

**ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE  
OPTIMIZACION EN LA OPERACIÓN DE PERFORACION DE POZOS EN  
UN CAMPO PETROLERO DE CRUDO PESADO EN EL MAGDALENA  
MEDIO**

**FABIAN JOSÉ BALETA JIMÉNEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

**ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE  
OPTIMIZACION EN LA OPERACIÓN DE PERFORACION DE POZOS EN UN  
CAMPO PETROLERO DE CRUDO PESADO EN EL MAGDALENA MEDIO**

**FABIAN JOSE BALETA JIMÉNEZ**

**Trabajo de Grado para optar al título de  
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**Director**

***MAURICIO PATARROYO HERNANDEZ***

*Ingeniero de Petróleos.*

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

## **DEDICATORIA**

A DIOS porque me ha dado todo lo que tengo, y me ha hecho todo lo que soy.

A mi papá por hacer de mí una persona con principios, has sido el mejor ejemplo y tu respaldo me han dado la seguridad para seguir adelante.

A mi mamá por ser la mejor mamá del mundo, tu amor y comprensión no tienen límites, gracias mamita.

A mi hermano Alberto, gracias hermano por tu apoyo.

A mi querida esposa Lina María, por ser mi ayuda idónea, gracias negrita por tu amor.

A mi amados hijos Luís Felipe y el bebe, son el motor de mi vida.

A mis suegros Wilfredo y Marina, por su apoyo incondicional.

A toda mi familia y todos aquellos que pusieron su granito de arena.

**FABIAN**

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa su agradecimiento a:

La Universidad Industrial de Santander por permitir mi formación profesional.

Al programa de Especialización en Gerencia de Hidrocarburos y a todos sus docentes por crear el escenario propicio para mi formación como especialista.

Al Ingeniero Mauricio Patarroyo Hernández por su dirección y colaboración incondicional en este proyecto.

Al Ingeniero Emiliano Ariza León por su invaluable colaboración y aportes.

***FABIAN JOSÉ BALETA JIMÉNEZ***

## TABLA DE CONTENIDO

Introducción	14
Objetivos	15
Objetivo General	15
Objetivos Especificos	15
1. Descripción del campo	16
2. Descripción de las operaciones de perforacion ejecutadas en la actualidad	24
3. Presentacion de las alternativas de optimizacion	31
3.1 Landing Plate	32
3.2 Broca PDC De 8-1/2 Pulgadas	34
3.3 Utilización De Sarta Única De Registros	36
3.4 Formation Packer Shoe	38
3.5 Raspadores Rotarios	39
3.6 Uso de Mallas	40
4. Descripción de la operación de perforacion con las alternativas de optimizacion	44
5. Analisis de costos	51
5.1 Costos Del Pozo Actual	52

5.2 Costos Del Pozo Optimizado	54
Conclusiones	57
Recomendaciones	58
Referencias Bibliograficas	59

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica – campo.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Figura 2. Área específica – fase 3 .....	18
Figura 3. Ubicación de los pozos exploratorios en la estructura.....	19
Figura 4. Columna estratigráfica generalizada.....	20
Figura 5. Corte estructural cuenca Valle Medio del Magdalena.....	21
Figura 6. Perfil de pozo típico .....	24
Figura 7. Curva de avance pozo actual .....	29
Figura 8. Estado mecánico pozo actual .....	30
Figura 9. Clasificación de los costos de perforación .....	31
Figura 10. Landing plate .....	33
Figura 11. Esquema de uso del landing plate .....	33
Figura 12. Broca tipo triconica de dientes.....	34
Figura 13. Broca tipo pdc de cinco aletas .....	35
Figura 14. Sarta de herramientas de registros eléctricos.....	37
Figura 15. Instalacion formation packer shoe .....	38
Figura 16. Raspadores convencionales.....	39
Figura 17. Raspadores rotarios.....	40
Figura 18. Liner ranurado .....	41
Figura 19. Tubulares con mallas filtrantes de arena .....	42
Figura 20. Curva de avance pozo mejorado .....	49

Figura 21. Curva de avance pozo mejorado .....50

Figura 22. Curva de avance con los dos escenarios propuestos.....52

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características del crudo – Asociación NARE .....	22
Tabla 2. Detalle de operación de perforación sección hueco 12-1/4 pulgadas .....	26
Tabla 3. Detalle de operación de perforación sección hueco 8-1/2 pulgadas .....	27
Tabla 4. Detalle de operación de completamiento .....	28
Tabla 5. Consolidado Operación Perforación pozo actual .....	28
Tabla 6. Detalle de operación de perforación sección hueco 12-1/4 pulgadas .....	46
Tabla 7. Detalle de operación de perforación sección hueco 8-1/2 pulgadas .....	47
Tabla 8. Detalle de operación de completamiento .....	48
Tabla 9. Consolidado de tiempos pozo optimizado.....	48
Tabla 10. Ahorro de tiempos de las alternativas de optimización .....	51
Tabla 11. Costos Pozo Actual.....	53
Tabla 12. Costos Pozo Optimizado.....	54
Tabla 13. Consolidado de costos de los dos escenarios .....	55

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACION EN LA OPERACIÓN DE PERFORACION DE POZOS EN UN CAMPO PETROLERO DE CRUDO PESADO EN EL MAGDALENA MEDIO\*

**AUTOR:** FABIAN JOSÉ BALETA JIMÉNEZ\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Perforación, Costos, Optimización, Servicios Petroleros, Herramientas, Análisis técnico, Ahorros.

### DESCRIPCION

En este trabajo de grado se presenta una descripción detallada de las características sedimentológicas, estructurales y petrofísicas en un campo petrolero de crudo pesado ubicado en el Magdalena medio Colombiano, como antesala a la presentación detallada de las operaciones de perforación, haciendo énfasis en la duración de las mismas, a fin de poder definir las operaciones a optimizar para lograr ahorros en costos.

Consientes de la necesidad de optimizar costos, se realizó una búsqueda de herramientas, servicios y estrategias operacionales que pudieran ser usadas como alternativas de optimización de operaciones y costos, asesorados por las mayores empresas proveedoras de herramientas y servicios petroleros en el mercado y líderes en la investigación de tecnología para estos fines.

Después se realizó un análisis de costos incorporando el valor de cada una de las alternativas presentadas en el costo total de perforación de un pozo, cuantificando los valores de ahorros potenciales obtenidos con cada alternativa y su impacto final en los costos del pozo. Basados en estos resultados se realiza una presentación final con la cifra de ahorro que tendría la compañía en la campaña de perforación que está por iniciar, si se incorporan estas alternativas como procedimiento oficial en las operaciones de perforación de los pozos.

---

\* Tesis de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas-Escuela de Ingeniería de Petróleos-Director. Ing. Mauricio Patarroyo Hernández

## SUMMARY

**TITLE:** STUDY TECHNICAL-ECONOMIC OF THE ALTERNATIVES OF OPTIMIZATION DRILLING OPERATIONS IN A HEAVY OIL FIED AT THE MEDIUM MAGDALENA\*

**AUTHOR:** FABIAN JOSÉ BALETA JIMÉNEZ\*\*

**KEYWORDS:** Drilling, Cost, Optimization, tools and oil services, Technical Analysis, saves.

### DESCRIPTION

In this graduate project present a detail review of the characteristic sedimentological, structural and petrophysics of a heavy oil field located at the Colombian medium Magdalena zone, as a prelude to presentation of the drilling operations, concentrating in scheduled, for can define the operations to optimization and achieve savings cost, improving the finances of the company, making self-sustaining over time.

Conscious of the need of savings cost, a search was conducted into tool, services and operational strategies that may be used how alternatives of optimization in operations and costs, advised for the bigger oil services companies, these companies are leaders in research and invest millions dollar in to help to their customers. In this case were consulting all the companies with applications available in the market, some were discard by high rates.

After, was performed a cost analysis incorporating the value of each alternative submitted in the total cost of a drilling well, quantifying the values of potentials saving obtained with each alternative and your impact in the final cost of the well. Based in these results was performed a final presentation with the number saving that the company will obtain if use the alternatives submitted. Emphasis is also given that these savings are possible if perform a proper monitoring of the well costs.

\*Graduate project

\*\* Faculty of Physical Chemistry Engineering – School of Petroleum Engineering – Dir. Eng. Mauricio Patarroyo Hernández

## INTRODUCCIÓN

El petróleo se considera como el energético mas importante en la historia de la humanidad, en la actualidad aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo. Y no solo eso, muchos de las materias primas de las sustancias y objetos de uso frecuente en nuestra vida cotidiana son extraídas del petróleo. La vida moderna como la conocemos hoy en día no sería posible sin la existencia de este vital energético.

En estos días cuando las fuentes de petróleo “fácil” de extraer están en franca declinación el hombre redobla sus esfuerzos por tratar de encontrar, extraer y explotar este recurso de la forma más eficiente posible, en términos de eficiencia de las operaciones para que esto se refleje en menores costos.

Estos costos de inversión en un proyecto de explotación de un campo petrolero son considerablemente altos, y un gran porcentaje de estos costos corresponden a la perforación de los pozos. Es por esto, que el control de los costos de Perforación se convierte en un elemento básico y vital para el éxito de una empresa dedicada a la explotación de crudo, cualquier desviación se reflejará en los resultados de la misma.

Teniendo en cuenta lo anterior resulta trascendente dedicar tiempo en la consecución y análisis de alternativas que permitan minimizar los costos de perforación de los pozos con el fin de dar viabilidad a los proyectos. En este caso en particular este trabajo de grado se concentrara en la consecución y análisis de estas alternativas aplicadas a crudos pesados con el objetivo de crear escenarios de optimización desde la perspectiva de la operación, que ayuden a la empresa a dar viabilidad a sus proyectos.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Realizar un análisis desde la perspectiva técnico-operativa y económica de la optimización en la operación de Perforación de pozos para la viabilidad de desarrollo de un campo petrolero de crudo pesado ubicado en el Magdalena Medio colombiano.

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Realizar una descripción del campo y del yacimiento de crudo pesado objeto del estudio.
- Documentar las operaciones de perforación realizadas en los pozos completados en la actualidad.
- Realizar una búsqueda de las tecnologías de herramientas y servicios aplicables en las operaciones de perforación que permitan optimizar los costos.
- Realizar estimación de costos de las alternativas con el fin de comparar los costos finales de perforación de los pozos.
- Realizar recomendaciones acerca del uso de las tecnologías alternativas presentadas con el fin de presentar de un modelo óptimo de Perforación de un pozo típico del campo.

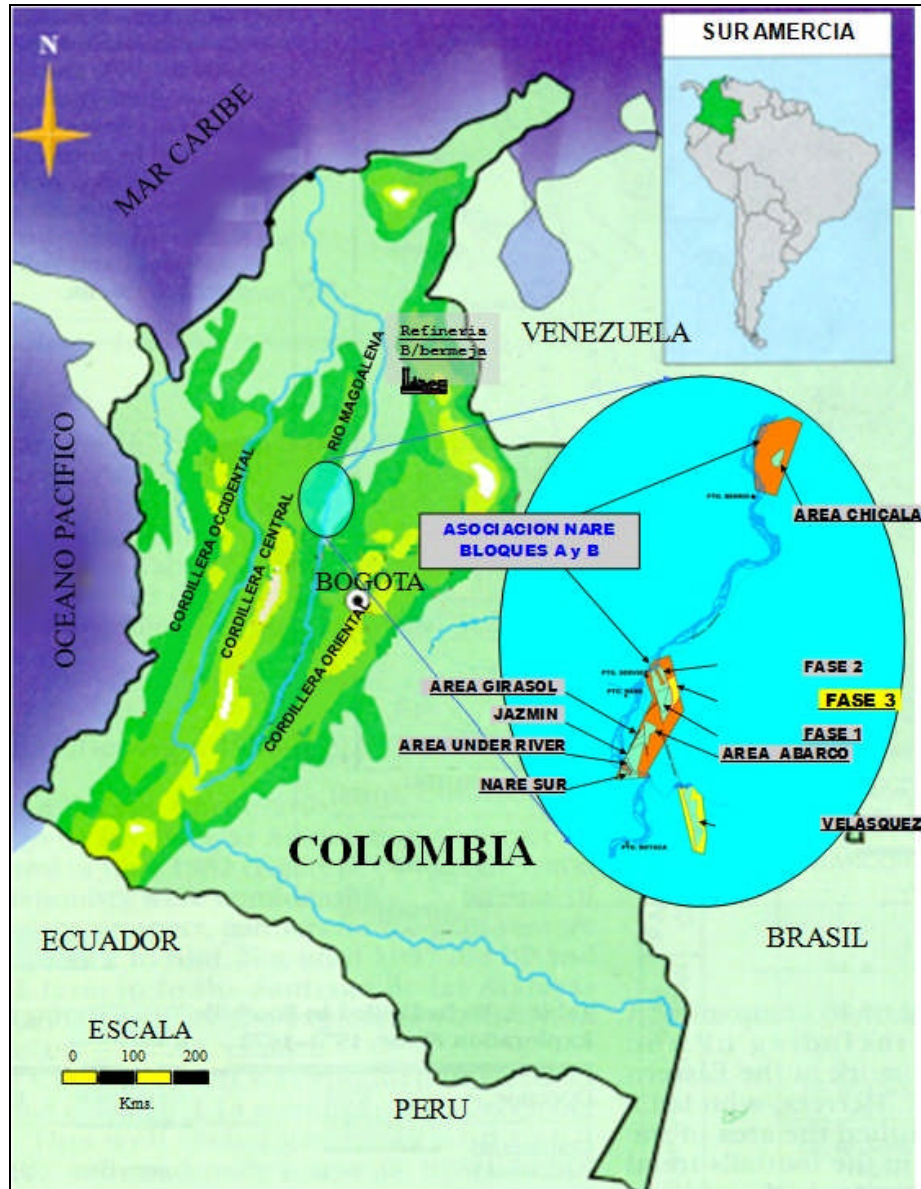
## 1. DESCRIPCION DEL CAMPO

El Área del campo se localiza en el costado Norte de la Asociación Nare “B”. En términos regionales, se encuentra estructuralmente en el flanco occidental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en los Departamentos de Boyacá, Antioquia y Santander. El Área está aproximadamente a 90 millas al NNW de Bogotá. Figura 1.

