: 1.176
VISCOSIDAD PLASTICA (CP)	: 18.0	PTO. DE CEDENCIA (LBF/100PIE ²)	: 12.0

FLUIDO DE DESPLAZAMIENTO

LODO

VOLUMEN (GAL)	: 25620	VOLUMEN (BBL)	: 610
DENSIDAD (LB/GAL)	: 9.80	VOLUMEN AGUA (BBL)	: 0
PROFUNDIDAD (PIES)	: 8137	PTO. DE CEDENCIA (LBF/100PIE ²)	: 12.0
VISCOSIDAD PLASTICA (CP)	: 18.0	TOPE (PIES)	: 0
FONDO (PIES)	: 8197		

TASA DE DESPLAZAMIENTO Y TIEMPO DE TRABAJO

VOLUMEN TOTAL DESPLAZAMIENTO (BBL) : 610

VOLUMEN (BBL)	TASA DESPLAZAMIENTO (BPM)	TIEMPO TRANSCURRIDO (MIN)
610	8.00	76.3

TIEMPO DE MEZCLADO (MIN) : 94.0
TIEMPO DE DESPLAZAMIENTO (MIN) : 76.3
FACTOR SEGURIDAD (MIN) : 10.0
TIEMPO DE OPERACION (MIN)
NETO (DESDE MEZCLADO CEMENTO) : 180.3
FACTOR SEGURIDAD (MIN) : 6.0
TOTAL (DESDE BOMBEO PREFLUSH) : 186.3

PRESIONES

PRESION HIDROSTATICA A LA PROFUND. ZAPATO, INTERIOR TUBERIA (PSI) : 4193.51
PRESION HIDROSTATICA A LA PROFUND. ZAPATO, ANULAR (PSI) : 6106.93
PRESION HIDROSTATICA DIFERENCIAL (PSI) : 1913.42
PRESION FINAL EN SUPERFICIE (PSI) : 1923.94

TUBERIA DE REVESTIMIENTO 7"

DATOS GENERALES

PROFUNDIDAD TOTAL POZO (PIES)	: 9107
PROFUNDIDAD ZAPATO (PIES)	: 9097
COLLAR FLOTADOR (PIES)	: 9037
TOPE CEMENTO (PIES)	: 7897
PROFUNDIDAD CEMENTO NETO (PIES)	: 1200
DIAMETRO HUECO (PULG)	: 8.5

DESCRIPCION FORROS

CONDICION	DIAMETRO EXT. (PULG)	DIAMETRO INT. (PULG)	PESO TUBERIA (LB/PIE)	DESDE (PIES)	HASTA (PIES)
DRILL PIPE	3.5	2.602	15.5	0	7917
N-80	7.0	6.184	29.0	7897	9097

DESCRIPCION POZO

DIAMETRO (PULG)	DESDE (PIES)	HASTA (PIES)
8.835	0	4800
8.755	4800	6500
8.681	6500	8197
8.500	8197	9097

DESCRIPCION ANULAR ENTUBADO

DESDE (PIES)	HASTA (PIES)	DIAM. INT. CSG (PULG)	DIAM. EXT. CSG (PULG)	VOLUMEN (PIE ³ /PIE)
0	4800	8.835	3.5	0.3589
4800	6500	8.755	3.5	0.3512
6500	7897	8.681	3.5	0.3442
7897	8197	8.681	7.0	0.1438

ANULAR DEL HUECO

DESDE (PIES)	HASTA (PIES)	DIAM. HUECO (PULG)	DIAM. EXT. CSG (PULG)	VOLUMEN (PIE ³ /PIE)
8197	8800	8.50	7.0	0.1268
8800	9097	8.50	7.0	0.1268

FLUIDOS

LAVADORES o ESPACIADORES

AGUA + SODA CAUSTICA

VOLUMEN (GAL)	: 1260	VOLUMEN (BBL)	: 30
DENSIDAD (LB/GAL)	: 8.45	DENSIDAD (G/ML)	: 1.014
RAZON MEZCLA (BPM)	: 5.0	VOLUMEN AGUA (BBL)	: 30
VISCOSIDAD (CP)	: 1.0		

AGUA FRESCA

VOLUMEN (GAL)	: 420	VOLUMEN (BBL)	: 10
DENSIDAD (LB/GAL)	: 8.4	DENSIDAD (G/ML)	: 1.008
RAZON MEZCLA (BPM)	: 5.0	VOLUMEN AGUA (BBL)	: 10
VISCOSIDAD (CP)	: 1.0		

LODO PARA LIMPIAR

VOLUMEN (GAL)	: 1680	VOLUMEN (BBL)	: 40
DENSIDAD (LB/GAL)	: 8.45	DENSIDAD (G/ML)	: 1.014
RAZON MEZCLA (BPM)	: 5.0	VOLUMEN AGUA (BBL)	: 40
VISCOSIDAD (CP)	: 1.0		

