

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**“ FACTIBILIDAD DE PERFORACION DIRECCIONAL
PARA EL DESARROLLO ADICIONAL DEL
YACIMIENTO MIRADOR “**

TESIS

Para optar el Título Profesional de

INGENIERO DE PETROLEO

Nombre: Williams Reátegui Ramirez

Promoción: 1980 - I

**LIMA - PERU
1997**

TEMARIO

1. INTRODUCCION

2. ANTECEDENTES
 - 2.1 DEL YACIMIENTO
 - 2.2 DE PERFORACION DIRECCIONAL ONSHORE

3. MARCO CONCEPTUAL DE PERFORACION DIRECCIONAL
 - 3.1 INTRODUCCION
 - 3.2 APLICACIONES TIPICAS
 - 3.3 MODELOS BASICOS PARA DESVIACION DE POZOS
 - 3.3.1 MODELO I ("SLANT")
 - 3.3.2 MODELO II ("S")
 - 3.3.3 MODELO III
 - 3.4 CONJUNTO DE FONDO PARA LA DEFLECCION
 - 3.4.1 BROCA
 - 3.4.2 MOTOR DE FONDO
 - 3.4.3 SUBSTITUTO ACODADO
 - 3.4.4 MONEL
 - 3.5 TECNICAS Y PRINCIPIOS PARA LA DESVIACION
 - 3.5.1 PRINCIPIO FULCRUM
 - 3.5.2 TEORIA DE LA SARTA EMPAQUETADA
 - 3.5.3 EFECTO PENDULO
 - 3.6 INSTRUMENTOS MAGNETICOS PARA INSPECCION
 - 3.7 DOG LEG

4. ASPECTOS GENERALES DEL YACIMIENTO
 - 4.1 GEOLOGICO, ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRAFICO
 - 4.2 RESERVORIOS
 - 4.3 PERFORACION
 - 4.4 PRODUCCION

5. PROYECTO DE DESARROLLO ADICIONAL DEL YACIMIENTO

6. ANALISIS
 - 6.1 PERFORACION DIRIGIDA
 - 6.1.1. POZOS POR AMOTAPE
 - 6.1.2. POZOS POR SALINA MOGOLLON
 - 6.1.2.1 PERFORACION DIRIGIDA MODELO "S"
 - 6.1.2.2 PERFORACION DIRIGIDA MODELO SLANT"
 - 6.2 PLATAFORMA DE PERFORACION
 - 6.3 PROGRAMA DE PERFORACION
 - 6.4 COSTOS
 - 6.4.1 PERFORACION UNITARIA EN LA PLATAFORMA
 - 6.4.2 PERFORACION MULTIPLE EN LA PLATAFORMA
 - 6.4.2.1 RUBROS CON REDUCCION DE COSTOS
 - (a) PLATAFORMA DE PERFORACION
 - (b) DESARMADO, MOVIMIENTO Y ARMADO DEL EQUIPO
 - (c) FLUIDO DE PERFORACION
 - 6.4.2.2 RUBROS CON AUMENTO DE COSTOS
 - (a) PERFORACION DIRIGIDA

7. CONCLUSIONES

8. RECOMENDACIONES

9. MAPAS, FIGURAS, TABLAS

10. BIBLIOGRAFIA

1. INTRODUCCION

Los estudios integrales previos de geología y reservorios efectuados por la Cia. Petroleos Del Perú¹, para el Yacimiento Mirador concluyeron con la recomendación de perforación adicional de 69 ubicaciones de desarrollo y 3 ubicaciones exploratorias, con el objetivo de incrementar sus reservas primarias en el orden de 5.4 Millones de Barriles de petróleo (5.4 MM Bls.); y aumentar su producción en el orden de los 2,600 Barriles de petróleo por Dia (2,600 BPD.)

El proyecto para este desarrollo adicional consideró inicialmente la perforación de pozos verticales, resultando ser económicamente rentable.

Sin embargo, a pesar de la buena rentabilidad y excelente expectativa de producción; el proyecto no ha sido ejecutado por impedimento de la comunidad campesina "Miramar" afincada en esta área, aduciendo que se atenta contra el desarrollo agrícola existente en la superficie del yacimiento, debido a los daños irreversibles que se provocaría a los terrenos de cultivo al efectuarse la perforación vertical de los 72 pozos del proyecto.

El problema presentado, frente al gran potencial productivo que representa el desarrollo adicional del yacimiento; y la urgente necesidad de encontrar un camino viable para iniciar el proyecto en el más corto plazo, condujo a pensar en la perforación direccional como la solución adecuada, que permitiría; tanto el desarrollo petrolífero del yacimiento así como el desarrollo agrícola del área.

Esta solución se fundamenta en que la aplicación de la perforación direccional permitiría concentrar varios pozos para perforarlos desde una misma plataforma de perforación; la cuál estaría ubicada dentro de la zona agrícola. De esta manera, se reduciría el número de plataformas a construirse dentro de esta zona evitándose y/o reduciéndose al mínimo el daño a los terrenos de cultivo.

Con este criterio, se podría utilizar las plataformas de los pozos antiguos dentro de esta área, desde donde se haría la perforación dirigida de varios pozos.

Bajo estos lineamientos el presente trabajo ha tenido por objeto efectuar el estudio técnico de factibilidad para aplicar la perforación direccional a los pozos del Proyecto. Asimismo, con este objetivo, se ha efectuado el análisis de costos que involucra la aplicación de esta técnica; frente a la alternativa de perforación vertical original. Algunas recomendaciones y aplicaciones operativas sugeridas en este estudio se han tomado de los buenos resultados obtenidos en trabajos de perforación direccional en el Nor oriente peruano para su aplicación a las condiciones operativas y geográficas del Noroeste peruano. Este estudio demuestra que la perforación direccional en los pozos del Proyecto, es técnicamente factible y económicamente atractiva ya que conduce a desembolsos menores que los requeridos para perforar pozos verticales; siempre que se perfore un mínimo de dos pozos desde la misma plataforma.

2. ANTECEDENTES

2.1 DEL YACIMIENTO.-

◦ UBICACION.

El área del Proyecto Mirador tiene una extensión del orden de 7 Kms² (4,034 hectáreas) y está ubicada en la provincia de Talara, Departamento Piura, República del Perú, distante unos 50 Kms. al Sur Este de la ciudad de Talara y a 30 Km. de la ciudad de Negritos (Mapa N° 1). A tres kilómetros de este yacimiento se encuentra el poblado de Miramar, Centro de la Comunidad Campesina del mismo nombre. El área mirador es una zona plana, con elevaciones de apenas unos pocos metros sobre el nivel del mar; colindante con el litoral por el oeste y con la desembocadura del río Chira por el sur.

◦ DESCUBRIMIENTO Y DESARROLLO DEL YACIMIENTO.

El yacimiento fue descubierto con la perforación del pozo NX-1 en diciembre de 1956; el mismo que fue ubicado

mediante trabajos de gravimetría, sísmica y geología de campo. Hasta junio de 1993, este yacimiento fue desarrollado mediante la perforación de 38 pozos (Tabla N° 1, Mapa N° 2) de los cuales 9 fueron exploratorios y los restantes de desarrollo (7 interubicaciones a 15 acres de espaciamiento, Mapa N°3).

◦ SITUACION ACTUAL.

Hasta el año 1982 el yacimiento se desarrolló normalmente mediante la perforación de pozos verticales; sin embargo, las torrenciales lluvias del año 1983 en el Nor Oeste peruano (fenómeno de la Corriente del Niño), obligaron a cancelar abruptamente las operaciones de explotación y desarrollo del yacimiento, a causa de las severas inundaciones, que en muchos casos causaron la pérdida de pozos (el desarrollo del yacimiento fué suspendido por un periodo aproximado de cuatro años). Al poco tiempo de estas inundaciones, se generó en esta área un terreno propicio para el desarrollo agrícola, la cual fue utilizada por la Comunidad Campesina de la zona. De esta manera, 12 de los 38 pozos ya perforados quedaron ubicados dentro del área agrícola; y asimismo, 41 de los 72 pozos del proyecto para el desarrollo adicional del yacimiento, también quedaron ubicados dentro de esta área (Mapa N° 4).