El contrato de Asociación Nare fue firmado en Septiembre 3 de 1980, con fecha efectiva a partir del 1 de Septiembre del mismo año, cubriendo una extensión original de 383.267 acres (155.106 hectáreas). El abandono del 50% de esta extensión original, del 25% adicional y la del área original no productiva se hizo el 31 de Agosto 1986, 31 de Agosto de 1988 y el 31 de Agosto de 1990, respectivamente. El sector cuenta en la actualidad con una extensión total de 40.920 acres, dentro del cual se incluyen los 10.729 acres del campo objeto de este estudio, de los cuales se ha desarrollado la extensión correspondiente a Fase 1 (1.119 acres) y en progreso el desarrollo del área de la Fase 2 (3.773 acres).

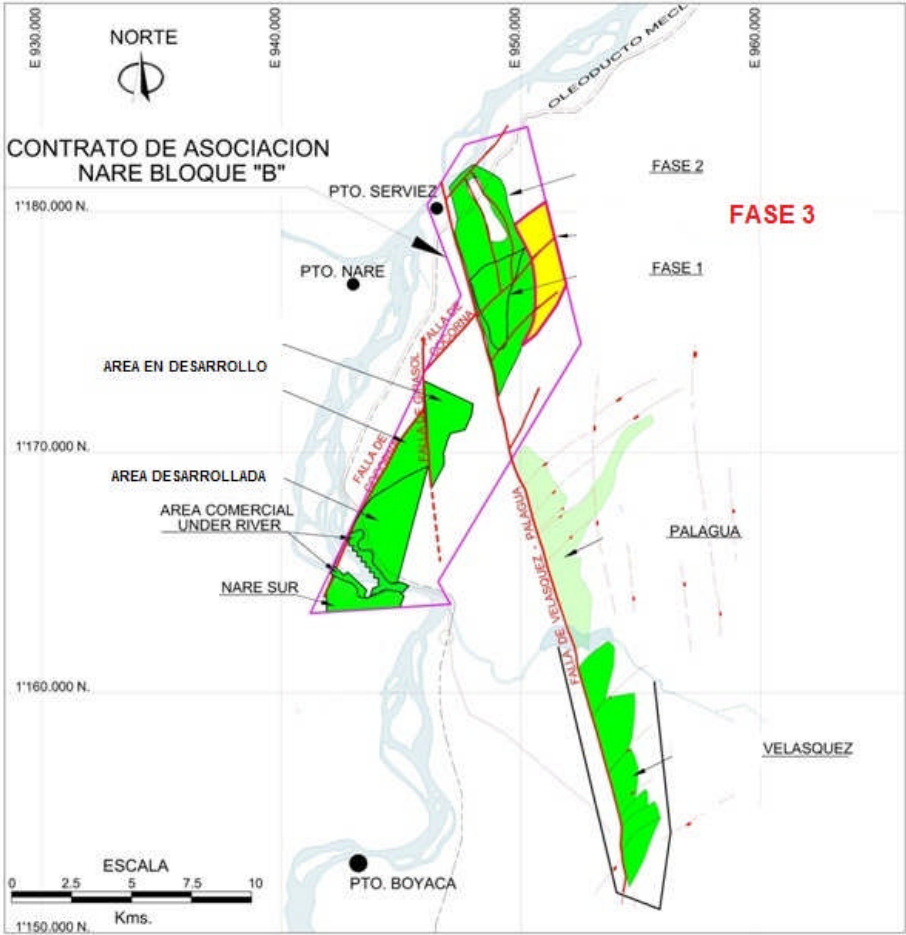
La trampa fue probada exitosamente como petrolífera a través del pozo exploratorio L- 01 y posteriormente corroborado por la operadora actual, a través de los pozos exploratorios Norte 01, Norte 02, Norte 03, Norte 04, Norte 05 y Norte 06; Sur 01, Sur 03 y Sur 11, los cuales fueron perforados durante los años 2006, 2007 y 2008. En la actualidad, se han perforado 110 y 178 pozos de desarrollo en Fase 1 y Fase 2, respectivamente; y 8 pozos exploratorios en la franja más oriental del campo del cual 5 están localizados dentro del área donde se desarrollara la actividad de perforación correspondiente a Fase 3. Ver figura 2 y 3.

Figura 1. Ubicación Geográfica – Campo



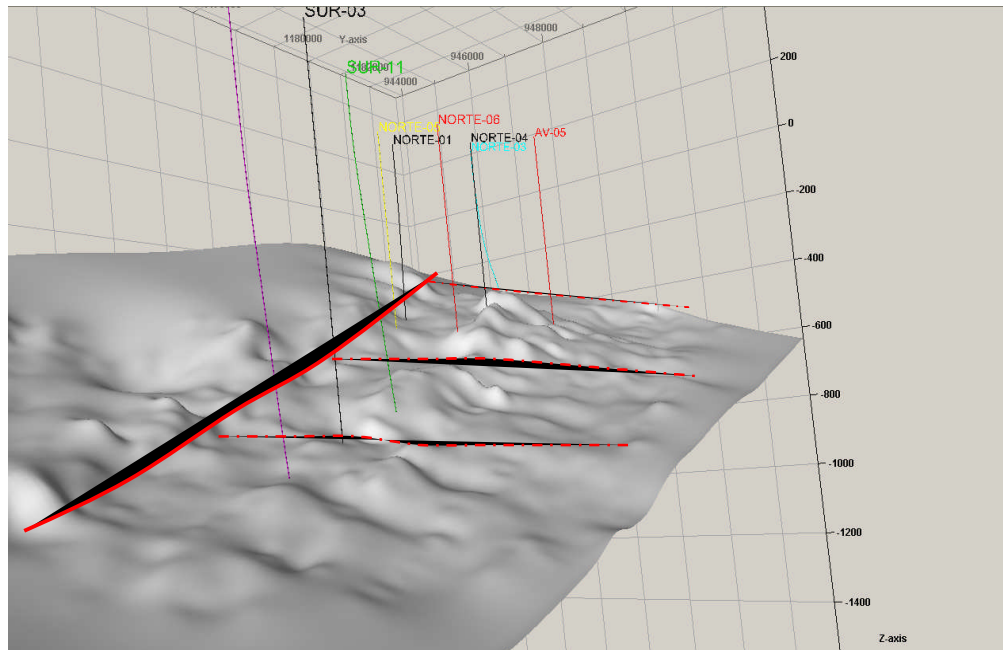
Fuente: Documento Comercialidad del operador - campo Fase 3

Figura 2. Área Específica – Fase 3



Fuente: Documento Comercialidad del operador - campo Fase 3

**Figura 3. Ubicación de los pozos exploratorios en la estructura**



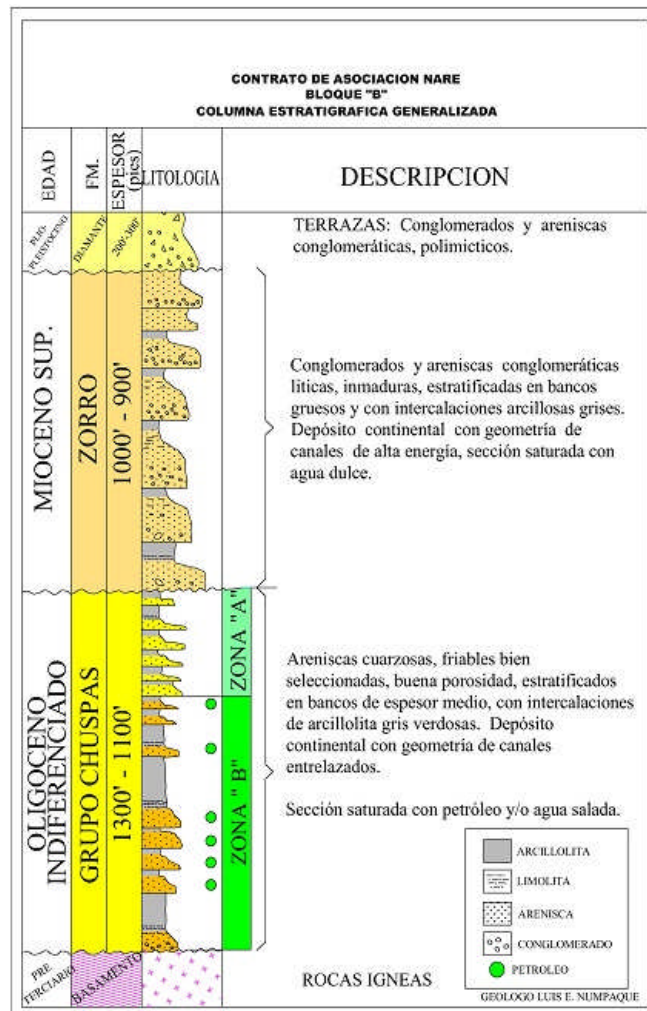
Fuente: El autor (Software – Geographics)

Las rocas del yacimiento (Asociación Nare B) se componen por los depósitos de arenas fluviales en la Zona B y la Zona A. Está compuesto por múltiples cuerpos de areniscas de origen fluvial, depositados en un ambiente de canales meándricos (meandering stream), canales distributarios y trenzados (Braided streams). Estas areniscas conforman la secuencia de las zonas A y B del Grupo Chuspas, y pueden ser clasificadas litológicamente como Arcosas, con fragmentos líticos de origen ígneo y sublitoarenitas. Se muestran como capas sucias, arcillosas, no calcáreas, no fosilíferas, ricas en materia orgánica, con tamaño de grano fino a muy grueso, ocasionalmente conglomeráticas, pobremente clasificadas, con granos sub-redondeados a sub-angulares, esféricos a sub-esféricos y porosidad moderada, propiedades que varían en profundidad.

De acuerdo con el ambiente de depósito es claro que no se presenta continuidad lateral de los cuerpos areníticos que en promedio presentan espesores entre 8 y 30 pies, de

acuerdo con la migración constante de los canales, supeditados a los cambios en el caudal y a su ubicación dentro del sistema fluvial, lo que dificulta en gran medida la correlación de los cuerpos de areniscas. De acuerdo con el ambiente de depósito, estos cuerpos corresponden a lentes apilados que corresponden a la parte media de los canales, intercalados con arcillolitas propias de la zona de llanura de inundación. En la figura 4 se presenta la columna estratigráfica generalizada para el Contrato de Asociación Nare B.

**Figura 4. Columna Estratigráfica Generalizada – Contrato de Asociación NARE**



Fuente: Departamento de Geología Compañía Operadora

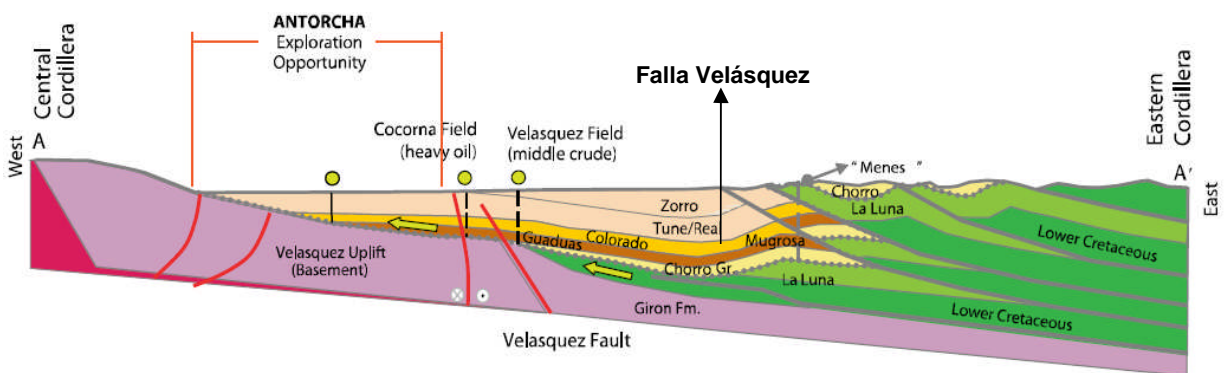
Los valores de porosidad varían entre 21 a 34% en la zona A y entre 24% a 26% en la zona B. Así mismo, la permeabilidad varía entre 40 a 330 md. Esta información se obtuvo por medio de los registros eléctricos y los corazones tomados en la zona comercial del Campo.

El sello lateral y el mecanismo de entrapamiento, están relacionados con los cierres contra las Falla de Velásquez y las fallas secundarias. El sello vertical se da en el momento en que el desplazamiento causado por las fallas, generan el enfrentamiento de los niveles de arcillolitas con los cuerpos de areniscas, teniendo en cuenta la constante intercalación que entre ambos.

