

**“ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO DE LATERALES A
TRAVÉS DE LOS POZOS REVESTIDOS DE CUSIANA Y CUPIAGUA.
PROYECTO (TTRD)”**

**CARLOS JAVIER GALLO HERNANDEZ
ANGELA KARINA GUTIERREZ VELASCO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

**“ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO DE LATERALES A
TRAVÉS DE LOS POZOS REVESTIDOS DE CUSIANA Y CUPIAGUA.
PROYECTO (TTRD)”**

**CARLOS JAVIER GALLO HERNANDEZ
ANGELA KARINA GUTIERREZ VELASCO**

Monografía para optar al título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos.

**DIRECTOR
NICOLAS SANTOS SANTOS
INGENIERO DE PETROLEOS
CO DIRECTOR
EDILBERTO PEREZ PEÑA
INGENIERO DE PETROLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	15
1. OBJETIVOS	16
1.1. OBJETIVO GENERAL	16
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
2. RESEÑA DE LOS CAMPOS OPERADOS POR BP	17
3. ANTECEDENTES DEL PROYECTO	22
3.1. TTRD vs. CTD (Through tubing rotary drilling vs. Coiled tubing drilling)	24
3.2. ANTECEDENTES DEL PROYECTO EN EL CAMPO	24
4. ASPECTOS DE TECNOLOGIA E INNOVACIONES DEL PROYECTO.	27
4.1. DEFINICION Y VENTAJAS DE LA TECNOLOGIA	27
4.2. GENERALIDADES Y DESCRIPCION DEL EQUIPO	28
4.3. HERRAMIENTAS Y PROCEDIMIENTOS USADOS SATISFACTORIAMENTE	30
4.3.1. Herramientas para la desviación de pozos	30
4.3.1.1. Kick off point	31
4.3.1.2. Build up section	31
4.3.1.3. Target section	32
4.3.2. Sidetracking Underriming Milling.	32
4.3.3. Ventanas obtenidas con empaques de desvió o Whipstock	33
5. ASPECTOS DE HSE Y CONTROL DE RIESGOS	36
5.1 VENTAJAS DEL EQUIPO EN CUANTO A HSE	36

5.2. PROGRAMAS Y ESTADISTICAS DE HSE DEL EQUIPO	38
5.3. CONTROL DE RIESGOS DEL PROYECTO	41
6. FICHA TÉCNICA DE LOS POZOS PILOTOS PERFORADOS	43
6.1. TTRD-1	43
6.1.1. Objetivos:	43
6.1.2. Retos.	43
6.1.3. Resultados	43
6.1.4 Completamiento del Pozo	44
6.2. TTRD-2	45
6.2.1. Objetivos.	45
6.2.1. Reto	45
6.2.2. Resultados	46
6.1.3 Completamiento Del Pozo	47
6.3. TTRD-3	47
6.3.1. Objetivos:	47
6.3.2. Reto.	47
6.3.3. Resultados.	48
6.3.4. Trayectorias Obtenida Vs, Planeada	49
6.3.5. Completamiento del Pozo Ttrd-3.	49
6.4. TTRD-4	51
6.4.1. Objetivos:	51
6.4.2. Reto.	51
6.4.4. Completamiento del Pozo	53
6.5. TTRD-5	54
6.5.1. Objetivos:	54
6.5.2. Reto.	54
6.5.3. Resultados.	54
6.5.4. Trayectorias Obtenida Vs, Planeada.	56
6.5.5. Completamiento Del TTRD-5	56

6.6. TTRD-6	58
6.6.1. Objetivos:	58
6.6.2. Reto.	58
6.6.3. Resultados.	58
Continuación Tabla 6. Resultados TTRD-6	59
6.6.4. Completamiento del pozo.	59
6.7. TTRD-7	59
6.7.1. Objetivos:	59
6.7.2. Retos.	60
6.7.3. Resultados.	60
6.7.4. Completamiento del pozo	61
7. COMPARACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LAS ACTIVIDADES PLANEADAS VS. EJECUTADAS	62
7.1. PARAMETROS EVALUACION FINANCIERA	68
8. CONCLUSIONES.	72
9. RECOMENDACIONES	74
BIBLIOGRAFIA	75
ANEXO	76

