

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEO



**REPROFUNDIZACIÓN (REENTRY) DE POZOS DE PETRÓLEO
EN EL LOTE IX, CUENCA TALARA COMO FORMA DE
CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y PROTECCIÓN AMBIENTAL**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETRÓLEO

VÍCTOR ALEXEI HUERTA QUIÑONES

PROMOCION 1997 – 0

LIMA – PERÚ

2005

RESUMEN

REPROFUNDIZACIÓN (REENTRY) DE POZOS DE PETROLEO EN EL LOTE IX, CUENCA TALARA COMO FORMA DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y PROTECCIÓN AMBIENTAL

El presente estudio evalúa la prefactibilidad de reprofundizar pozos existentes con la finalidad de extender el desarrollo de formaciones productivas más profundas, como la Fm. Mogollón en el Lote IX, a través de la tecnología de perforación de huecos de diámetro reducido, cuya aplicación no solo tendría ventajas económicas y ambientales respecto a la perforación de pozos nuevos, sino también se constituye en una alternativa para la revitalización de campos maduros, al reducirse la necesidad de perforar pozos interubicados hacia formaciones superficiales, que en muchos casos han sido extensivamente drenadas, como la Fm. Pariñas Inferior.

Se propone una metodología de análisis¹ que integró aspectos técnico – operativos y financieros para una selección rigurosa de los pozos candidatos aptos para ser reingresados; esta metodología sinergizó “the state of the art” en tecnología de perforación de pozos y el know – how recogido a través de aplicaciones en Venezuela, Estados Unidos, y a su vez, en Perú, tanto en el Noroeste como en la Selva. Se aplicó la citada metodología en el Lote IX.

Finalmente, se construyó una matriz de decisión en la que se evaluó integralmente a los pozos candidatos, desde los punto de vista técnico – operativo, socio – económico y legal – ambiental. Se formuló un plan de gestión a fin de garantizar el éxito en cada uno de los procesos involucrados desde el planeamiento, hasta la aplicación de un programa de reprofundización de pozos.

¹ Huerta, A. (2002). Reprofundizaciones de Pozos en Campos Marginales. Ingepet 2002.

REPROFUNDIZACIÓN (REENTRY) DE POZOS DE PETROLEO EN EL LOTE IX, CUENCA TALARA COMO FORMA DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y PROTECCIÓN AMBIENTAL

TABLA DE CONTENIDO

Presentación

Resumen

Agradecimientos

Tabla de Contenido

Lista de Tablas

Lista de Figuras

Lista de Abreviaturas y Acrónimos

1. Introducción

1.1 Técnicas Actuales en la Perforación de Pozos de Petróleo

1.2 Objetivos

2. Reprofundización de Pozos como Alternativa para Revitalizar Campos Marginales

2.1 Reprofundización de Pozos Existentes

2.2 Consideraciones para Reprofundizar un Pozo Existente

2.3 Ventajas y Desventajas al Reprofundizar Pozos

2.4 Planificación de un Pozo Reprofundizado

3. Aplicación de la Tecnología de Reprofundización de Pozos

3.1 Casos Estudio a nivel Mundial

- 3.1.1 Duplicación de la Producción de Petróleo en Pozos Reprofundizados Horizontalmente, Campo Jobo, Monagas - Venezuela
- 3.1.2 Experiencia de CORPOVEN en la Reprofundización Horizontal de Pozos
- 3.1.3 Reprofundización Horizontal de Pozos de Bajo Costo en los Yacimientos Maduros del Norte del Niágara - Michigan

- 3.2 Reprofundización de Pozos en el Perú
 - 3.2.1 Pozos de Diámetro Reducido en el Área Offshore Lobitos, Bloque Z1 – A, Cuenca Talara
 - 3.2.2 Proyecto de Perforación de Pozos de Diámetro Reducido en el Lote X, Cuenca Talara
 - 3.2.3 Experiencia en Pozos Reprofundizados desde Revestimiento 9 5/8" con Secciones Horizontales en 6" – Campo Corrientes, Cuenca Marañón

- 4. Análisis Técnico para Reprofundizar Pozos en el Lote IX de la Cuenca Talara, Perú**
 - 4.1 Análisis de la Situación Actual de las Actividades de Exploración y Producción de Petróleo en el Perú
 - 4.2 Marco Legal para las Actividades de Perforación / Reprofundización de Pozos
 - 4.3 Revisión de las Operaciones de Producción de Petróleo en el Lote IX

 - 4.4 Aspectos Técnicos para la Selección de Yacimientos, Pozos y Horizontes Productivos para un Programa de Reprofundización de Pozos
 - 4.4.1 Geología de los Horizontes Productivos
 - 4.4.2 Estado Actual de los Pozos Candidatos
 - 4.4.3 Factibilidad de Perforación
 - 4.4.4 Factibilidad de Completación
 - 4.4.5 Factibilidad de Producción

 - 4.5 Reprofundización de Pozos en el Lote IX
 - 4.5.1 Ubicación del Área de Operaciones
 - 4.5.2 Geología del Lote IX
 - 4.5.2.1 Estratigrafía del Lote IX
 - 4.5.2.2 Estratigrafía de la Formación Mogollón
 - 4.5.2.3 Geología Estructural de la Formación Mogollón
 - 4.5.3 Evaluación de la Fm. Mogollón como Reservorio Productor
 - 4.5.3.1 Evaluación de la Energía de los Intervalos Productivos
 - 4.5.3.2 Evaluación de las Características Petrofísicas
 - 4.5.3.3 Análisis de los Fluidos de Producción

- 4.5.3.4 Análisis del Comportamiento Productivo
- 4.5.3.5 Evaluación del Estado Actual de los Pozos en el Lote IX
- 4.5.3.6 Factibilidad de Perforación, Completación y Producción
- 4.5.3.7 Estimación de Reservas y Pronósticos de Producción

5. Análisis Costo – Beneficio para Reprofundizar Pozos en el Lote IX de la Cuenca Talara, Perú

- 5.1 Estimación de la Inversión Inicial y Costo Operativo para Reprofundizar Pozos en el Lote IX
- 5.2 Análisis de Flujo de Caja del Programa Reprofundización de Pozos
- 5.3 *Análisis de Sensibilidad*

6. Evaluación de los Aspectos Técnicos, Ambientales, Socio – Económicos y Legales

- 6.1 Identificación de Impactos
- 6.2 Análisis de Grupos de Interés
- 6.3 *Evaluación Integral de Impactos*

7. Planificación e Implementación Estratégica

- 7.1 Análisis de Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas (FODA)
- 7.2 Identificación de los Principales Aspectos de Gestión Estratégica
- 7.3 *Guías para la Formulación de un Plan de Gestión Estratégica para la Reprofundización de Pozos en el Lote IX*

8. Conclusiones y Recomendaciones

- 8.1 *Conclusiones*
- 8.2 *Recomendaciones*

Bibliografía

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Impactos – Riesgos Ambientales y de Seguridad de un Pozo Reprofundizado vs. un Pozo Nuevo	09
Tabla 3.1 Performance de los Pozos Reprofundizados, Campo Jobo Monagas, Venezuela	12
Tabla 3.2 Comparación entre la Producción Diaria y Acumulada entre un Pozo Convencional y un Pozo Reprofundizado en el Campo Budare, Venezuela	13
Tabla 3.3 Resultados de la Evaluación del Programa de Reentry 1994 en los Yacimientos de Petróleo del Niagara – Michigan	17
Tabla 3.4 Características Geológicas y Estructurales de Las Formaciones Mogollón y Basal Salina en el Área de Lobitos Costa Afuera, Noroeste, Perú	20
Tabla 3.5 Costos promedios de la Reprofundización de un Pozo en el Área Lobitos Costa Afuera, Noroeste, Perú	22
Tabla 3.6 Resultados de los Pozos Perforados en el Área Lobitos Costafuera	22
Tabla 3.7 Características de la Fm. Verdún para el Bloque V, Área Laguna Sur - Lote IX	24
Tabla 3.8 Resultados del Programa de Perforación de Diámetro Reducido en Laguna Sur – Lote X	27
Tabla 3.9 Tiempos y Costos Generados para Reprofundizar los Pozos CO160D y CO1003	30

Tabla 3.10 Historia Productiva de los Pozos Reprofundizados Horizontalmente, Yacimiento Corrientes, Lote VIII	31
Tabla 4.1 Comparación del Estado de Pozos en el Lote IX	34
Tabla 4.2 Fallas Normales que inciden en la Formación Mogollón	42
Tabla 4.3 Análisis de la Presión de Reservorio en el Lote IX	44
Tabla 4.4 Resultados de los Análisis a los Fluidos de Producción de los Pozos del Lote IX	45
Tabla 4.5 Características del Agua de Formación de Pozos del Lote III	45
Tabla 4.6 Comportamiento Productivo de los Pozos del Lote IX que producen de la Fm. Mogollón al 31/12/02	46
Tabla 4.7 Bloques Productores de la Formación Mogollón	47
Tabla 4.8 Comportamiento Productivo de los Pozos del Yacimiento Leones Sur, Lote VI	48
Tabla 4.9 Estado Actual de los Pozos Candidatos para Reprofundización	49
Tabla 4.10 Opciones para Perforar, Completar y Producir Pozos de Diámetro Reducido	51
Tabla 4.11 Reservas Potenciales de los Pozos Candidatos del Programa de Reprofundización en el Lote IX	52

Tabla 5.1 Inversión Estimada para Reprofundizar un Pozo hacia la Fm. Mogollón, Lote IX	71
Tabla 5.2 Comparación de la Inversión requerida para Perforar o Reprofundizar un Pozo hacia la Fm. Mogollón	72
Tabla 5.3 Parámetros y Asunciones para el Análisis de Flujo de Caja	72
Tabla 5.4 Análisis de Flujo de Caja – Proyecto de Reprofundización	73
Tabla 5.5 Resultados del Flujo de Caja de la Reprofundización de un Pozo hacia la Fm. Mogollón	74
Tabla 6.1 Impactos y Riesgos Ambientales en la Reprofundización de Pozos	78
Tabla 6.2 Matriz de Aspectos Técnicos y Grupos de Interés	81
Tabla 6.3 Matriz de Aspectos Legal – Ambientales y Grupos de Interés	82
Tabla 6.4 Matriz de Aspectos Socio – Económicos y Grupos de Interés	82
Tabla 6.5 Matriz de Decisión para la Reprofundización de Pozos en el Lote IX	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 Distribución de Costos durante el Programa de 1995	18
Figura 3.2 Tiempo Total de Operación	19
Figura 4.1 Pozos Exploratorios y de Desarrollo 1994 – 2002	53
Figura 4.2 Reservas de Petróleo y LNG sin considerar el Yacimiento Camisea	53
Figura 4.3 Producción Nacional de Crudo 1992 – 2002	53
Figura 4.4 Plan de Perforación de Pozos Exploratorios 2005 - 2011	54
Figura 4.5 Pronósticos de Reservas de Petróleo 2005 – 2012	54
Figura 4.6 Pronóstico de Producción Nacional de Hidrocarburos Líquidos 2005 – 2013	54
Figura 4.7 Historia de Producción de Petróleo Crudo, Lote IX, 1942 - 2004	55
Figura 4.8 Ubicación del Lote IX	56
Figura 4.9 Columna Estratigráfica Generalizada, Lote IX	56
Figura 4.10 Sección de Correlación Electrográfica – Fm. Mogollón	57
Figura 4.11 Mapa de Espesores atravesados Fm. Mogollón	58
Figura 4.12 Mapa Estructural en el tope de la Fm. Mogollón	59

Figura 4.13 Mapa Iso – API, Lote IX	60
Figura 4.14 Mapa Isoproducción Acumulada de Petróleo al 30/04/2002 – Fm. Mogollón	61
Figura 4.15 Mapa Isoproducción Acumulada de Petróleo al Primer Año – Fm. Mogollón - Lote IX	62
Figura 4.16 Mapa Isoproducción Acumulada de Agua a Julio 2002 – Fm. Mogollón - Lote VI y IX	63
Figura 4.17 Curva Tipo Fm. Mogollón - Lote VI y IX	64
Figura 4.18 Estado Actual del Pozo 7369 Cuesta	65
Figura 4.19 Instalación Propuesta para Reprofundizar el Pozo 7369 Cuesta	66
Figura 4.20 Diseño de la Instalación de Bombeo Mecánico para Reprofundizar el Pozo 7369 Cuesta	67
Figura 4.21 Mapa Recuperación Final de Petróleo – Fm. Mogollón - Lote IX	68
Figura 4.22 Curva Tipo Fm. Mogollón vs. Candidatos para Reprofundización	69
Figura 5.1 Análisis de Sensibilidad - Reprofundización a la Fm. Mogollón, Lote IX	76
Figura 7.1 Plan de Gestión para la Reprofundización de Pozos en el Lote IX	89

LISTA DE ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

ATA = Abandonado Temporalmente
APA = Abandonado Permanentemente
BOP = Barriles de Petróleo por día
CBL = Cement Bond Logging (Perfil de Adherencia del Cemento al Revestimiento)
DGH = Dirección General de Hidrocarburos del Perú
EOR = Enhanced Oil Recovery (Recuperación Mejorada de Petróleo)
FM = Formación
GOC = Gas Oil Contact (Contacto Gas – Petróleo)
GOR = Gas Oil Ratio (Relación Gas – Petróleo)
GPM = Galones por minuto
KOP = Kick off Point (*Punto de Desviación*)
LWD = Logging While Drilling (Herramienta de Perfilaje durante la Perforación)
MBPD = Miles de Barriles por día
MMBls = Millones de Barriles
MWD = Measuring While Drilling (*Herramienta de Medición durante la Perforación*)
OBM = Oil Based Mud (Lodo de Perforación Base Aceite)
OSINERG = Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía
PAY OUT = Tiempo de Retorno de la Inversión
PDC = Polydiamond Crystalline (Broca con insertos de diamante)
PMA = Plan de Manejo Ambiental
PPG = Pounds per gallon (Libras por galón)
RPM = Revoluciones por minuto
SCFD = Standard Cubit Feet per Day (Pies cúbicos estándar por día)
STB = Stock Tank Barrels (Barriles a condiciones de superficie)
TIR = Tasa Interna de Retorno
TVD = True Vertical Depth (Profundidad Vertical)
UNI = Universidad Nacional de Ingeniería
VAN = Valor Actual Neto
VDL = Variable Density Logging (Perfil de Densidad Variable)
WOC = Water Oil Contact (Contacto Agua – Petróleo)

INTRODUCCION

La industria del petróleo está atravesando actualmente un problema difícil: "Las áreas existentes han sido extensivamente exploradas y explotadas, con lo cual no se esperan significativos descubrimientos de nuevos yacimientos."¹

De acuerdo al reporte "World Petroleum Availability 1980 – 2000" publicado por la Oficina de Evaluación Tecnológica de los Estados Unidos, las mayores adiciones a las reservas mundiales de petróleo existentes probablemente resultarán de recuperaciones adicionales en campos conocidos en vez de nuevos descubrimientos. El potencial petrolífero de las áreas localizadas en zonas marítimas profundas y la Antártica podría ser considerado como incierto.

Sin embargo, tales recuperaciones adicionales como resultado de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) y las aplicaciones convencionales de explotación de hidrocarburos pueden solo proporcionar soluciones temporales y no en el largo plazo. Además, muchas de las nuevas áreas descubiertas ó por descubrir están localizadas en ambientes físicamente sensibles, que resultan difíciles y costosos de explorar y desarrollar².

Se han concebido muchas técnicas para atender estos problemas. De todas ellas, la perforación direccional, horizontal, multilateral, las reprofundizaciones, la perforación en aguas profundas, bajo balanceada y con tubería flexible han sido exitosamente aplicadas en yacimientos nuevos y existentes contribuyendo con un incremento de las reservas mundiales de petróleo en casi un 60%³ durante las últimas 2 décadas. Dada su cercana relación técnica a las reprofundizaciones, las 3 primeras aplicaciones serán explicadas con mayor detalle a continuación.

¹ Juliano, F. (1989). Introduction to Oil and Gas technology

² Juliano, F. (1989). Introduction to Oil and Gas technology

³ OLADE (1999). Informe Energético de Latinoamérica y el Caribe 1999 y Prospectiva 2000 – 2020

1.1 TÉCNICAS ACTUALES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DE PETROLEO

A. PERFORACIÓN DIRECCIONAL⁴

Es el proceso de perforar un pozo de petróleo siguiendo una trayectoria que no es vertical. El agujero es dirigido a lo largo de una trayectoria que puede ser, slant, en forma de S y horizontal, hacia un objetivo predeterminado. Estos pozos son perforados en 2 etapas, siendo la primera similar a la de un pozo vertical, hasta la profundidad del punto de desviación (KOP). Una vez en esta profundidad, se coloca en el fondo del agujero una herramienta de desviación, mediante la cual, el ensamblaje de fondo de la sarta de perforación es forzado a desviarse de la trayectoria vertical a medida que avanza a una mayor profundidad. De esta manera se describe una radio de curvatura a medida que el ángulo de inclinación de la trayectoria se incrementa. Durante esta etapa la trayectoria puede ser dividida en 3 sub – etapas⁵:

Sección de Levantamiento.- Esta sección es construida al incrementar el ángulo de inclinación a una tasa constante dependiendo de la formación atravesada y el ensamblaje de fondo usado. Para tener un control sobre la trayectoria seguida se dispone de herramientas de registro, como la herramienta de medidas durante la perforación (MWD) que registra tanto la inclinación como la orientación del pozo.

Sección Recta con Ángulo ó Tangencial.- Es la sección recta del hueco perforada con el ángulo máximo. También es conocida como la **sección slant**. Para perforar esta sección se utiliza un ensamblaje de fondo rígido y para el control de la trayectoria se utiliza también la herramienta de medidas durante la perforación (MWD).

Sección de Caída de Ángulo.- Esta sección es solo parte de los pozos direccionales tipo “S” y se caracteriza porque el ángulo de inclinación cae a una

⁴ Bouygourne, A. Jr. Et al. (1993). Applied Drilling Engineering

⁵ Palacios, S. (1996). Experiencias en la Perforación de Pozos de Petróleo en Venezuela

progresión constante hasta alcanzar la verticalidad. Posteriormente, la perforación del pozo continúa verticalmente hasta alcanzar la profundidad final.

Cabe resaltar que, se hace cada vez más difícil desarrollar los nuevos descubrimientos de hidrocarburos mediante la forma tradicional, de construir accesos, locaciones y perforar pozos verticales, por encontrarse estos ubicados en zonas poco accesibles ó de alta sensibilidad ambiental; en ese sentido, hoy es mucho más común construir plataformas suficientemente equipadas para perforar varias ubicaciones⁶, y ponerlas en producción, colocando de esta forma, a la perforación direccional, en un sitio privilegiado en el mercado internacional del petróleo.

B. PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Los pozos horizontales son considerados como aquellos pozos direccionales, con secciones de levantamiento cuya inclinación es mayor a 85°, perforados con la finalidad de mejorar la performance productiva de los reservorios que atraviesan, al colocar una sección de hueco del pozo de gran longitud, dentro y en paralelo al plano de estratificación de la arena objetivo. La tecnología ha permitido superar los 5000' de sección lateral, como en el caso de pozos perforados en el campo Austin Chalk, Estados Unidos, con longitudes laterales superiores a los 5700'⁷.

De acuerdo a su origen, los pozos horizontales pueden clasificarse en "nuevos" ó "reprofundizado". Un pozo reprofundizado, como se verá en detalle en el siguiente capítulo, es aquel perforado a partir de un pozo vertical revestido existente⁸.

De otro lado, los pozos horizontales también pueden ser categorizados de acuerdo a su radio de curvatura⁹ en:

⁶ Bouygourne, A. Jr. Et al. (1993). Applied Drilling Engineering

⁷ Azar, J. (1997). Horizontal Drilling Technology

⁸ Piñol, H. (1997). Perforación Horizontal en Pozos Nuevos y Reentry

⁹ Joshi, S.D. (1991). Horizontal Well Technology

- a. **Pozos de Radio Ultracorto.**- Aquellos que tienen un radio de curvatura de 1' a 2', y tasas de crecimiento de ángulo que varían de 40° a 60° por pie.
- b. **Pozos de Radio Corto.**- Aquellos que tienen un radio de curvatura de 20' a 40', y tasas de crecimiento de ángulo que varían de 2° a 5° por pie.
- c. **Pozos de Radio Medio.**- Aquellos cuyas tasas de crecimiento de ángulo varían entre 6° y 20° por cada 100 pies, con radios de curvatura equivalente de 300' a 800'
- d. **Pozos de Radio Largo.**- Aquellos cuyas tasas de crecimiento de ángulo varían entre 2° y 6° por cada 100 pies, con radios de curvatura equivalente de 1000' a 3000'

Ventajas de la Perforación Direccional y Horizontal¹⁰

- Menor Impacto Ambiental
- Mayor longitud del hueco del pozo dentro del reservorio, y mayor área de contacto expuesta al flujo
- Disminución de los problemas de conificación de agua y gas
- Menor caída de presión en la vecindad del pozo
- Acceso a áreas no drenadas ó poco drenadas
- Mayor eficiencia de drenaje, con una consiguiente mayor eficiencia de recuperación de petróleo (50% del petróleo in situ)
- Mayor caudal de producción en comparación a los pozos verticales (hasta 7 veces)
- Los pozos horizontales ofrecen múltiples oportunidades para la aplicación de Recuperación Mejorada de Petróleo

¹⁰ Azar, J. (1997). Horizontal Drilling Technology; Piñol, H. (1997). Perforación Horizontal en Pozos Nuevos y Reentry

Limitaciones de los Pozos Horizontales¹¹

- En muchos casos, solo se puede drenar una zona productiva por pozo horizontal
- Por lo general, los pozos horizontales cuestan de 1.4 a 3 veces el valor de un pozo vertical
- Los pozos horizontales son más sensibles a problemas de inestabilidad de zonas productivas poco consolidadas, así como problemas mecánicos asociados al control de la dirección e inclinación.
- La planificación e implementación de pozos horizontales requiere de destinar una mayor cantidad de recursos financieros, tecnológicos y humanos.

C. PERFORACIÓN MULTILATERAL¹²

La perforación direccional es definida como el proceso de perforar múltiples huecos de pozo, conocidos como ramales, a partir de un pozo vertical, direccional u horizontal, conocido como hueco principal, a fin de conseguir una mejora en la recuperación de hidrocarburos y una reducción en el costo por barril de crudo producido. Cabe añadir que, los ingresos por el incremento en la producción y reservas son de tal magnitud, que superan largamente la alta inversión inicial requerida, así como el costo operativo para producir el pozo multilateral. En la actualidad, los avances tecnológicos en el control del perfil y la geometría del pozo, así como en la caracterización litológica en tiempo real, han permitido optimizar los múltiples ingresos, y la consiguiente perforación en la zona productiva.

¹¹ Joshi, S.D. (1991). Horizontal Well Technology

¹² Azar, J. (1997). Horizontal Drilling Technology

Ventajas

- Incremento del factor de recuperación primario unido a mayores tasas de producción de petróleo
- Reducción del costo por barril producido, en comparación a los pozos convencionales
- Mayor área de drenaje y productividad del pozo
- Aplicación en campos maduros, e inclusive abandonados
- Reducción del costo por pie perforado, así como de los costos de completación y producción, en comparación al costo de un número de pozos verticales equivalente a la cantidad de ramales del multilateral.
- Menor impacto ambiental
- Posibilidades para incrementar proyectos de recuperación mejorada de petróleo.

1.2 OBJETIVOS

- Evaluar la prefactibilidad de reprofundizar pozos existentes con la finalidad de extender el desarrollo de formaciones productivas más profundas, como la Fm. Mogollón en el Lote IX, a partir de pozos existentes, que han drenado gran parte de sus reservas de la Fm. Pariñas Superior.
- Establecer una metodología de análisis que integre los aspectos técnico – operativos y financieros para una selección exhaustiva de los pozos candidatos aptos para ser reingresados.
- Formular un plan de gestión que contribuya con garantizar el éxito en cada uno de los procesos involucrados desde el planeamiento, hasta la aplicación de un programa de reprofundización de pozos.

CAPÍTULO N° 2

Reprofundización de Pozos como Alternativa para Revitalizar Campos Marginales

2.1 Reprofundización de Pozos Existentes

Un pozo reprofundizado es aquel perforado a través de un pozo existente, usualmente revestido¹. El objetivo de esta perforación es alcanzar reservorios más profundos, ó reingresar nuevamente a uno de los reservorios actualmente en producción. En este caso, para perforar el pozo reentry se requeriría previamente crear una ventana en el revestimiento de producción, para que el conjunto de fondo pueda atravesarlo, y de esta manera, crear el nuevo hueco de pozo

Cuando el pozo reprofundizado es perforado a partir de un pozo revestido con casing de 5 ½" de diámetro ó menos, el pozo es denominado **de diámetro reducido**². Cabe señalar, que también es factible perforar pozos nuevos slim-hole desde superficie³.

El desarrollo de la tecnología de perforación de pozos ha permitido tener diversas configuraciones de pozos reentry (verticales, direccionales, horizontales y multilaterales), compatibles con las técnicas actuales de completación de pozos (hueco abierto y entubado), y el sistema de producción acorde a las características del reservorio (surgente y asistido con levantamiento artificial)

2.2 Consideraciones para Reprofundizar un Pozo Existente

- a. Estado del Casing de Producción.- Es importante tener en cuenta si el revestimiento está desgastado por fricción o corrosión.