El tipo de trampa en el Área es principalmente de tipo estructural, formado por una o más fallas normales de bajo ángulo, con el bloque hundido buzando hacia el Este, lo cual limita la migración de aceite entrapándolo en cada uno de los bloques.

En la Figura 5 se muestra un corte estructural generalizado del Valle Medio del Magdalena, donde se puede destacar la posición de la Falla de Velásquez y las posibles rutas de migración del Hidrocarburo.

**Figura 5. Corte estructural cuenca Valle Medio del Magdalena**



Fuente: Departamento de Geología Compañía Operadora

Las características del crudo de esta zona se resumen en la Tabla 1, que detalla los resultados de las pruebas realizadas al crudo extraído de cuatro pozos del yacimiento:

**Tabla 1. Características del crudo – Asociación NARE**

Prueba	Unidad	Resultado			
		Pozo-01	Pozo-02	Pozo-03	Pozo-04
Gravedad a 15.6 °C (60°F)	API	13.8	13	12.8	12.6
Densidad a 15 °C	g/m3	0.9735	0.9784	0.9799	0.9814
Viscosidad Cinemática a 40 °C (104 °F)	cst	1384	2083	2437	2625
Viscosidad Cinemática a 50 °C (122 °F)	cst	584	853	993	1044
Residuo Carbón Micro	%m	7.8	8.8	8.31	8.41
Contenido de Azufre	%m	1.35	1.4	1.36	1.37
Contenido de Parafina	%m	0.9	4.3	4.9	5
Contenido de Cenizas	%m	0.063	0.056	0.03	0.151
Punto de Fluidez	°F	15.8	26.6	21.2	32
Punto de Inflamación	°F	219.2	221	239	224
Constante grav/visc, VGC		0.911	0.915	0.916	0.917
Insolubles n-C7	%m	1.5	1.7	1.56	2.1
Salinidad	Lb/1000BlS	43.41	11.91	19.79	69.04
Numero Acido	MgKOH/g	5.876	7.038	6.31	6.496

Fuente: Departamento de Yacimientos Compañía Operadora

En el campo, hasta la fecha, se han perforado 21 pozos exploratorios, 110 de desarrollo Fase 1 y 178 de desarrollo en Fase 2, donde se han logrado definir a partir de las correlaciones dos zonas, denominadas Zonas A y B. Estos intervalos fueron caracterizados y diferenciados entre sí, de acuerdo con sus propiedades petrofísicas, su disposición estratigráfica y su expresión estructural. La zona A no ha sido aún estudiada con detalle, por lo que no se puede asegurar la presencia de hidrocarburos. A su vez la zona B se encuentra caracterizada por la presencia de un evento erosivo regional que se extiende por todo el campo y que está dividiendo el reservorio en dos segmentos de dimensiones similares y con propiedades petrofísicas que no presentan variación. De acuerdo con la información obtenida en todos los pozos, la Zona A, presenta areniscas con propiedades petrofísicas excelentes y probablemente prospectivas (que aún no han

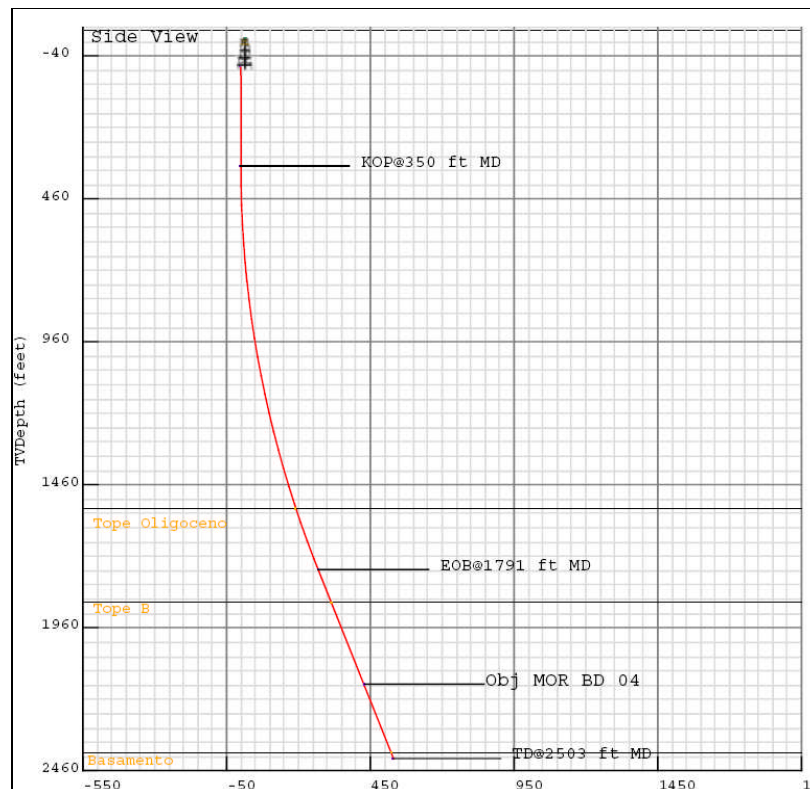
sido probadas en el campo), pero que en el sector más norte pueden ser prospectivas. La zona B por su parte, presenta una buena acumulación de hidrocarburos de acuerdo con los datos encontrados en todos los pozos y los resultados de producción tanto en pozos de la zona comercial como en los exploratorios dispuestos alrededor de la zona Buffer del área total del yacimiento.

## 2. DESCRIPCION DE LAS OPERACIONES DE PERFORACION EJECUTADAS EN LA ACTUALIDAD

El área geográfica donde se desarrollan las operaciones son cenagosas y pantanosas, por esta razón la explotación del campo se desarrolla mediante la perforación direccional de pozos desde localizaciones multipozo o “clúster”, con este tipo de desarrollo se buscan beneficios operacionales, económicos y ambientales.

Teniendo en cuenta esta premisa se diseñan los pozos direccionales como los que se detallan a continuación en la figura 6:

Figura 6. Perfil de pozo típico



Fuente: Software Empresa prestadora de servicios de Perforacion Direccional

Este tipo de pozos se perforan en dos fases:

- ✓ Sección de 12-1/4" o hueco de superficie: Este hueco se perfora verticalmente con una broca tricónica de dientes hasta una profundidad aproximada de 200 pies. Esta broca se baja abierta (sin jets) para que permita el paso del material de pérdida en el caso de la formación se fractura ocasionando pérdida del fluido de Perforación. La sarta utilizada se compone de 6 collares de Perforación. El fluido utilizado es un lodo de bentonita extendida de densidad 8.8 libras/ Galón con unas buenas propiedades reológicas que permitan el manejo de grandes cantidades de conglomerado.
  
- ✓ Sección de 8-1/2": Este hueco se perfora direccionalmente utilizando broca tricónica de dientes hasta una profundidad de 3.500 pies. La broca se baja con una hidráulica de 3 Jets de 13 pulgadas tratando de aumentar la fuerza de impacto del lodo. El ensamblaje utilizado es un ensamblaje direccional en el que se destaca el uso de motores de fondo, y sistema de transmisión de datos MWD para registros de desviación del pozo. El fluido utilizado es un lodo disperso bajo en sólidos con una densidad de 9.1 libras/ Galón.

Luego de la perforación del pozo y acondicionamiento del hueco se corren registros eléctricos convencionales en hueco abierto. Teniendo en cuenta la información arrojada por los registros eléctricos el departamento de geología decide la profundidad donde se debe sentar el zapato del revestimiento de 7 pulgadas.

Posterior a esto se coloca un tapón de temporal de cemento y se corre el revestimiento de producción que en este caso es de 7 pulgadas. Se espera un fragüe de 24 horas.

Posteriormente a esto se baja a realizar la limpieza de cemento dentro del revestimiento, se corre raspador para eliminar los excesos de cemento y se procede con los registros de evaluación de la cementación.

Por último se procede con el completamiento del pozo realizando una ampliación del hueco de 8-1/2” pulgadas a 11 pulgadas usando una herramienta hidráulica de pistón. Para posteriormente bajar liner ranurado de 5-1/2” pulgadas empaquetado con una cama de grava 10-16 Mesh para evitar la migración de finos hacia el interior del liner. Como operación final se realiza un desplazamiento de lodo por salmuera de NaCl y entregar el pozo al departamento de producción.

En las Tablas 1, 2 y 3. Se consigna el detalle de las operaciones realizadas durante el proceso de perforación y completamiento del pozo:

**Tabla 2. Detalle de operación de perforación sección hueco 12-1/4 pulgadas**

FASE	DESCRIPCION ACTIVIDAD	TIEMPO PLANEADO (HORAS)	TIEMPO ACUMULADO (HORAS)	TIEMPO ACUMULADO (DIAS)	TIEMPO REAL (DIAS)	PROFUNDIDAD (PIES)
12 1/4	Inicio - Day 0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
12 1/4	Perforacion Hueco de 12-1/4 Pulg.	8,0	8,0	0,3	0,3	200
12 1/4	Sacar sarta hasta superficie	1,0	9,0	0,4	0,4	200
12 1/4	Correr Sarta hasta fondo	1,0	10,0	0,4	0,4	200
12 1/4	Circular y bombear Pildora viscosa	0,5	10,5	0,4	0,5	200
12 1/4	Sacar sarta hasta superficie - desconectar broca	2,0	12,5	0,5	0,5	200
12 1/4	Amar herramientas de manejo para corrida de casing	0,5	13,0	0,5	0,6	200
12 1/4	Reunion de pre-operacional y de seguridad	0,5	13,5	0,6	0,6	200
12 1/4	Amar Colla flotador y Zapato - Prueba del equipo de flotacion	0,5	14,0	0,6	0,6	200
12 1/4	Correr hasta fondo revestimiento de superficie	1,5	15,5	0,6	0,7	200
12 1/4	Amar cabeza de cementacion y líneas de superficie	0,5	16,0	0,7	0,7	200
12 1/4	Circular para remover lodo	0,5	16,5	0,7	0,7	200
12 1/4	Cementar revestimiento de superficie segun el programa	1,0	17,5	0,7	0,8	200
12 1/4	Esperar Frague de cemento	9,0	26,5	1,1	1,1	200
12 1/4	Desconectar cabeza de cementacion	0,5	27,0	1,1	1,2	200
12 1/4	Limpiar contrapozo-Levantar campana y cortar tubo conductor	1,5	28,5	1,2	1,2	200
12 1/4	Desenroscar Landing Joint - Instalar Preventoras - Campana y linea de flujo	4,0	32,5	1,4	1,4	200
	<b>TIEMPO TOTAL SECCION (DIAS)</b>				<b>1,4</b>	