◦ PROBLEMATICA CON LA COMUNIDAD "MIRAMAR".

De efectuarse la perforación vertical de los pozos del proyecto, el gran número de trabajos a realizarse (plataformas y accesos) produciría el deterioro, inevitable, de los terrenos de cultivo; razón por cuál la comunidad campesina ha impedido el acceso a dicha zona, evitando de esta manera el desarrollo petrolífero del yacimiento. (Es de resaltar que los agricultores esgrimen dispositivos legales para continuar con su desarrollo agrícola).

Desde 1986 hasta 1990, se realizaron muchas tentativas de arreglo con los agricultores sin llegar a una solución

satisfactoria. Tal es así, que de los tres pozos programados en 1986 (7494,7496,7498), con el fin de mayor información para reafirmar el desarrollo del yacimiento, sólo el 7496, ubicada fuera de la zona agrícola, se pudo ejecutar en 1990; con resultados muy favorables, que confirman el potencial del yacimiento en el reservorio Salina Mogollon.

2.2 DE PERFORACION DIRECCIONAL ONSHORE EN EL PERU.

La perforación direccional onshore en el Noroeste peruano ha sido muy esporádica limitándose a pozos unitarios perforados desde su respectiva plataforma de perforación. Esta modesta aplicación se ha debido, en gran parte, a la condición geográfica de la zona, relativamente favorable, la cuál facilita la construcción de las plataformas y caminos de acceso para la perforación de pozos verticales.

Mientras que en el Nororiente peruano, con condiciones geográficas y topográficas más difíciles; con pantanos, aguajales y zonas inundables, que dificultan la construcción de plataformas, carreteras y caminos de acceso para la perforación regular de pozos verticales; las técnicas de perforación direccional se ha usado en forma más intensa, llegandose a optimizar su aplicación notablemente.

En el camino hacia la optimización se descubrieron y aplicaron técnicas y maniobras operativas que permitieron reducir los costos totales de perforación de los pozos.

Entre estas técnicas, las más significativas han sido; la construcción de plataformas de madera sobre estructuras de acero piloteadas; la perforación de varios pozos dirigidos desde cada plataforma; la reubicación del equipo de perforación en distintos pozos de la plataforma mediante el jalado y deslizamiento sin necesidad del desarmado pertinente; y la recuperación del fluido de perforación de un pozo para su reuso en otro pozo.

3. MARCO CONCEPTUAL DE PERFORACION DIRECCIONAL

3.1 INTRODUCCION.

La perforación direccional controlada consiste en aplicar fundamentos y principios mecánicos y técnicos para desviar la trayectoria vertical de un pozo, a lo largo de un curso predeterminado, con el propósito de alcanzar en el subsuelo un objetivo localizado a una distancia horizontal conocida desde su ubicación en superficie (Figura N° 1).

Los fundamentos y principios para esta técnica son, en mayor parte, los mismos que se han venido aplicando para el control de la inclinación en perforación vertical.

Esta técnica apareció en la década de los 20; no obstante su demanda se incrementó rápida y notablemente desde que probó su gran utilidad en la perforación satisfactoria de un pozo de alivio en Conroe, Texas, EUA, en 1936. Desde ese evento, en el transcurso de los años, ha demostrado ser la respuesta más económica a muchos problemas encontrados durante la perforación y producción.

Hoy en día, la aparición de nuevos métodos de recuperación de petróleo, ha ampliado mucho más las fronteras iniciales y los alcances de la perforación direccional (Figura N° 2). Asimismo, su notable demanda ha generado invenciones y sofisticaciones en equipos y herramientas de tal manera que en la actualidad su aplicación no demanda un tiempo adicional significativo con respecto a la perforación de un pozo vertical.

La faceta más importante de esta técnica es haber facilitado en todo el mundo, la explotación de yacimientos que nunca hubieran podido ser desarrollados, por lo menos económicamente, sin esta técnica de perforación direccional.

3.2 APLICACIONES TIPICAS.

La Figura 2 muestra detalles de algunas aplicaciones típicas de esta técnica.

Una de las aplicaciones más comunes en la actualidad es

en los pozos de costa afuera (offshore), detalle (A). Construir una sola plataforma de perforación cuesta millones de dolares y construir una para cada pozo no seria económico. Usando la perforación direccional se pueden perforar varios pozos desde una sola plataforma desviándolos de modo que lleguen a la zona de producción de acuerdo con el espaciamiento requerido entre los pozos.

Algunas veces es imposible colocar el equipo de perforación en el punto exacto donde se debe perforar el pozo. Para superar este problema el equipo se coloca a un lado y se desvia la trayectoria del pozo hasta llegar al objetivo, detalle (D). En la ilustración la obstrucción es una colina, pero podría haber sido una ciudad, un rio, una quebrada, un pantano; etc.

El matar o dominar un reventón de un pozo es una de las aplicaciones más dramáticas de la perforación direccional, sin embargo ello no significa que sea la aplicación más común. El detalle (F) ilustra el uso de la perforación direccional para aliviar presión en otro pozo, como el incidente en Conroe, Texas, EUA.

3.3 MODELOS BASICOS PARA DESVIACION DE POZOS.

Los trabajos en los últimos años han tipificado la perforación direccional a tres modelos basicos (Figura N°3). La selección del modelo apropiado para un pozo requiere del conocimiento de factores; como las estructuras geológicas a perforar, el espaciamiento del pozo, los programas de perforación (lodo, casing, etc.) etc.

El éxito de una perforación direccional dependerá de un cuidadoso y bien elaborado programa de perforación, basados en una información geológica fidedigna; asi como de una correcta selección de las herramientas y equipos.

3.3.1 MODELO I (Tipo "SLANT").- Considera el inicio de la desviación o deflección a pequeñas profundidades, en el rango de 500' a 1000' (Figura N°3). La

deflección continua hasta conseguir la inclinación y dirección programada para el pozo. Desde este punto en adelante se mantiene el ángulo de inclinación y dirección hasta llegar al objetivo planeado para finalmente revestir el pozo con casing y cementarlo.

Este modelo varia su diseño de revestimiento según dos distintas profundidades de pozos:

(a) Pozos hasta 5000' (Fig.N°4-a): en áreas donde no hay problemas de inestabilidad del hueco en las formaciones intermedias del pozo y no requiere revestimiento intermedio

(b) Pozos mayores a 6000' (Fig. N°4-b): con desplazamientos laterales grandes, por la ubicación de los objetivos; que obliga a usar ángulos de inclinación mayores que en caso anterior; por lo que es necesario cubrir parte del hueco perforado con un revestimiento intermedio para evitar problemas por inestabilidad del hueco durante la perforación. Después de colocar el revestimiento intermedio, se continua perforando manteniendo la inclinación y dirección hasta llegar a la profundidad final del pozo.

3.3.2 MODELO II (Tipo " S ").- Este modelo tiene doble deflección en un pozo (Figura N° 3). Considera el inicio de la primera deflección, a pequeñas profundidades, en el rango de 500' a 1000'. Aquí, luego de conseguir la inclinación y dirección programadas se mantiene ésta hasta alcanzar un cierto desplazamiento lateral. Luego tiene lugar la segunda deflección donde se restablece la verticalidad del pozo a la vez que se consigue la máxima separación horizontal programada. Finalmente continua la perforación vertical hasta llegar a la

profundidad final.

En este modelo, inicialmente se corre un revestimiento de superficie cubriendo la parte deflectada superior. Luego de restablecer la vertical del pozo; y desde superficie hasta el fondo, se baja un revestimiento intermedio cubriendo toda la sección desviada del pozo. Al llegar a la profundidad final se baja un revestimiento o lana de producción, según el caso. Este modelo es apropiado para pozos de gran profundidad y alto riesgo de problemas operativos por surgencias (gas, agua salada, etc.), debido a los beneficios que brinda el forro intermedio cubriendo precisamente esas zonas riesgozas.

Asimismo la culminación vertical permite una mayor precisión del espaciamiento productivo reduciendo el riesgo de interferencias de producción con pozos vecinos.

3.3.3 MODELO III.- Similar al modelo I. La diferencia está en la deflección del pozo que tiene lugar a mayor profundidad (Figura N° 3). Después de conseguir la inclinación y dirección deseada, se continua perforando manteniendo esta desviación hasta llegar al objetivo programado. Por ello, el ángulo de inclinación máximo puede ser relativamente grande y la distancia lateral, desde la vertical hasta el objetivo, relativamente corto, en relación a los modelos anteriores.