¹ Piñol, H. (1997). Perforación Horizontal en Pozos Nuevos y Reentry

² Cornejo, H. y Rosas, R. (1996). Generación, Planeamiento e Implementación de Pozos Slim – Hole. INGEPET 96

³ Tavera, E. y Espiritu, W. (1996). Proyecto de Perforación Slim – Hole. INGEPET 96

- b. Cementación del Casing de Producción.- Se debe evaluar el estado de la cementación, especialmente en la zona en la que se desea realizar una ventana de salida a través del casing.
- c. Perforados Superiores.- Los perforados efectuados en las arenas productivas superiores deben ser sellados a fin de evitar la intrusión de fluidos durante los trabajos de reprofundización.
- d. Estado actual del cabezal del pozo

2.3 Ventajas y Desventajas al Reprofundizar Pozos⁴

En términos generales, las ventajas de reprofundizar un pozo comparado a la perforación convencional son las siguientes:

- Menor inversión, especialmente si la longitud reprofundizada es corta, ó la ventana de salida a través del casing, es colocada a mayor profundidad.
- Menor impacto ambiental debido al uso del hueco revestido existente.
- Utilización de las facilidades de producción existentes, como tubería de producción, bomba de subsuelo, líneas de flujo, baterías, etc.
- En el caso de un trabajo de reprofundización a través de un reservorio actualmente en producción se tendría menor incertidumbre geológica, así como en la estimación de reservas, dada la información obtenida a través del pozo vertical existente.
- Un pozo reprofundizado exploratorio ó de extensión, hacia un reservorio más profundo, se constituye en la forma más económica de evaluar su potencialidad.

A pesar de estos beneficios, es importante tener en cuenta las limitaciones que se presentarían, en caso se decida reprofundizar un pozo.

- Menor diámetro de trabajo para perforar y completar el pozo
- El uso de herramientas de menor diámetro limita su resistencia a los esfuerzos mecánicos

⁴ Piñol, H. (1997). Perforación Horizontal en Pozos Nuevos y Reentry

- En algunos casos, resulta complicado aislar arenas superficiales con aporte de fluidos.
- Mayor dificultad para controlar la dirección e inclinación de la trayectoria del pozo.
- Mayor dificultad para el control de sólidos durante la perforación

La tabla 2.1 compara los aspectos ambientales y de seguridad, asociados a un pozo reprofundizado y la perforación de un pozo nuevo

Tabla 2.1 Impactos - Riesgos Ambientales y de Seguridad de un Pozo Reprofundizado vs. un Pozo Nuevo

Aspecto	Magnitud	
	Pozo Nuevo	Reentry
Impactos		
Ruido y vibraciones	Alto	Moderado
Contaminación por desechos sólidos y líquidos	Alto	Moderado
Polución atmosférica	Bajo a moderado	Bajo
Erosión	Alto	Moderado
Daño a la flora y fauna	Moderado a alto	-----
Deforestación	Moderado a alto	-----
Impacto estético	Moderado a alto	-----
Impacto sobre comunidades	Moderado a alto	Bajo
Riesgos		
Derrame de crudo, combustibles, lubricantes y/o productos químicos	Moderado	Bajo
Accidentes humanos debido a las operaciones durante la perforación	Moderado	Moderado
Accidentes humanos debido a otras actividades	Moderado	Bajo
Operaciones de pesca	Moderado	Alto
Incendios	Moderado	Bajo

Fuente: UNIPETRO ABC, "Estudio de Impacto Ambiental para la Perforación de Pozos en el Lote IX". Cortegana, O., "Perforación de Pozos Horizontales en la Selva Peruana".

2.4 Planificación de un Pozo Reprofundizado⁵

La planificación de un pozo reprofundizado requiere seguir secuencialmente una serie de actividades presentadas a continuación:

- Definir un equipo multidisciplinario compuesto por Geólogos, Geofísicos, Ingenieros de Reservorios, Perforación, Completación y Producción, asignar roles y responsabilidades tanto para el planeamiento como implementación del proyecto.
- Definir el tipo de aplicación a desarrollar, e.g, pozo reprofundizado horizontal, vertical, etc.
- Caracterizar el reservorio objetivo, es decir, determinar el espesor neto promedio, contactos agua / petróleo y gas / petróleo, orientación y existencia de fracturas, heterogeneidades, permeabilidades relativas, barreras al flujo de fluidos, distribución de presiones.
- Definir el tipo de completación compatible con el tipo de aplicación y las características del reservorio.
- Definir restricciones para el acceso al objetivo, basados en la performance del reservorio, y límites del área de concesión.
- Diseñar el perfil del pozo compatible con la completación existente y la instalación de producción a ser bajada en el pozo reprofundizado.
- Seleccionar el equipo de perforación basado en el perfil del pozo. El equipo tiene que tener suficiente capacidad para manejar el torque y arrastre (usualmente mayor en pozos de diámetro reducido) que se tendría en la etapa de perforación.
- Diseñar el fluido de perforación dependiendo en el tamaño, longitud e inclinación de la sección de hueco a ser perforada
- Diseñar la sarta de perforación en base al tipo de completación, el perfil del pozo y las características del fluido de perforación
- Definir la hidráulica que asegure una adecuada limpieza del pozo, y la performance óptima de los motores de fondo.
- Seleccionar los ensamblajes de fondo

⁵ Azar, J. (1997). Horizontal Drilling Technology

CAPITULO N° 3

APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE REPROFUNDIZACIÓN DE POZOS

3.1 CASOS ESTUDIO A NIVEL MUNDIAL

3.1.1 Duplicación de la Producción de Petróleo en Pozos Reprofundizados Horizontalmente, Campo Jobo, Monagas - Venezuela

LAGOVEN S.A. inició un ambicioso proyecto para acelerar e incrementar la recuperación de petróleo tomando ventaja de los hidrocarburos de pozos existentes, cuya extracción no era posible debido a diferentes razones tales como: problemas mecánicos, irrupciones tempranas de petróleo y gas, así como limitaciones de los sistemas actuales de completación y producción.

Se decidió entonces, reingresar en los pozos (JOM – 75, JOM – 65 y JOM 38) del campo Jobo, al sur del estado Monagas, que se encontraban inactivos.

Aspectos de Ingeniería de Reservorios

El objetivo de esos pozos fue la arena "C" del reservorio Morichal – 1, Formación Oficina. La arena petrolífera tiene un espesor neto que varía entre 60' y 100', y está localizada a una profundidad promedio de 3700'. Esta arena fue seleccionada debido a que tiene el contacto agua – petróleo localizado a 4965', lo cual minimiza el riesgo de una irrupción temprana.

Perforación

La fase de perforación empezó abriéndose una ventana de 70' en el casing de 7", a la profundidad de 3000'. Inmediatamente después, se llevó a cabo la deflexión con la finalidad de alcanzar horizontalmente la formación objetivo, perforándose para ello un hueco de 6 1/8". Los 2 primeros pozos (JOM – 75 y

JOM – 65) fueron perforados a la profundidad medida de 5150' y 5358', con secciones horizontales de 827' y 1066' respectivamente.

Resultados

Los primeros 2 trabajos resultaron exitosos, permitiendo triplicar la producción de petróleo, cifra alcanzada en comparación al promedio de producción de los pozos verticales vecinos. La Tabla 3.1 muestra el incremento en la tasa de producción de los pozos reprofundizados.

**Tabla 3.1- Performance de los Pozos Reprofundizados, Campo Jobo
Monagas, Venezuela**

N°	JOM – 75	JOM – 65
Producción Inicial (BPD)	100	100
Producción Promedio después del Reentry (BPD)	380	290

Fuente: Joubert, G., Goite, J., Mc Gee, J., Yibirin, J., Gonzales, R., "Duplicación de Tasas de Producción en Pozos Horizontales"

3.1.2 Experiencia de CORPOVEN en la Reprofundización Horizontal de Pozos

La perforación del pozo reentry 21 – B – 8 en el Yacimiento Budare, distrito Santo Tome representó un éxito significativo para CORPOVEN, ya que tal pozo se constituyó en el primer pozo horizontal de diámetro reducido perforado en Venezuela. Las siguientes etapas resumen como se reingreso en el citado pozo y como fue puesto en producción.

Estado Inicial

Antes de realizar el trabajo de reentry, el pozo estaba completado con casing de 7" y tubería de producción de 2 7/8".

Etapa de Perforación

Esta fase empezó abriéndose una ventana de 74' en el casing de 7" a 3854'. Luego se colocó un tapón balanceado a fin de empezar la desviación. El punto de desviación fue establecido a 3864', y se inclinó el pozo siguiendo una trayectoria con tasas de crecimiento angular que variaban entre 9 a 12°/100', en la dirección N 40° O. Se alcanzó un ángulo de inclinación final de 86° en un hueco de 6 1/8". Este pozo fue perforado hasta la profundidad medida de 5835', profundidad vertical (TVD) = 4591', con una sección horizontal de 1047'. El control direccional fue realizado con una herramienta de medidas durante la perforación (slim 1) y un registro de rayos gamma (gamma ray).

Completación del Pozo

El Pozo nuevo fue completado con lana de 4 ½" corrida hasta la profundidad medida, y cementada. Posteriormente se baleó un intervalo de 650' arena petrolífera, con una densidad de 6 tiros por pie.

Resultados

El costo total de la reprofundización en el Pozo 21 – B – 8 fue de 84 Millones de Bolívares, el cual resultó 30% mayor al costo de un pozo convencional en esta área, debido a algunos problemas de atascamiento y pesca que se presentaron durante la perforación. Sin embargo, ese costo incremental fue largamente superado con la sobresaliente performance de producción del pozo nuevo RE 21 - B – 8 ilustrada en la Tabla 3.2

Tabla 3.2 Comparación entre la Producción Diaria y Acumulada de un Pozo Convencional y un Pozo Reprofundizado en el Campo Budare, Venezuela.

	Convencional	RE 21 – B – 8
Producción Inicial (BPD)	250*	2200*
Producción Acumulada en los primeros 6 años (Mbls)	280*	620*

Fuente: Rodríguez, E., Machado, P. y Ponte W., "Experiencia de CORPOVEN en la Perforación de Hoyos Delgados."

- * Cifra basada en otros pozos verticales del área.
- Cifra pronosticada utilizando simulación de reservorios
- ◆ Producción de petróleo medida

BPD: barriles por día

Mbls: Miles de barriles.

3.1.3 Reprofundización Horizontal de Pozos de Bajo Costo en los Yacimientos Maduros del Norte del Niágara – Michigan

Shell Western E&P Inc desarrolló entre 1994 y 1995 un programa de perforación, a bajo costo, en el arrecife del Norte del Niágara – Michigan, basado en la técnica de perforación horizontal de radio corto, para reingresar a pozos existentes. Este programa incluyó 23 pozos, 3 en 1994 y 20 en 1995.

Los principales objetivos del citado programa fueron:

- Incrementar la producción de petróleo y reducir la producción de GOR (Relación gas - petróleo)
- Reducir la producción de agua
- Acceder a zonas pobremente drenadas para incrementar la producción de hidrocarburos
- Desarrollar una mejor comprensión de la distribución de porosidades en el arrecife
- Proporcionar una forma técnico – económica para incrementar la recuperación de hidrocarburos
- Mejorar la tasa de éxito de los programas de perforación horizontal puestos en marcha en la misma zona

Con la finalidad de bajar los costos y optimizar la selección de pozos reentry candidatos, se formó un equipo multidisciplinario que combinó satisfactoriamente los esfuerzos de ingenieros de perforación y producción con el soporte técnico de las compañías de servicio, en la planificación de pozos. El equipo multidisciplinario se enfocó en utilizar tanto la data de producción, como la información de la evaluación de perfiles, para elaborar un diseño simple y óptimo de cada pozo. El diseño requería de mucha precisión y la implementación de eficacia, dado el poco margen de ganancia asociado a las

reservas marginales de cada ubicación; la sostenibilidad del proyecto, dependía por lo tanto, tanto el éxito individual de cada pozo, como en la mejora progresiva de cada etapa del programa.

Estado Inicial

El arrecife del norte del Niágara fue descubierto en los años 60 y es considerado un reservorio relativamente maduro. Para el año 1994, Shell operaba 50 centrales de facilidades de procesamiento, desde las cuales se monitoreaba la producción de más de 300 pozos produciendo de varios arrecifes a profundidades promedio en el rango de 4000' a 7000'. La producción de petróleo es regulada por el Departamento de Calidad Ambiental del Estado de Michigan, y limitada a 300 BOPD por pozo con un GOR de 1500 SCF/STB buscando la conservación de la energía de los yacimientos. El API del crudo de los pozos de Niágara es usualmente 40°, y el espaciamiento de 80 acres. A su vez, la mayoría de los arrecifes son heterogéneos con distribuciones variables de porosidad y permeabilidad. De otro lado, la presión promedio de reservorio alcanzaba los 1000 psi, lo cual mostraba cierto grado de depletación. Finalmente, los pozos han sido producidos bajo el mecanismo de gas en solución; cabe añadir que durante cierta época, gran parte de los pozos produjeron a tasas de 450MSCF de gas por día, mientras que otros produjeron grandes cantidades de agua.

Selección del Perfil del Pozo

Aunque las técnicas más convencionales de perforación horizontal, la de radio largo y medio, estaban disponibles, la perforación horizontal de radio corto ofrecía muchas ventajas comparativas tales como:

- Evitar o reducir el contacto con la capa de gas
- Factibilidad para colocar una bomba de subsuelo lo más cercanamente posible a la sección lateral del pozo, mejorando la eficiencia de operación así como evitando costos y riesgos adicionales asociados con el bombeo en la sección curva de la geometría del pozo.

- Mejor drawdown a favor de la formación productiva, al permitir colocar la bomba a una mayor profundidad
- Secciones laterales de mayor longitud a través de la zona objetivo para un desplazamiento dado

Programa de Evaluación 1994

Luego de revisar los candidatos potenciales en Julio de 1994, el equipo multidisciplinario recomendó un programa de evaluación inicial consistente en 3 pozos, Springdale 1 – 25, Nobbs 3 – 23 y Viena 1 – 6, los cuales en tal época, estuvieron siendo producidos de diferentes arrecifes y con algunas condiciones operativas distintas.

Operaciones de Reparación, Perforación y Completación

Los trabajos de reparación de los 3 pozos candidatos incluyeron trabajos de cementación forzada para aislar los intervalos productivos existentes, seguido de una molienda y rima de una sección de casing de 25', y finalmente un trabajo para colocar un tapón de cemento, a cierta profundidad, a fin de hacer un pozo paralelo (sidetrack).

Posteriormente, los 3 candidatos fueron perforados con broca tricónica 4 ¾" de insertos usando un motor de fondo articulado, equipado con un sistema magnético para el control de la geometría del pozo (dirección e inclinación), unido a un cable que permite su recuperación mediante un equipo de servicio de pozos. Cada uno de los candidatos fue perforado con tasas promedio de levantamiento de ángulo de 125°/100' (equivalente a un radio de curvatura de 45'). Aunque la mayor parte de la sección lateral fue perforada mediante deslizamiento, se aplicó algo de rotación (- de 15 rpm). Cabe resaltar que se perfiló gran parte de la trayectoria en los 3 pozos, lo cual proporcionó información para ajustar la prognosis geológica inicial, y determinar con precisión los límites del reservorio arrecife.

Finalmente, los 3 candidatos fueron completados a hueco abierto ya que la consolidación de la formación carbonatada hacía innecesario el aislamiento de zonas lutáceas, con lo cual los costos de completación a su vez eran reducidos.

Cabe mencionar que los trabajos de remediación, perforación y completación fueron llevados a cabo con un equipo Standard de Workover, capaz de perforar y tensionar hasta 10000' de profundidad y 180000 libras respectivamente.

Resultados

Los 3 pozos reingresados experimentaron un incremento en la producción de petróleo en conjunto con una reducción del corte de agua. Se experimentó una variación mínima en la relación Gas / Petróleo (GOR) en el primer pozo, pero se alcanzó una significativa reducción en los otros 2. La Tabla 3.3 ilustra los resultados obtenidos en los 3 candidatos.

Tabla 3.3 Resultados de la Evaluación del Programa de Reprofundización 1994 en los Yacimientos de Petróleo del Niagara - Michigan

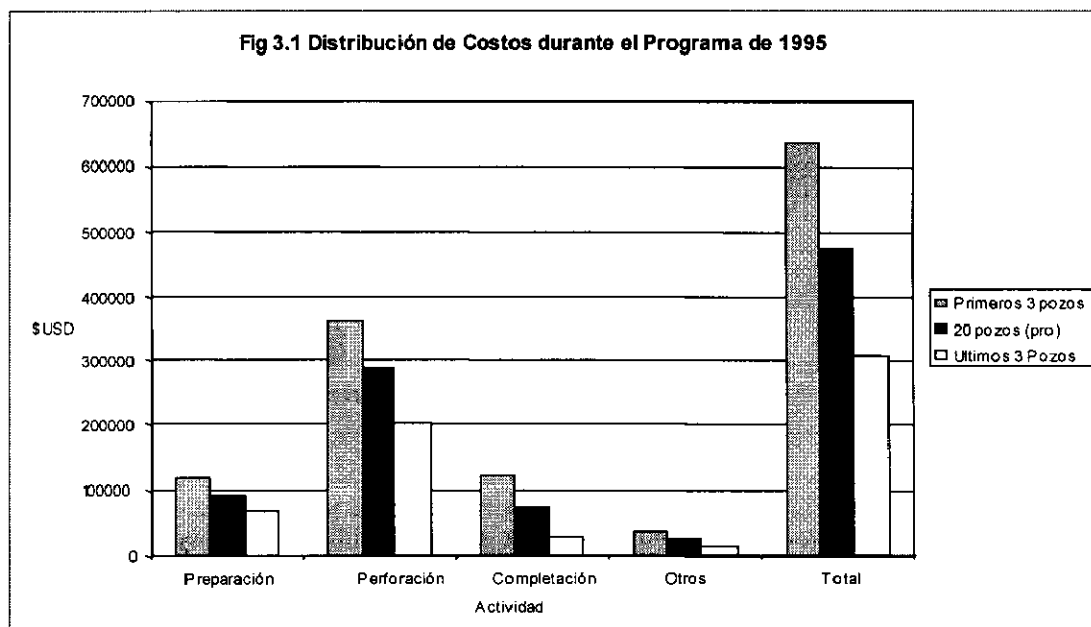
Pozo	Sección Lateral (pies)	Producción Inicial (BOPD)	Producción Post - Reprofundización (BOPD)
Springdale 1-25	700	25	125
Nobbs 3-23	500	12	96
Vienna 1-6	600	40	160

Fuente: Lanier G., Low - Cost Short Radius Re - entry Horizontal Drilling Program Revitalizes Aging Northern Michigan Niagara Oilfields, Society of Petroleum Engineers Annual technical Conference and Exhibition held in Denver Colorado, U.S.A, 6 - 9 October 1996.

Resultados del Programa de 1995

A pesar del éxito productivo alcanzado en los 3 pozos reingresados en 1994, los cuales experimentaron un significativo incremento en la tasa de producción, los costos estuvieron por encima de las expectativas. En consecuencia, se

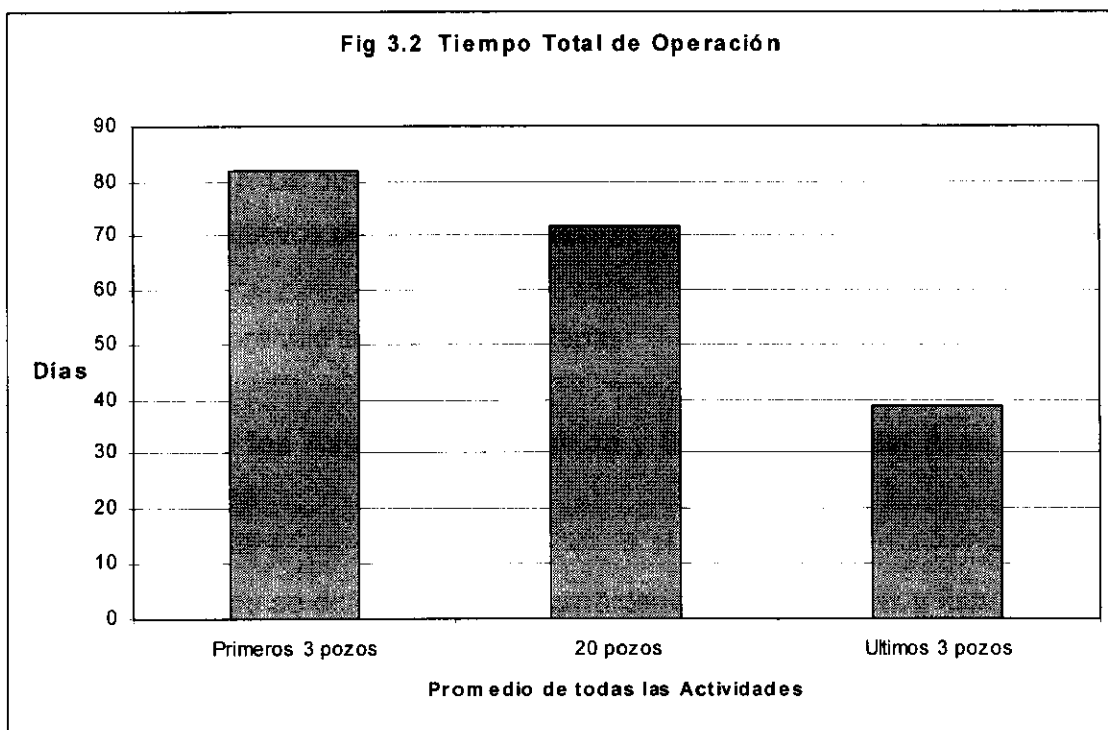
desplegaron esfuerzos enfocados a implementar mejoras en la performance de este programa, consiguiéndose en los 3 últimos pozos perforados en 1995, una reducción del 50% del costo total de los pozos perforados el año anterior. La Figura 3.1 muestra los resultados previamente mencionados:



Fuente: Lanier G., Low – Cost Short Radius Re – entry Horizontal Drilling Program Revitalizes Aging Northern Michigan Niagara Oilfields, Society of Petroleum Engineers Annual technical Conference and Exhibition held in Denver Colorado, U.S.A, 6 – 9 October 1996.

La disminución de los costos estaba asociada a una reducción del tiempo invertido en todos los procesos de trabajo, la cual alcanzó el 50% al final del Programa de 1995, como puede apreciarse en la Figura 3.2:

En suma, el Programa de Reprofundización de Pozos en Yacimientos del Niagara Septentrional ha sido un éxito completo reflejado en sus cifras: Reducción del costo por pozo de más de 600 MUS\$ a menos de 350 MUS\$, incrementos de producción que triplicaban los valores iniciales asociados a disminuciones en la relación Gas - Petróleo (GOR) y la producción de agua.



Fuente: Lanier G., Low – Cost Short Radius Re – entry Horizontal Drilling Program Revitalizes Aging Northern Michigan Niagara Oilfields, Society of Petroleum Engineers Annual technical Conference and Exhibition held in Denver Colorado, U.S.A, 6 – 9 October 1996.

3.2 REPROFUNDIZACIÓN DE POZOS EN EL PERÚ

3.2.1 Pozos de Diámetro Reducido (Slim - Hole) en el Área Lobitos Costa Afuera, Lote Z1-A de la Cuenca Talara.

Ingenieros de la compañía Petrotech Peruana S.A. concibieron en 1995 la idea de planificar e implementar un proyecto de reprofundización de 7 pozos a fin de lograr los siguientes objetivos:

- Aumentar la producción de petróleo
- Confirmar la extensión de los reservorios en estudio
- Reducir los costos de perforación
- Reducir el tiempo de perforación
- Aprovechar la facilidades de producción existentes
- Reducir el impacto ambiental

Se escogieron como candidatos aquellos pozos que habían llegado a su límite económico o que habían sido abandonados, completados con revestimiento de producción de 5 ½". Estos pozos serían perforados a través de 3 plataformas, LO4, LO6 y LO7. De otro lado se determinó a las formaciones Mogollón y Basal Salina como objetivos de la reprofundización.

El estudio comprendió las siguientes etapas:

1. Análisis de los Aspectos Geológicos y Estructurales del Área Lobitos Costa afuera

En esta etapa se determinaron las características geológicas y estructurales de las formaciones Mogollón y Basal Salina. Adicionalmente, se estableció la reprofundización de 3 pozos, LO4 – 23R, LO7 – 17R, LO7 – 20R, teniendo como objetivo la formación Mogollón y 4 pozos, LO4 – 18R, LO4 – 24R, LO6 – 21R, LO6 – 22R, dirigidos hacia la formación Basal Salina. La Tabla 3.4 resume las principales características de las formaciones en estudio.

Tabla 3.4 Características Geológicas y Estructurales de Las Formaciones Mogollón y Basal Salina en el Área de Lobitos Costa Afuera, Noroeste, Perú

Formación	Mogollón	Basal Salina	
		Arena Superior	Arena Inferior
Profundidad del tope para los pozos reprofundizados (pies)	4300 – 4500	5800 – 7100	7600 – 8300
Espesor neto de arena (pies)	350 – 450	20 – 100	82 – 360
Espesor neto de arenas productivas (pies)	15 - 150	35 – 89	55 – 145
Porosidad Promedio (%)	7 - 15	8 – 11	7 – 13
Saturación de agua promedio (%)	27 – 48	24 – 32	36 – 49

Fuente: Cornejo Hugo y Rosas Rolando, Generación, Planeamiento e Implementación de Pozos Slim - Hole, INGEPET 96

2. Análisis de la Factibilidad de Perforación

Esta etapa incluye a su vez las siguientes etapas

- a. Disponibilidad para la reprofundización de los pozos: Selección del Equipo de Perforación, La Sarta de Perforación y los Procedimientos para la reprofundización.
- b. Planeamiento de la Perforación Direccional: Esta fase incluye a su vez lo siguiente:
 - Plan Direccional: Selección de la ubicación del punto de desviación (KOP), la ubicación del objetivo, la tasa de crecimiento de la sección curva y el punto y la inclinación de entrada a la formación.
 - Selección de la ventana fresada y los procedimientos para abrirla.
 - Selección de los ensamblajes y procedimientos para las secciones curva y tangencial.
- c. Selección del Fluido de Perforación: El fluido fue seleccionado a fin de tener características inhibitorias y estabilizadoras.

3. Análisis Económico

La reprofundización de pozos proporcionó una serie de ventajas económicas en términos de ahorro en costos por menor cantidad de materiales, herramientas y equipos más pequeños y menor tiempo de perforación que a su vez compensaron los costos mayores por servicios especiales de control. La Tabla 3.5 resume los principales costos involucrados en este proyecto.