Fuente: El autor

**Tabla 3. Detalle de operación de perforación sección hueco 8-1/2 pulgadas**

FASE	DESCRIPCION ACTIVIDAD	TIEMPO PLANEADO (HORAS)	TIEMPO ACUMULADO (HORAS)	TIEMPO ACUMULADO (DIAS)	TIEMPO REAL (DIAS)	PROFUNDIDAD (PIES)
8 1/2	Reunion de preoperacional y de seguridad (Arme Ensamblaje direccional)	0,5	0,5	0,0	0,0	200
8 1/2	Armar Ensamblaje de fondo direccional (Incluye prueba MWD y Motor)	4,0	4,5	0,2	0,2	200
8 1/2	Realizar limpieza de cemento dentro del revestimiento	2,5	7,0	0,3	0,3	200
8 1/2	Circular para homogenizar el lodo	0,5	7,5	0,3	0,3	200
8 1/2	Perforar hueco de 8-1/2 pulg. desde 200 pies hasta 700 pies	8,0	15,5	0,6	0,7	700
8 1/2	Circular para limpiar el hueco	0,5	16,0	0,7	0,7	700
8 1/2	Perforar hueco de 8-1/2 pulg. desde 700 pies hasta 1500 pies	10,0	26,0	1,1	1,1	1500
8 1/2	Circular para limpiar el hueco	0,5	26,5	1,1	1,1	1500
8 1/2	Perforar hueco de 8-1/2 pulg. desde 1500 pies hasta 2200 pies	10,0	36,5	1,5	1,6	2200
8 1/2	Circular para limpiar el hueco	0,5	37,0	1,5	1,6	2200
8 1/2	Perforar hueco de 8-1/2 pulg. desde 2200 pies hasta 2900 pies	10,0	47,0	2,0	2,0	2900
8 1/2	Circular para limpiar el hueco	0,5	47,5	2,0	2,1	2900
8 1/2	Perforar hueco de 8-1/2 pulg. desde 2900 pies hasta 3500 pies (TD)	12,0	59,5	2,5	2,6	3500
8 1/2	Circular en fondo para limpiar el hueco	0,5	60,0	2,5	2,6	3500
8 1/2	Realizar acondicionamiento del hueco	6,0	74,5	3,1	3,2	3500
8 1/2	Circular con sarta en fondo para limpiar hueco	1,0	75,5	3,1	3,3	3500
8 1/2	Sacar tubería de perforación -Quebar Ensamblaje de fondo	6,0	81,5	3,4	3,5	3500
8 1/2	Armar herramientas de registros electricos	0,5	82,0	3,4	3,6	3500
8 1/2	Correr registros electricos en hueco abierto	12,0	94,0	3,9	4,1	3500
8 1/2	Desarmar herramientas de registros	1,0	95,0	4,0	4,1	3500
8 1/2	Correr Tubería de perforación con punta abierta	3,0	98,0	4,1	4,2	3500
8 1/2	Bombear Pildora superviscosa - Desplazar con lodo	1,0	99,0	4,1	4,3	3500
8 1/2	Sacar sarta para circular exceso de pildora	0,5	99,5	4,1	4,3	3500
8 1/2	Circular exceso de pildora	1,0	100,5	4,2	4,4	3500
8 1/2	Realizar trabajo de cementación para tapon balanceado	0,5	101,0	4,2	4,4	3500
8 1/2	Sacar sarta y circular el exceso de cemento	1,5	102,5	4,3	4,4	3500
8 1/2	Sacar Tub.de perforación	2,5	105,0	4,4	4,6	3500
8 1/2	Esperar frague de cemento	2,0	107,0	4,5	4,6	3500
8 1/2	Armar ensamblaje convencional de 8-1/2 Pulg.	2,5	109,5	4,6	4,7	3500
8 1/2	Correr sarta hasta tope de cemento	2,0	111,5	4,6	4,8	3500
8 1/2	Perforar exceso de cemento	1,0	112,5	4,7	4,9	3500
8 1/2	Circular para acondicionar lodo por cont. con cemento	1,0	113,5	4,7	4,9	3500
8 1/2	Sacar Sarta	2,0	115,5	4,8	5,0	3500
8 1/2	Quebrar Collares de perforación	2,0	117,5	4,9	5,1	3500
8 1/2	Reunion pre-operacional y de seguridad	0,5	118,0	4,9	5,1	3500
8 1/2	Prueba del equipo de flotación	0,5	118,5	4,9	5,1	3500
8 1/2	Correr Revestimiento de producción	5,0	123,5	5,1	5,4	3500
8 1/2	Instalar landing joint - Desarmar herramientas de manejo	1,0	124,5	5,2	5,4	3500
8 1/2	Circular para alcanzar la limpieza optima del hueco	1,0	125,5	5,2	5,4	3500
8 1/2	Instalar cabeza de cementación y líneas de superficie	0,5	126,0	5,3	5,5	3500
8 1/2	Circular para acondicionar reología del lodo	1,0	127,0	5,3	5,5	3500
8 1/2	Cementar revestimiento de superficie según el programa	2,0	129,0	5,4	5,6	3500
8 1/2	Esperar frague de cemento	24,0	153,0	6,4	6,6	3500
8 1/2	Desarmar cabeza de cementación y landing joint	0,5	153,5	6,4	6,7	3500
8 1/2	Desconectar campana - línea de flujo- Instalar Preventoras	5,0	158,5	6,6	6,9	3500
8 1/2	Instalar cabezal de pozo	2,0	160,5	6,7	7,0	3500
8 1/2	Instalar campana y línea de flujo	2,0	162,5	6,8	7,0	3500
8 1/2	Reunion preoperacional y de seguridad	0,5	163,0	6,8	7,1	3500
8 1/2	Armar ensamblaje de fondo con broca de 6-1/8 pulg.	2,0	165,0	6,9	7,2	3500
8 1/2	Continuar bajando hasta tope de cemento	2,0	167,0	7,0	7,2	3500
8 1/2	Perforar collar flotador y desplazar agua por lodo	1,5	168,5	7,0	7,3	3500
8 1/2	Realizar prueba de integridad de revestimiento y preventoras	1,0	169,5	7,1	7,3	3500
8 1/2	Perforar Zapato	0,5	170,0	7,1	7,4	3500
8 1/2	Perforar tapon balanceado	2,0	172,0	7,2	7,5	3500
8 1/2	Correr sarta hasta fondo	1,0	173,0	7,2	7,5	3500
8 1/2	Circular para tratar lodo contaminado con cemento	2,0	175,0	7,3	7,6	3500
8 1/2	Sacar tubería de perforación hasta superficie	2,0	177,0	7,4	7,7	3500
8 1/2	Quebrar Collares de perforación	2,0	179,0	7,5	7,8	3500
8 1/2	Armar y correr Sarta con scraper tradicional	5,0	184,0	7,7	8,0	3500
8 1/2	Correr Registros de calidad de cementación	6,0	190,0	7,9	8,2	3500
	<b>TIEMPO TOTAL SECCION (DIAS)</b>				<b>8,2</b>	

Fuente: El autor

**Tabla 4. Detalle de operación de completamiento**

FASE	DESCRIPCION ACTIVIDAD	TIEMPO PLANEADO (HORAS)	TIEMPO ACUMULADO (HORAS)	TIEMPO ACUMULADO (DIAS)	TIEMPO REAL (DIAS)	PROFUNDIDAD (PIES)
8 1/2	Amar, conectar y probar Ensanchador en superficie	1,0	1,0	0,0	0,0	3500
8 1/2	Amar Ensamblaje para ensanchamiento	3,0	4,0	0,2	0,2	3500
8 1/2	RIH ensanchador hasta zapato de 7 pulg.	3,0	7,0	0,3	0,3	3000
8 1/2	Ensanchador hueco de 8-1/2 pulg. a 11 pulg. Desde 3000 pies hasta 3250 pies	6,0	13,0	0,5	0,6	3250
8 1/2	Ensanchador hueco de 8-1/2 pulg. a 11 pulg. Desde 3250 pies hasta 3500 pies	6,0	19,0	0,8	0,8	3500
8 1/2	Circular hasta retornos limpios	0,5	19,5	0,8	0,8	3500
8 1/2	Sacar Ensanchador hasta zapato del revest. de 7 pulg.	1,0	20,5	0,9	0,9	3500
8 1/2	Re-ensanchador hueco desde 3000 pies hasta 3500 pies	4,0	24,5	1,0	1,1	3500
8 1/2	Circular hasta retornos limpios	0,5	25,0	1,0	1,1	3500
8 1/2	Circular para acondicionar lodos para corrida de liner (FV: 45 seg)	0,5	25,5	1,1	1,1	3500
8 1/2	Sacar sarta superficie - Quebrar ensamble con ensanchador	5,0	30,5	1,3	1,3	3500
8 1/2	Amar herramientas de manejo par corrida de liner	0,5	31,0	1,3	1,3	3500
8 1/2	Reunion preoperacional y de seguridad	0,5	31,5	1,3	1,4	3500
8 1/2	Correr Liner Ranurado	1,0	32,5	1,4	1,4	3500
8 1/2	Acondicionar mesa rotaria para corrida de tubería de 2-1/8 pulg	0,5	33,0	1,4	1,4	3500
8 1/2	Correr Stinger de 2-7/8 pulg	1,0	34,0	1,4	1,5	3500
8 1/2	Probar empaquetador en superficie	0,5	34,5	1,4	1,5	3500
8 1/2	Conectar landing nipple y empaquetador	0,5	35,0	1,5	1,5	3500
8 1/2	Correr Liner Ranurado hasta fondo del pozo	3,0	38,0	1,6	1,6	3500
8 1/2	Conectar cabeza de circulación y líneas de superficie	1,0	39,0	1,6	1,7	3500
8 1/2	Circular para acondicionar lodo (FV: 35 seg)	1,0	40,0	1,7	1,7	3500
8 1/2	Empaquetar con grava	24,0	64,0	2,7	2,8	3500
8 1/2	Desconectar herramienta empaquetadora	0,5	64,5	2,7	2,8	3500
8 1/2	Sacar herramienta a superficie	2,0	66,5	2,8	2,9	3500
8 1/2	Sacar Stinger de 2-7/8 pulg a superficie	1,0	67,5	2,8	2,9	3500
8 1/2	Amar sello metálico en setting tool	1,0	68,5	2,9	3,0	3500
8 1/2	Correr Sarta con setting tool y sello metálico	2,0	70,5	2,9	3,1	3500
8 1/2	Desplazar lodo por salmuera	1,0	71,5	3,0	3,1	3500
8 1/2	Sentar sello metálico	0,5	72,0	3,0	3,1	3500
8 1/2	Sacar setting tool hasta superficie	2,0	74,0	3,1	3,2	3500
8 1/2	Desconectar Preventoras, instalar cabezal de pozo	3,0	77,0	3,2	3,3	3500
	<b>TIEMPO TOTAL SECCION (DIAS)</b>				<b>3,3</b>	

Fuente: El autor

En la tabla 4, se presentan los datos consolidados de los tiempos gastados en la perforación de un pozo direccional de la manera en que se está perforando en la actualidad, el cual corresponde a 13 días.

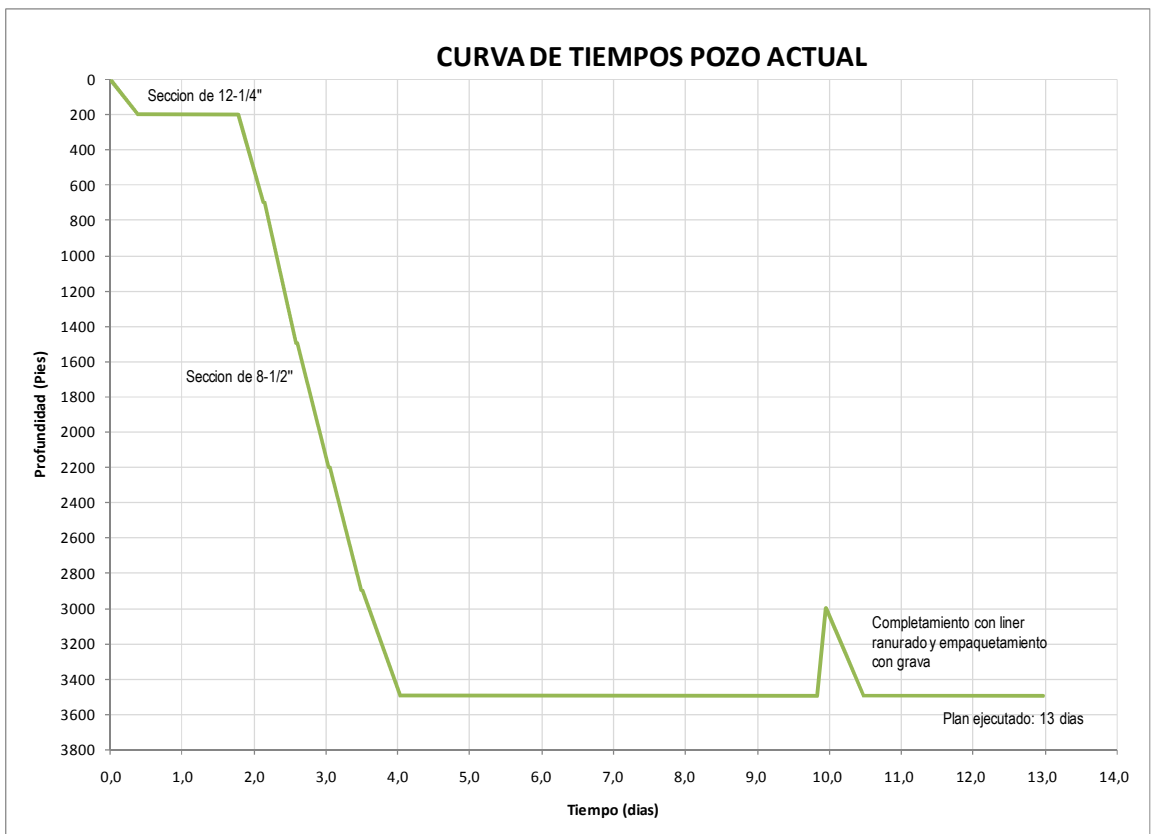
**Tabla 5. Consolidado Operación Perforación pozo actual**

FASE	DESCRIPCION ACTIVIDAD	TIEMPO REAL (DIAS)
12-1/4	Perforacion del hueco de 12-1/4 pulgadas	1,4
8-1/2	Perforacion del hueco de 8-1/2 pulgadas	8,2
8-1/2	Completamiento del pozo	3,3
	<b>Tiempo Total de operaciones (Perforacion y Completamiento)</b>	<b>13</b>

Fuente: El autor

Para realizar el seguimiento del avance del pozo a través de los tiempos programados inicialmente para cada operación se debe presentar en una grafica de avance Profundidad Vs. Tiempo, esta se muestra en la figura 7.