Como la deflección tiene lugar profundamente en el pozo; ésta no es inicialmente protegido con casing, sino más bien se espera llegar a la profundidad final para recién revestir todo el pozo con forros de producción.

Una aplicación típica de este modelo es en la exploración de trampas estratigráficas o para obtener datos geológicos adicionales en un pozo seco.

3.4 CONJUNTO DE FONDO PARA LA DEFLECCION.

Este conjunto es fundamental en la perforación direccional, sin embargo la mayor parte del pozo se ejecuta con conjuntos convencionales de perforación vertical.

Este conjunto se usa unicamente para lo siguiente:

1ro. Para iniciar la desviación en el "kick off point" sólo hasta conseguir una inclinación de 8 a 10 grados y darle la dirección adecuada al pozo. Es usado en los primeros tramos de curvatura del pozo. Después los incrementos de curvatura son logrados por aplicación del principio Fulcrum, usando los conjuntos de perforación rotaria convencional.

2do. Cuando se quiere cambiar, modificar o corregir la trayectoria direccional de un pozo en perforación, en caso que este tomando una dirección indebida. Esto a fin de cumplir con el programa planeado.

La desviación inicial del pozo (inclinación y dirección) es la clave para el éxito de la perforación direccional por eso uno de los prerequisites es escoger el conjunto deflector más apropiado. La elección dependerá principalmente del tipo de formación presente en el punto de deflección.

El Conjunto de fondo Deflector esta conformado por las siguientes partes (Figura N° 5):

3.4.1 Broca.- El tipo a seleccionar dependerá de las características de la formación a perforar. Puede ser convencional o de diamante (natural o sintético).

3.4.2 Motor de fondo.- Es la parte deflectora más común usada en perforación direccional; también se le conoce como Motor De Lodo. Su función principal es

generar y transmitir movimiento de rotación (fuerza de torsión), únicamente a la broca; eliminando la rotación del resto de la sarta de perforación. Son accionados con el paso del fluido de perforación a través del mismo.

Proveen una alta eficiencia en la perforación por la alta velocidad de rotación que generan, de 300 a 1000 rpm, dependiendo del tamaño y tipo de motor; frente a una rotación de 50 a 150 rpm con un equipo rotario convencional. El tamaño del motor depende del diámetro del pozo a perforar. Dentro de estos motores se distinguen dos tipos:

(a) **TURBINAS** . Son en general motores de alta velocidad y potencia neta mayor; en relación a los motores de desplazamiento positivo (Figura N° 6). Por ejemplo, un motor de 6-3/4" a 350 GPM, puede desarrollar hasta 706 RPM y entregar 218 Hp. de potencia neta.

Esta herramienta consta interiormente de un ROTOR y un ESTATOR; y es accionada únicamente mediante el paso de un fluido de perforación líquido. El estator está unido a la carcasa de la herramienta y el rotor esta unido a un eje de transmisión. El estator dirige el flujo de fluido contra las paletas del rotor, forzando al eje de transmisión a rotar hacia la derecha. El par Rotor-Estator es una etapa. Un motor típico tiene por lo menos 65 etapas. Para usar una turbina es necesario colocar una malla de seguridad entre el Kelly y el Drill pipe para evitar la intrusión de materiales extraños que pueden dañar la turbina.

(b) **MOTOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.-** Son Motores Helicoidales que trabajan a menor velocidad que las turbinas, para un mismo volumen de fluido (Figura N° 7). Pueden manipular sin

problemas materiales para pérdida de circulación y brocas triconicas de gran diámetro; así como altos requerimientos de torque. Por ejemplo, un motor de 6-1/2" a 350 GPM, puede desarrollar hasta 690 LB-PIE de torque, 480 RPM y entregar 63 Hp. de potencia neta.

Pueden ser accionados con cualquier fluido de perforación, incluyendo aire o gas.

Consta interiormente de un forro de caucho que tiene un conducto en espiral, de sección transversal ovalada (estator), en donde se aloja un eje sinusoidal sólido de acero, de sección transversal redonda (Rotor). La rotación se produce cuando el fluido de perforación descendente y presurizado fluye en la cavidad entre el rotor y el estator, transmitiendo la potencia del flujo de fluido a la broca.

3.4.3 Substituto acodado ó bent sub de orientación.- Es un tubo o collar corto del orden de 1/2 metro de longitud (Figura N° 8). Los ejes en sus dos conecciones se encuentran desfasados angularmente, en el rango desde 1 hasta 3 grados (variaciones de 1/2 grado). La dirección del máximo desfase angular, llamado Tool Fase, está marcado con una línea a lo largo del substituto, para facilitar el alineamiento preciso con las demás herramientas de deflección.

Es imprescindible para la orientación del motor de fondo. Su desfasage angular crea una flexión en el conjunto de fondo que en su momento imparte una fuerza lateral a la broca, mientras esta avanza, provocando la desviación del pozo. Ya que el bent sub no gira cuando se perfora, la fuerza lateral orientada en una determinada dirección; crea un arco suave y continuo (curvatura), conforme se

perfora.

El Bent Sub se ubica entre el motor de fondo y el primer Drill Collar de la sarta.

3.4.4 Monel o Drill Collar Antimagnético.- Es de acero inoxidable caustenítico, de alta calidad y resistencia a la corrosión; fabricado a fin de generar permanentemente en su interior una sección libre de interferencias magnéticas (Figura N° 9). Esta sección es usada por los instrumentos magnéticos de inspección direccional; para evitar ser influenciados por el magnetismo de la sarta de perforación (broca, drill collar, motor, etc.). La interferencia magnética en la brújula del instrumento, dará registros erróneos y falsos.

3.5 TECNICAS Y PRINCIPIOS PARA LA DESVIACION.

Concluida la desviación inicial con el conjunto de fondo deflector; para continuar con la desviación del pozo se usan conjuntos de perforación rotaria convencional, combinados con aplicación de ciertas técnicas (peso sobre la broca y arreglos de velocidad de rotación y caudal). Estas técnicas aplicadas apropiadamente a los conjuntos de fondo permitirán incrementar, mantener o disminuir el ángulo de inclinación del pozo. No obstante, muchas veces es imposible mantener la trayectoria en el curso programado; por lo que es necesario recurrir otra vez a las herramientas de deflexión para forzar la trayectoria hacia el curso correcto

3.5.1 EL PRINCIPIO FULCRUM.- Se usa para conseguir incrementos en la inclinación del pozo (BUILD UP). Para esto se coloca un estabilizador en la sarta de perforación, justo encima de la broca (Figura N° 11).

Con la broca rotando en el fondo se aplica suficiente peso para que el drill collar del fondo se flexione y se separe de la dirección recta. En

huecos con inclinaciones de 5 grados o más, esta flexión será hacia la parte baja del hueco originando que la broca empuje fuertemente contra el lado alto del hueco, resultando en un aumento del ángulo de inclinación a medida que avanza la perforación.

El incremento angular en cada tramo perforado esta en función de la flexión de la sarta, la cuál varia con el peso aplicado a la broca (a mayor peso, mayor flexión). Asimismo es función del diámetro exterior de los drill collars ubicados encima del estabilizador (a menor diámetro, mayor flexión).

Si se requiere reducir la tasa de construcción angular, se deberá, reducir el peso sobre la broca y aumentar la velocidad rotaria, simultáneamente. Si, contrariamente se desea aumentar esta tasa, se deberá aplicar más peso sobre la broca y disminuir la velocidad rotaria simultáneamente.

3.5.2 TEORIA DE LA SARTA EMPAQUETADA .- Aplicando ésta teoría se da suficiente rigidez al conjunto de fondo para, de esta manera, forzar a la broca a seguir rectamente en la dirección del hueco ya perforado. Para ello se selecciona un conjunto de fondo con suficientes estabilizadores (conjunto empaquetado) que aseguren la rigidez del mismo (**Figura N°12**) y que en contacto con el hueco ya perforado permitan guiar a la broca rectamente hacia adelante. La selección apropiada de drill collars y estabilizadores permitirá muy pequeñas variaciones angulares, evitando problemas por curvaturas severas. Actualmente es común usar conjuntos de fondo empaquetados para perforar huecos rectos, ya sea inclinados o verticales.