Tabla 3.5 Costos promedios de la Reprofundización de un Pozo en el Área Lobitos Costa Afuera, Noroeste, Perú

Costo de Perforación – Control	
Pozo	Promedio
Días	20
Longitud Promedio (pies)	4700
Costo promedio por pozo (\$MUSD)	656.8
Resumen de Costos	
(\$MUSD) día – Servicios	24.6
(\$MUSD) día – Materiales	8.7
\$ USD / pies	113.4
Resumen de Tiempos (días)	
Movimiento / Armado del equipo	2
Preparación	5
Problemas	1
Perforación	16

Fuente: Cornejo Hugo y Rosas Rolando, Generación, Planeamiento e Implementación de Pozos Slim - Hole, INGEPE 96

4. Resultados

De los 7 pozos reprofundizados, 5 fueron completados, y de estos, 3 resultaron buenos pozos productores, recuperándose de ellos cerca de 850 MbIs en cerca de 8 años de producción. La Tabla 3.6 resume los resultados de los pozos reprofundizados en el área lobitos costa afuera.

Tabla 3.6 Resultados de los Pozos Perforados en el Área Lobitos Costafuera

Pozo	Prod. 1^{er} / 2^{do} mes BOPD	Prod. Acum. 1^{er} Año MBIs	Prod. Acum. MBIs	Años de Producción
LO6 – 22R	509	103.1	194.3	7.2
LO7 – 17R	392	70.7	147.4	8.1
LO7 – 20R	955	261.8	502.1	7.9

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas del Perú.

3.2.2 Proyecto de Perforación de Pozos de Diámetro Reducido en el Lote X, Cuenca Talara

Introducción

Durante 1995 e Inicios de 1996, PETROPERU efectuó el estudio y ejecución del "Proyecto de Perforación de Pozos de Diámetro Reducido", en 5 ubicaciones del área Laguna Sur del Lote X, cuyos resultados técnico – económicos han sido notables como veremos a continuación.

El proyecto tuvo inicialmente los siguientes objetivos:

- Incrementar la producción y reservas de petróleo del Lote X, mediante la perforación de 5 pozos dirigidos hacia la formación Verdún, en el Yacimiento Laguna Sur, mediante la perforación y completación de hueco reducido.
- Evaluar como alternativa técnico – económica el sistema de perforación y completación de diámetro reducido en pozos perforados desde la superficie y pozos reprofundizados.

Análisis de Ingeniería de Reservorio

El proyecto empezó con la evaluación del comportamiento productivo de la Fm. Verdún. Para ello, se realizaron trabajos que permitieron la apertura de esta formación en pozos existentes. En total se realizaron 8 trabajos de reacondicionamiento en el Bloque V del yacimiento Laguna Sur, con resultados alentadores.

Con la información geológica, de producción, propiedades de roca y fluidos y presiones se elaboró un modelo del reservorio Verdún para el Bloque V. Las principales características de este modelo se muestran en la Tabla 3.7:

**Tabla 3.7 Características de la Fm. Verdún para el Bloque V
Área Laguna Sur - Lote IX**

Profundidad Promedio	1500'
Área Total	342 acres
Porosidad	10%
Permeabilidad	<0.1 – 20 md>
API @ 60°F	29°
Tipo de Crudo	LCT
Presión de Reservorio	300 psi
GOR	180 SCF / STB
Yg	0.7
∇_T	1.08 °F/100'
Temperatura de Reservorio	98 °F
Presión de Burbuja	978.6 psi
β_o	1.05 Bls / STB
μ_{ob}	13.1 cp
β_g	0.05 PC / SCF
μ_g	0.00115 cp
Cr	$1.45 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

Fuente: Tavera Evangelina y Espiritu Walter, Proyecto de Perforación Slim - Hole, INGPET 96

Finalmente, el modelo fue sometido a una simulación numérica a fin de establecer el esquema óptimo de explotación.

Los resultados de la simulación indicaron la conveniencia de perforar 5 pozos, a un espaciamento de 10 acres, más la implementación de un proyecto de inyección de gas, lo que permitiría obtener una recuperación de petróleo de 406 MBls. El volumen de petróleo adicional obtenido por la inyección de gas sería del orden de los 200 MBls.

Perforación

Para la perforación de los 5 pozos de diámetro reducido se consideró hacer un hueco de superficie con broca de 7 7/8" y forrarlo con tubería de revestimiento de 5 1/2". El hueco principal fue perforado con broca de 4 3/4" y completado con tubing de 2 7/8" con la finalidad de garantizar suficiente luz en el anular para realizar las maniobras de bajada de tubería y cementación, así como la disponibilidad inmediata de materiales.

La sarta de perforación usada en el hueco de superficie estuvo compuesta de tubería de perforación de 2 7/8", lastrabarreras de 6 1/4", estabilizadores de 7 7/8" con broca tricónica de dientes de 7 7/8". Mientras tanto, en el hueco de producción se utilizó tubería de perforación de 2 7/8", drill collar de 4 1/8", estabilizadores de 4 3/4" con broca tipo PDC de 4 3/4". Las 2 brocas PDC con 5 boquillas rindieron de manera sobresaliente en los 5 pozos perforados, consiguiéndose altas tasas de penetración, 35' por hora, sin mayor desgaste por efecto de abrasión ó empaquetamiento. A su vez, se tuvo una buena remoción de sólidos, condición alcanzada con una hidráulica optimizada que no requirió de altas presiones de circulación (450 psi) ni altas tasas de bombeo (150 gpm), para un peso promedio de lodo entre 8.3 – 9.1 lb/gal.

El fluido de perforación empleado fue un lodo de reología invertida (VP/YP = 18/23) a base de polímeros biodegradables de baja toxicidad, con el cual se consiguió proporcionar estabilidad al hueco, una buena capacidad de acarreo de sólidos, un buen rendimiento de la broca y estabilizadores, reducir el costo operativo (al permitir reusar el 70% de su volumen) y minimizar tanto el daño de formación como los impactos ambientales.

Completación y Estimulación

Los 5 pozos fueron completados con tubing de 2 7/8", la cual fue bajada centralizada a fin de asegurar una adecuada colocación de las lechadas de cemento. Luego, se cementó la tubería utilizando 2 mezclas de cemento de

13.1 ppg y 15.1 ppg, que permitió un buen desempeño operativo así como un adecuado sello hidráulico.

La toma de registros eléctricos requirió de un manejo especial debido a las limitaciones inherentes a los huecos de menor diámetro (poca área de trabajo y menor resistencia a la tensión del cable de transporte). Fue necesario bajar una sarta de registros de 2 1/8" para medir la litología y resistividad de las formaciones (rayos gamma y Dual Laterolog respectivamente), así como el diámetro del hueco (Caliper), la cual tuvo una buena performance.

El baleo se efectuó con escopetas de 2 1/8" de diámetro con cañón selectivo, cuyos diámetros perforados eran de 3 pulgadas, lo cual no se constituyó en limitación alguna para el posterior tratamiento de estimulación.

El trabajo de fracturamiento hidráulico requirió utilizar un gel reticulado, y arena malla 12/20 y 8/12, observándose resultados como: Longitud de fractura empaquetada de 100 -120', conductividades de 7880 – 11500 md-pie, concentración areal de 0.94 – 1.1 lb/pie², rangos bastante buenos para los promedios normalmente obtenidos en la zona.

Producción

La puesta en producción de los pozos de hueco reducido contempló usar el Sistema Gas Lift, empleando para ello tubería macarroni de 1 1/4" para la inyección de gas, a través de 3 válvulas no recuperables de 1/4" de orificio ubicadas +/- 580', 800' y 1000 pies de profundidad, de tal manera que la mezcla del gas inyectado y los fluidos producidos sea a través del anillo 2 7/8" – 1 1/4".

El comportamiento productivo de los pozos a la fecha ha sido destacable, lo cual se refleja en la Tabla 3.8:

**Tabla 3.8 Resultados del Programa de Perforación de Diámetro Reducido
en Laguna Sur – Lote X**

Pozo	Prod. 1^{er} / 2^{do} mes BOPD	Prod. Acum. 1^{er} Año MBIs	Prod. Acum. MBIs	Años de Producción
LAG1	169.6	43.1	117.5	7.4
LAG2	136.7	25.3	62.5	7.8
LAG3	182.6	37.8	50.6	3.0
LAG4	117.9	22.7	35.1	4.3
LAG5	54.1	12.1	27.2	5.2

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas del Perú.

Resultados

- El proyecto de perforación de 5 pozos slim-hole en el Bloque V del yacimiento Laguna Sur ha resultado exitoso desde el punto de vista técnico – económico; se ha conseguido producir casi 300MBIs de la Fm. Verdún en menos de 8 años, mientras que, la inversión inicial total cercana al millón de dólares fue recuperada en menos de 1 año.
- Los pozos slim-hole permiten un ahorro del 30% en la inversión inicial respecto a la perforación convencional.
- Reducción del impacto ambiental por una menor utilización de materiales, (algunos de ellos biodegradables) y menor erosión (equipos de menor dimensión)
- Se ha demostrado la factibilidad de perforar, completar, estimular y poner en producción pozos de diámetro reducido, lo cual posibilita la ejecución de proyectos de reprofundización de pozos en áreas ya desarrolladas, para recuperar reservas de objetivos más profundos con mejores márgenes de rentabilidad.

3.2.3 Experiencia en Pozos Reprofundizados desde Revestimiento 9 5/8" con Secciones en 6" Yacimiento Corrientes, Cuenca Marañón

En el año 2000 se diseñó y ejecutó el primer proyecto de pozos re-entry en el Lote VIII, Cuenca Marañón. Significó para Pluspetrol, la primera experiencia en perforación de pozos horizontales en Corrientes, hacia los reservorios Cetico 6 y Cetico 2, y a su vez, la aplicación de una nueva técnica, que permitiría incrementar la producción y recuperación de reservas de una manera económicamente rentable en campos de desarrollo.

Diseño del Proyecto Re-entry

Mediante un estudio de simulación de reservorios, se identificó a los reservorios Cetico 6 y Cetico 2 como zonas no drenadas, cuya explotación sería a partir de secciones horizontales.

El proyecto de reprofundización de pozos se llevó a cabo a partir de los pozos existentes CO160D, CO1003 y CO1005D. Se culminaron con éxito los trabajos en los pozos CO160RC6 y CO1003RC2, mientras que la reprofundización en el pozo CO1005D fue abandonada durante la perforación por problemas de inestabilidad severa en la Fm. Chambira; el fluido de perforación no pudo ser acondicionado en 5 días por fallas mecánicas del equipo de perforación, ocasionando desestabilización de las arcillas.

Perforación de los Pozos CO160RC6 y CO1003RC2

La primera etapa consistió en la evaluación del estado actual de los pozos existentes. Fue necesario correr registros para determinar la integridad del revestimiento intermedio de 9 5/8" y las condiciones del cemento detrás del mismo. Seguidamente, son abandonados los perforados productores inferiores ubicados en la lina de 7" con tapones de cemento, los cuales en la mayoría de casos sirven de base para anclar el empaque de la herramienta de desviación (whipstock).

Luego, se baja y ancla el whipstock, orientando su ubicación con giróscopo ó herramienta de medidas durante la perforación (sección de inclinación $> 3^\circ$). El siguiente paso consistía en crear una ventana a través del casing de 9 5/8" mediante un conjunto fresador, hasta alcanzar la formación en hueco abierto; el trabajo tomó en promedio +/- 8 horas por pozo.

Posteriormente, se continuó con la perforación de la sección tangencial utilizando un motor de fondo y una herramienta de medición de la trayectoria e inclinación durante la perforación (MWD). Se utilizó un fluido de perforación base aceite y una broca PDC. Una vez finalizada, se continuó perforando la sección de incremento de ángulo, con brocas tricónicas. Se culminó la perforación del tramo corriendo simultáneamente perfiles de rayos gamma y resistividad (LWD). De esta manera el pozo quedó listo para bajar y cementar la nueva lina de 7"; la cementación fue evaluada con los perfiles de adherencia del revestimiento al cemento (CBL) y de densidad variable (VDL).

La perforación de la sección horizontal de 6" se realizó con motor de fondo, broca PDC y sistema de navegación MWD y LWD. Se utilizó el fluido base petróleo que permitió tener una eficiente remoción de sólidos y control de los fluidos de formación.

Completación y Producción

La completación final consistió en lavar la sección de hueco abierto a través de la arena productiva, y cubrirla con un fluido de similares características al lodo de perforación, pero libre de sólidos.

El fluido de perforación excedente fue desplazado desde la profundidad del nuevo tope de lina por agua de formación, a fin de tener un control del pozo. El fluido de perforación base petróleo, previamente centrifugado, fue recuperado en tanques de almacenamiento en superficie para su posterior reutilización.

Finalmente se bajó una instalación de bombeo electrosumergible en cada pozo.

Resultados

A pesar del éxito alcanzado al perforar y completar eficientemente ambos pozos, se tuvieron problemas operativos, especialmente en el pozo CO160RC6, que generaron retrasos y consiguientes costos adicionales; cabe añadir que, tal incremento en la inversión inicial no fue excesivo según se muestra en Tabla 3.9:

Tabla 3.9 Tiempos y Costos Generados para Reprofundizar los Pozos CO160D y CO1003

Concepto	Tiempo (días)					
	Pozo CO160RC6			Pozo CO1003RC2		
	Real	Estimado	Diferencia	Real	Estimado	Diferencia
Desarmado, Movimiento y Armado	51.0	21.0	-30.0	11.0	12.0	1.0
Perforación y Cementación	84.5	30.0	-54.5	28.0	34.0	6.0
Completación	4.0	3.5	-0.5	4.0	3.0	-1.0
Total	139.5	54.5	-85.0	43.0	49.0	6.0
Concepto	Costo (MUS\$)					
	Pozo CO160RC6			Pozo CO1003RC2		
	Real	Estimado	Diferencia	Real	Estimado	Diferencia
Desarmado, Movimiento y Armado	340.6	301.1	-39.6	253.7	263.1	9.4
Perforación y Cementación	3176.7	2604.2	-572.5	1514.1	1416.0	-98.1
Completación	205.4	464.7	259.4	240.5	130.4	-110.1
Contingencia	0	168.5	168.5	0	90.5	90.5
Total	3722.7	3538.5	-184.2	2008.3	1900.0	-108.3

Fuente: Chuyes José, Experiencia en Pozos Reentry desde Casing de 9 5/8" con Secciones Horizontales en 6" – Campo Corrientes, INGPET 2002

Sin embargo, la alta productividad de los pozos horizontales, fluctuante entre 3 a 5 veces el valor de un pozo vertical, permitió compensar la alta inversión inicial (incluyendo los imprevistos) desplegada para perforar y poner en producción ambos pozos reprofundizados. La historia productiva actualizada a diciembre de 2003 de los pozos CO160RC6 y CO1003RC2 se muestra en la Tabla 3.10:

Tabla 3.10 Historia Productiva de los Pozos Reprofundizados Horizontalmente, Yacimiento Corrientes, Lote VIII

Pozo	Prod. 1^{er} / 2^{do} mes BOPD	Prod. Acum. 1^{er} Año MBIs	Prod. Acum. MBIs	Años de Producción	Corte de Agua (%) @ Dic 2003
CO160RC6	794	164.7	428.9	3.8	96
CO1003RC2	1015	189.7	681.6	3.8	91

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas del Perú.

CAPÍTULO N°4

ANÁLISIS TÉCNICO PARA REPROFUNDIZAR POZOS EN EL LOTE IX DE LA CUENCA TALARA, PERÚ

4.1 Análisis de la Situación Actual de las Actividades de Exploración y Producción de Petróleo en el Perú

La situación del sector hidrocarburos en el Perú ha venido a menos en los últimos años, debido a que hemos dejado de ser energéticamente autosuficientes, convirtiéndose nuestro país en importador, cada vez mayor, de combustibles desde los últimos 15 años. La declinación natural de la energía de nuestros campos en actual desarrollo, traducida en la reducción progresiva de producción de petróleo, el poco éxito de las campañas exploratorias y la depletación de nuestras reservas existentes, han agravado el déficit de nuestra balanza comercial de hidrocarburos. **Las Figuras 4.1, 4.2 y 4.3** grafican la tendencia decreciente en la perforación de pozos (desarrollo y exploratoria), las reservas probadas y la producción de petróleo durante la última década en el Perú.

En adición, los pronósticos de perforación de nuevas ubicaciones así como de reservas y producción de petróleo no se muestran muy alentadores en un escenario moderado, que considera el marco regulatorio - contractual actual, la situación de la economía del sector y las condiciones político - sociales del país, según lo muestran **las Figuras N° 4.4, 4.5 y 4.6.**

Es evidente, que sería erróneo enfocarse solo en la búsqueda de nuevos yacimientos de petróleo con reservas potenciales como estrategia para revertir el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos en nuestro país. Por lo tanto, se deben potenciar esfuerzos hacia el incremento de la recuperación de nuestras reservas remanentes, con métodos alternativos, nuevos conocimientos y tecnología.

4.2 Marco Legal para las Actividades de Perforación / Reprofundización de Pozos

A continuación se listan las regulaciones que forman parte del marco legal bajo el cual se rigen las actividades de explotación de hidrocarburos en el Noroeste Peruano, y por consiguiente en el Lote IX.

- a. Ley Orgánica de Hidrocarburos, N° 26221, publicada el 19 de Agosto de 1993.
- b. Código Sanitario del Perú, N° 17505, publicado el 18 de Marzo de 1969.
- c. Ley General de Aguas, N° 17752, publicada el 24 de Julio de 1969.
- d. Ley que prohíbe la Tala Indiscriminada del Bosque en La Libertad, Lambayeque, Piura y Tumbes, N° 26258, publicada el 12 de Diciembre de 1993.
- e. Ley de Bosques y Vida Salvaje, N° 27308, publicada el 16 de Julio del 2000
- f. Ley General de Residuos Sólidos, N° 27314, publicada el 21 de Julio del 2000.
- g. Reglamento de la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, Decreto Supremo (DS) N° 046 – 93 – EM.
- h. Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Decreto Supremo (DS) N° 032-2004-EM

Los títulos I, VII y VIII de la ley Orgánica de Hidrocarburos y II, IV y V del Reciente Reglamento DS N° 032-2004-EM, así como el Reglamento de Protección de las Actividades de Hidrocarburos regularán los procedimientos y prácticas, ambientalmente amigables y socialmente responsables, bajo los cuales, tienen que ser desarrolladas las fases de Perforación, Completación y Producción en la Reprofundización de Pozos

4.3 Revisión de las Operaciones de Producción de Petróleo en el Lote IX

El bloque IX ha sido explotado desde 1942. La **Figura N° 4.7** muestra la producción histórica del Lote IX.

UNIPETRO ABC ha estado a cargo del Lote IX desde Septiembre de 1993. Desde aquel entonces, se han realizado una serie de actividades encaminadas a la optimización de la producción de los pozos existentes, reactivación de pozos temporalmente abandonados, ATA (inclusive algunos considerados permanentemente abandonados, APA), estimulación de pozos y perforación de 4 nuevos pozos.

Los resultados de estos trabajos han sido notables, consiguiéndose en promedio alrededor de 370 Bls diarios de producción de petróleo (ver Figura N° 4.7), comparados a los 220 Bls promedio por día en septiembre de 1993. De otro lado, las reservas probadas del Lote IX se han incrementado significativamente en un 323% de la cifra entregada por PETROPERU al inicio de las operación del Lote por UNIPETRO ABC.

La tabla N° 4.1 muestra un cuadro comparativo del estado de los pozos en el Lote IX, al inicio de operaciones en Septiembre de 1993 y al 30 de Noviembre de 2004.

Tabla N° 4.1 Comparación del Estado de Pozos en el Lote IX

Estado	Set. 1993	Nov. 2004
Activo	44	81
Suabeo	5	0
Gas	1 (cerrado)	1 (cerrado)
ATA	32	6
APA	8	6
DPA	11	11
Total	101	105

Fuente: UNIPETRO ABC. Base de Datos del Lote IX (1993 - 2004).

Cabe agregar, que de estos 81 pozos activos, 31 operan con 2 unidades portátiles, una de las innovaciones más importantes en el sistema de producción introducida por UNIPETRO ABC en el Noroeste Peruano. La producción promedio diaria por cada unidad portátil es de 18 Bls.

4.4 Aspectos Técnicos para la Selección de Yacimientos, Pozos y Horizontes Productivos para un Programa de Reprofundización de Pozos

4.4.1 Geología de los Horizontes Productivos

La identificación detallada de las características geológicas, desde el punto de vista sedimentológico, estratigráfico y estructural, de los horizontes productivos en estudio es necesaria para determinar las reservas potenciales recuperables, predecir el comportamiento del flujo de fluidos en el reservorio, y definir el tipo de completación.

En el caso de yacimientos maduros, donde la energía de los horizontes productivos es limitada, la permeabilidad efectiva juega un papel importante en el incremento de las tasas de producción y la recuperación final de reservas. Es por esta razón, que los yacimientos objetivos deberán ser reprofundizados solo en aquellas zonas en las que sus horizontes productivos presenten buenas propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad), ya sea debido a eventos geológicos durante su génesis (sedimentación) ó eventos posteriores a ella (tectonismo, bioturbación, etc.). De otro lado, la identificación de la dirección de mayor permeabilidad en los diferentes bloques del yacimiento en estudio será indispensable para definir las áreas que no han sido drenadas extensivamente, así como el mejor perfil de pozo (vertical, direccional u horizontal)

Finalmente, se debe definir el grado de consolidación de las unidades productivas. La presencia de intercalaciones lutáceas en los horizontes productivos puede afectar negativamente las operaciones de perforación y completación final del pozo. Las ventajas, en términos de tasas de producción, que se obtendrían con una completación a hueco abierto se verían mermadas en formaciones poco consolidadas que requieran algún tipo de revestimiento.

4.4.2 Estado Actual de los Pozos Candidatos

Esta fase es muy crítica y consiste en analizar el estado actual del equipo de completación y producción (si el pozo está aún en producción). Para tal efecto, se requerirán de algunas pruebas para determinar si el revestimiento de producción ha sido ó no afectado ya sea por corrosión ó erosión. Los pozos muy viejos e inyectores son frecuentemente afectados por este tipo de daño, razón por la cual deben ser descartados de cualquier programa de reprofundización.

En adición, es importante evaluar y monitorear la producción de finos, la deposición de carbonatos e hidrocarburos a fin de seleccionar el mejor sistema de perforación y completación del pozo reprofundizado, que minimice los problemas operativos.

4.4.3 Factibilidad de Perforación

Antes de empezar a perforar, es prioritario aislar las formaciones actualmente productivas mediante una cementación forzada (squeeze), con la finalidad de evitar problemas operativos tales como atascamientos mecánicos, pegamientos y pérdidas de circulación.

El diámetro así como el tipo de revestimiento de producción (casing, lana ó lana ranurada) son factores de gran incidencia en el tamaño y la composición de la sarta de perforación. En la actualidad, se dispone de brocas, tuberías de perforación y ensamblajes de fondo de diferentes tamaños, acordes al sistema de completación. Lo que es importante, al igual que en la completación, es mantener el área de trabajo en el pozo lo más grande posible, a fin de reducir la probabilidad de ocurrencia de problemas operativos, tales como atascamientos, cuyas consecuencias son letales, al agudizar los problemas de erosión y corrosión del revestimiento y provocar fallas mecánicas en la sarta de perforación. Por esta razón, la disponibilidad de herramientas de pesca, de acuerdo al tipo y al tamaño de la sarta y el equipo de perforación, es una

condición necesaria para afrontar, de una manera ventajosa, los problemas operativos inherentes a la reprofundización de pozos.

El minucioso control de la dirección e inclinación de la trayectoria de los pozos reprofundizados, direccional y horizontalmente, es indispensable y requiere del uso de ensamblajes de fondo flexibles, cuyas herramientas electrónicas de registro se ubiquen lo más cercanamente posible a la broca.

Finalmente, la selección de un apropiado ensamblaje de fondo, en términos del tamaño y la forma de sus componentes, así como un consistente y estable fluido de perforación es crucial para controlar la limpieza y la estabilidad del pozo, considerando el reducido espacio de trabajo del que normalmente se dispone en las reprofundizaciones. Al respecto, cabe citar un buen consejo de los supervisores de perforación, "evitar el uso de los estabilizadores helicoidales porque reducen la luz entre la sarta de perforación y el revestimiento."

4.4.4 Factibilidad de Completación

La completación de un pozo reprofundizado es quizás la etapa de mayor dificultad, ya que depende tanto de las características geológicas de los horizontes productivos que serán atravesados, el estado actual de la completación del pozo, la forma como será perforado y el sistema de producción que será usado luego de su nueva completación. Es por esta razón, que lo más recomendable es usar el sistema de completación más simple posible. Al respecto se tienen 2 opciones principales:

Completación a Hueco Abierto: Este sistema de acuerdo, a la revisión de aplicaciones a nivel mundial, ha sido la opción preferida en la completación de pozos reprofundizados direccional y horizontalmente a través de formaciones consolidadas. En los casos donde la presencia de intercalaciones lutáceas constituía un problema, se usó una lana ranurada.

Pozo Revestido y Cementado: Cuando se atraviesan formaciones que no son suficientemente consolidadas, se requeriría bajar un revestimiento en el pozo, el cual sería inmediatamente cementado. De acuerdo a la literatura técnica y a casos estudio, se dispone de revestimientos de 5 ½", 4 ½", 3 ½", y 2 7/8". En el caso de los revestimientos de menor diámetro, se disponen de algunos sistemas, como la completación Monobore¹ y la perforación con casing, en la cual el pozo es perforado y revestido simultáneamente hasta la profundidad final; la broca es dejada en el fondo del pozo y el espacio anular cementado.

4.4.5 Factibilidad de Producción

Se han concebido algunos métodos para producir pozos reprofundizados dependiendo de la producción de petróleo esperada y las características geológicas de la formación productiva.

En el caso de pozos reprofundizados a través de formaciones productivas consolidadas, un sistema a hueco abierto o con lana ranurada será suficiente para poner al pozo en producción.

De otro lado, cuando se requiere aislar algunas secciones de roca, y consecuentemente, revestir el pozo, en especial para pozos de diámetro reducido, se disponen de los sistemas de tubería flexible y Monobore para producir tales pozos. El sistema **Monobore** consiste en utilizar el revestimiento como tubería de producción reduciendo la merma en la producción de los pozos por una restricción en el diámetro de flujo. Cabe resaltar, que todas las herramientas y equipos requeridos para completar y operar este tipo de sistemas, tales como herramientas de registro, accesorios de revestimiento y dispositivos de control de flujo están disponibles.