**Figura 7. Curva de avance pozo Actual**

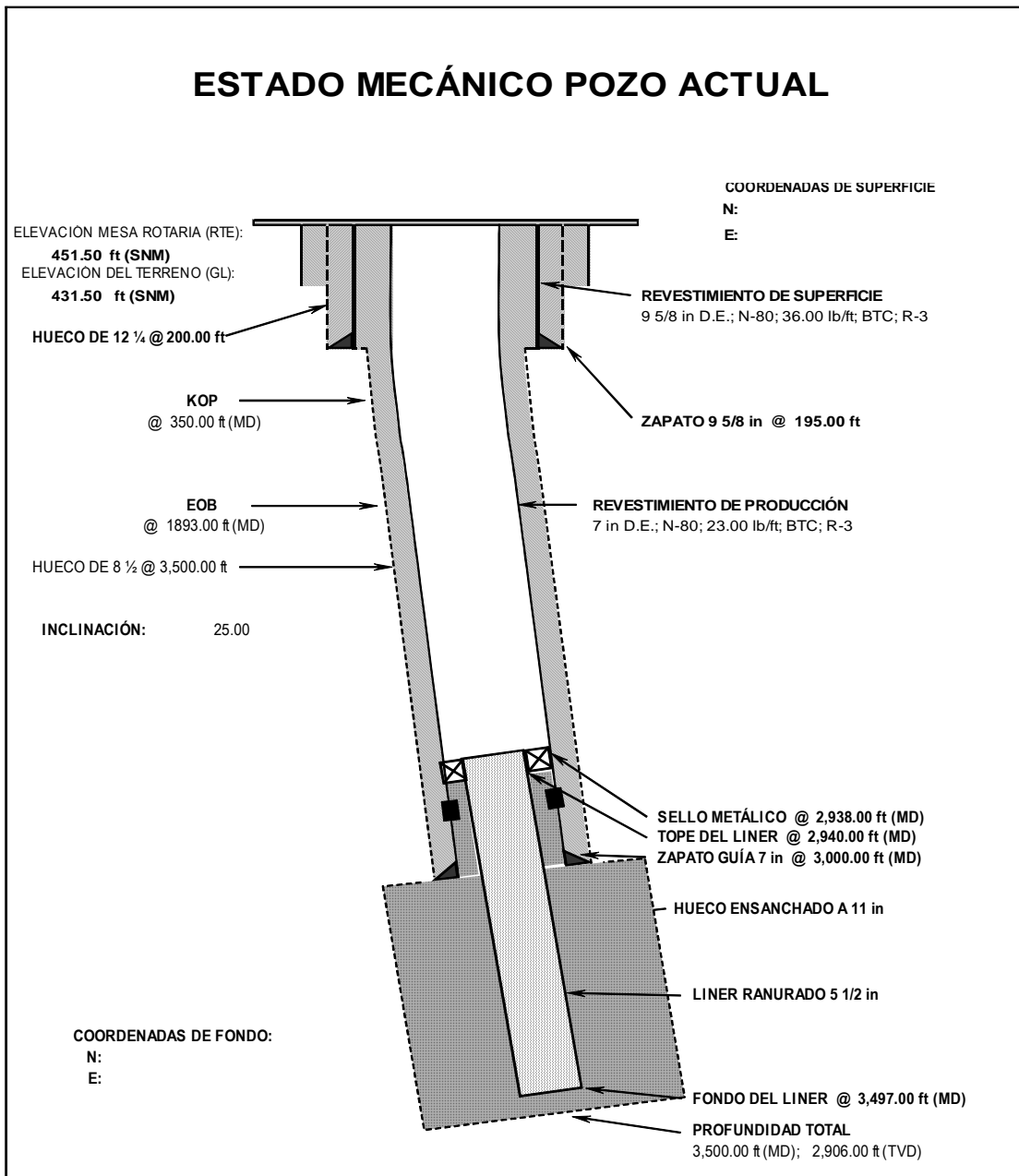


Fuente: El autor

Con estas prácticas operacionales a menudo se presentan problemas operacionales en el completamiento de los pozos que incluso llegan a postergar la duración del pozo por encima de los 15 días, aumentando los costos significativamente.

Con las prácticas operacionales de perforación actuales el estado mecánico que se obtiene es el mostrado en la figura 8.

Figura 8. Estado Mecánico pozo actual

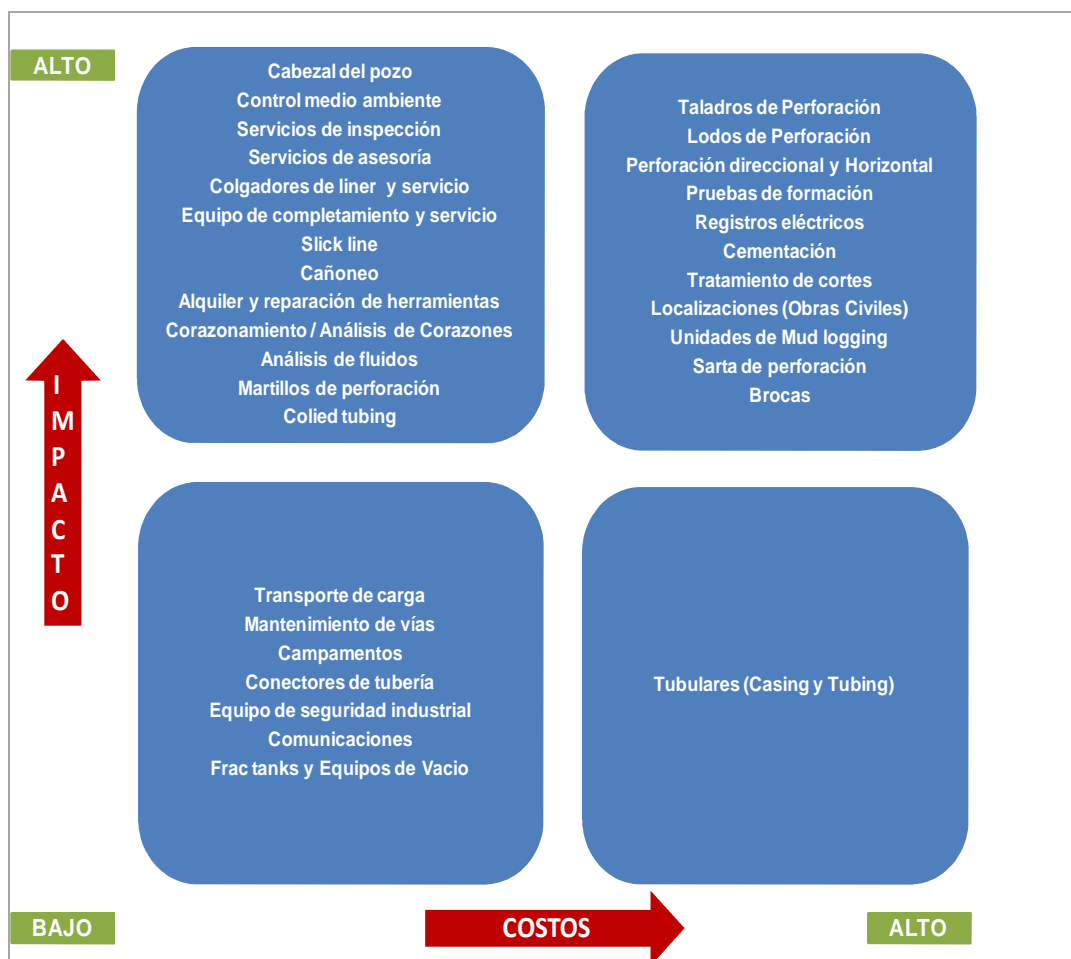


Fuente: El autor

### 3. PRESENTACION DE LAS ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACION

La experiencia en las operaciones a través de la historia ha dado como resultado una clasificación de los servicios y materiales según su costo e impacto en las operaciones de perforación. Esta clasificación se puede observar en la figura 9, con base en ella podemos concentrarnos en aquellos ítems que en mayor medida puedan contribuir en la optimización de costos.

**Figura 9. Clasificación de los costos de perforación**



Fuente: Fundamentos de Tecnología. Prof. Orlando Mercado

Como se puede observar en la Figura 9, el alquiler del taladro es el servicio que mayor impacta en los costos, es por esto que encaminaremos nuestros esfuerzos para conseguir tecnologías que permitan reducir los tiempos de las operaciones, a fin de permitir un ahorro significativo.

Para la consecución de las alternativas se realizaron consultas con las distintas empresas proveedoras de herramientas y servicios, posteriormente a esto se clasificaron y se reviso su viabilidad técnica, buscando reducción de los tiempos de perforación sin comprometer los objetivos de tener un pozo integro para la producción de crudo pesado.

A continuación se mencionarán y definirán las alternativas que se consideran viables desde el punto de vista técnico:

### **3.1 LANDING PLATE**

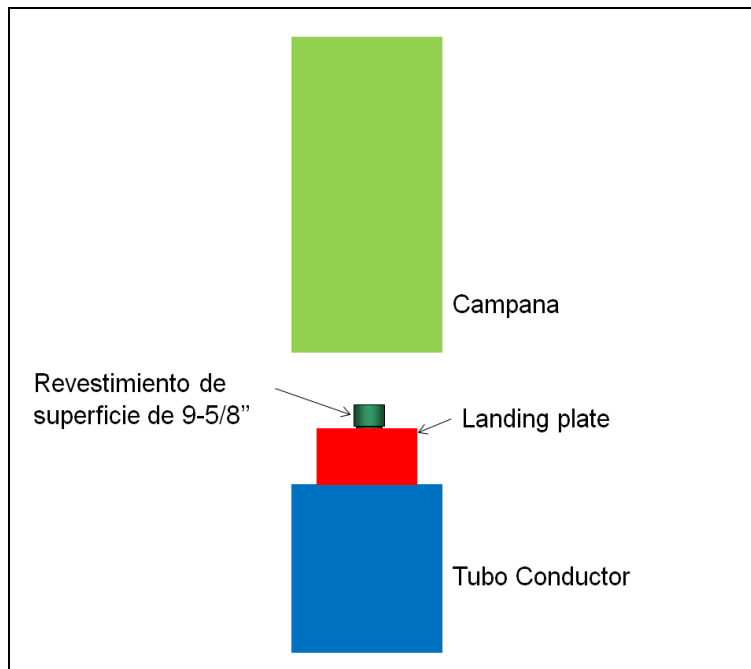
El landing plate o plato base es una herramienta que se utiliza con el fin de eliminar el tiempo de fragüe luego de cementar el revestimiento de superficie. Esta herramienta se coloca para soportar el peso del revestimiento de 9-5/8 pulgadas y de esta forma poder realizar el montaje de las preventoras sin tener que esperar el fragüe del cemento, este fragüe varía entre 9 y 12 horas dependiendo de las condiciones del yacimiento. En la figura 10, se presenta el diseño del landing plate y en la figura 11 se muestra como debe ser la configuración para usarlo.

**Figura 10. Landing Plate**



Fuente: El autor

**Figura 11. Esquema de uso del Landing Plate**



Fuente: El autor

### 3.2 BROCA PDC DE 8-1/2 PULGADAS

La formación que compone el yacimiento al ser de poca profundidad presenta rocas con características de compresibilidad y consolidación muy bajas dando la posibilidad de ser perforada con una gama amplia de tipos de brocas, la broca utilizada en las pasadas campañas de perforación es la broca tricónica de dientes maquinados como la que se presenta en la figura 12. Las tasas de perforación con este tipo de brocas tricónica son del orden de 86 pies/hora.

**Figura 12. Broca Tipo Triconica de dientes**



Fuente: El autor

La propuesta es usar brocas tipo PDC (Polycrystalline Diamond Compact), las cuales nos podrían ofrecer mayores velocidades de perforación basados en que estas brocas operan bajo condiciones mejoradas de hidráulica y rotación. De acuerdo a los datos de la formación tomados de registros eléctricos una broca PDC de 8-1/2 pulgadas con configuración de 5 Aletas y cortadores de 19 milímetros como las que se muestra en la Figura 13, podría alcanzar velocidades de perforación del orden de 150 pies /hora.

**Figura 13. Broca Tipo PDC de cinco aletas**



Fuente: El autor

Si bien es cierto el precio de las brocas PDC es 5 veces mayor al de las brocas tricónica, la recomendación es contratar el servicio de corrida de brocas para no comprarlas, en este servicio el cliente no maneja inventarios de brocas sino que contratara el servicio de corrida de brocas con operador, igualando los precios de estos dos tipos de brocas en una modalidad de suma global por corrida.

Este cambio de broca mejorará significativamente la velocidad de perforación disminuyendo los tiempos de 52 horas en promedio a 26 horas en promedio.

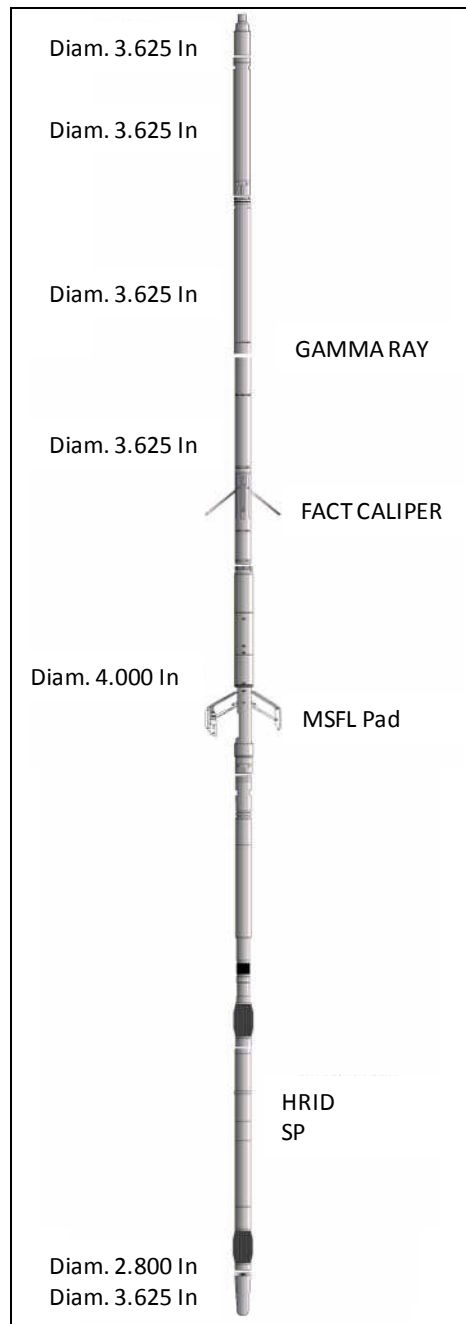
### **3.3 UTILIZACIÓN DE SARTA ÚNICA DE REGISTROS**

La corrida de registros eléctricos en hueco abierto para la evaluación de la formación se realiza en dos fases, en la primera corrida se corren las herramientas con la siguiente configuración HRI - MSFL - GR y en la segunda corrida se corre SDL - DSN – GR, cada una de estas toma un tiempo de 6 horas dando como resultado operacional de la corrida de registros de 12 horas.