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Resultados TTRD-1	44
Tabla 2. Resultados TTRD-2	46
Tabla 3. Resultados TTRD-3	48
Tabla 4. Resultados TTRD-4	52
Tabla 5. Resultados TTRD-5	55
Tabla 6. Resultados TTRD-6	58
Tabla 7. Resultados TTRD-7	60
Tabla 8. Reservas Estimadas	69
Tabla 9. Inversiones CAPEX	70
Tabla 10. Gastos	70

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Perfil de producción campo Cusiana.	18
Figura 2. Perfil de producción campo Cupiagua.	19
Figura 3. Perfil de producción campo Recetor.	20
Figura 4. Perfil de producción campo Piedemonte.	21
Figura 5. Selección de Pozos	26
Figura 6. Equipo de perforación de 2000 HP AC	28
Figura 7. Conceptos de desvió de Pozos	31
Figura 8 Sidetracking Underriming Milling	33
Figura 9. Ensamble de desvió	34
Figura 10. Secuencia perforación de ventana.	35
Figura 11. Accidentalidad del equipo	37
Figura 12. Programa de observación y sistema enfócate.	40
Figura 13. Comportamiento de simulacros	41
Figura 14. Cuadro Resumen evaluación de riesgos	42
Figura 15. Completamiento Pozo TTRD-1	45
Figura 16. Trayectoria Pozo TTRD-3	49
Figura 17. Completamiento Pozo TTRD-3	50
Figura 18. Completamiento Pozo TTRD-4	53
Figura 19. Trayectoria Pozo TTRD-5	56
Figura 20. Completamiento Pozo TTRD-5	57
Figura 21. Optimización en Tiempo en los TTRD	63
Figura 22. Optimización en Costos en los TTRD	63
Figura 23. Optimización en Pies Perforados	65
Figura 24. Optimización BHAs (sartas de perforación utilizadas)	66
Figura 25. Rata de Perforación.	66
Figura 22. Optimización en NPT en los TTRD	67

Figura 27. Perfil de producción.	69
Figura 28. Resultados evaluación económica.	71

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A, ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL Y PERFILES DEL PERSONAL DEL PROYECTO	76
ANEXO B. ESTRATEGIA DE CONTRATACION Y COMPRAS	80
ANEXO C. ESTUDIO DE RIESGOS NDS (<i>NO DRILLING SURPRISES</i>).	82

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO DE LATERALES A TRAVÉS DE LOS POZOS REVESTIDOS DE CUSIANA Y CUPIAGUA. PROYECTO (TTRD)^{*}

AUTORES: CARLOS JAVIER GALLO HERNANDEZ
ANGELA KARINA GUTIERREZ VELASCO **

PALABRAS CLAVE: Perforación de Laterales, pozos revestidos, Producción, Yacimiento, Factor de recobro, Tecnologías, Pozos productores, Pozos inyectores e inactivos.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de Monografía es un documento de consulta el cual contiene los resultados obtenidos desde el punto de vista de tecnología, HSE y económicos en los Pozos Laterales perforados a través de los pozos revestidos con tubería de producción instalada, inactivos, inyectores o de baja producción y recobro de los campos de Cusiana y Cupiagua en Colombia.

Dada la complejidad geológica de estos campos y los costos elevados de los pozos nuevos, este proyecto ha constituido una alternativa viable y probada la cual ha demostrado beneficios significativos desde el punto de vista técnico, económico y operativo reduciendo el tiempo y los costos con respecto a un pozo nuevo hasta en un 800%.