Finalmente, se disponen de diferentes opciones para levantamiento artificial. El bombeo electrosumergible, el bombeo mecánico y el sistema de levantamiento por gas han probado ser compatibles con los pozos de diámetro reducido.

¹ Robinson, C. (1994). Monobore Completion Systems for Slim-Hole Wells. SPE Paper 29217

4.5 Reprofundización de Pozos en el Lote IX

4.5.1 Ubicación del Área de Operaciones

El Lote IX está ubicado en el Noroeste Peruano, Cuenca Talara, a 13.5 Km. al Noreste de la ciudad de Talara, en la Provincia de Talara - Departamento de Piura - Región Grau, entre las coordenadas geográficas:

04° 30' 34.5" – 04°32' 59.4" de Latitud Sur

81°08' 31.2" – 81° 10' 7.7" de Longitud Oeste

El Lote IX se encuentra en la faja costanera a una altitud promedio de 107 mts. sobre el nivel del mar y ocupa una extensión de 1554 hectáreas. (ver Fig. N° 4.8)

4.5.2 Geología del Lote IX

4.5.2.1 Estratigrafía del Lote IX

En el Lote IX se tienen unidades estratigráficas que van desde el Paleozoico al Reciente. El Basamento del Lote IX está constituido por el Grupo Amotape de edad Paleozoica, sobre esta descansa la secuencia Mesozoica compuesta por las formaciones Tablones y Redondo, luego se tiene una secuencia Cenozoica compuesta por las formaciones Mesa, San Cristóbal, Mogollón, Cerro Tanque, Palegreda, Pariñas Inferior, Lutitas Talara, Areniscas Talara, Pozo, Verdún y sobreyaciendo el Cuaternario constituido por la Fm. Tablazo y los depósitos Aluviales-Eólicos.

Toda esta pila sedimentaria tiene un grosor de 9150 pies aproximadamente, la misma que está interrumpida por 06 discordancias reconocidas en la base de las Formaciones Tablones, Mesa, San Cristóbal, Lutitas Talara, Verdún y en la base del Cuaternario.

Dentro del ciclo "Salina-Palegreda", tenemos a la Fm. Pariñas Inferior, la misma que se constituye en el reservorio principalmente explotado; la Fm. Mogollón, segunda en importancia, y la sección Superior de la Fm. Palegreda, las cuales han probado producción comercial de petróleo.

La **Figura N° 4.9** nos muestra parte de la columna estratigráfica

Como se aprecia en la columna estratigráfica, la formación productiva Mogollón se constituye en el objetivo ideal para un programa de reprofundizaciones de pozos.

4.5.2.2 Estratigrafía de la Formación Mogollón

En el Lote IX la Fm. Mogollón consiste típicamente de areniscas masivas, grano medio a grueso hasta conglomerádico; dura a ligeramente dura; calcárea a ligeramente calcárea; grano subredondeado a redondeado, compuesta principalmente de cuarzo lechoso a semihialino, minerales oscuros y micas. Los paquetes de areniscas se encuentran alternándose con lutitas.

A nivel regional, en la parte media de la Fm. Mogollón se desarrolla una lutita potente que permite la sub - división de la formación en tres miembros: Mogollón Inferior (Arenoso), Mogollón Medio (Lutáceo) y Mogollón Superior (Arenoso)

El Mogollón Inferior y el Mogollón Medio son los miembros más erráticos de la formación.

Progresivamente hacia el Noreste de la Bahía de Talara - El Pato, o de Lobitos-Jabonillal (Lote IX), el Miembro Mogollón Medio casi desaparece y el Mogollón Superior e Inferior forman una unidad litológica que puede ser subdividida sólo por análisis del "Polen".

El Mogollón Superior es el más regular de los miembros de la Formación Mogollón. Los submiembros Chorro y Fuente pueden ser seguidos con características idénticas desde el Alto hacia el Norte dentro de Los Órganos, hacia el Este en Calamar, Cruce, hacia el Sur en las áreas Túnel, Pozo y Zorro.

En el Lote IX también se tiene una buena correlación en el Mogollón Superior. El Chorro Superior es siempre reconocible por sus conspicuos "breaks" lutáceos especialmente en su parte inferior, en la que a veces se ha denominado como un Chorro Medio. En el Lote IX el Chorro Medio no se observa.

El Chorro Inferior esta formado por areniscas masivas y más potentes con mejor desarrollo del SP que el Chorro Superior. El Miembro Fuente está separado del Chorro Inferior por una lutita bien distinguible.

El Fuente está compuesto también de areniscas masivas potentes especialmente en su parte superior. (**Ver Fig. N° 4.10**)

Se ha encontrado fragmentos de conchas en las facies lutáceas del Mogollón Medio.

Sobre la base de la palinología se a determinado que los miembros Mogollón Inferior y Mogollón Medio pertenecen a la Zona VII caracterizada por la presencia de Syncolpites SP3 y Diporites SP2. Mientras que el Mogollón Superior tiene polen de la Zona VIII A, caracterizado por la presencia de Undulatisporites SPP y Syncolpites SP1.

Por su posición estratigráfica, esta formación pertenece a la Era Cenozoica, Sistema Terciario, Serie Eoceno Inferior.

La Fm. Mogollón sobreyace e infrayace en concordancia a la Fm San Cristóbal y Fm. Cerro Tanque, respectivamente.

El Mogollón Superior es el más regular de los miembros de la Formación Mogollón. Los submiembros Chorro y Fuente pueden ser seguidos con características idénticas desde el Alto hacia el Norte dentro de Los Órganos, hacia el Este en Calamar, Cruce, hacia el Sur en las áreas Túnel, Pozo y Zorro.

En el Lote IX también se tiene una buena correlación en el Mogollón Superior. El Chorro Superior es siempre reconocible por sus conspicuos "breaks" lutáceos especialmente en su parte inferior, en la que a veces se ha denominado como un Chorro Medio. En el Lote IX el Chorro Medio no se observa.

El Chorro Inferior esta formado por areniscas masivas y más potentes con mejor desarrollo del SP que el Chorro Superior. El Miembro Fuente está separado del Chorro Inferior por una lutita bien distinguible.

El Fuente está compuesto también de areniscas masivas potentes especialmente en su parte superior. (Ver Fig. N° 4.10)

Se ha encontrado fragmentos de conchas en las facies lutáceas del Mogollón Medio.

Sobre la base de la palinología se a determinado que los miembros Mogollón Inferior y Mogollón Medio pertenecen a la Zona VII caracterizada por la presencia de Syncolpites SP3 y Diporites SP2. Mientras que el Mogollón Superior tiene polen de la Zona VIII A, caracterizado por la presencia de Undulatisporites SPP y Syncolpites SP1.

Por su posición estratigráfica, esta formación pertenece a la Era Cenozoica, Sistema Terciario, Serie Eoceno Inferior.

La Fm. Mogollón sobreyace e infrayace en concordancia a la Fm San Cristóbal y Fm. Cerro Tanque, respectivamente.

En los perfiles eléctricos se observa que en los cuerpos de areniscas y areniscas conglomerádicas, la curva de potencial espontáneo presenta deflexiones que varían de 5 a 30 Milivoltios y las resistividades entre 10 a más de 50 Ohmios-metro.

El máximo grosor encontrado en el Lote IX es de 1375 pies en el pozo 6981 del Yacimiento Cuesta, siendo variable de pozo a pozo por efecto del fallamiento normal, adelgazamiento de estratos o solo se atravesó parte de la formación (Ver Fig. N° 4.11).

4.5.2.3 Geología Estructural de la Formación Mogollón

La Fm. Mogollón se puede encontrar a una profundidad desde los 3500' hasta los 4500'. El conocimiento del marco geológico estructural se ha obtenido sobre la base de la preparación de secciones estructurales e interpretadas con un criterio de correlación cronoestratigráfica; para lo cual se eligió a la formación palegreda como una "secuencia de control", debido a que cualquier sistema de fallamiento que la afecte, tendrá incidencia sobre la Fm. Mogollón. Cabe añadir, que esta unidad reservorio es de muy alta energía de depósito, lo cual hace difícil realizar un buen control estructural. Dentro de la "Secuencia de Control" se identificaron marcadores que al ser correlacionados e interpretados con la técnica de secciones balanceadas permiten determinar el espesor estratigráfico de la Fm. Palegreda y en consecuencia la posición real de los bloques en Mogollón, y el sistema de fallamiento que las afecta. La tabla N° 4.2 muestra algunas de las fallas normales que afectan a la Fm. Mogollón:

Tabla N° 4.2 Fallas Normales que inciden en la Formación Mogollón

Falla	Rumbo	Buzamiento	Separación Vertical	Pozos de Control
7617	NO – SE	60° SO	± 900'	7617, 7616
3621	E – O	55° N	± 450'	3621, 6896
Sureste I	NE – SE	55° SE	± 400'	6987

Fuente: UNIPETRO ABC (2002). Estudio para continuar con el Desarrollo de la Fm. Mogollón, Lote IX

Los bloques principales de la Fm. Mogollón, en la parte Suroeste del Yacimiento Batanes, tienen rumbo Norte 73° Oeste, y buzamiento de 22° al Suroeste (Ver Fig. N° 4.12)

Cabe añadir que tal modelo estructural para el Lote IX fue construido en 1996, sobre la base de información de los pocos pozos perforados que atravesaron la formación Mogollón, e información de pozos vecinos, principalmente del Lote VI.

En tal modelo se sugería la existencia de una tendencia de producción de petróleo favorecida por los desniveles estructurales en la dirección Noroeste - Sureste. Sin embargo, como veremos más adelante, esta no es la única dirección de acumulación de hidrocarburos en la Fm. Mogollón.

4.5.3 Evaluación de la Fm. Mogollón como Reservorio Productor

4.5.3.1 Evaluación de la Energía de los Intervalos Productivos

Por lo anteriormente visto, se conoce que la Fm. Mogollón ha sido poco explotada en el Lote IX, lo cual, a diferencia de la Fm. Pariñas Inferior, hace que no tenga un avanzado grado de depletación. Además, la Fm. Mogollón está localizada a una mayor profundidad respecto a las Formaciones Pariñas Inferior y Palegredda. La tabla N° 4.3 muestra resultados de las pruebas de presión realizadas en los algunos pozos productores de la Fm. Mogollón en el Lote IX.

Ambas características son favorables para el flujo de fluidos.

Tabla N° 4.3 Análisis de la Presión de Reservorio en el Lote IX

Pozo	Fecha de la Prueba	Intervalo Evaluado	Formaciones	Presión (psi)
7344	08/06/1988	4660' – 4803'	Mogollón	2011.05
7344	10/06/1988	4628' – 4687'	Mogollón	1855.24
6981	13/01/1986	4699' – 4814'	Mogollón	2628.6
4725	05/06/1996	3520' – 3599'	Mogollón y San Cristóbal	1485

Fuente: UNIPETRO ABC. Base de Datos del Lote IX (1993 - 2004).

4.5.3.2 Evaluación de las Características Petrofísicas

En el Lote IX, la porosidad y permeabilidad promedios son 7% y 2md respectivamente.

4.5.3.3 Análisis de los Fluidos de Producción

Sobre la base del conocimiento de las características de fluidos para la Formaciones Pariñas Inferior y Mogollón y del análisis de los fluidos de producción de los pozos que se encuentran en calidad de productores de petróleo (4725, 4951, 4973, 6981, 7344, 7616, 7617 y 13405) se llegó a la conclusión que en el Lote IX algunos pozos se encuentran produciendo solamente de la Fm. Mogollón y otros producen en conjunto con las formaciones Pariñas Inferior y Palegreda. De otro lado, se ha llegado a la conclusión que el agua de formación producida por estos pozos, tendría 2 fuentes, una, la intersticial inherente al reservorio Mogollón, y la otra, proveniente del Grupo Amotape, teniendo como vías de flujo las fallas que llegan al Paleozoico. En la **tabla N° 4.4** se observan los resultados de los fluidos de producción para los pozos antes mencionados y en la **tabla N° 4.5** se tienen las características del agua de formación de algunos pozos del Lote III ya sea para la Fm. Mogollón ó el Grupo amotape.

Tabla N° 4.4 Resultados de los Análisis a los Fluidos de Producción de los Pozos del Lote IX

Pozo	Yacimiento	FECHA	API @ 60° F	CLORUROS	SALINIDAD
4725	Cuesta	05/06/02	31.2	10000	16500
4973	Cuesta	05/06/02	24.5	10200	16830
6981	Cuesta	05/06/02	30.3	10400	17160
7344	Leones	26/10/94	25.2	10600	17490
7616	Leones	-/01/96	24.8	-	-
7617	Leones	-/01/95	23.0	11600	19140
13405	Batanes	05/06/02	28.5	10200	16830
4951	Cuesta	05/06/02	31.9	11000	18150

Fuente: UNIPETRO ABC (2002). Estudio para continuar con el Desarrollo de la Fm. Mogollón, Lote IX

Nota: Los cloruros y salinidad se dan en mgr/lit
Los mgr/lit de salinidad se expresan como NaCl

Tabla N° 4.5 Características del Agua de Formación de Pozos del Lote III

POZO	FECHA	FORMACIÓN /GRUPO	SALINIDAD
1	06/09/70	Amotape	18500
2	13/10/60	Amotape	13530
3	04/03/97	Amotape	14996
4	27/06/61	Amotape	17500
5	15/06/51	Salina Mogollón	17655
6	24/10/61	Salina Mogollón	18500
7	24/10/61	Salina Mogollón	18150
8	24/10/61	Salina Mogollón	17985
9	26/10/01	Salina Mogollón	17373
10	27/01/97	Salina Mogollón	19837
11	24/01/87	Salina Mogollón	15347
12	03/02/97	Salina Mogollón	16870

Fuente: UNIPETRO ABC (2002). Estudio para continuar con el Desarrollo de la Fm. Mogollón, Lote IX

4.5.3.4 Análisis del Comportamiento Productivo

La Fm. Mogollón es una de las más productivas en el Noroeste Peruano; de ella se han extraído muchos barriles de petróleo de los Lotes X, VI, Z1A, e inclusive en el Lote IX; los análisis de muestras de fluidos de pozos que

atravesaron la Fm. Mogollón total ó parcialmente en el Lote IX, corroboran tal hipótesis. Sin embargo, esta situación contrasta con las pobres características petrofísicas que presenta Mogollón; recordar que en el Lote IX, la porosidad y permeabilidad promedios son 7% y 2md respectivamente.

Esto nos conduce a un análisis de las posibles razones por las cuales la Fm. Mogollón ha alcanzado su importancia como tal. Observando el marco geológico y el comportamiento productivo de los pozos del Lote IX que han alcanzado a la Fm. Mogollón (**Ver Figuras N° 4.13, 4.14 y 4.15**), es evidente encontrar que los pozos situados en la dirección Suroeste - Noreste en zonas de fallas ó muy cerca de ellas y en bloques levantados han acumulado mayor cantidad de petróleo debido a la contribución de las microfracturas en el incremento de la porosidad (secundaria) y la permeabilidad efectiva. Se ha observado también que existen pozos que estando en una buena posición estructural no tienen un buen comportamiento productivo, lo cual es muy probable debido a la carencia de una buena estimulación (4725, 4951 y 4951).

En la **tabla No. 4.6** se muestra algunas de las principales características de los pozos perforados hasta Mogollón.

Tabla No. 4.6 Comportamiento Productivo de los Pozos del Lote IX que Producen de la Formación Mogollón al 31/12/02

Pozo	Yacimiento	Arena Neta en Mogollón (pies)	Producción Inicial por Mogollón (BOPD)	Producción Actual por Mogollón (BOPD)	Producción Acumulada de Petróleo por Mogollón (MSTB)	Años de Producción Efectiva
4725	Cuesta	92	70	0.8	42.1	43
4973	Cuesta	96	23.2	2.7	25.3	16
6981	Cuesta	82	---	1.2	3.6	08
7344	Leones	180	139	9.5	101.2	15
7616	Leones	130	39	3.4	39.7	13
7617	Batanes	80	372	9.0	74.9	11
13405	Batanes	138	11.7	6.0	10.7	04

Fuente: UNIPETRO ABC (2002). Estudio para continuar con el Desarrollo de la Fm. Mogollón, Lote IX

Nota: Los pozos 4725, 4973, 6981 y 13405 producen de más de una formación. El cálculo de la producción segregada requirió de algunas asunciones y del uso de la metodología planteada para la evaluación del pozo 13405.

De la tabla anterior, es evidente encontrar que los pozos 7616, 7344 y 7617 situados en zonas falladas y/o buena posición estructural, son los que han presentado un mejor comportamiento productivo.

Esto puede ser observado claramente en los Mapas de Isoproducción Acumulada de Petróleo y Agua (ver Figuras N° 4.14, 4.15 y 4.16) elaborados en base a la historia productiva de los pozos del Lote IX y algunos pozos del Lote VI así como la metodología para segregar la producción, en aquellos pozos productores de más de una formación.

En adición, la Fm. Mogollón ha contribuido significativamente con la acumulación de petróleo en bloques del Lote VI, adyacentes al Lote IX, con el mismo modelo estructural elaborado para esta área; esto se puede apreciar en la Figura N° 4.12 y las tablas N° 4.7 y 4.8.

Tabla N° 4.7 Bloques Productores de la Formación Mogollón

Bloque	Número de Pozos	Área (acres)	Arena Neta (pies)	Recuperación Final Estimada (MMSTB)	Factor de Recobro (%)
A partir del Pozo 6015	8	220	148	1.18	13.1
A partir del Pozo 6966	8	325	145	1.7	13.5

Fuente: UNIPETRO ABC (2002). Estudio para continuar con el Desarrollo de la Fm. Mogollón, Lote IX

**Tabla N° 4.8 Comportamiento Productivo de los Pozos del Yacimiento
Leones Sur, Lote VI**

Pozo	Años de Producción Efectivos	Producción Acumulada de Petróleo al 1er Año (MSTB)	Producción Acumulada de Petróleo (MSTB)	Producción Acumulada de Agua (MSTB)
6015	06	214.8	345.8	22.5
6962	05	39.0	83.9	6.2
7236	07.5	53.1	126.2	25.2
7237	08	44.4	107.4	37.2

Fuente: UNIPETRO ABC (2002). Estudio para continuar con el Desarrollo de la Fm. Mogollón, Lote IX

Sobre la base del comportamiento productivo de los pozos productores de la formación Mogollón en los Lotes VI y IX se ha elaborado una curva de producción tipo (**ver Figura N° 4.17**). De ella se puede observar con claridad que, de acuerdo a la hipótesis que explica la naturaleza del comportamiento productivo de la Fm Mogollón, los pozos 4725, 4951, 4973 situados en bloques estructuralmente elevados y cerca de zonas falladas, deberían haber tenido una mejor performance histórica de producción. Surge entonces la necesidad de evaluar el sistema de completación de cada uno de estos pozos, a fin de determinar si su estimulación ha sido eficaz.

4.5.4 Evaluación del Estado Actual de los Pozos en el Lote IX

Antes de iniciar cualquier programa de reprofundización es necesario evaluar el estado actual de los sistemas de completación y producción de los pozos candidatos mediante una revisión exhaustiva de sus registros de adherencia del cemento al revestimiento y a la formación (CBL y VDL), así como de los problemas operativos más frecuentes durante su vida productiva. Se recomienda, especialmente en los pozos antiguos y con producción de agua, correr nuevos registros CBL y VDL, así como registros para evaluar la corrosión y el desgaste de las paredes del revestimiento. De acuerdo a esto se ha elaborado **la tabla N° 4.9** para los pozos candidatos

Tabla N° 4.9 Estado Actual de los Pozos Candidatos para Reprofundización

Pozo	Año de Inicio de la Producción	Estado Actual de la Completación	Observaciones
3310	1942	Casing Int. de 10 ¾" y Conductora de 20" no cementados Casing de Prod. de 8 5/8" Laina Ranurada de 6 5/8" no cementada Nitroshoot y Sand Frac	Deposición continua de parafinas
3342	1944	Casing de Prod. de 6 5/8" Laina Ranurada de 5" no cementada Nitroshoot y Sand Frac	Deposición continua de parafinas y producción de arena
3507	1945	Casing de Prod. de 6 5/8" Laina Ranurada de 5" no cementada Nitroshoot y SOT ²	Deposición continua de parafinas y producción de arena. 200' de tubing – Pescado
3541	1945	Laina Ranurada de 5" no cementada Sand Oil Treatment (SOT)	Alto corte de agua y gas Producción de Arena
3577	1945	Casing de Prod. de 6 5/8" Laina Ranurada de 5" no cementada SOT	Deposición de parafinas y producción de arena
3578	1945	Casing de Prod. de 6 5/8" Laina Ranurada de 5" no cementada Sand Frac	Deposición de parafinas y producción de arena
4949	1958	Casing de Prod. de 6 5/8" Perfpac	-----
4986	1960	Casing de Prod. de 7" Perfpac	Producción de arena
4987	1960	Casing de Prod. de 6 5/8" Perfpac	-----
5046	1961	Casing de Prod. de 5 ½ " J - 55 Perfpac	-----

² Tratamiento de estimulación que empleaba al petróleo como agente de ruptura y de transporte de arena.

6499	1983	Casing de Prod. de 5 ½" J -55 Foam Frac	-----
6994	1987	Casing de Prod. de 5 ½" J -55 Sand Frac	Deposición de parafina. Producción de arena
7366	1988	Casing de Prod. de 5 ½" K -55 Foam Frac	Producción de arena
7367	1988	Casing de Prod. de 5 ½" J -55 Foam Frac	-----
7369	1988	Casing de Prod. de 5 ½" J -55 Sand Frac	-----
7443	1990	Casing de Prod. de 5 ½" J -55 Sand Frac	Deposición de carbonatos
7444	1990	Casing de Prod. de 5 ½" J -55 Sand Frac	Producción de arena
7763	1991	Casing de Prod. de 5 ½" K -55 Sand Frac	Deposición de carbonatos

Del análisis comparativo mostrado, es evidente que la reprofundización de los pozos más antiguos, aquellos perforados antes de 1950, sería bastante riesgosa debido a que han sido completados con lana ranurada expuesta directamente a la formación, situación que unida al desgaste producto de su antigüedad, y los problemas operativos de tales pozos durante su vida productiva, podrían generar diversos inconvenientes durante su perforación y completación que conllevarían a su abandono. A menos que una evaluación más detallada del estado de los revestimientos de producción de estos pozos indique que están en buen estado, no deberían ser tomados en cuenta para el programa de reprofundización.

4.5.5 Factibilidad de Perforación, Completación y Producción

El análisis de la factibilidad de perforar, completar y producir a los pozos candidatos de un programa de reprofundización consistirá en determinar la mejor configuración de sistemas, equipos, herramientas y materiales requeridos para efectuar tales trabajos en estos pozos. De acuerdo a esto, se ha elaborado la **tabla N° 4.10**.

Tabla N° 4.10 Opciones para Perforar, Completar y Producir³ Pozos de Diámetro Reducido

Pozos	Perforación	Completación	Producción
4949, 4986, 4987	Pozo Vertical. Broca 6", DCs 4 3/4", Jar 4 3/4", HWDPs 3 1/2", DPs 3 1/2" Lodo base agua con biopolímero para la remoción eficiente de sólidos. Control estricto del filtrado.	Revestimiento de Producción de 5 ó 4 1/2" OD, sin coples, bajada como lana y cementada., colgado por encima de los perforados de Pariñas Inferior. Escopeta de baleo de 1 11/16" ó 2"	Unidad de Bombeo Mecánico Tubería de Producción de 2 3/8", bomba de 1 1/2" y 12' de longitud, varillas de 7/8", 3/4" y 5/8" grado C.
5046, 6499, 6994, 7366, 7367, 7369, 7443, 7444, 7763	Pozo Vertical. Broca 4 3/4", DCs 3 1/2" ó 3 7/8", Jar 3 3/4", HWDPs 3 1/16", DPs 2 7/8" Lodo base agua con biopolímero para la remoción eficiente de sólidos. Control estricto del filtrado.	Revestimiento de Producción de 3 1/2" OD y 7.7 lb/pie, sin coples, bajada como lana y cementada, colgado por encima de los perforados de Pariñas Inferior Escopeta de baleo de 1 11/16" ó 2"	Unidad de Bombeo Mecánico Tubería de Producción de 2" integral Jnt, bomba de tubos de 1 1/2" y 12' de longitud, varillas de 3/4" y 5/8" grado C, slim hole cpls.

A continuación, se ha preparado el **diseño de la instalación de producción para Reprofundizar el Pozo 7369 (Ver Figuras 4.18, 4.19 y 4.20)**, teniendo en consideración los criterios establecidos en la **Tabla N° 4.10**, así como el software **Qrod⁴** de la compañía Echometer.

4.6 Estimación de Reservas y Pronósticos de Producción

La estimación de reservas de los pozos candidatos para un programa de reprofundización de pozos se efectuó utilizando la historia de producción y estimados de recuperación final de los pozos del Lote IX y Lote VI, productores de la Fm. Mogollón. Esta información, en conjunto con los espesores netos petrolíferos y propiedades petrofísicas de la Fm. Mogollón en el Lote IX, fue utilizada en la elaboración de un mapa de isorecuperación final de petróleo para el Lote IX (**ver Figura N° 4.21**), cuyos resultados se muestran en la **Tabla N° 4.11**. Cabe precisar, que tales estimados de reservas resultan hasta cierto

³ Harbison – Fisher Catalog (2002)

⁴ Jennings, J. (1994). QRod, A Practical Beam Pumping Design Program

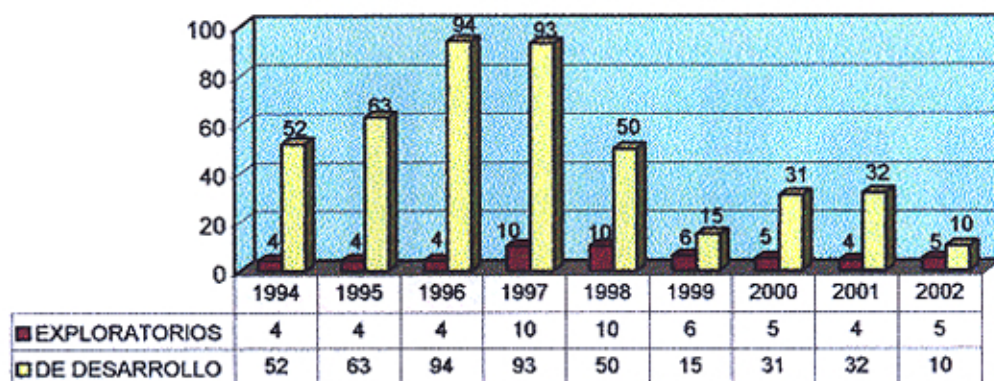
punto conservadores, teniendo en cuenta la incidencia de la desventaja tecnológica en el aporte productivo de gran parte de los pozos utilizados en la evaluación, cuya historia productiva se remonta a varias décadas.