Se realizó estudio conjunto con el departamento de Geología para la posibilidad de armar y correr una sarta de herramientas de registros en una única corrida, y el resultado fue la siguiente configuración: HRI – MSFL – SDL – DSN – SP – GR.

Esta configuración hace la adquisición de los datos de la formación en una sola corrida, 6 horas, sin sacrificar el tipo y la exactitud de los datos que los geólogos necesitan para tomar la decisión de la ubicación del zapato de 7 pulgadas, ya que una decisión errada puede dar como resultado un pozo con producción de agua en lugar de petróleo. La sarta de herramientas propuesta se muestra en la Figura 14.

Figura 14. Sarta de herramientas de registros eléctricos



Fuente: El autor

### 3.4 FORMATION PACKER SHOE

Esta herramienta está diseñada para ser instalada en el fondo del revestimiento que debe ser sentado en el tope de la formación productora. Este zapato hace sello en la formación abierta debajo del revestimiento para ayudar a proteger que la formación productora sea contaminada con cemento.

**Figura 15. Instalación del Formation Packer Shoe**



Fuente: El autor

En nuestro caso la utilización de esta herramienta posibilita la eliminación del tapón balanceado de cemento logrando un ahorro en tiempo de aproximadamente 1 día.

### 3.5 RASPADORES ROTARIOS

Después de la cementación del revestimiento es necesario realizar una limpieza interna, esta se realiza con unas herramientas especializadas llamadas “scrapers” o raspadores. Esta operación en la actualidad se está realizando con raspadores convencionales como los mostrados en la Figura 16, los cuales no se pueden rotar, razón por lo cual se debe realizar un viaje redondo de tubería para realizar estrictamente la limpieza interna del revestimiento.

**Figura 16. Raspadores Convencionales**



Fuente: El autor

**Figura 17. Raspadores Rotarios**



Fuente: El autor

Esta operación se puede optimizar usando raspadores rotarios como los mostrados en la figura 17, por la ventaja de poder rotar estas herramientas se puede incorporar en el ensamblaje con la broca de 6-1/8 pulgadas al momento de perforar el exceso de cemento, esto elimina un viaje de tubería ahorrando aproximadamente 6 horas de operaciones.

### **3.6 USO DE MALLAS**

La poca profundidad del yacimiento hace que la roca sea poco consolidada generando problemas de arenamiento en todas las etapas de la vida productiva del pozo. Este inconveniente es superado instalando en el pozo un tipo especial

de tubería con ranuras llamado liner ranurado como el mostrado en la figura 18, que impiden el paso de los granos de arena provenientes de la formación hacia el interior de la tubería de producción. Para mejorar este filtro se agrega grava (arena de grano grueso) dentro del pozo alrededor del liner ranurado.

**Figura 18. Liner Ranurado**

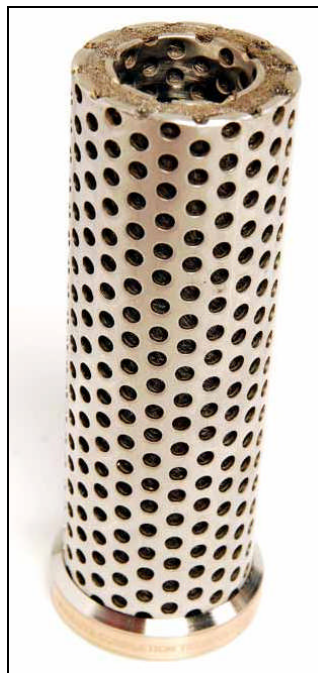


Fuente: El autor

Esta operación de empaquetar el pozo con grava además de consumir una cantidad considerablemente grande de tiempo, aproximadamente 1.3 días, requiere extrema atención ya que un descuido en las operaciones puede generar problemas operacionales graves como puenteo de grava, en el que el pozo se presuriza sin admitir la cantidad de grava necesaria para crear un filtro adecuado para la producción de arena.

Es por esto que se sugiere la utilización de tubulares con mallas como los mostrados en la figura 19, que ofrezcan las mismas o mejores propiedades de filtro para la arena, pero sin las demoras y complicaciones operacionales del liner ranurado empaquetado con grava.

**Figura 19. Tubulares con mallas filtrantes de arena**



Fuente: El autor

Las mallas también eliminan la operación de ensanchamiento, dado que no sería necesario el empaquetamiento con grava.

En resumen con el uso de estos tubulares optimizaría la operación en 2.6 días, 1.2 días en el ensanchamiento del hueco de 8-1/2 a 11 pulgadas, y 1.4 días en el empaquetamiento con grava.

#### 4. DESCRIPCION DE LA OPERACIÓN DE PERFORACION CON LAS ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACION

Manteniendo la base de diseño de los pozos perforados en la actualidad se perforara el pozo en dos fases, a continuación se describirá la operación incluyendo las alternativas de optimización descritas en el capítulo anterior:

- ✓ Sección de 12-1/4" o hueco de superficie: Este hueco se perfora verticalmente con una broca tricónica de dientes hasta una profundidad aproximada de 200 pies. Esta broca se baja abierta (sin jets) para que permita el paso del material de pérdida en el caso de la formación se fractura ocasionando pérdida del fluido de Perforación. La sarta utilizada se compone de 6 collares de Perforación. El fluido utilizado es un lodo de bentonita extendida que con unas buenas propiedades reológicas que permitan el manejo de grandes cantidades de conglomerado. *En esta fase se incluirá el uso del **landing plate** para sostener el revestimiento de 9-5/8 pulgadas para realizar simultáneamente el montaje de preventoras mientras se espera el fragüe del cemento.*
- ✓ Sección de 8-1/2": *Este hueco se perfora direccionalmente utilizando broca PDC de 5 aletas y cortadores de 19 milímetros hasta una profundidad de 3.500 pies. El ensamblaje utilizado es un ensamblaje direccional en el que se destaca el uso de motores de fondo, y sistema de transmisión de datos MWD para registros de desviación del pozo. El fluido utilizado es un lodo disperso bajo en sólidos.*

Luego de la perforación del pozo y acondicionamiento del hueco se corren registros eléctricos convencionales en hueco abierto, *aquí se optimizara realizando una **única corrida de registros** para la evaluación de la formación.*

Teniendo en cuenta la información arrojada por los registros eléctricos el departamento de geología decide la profundidad donde se debe sentar el zapato del revestimiento de 7 pulgadas.

*En lugar de un tapón temporal de cemento se usara un **Formation Packer Shoe** para realizar la cementación del revestimiento de 7 pulgadas. Luego se corre el revestimiento de producción que en este caso es de 7 pulgadas. Se espera un fragüe de 24 horas.*

Posteriormente a esto se baja a realizar la limpieza de cemento dentro del revestimiento, se corre **raspador rotario** para eliminar los excesos de cemento y se procede con los registros de evaluación de la cementación.

*Se elimina el ensanchamiento y empaquetamiento del liner, corriendo **mallas de 5-1/2 pulgadas**. Como operación final se realiza un desplazamiento de lodo por salmuera de NaCl y entregar el pozo al departamento de producción.*

En las Tablas 4, 5 y 6. Se consigna el detalle de las operaciones programadas para la operación de perforación y completamiento de un pozo con la inclusión de las alternativas de optimización:

**Tabla 6. Detalle de operación de perforación sección hueco 12-1/4 pulgadas**

FASE	DESCRIPCION ACTIVIDAD	TIEMPO PLANEADO (HORAS)	TIEMPO ACUMULADO (HORAS)	TIEMPO ACUMULADO (DIAS)	TIEMPO REAL (DIAS)	PROFUNDIDAD (PIES)
12 1/4	Inicio - Day 0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
12 1/4	Perforacion Hueco de 12-1/4 Pulg.	8,0	8,0	0,3	0,3	200
12 1/4	Sacar sarta hasta superficie	1,0	9,0	0,4	0,4	200
12 1/4	Correr Sarta hasta fondo	1,0	10,0	0,4	0,4	200
12 1/4	Circular y bombear Pildora viscosa	0,5	10,5	0,4	0,5	200
12 1/4	Sacar sarta hasta superficie - desconectar broca	2,0	12,5	0,5	0,5	200
12 1/4	Armar herramientas de manejo para corrida de casing	0,5	13,0	0,5	0,6	200
12 1/4	Reunion de pre-operacional y de seguridad	0,5	13,5	0,6	0,6	200
12 1/4	Armar Colla flotador y Zapato - Prueba del equipo de flotacion	0,5	14,0	0,6	0,6	200
12 1/4	Correr hasta fondo revestimiento de superficie	1,5	15,5	0,6	0,7	200
12 1/4	Armar cabeza de cementacion y lineas de superficie	0,5	16,0	0,7	0,7	200
12 1/4	Circular para remover lodo	0,5	16,5	0,7	0,7	200
12 1/4	Cementar revestimiento de superficie segun el programa	1,0	17,5	0,7	0,8	200
12 1/4	Cortar campana e instalar LANDIN PLATE mientras espera fraque de cemento	1,5	19,0	0,8	0,8	200
12 1/4	Desconectar cabeza de cementacion	0,5	19,5	0,8	0,8	200
12 1/4	Desenrosacar Landing Joint - Instalar Preventoras - Campana y linea de flujo	4,0	23,5	1,0	1,0	200
	<b>TIEMPO TOTAL SECCION (DIAS)</b>				<b>1,0</b>	

Fuente: El autor

**Tabla 7. Detalle de operación de perforación sección hueco 8-1/2 pulgadas**

FASE	DESCRIPCION ACTIVIDAD	TIEMPO PLANEADO (HORAS)	TIEMPO ACUMULADO (HORAS)	TIEMPO ACUMULADO (DIAS)	TIEMPO REAL (DIAS)	PROFUNDIDAD (PIES)
8 1/2	Reunion de preoperacional y de seguridad (Arme Ensamblaje direccional)	0,5	0,5	0,0	0,0	200
8 1/2	Armar Ensamblaje de fondo direccional (Incluye prueba MWD y Motor)	4,0	4,5	0,2	0,2	200
8 1/2	Realizar limpieza de cemento dentro del revestimiento	2,5	7,0	0,3	0,3	200
8 1/2	Circular para homogenizar el lodo	0,5	7,5	0,3	0,3	200
8 1/2	Perforar hueco de 8-1/2 pulg. desde 200 pies hasta 700 pies	4,0	11,5	0,5	0,5	700
8 1/2	Circular para limpiar el hueco	0,5	12,0	0,5	0,5	700
8 1/2	Perforar hueco de 8-1/2 pulg. desde 700 pies hasta 1500 pies	5,0	17,0	0,7	0,7	1500
8 1/2	Circular para limpiar el hueco	0,5	17,5	0,7	0,8	1500
8 1/2	Perforar hueco de 8-1/2 pulg. desde 1500 pies hasta 2200 pies	5,0	22,5	0,9	1,0	2200
8 1/2	Circular para limpiar el hueco	0,5	23,0	1,0	1,0	2200
8 1/2	Perforar hueco de 8-1/2 pulg. desde 2200 pies hasta 2900 pies	5,0	28,0	1,2	1,2	2900
8 1/2	Circular para limpiar el hueco	0,5	28,5	1,2	1,2	2900
8 1/2	Perforar hueco de 8-1/2 pulg. desde 2900 pies hasta 3500 pies (TD)	5,0	33,5	1,4	1,5	3500
8 1/2	Circular en fondo para limpiar el hueco	0,5	34,0	1,4	1,5	3500
8 1/2	Realizar acondicionamiento del hueco	6,0	48,5	2,0	2,1	3500
8 1/2	Circular con sarta en fondo para limpiar hueco	1,0	49,5	2,1	2,1	3500
8 1/2	Sacar tubería de perforación - Quebar Ensamblaje de fondo	6,0	55,5	2,3	2,4	3500
8 1/2	Armar herramientas de registros electricos	0,5	56,0	2,3	2,4	3500
8 1/2	Correr registros electricos en hueco abierto	6,0	62,0	2,6	2,7	3500
8 1/2	Desarmar herramientas de registros	1,0	63,0	2,6	2,7	3500
8 1/2	Reunion pre-operacional y de seguridad	0,5	63,5	2,6	2,8	3500
8 1/2	Instalacion FORMATION PACKER SHOE y Prueba del equipo de flotacion	1,0	64,5	2,7	2,8	3500
8 1/2	Correr Revestimiento de produccion	5,0	69,5	2,9	3,0	3500
8 1/2	Intalar landing joint - Desarmar herramientas de manejo	1,0	70,5	2,9	3,1	3500
8 1/2	Circular para alcanzar la limpieza optima del hueco	1,0	71,5	3,0	3,1	3500
8 1/2	Instalar cabeza de cementacion y lineas de superficie	0,5	72,0	3,0	3,1	3500
8 1/2	Circular para acondicionar reologia del lodo	1,0	73,0	3,0	3,2	3500
8 1/2	Sentar FORMATION PACKER SHOE	1,0	74,0	3,1	3,2	3500
8 1/2	Cementar revestimiento de superficie segun el programa	2,0	76,0	3,2	3,3	3500
8 1/2	Esperar frague de cemento	24,0	100,0	4,2	4,3	3500
8 1/2	Desarmar cabeza de cementacion y landing joint	0,5	100,5	4,2	4,4	3500
8 1/2	Desconectar campana - linea de flujo- Instalar Preventoras	5,0	105,5	4,4	4,6	3500
8 1/2	Instalar cabezal de pozo	2,0	107,5	4,5	4,7	3500
8 1/2	Instalar campana y linea de flujo	2,0	109,5	4,6	4,7	3500
8 1/2	Reunion preoperacional y de seguridad	0,5	110,0	4,6	4,8	3500
8 1/2	Armar ensamblaje de fondo con broca de 6-1/8 pulg. Con raspador rotario	2,0	112,0	4,7	4,9	3500
8 1/2	Continuar bajando hasta tope de cemento	2,0	114,0	4,8	4,9	3500
8 1/2	Perforar collar flotador y desplazar agua por lodo	1,5	115,5	4,8	5,0	3500
8 1/2	Realizar prueba de integridad de revestimiento y preventoras	1,0	116,5	4,9	5,0	3500
8 1/2	Perforar Formation packer Shoe	0,5	117,0	4,9	5,1	3500
8 1/2	Correr sarta hasta fondo	1,0	118,0	4,9	5,1	3500
8 1/2	Reciprocara Sarta para repasar raspador rotario para limpiar cemento	0,5	118,5	4,9	5,1	3500
8 1/2	Circular para tratar lodo contaminado - Desplazar lodo por salmuera viscosa	3,0	121,5	5,1	5,3	3500
8 1/2	Sacar tubería de perforación hasta superficie	2,0	123,5	5,1	5,4	3500
8 1/2	Quebar Collares de perforación	2,0	125,5	5,2	5,4	3500
8 1/2	Correr Registros de calidad de cementacion	6,0	131,5	5,5	5,7	3500
	<b>TIEMPO TOTAL SECCION (DIAS)</b>				<b>5,7</b>	