3.5.3 EFECTO PENDULO.- Se aplica cuando se desea reducir el ángulo de inclinación del pozo (**DROP OFF**). Para conseguir el efecto péndulo, el estabilizador

ubicado justo encima de la broca (Efecto Fulcrum), debe ser colocado más arriba, en el lugar apropiado; de tal manera de mantener el drill collar del fondo alejado de la parte baja del hueco evitando el punto de tangencia (Figura N° 13). De esta manera, la fuerza gravitacional actúa sobre el drill collar y broca situados debajo del estabilizador, originando la tendencia para perforar hacia el centro y consecuentemente el ángulo de inclinación disminuye mientras avanza la perforación. Es decir que el drill collar del fondo y la broca actúan como un péndulo para buscar la vertical.

El lugar donde irá el estabilizador dependerá de la rigidez del drill collar. Este debe ubicarse en la parte más baja posible para mantener los drill collar, entre la broca y el estabilizador, sin flexiones contra la parte baja del hueco, ya que de ser así se anularía el efecto.

El efecto pendular está en función del peso sobre la broca. Excesivo peso puede causar la flexión del drill collar del fondo hacia la parte baja del hueco anulándose el efecto y el ángulo puede, por lo contrario, aumentar (Figura N°14). Esta imposibilidad de aplicar mucho peso va en detrimento de la velocidad de perforación. Por lo tanto, es recomendable el uso de drill collars de máximo diámetro permisible (max.peso) para disminuir el ángulo y mantener una buena velocidad de perforación.

3.6 INSTRUMENTOS MAGNETICOS PARA INSPECCION DIRECCIONAL.

Son los ojos por medio de los cuales se puede ver el avance de la trayectoria de perforación en el pozo.

Basicamente, el instrumento es un arreglo de una brújula, un péndulo y un dispositivo de regulación de tiempo que activa un registrador de datos (Figura N° 10). En la parte superior del instrumento se encuentra el cronómetro

regulador de tiempo y en el fondo el dispositivo registrador de datos, que en este caso consiste de un equipo fotográfico.

La brújula, transparente, flota sobre un líquido; que actúa como amortiguador de tal modo que sus líneas norte y sur apuntan hacia los polos magnéticos de la tierra. De esta manera se puede registrar el ángulo de inclinación y la dirección de esta inclinación.

Las inspecciones en los tramos de incremento o disminución de inclinación se hacen, generalmente, cada 20 o 30 pies, para mejorar el control de la trayectoria del pozo; y en tramos rectos se hacen, por lo menos, cada 100 pies.

Los instrumentos de inspección más conocidos son :

- El Single Shot; y
- El Multi Shot

El Single Shot o instrumento de un solo disparo registra un dato, fotográficamente, en un sólo punto de inspección, mientras el Multi Shot o instrumento de varios disparos, puede registrar en una tira de película hasta cien puntos de inspección; a medida que el instrumento se saca del pozo.

Este instrumento es corrido en el pozo convencionalmente dentro de una sonda de inspección.

3.7 DOG LEG.-

Puede definirse como una magnitud que expresa la variación angular total, tanto en inclinación como en dirección, en un tramo perforado de pozo (Figura N° 15). Da una idea de curvatura del hueco y de la probabilidad de ocurrencia de problemas en estos tramos.

El Dog Leg se expresa en unidades de GRADOS POR CADA 100 PIES DE PERFORACION. Los valores altos o bajos de Dog Leg determinan la severidad del mismo. Altos valores nos indican mayor cambio angular y por lo tanto mayor severidad en la curvatura.

La construcción de una curvatura es función de la geometría del conjunto de fondo (BHA) y no del tipo de motor de fondo usado. Se podría desarrollar un mismo cambio angular, si el bent sub, tamaño del motor y peso sobre la broca son los mismos; sin importar el tipo de motor.

Se ha establecido prácticamente que la tasa máxima de incremento angular (Build Up), no debe exceder de 5 grados por cada 100 pies ya que puede causar problemas en la perforación.

Asimismo, la tasa de decrecimiento angular (Drop Off) no debe ser mayor de 3 grados por cada 100 pies, aún cuando la curvatura este cercana a la profundidad final y sea menos probable la ocurrencia de problemas en la perforación. En algunos casos este límite no excede de 2.5 grados por cada 100 pies.

4. ASPECTOS GENERALES

4.1 GEOLOGICO, ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRAFICO.

El yacimiento mirador, ubicado geológicamente en la parte sur del "Alto Estructural de Portachuelo", es un bloque hórstico delimitado por las fallas normales regionales "Portachuelo Norte" al Norte y "La Bocana" al Sur.

Estructuralmente se caracteriza predominantemente por un intenso fallamiento normal y cambios de facies con aumento de espesor de las formaciones pre Salina Mogollón a partir del ápice de la estructura (Figura N° 16 y Figura N° 17).

Estratigráficamente la constituyen formaciones de edades que abarcan desde el Paleozoico al reciente (Figura N° 18)

Las características de cada una de estas son las siguientes:

(a) PALEOZOICO.-

FORMACION AMOTAPE: Es el basamento de la Cuenca

Talara. Se caracteriza por la presencia de estratos delgados de cuarcitas naturalmente fracturadas, argillitas y pizarras. Su potencia es desconocida ya que no ha sido atravesado totalmente. La mayor sección penetrada alcanza 380 pies.

(b) CRETACEO.-

FORMACION REDONDO: Constituida por lutitas y limolitas con algunos horizontes más o menos persistentes de areniscas grises de grano fino. Los espesores son variables en el área y se encuentran entre 570 y 1280 pies.

(C) Terciario.-

(c.1) FORMACION BALCONES: comprende 3 miembros:

Miembro Inferior: conformado por lutitas grises, de 545 pies de espesor en el Yacimiento vecino Portachuelo.

Miembro Medio: conformado por areniscas ocasionalmente conglomerádicas con buenas características de reservorio. La potencia restaurada alcanza 540 pies.

- **Miembro Superior:** conformada similarmente al miembro Inferior. La máxima potencia es de 535 pies

(c.2) FORMACION SALINA-MOGOLLON: constituida por 46 estratos de areniscas de 5 a 30 pies de potencia cada uno (algunos son conglomerados), intercalados con horizontes lutáceos que conforman verticalmente barreras impermeables. El espesor de esta formación varía de 1505 a 1570 pies.

(c.3) FORMACION PALEGREDA: constituida principalmente por lutitas marinas, con espesores entre 300 y 700 pies.

(c.4) FORMACION LUTITAS TALARA: constituida por lutitas marinas fosilíferas que presentan aislados desarrollos locales de areniscas. Los

espesores varían entre 80 y 230 pies.

- (c.5) FORMACION CHIRA-VERDUN : Chira, conformada por lutitas calcáreas con ligeras intercalaciones de areniscas; y Verdún conformada por lutitas grises interestratificadas con estratos de areniscas de grano fino a muy fino. Esta secuencia varía su espesor entre 1700 y 2900 pies

La formación Salina Mogollón, principal reservorio del yacimiento, esta ampliamente distribuida en el área; y es un monoclinal suave que buza hacia el Oeste y Nor Oeste 12 grados en promedio y está afectada por fallas generadas y/o reactivadas en los 3 períodos de fallamiento ocurridos después de la depositación de esta formación.

Las fallas tienen separaciones verticales entre 50 y 500 pies. Debido a esta característica es suficiente una falla con un salto vertical igual o mayor al espesor de un estrato de arena, para separar la continuidad lateral de este reservorio, poniendo en contacto una arena frente a una lutita a ambos lados de la falla. Por lo que, una misma falla puede actuar localmente como barrera de permeabilidad y dejar de serlo cuando son arenas las que se oponen en ambos lados de la falla.

4.2 RESERVORIOS.-

Los reservorios identificados se encuentran en las formaciones Amotape del Paleozoico, Redondo del Cretáceo; y Balcones (Mbro. Medio) y Salina Mogollón del Terciario. El grupo Amotape constituye un reservorio con porosidad secundaria de fracturas. Este reservorio ha sido alcanzado en nueve pozos, sin resultados productivos satisfactorios.