Tabla N° 4.11 Reservas Potenciales de los Pozos Candidatos del Programa de Reprofundización en el Lote IX

Pozo	Reservas (MSTB)	
	Mínimas	Más Probables
4949	28	52
4986	22	47
4987	15	38
5046	24	46
6499	32	55
6994	20	45
7366	25	45
7367	25	52
7369	25	43
7443	20	40
7444	25	43
7763	25	50

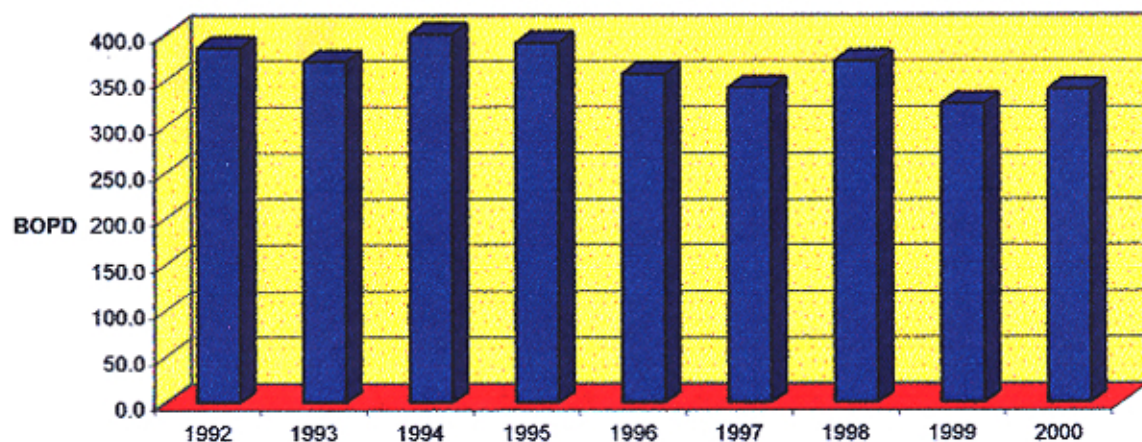
Utilizando la curva tipo obtenida previamente, se han delineado curvas pronóstico de producción de cada candidato para un periodo de 10 años (ver **Figura N° 4.22**). Cabe añadir, que tales estimados muestran una recuperación más rápida de las reservas de petróleo, dado que incluyen los avances tecnológicos en las técnicas de estimulación y en la producción de pozos.

Fig 4.1 Pozos Exploratorios y de Desarrollo 1994 - 2002



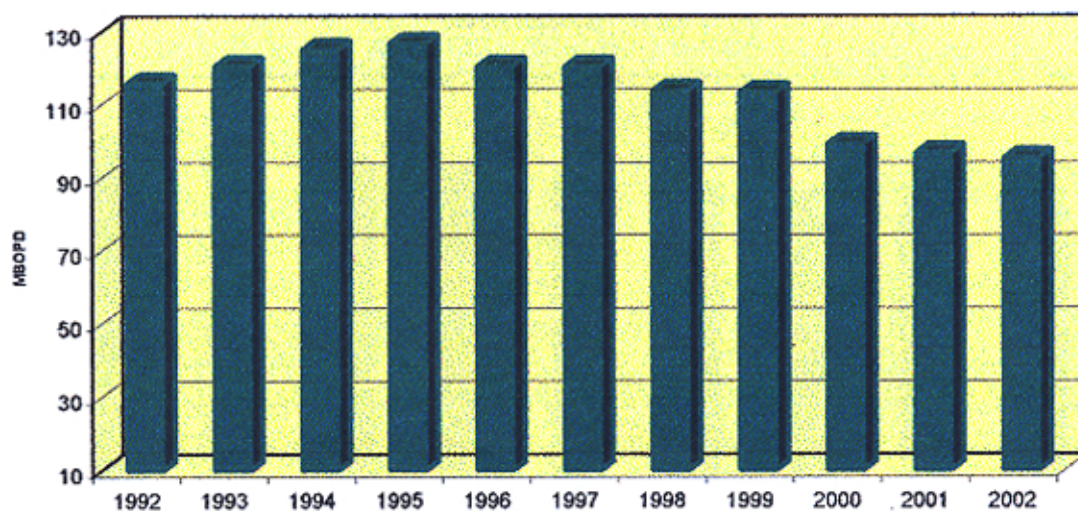
Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos 2003, DGH - MEM

Fig N° 4.2 Reservas de Petróleo y LGN sin considerar el Yacimiento Camisea



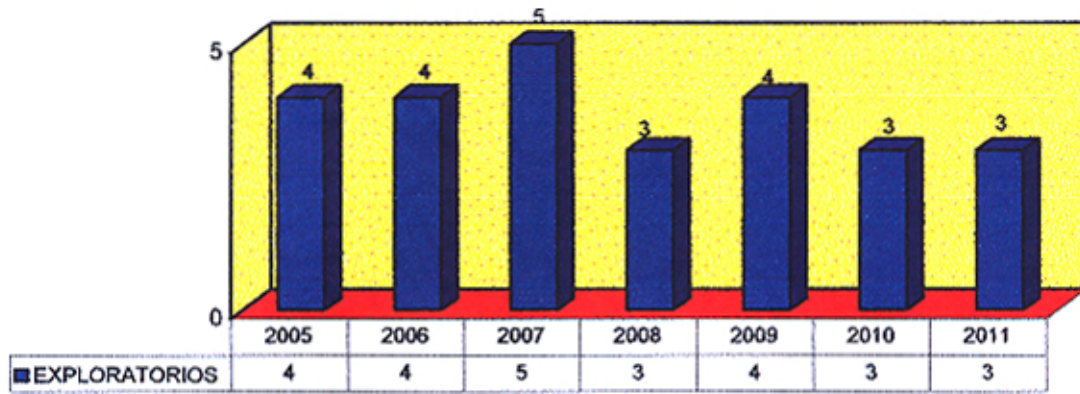
Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos 2003, DGH - MEM

Fig 4.3 Producción Nacional de Crudo 1992 - 2002



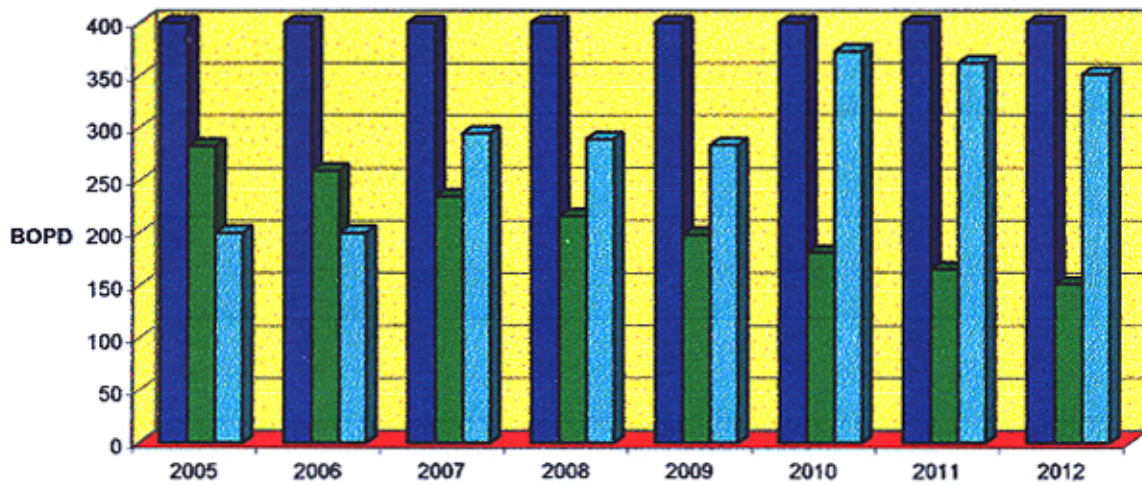
Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos 2003, DGH - MEM

Fig 4.4 Plan de Perforación de Pozos Exploratorios 2005 - 2011



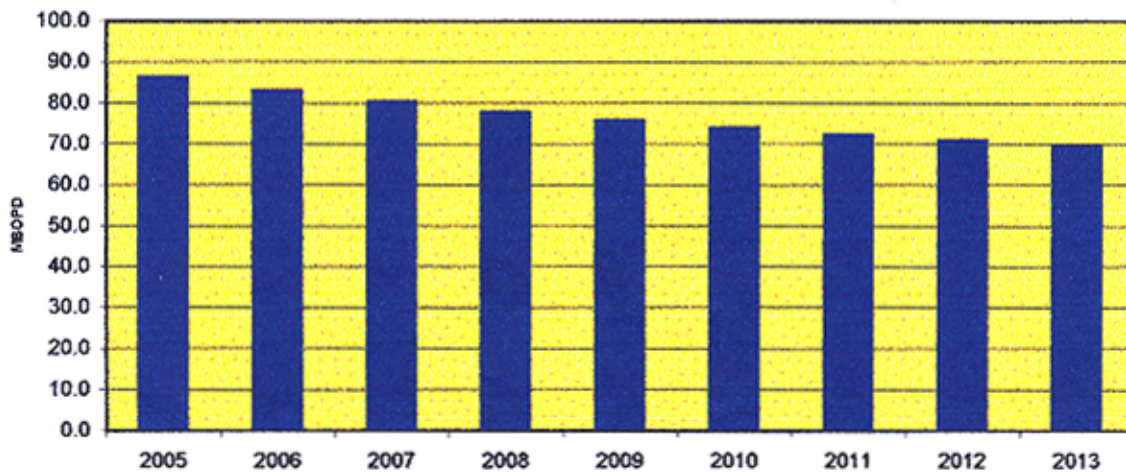
Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos 2003, DGH - MEM

Fig N° 4.5 Pronósticos de Reservas de Petróleo 2005 - 2012



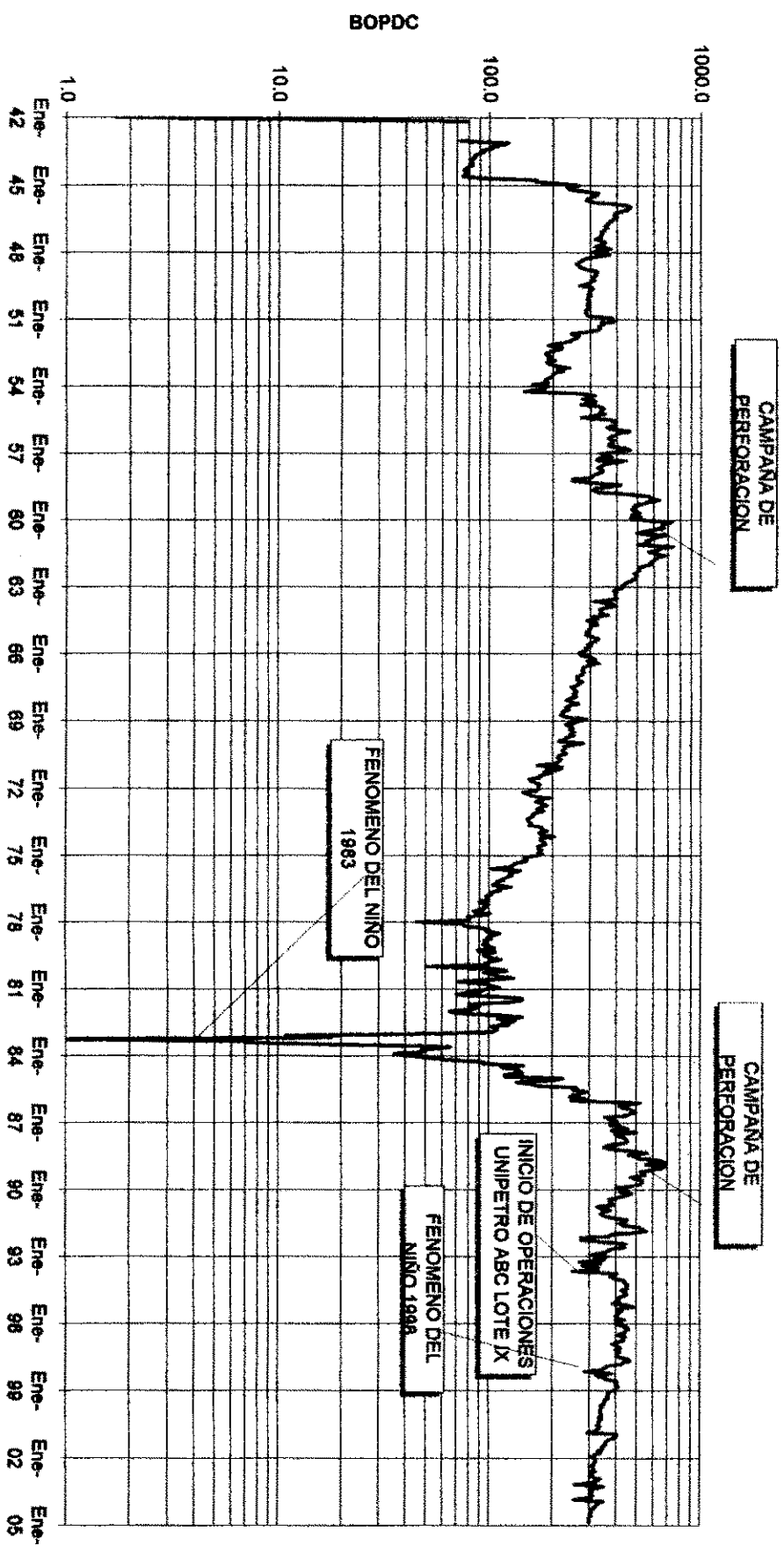
Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos 2003, DGH - MEM

Fig. 4.6 Pronóstico de Producción Nacional de Hidrocarburos Líquidos 2005 - 2013



Fuente: Anuario Estadístico, DGH - MEM

Figura N° 4,7
HISTORIA DE PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO LOTE IX
 Periodo 1942 - 2004



Fuente: Base de Datos Lote IX (1942 - 2004).

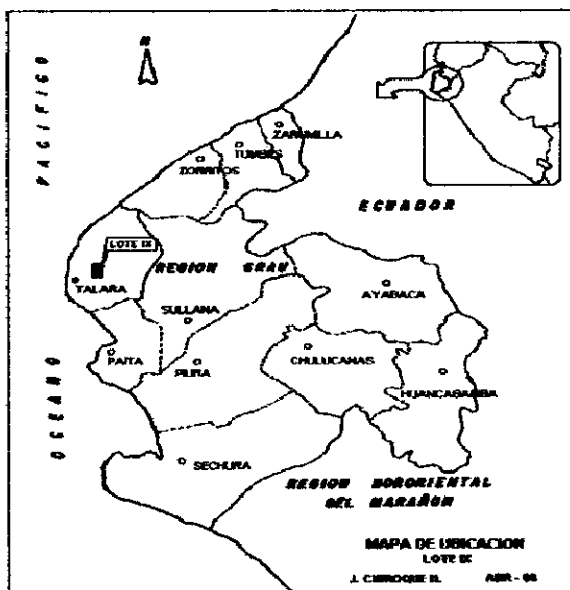


Fig. N° 48

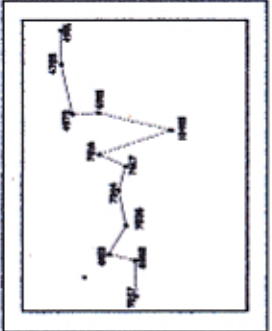
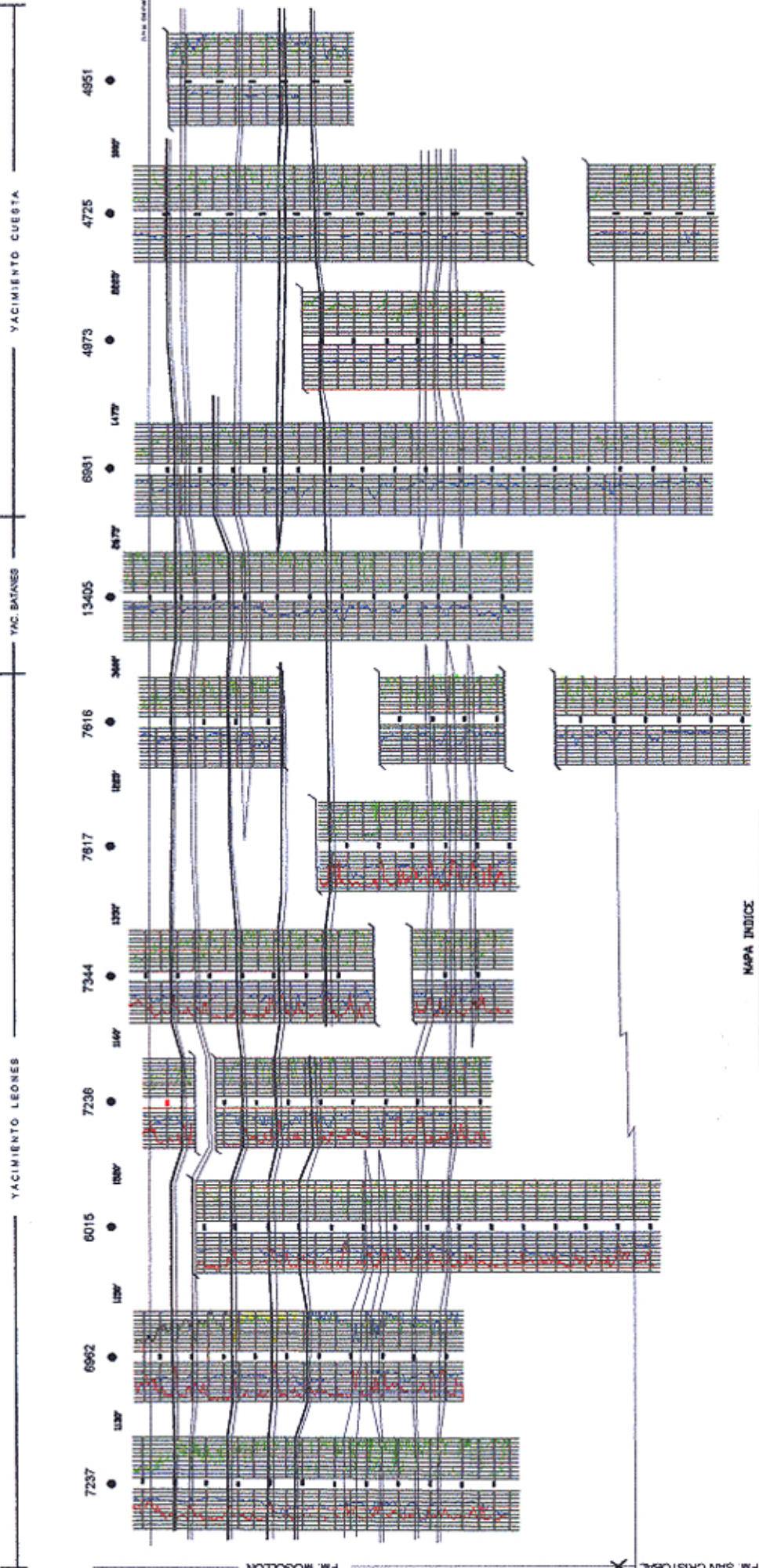
**COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA
LOTE IX - CUENCA TALARA**

J. CIRROQUE B.

ERA	SISTEMA	SUB-SERIE	PISO	GRUPO	FORMACION	ESPEZOR
CENOZOICO	Terciario	Eoceno	Superior	Lutoceno	Tablazo	100
					Vervun	440
					Pozo	856
					Ars. Talara	510
					Lutitas Talara	1960
					Monte Helico Obitos	
					Salina	400
					Yperiano	1960
					Yperiano	220
					Yperiano	1480
					Yperiano	480
					Yperiano	461
					PALMESOZOICO	Cretacico
Redondo	114					
Tablones	186					
Permiano	Amotape			Cerro Prieto	> 130	

FIG. 4.9

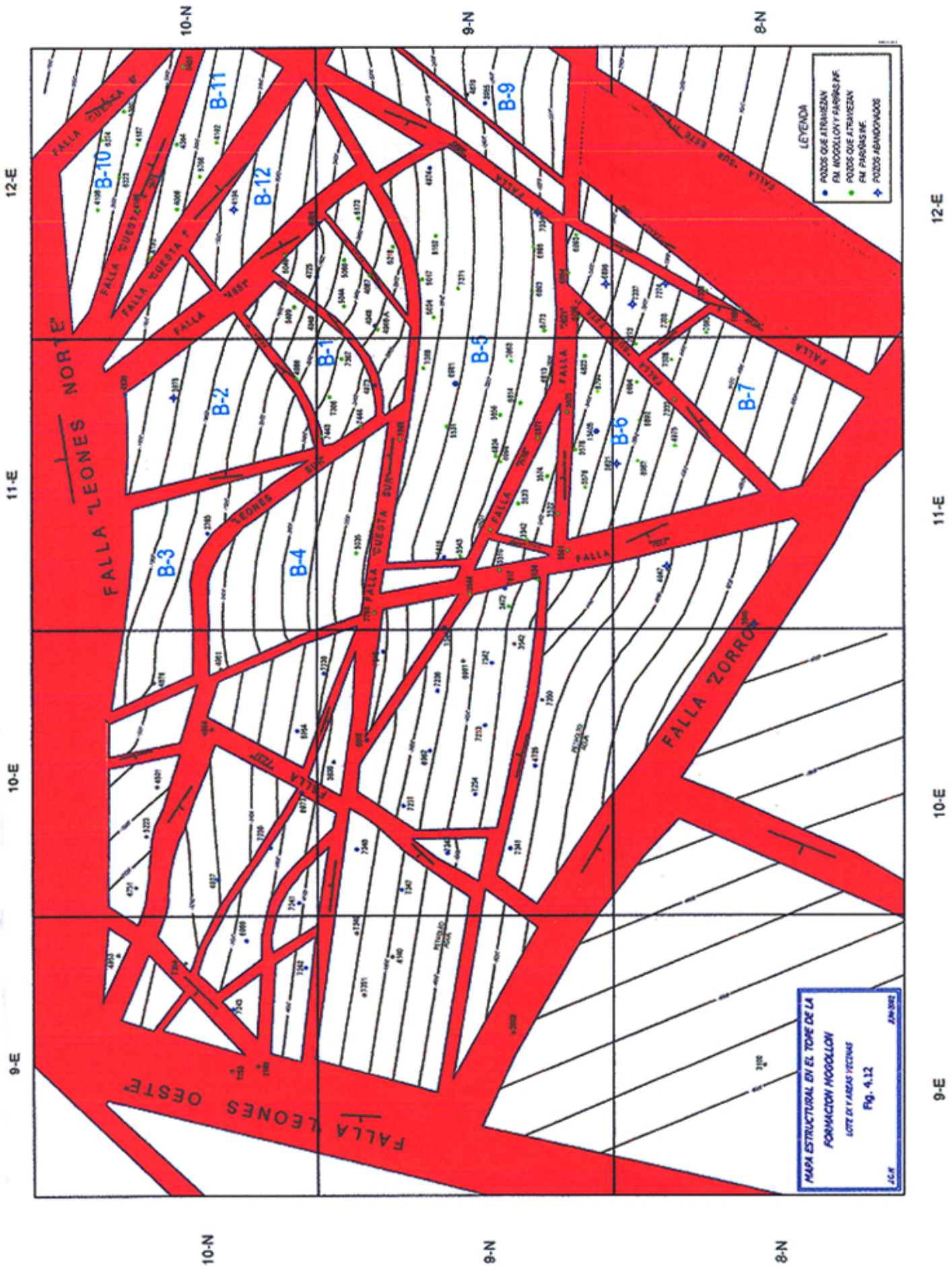
Fuente: UNIPETRO ABC (2002). Estudio para continuar con el Desarrollo de la Fm. Mogollón - Lote IX



Empresa Petrolera UNIPETRO S.A.C. - LIMA IX

Fig. 4.12 - SECCION DE CORRELACION ELECTROGRAFICA FM. MOGOLLON

Fuente: UNIPETRO S.A.C. 2000. Estudios para combiar con el desarrollo de la Fm. Mogollar - Lima IX