MEZCLAS**MEZCLA DE RELLENO - 2.35 % GEL**

CEMENTO CLASE "H"			
CEMENTO (SACOS)	: 159	CEDECENCIA (PIE ³ /SX)	: 0.75
DENSIDAD (LB/GAL)	: 14.16	DENSIDAD (G/ML)	: 1.7
VOLUMEN MEZCLA (GAL)	: 882	VOLUMEN MEZCLA (BBL)	: 21
AGUA (GAL/SX)	: 7.23	VOLUMEN AGUA (BBL)	: 27
PROFUNDIDAD NETA (PIES)	: 903	PROFUNDIDAD TOTAL (PIES)	: 903
RATE MEZCLA (SX/MIN)	: 37.86	RATE MEZCLA (BPM)	: 5
FONDO (PIES)	: 8800	TOPE (PIES)	: 7897
RENDIMIENTO (PIE ³ /SX)	: 1.50		

PRODUCTOS	CONCENTRACION	CANTIDADES
BENTONITA	2.35 %	351.23 LBS
HR-4	0.05 %	7.47 LBS
HALAD-9	1.5 %	224.19 LBS
CFR-2L	0.02 GAL/SX	3.18 GAL
D-AIR2	0.2 GAL/BBL	4.26 GAL

MEZCLA PRINCIPAL - 0% GEL

CEMENTO CLASE "H"			
CEMENTO (SACOS)	: 62	CEDECENCIA (PIE ³ /SX)	: 0.809
DENSIDAD (LB/GAL)	: 15.27	DENSIDAD (G/ML)	: 1.834
VOLUMEN MEZCLA (GAL)	: 378	VOLUMEN MEZCLA (BBL)	: 9
AGUA (GAL/SX)	: 6.8	VOLUMEN AGUA (BBL)	: 10
PROFUNDIDAD NETA (PIES)	: 297	PROFUNDIDAD TOTAL (PIES)	: 297
RATE MEZCLA (SX/MIN)	: 34.44	RATE MEZCLA (BPM)	: 5
FONDO (PIES)	: 9097	TOPE (PIES)	: 8800
RENDIMIENTO (PIE ³ /SX)	: 1.63		

PRODUCTOS	CONCENTRACION	CANTIDADES
SILICA FLOUR	35 %	2039.8 LBS
HR-4	0.05 %	2.91 LBS
HALAD-9	0.08 %	4.66 LBS
CFR-2L	0.1 GAL/SX	6.2 GAL
D-AIR2	0.2 GAL/BBL	1.79 GAL

FLUIDO PERFORACION

LODO

DENSIDAD (LB/GAL)	: 11.2	DENSIDAD (LB/GAL)	: 1.345
VISCOSIDAD PLASTICA (CP)	: 25.0	PTO. DE CEDENCIA (LBF/100PIE ²)	: 18.0

FLUIDO DE DESPLAZAMIENTO

LODO

VOLUMEN (GAL)	: 3934	VOLUMEN (BBL)	: 94
DENSIDAD (LB/GAL)	: 11.2	VOLUMEN AGUA (BBL)	: 0
PROFUNDIDAD (PIES)	: 9037	PTO. DE CEDENCIA (LBF/100PIE ²)	: 18.0
VISCOSIDAD PLASTICA (CP)	: 25.0	TOPE (PIES)	: 0
FONDO (PIES)	: 9097		

TASA DE DESPLAZAMIENTO Y TIEMPO DE TRABAJO

VOLUMEN TOTAL DESPLAZAMIENTO (BBL) : 94

VOLUMEN (BBL)	TASA DESPLAZAMIENTO (BPM)	TIEMPO TRANSCURRIDO (MIN)
94	2.00	47

TIEMPO DE MEZCLADO (MIN) : 6.0
TIEMPO DE DESPLAZAMIENTO (MIN) : 47.0
FACTOR SEGURIDAD (MIN) : 10.0
TIEMPO DE OPERACION (MIN)
NETO (DESDE MEZCLADO CEMENTO) : 63.0
FACTOR SEGURIDAD (MIN) : 10.0
TOTAL (DESDE BOMBEO PREFLUSH) : 73.0

PRESIONES

PRESION HIDROSTATICA A LA PROFUND. ZAPATO, INTERIOR TUBERIA (PSI) : 5108.38
PRESION HIDROSTATICA A LA PROFUND. ZAPATO, ANULAR (PSI) : 5243.6
PRESION HIDROSTATICA DIFERENCIAL (PSI) : 135.22
PRESION FINAL EN SUPERFICIE (PSI) : 143.98