La formación Redondo ha producido sólo en un pozo (exploratorio) y asimismo la formación Balcones sólo ha producido en dos pozos con resultados no satisfactorios (Tabla N° 2).

Salina Mogollón con intercalaciones lutáceas impermeables ha dado lugar a 46 estratos arenosos, constituyendo cada uno un reservorio independiente con características propias de fluidos, por la buena continuidad lateral de las lutitas y por la complejidad estructural. Estos reservorios, con muy buenos resultados productivos en todos los pozos, han convertido a Salina Mogollón en la formación de mayor importancia del yacimiento.

Por otra parte el intenso y predominante fallamiento normal, ha dividido a las formaciones reservorios en bloques de diferentes tamaños, comportandose la mayoría de estos como bloques independientes, por las características estratigráficas, principalmente en Salina Mogollón. Por ello no puede definirse claramente el nivel de contacto Gas-Petróleo y Petróleo-Agua, dependiendo estos de la ubicación relativa del pozo en el bloque o bloques reservorio que atravesase.

Salina-Mogollón presenta muy buenas características de roca reservorio. Sus parámetros petrofísicos más importantes tomados a partir de núcleos convencionales, son:

<u>Litología Predominante</u>	<u>Porosidad Promedio (%)</u>	<u>Permeabilidad Promedio (md)</u>
Limolita-Arenisca Fina	15	15
Arena Fina-Arena Gruesa	22	70
Arena Gruesa-Conglomerado	17	30

4.3 PERFORACION.

En el yacimiento se han perforado 38 pozos, de los cuales nueve (09) fueron exploratorios, 22 de desarrollo a 40 acres y 8 interubicados a 13 acres de espaciamento promedio. El análisis de la información histórica disponible ha permitido concluir lo siguiente:

- (a) Las profundidades finales de perforación han variado de 4,300 a 6,300 pies, con tiempos de operación total entre 15 y 30 días.
- (b) Se han producido variaciones en la tasa de penetración, debido a cambios formacionales.
- (c) La densidad del fluido de perforación para los pozos por Salina Mogollón han variado de 9 a 12 lb/gl y para los pozos por Redondo y Amotape de 9 a 13 lb/gl.
- (d) Las formaciones someras Chira Verdún, Talara y Palegreda, son suaves y sólo requieren brocas de dientes (IADC: 1-1-1 a 1-2-6); mientras que las formaciones profundas Salina Mogollón, Balcones, Redondo y Amotape, de mayor dureza, requieren brocas de insertos (IADC: 4.3.7 a 5.3.7).
- (e) No se han registrado terrenos abrasivos, y no se han presentado problemas de desgaste prematuro de brocas.
- (f) La Formación Chira-Verdún, ha presentado problemas de "puentes" y asimismo la presencia de arcillas plásticas. Estas arcillas han producido embolamientos en la sarta de perforación, conduciendo, en varias oportunidades, a pérdidas de circulación inducidas.
- (g) Los huecos de superficie han llegado a los 300 pies de profundidad, con una tolerancia de 10 %. No hay casos en los que se haya usado cañerías intermedias en el área.
- (h) La inclinación se ha mantenido debajo de 6 grados en pozos verticales; no hay casos de pozos dirigidos.
- (i) Se han usado fluidos de perforación tipo disperso con lignosulfonato.

(J) Las horas netas de rotación (Figura N° 19), en base a datos del yacimiento vecino Portachuelo, de características similares tanto formacionales como productivos, son los siguientes:

<u>FORMACIONES OBJETIVOS :</u>	<u>Salina.</u>	
	<u>Mogollón</u>	<u>Amotape</u>
Número de Pozos Analizados	28	07
Prof. Final Promedio (pies)	5418	6175
Rotación Neta promedio (horas)	187	278
Rate de perf. promedio (pies/hr)	28.97	22.21

(K) La profundidad vertical más representativa para cada objetivo es la siguiente:

<u>PROFUNDIDAD VERTICAL</u>	<u>O B J E T I V O S</u>	
	<u>Salina</u>	<u>B.Redondo</u>
En el Tope	3250'	5500'
En la Base	4750'	NR
Espesor	1500'	NR
Final	4800'	5800'

4.4 PRODUCCION.

La producción comercial de hidrocarburos ha provenido, principalmente, de las areniscas y conglomerados de la formación Salina Mogollón. La formaciones Balcones y Redondo (miembro Basal) han producido en inferior proporción; y, se han encontrado evidencias de hidrocarburos en los sedimentos fracturados del Paleozoico -formación Amotape-.

Las formaciones Balcones, Redondo y Amotape han necesitado estimulación por fracturamiento para mejorar sus condiciones productivas; mientras que la formación Salina Mogollón ha producido solo con punzamiento, por sus buenos valores de porosidad, permeabilidad y energía de reservorio.

La formación Salina Mogollón ha resultado surgente en todos los pozos del yacimiento, debido a la excelente energía del reservorio (gradiente inicial de 0.53 psi/pie) y su alta relación gas-petróleo inicial (3,500 SCF/BL). La producción inicial promedio ha estado en el orden de 100 B.P.D. La tendencia de declinación sigue una ley hiperbólica al inicio (con caudales iniciales altos), para luego estabilizarse en una declinación constante del tipo exponencial (Fig. N° 20).

El comportamiento productivo de las 46 arenas reservorio de Salina Mogollón ha permitido identificar a las arenas de 13 a 18 como las de mayor aporte productivo. Estas arenas están ubicadas en la parte intermedia de esta formación; en promedio, a 350 pies de su tope y 500 pies de su base.

La producción acumulada del yacimiento, a Junio 1993, ha sido de 2.760 MM Bls., teniendo a esta fecha, 4 pozos activos con una producción de 20 BPD.

5. PROYECTO DE DESARROLLO ADICIONAL DEL YACIMIENTO

De los 38 pozos perforados en el yacimiento, 08 de ellos fueron interubicados a 13 acres de espaciamento promedio en la formación Salina Mogollón (Mapa N° 3). El estudio previo del yacimiento^(1,2) concluyó que estas inter-ubicaciones dieron resultados satisfactorios, ya que provocaron aceleración en la producción (133.7 MBls.) y el desarrollo de nuevas reservas (414.8 MBls.) mejorando el factor de recuperación de 7.5% a 8.9% .

La interubicación de pozos a 13 acres recomendado en este proyecto, obedecen a los resultados de este estudio.

El desarrollo total del Proyecto contempla la perforación de 72 pozos, con posibilidad de perforación exploratoria, para un incremento sustancial de reservas. El desarrollo primario con la perforación de pozos de extensión e inter-ubicaciones incrementará las reservas en el orden de 5.4 MM Bls. Asimismo, la exploración del área aledaña al yacimiento podría descubrir reservas en el orden de 4 MM Bls.

Los pozos proyectados son los siguientes:

Pozos Exploratorios	:	03
Pozos Interubicados	:	25
Pozos de Extensión-Desarrollo	:	44
total	:	72

Cuatro de estos pozos son profundos (3 exploratorios); y tienen como objetivo inicial las formaciones Amotape y Basal Redondo y como objetivo final la formación Salina Mogollón. Los 68 pozos restantes son menos profundos y tienen como único objetivo a Salina Mogollón. Es decir, la totalidad de los pozos tiene como objetivo principal la formación Salina-Mogollón.

Al sur del yacimiento, se ha proyectado pozos de extensión a 40 acres; sin embargo también se proyecta la perforación de interubicaciones adicionales a 13 acres (Mapa N° 4).

A la fecha solo se ha explotado un área aproximada de 1,000 acres, teniendo un área prospectable de 6,770 acres.

En términos de recuperación final, en la formación Salina Mogollón, se esperan acumulados del orden de 96,000 bls por pozo a espaciamiento normal (40 acres) y de 70,000 bls en el caso de pozos interubicados (13 acres).

6. ANALISIS

6.1 PERFORACION DIRIGIDA.

En base a los objetivos se tiene dos grupos de pozos.