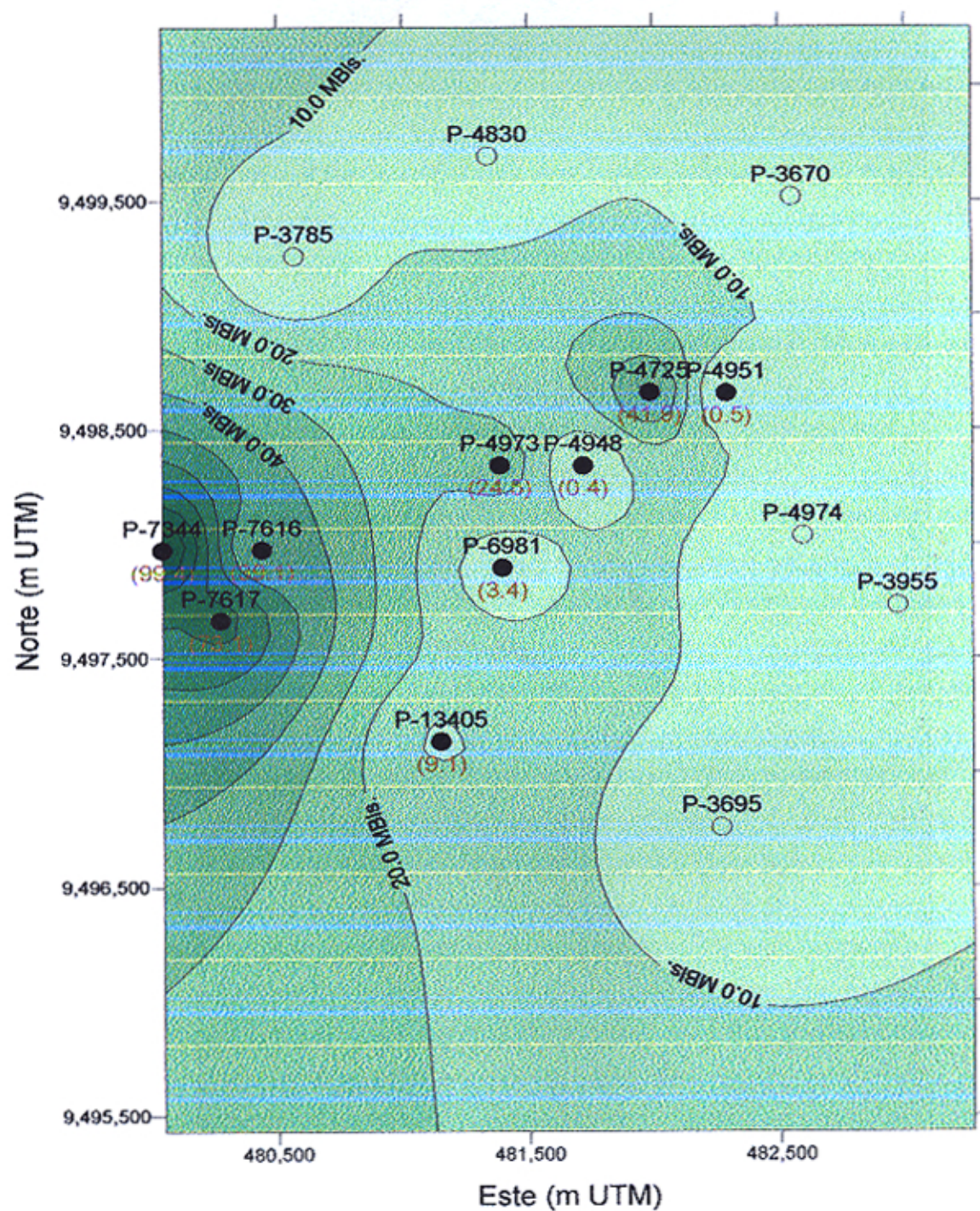


LEYENDA

- POCOS QUE ATRAHSENY
- POCOS QUE ATRAHSENY
- POCOS QUE ATRAHSENY
- POCOS QUE ATRAHSENY

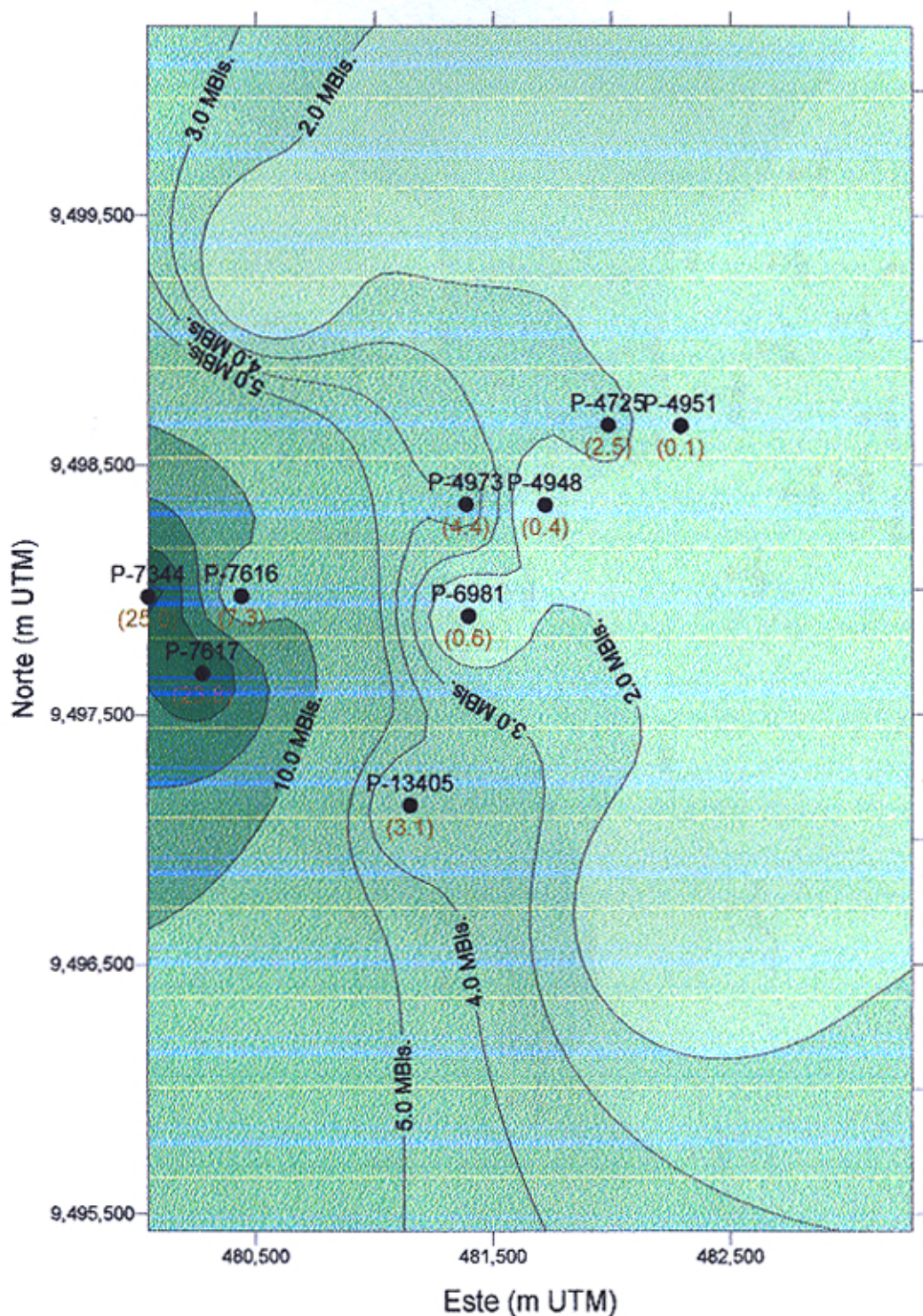
MAPA ESTRUCTURAL EN EL TOPO DE LA
 FORMACION MOCOLLON
 LOTE DE YABAS YECINAS
 Fig. 4.12
 J.C.F. JAN 2002

Fig 4.14
 MAPA DE ISOPRODUCCION ACUMULADA DE PETROLEO (MBIs)
 AL 30/04/02 - FM. MOGOLLON



Fuente: UNIPETRO ABC (2002). Estudio para continuar con el Desarrollo de la Fm. Mogollón – Lote IX

**Fig. N° 4.15 Mapa de Isoproducción Acumulada de
Petróleo 1^{er} Año – Fm Mogollón – Lote IX**



Fuente: UNIPETRO ABC (2002). Estudio para continuar con el Desarrollo de la Fm. Mogollón – Lote IX

Fig. N° 4.16 MAPA DE PRODUCCION ACUMULADA DE AGUA FM. MOGOLLON (MBIS)
 YACIMIENTO LEONES - BATANES - CUESTA - ALGARROBA
 (JULIO 2002)

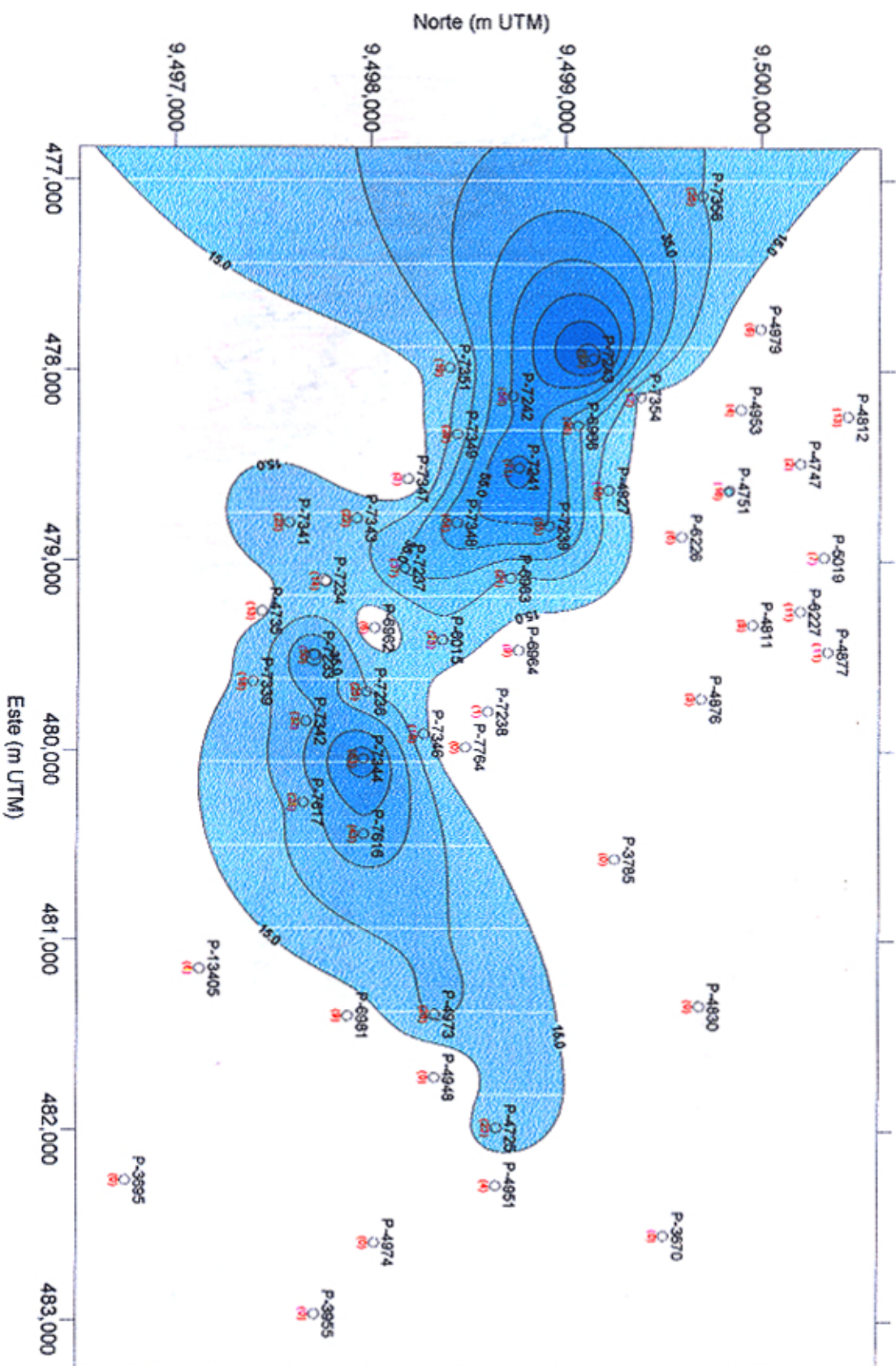
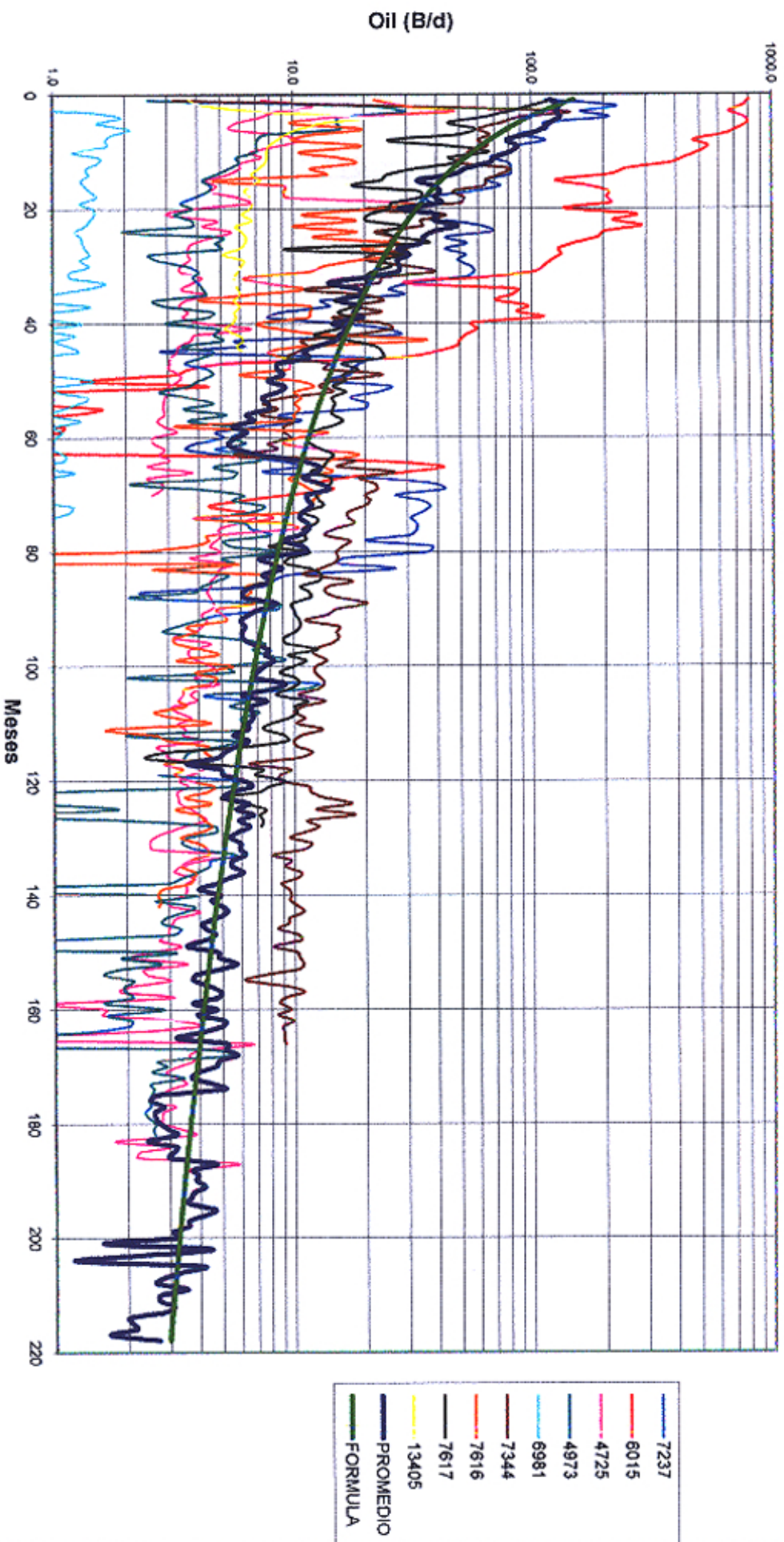
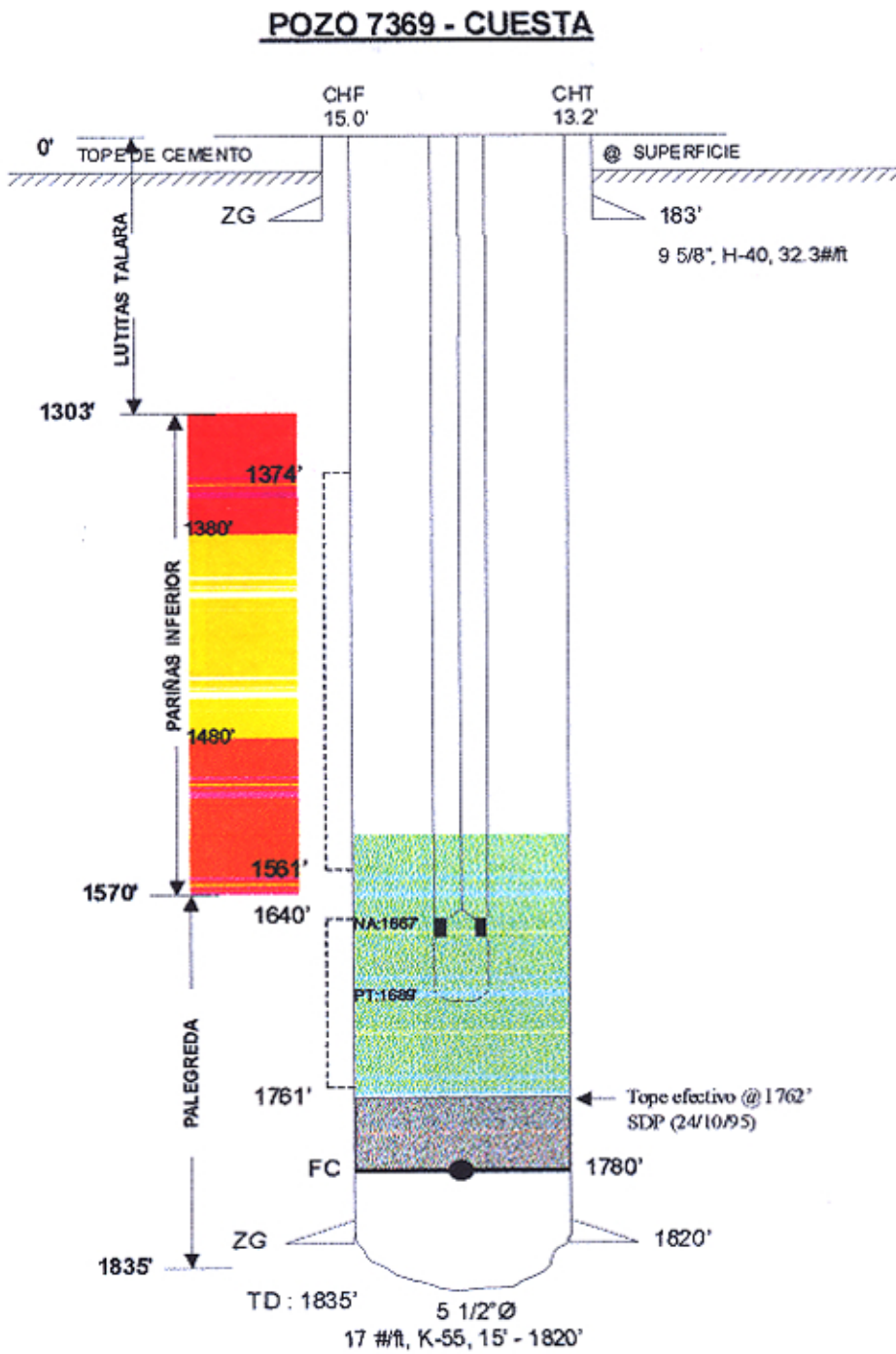


Fig. No. 4.17 CURVA TIPO FM. MOGOLLON - LOTE IX Y VI
 Qi=180 b/d EUR=90Mbis



Fuente: UNIPETRO ABC (2002). Estudio para continuar con el Desarrollo de la Fm. Mogollón - Lote IX

Fig. 4.18 Estado Actual del Pozo 7369 Cuesta



Fuente: UNIPETRO ABC. Base de Datos del Lote IX (1993 - 2004).

REENTRY 7369 CUESTA

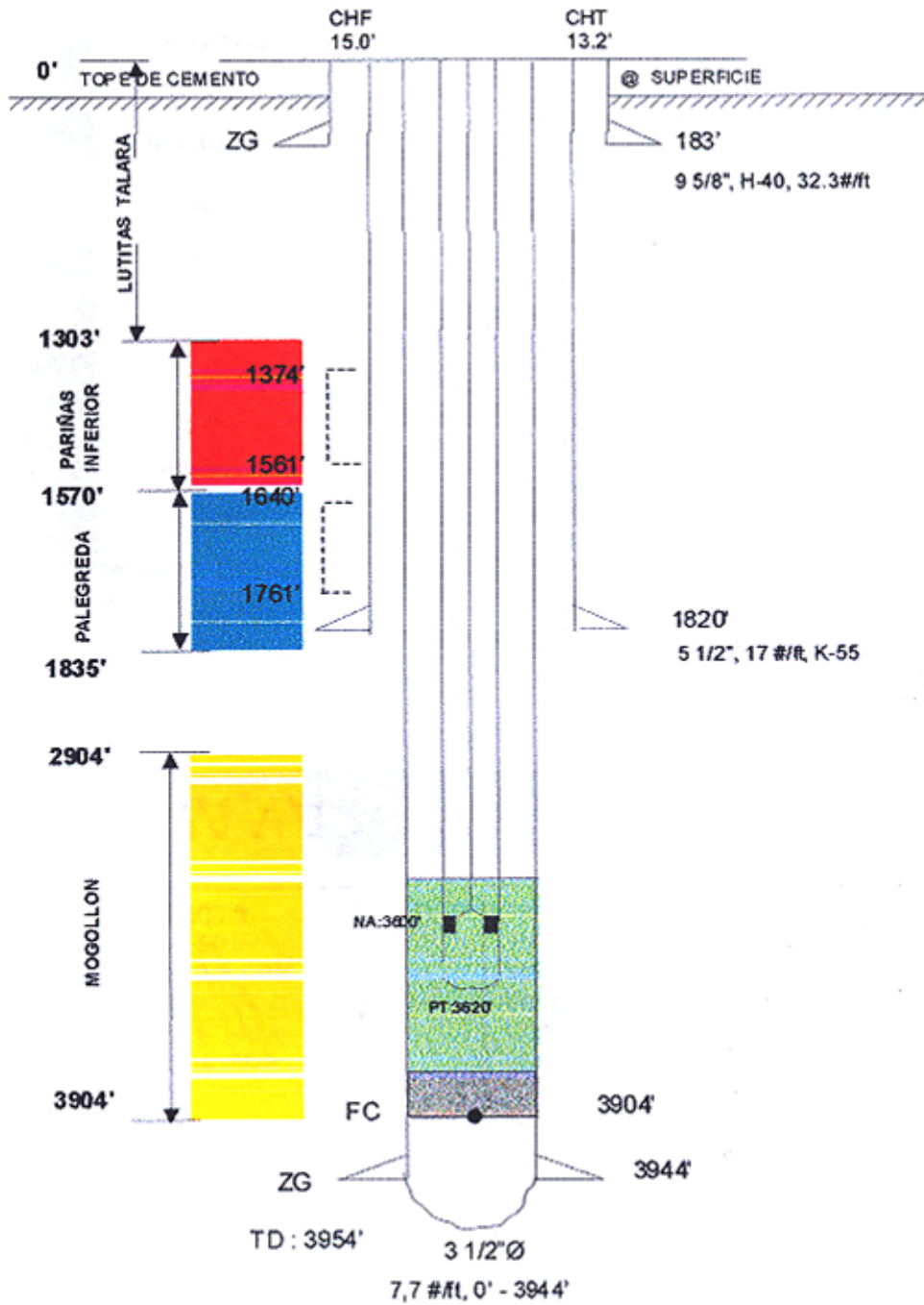

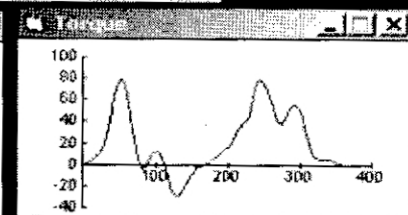
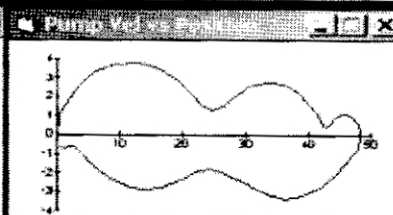
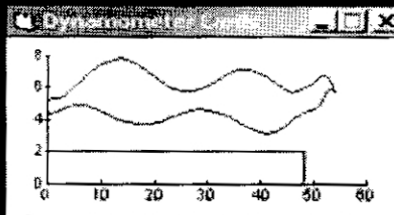


Fig. 4.19 Instalación Propuesta para Reprofundizar el Pozo 7369 Cuesta

Depth <input type="text" value="3600"/> ft Target Rate <input type="text" value="100"/> BPD Stroke Length <input type="text" value="54"/> in Pump Dia. <input type="text" value="1.5"/> in Anch. Tubing <input checked="" type="checkbox"/>	CWConv Unit <input type="radio"/> Pump Inlet Pres <input type="radio"/> PI / Res Pres	 QRod™ Version 1.03 Provided by Echometer Company © 1994 J. W. Jennings, PE
Rod Number <input type="text" value="65"/> Rod Grade <input type="text" value="C"/> Rods <input checked="" type="radio"/> Steel <input type="radio"/> F/GI	Rate 106 BPD Rod Taper, % 41.7, 58.3 Rod Loading 67.1 %	
Stroke Rate <input type="text" value="10.5"/> SPM <input type="checkbox"/> SPM from Tar. Rate <input type="checkbox"/> AutoCalc <input type="button" value="ReCalc"/>	PPRL 7,800 lbs MPRL 3,100 lbs Peak Torq 80,000 in-lbs	Unit Size 114-89-54 Motor Size 6 hp