En cuanto a HSE, y dados los excelentes indicadores en el número de accidentes e incidentes registrados, este proyecto es un claro ejemplo de compromiso y eficiencia por parte de las personas que han trabajado en el transcurso del mismo, y rompe el paradigma en cuanto al aumento en la accidentalidad en un proyecto nuevo durante su inicio.

También se capturan las lecciones aprendidas y la curva de aprendizaje del proyecto con miras a buscar la continuidad del mismo en estos campos y la futura aplicabilidad en otros campos.

^{*} Monografía.

^{**} Facultad de ingenierías fisicoquímicas. , Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Ing. Nicolás Santos Santos; Codirector :Ing. Edilberto Perez Peña

SUMMARY

TITLE: ECONOMIC AND TECHNICAL STUDY ABOUT TROUGH TUBING ROTARY DRILLING EXISTING WELLS IN CUSIANA AND CUPIAGUA. (TTRD) PROJECT *

AUTHORS: CARLOS JAVIER GALLO HERNANDEZ
ANGELA KARINA GUTIERREZ VELASCO **

KEY WORDS: Lateral Drilling, case hole Wells, Production, Reservoir, Recovery factor, Technologies, Production wells, Injector wells and suspended wells.

DESCRIPTION:

The present work of Monograph is a consultation document which contains the results obtained from technology, economic and HSE point of views about drilling laterals through case holed production, inactive or injector wells with low production or not enough recovery factors in Cusiana and Cupiagua fields in Colombia.

Based on the geologic complexity of these fields and the high costs of new wells, this project has given an excellent feasibility and probed alternative which has demonstrated the benefits from the technical economic and operative point of view, this of project has showed a reduction in cost and time close to 800% compared against a new well.

About HSE issues taking in account the excellent indicators in the number of accidents and registered incidents, this project is a clear example of commitment and efficiency of the people who have worked in it, and breaks the paradigm as far as the increase in risk in a new project during its beginning and implementation.

The main lessons learned and knowledge curve through the current project have been efficiently captured in this project with the objective of looking for the continuity of the same in these fields and the future applicability in other fields.

* Monograph.

** Physico-chemical engineering faculty. School of Petroleum Engineering. Hydrocarbon Management Specialization. Director: ing.. Nicolas Santos Santos, Co-Director: ing. Edilberto Perez Peña

INTRODUCCION

Teniendo en cuenta los bajos Factores de recobro en las Formaciones Mirador, Barco y Guadalupe en Cusiana, Cupiagua y Piedemonte (Menos del 10% en algunos casos), se identifico en conjunto con el operador la oportunidad de recuperar reservas adicionales las cuales solo era posible recuperar mediante un acceso adicional al yacimiento (nuevos pozos o pozos laterales desde pozos existentes) y a su vez optimizar la producción de los campos y el beneficio para la Asociación, a través del proyecto de laterales de pozos revestidos en Cusiana y Cupiagua.

Los contratos de Asociación pertenecientes a estas áreas, se tienen desde finales de los 80's y principios de los 90's, sin embargo no se contaba con la tecnología y conocimientos apropiados para realizar este tipo de proyectos a través de los pozos ya existentes y revestidos (con tubería de producción instalada) por los diámetros menores que se requerían en las herramientas y las capacidades de los equipos para realizar estos trabajos a más de 15000 ft.

El alcance en este trabajo es, analizar los resultados obtenidos en los Pozos Laterales realizados a través de los pozos revestidos (Con tubería de producción instalada) inactivos, inyectoros o de baja producción y recobro de los campos de Cusiana y Cupiagua con el fin de capturar las lecciones aprendidas y la curva de aprendizaje del proyecto con miras a buscar la continuidad del mismo en estos campos y la futura aplicabilidad en otros campos.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