6.1.1 Pozos Por Amotape.- En los únicos cuatro pozos

programados no es recomendable aplicar perforación dirigida, principalmente por el hecho de ser exploratorios debido al riesgo inherente que conllevan; y porque la perforación dirigida en estos pozos de mayor profundidad hace necesario, por seguridad operativa, el uso de revestimiento intermedio, lo cual aumenta sus costos y disminuye su rentabilidad.

Por estas razones en estos pozos es recomendable mantener el programa original de perforación vertical.

6.1.2 Pozos Por Salina-Mogollón . El espaciamiento mínimo de 13 acres recomendado para este objetivo, involucra un radio de drenaje del orden de 400 pies y una separación horizontal entre pozos del orden de 800 pies (Figura N° 21).

Adicionalmente los parámetros del yacimiento, puntos 4.3.(k) y 4.4 de Aspectos Generales; han fijado los límites geométricos (Figura N° 22), para analizar la factibilidad de aplicación de la perforación dirigida en el modelo "S" y el modelo "SLANT".

6.1.2.1 Perforación Dirigida Modelo "S".- Se considera que el pozo restablece la vertical a partir de la formación Salina Mogollón (Figura N° 23). La perforación vertical del objetivo con este modelo, evitará el riesgo de interferencia de producción entre pozos vecinos. Sin embargo, según los cálculos (Tabla N° 3) este modelo sólo podrá aplicarse mediante el uso de tasas de incremento y decrecimiento angular muy elevados (como mínimo $3^{\circ}/100'$ y $2^{\circ}/100'$ respectivamente), lo que generará tramos con curvaturas muy severas, aumentando la

probabilidad de ocurrencia de problemas en la perforación (agarre, derrumbe, key-seat, entre otros); y el riesgo de pérdida del pozo. Por otra parte el modelo hace necesario bajar, adicionalmente, forros intermedios en el tope de Salina Mogollón, a 3,396 pies, lo que conducirá a un mayor costo del pozo.

Asimismo, de requerirse bombeo mecánico durante la etapa de producción; la curvatura severa contribuirá a aumentar la frecuencia de servicio de pozos debido a problemas de rotura de varillas; con los respectivos incrementos de costos.

En consecuencia este modelo no es recomendable por el mayor riesgo operativo y porque su aplicación significaría un mayor costo del pozo por el uso de forros intermedios.

6.1.2.2 Perforación Dirigida Modelo "SLANT".- La trayectoria inclinada de este modelo conlleva interferencia de producción, cuya severidad estará en función del máximo ángulo de inclinación. Se han analizado tres alternativas considerando en cada una, alcanzar la separación horizontal programada de 800', en distintos puntos del objetivo; es decir con distintos ángulos de inclinación (Figura N° 24) :

1ra. Alternativa: Conseguir la separación horizontal programada el tope del objetivo.- El ángulo de inclinación máximo calculado es de 21.6° (Tabla N° 4), el cuál no es crítico para la perforación dirigida.

Sin embargo, con esta inclinación, la

separación horizontal en la base del objetivo llegará a 1,394', excediendo en 594' a los 800' programados. Esta situación, para el caso de dos pozos perforados diametralmente opuestos desde plataformas vecinas, tendrá un alto riesgo de colisión entre sus trayectorias de perforación por el cruce de las mismas; y un alto grado de interferencia de producción entre ellos (Figura N° 25).

En consecuencia esta alternativa no es apropiada por el alto riesgo de colisión durante la perforación y por la severa interferencia de producción que genera entre pozos.

2da. Alternativa: Conseguir la separación horizontal programada en la Base del objetivo.- El ángulo de inclinación máximo calculado es sólo 11.7° (Tabla N°5). Las experiencias de compañías especializadas indican que la perforación con muy bajo ángulo de inclinación es problemática por la dificultad para controlar la dirección y desplazamiento lateral del hueco, (puede tener giros imprevistos); razón por la cual no recomiendan la perforación dirigida en este tipo de pozos; mientras que pozos en el orden mínimo de 15° de inclinación son más fáciles de controlar.

Por otra parte, si se perforan varios pozos desde la misma plataforma, ya sea nueva o rehabilitada; sabemos que un pozo será vertical y en consecuencia los demás pozos dirigidos perforados con bajo ángulo de inclinación, acortarán la separación horizontal de los 800' programados a 489' en el tope del objetivo; lo que producirá

interferencia de producción entre el pozo vertical y los pozos dirigidos perforados en la misma plataforma (Figura N° 26).

En consecuencia esta segunda alternativa no es apropiada por el riesgo para el control direccional y por la interferencia de producción que genera.

3ra. Alternativa: Conseguir la separación horizontal programada en el punto medio del objetivo.- La inclinación máxima calculada es 14.9° (Tabla N° 6). Las experiencias han demostrado que la dificultad para el control de la dirección y los giros imprevisibles son más probables en formaciones duras. Favorablemente, el yacimiento es de formaciones suaves, por lo que el riesgo para el descontrol es reducido.

Con esta alternativa, la separación horizontal propuesta de 800', se reducirá a 600' en el tope; mientras que en la base se incrementará a 1000' (Figura N° 27). Sin embargo, los 200' de diferencia, tanto en el tope como en la base, no favorecerá substancialmente la interferencia de producción, ya que los cuerpos arenosos de mayor aporte productivo (arenas 13 a 18) serían perforados cercanamente a los 13 acres programados (780' promedio).

Por otra parte, la rapidez de perforación de pozos del área y el ángulo de inclinación moderado hace innecesario usar forros intermedios adicionales sin mayor costo para el pozo.

De requerirse bombeo mecánico en la etapa productiva; el moderado ángulo de inclinación no contribuirá a aumentar la

frecuencia normal de fallas en las varillas de bombeo.

Por estas razones, técnicamente, ésta es la alternativa más apropiada para aplicarse a los pozos del proyecto.

6.2 PLATAFORMAS DE PERFORACION

La construcción de las plataformas y caminos de acceso no revestirá problemas por tratarse de un área plana y sin obstáculos; sin embargo por su ubicación deberá tomarse los recaudos necesarios para realizar una buena compactación del terreno a fin de evitar hundimientos durante la perforación.

La factibilidad de perforación dirigida abre la opción de perforar varios pozos desde la misma plataforma. Con este propósito; es posible rehabilitar las plataformas de pozos ya perforados; especialmente de aquellas ubicados en la zona agrícola. De esta manera se requerirá menor cantidad de plataformas nuevas y accesos; reduciéndose la inversión en este rubro, así como también el daño a los terrenos de cultivo. Es factible la perforación de hasta seis pozos dirigidos desde una misma plataforma (Figura N° 21), la cuál se debe acondicionar adecuadamente.

Aquí es posible y recomendable aplicar algunas experiencias usadas satisfactoriamente por Petro Perú en sus Operaciones de Selva:

(.) Una de éstas experiencias es el desplazamiento del equipo de perforación a las distintas ubicaciones de los pozos en la misma plataforma; sin necesidad del desarmado pertinente.

Esta maniobra requiere de puntos de apoyo (muertos), que lo proporcionan el conjunto de tres tubos o pilotes de acero clavados en tierra, en los extremos de la plataforma, ubicados al frente y atrás del equipo de perforación, a una distancia aproximada de 30 metros (se emplea tubería 9.5/8", de segunda condición, que después puede ser cementada interiormente para aumentar su resistencia e

imposibilitar deformaciones o fallas durante la maniobra).

El desplazamiento se efectúa jalando el equipo hacia adelante o hacia atrás, usando el sistema de izamiento del mismo equipo y un conjunto de poleas y aparejos, ubicadas y sujetas adecuadamente en el equipo y punto muerto (Figura N° 28, 29 y 30). A través de las poleas pasan los cables del sistema de izamiento los cuales al tensionar, simulando sacar la tubería, permiten el desplazamiento del equipo. El equipo auxiliar (bombas, tanques, tuberías), se mueve independientemente con grúas y/o tractores.

- (.) Otra de estas experiencias es el enmaderado de la plataforma. Esto favorece el deslizamiento del equipo por la menor resistencia; y asimismo, por su nivelación, permite el deslizamiento continuo y parejo.
- (.) Finalmente otra experiencia, es la previsión para las cantinas y líneas de flujo de cada pozo programado en la plataforma. Las cantinas deben ser suficientemente profundas para garantizar que la instalación de producción (cabezal, conexiones) quede por debajo del enmaderado al igual que las líneas de flujo (enterradas). Esta previsión permitirá deslizar el equipo sin ningún obstáculo.