Fuente: El autor

**Tabla 8. Detalle de operación de completamiento**

FASE	DESCRIPCION ACTIVIDAD	TIEMPO PLANEADO (HORAS)	TIEMPO ACUMULADO (HORAS)	TIEMPO ACUMULADO (DIAS)	TIEMPO REAL (DIAS)	PROFUNDIDAD (PIES)
8 1/2	Reunion preoperacional y de seguridad	0,5	0,5	0,0	0,0	3500
8 1/2	Armar herramientas de manejo par corrida de MALLAS	0,5	1,0	0,0	0,0	3500
8 1/2	Correr MALLAS de 5-1/2 pulg.	1,0	2,0	0,1	0,1	3500
8 1/2	Acondicionar mesa rotaria para corrida de tubería de 2-1/78 pulg	0,5	2,5	0,1	0,1	3500
8 1/2	Conectar landing nipple - Setting tool	0,5	3,0	0,1	0,1	3500
8 1/2	Correr MALLAS hasta fondo del pozo	3,0	6,0	0,3	0,3	3500
8 1/2	Correr Stinger de 2-7/8 pulg	1,0	7,0	0,3	0,3	3500
8 1/2	Desplazar salmuera viscosa por salmuera limpia	1,0	8,0	0,3	0,3	3500
8 1/2	Sacar Stinger de 2-7/8 pulg a superficie	1,0	9,0	0,4	0,4	3500
8 1/2	Armar sello metalico en setting tool	1,0	10,0	0,4	0,4	3500
8 1/2	Correr Sarta con setting tool y sello metalico	2,0	12,0	0,5	0,5	3500
8 1/2	Sentar sello metalico	0,5	12,5	0,5	0,5	3500
8 1/2	Sacar setting tool hasta superficie	2,0	14,5	0,6	0,6	3500
8 1/2	Desconectar Preventoras, instalar cabezal de pozo	3,0	17,5	0,7	0,8	3500
	<b>TIEMPO TOTAL SECCION (DIAS)</b>				<b>0,8</b>	

Fuente: El autor

En la tabla 8, se presentan los datos consolidados de los tiempos gastados en la perforación de un pozo direccional con la inclusión de las alternativas de optimización de operaciones, el cual corresponde a 7.5 días.

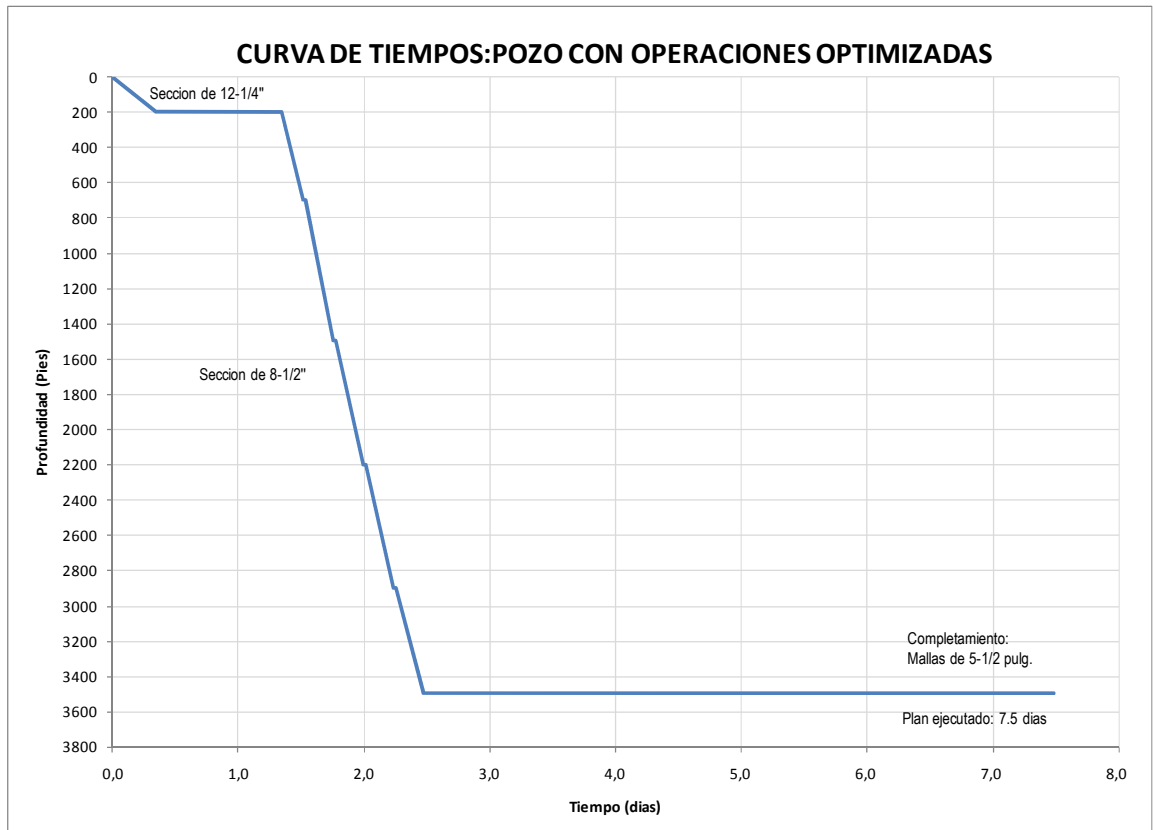
**Tabla 9. Consolidado de tiempos pozo optimizado**

FASE	DESCRIPCION ACTIVIDAD	TIEMPO REAL (DIAS)
12-1/4	Perforacion del hueco de 12-1/4 pulgadas	1,0
8-1/2	Perforacion del hueco de 8-1/2 pulgadas	5,7
8-1/2	Completamiento del pozo	0,8
	<b>Tiempo Total de operaciones (Perforacion y Completamiento)</b>	<b>7,5</b>

Fuente: El autor

En la figura 20, se muestra la curva de avance propuesta para la perforación del pozo:

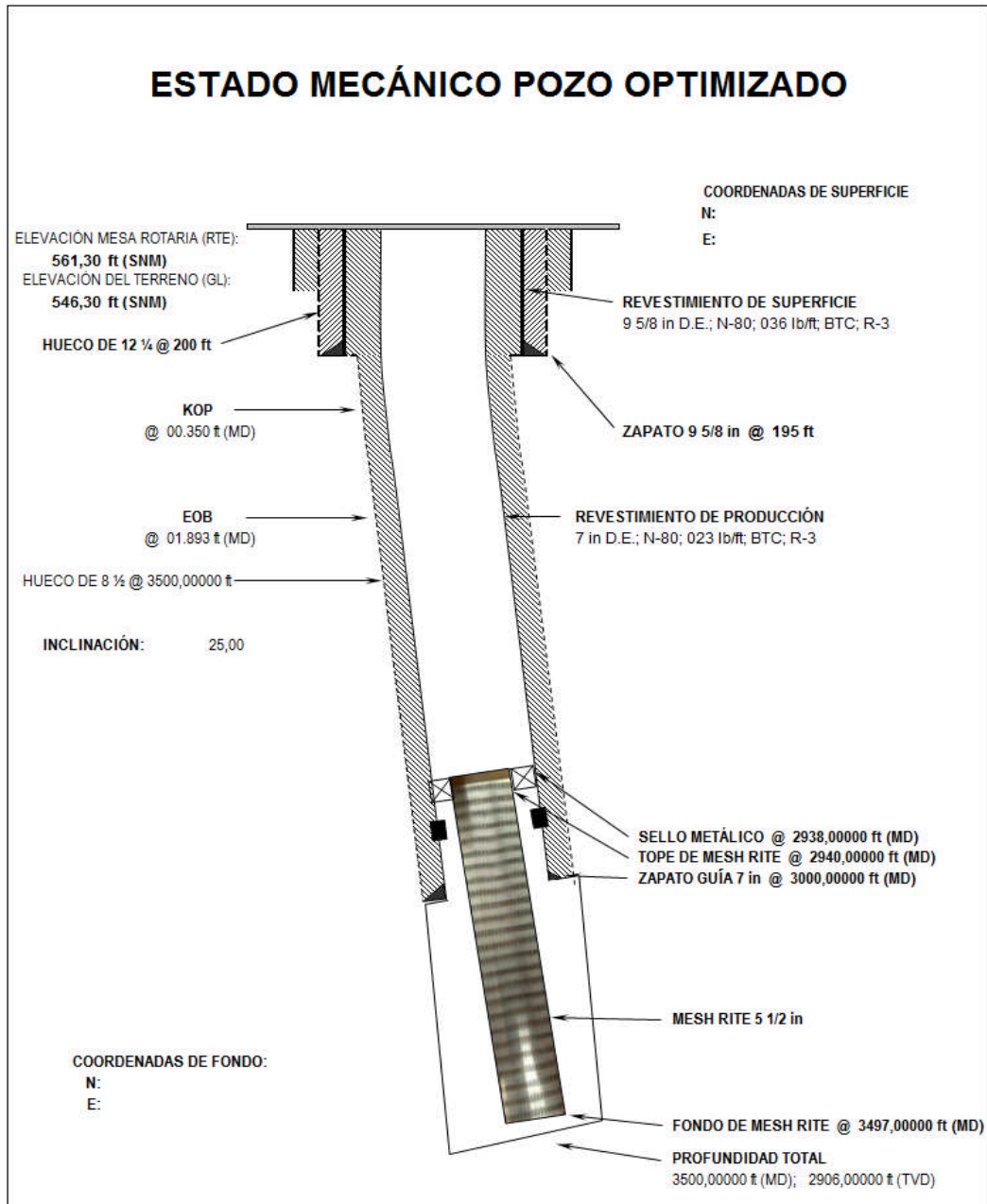
**Figura 20. Curva de avance pozo mejorado**



Fuente: El autor

Con las prácticas operacionales y herramientas de optimización propuestas, el estado mecánico que se obtendría sería el mostrado en la figura 21.

Figura 21. Estado Mecánico Pozo Mejorado



Fuente: El autor

## 5. ANALISIS DE COSTOS

Como se comentó en capítulos anteriores las alternativas de optimización van encaminadas a la disminución de los tiempos operacionales con el fin de atacar el costo más significativo, el alquiler del equipo de perforación. En la tabla 9, se presenta el resumen de las alternativas y el ahorro en tiempos de cada una.