- Analizar desde el punto de vista técnico, operativo, económico y de HSE los resultados preliminares del proyecto de laterales a través de pozos revestidos (con tubería de producción instalada) en Cusiana y Cupiagua en las Asociaciones Cusiana, Cupiagua y Piedemonte.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar una reseña de los campos operados por BP.
- Documentar los aspectos de tecnología e innovación en el desarrollo del proyecto.
- Presentar los resultados obtenidos en el desarrollo del proyecto de laterales a través de pozos revestidos (con tubería de producción instalada) en Cusiana y Cupiagua en las Asociaciones Cusiana, Cupiagua y Piedemonte.
- Documentar las lecciones aprendidas y la curva de aprendizaje que se ha desarrollado mediante el proyecto de Laterales.
- Evaluar la viabilidad económica, técnica y operativa para la continuidad y sostenibilidad de este proyecto.

2. RESEÑA DE LOS CAMPOS OPERADOS POR BP

La explotación de los Campos Cusiana, Cupiagua Sur y Cupiagua bajo el Contrato de Asociación Santiago de las Atalayas comenzó en el año 1982, cuando la compañía BP EXPLORATION CO. descubrió la existencia de petróleo mediante perforación del pozo Cusiana -1 y Buenos Aires-1.

Los campos Cusiana, Cupiagua Sur y Cupiagua se encuentran ubicados en el Departamento de Casanare, aportando una producción promedio diaria de 56.956 barriles de petróleo y 1,546 Millones de pies cúbicos de gas.

El desarrollo de esta área se formalizó mediante el Contrato de Asociación Santiago de las Atalayas firmado entre ECOPETROL S.A. y compañías Asociadas representadas por BP EXPLORATION CO suscrito el 11 de junio de 1982 y finalizando el 30 de junio de 2010, con el objeto de explotar y desarrollar hidrocarburos en el área contratada.

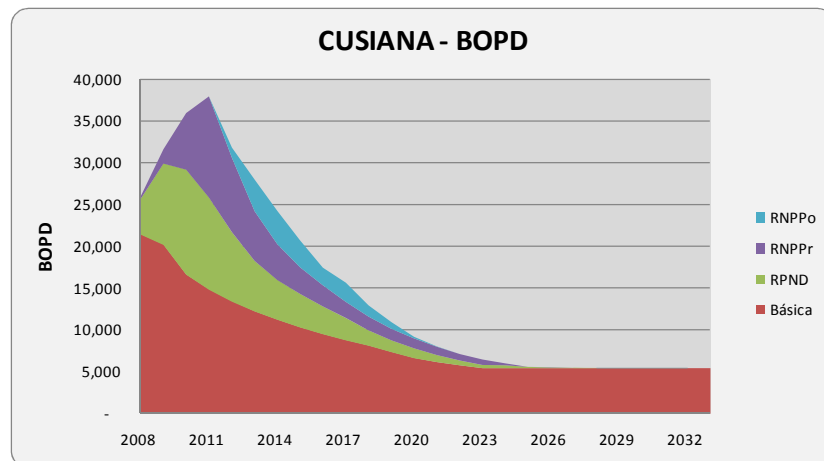
Las reservas originales para los campos se establecen en 2.748 Millones de barriles de petróleo, alcanzando a la fecha un factor de recobro del 36% y unas reservas remanentes de 1.761,3 Millones de barriles de petróleo.

Dando cumplimiento al objeto del contrato se ejecutaran los Proyectos ON Cusiana y Cupiagua para desarrollar 69 Mbls mediante la perforación de pozos, conversión de pozos a inyectores, perforación de laterales y trabajos de reacondicionamiento, obteniendo Producción Incremental, disminución de declinación del campo e incremento del factor de recobro impactando la MEGA 2009 – 2015 UPSTREAM.