Por lo tanto se puede considerar en el proyecto el desplazamiento del equipo de perforación a los distintos pozos en la misma plataforma, la cuál debe estar enmaderada (por lo menos en el área de asentamiento de la subestructura y el área para los futuros desplazamientos del equipo); y también la preparación de las cantinas y líneas de flujo teniendo en cuenta la previsión indicada líneas arriba. Por otra parte, los tanques de lodo pueden colocarse sobre tubería y el equipo auxiliar sobre área enmaderada para ser movidos con relativa facilidad, con el apoyo camiones/grúas.

6.3 PROGRAMA DE PERFORACION.

La Tabla N° 7 muestra el programa de perforación para los cuatro (04) pozos verticales con el objetivo Basal Redondo y Amotape (mantienen su recomendación original). Para los pozos con el único objetivo de Salina-Mogollón, se ha elaborado un programa de perforación generalizado, tanto para el pozo vertical (Tabla N°8) como para el pozo dirigido (Tabla N° 9). En estos, se ha considerado lo siguiente:

- (A) PROFUNDIDAD FINAL . De acuerdo al pozo.
- (B) TIEMPOS DE OPERACION .- La Tabla N° 10 se muestra los tiempos de operación estimados para cada tipo de pozo.
- (C) PERFORACION DIRIGIDA .- Tipo "slant" (Tabla N°6).
- (D) FLUIDO DE PERFORACION.- Tipo disperso con lignosulfonato con un peso del orden de 12.0 lb/gal, a fin de controlar la presencia de gas en Salina-Mogollón. Se recomienda una óptima limpieza del pozo y un eficiente control de sólidos en superficie, especialmente durante la perforación de la formación Chira Verdun, para evitar problemas por acumulación de arcillas plásticas en la sarta de perforar. Para ello debe usarse los caudales apropiados y hacer viajes cortos y bombeo periódico de píldoras de lodo con aditivos detergentes y lubricantes.
- (E) BROCAS .- De 17-1/2" para el hueco de superficie; y de 8-1/2" para el de producción. De dientes hasta la formación Palegreda y de insertos para el resto del pozo. (Es preferible brocas de 8 1/2" en vez de 7-7/8", para mayor facilidad en el uso de herramientas de perforación dirigida y reducir la posibilidad de problemas operativos: agarre, puente, etc.).

(F) REVESTIMIENTO DEL POZO .- Se usará casing 13-3/8" para el hueco superficial; y casing 5-1/2" para el de producción. No es necesario el revestimiento intermedio; sin embargo el programa propuesto permitirá correr casing intermedio 9-5/8", en el caso eventual de ser requerido por problemas operativos. Para ello será necesario ensanchar el hueco perforado de 8-1/2" a 12-1/4".

Accesorios de Entubación :

01 Zapato Guia	01 Collar diferencial
25 Centralizadores	02 Tapones (Sup./Inf.)

(G) CEMENTACION .- Para el revestimiento superficial se estima: 322 sacos de cemento clase A + 2% de acelerador de fraguado.

Para el revestimiento de producción se estima :

1.Colchón lavador: 3200 litros de colchón químico.

2.Lechada de cemento: compuesto de dos mezclas:

(I) 450 sacos de cemento clase A + 480 sacos de puzolana (Cemento Puzolánico 50/50) + 0.3% Reductor de Filtrado + 0.8% Reductor de Fricción + 1 % de Antiespumante.

(II) 200 sacos de cemento clase A + 2% Bentonita + 0.6% Reductor de Filtrado + 1 % de Antiespumante.

3.Regimen y caudales: fundamentalmente turbulento en el colchón lavador y primera lechada. El caudal de bombeo se estima entre 1.3 a 1.6 m³/minuto (8 a 10 barriles/min.).

(H) TRABAJOS A POZO ABIERTO .- considera lo siguiente:

(1) Perfilaje:

(a) Resistividad y Rayos Gamma, desde el fondo hasta el zapato del revestimiento superficial.

(b) Porosidad, Microperfil y Calibre, desde el fondo hasta el tope de los objetivos.

(I) TRABAJOS A POZO ENTUBADO .- considera lo siguiente :

(1) Perfilaje: (a) CBL-VDL

(b) Rayos Gamma o Neutrón y CCL

(2) Punzamiento.- similar al usado hasta ahora en otros pozos del área; será selectivo con una densidad de tiro promedio de 1 a 2 tiros por pie.

Del comportamiento histórico del área se estima que los pozos quedarán surgentes luego del punzamiento. Sin embargo, de no ser así, se procederá a bajar tubería con packer y suabear el pozo hasta que surja; de no surgir se bajará una instalación de bombeo artificial.

Estos programas estarán sujetos a modificaciones con el fin de mejorar los resultados y las técnicas empleadas; asimismo se pueden modificar según la necesidad de información adicional requerida en cada caso particular.

6.4 COSTOS.

Considerando que en el proyecto los pozos por Basal Salina y Amotape no varían su programa original, el análisis efectuado es únicamente para los pozos por Salina Mogollón.

6.4.1 Perforación Unitaria desde cada Plataforma.- En este caso; en la Tabla N°11 y Tabla N°12 se muestra el costo estimado de Perforación y Completación para un pozo vertical y dirigido, respectivamente; en base al programa de perforación del punto (7.3), con los siguientes resultados:

COSTO DE UN POZO POR SALINA MOGOLLON (M US.\$)

<u>TIPO</u>	<u>PLATAF.</u>	<u>DMA</u>	<u>PERF.</u>	<u>COMPL.</u>	<u>TOTAL .</u>
Vertical:	42.00	10.322	250.195	28.243	330.760
Dirigido:	42.00	10.322	275.801	28.342	356.465

En este caso el costo total del pozo dirigido (356 M US\$) es mayor que el costo del pozo vertical (331 MUS\$), en 7.8%.

6.4.2 Perforación Múltiple desde cada Plataforma.- En el caso de perforar varios pozos desde una misma plataforma, los costos unitarios anteriores, tendrán una reducción y asimismo un incremento de costos en distintos rubros.

Los rubros con las variaciones más significativas y relevantes en el costo del pozo son los siguientes:

6.4.2.1 Rubros con Reducción de Costos :

(a) Construcción de plataforma . La plataforma para la perforación de varios pozos requiere de un único camino de acceso. También requiere aumentar su área de trabajo por cada pozo adicional a perforarse desde la misma. Sin embargo el área total será mucho menor que la suma de las áreas de todas las plataformas de los pozos si se perforan individualmente. De aquí su menor costo.

Una plataforma nueva para un pozo (100m x70m aprox.) esta en el orden de 42,000

US\$. Asimismo; la rehabilitación de una plataforma antigua similar esta en el orden de 18,000 US\$. En ambos casos, el costo incremental del área agregada (10m x 70m) por cada pozo adicional es del orden de 6,000 US\$.

NUMERO DE POZOS A PERFORARSE	COSTO DE UNA PLATAFORMA (M US\$)			
	NUEVA		REHABILITADA	
	TOTAL	POR POZO	TOTAL	POR POZO
1	42.00	42.00	18.00	18.00
2	48.00	24.00	24.00	12.00
3	54.00	18.00	30.00	10.00
4	60.00	15.00	36.00	9.50
5	66.00	13.20	42.00	8.40
6	72.00	12.00	48.00	8.00
7	78.00	11.14	-----	---

Evidentemente el costo total de la plataforma aumentará con el número de pozos a perforarse desde la misma; sin embargo el costo por pozo (prorrato) disminuirá con el mayor número de pozos, tal como se muestra en el cuadro anterior.

- (b) Desarmado, Movimiento y Armado del equipo de perforación .- El equipo de perforación armado puede ser jalado de una a otra ubicación, permitiendo de esta manera reducir el tiempo y el costo para esta operación. En este caso el costo es del orden de 5,161 US\$. (En el caso de pozos ubicados en distintas

plataformas debe efectuarse el desarmado y armado pertinentes).