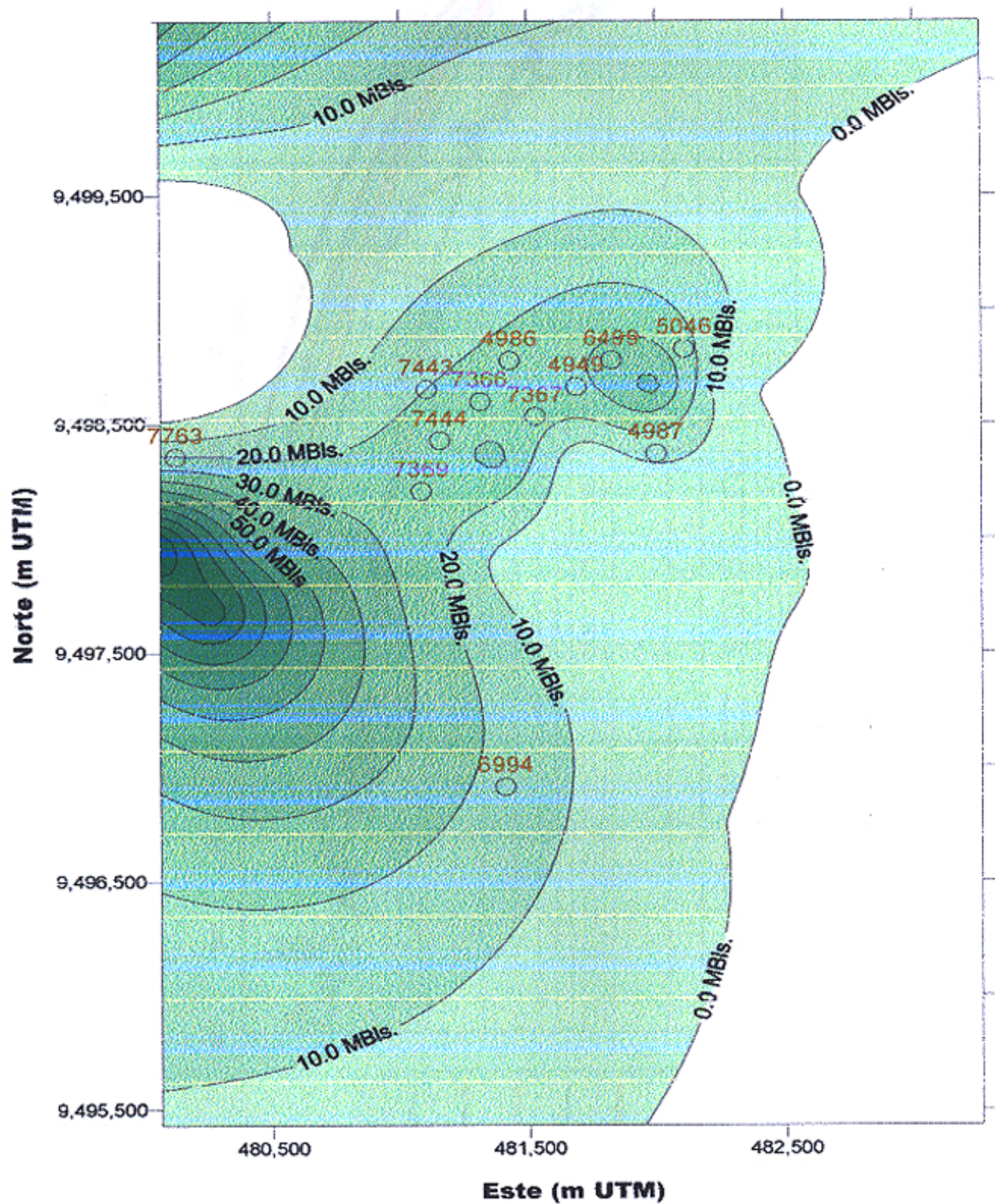


Pump Depth = 3,600 ft
 Pump Diameter = 1.50 in
 Pumping Speed = 10.5 SPM
 Surface Stroke Length = 54 in
 Pump Stroke Length = 48 in
 Total Liquid (80% Pump eff) = 106 BPD
 Rod Number = 65
 Rod Grade = C
 Tubing Pressure = 45 psi
 Casing Pressure = 5 psi
 Pump Inlet Pressure = 200 psi
 Pump Submergence = 530 ft
 Fluid Spec. Grav. = 0.85
 Fluid Load = 2,000 lbs

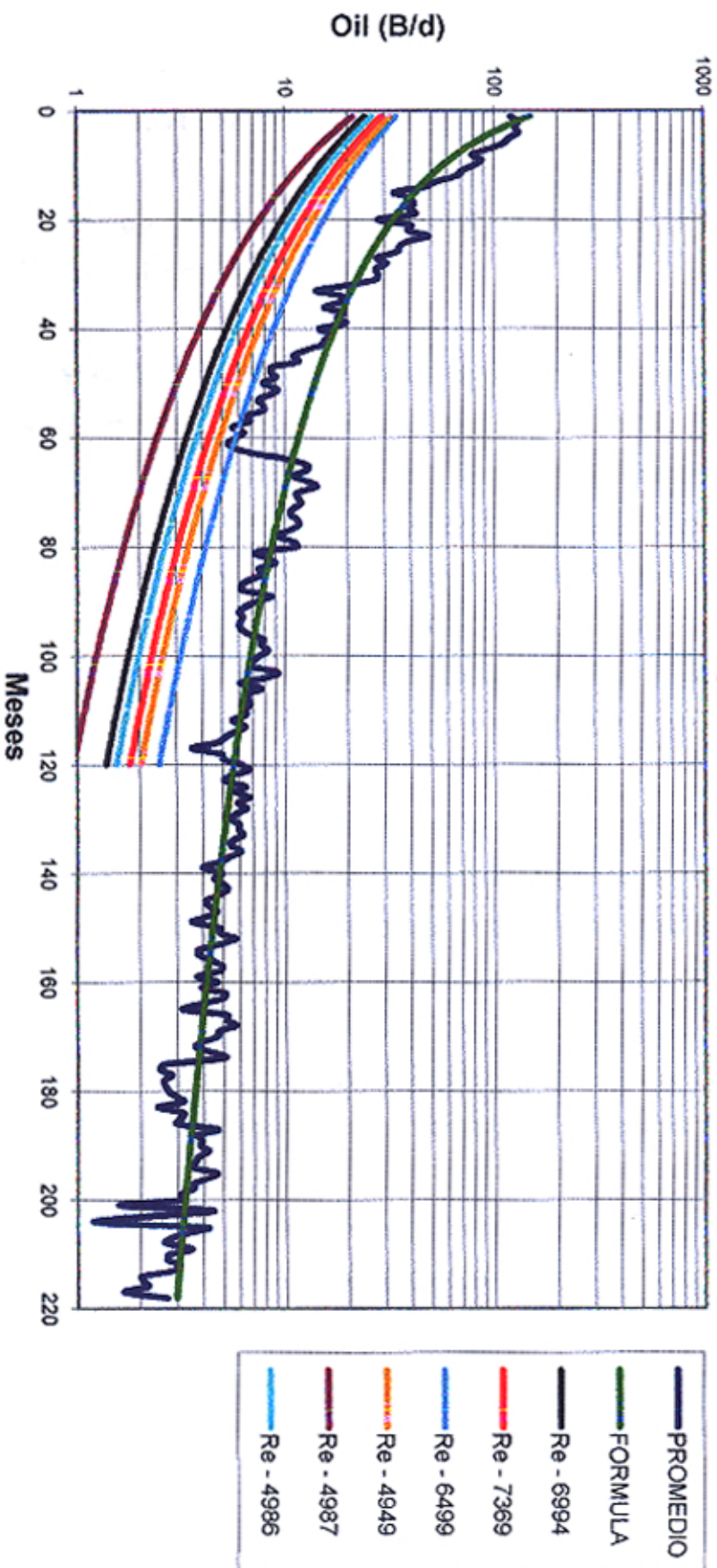
Anchored 2" tubing
 Peak Pol Rod Load = 7,800 lbs
 Min Pol Rod Load = 3,100 lbs
 Peak Gear Box Torque = 80,000 in-lb
 Unit Type = CWConv
 Min API Unit Rating = 114-89-54
 Counter Balance Moment = 158,000 in-lbs
 Counter Balance Effect = 6,200 lbs
 Polished Rod Power = 3 hp
 Min Motor (95% Unit eff) = 6 hp
 Dimensionless Damping Factor = 0.10

Fig. 4.20 Diseño de la Instalación de Bombeo Mecánico para Reprofundizar el Pozo 7369 Cuesta

**Fig. N° 4.21 Mapa de Recuperación Final de Petróleo –
Fm Mogollón – Lote IX**



**Fig. No. 4.22 Curva Tipo Fm. Mogollón vs. Candidatos para
Reprofundización**



Fuente: UNIPETRO ABC (2002). Estudio para continuar con el Desarrollo de la Fm. Mogollón – Lote IX

CAPÍTULO N° 5

ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO PARA REPROFUNDIZAR POZOS EN EL LOTE IX DE LA CUENCA TALARA

5.1 Estimación de la Inversión Inicial y Costo Operativo para Reprofundizar Pozos en el Lote IX

Sobre la base de los trabajos de perforación realizados en los últimos años en el Lote IX, así como la Tesis de Grado del Ing. Rolando Rosas titulada *"Reentry: Una Realidad para Darle Nueva Vida a los Pozos Viejos en los Yacimientos Offshore de Petróleo del Noroeste"*, ha sido posible estimar, con un buen nivel de detalle, la inversión inicial requerida para un proyecto de reprofundización de pozos, y como contraparte su comparación con la inversión necesaria para perforar un pozo nuevo, de geometría similar, dirigido hacia el mismo objetivo y profundidad.

Para ello, teniendo en consideración que algunos rubros de la inversión inicial son dependientes, tanto del número de días, como de la profundidad del pozo, fue necesario calcular número de días requeridos para perforar y reprofundizar cada pozo candidato, así como la longitud efectiva perforada; cabe añadir que para esta labor fue necesario preparar una prognosis litológica, de acuerdo al modelo geológico del Lote IX, y utilizar la estadística de tasas de penetración, tiempos de bajada de revestimiento y cementación, obtenidas a partir de los últimos 4 pozos perforados en el Lote IX. Finalmente se determinó una profundidad promedio final, una longitud efectiva promedio, así como los promedios de días requeridos tanto para perforar como reprofundizar un pozo hacia la Fm. Mogollón. La **Tabla 5.1** muestra en detalle la inversión requerida para reprofundizar un Pozo de Petróleo hacia la Fm. Mogollón, mientras que la **Tabla 5.2** compara tal inversión por rubro, con la necesaria para perforar un pozo nuevo.

TABLA 5.1 INVERSIÓN ESTIMADA PARA REPROFUNDIZAR UN POZO HACIA LA F.M. MOGOLLON, LOTE IX

UBICACIÓN
PROFUNDIDAD

: Pozo Reprofundizado
3638 Pies
10.6 dias

Profundidad de Inicio:

1392 Pies

DESCRIPCION	UNID.	CANT.	COSTO UNIT.	TANGIBLE US \$	INTANGIBLE US \$	ANEXO DETALLES
PROTECCION MEDIO AMBIENTE	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL		1,500.00	
SUB-TOTAL PROTECCION MED AMBIENTE					1,500.00	
ACONDICIONAMIENTO DEL POZO						
Servicio de Pozo	Hrs	10	100.00		1,000.00	
Registro de Inspeccion (Ultrasonico)	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL		5,000.00	
SUB-TOTAL DE ACONDICIONAMIENTO					6,000.00	
CONSTRUCCION DE PLATAFORMA	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL		5,000.00	
Mov. Equipo - Armado/Desarmado-Desmov.	GLOBAL	2	11,000.00	22,000.00	22,000.00	
PERFORACION				12,879.20	142,289.00	
Alquiler de Equipo de Perforacion	DIAS	10.6	6,500.00		68,900.00	
Brocas 4 3/4"	EA	3	4,500.00		13,500.00	
Casing 9 5/8"	FT	0	13.20			
Cementacion Casing 9 5/8	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL			
Fluidos de Perforacion	FT	2246	4.00		8,984.00	
Serv. Ing. Fluidos de Perforacion	DIAS	10.6	250.00		2,650.00	
Combustible Eq. de Perforacion (450 gls/dia)	GLS	4770	2.50		11,925.00	
Ingeniero de Perforacion	GLOBAL	10.6	GLOBAL		3,000.00	
Transporte de Materiales/Agua	DIAS	10.6	550.00		5,830.00	
Perfilaje Hueco Abierto	GLOBAL	2246	GLOBAL		12,879.20	
Casing de Produccion de 3 1/2"	Pies	1	5.20		5.20	
Cementacion Casing 3 1/2"	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL		1,900.00	
Cabezal 5 1/2" x 3 1/2"	EA	1	1,900.00			
Alquiler de Tenazas 5-1/2"	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL			
SUB-TOTAL DE PERFORACION + EQUIPO COMPLETACION				12,879.20	189,789.00	
PERFILAJE HUECO ENTUBADO Y PUNZONAMIENTO	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL			
Fracturamiento Fm. Mogollon	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL			
Cabezal 5 1/2" x 2 7/8	EA	1	1,000.00			
Tuberia de Produccion	Pies	2246	2.30			
Unidad de Servicio de Pozos	Hrs	40	100.00			
Prueba de Formacion	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL			
SUB-TOTAL DE COMPLETACION					6,185.80	
FACILIDADES DE PRODUCCION						
Unidad de Bombeo Mecanico (API 40D)	EA	1	9,400.00	9,400.00		
Motor de 7.5 HP	EA	1	12,830.00	12,830.00		
Bomba de Subsuelo	EA	1	800.00	800.00		
Accesorios de E.B.M	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL			
Varillas de 5/8" x 25' cu (1750 Pies)	EA	89.84	21.00			
Linea de Flujo de 2"	Pies	0	1.50			
Linea de Gas de 1"	Pies	0	0.70			
SUB-TOTAL FACILIDADES DE PRODUCCION					25,216.84	
SUB-TOTAL PERF. - COMPLET. - FACILIDADES DE IMPREVISTOS 9.5% INTANGIBLES				44,061.64	255,789.00	
TOTAL				44,061.64	280,088.96	
GRAN TOTAL (TANGIBLES-INTANGIBLES) US \$				324,150.60		

Fuente: UNILETTO A.B.C. Inversores y Analistas de Flujo de Caja de los Pozos 13403, 13402 y 13405

Tabla 5.2 Comparación de la Inversión requerida para Perforar o Reprofundizar un Pozo hacia la Fm. Mogollón

Rubro	Perforación		Reentry	
	Tangible (US\$)	Intangible (US\$)	Tangible (US\$)	Intangible (US\$)
Medio Ambiente		10000		1500
Acondicionamiento				6000
Acceso y Plataforma		6000		5000
Movimiento de Equipo		22000		22000
Perforación	30388	194055		142289
Completación	9367	136700		79000
Facilidades de Producción	29946		25217	
Imprevistos		18438		24300
Total	69701	387192		280089
		456893		324151
Reducción de Costos	29 %			

Fuente: UNIPETRO ABC, Inversiones y Análisis de Flujo de Caja de los Pozos 13403, 13402 y 13405

El costo operativo empleado en el análisis, es el promedio actual requerido para producir un barril de petróleo en el Lote IX.

5.2 Análisis del Flujo de Caja del Programa de Reprofundización de Pozos

Con la finalidad de evaluar la rentabilidad del programa de reprofundización de pozos, fue necesario preparar un flujo de caja, considerando las siguientes variables, según **Tabla 5.3**:

Tabla 5.3 Parámetros y Asunciones para el Análisis de Flujo de Caja

Precio del Crudo (US\$/bbl.)	20
Costo Operativo (US\$/bbl.)	7
Impuestos (%)	30
Tasa de Interés (%)	15
Depreciación	La inversión tangible es depreciada linealmente como función de la producción de petróleo, mientras que la inversión intangible es depreciada en el primer año.

Fuente: UNIPETRO ABC, Inversiones y Análisis de Flujo de Caja de los Pozos 13403, 13402 y 13405

De esta manera, se elaboró una matriz de flujo de caja (ver Tabla N° 5.4), de la cual se obtuvieron los siguientes parámetros (Tabla N° 5.5)

Tabla 5.5 Resultados del Flujo de Caja de la Reprofundización de un Pozo hacia la Fm. Mogollón

Parámetro	Pozo Reentry hacia la Formación Mogollón
Reservas (MSTB)	46.2
Inversión (MUS\$)	324.2
Inversión / Reservas	7
Valor Actual Neto (MUSD)	80
Pay Out (años)	2.7
TIR (%)	41.3

Los resultados demuestran la prefactibilidad económica del proyecto ante un escenario actual de precio de crudo, y condiciones operativas en el Lote IX; cabe señalar que en la evaluación, solo debería considerarse el costo operativo incremental del pozo reprofundizado, lo cual nos da un margen de seguridad adicional a favor de la rentabilidad del proyecto.

5.3 Análisis de Sensibilidad

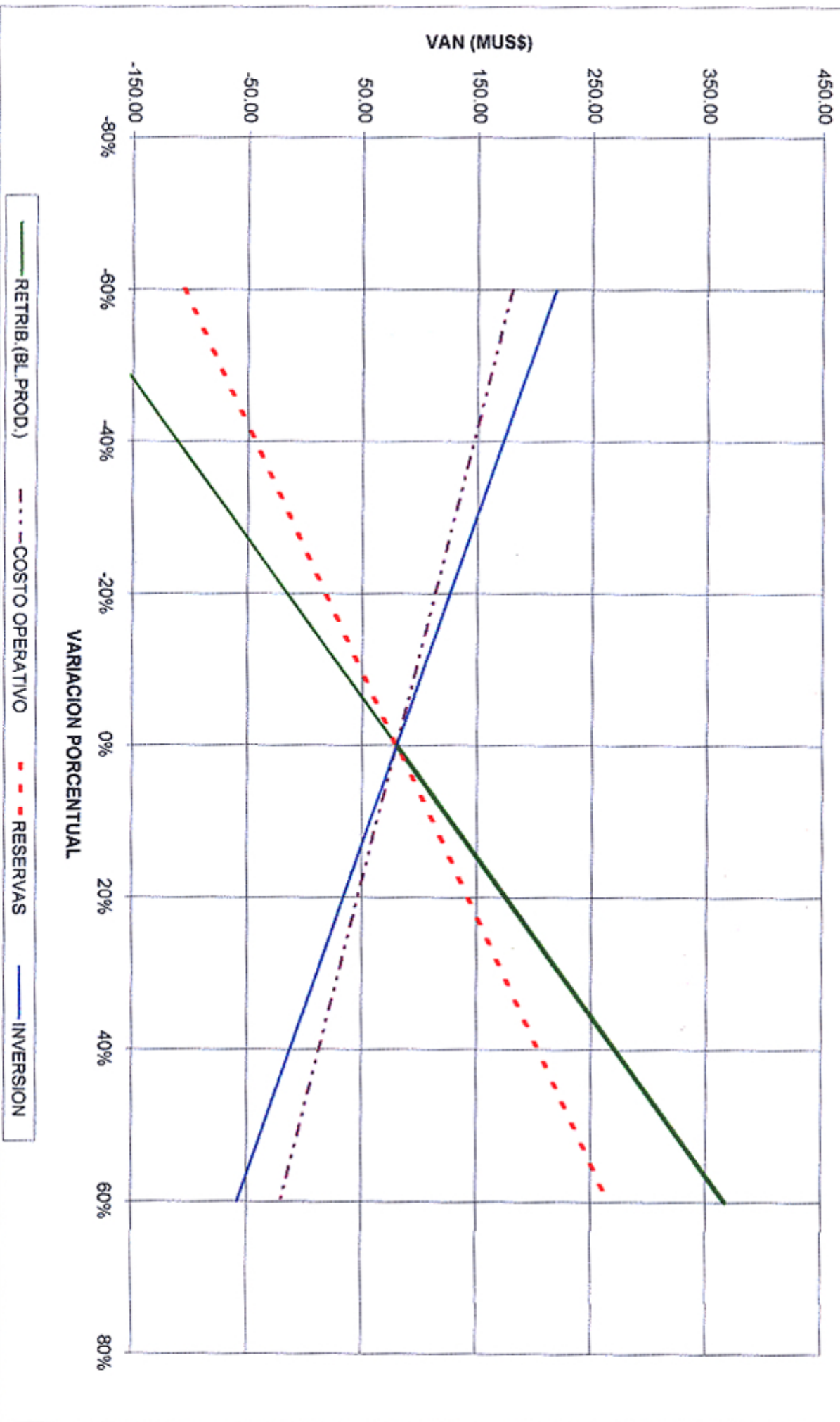
Se evaluó la sensibilidad de la rentabilidad del proyecto respecto a 4 variables listadas a continuación:

- Retribución (% según contrato de un promedio de canasta de crudo)
- Costo Operativo
- Reservas Probadas de Petróleo
- Inversión Inicial

Se preparo un diagrama “spider”, ver Figura N° 5.1, a fin de determinar la incidencia del cambio porcentual de cada una de estas variables en el VAN del proyecto.

Los resultados muestran una fuerte dependencia de la rentabilidad del proyecto tanto en la retribución (US\$ / Bbl), como en el cálculo de reservas de petróleo, razón por la cual se recomendaría, en estudios posteriores, preparar flujos de caja adicionales considerando diferentes escenarios de precio de crudo, así como la incertidumbre en la determinación de reservas (análisis probabilístico).

Fig 5.1 ANALISIS DE SENSIBILIDAD
Reprofundización a la Fm. Mogollón - Lote IX



CAPÍTULO N° 6

Evaluación de los Aspectos Técnicos, Ambientales, Socio – Económicos y Legales

6.1 Identificación de Impactos

Para evaluar integralmente la propuesta de reprofundizar pozos de petróleo en el Lote IX, fue necesario identificar los aspectos técnicos, ambientales, socio - económicos y legales de mayor relevancia, cuyo listado se muestra a continuación:

Aspectos Técnicos

A partir del análisis efectuado en capítulos anteriores, se han identificado los siguientes ítems, los cuales podrían influenciar significativamente durante la evaluación de factibilidad técnica de implementar el proyecto:

- Reducción del número de pozos interubicados hacia reservorios extensivamente drenados, y desarrollo de reservas en formaciones más profundas, como la Fm. Mogollón en el Lote IX.
- Incorporación de nueva tecnología, y adquisición de know – how en el desarrollo de campos marginales.
- La perforación y completación de pozos reentry requiere de procedimientos operativos más complejos que en pozos nuevos; en consecuencia, un equipo de trabajo de mayor experiencia y técnicamente mejor preparado.
- Existen restricciones logísticas para disponer de equipos y herramientas para trabajos en huecos de diámetro reducido.

Aspectos Ambientales

De acuerdo a las evaluaciones de impacto ambiental desarrolladas en los pozos perforados en el Lote IX, así como de la revisión de experiencias a nivel mundial, se han identificado los principales impactos y riesgos de las

actividades inherentes a la reprofundización de pozos y su magnitud relativa respecto a una perforación convencional. La **Tabla N° 6.1** muestra los impactos y riesgos ambientales en la reprofundización de pozos en comparación a la perforación convencional.

Tabla N° 6.1 Impactos y Riesgos Ambientales en la Reprofundización de Pozos

IMPACTO	MAGNITUD
Producción de desechos sólidos y líquidos	Menor
Ruido y Vibraciones	Menor
Erosión	Menor
Contaminación por lodo de perforación y efluentes líquidos	Menor
Daño a la flora y fauna	Similar
Emisiones de gas natural	Menor
Deforestación	Menor
Impacto estético	Similar
RIESGO	MAGNITUD
Derrame de petróleo crudo, combustibles, lubricantes y productos químicos	Menor
Accidentes humanos	Similar
Atasque de la tubería y/o herramientas	Mayor
Incendios	Menor

Aspectos Socio – Económicos

Se han considerado tanto los impactos como expectativas tanto a nivel local como país, en el corto, mediano y largo plazo, que podrían generarse como consecuencia de la diseminación de esta tecnología.

Corto Plazo

- Recuperación de la inversión en periodos más cortos, y mayores utilidades netas, en comparación a la perforación de pozos nuevos.
- El costo operativo para la producción de petróleo y gas resultaría menor a través de un reentry, dado que se utilizaría la misma locación, y solo modificaría parcialmente la instalación de producción.
- Menor impacto sobre las comunidades, y consecuentemente mayor aceptación pública

Mediano y Largo Plazo

- Incremento del empleo debido a la extensión en la aplicación de esta tecnología hacia otros lotes en la Cuenca Talara, y otros campos fuera de ella.
- Mejora económica en la comunidad Talareña debido a un incremento de las actividades directa e indirectamente relacionadas con la explotación de petróleo y gas.
- El desarrollo de nuevas reservas traería consigo un impacto positivo en la balanza nacional de hidrocarburos, y mayores ingresos para la región a través del Canon.

Aspectos Legales

Los aspectos legales de mayor incidencia sobre la tecnología de reprofundización de pozos han sido analizados a partir de relacionarlos con el marco regulatorio vigente:

- La tecnología de reprofundización de pozos se sitúa dentro del marco Legal actual del Ministerio de Energía y Minas del Perú sobre las actividades de explotación de hidrocarburos, y a su vez, cumple eficazmente con las regulaciones locales.
- La reprofundización de pozos ofrece mayor flexibilidad que la perforación de pozos nuevos, para adaptar nuevos estándares, e inclusive aplicar practicas operacionales más exigentes.

6.2 Análisis de Grupos de Interés

Se identificó a los grupos de interés, y a su vez, se clasificaron como *internos* y *externos*¹, de acuerdo a su grado de relación con el proyecto.

Grupos de Interés Internos

- Área Ingeniería Lima y Superintendencia de Operaciones Talara
- Directorio de UNIPETRO ABC

Grupos de Interés Externos

- Reguladores; Perupetro, Dirección General de Hidrocarburos, Dirección General de Asuntos Ambientales y Osinerg.
- Compañías de Servicio del Noroeste; Graña y Montero Services, Bj Services, Schlumberger, Geowell, etc.
- Consultora encargada de la elaboración del Plan de Manejo Ambiental.
- Consultores Externos, como soportes en el planeamiento e implementación.
- La comunidad de Talara
- Autoridades Regionales; Alcalde de Talara, representantes regionales del Ministerio de Energía y Minas e Inrena.
- Instituciones Educativas; Universidad Nacional de Ingeniería, U. de Piura

¹ Thompson, D. (2000). Energy and Environment Master Degree Program, University of Calgary / OLADE. Environmental Management Tools, Class Notes

Se procedió a establecer la relación entre los citados grupos de interés y los aspectos de relevancia para el proyecto, a través de la construcción de 3 matrices de evaluación² (Tabla N° 6.2, 6.3 y 6.4), en la que se estableció tanto el grado de interés, como la capacidad de decisión de un grupo de interés, respecto a los aspectos técnicos, socio – económicos, y legal - ambientales.