Adicionalmente, para estos activos se planea desarrollar tres grandes proyectos asociados con la producción de gas:

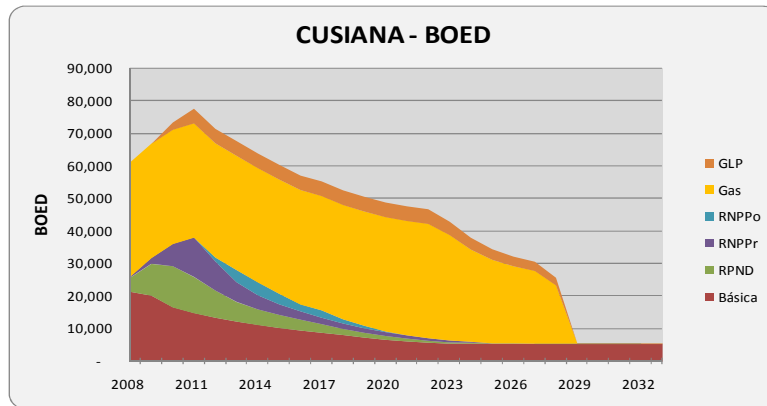
- Ampliar la capacidad de procesamiento de la planta LTO-I en 70 MPCD para llegar a 240 MPCD, lo cual permitirá desarrollar 0.428 TPCG de propiedad de Ecopetrol.
- Construcción de la planta de gas Cupiagua, con una capacidad inicial, en el año 2011, de 140 MPCD y una posible ampliación a 210 MPCD en el año 2017. Esta planta será construida 100% por Ecopetrol S.A.
- “Construir una planta, sistema de almacenamiento y despacho para recuperar y manejar 6800 BPD de GLP procedente de las corrientes de condensados de las plantas de gas en Cusiana”¹

Figura 1. Perfil de producción campo Cusiana.



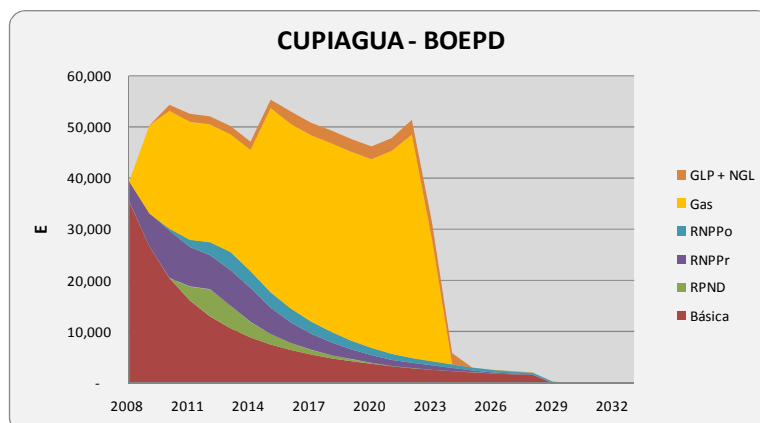
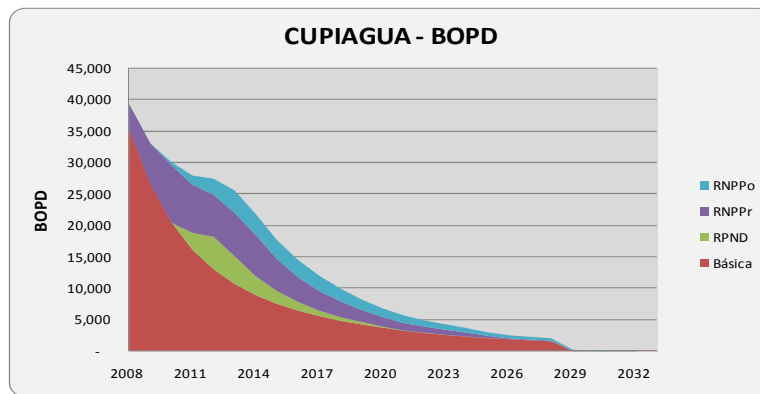
¹ Sub Comites Tecnicos Ecopetrol-Bp Contratos De Asociacion Tauramena, Rio Chitamena Y Santiago De Las Atalayas Años 2007-2010.