- (c) Fluido de perforación . Parte del fluido usado en un pozo puede ser reusado en el siguiente. Esto evitará desechar la totalidad de fluido después de perforar un pozo, permitiendo de esta manera disminuir el costo en este rubro y el daño a la zona agrícola. Se estima una recuperación de 5,000 US.\$ por pozo, a partir del segundo pozo a perforarse en la plataforma.

6.4.2.2 Rubros con Incremento de Costos :

- (a) Perforación Dirigida .- El incremento de costos más significativo estará dado en este rubro. En la Tabla N° 13 se detalla el servicio y las herramientas requeridas para un pozo dirigido, así como el costo de alquiler de las mismas. El costo promedio diario por este rubro es 1,400 US.\$.

Teniendo en cuenta las variaciones de costos indicados anteriormente, en la Tabla N° 14 se muestran los costos promedios por pozo, en función al número de pozos a perforarse desde una plataforma nueva o rehabilitada y su diferencia respecto a un pozo vertical. Esta tabla demuestra que cuanto mayor sea el número de pozos a perforar desde la misma plataforma, menor será el costo total por pozo.

En el mejor de los casos, de perforarse siete pozos desde una plataforma nueva, el ahorro por pozo sería del orden de 17,500 US.\$, (5.3 %) respecto a un pozo vertical; y el ahorro total por los siete pozos en la plataforma sería

del orden de 122,500 US.\$.

Similarmente, de perforarse seis pozos desde una plataforma rehabilitada, el ahorro por pozo sería del orden de 21,000 US.\$ (6.4%) respecto a un pozo vertical. El ahorro total por los seis pozos perforados sería del orden de 126,000 US.\$.

7. CONCLUSIONES

- 1.- La perforación dirigida en los pozos por Salina Mogollón del Proyecto Para El Desarrollo Adicional Del Yacimiento Mirador, es técnicamente factible.
- 2.- De los dos modelos conocidos de perforación dirigida; el modelo "SLANT" es el más conveniente para el proyecto. En este modelo se considera alcanzar la separación horizontal programada en el punto medio del objetivo.
- 3.- El costo de un pozo dirigido individual (356.5 M.US\$.), es mayor que el costo de un pozo vertical (330.8 M.US\$.) en 7.8 % (25.7 M.US\$.).
- 4.- Es factible la perforación múltiple de hasta seis pozos dirigidos desde una misma plataforma, la cuál debe acondicionarse con este fin.
- 5.- La perforación de varios pozos desde la misma plataforma reducirá el costo total por pozo, en función del número de pozos a perforarse desde la misma; con respecto al costo individual de un pozo vertical.
- 6.- La perforación del máximo número de pozos dirigidos desde una plataforma nueva, permitirá una reducción de costos del orden de 17,500 US\$. por pozo; y un ahorro de 122,500 US\$. por la totalidad de pozos en la plataforma. Si se usa una plataforma rehabilitada, la reducción será

del orden de 21,000 US\$. por pozo; y el ahorro por la totalidad de pozos será del orden de 126,000 US\$.

8. RECOMENDACIONES

- 1.- Considerar como estrategia para el desarrollo del proyecto la construcción de un número mínimo de plataformas y, de ser factible, el reuso de plataformas existentes; y asimismo la perforación del máximo número de pozos desde cada una de ellas.
- 2.- Considerar para los pozos del Proyecto Mirador la perforación dirigida, tipo "SLANT".
- 3.- Ajustar continuamente los programas de perforación de los pozos del proyecto, a medida que vayan obteniendo resultados, a fin de efectuar el desarrollo armónico y racional del yacimiento, minimizando todo tipo de riesgos.

9. MAPAS, FIGURAS, TABLAS

MAPAS:

- N° 1 .- Ubicación del yacimiento Mirador.
- N° 2 .- Ubicación de pozos perforados.
- N° 3 .- Ubicación de pozos interubicados.
- N° 4 .- Pozos perforados y programados; y área agrícola.

FIGURAS:

- N° 1 .- Perforación direccional. Concepto.
- N° 2 .- Aplicaciones de Perforación direccional.
- N° 3 .- Modelos básicos de perforación direccional.
- N° 4 .- Variaciones del modelo I.
- N° 5 .- Conjunto de fondo Deflector.

- N° 6 .- Turbina.
- N° 7 .- Motor de Desplazamiento Positivo.
- N° 8 .- Bent Sub de orientación.
- N° 9 .- Monel o Drill collar antimagnético.
- N° 10.- Instrumento de inspección direccional Single Shot.
- N° 11.- Principio Fulcrum.
- N° 12.- Teoria de la Sarta Empaquetada.
- N° 13.- Efecto Pendular.
- N° 14.- Exeso de WOB en el conjunto Pendular.
- N° 15.- Dog-Leg y Key-Seat.
- N° 16.- Mapa estructural en la base del cretaceo.
- N° 17.- Mapa estructural en el tope de la Arena 13. Forma-
ción Salina Mogollón.
- N° 18.- Columna estratigrafica.
- N° 19.- Rotación Neta .VS. Profundidad.
- N° 20.- Curva tipo de Declinación Fm. Salina Mogollón
- N° 21.- Radio de drenaje y separación horizontal.
- N° 22.- Geometria generalizada para perf. dirigida.
- N° 23.- Perforación dirigida tipo "S".
- N° 24.- Alternativas de perf. dirigida "Slant".
- N° 25.- Primera alternativa. Perf. dirigida "Slant".
- N° 26.- Segunda alternativa. Perf. dirigida "Slant".
- N° 27.- Tercera alternativa. Perf. dirigida "Slant".
- N° 28.- Desplazamiento del equipo de perforación.
- N° 29.- Desplazamiento del equipo de perforación.
- N° 30.- Desplazamiento del equipo de perforación.

TABLAS:

- N° 1 .- Pozos perforados. Estado actual.
- N° 2 . Producción Acumulada por Pozo. Recuperación final
estimada.
- N° 3 .- Cálculos de perf. dirigida tipo "S".
- N° 4 .- Primera alternativa perf. dirig. "Slant".
- N° 5 .- Segunda alternativa perf. dirig. "Slant".
- N° 6 .- Tercera alternativa perf. dirig. "Slant".
- N° 7 .- Programa de perf. (Basal redondo/Amotape).
- N° 8 .- Programa de perf. Vertical (Salina Mogollon).

- N° 9 .- Programa de perf. Dirigida (Salina Mogollon).
- N° 10.- Tiempos estimados de operación.
- N° 11.- Costos de perf. Vertical. Salina mogollón.
- N° 12.- Costos de perf. Dirigida. Salina mogollón.
- N° 13.- Alquiler de herramientas de perf. dirigida.
- N° 14.- Costo Total Promedio Por Pozo

10. BIBLIOGRAFIA

- (1) W. Navarro C., A. Montoya V.: "Evaluación Desarrollo Adicional Yacimiento Mirador", Informe Técnico IT-02355; Petroperú. Diciembre 1980.
- (2) A. Montoya V.: "Evaluación Geológica Del Yacimiento Mirador", Informe De Avance; Petroperú. 1982.
- (3) Comisión Proyecto Mirador: "Proyecto Desarrollo adicional Yacimiento Mirador", Informe Técnico IDPE-OP-452-90, Petroperú. Octubre 1990.
- (4) W. Reátegui R.: "Análisis De Perforación Dirigida En el Yacimiento Mirador", Informe GT-PM/RC/LAF-03-90; Petroperú. Mayo 1990.
- (5) W. Reátegui R.: "Análisis De La Perforación Del Pozo 7496 Mirador", Informe Técnico IDPE-OP-633-90; Petroperú. Diciembre 1990.
- (6) T.L. Gould, A.M. Sam Sarem: "Infill Drilling For Incremental Recovery"; J.F.T. March 1989.
- (7) Chris Lowe : "Report Of Study Undertaken Of Drilling Fluids And Hole Problems In The Talara Operational Area"; Drilling Fluids Consultnta, Iberdrill S.A. April 1980.
- (8) Servicio De Extensión Petrolera: "Perforación Direccio-

- (8) Servicio De Extensión Petrolera: "Perforación Direccional Controlada"; Universidad De Texas, E.U.A. 1982.
- (9) Smith International Inc. Servco: "Directional Drilling Manual". 1982.
- (10) William H. Mc. Milliam: "Planning The Directional Well. A calculation Method", J.P.T. June 1981. (952-962).