Tabla N° 6.2 Matriz de Aspectos Técnicos y Grupos de Interés

Grado de Interés ↑	Consultoría Técnica	Universidad Nacional de Ingeniería Otras Universidades e Instituciones Académicas	UNIPETRO ABC (Equipo Técnico y Operativo) Subcontratistas
		Municipalidad de Talara Autoridades Regionales	Directorio de UNIPETRO Firma Auditora encargada del PMA
		Comunidades Locales	Reguladores (Dirección General de Hidrocarburos, PERUPETRO, OSINERG, Dirección General de Asuntos Ambientales)
			→ Capacidad de Decisión

Tabla N° 6.3 Matriz de Aspectos Legal – Ambientales y Grupos de Interés

Grado de Interés ↑		Universidad Nacional de Ingeniería Municipalidad de Talara Comunidades Locales	UNIPETRO ABC (Accionistas, Directores y Personal) Reguladores (Dirección General de Hidrocarburos, PERUPETRO, OSINERG, Dirección General de Asuntos Ambientales) Firma Auditora encargada del PMA
	Consultoría Técnica	Otras Universidades e Instituciones Académicas Autoridades Regionales	Subcontratistas
			→ Capacidad de Decisión

² Wilson, M. (2000). Energy and Environment Master Degree Program, University of Calgary / OLADE. Environmental Management Tools, Class Notes

Tabla N° 6.4 Matriz de Aspectos Socio – Económicos y Grupos de Interés

Grado de Interés ↑		Municipalidad de Talara Comunidades Locales Autoridades Regionales	UNIPETRO ABC (Accionistas, Directores y Personal). Reguladores (Dirección General de Hidrocarburos, PERUPETRO, OSINERG, Dirección General de Asuntos Ambientales) Subcontratistas
	Consultoría Técnica ↑	Universidad Nacional de Ingeniería Otras Universidades e Instituciones Académicas	Firma Auditora encargada del PMA

→
Capacidad de Decisión

El análisis refleja la necesidad de fomentar el trabajo integrado entre la empresa, sus subcontratistas, reguladores, instituciones académicas, autoridades locales y la comunidad para garantizar el acceso a la tecnología y la experiencia requerida para minimizar los riesgos técnico - operativos, la implementación de prácticas reconocidas internacionalmente como ambientalmente amigables en cada una de las etapas de la reprofundización de pozos, la repartición equitativa de los beneficios económicos, así como proponer medidas de mitigación para los impactos que se generan en ellas. Se presenta un escenario ideal para que la Universidad Nacional de Ingeniería asuma una posición estratégica de como ente coordinador de los distintos grupos de interés.

6.3 Evaluación Integral de Impactos

La evaluación integral de la prefactibilidad de reprofundizar pozos en el Lote IX se realizó a partir de la construcción de la *matriz de decisión* (Tabla N° 6.5), en la cual cada uno de los pozos candidatos fue evaluado desde el punto de vista técnico, socio - económico, legal – ambiental. Se estableció un rango de calificación desde (- -) correspondiente a la situación más desfavorable, hasta (++) correspondiente al estado más favorable.

Tabla N° 6.5 Matriz de Decisión para la Reprofundización de Pozos en el Lote IX

	6796	6994	7369	7443	7444	5046	4986	4987
Prospectividad	0	+	+	+	+	+	0	0
Riesgo operativo	-	-	-	-	-	-	0	0
Inversión inicial	0	+	0	+	0	+	+	0
Impactos ambientales	+	+	+	+	+	+	+	+
Aceptación pública	+	+	+	+	+	+	+	+
Sostenibilidad	+	+	+	+	+	+	+	+
Implicancias legales	++	++	++	++	++	++	++	++
Total	4+	6+	5+	6+	5+	6+	6+	5+

De acuerdo a los resultados, se recomendaría implementar el programa de reprofundización de pozos en el lote IX bajo el siguiente cronograma:

Primera etapa: pozos 7443, 5046 y 4986, actualmente con unidad de bombeo portátil y producción marginal en Pariñas inferior.

Segunda etapa: pozos 6994, 7369 y 7444, actualmente con unidad de bombeo estacionaria, y producción en Pariñas equivalente al promedio de los pozos en el lote IX.

Tercera etapa: pozos 4987 y 6796, actualmente con unidad de bombeo estacionaria y buena producción en Pariñas inferior. Se recomienda llevarla a cabo cuando los pozos hayan drenado mayor cantidad de las reservas remanentes de la formación Pariñas inferior.

CAPÍTULO N° 7

PLANIFICACIÓN E IMPLEMENTACIÓN ESTRATÉGICA

En este capítulo se identificaron las fortalezas y debilidades de la reprofundización de pozos frente a la perforación de pozos nuevos; asimismo, se analizaron los aspectos críticos requeridos para formular un plan de gestión que garantice la sostenibilidad del proyecto.

7.1 Análisis FODA

7.1.1 Fuerzas Impulsoras

- La rentabilidad del programa de reprofundización de pozos, la cual es mucho más favorable en el actual escenario del mercado de combustibles; se acelera el PAYOUT, y asimismo, se incrementa el VAN y el TIR.
- La situación financiera actual de UNIPETRO ABC, le permitiría afrontar con recursos propios la inversión inicial y el gasto operativo.
- El Marco Legal Actual (Decreto Ley 28109), a través del cual el programa de reprofundización de pozos podría acogerse a una retribución mejorada, previa justificación y renegociación del contrato de servicios con PERUPETRO.
- Manejo sostenible de los recursos energéticos del Lote IX, al reducir la necesidad de perforar pozos infill dirigidos hacia la sumamente drenada Fm. Pariñas Inferior (menos de 0.1 psi/pie de gradiente), y a su vez, al incrementar las reservas del Lote IX, con la contribución del petróleo y gas a partir de extender el desarrollo de la Fm. Mogollón.
- Adaptación a la evolución del marco legal y estándares técnicos, bajo el cual se operan los campos de petróleo en el Perú.
- Transferencia tecnológica, adquisición de experiencia, y acceso a financiamiento a través de potenciales alianzas estratégicas con firmas multinacionales.
- Numerosas aplicaciones exitosas a nivel mundial, las cuales han permitido que la reprofundización de pozos se convierta en una de las alternativas para revitalizar campos maduros.

- La acumulación de activos intangibles para la empresa, tales como reputación corporativa, know – how, los cuales se caracterizan por ser originales, insustituibles y no intercambiables, convirtiéndose de esta manera en estratégicos para obtener ventaja competitiva en el mercado.
- Mejora de la reputación corporativa y la aceptación pública de la empresa como resultado de la aplicación de prácticas ambientalmente amigables, y a su vez, orientadas hacia la conservación de energía.
- Posibilidad de extender esta tecnología, como alternativa para incrementar las reservas de otros yacimientos del Noroeste Peruano y la cuenca Marañón; esto tendría un impacto significativo en la reducción del déficit de la balanza comercial de hidrocarburos, por lo que sería tema de interés de los reguladores.

7.1.2 Barreras

- Riesgo técnico – operativo durante la ejecución de las etapas de perforación, completación e instalación del sistema de producción.
- Actualmente no se disponen en Talara de todas las herramientas y equipos para la perforación de huecos de diámetro reducido.
- Carencia de experiencia del personal de UNIPETRO ABC en la reprofundización de pozos.
- Cierta nivel de resistencia hacia la aplicación de nueva tecnología y la implementación de proyectos de mayor riesgo en el Directorio de la empresa.
- Mayor inversión en Tecnología

7.2 Identificación de los Principales Aspectos de Gestión Estratégica

El fortalecimiento de la cultura innovadora de UNIPETRO ABC, la acumulación de activos intangibles y el desarrollo de una reputación corporativa sostenida han sido identificados como los aspectos estratégicos críticos para la gestión del programa de reprofundización de pozos en el Lote IX; estos servirán para situar a la empresa en un sitio competitivamente ventajoso dentro del mercado peruano de hidrocarburos.

7.2.1 La importancia de Acumular y Desarrollar Activos Intangibles

Es ampliamente difundido en las escuelas de gestión, que los activos intangibles de una empresa tales como, la reputación corporativa, la confianza de los usuarios, el know – how y el prestigio de una organización son estratégicos para ganar ventaja competitiva en el mercado, debido a que no pueden ser comercializados, imitados ni sustituidos¹; en consecuencia, estos se acumulan internamente y fortalecen la organización.

La implementación de nuevas tecnologías en la explotación de campos marginales de petróleo, no solo contribuiría con los beneficios económicos inherentes, sino también con la generación y acumulación de activos intangibles en las organizaciones. Para UNIPETRO ABC, que de acuerdo a su línea de trabajo, busca un crecimiento sostenido en sus actividades, la tecnología de reprofundización de pozos representa una oportunidad invaluable para incrementar las capacidades de la organización. La aplicación de soluciones innovadoras enfocadas en la conservación de energía y la protección ambiental, le permitirán a UNIPETRO una continua acumulación y renovación de activos intangibles², con los cuales se podrá no solo afrontar la continua declinación de la producción de sus yacimientos, de una manera eficaz y eficiente, sino también atender los crecientes asuntos ambientales, dado que UNIPETRO ya hace algún tiempo mitigó los pasivos ambientales que recibió al inicio de sus operaciones (low hanging fruit³).

7.2.2 Innovación: Factor Crítico para el Éxito

Las actividades de investigación, y a su vez, la innovación se constituyen en rasgos que distinguen la cultura organizacional de UNIPETRO frente a sus competidores en el Noroeste Peruano. Desde el hecho que existe una creciente complejidad técnico, económica y ambiental para explotar los

¹ Dierickx, I., & Cool K. (1989). Stock Accumulation and Sustainability of Competitive Advantage

² Dierickx, I., & Cool K. (1989). Stock Accumulation and Sustainability of Competitive Advantage

³ Walley, N., & Whitehead, B. (1994). It is not easy being green

yacimientos maduros de Talara, la cultura de innovación debe ser reforzada para tener éxito en el proceso de cambio y adaptación.

De acuerdo a la literatura, el proceso de innovación involucra la confluencia de las capacidades tecnológicas y las necesidades del mercado dentro del marco de la firma innovadora⁴. En el caso de UNIPETRO, cuya actividad se remite a la exploración y explotación de hidrocarburos en el Lote IX, y su posterior venta a Perupetro S.A. sus necesidades serían cumplir con el marco legal del sector de hidrocarburos del Perú, en términos de calidad y seguridad de su operación, y protección ambiental, así como afrontar la depletación natural de la energía de sus reservorios marginales.

Cabe añadir que la innovación tecnológica debe ir acompañada de cambios a nivel organizacional⁵; en ese sentido UNIPETRO debe ser lo suficientemente flexible para reorganizarse de acuerdo a los cambios tecnológicos que se continuamente se presentan en el mercado energético nacional e internacional.

No existe una receta única para afrontar exitosamente la innovación tecnológica; sin embargo, los siguientes lineamientos pueden ayudar a UNIPETRO, u otras organizaciones a desarrollar y fortalecer su cultura innovadora:

- Mejora de los canales internos y externos de comunicación en la organización, de tal modo que se garantice la transferencia efectiva de conocimientos y know – how.
- El proceso de innovación debe ser implementado integralmente en todas las áreas de la organización
- Implementar una cuidadosa planificación y procedimientos para el seguimiento del proceso de cambio en todas las áreas de la compañía. Implementar mecanismos de retroalimentación.
- Distribuir eficientemente los recursos de la organización durante la etapa de desarrollo.

⁴ Rothwell, R. (1992) Successful Industrial Innovation; Critical Factors for the 1990s

⁵ Rothwell, R. (1992) Successful Industrial Innovation; Critical Factors for the 1990s

- Fomentar y respaldar la labor de innovadores y gatekeepers⁶ dentro de la organización; su presencia esta fuertemente ligada al éxito en el proceso de cambio.
- Se requiere de una gestión de alta calidad, a través de gerentes que fomenten la cultura innovadora en su personal, y que a su vez, estén íntimamente comprometidos con el desarrollo del recurso humano.
- Establecer alianzas estratégicas con firmas multinacionales, que permitan la adquisición de tecnología y el desarrollo de know – how necesarios para manejar el proceso de cambio en una organización.

7.2.3 El Desarrollo Sostenido de Reputación Corporativa

Es común que los términos de reputación e imagen se usen indistintamente⁷. Si una organización pudiera proyectar la imagen que los grupos de interés perciben de la misma, no sería necesario hacer alguna distinción. La reputación es el resultado acumulado de la interacción de todas las experiencias, impresiones, creencias, sentimientos y conocimientos que un grupo de interés tiene sobre cuan efectiva es la organización en atender las demandas y expectativas del conjunto de grupos de interés; en consiguiente, la reputación corporativa es también determinada por factores externos, muchas veces fuera del control de la organización.

UNIPETRO debe ser muy conciente de esta distinción de términos a fin de construir una reputación corporativa sostenida. La reputación no se forma destinando recursos en esfuerzos aislados por mostrar un lado “ambientalista” de la empresa, sino a través de políticas de responsabilidad social y protección ambiental integradas al negocio de la empresa, a través del fortalecimiento de la cultura innovadora a niveles organizacional, gerencial, y tecnológico, y por supuesto, a través de una continua interacción con los grupos de interés, involucrándolos en la toma de decisiones; este tipo de medidas, definitivamente,

⁶ Personas encargadas de concentrar y diseminar la información científica y tecnológica en una organización

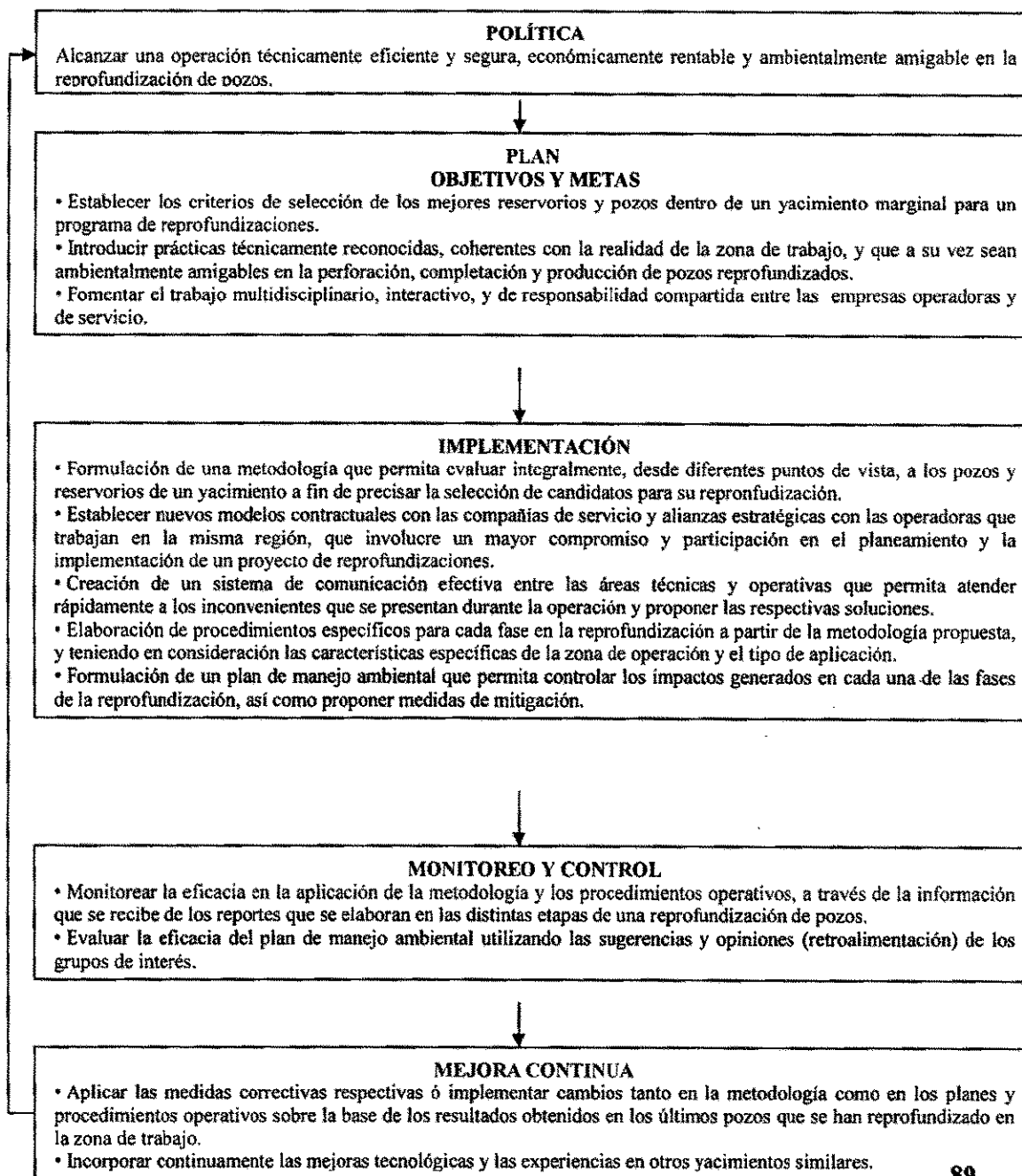
⁷ Daellenbach, U., Sharma, S., Vredenburg, H. (Forthcoming) A Dynamic Theory of Corporate Reputation and Formation Stability

tendrán un impacto en la mejora de la performance de la empresa, y su vez, en la percepción de los grupos de interés.

7.3 Guías para la Formulación de un Plan de Gestión Estratégica para la Reprofundización de Pozos en el Lote IX

A fin de garantizar el éxito en cada una de las etapas del presente programa de reprofundización de pozos y en otros que se puedan aplicar en condiciones similares, se ha propuesto el siguiente plan de gestión (Ver Fig. 7.1)

Fig. 7.1 Plan de Gestión para la Reprofundización de Pozos en el Lote IX



CAPÍTULO N° 8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 CONCLUSIONES

1. Los criterios de selección establecidos en la metodología planteada solo constituyen lineamientos generales para la optimización del proceso de selección de yacimientos, pozos y horizontes productivos que podrían estar sujetos a un programa de reprofundización. El análisis de prospectividad de los candidatos seleccionados, así como la formulación de los procedimientos operativos específicos en cada etapa de la reprofundización, requerirán de estudios más detallados, acordes con la realidad técnico - económica del área sujeta a evaluación.
2. El establecimiento de alianzas estratégicas con las compañías operadoras vecinas y de servicio permitirá disminuir el riesgo técnico – operativo, reducir la inversión y el costo operativo, resolver problemas logísticos, pero sobre todo, la transferencia de experiencia y know – how al personal de la empresa.
3. La participación de los grupos de interés en la identificación de los impactos ambientales y sociales, así como las medidas de mitigación es vital para garantizar un proceso eficiente, confiable y de común aceptación.
4. La reprofundización de pozos hacia la formación Mogollón en el Lote IX es factible en pozos situados en bloques fallados en la dirección sureste, con un revestimiento de producción en buen estado, y cuya producción en la formación Pariñas Inferior es marginal. El escenario actual del mercado internacional de precios de combustibles favorece a acelerar la recuperación de la inversión, y consecuentemente provee un mayor margen de utilidades.

8.2 RECOMENDACIONES

1. Descartar la aplicación de esta tecnología en pozos antiguos ó pozos inyectoros en procesos EOR, debido a su alta probabilidad de tener el revestimiento de superficie y/o producción severamente dañado por corrosión y/o erosión. Las tareas al reingresar y completar pozos viejos resultarían muy complicadas y costosas.
2. Mantener las áreas de trabajo durante la perforación y completación tan grandes como sea posible, a fin de minimizar los problemas operativos tales como: atacasmientos, fallas mecánicas y erosión interna del revestimiento.
3. Realizar una minuciosa inspección del estado del casing mediante el uso de perfiles que determinen tanto el espesor real de pared, así como cualquier indicio de corrosión; de otro lado, asegurar un buen aislamiento de las formaciones productivas superficiales. En ambos casos, el riesgo operativo al reingresar en pozos que no hayan sido seleccionado bajo esas consideraciones es crítico, por lo que es preferible perforar una nueva ubicación desde superficie.
4. Disponer en locación de herramientas de pesca acordes al equipo de perforación, y los sistemas de completación y producción a ser instalados, a fin de atender eficazmente alguna emergencia operativa.
5. Optimizar el sistema de circulación, de tal modo que se garantice una buena limpieza y estabilidad del hueco; se recomienda monitorear continuamente las propiedades del fluido de perforación, y evitar el uso de ensamblajes de fondo empaquetados, los cuales reducen significativamente el área de trabajo.
6. Usar la instalación de completación y producción más simple posible, que garantice la operación óptima de los pozos reentry así como sostenibilidad en la recuperación de reservas.

7. Convocar a profesionales con experiencia en trabajos de reprofundización de pozos en diferentes campos de petróleo, y conformar un equipo multidisciplinario con el cual sea posible afinar la metodología de selección de pozos candidatos, y a su vez, formular el procedimiento operativo específico a cada realidad.

8.3 CONTRIBUCIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA

1. La metodología de selección propuesta resulta útil para ser aplicada en cualquier yacimiento marginal por su simplicidad, al estar constituida por lineamientos generales, por su integridad, al promover el trabajo multidisciplinario y la participación de los grupos de interés, y su flexibilidad para adaptar estándares internacionalmente aceptados e incorporar continuamente las mejoras tecnológicas y las experiencias en otros yacimientos similares.
2. La formulación de un plan de gestión garantizará una selección precisa de los yacimientos, pozos y formaciones productivas, así como la aplicación efectiva y eficiente de los procedimientos operativos de cada etapa en la reprofundización de pozos.
3. La reprofundización de pozos contribuye con la conservación de la escasa energía de los yacimientos maduros a través de la reducción del número de perforaciones interubicadas.
4. Revitalización de pozos marginales y reactivación de pozos abandonados, con producciones iniciales y recuperaciones finales de crudo que superan largamente las encontradas antes de la Reprofundización.

BIBLIOGRAFÍA

1. Huerta, A. (2002). Reprofundizaciones de Pozos en Campos Maduros, INGEPET 2002
2. Juliano, F. (1989). Introduction to Oil and Gas Technology. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, chapter 11: Energy Outlook, pages 172 and 173
3. OLADE (1999). Informe Energético de Latinoamérica y el Caribe 1999 y Prospectiva 2000 – 2020
4. Piñol, H. (1997). Perforación Horizontal en Pozos Nuevos y Re – entry, Nuevas Tecnologías en Perforación de Pozos. Reporte Interno de Servicios Especiales SAN ANTONIO SA, paginas 21 - 23
5. Bouygourne, A. Jr. Et al. (1993). Applied Drilling Engineering. Richardson, Texas: Society of Petroleum of Engineers (U.S.)
6. Palacios, S. (1996). Experiencias en la Perforación de Pozos de Petróleo en Venezuela. Reporte Interno de Occidental Petroleum Company
7. Joshi, S.D. (1991). Horizontal well Technology. Tulsa, Oklahoma: Penwell Publishing Company, Chapter 1: Overview of Horizontal Well Technology, pages 1 - 21
8. Azar, J. (1992). Horizontal Drilling. Sperry – Sun Drilling Services, Section 1: Well Profiles, pages 10 – 27, Section 2: Horizontal Well Planning, pages 1 - 6
9. Cornejo, H. & Rosas, R. (1996). Generación, Planeamiento e Implementación de Pozos Slim – Hole. INGEPET 96
10. Tavera, E. & Espíritu, W. (1996). Proyecto de Perforación Slim – Hole. INGEPET 96

11. UNIPETRO ABC (1995). Estudio de Impacto Ambiental para la Perforación de Pozos en el Lote IX. Reporte Interno de UNIPETRO ABC
12. Cortegana, O. (1995). Perforación de Pozos Horizontales en la Selva Peruana. Reporte Interno de Occidental Peruana Inc.
13. Joubert, G., Goite, J., Mc Gee, J., Yibirin, J., & Gonzales, R. (1994). Duplicación de Tasas de Producción en Pozos Horizontales
14. Rodriguez, E., Machado, P., Ponte, & W. (1994). Experiencia de CORPOVEN en la Perforación de Hoyos Delgados
15. Lanier, G. (1996). Low – Cost Short Radius Re – entry Horizontal Drilling Program Revitalizes Aging Northern Michigan Niagara Oilfields, Society of Petroleum Engineers Annual technical Conference and Exhibition held in Denver Colorado, U.S.A, 6 – 9 October 1996.
16. Chuyes, J. (2002). Experiencia en Pozos Reentry desde Casing de 9 5/8" con Secciones Horizontales en 6" – Campo Corrientes, INGEPET 2002
17. Ministerio de Energía y Minas del Perú (1995 - 2003). Anuario Estadístico
18. Ministerio de Energía y Minas del Perú (2003). Plan Referencial de Hidrocarburos 2003
19. UNIPETRO ABC (1993 – 2004). Base de Datos del Lote IX
20. UNIPETRO ABC (2002). Estudio para continuar con el Desarrollo de la Fm. Mogollón – Lote IX. Reporte Interno de UNIPETRO ABC
21. UNIPETRO ABC (2004). Libro Anual de Reservas de Petróleo del Lote IX al 31 de Diciembre 2003. Documento presentado a y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas
22. Robinson, C. (1994). Monobore Completion Systems for Slim-Hole Wells. SPE Paper 29217

23. Harbison – Fisher (2002). Catalogo de Bombas de Subsuelo para Pozos Asistidos con Bombeo Mecánico
24. Jennings, J. (1994). QRod, A Practical Beam Pumping Design Program
25. UNIPETRO ABC (1997 - 2003). Inversiones y Análisis de Flujo de Caja de los Pozos 13403, 13402 y 13405. Reportes Internos de UNIPETRO ABC
26. Ross, B. Et al. (1992). Shell Research BV, Innovative Slim Hole Completions, European Petroleum Conference held in Cannes, France, November 16 – 18, 1992
27. Thompson, D. (2000). Energy and Environment Master Degree Program, University Of Calgary / OLADE. Environmental Management Tools, Class Notes
28. Wilson, M. (2000). Energy and Environment Master Degree Program, University Of Calgary / OLADE. Environmental Management Tools, Class Notes
29. Dierickx, I. & Cool, K. (1989). Stock Accumulation and Sustainability of Competitive Advantage
30. Walley, N., Whitehead B. (1994). It is not easy being green
31. Rothwell, R. (1992). Successful Industrial Innovation: Critical factors for the 1990s
32. Daellenbach, U., Sharma, S., Vredenburg, H. (Forthcoming). A Dynamic Theory of Corporate Reputation Formation and Stability