Figura 1. (Continuación) Perfil de producción campo Cusiana.



Fuente: Sub Comité Técnico Asociación Tauramena y Rio Chitamena. Junio 2010.

Figura 2. Perfil de producción campo Cupiagua.



Fuente: Sub Comité Técnico Asociación Tauramena y Rio Chitamena. Junio 2010.

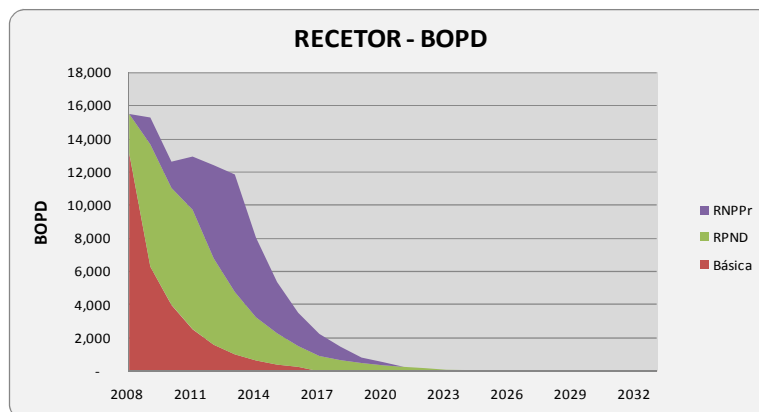
Los campos Pauto, Floreña y Cupiagua Recetor se encuentran ubicados en los Departamentos de Boyacá y Casanare, aportando una producción promedio diaria de 22.466 barriles de petróleo y 0.271 Millones de pies cúbicos de gas.

El desarrollo de los campos Pauto y Floreña se formalizo mediante el Contrato de Asociación Piedemonte firmado entre ECOPETROL S.A. y BP EXPLORATION CO suscrito el 1 de marzo de 1992, con un periodo de seis (6) años de exploración y veintidós años (22) como periodo de explotación.

El campo Cupiagua en Recetor se desarrolla, junto con los pozos Volcanera del campo Pauto, mediante el contrato de Asociación Recetor firmado entre ECOPETROL S.A. y BP EXPLORATION CO suscrito el 31 de marzo de 1989.

“Para los años 2009-2015 se desarrollaran 56.8 Mbls de crudo mediante la perforación de pozos, fracturamiento, conversión de pozos y ampliación de facilidades obteniendo producción Incremental y disminución en la declinación de los campos”²

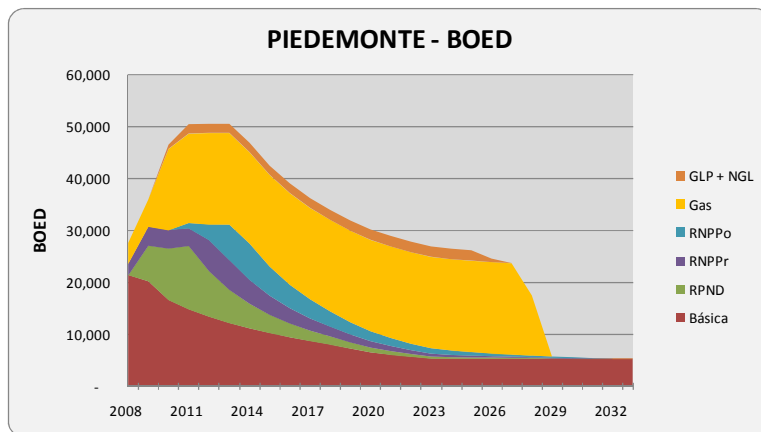
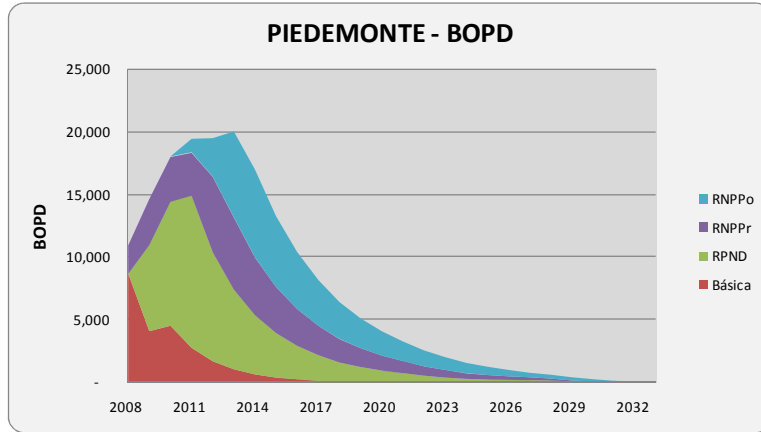
Figura 3. Perfil de producción campo Recetor.