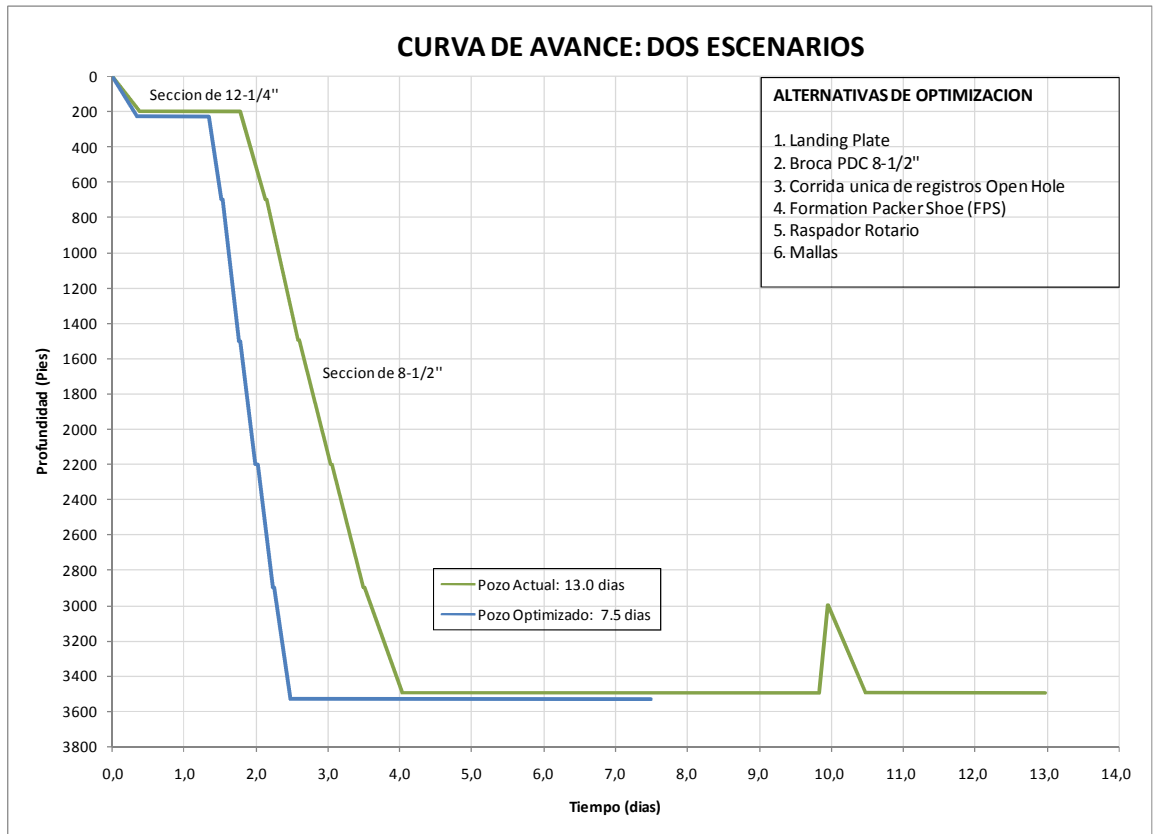
**Tabla 10. Ahorro de tiempos de las alternativas de optimización**

ALTERNATIVA	CONDICIONES ACTUALES (h)	CONDICIONES OPTIMIZADAS (h)	AHORRO DE TIEMPO (h)	AHORRO DE TIEMPO (DIAS)
Utilización del "LANDING PLATE" (Ahooro Frague Cemento)	9	0	9,0	0,4
Cambio de broca de 8-1/2 pulg. triconica a PDC	52	26	26,0	1,1
Corrida unica de registros	12	6	6,0	0,3
Eliminacion Tapn balanceado por "FORMATION PACKER SHOE"	24,5	0	24,5	1,0
Cambio de Raspador convencional por raspador rotario	5	0	5,0	0,2
Eliminacion de ensanchamiento y emapquetamiento por Mallas	60,5	0	60,5	2,5
<b>Totales</b>	<b>163</b>	<b>32</b>	<b>131,0</b>	<b>5,5</b>

Fuente: El autor

En la figura 22, podemos visualizar los dos escenarios de la operación, la del pozo actual y la del pozo propuesto como optimizado en términos de la curva de avance, en la que podemos corroborar el dato de 5.5 días de ahorro en tiempos:

Figura 22. Curva de avance con los dos escenarios propuestos



Fuente: El autor

Para poder realizar un análisis de los costos de perforación debemos plantear dos escenarios, los costos actuales de un pozo y los costos del pozo con las alternativas de optimización:

### 5.1 COSTOS DEL POZO ACTUAL

Los costos que se tendrán en cuenta para el análisis corresponden a los materiales y servicios de perforación y completamiento, estos se consignan en la Tabla 10.

**Tabla 11. Costos Pozo Actual**

<b>TIPO</b>	<b>DETALLE</b>	<b>COSTO (US \$)</b>
Materiales Peforacion (Revestimientos, Liner, Niples, juntas de expansion, centralizadores, sello metalico)	Revestimientos	\$ 65.190
	Tubulares de completamiento	\$ 15.540
	Accesorios	\$ 26.574
Servicios Perforacion	Alquiler del equipo de perforacion	\$ 232.265
	Movilizacion Equipo de perforacion	\$ 41.112
	Registros electricos	\$ 42.500
	Peforacion direccional	\$ 38.500
	Cementacion	\$ 63.315
	Corrida de brocas	\$ 8.800
	Fluidos de Perforacion	\$ 20.000
	Tratamiento de cortes	\$ 52.000
	Alquiler y corrida de herramientas	\$ 10.000
	Catering	\$ 7.000
	Otros servicios	\$ 15.596
<b>MATERIALES Y SERVICIOS DE PERFORACION</b>		<b>\$ 638.392</b>

Fuente: El autor

## 5.2 COSTOS DEL POZO OPTIMIZADO

Si incorporamos las alternativas de optimización, Landing plate, Broca PDC, Corrida única de registros, Formation Packer Shoe, Raspador rotario y Mallas, se obtendrán los siguientes costos:

Tabla 12. Costos Pozo Optimizado

TIPO	DETALLE	COSTO (US \$)
Materiales Peforacion (Revestimientos, Mallas, Niples, juntas de expansion, FPS, centralizadores, sello metalico)	Revestimientos	\$ 65.190
	Tubulares de completamiento	\$ 63.756
	Accesorios	\$ 40.569
Servicios Perforacion	Alquiler del equipo de perforacion	\$ 142.932
	Movilizacion Equipo de perforacion	\$ 41.112
	Registros electricos	\$ 42.500
	Peforacion direccional	\$ 38.500
	Cementacion	\$ 63.315
	Corrida de brocas	\$ 8.800
	Fluidos de Perforacion	\$ 20.000
	Tratamiento de cortes	\$ 52.000
	Alquiler y corrida de herramientas	\$ 10.000
	Catering	\$ 7.000
	Otros servicios	\$ 15.596
<b>MATERIALES Y SERVICIOS DE PERFORACION</b>		<b>\$ 611.270</b>

Fuente: El autor

Sin embargo en términos de costos se deben visualizar las variaciones para poder realizar una comparación más objetiva de los dos escenarios, En la Tabla 13 se presentan el resumen de los costos:

**Tabla 13. Consolidado de costos de los dos escenarios**

TIPO	DETALLE	COSTOS POZO ACTUAL (US \$)	COSTOS POZO OPTIMIZADO (US \$)	VARIACION (%)
Materiales Peforacion	Revestimientos	\$ 65.190	\$ 65.190	0%
	Tubulares de completamiento	\$ 15.540	\$ 63.756	-310%
	Accesorios	\$ 26.574	\$ 40.569	-53%
Servicios Perforacion	Alquiler del equipo de perforacion	\$ 232.265	\$ 142.932	38%
	Movilizacion Equipo de perforacion	\$ 41.112	\$ 41.112	0%
	Registros electricos	\$ 42.500	\$ 42.500	0%
	Peforacion direccional	\$ 38.500	\$ 38.500	0%
	Cementacion	\$ 63.315	\$ 63.315	0%
	Corrida de brocas	\$ 8.800	\$ 8.800	0%
	Fluidos de Perforacion	\$ 20.000	\$ 20.000	0%
	Tratamiento de cortes	\$ 52.000	\$ 52.000	0%
	Alquiler y corrida de herramientas	\$ 10.000	\$ 10.000	0%
	Catering	\$ 7.000	\$ 7.000	0%
	Otros servicios	\$ 15.596	\$ 15.596	0%
<b>MATERIALES Y SERVICIOS DE PERFORACION</b>		<b>\$ 638.392</b>	<b>\$ 611.270</b>	<b>4%</b>

(Un Signo negativo en el porcentaje de variación representa incremento en costos)

Fuente: El autor

De la presentación de los costos del pozo actual y del pozo optimizado, podemos darnos cuenta que:

- Incorporando los costos de las mallas en los tubulares de completamiento tenemos un incremento en esta línea del costo del 310% con respecto al costo de los tubulares de completamiento cuando se usa liner ranurado.
- Utilizando el "Landing Plate", "Formation Packer Shoe" y el raspador rotario se incrementa el costo de accesorios en un 53%.
- Las modificaciones en el servicio de brocas y corrida de registros eléctricos en hueco abierto representan solo modificaciones operacionales que no alteran los costos dado que el costo de cada servicio permanece igual.

Si bien es cierto que se incrementan las líneas de costo de tubulares de completamiento y accesorios, el costo total de perforación del pozo disminuye en un 4% como se visualiza en la tabal 12.

Este ahorro del 4% representa un ahorro de US\$ 27.122 por pozo para la compañía en la perforación, con una campaña futura de 86 pozos, representaría un ahorro cercano a los US\$ 2.332.492.

## CONCLUSIONES

- En proyectos de exploración y explotación de crudo pesado en donde la producción de cada pozo es marginal se deben concentrar los esfuerzos de disminución de costos de inversión y operación para hacer viable los proyectos de desarrollo de los campos.
- La industria del petróleo se encuentra cada día más preocupada por desarrollar tecnologías que permitan optimizar las operaciones con el fin de mejorar las recuperaciones de petróleo y ahorrar costos, la búsqueda de alternativas de optimización fue relativamente fácil, las empresas proveedoras de herramientas y servicios se encuentran a la vanguardia en investigación y ofrecen una amplia gama de posibilidades.
- En las operaciones de perforación de pozos el costo más significativo es el alquiler del equipo de perforación y por lo tanto es el costo a intervenir cuando se desea optimizar los costos en perforación.
- La optimización de las operaciones de perforación arrojan un pozo de duración de 7.5 días con un ahorro en la próxima campaña de perforación cercano a US\$ 2.3 MM.
- Se debe realizar un análisis técnico previo a cada alternativa de optimización operacional, dado que no se debe sacrificar la integridad del pozo buscando ahorros.

## RECOMENDACIONES

- Programar reuniones multidisciplinarias más frecuentes y recurrentes entre las áreas de Geología, Yacimientos, Producción y Perforación para plantear, programar y evaluar alternativas de optimización técnico-económica.
- Realizar reuniones de socialización con las áreas de soporte involucradas en el manejo y aprobación del presupuesto de perforación de pozos acerca de conveniencia de realizar pruebas técnicas para la optimización de operaciones.
- Elaborar un protocolo detallado para realizar pruebas técnicas de cada alternativa de optimización operacional para ser puesta en marcha a gran escala en las operaciones.
- Elaborar y socializar los respectivos procedimientos operacionales con el fin de reducir a cero potenciales errores operacionales por la ejecución de operaciones nuevas y desconocidas.
- Realizar exhaustiva supervisión de la ejecución de los programas de perforación y el control de costos para verificar la efectividad de las alternativas en la reducción de costos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- ADAMS, NEAL J. Drilling engineering: A complete well planning approach Ed. TULSA, Oklahoma. PENNWELL BOOKS, 1985. 31 p.
- BALETA Fabián. Investigación de mercados – empresas servicios petroleros para perforación. Bogotá. 2011.
- BALETA Fabián. Descripción geológica de yacimientos en el Magdalena Medio. Bogotá. 2011.
- BERNT Aadnoy. Advanced Drilling and Well Technology. Oklahoma. 2009. 33 p.
- BILLA R. Reducing Well Cost Utilizing Liner-Drilling Operations in South Texas. SPE 2006.
- BOURGOYNE Jr, K. Millheim, M.E. Applied Drilling Engineering. Tulsa. 2006
- BRIDGES K.L. Completion and Workover Fluids. SPE Monograph Series. Houston. 2000
- CRAFT, Cole. Drilling Fluids Optimization: A Practical Field Approach. Ed.4 Pennwell Books, TULSA, OKL. 1986.
- CRAFT, Cole. Well Design: Drilling and Production. Ed. Prentice-Hall, Tulsa. 1962.
- DEVEREUX, Steve. Practical Well Planning and Drilling Manual. Ed.2 PENNWELL BOOKS, TULSA, OKL. 1998
- EREN Tuna. Real Time Optimization of Drilling Parameters During Drilling Operations. SPE 2010
- FAROOQUI Shoaib, Integrated Drilling-Maximize Land Well Drilling Efficiency. SPE 2010.
- GELFGAT, Yakov. Advanced Drilling Solutions. Ed. PENNWELL. TULSA, OKL.
- HERNÁNDEZ TREJOS, Edelberto. Conceptos básicos sobre cementaciones y perforación direccional. Ed. UIS, Dpto. Ing. Petróleos, 1983

- KLINGSTEADT, John. JONES Donald. Oil And Gas Accounting. University Edition. Professional Development Institute. Denton Texas. 1984
- KOZICZ J.R. JURAN T.L. Integrating Emerging Drilling Methods From Floating Drilling Rigs-Enabling Drilling Solutions for the Future. SPE 2006
- MITCHELL Robert. MISKA Stefan. Fundamentals of Drilling Engineering. 2011
- PESSIER Rolf. Drilling Performance is a Function of Power at the Bit and Drilling Efficiency. SPE 2012
- RONAES Egil. Real-Time Drilling Fluid Monitoring and Analysis - Adding to Integrated Drilling Operations. SPE 2012
- STAVELEY Catheryn. Increasing Drilling Efficiencies Through Improved Collaboration and Analysis of Real-Time and Historical Drilling Data. SPE 2010