Fuente: Sub Comité Técnico Asociación Recetor. Junio 2010.

² Sub Comités Técnicos ECOPETROL-BP Contratos de Asociación Tauramena, Río Chitamena y Santiago de las Atalayas Años 2007-2010.

Figura 4. Perfil de producción campo Piedemonte.



Fuente: Sub Comité Técnico Asociación Piedemonte. Junio 2010.

3. ANTECEDENTES DEL PROYECTO

Hacia mediados de los 90's y principios del 2000 y teniendo en cuenta las ventajas ofrecidas por el *coiled tubing* en cuanto a versatilidad, capacidad de control y trabajo en pozos en producción revestidos de 7.0" de diámetro o menos, se comenzó a implementar la tecnología de perforación de laterales cortos mediante ensamblajes de fondo sencillos compuestos por broca, motor de fondo, herramienta de desvió y un elemento para ir mejorando la calidad y estabilidad del hueco.

“El sistema usado para perforar la ventana incluye un empaque de desvió (*Wipstock*), el cual puede ser sentado con tubería o con *wire-line* en una sola carrera dependiendo de la exactitud que se requiere en cuanto a la profundidad de la ventana. En un principio este tipo de empaques era permanente pero con el tiempo fueron evolucionando y actualmente son completamente recuperables”³.

“Son varios los casos de éxito donde se empleó esta tecnología en un comienzo, sin embargo se tienen registros de los trabajos realizados en Panhandle en Texas, Emiratos Árabes y Mar del Norte donde se realizaron en principio laterales cortos en un solo viaje consiguiendo los objetivos propuestos del trabajo”³.

Esta tecnología ha sido probada e implementada con éxito en varias partes aunque se ha empleado con mayor frecuencia en Alaska y Mar del Norte de donde se han sacado la mayoría de lecciones aprendidas para los trabajos realizados en Colombia.

³ Grc Mackenzie And S.B Wilson Iii, Baker Oil Tools., Coiled Tubing Deployed Re-Entry Wipstocks-Technology Overview And Case Histories. Cancun, Mexico.31 August-2 September 2006.Spe103645.

A continuación se presentan algunos de los casos en donde ha sido utilizada exitosamente la tecnología en el mundo:

- “BP Alaska con sus condiciones de perforación ha sido pionera tanto en la perforación con *coiled tubing* CTD y TTRD (*through tubing rotary drilling*), pero sus condiciones de yacimientos y geológicas incrementan el costo, haciendo más favorable en estas condiciones la utilización de CTD”⁴.
- CTD también ha sido aplicado con éxito en perforaciones relativamente simples en BP Sharjah, donde la producción se ha mejorado notablemente al mismo tiempo permitiendo la reducción de los costos de perforación, los daños de formación y la declinación de campo.
- TTRD se ha utilizado con éxito en un entorno más complejo de perforación, tales como el Mar del Norte. BP ha realizado con éxito, pero limitados, proyectos en Forties, Magnus y plataformas de Bruce y tienen planes para futuros proyectos, mientras que Shell ha implementado TTRD en 5 campos separados y otros operadores, como Exxon Mobil y Amerada Hess también han tenido éxito. En general, para el caso específico en Colombia, la transferencia de tecnología se llevó a cabo siguiendo las lecciones aprendidas y tomando el conocimiento de Alaska y el Mar del Norte.
- BP Colombia ya tiene experiencia de TTRD con 4 1/8” x 5 7 / 8"laterales, a través de *tubing* de 7”, perforaciones relativamente exitosas. El nuevo reto es avanzar con éxito en perforaciones en diámetros menores hasta 3-7/8”.

⁴ Jeffrey L. Hupp/Bp., Bryan Jhonson/Hughes Christensen, Steve Wilson/Baker Oil Tools., Kenneth J Luckey/Baker Oil Tools., William Collins/Hughes Christensen. Improvements In Coiled Tubing Window-Milling Operations Cut Costs And Increase Reliability, Prudhoe Bay, Alaska. March 2001.Houston, Texas Usa. Spe68432.

3.1. TTRD vs. CTD (Through tubing rotary drilling vs. Coiled tubing drilling)

- CTD es esencialmente TTRD sin rotación.
- Rotación de fondo utilizado en lugar de rotación desde superficie por medio de motores y herramientas direccionales.
- La Tubería en TTRD es más fuerte en tensión y torsión, lo que permite alcanzar mayores profundidades en zonas desviadas, altos sobretensiones y proporciona más margen de trabajo en caso de problemas operativos como pega de tubería.
- CTD tiene ventaja sobre TTRD de control de presión continua (UBD) y disparo más rápido sin la necesidad de un equipo de perforación convencional o desairar a la unidad.
- Aunque el proyecto se basa en perforación sin rotación con TTRD tiene la habilidad de rotar, en la mayoría de formaciones complejas donde se presentan eventos de pega de tubería y exceso de pérdidas o ganancias se hace necesario rotar la tubería, habilidad que no se tiene con el *Coiled tubing*.
- Adicionalmente, el diámetro interno inferior del *Coiled tubing* comparado con el de la tubería de perforación, restringe aun más las tasas de bombeo lo que dificulta alcanzar la hidráulica óptima y aumenta las pérdidas de presión en superficie por las restricciones de bombeo.

3.2. ANTECEDENTES DEL PROYECTO EN EL CAMPO

Durante los años 2001 y 2002 se realizaron 20 Pilotos de pozos Laterales 16 con unidades de *coiled tubing* usando taladros de perforación, sin embargo, debido a la no existencia de herramientas apropiadas y (al no tener la posibilidad de rotar para el caso del CT) a la falta de habilidad para rotar la tubería este proyecto fracaso y no se obtuvo producción adicional esperada. Se continuaron realizando

muchos tipos de trabajos concernientes (orientados) a recuperar y acelerar reservas de los campos incluidas estimulaciones química, Fracturamientos hidráulicos y re-accesos simples a zonas previamente aisladas, sin embargo mediante estos trabajos se obtuvieron producciones incrementales instantáneas no sostenibles y el beneficio se perdió en corto tiempo.

Durante el 2003 y 2007 se continuó trabajando en estudiar y evaluar las mejores opciones para recuperar estas reservas a un costo racional y mediante el uso de tecnologías de punta. Se realizaron varios acercamientos y consultas a nivel mundial sobre las tecnologías que podían aplicar para la recuperación de este tipo de reservas y las lecciones aprendidas que se tenían al respecto.

De esta manera, mediante la conformación de un grupo multidisciplinario y teniendo en cuenta los avances de la tecnología disponible se vislumbro la opción de retomar la perforación laterales en pozos existentes sin la necesidad de recuperar la tubería de producción TTRD con un equipo de 1500 o 2000 HP, AC y con la versatilidad de moverse, armarse y desarmarse en corto tiempo (Tipo *Fast move*).

En cuanto a la selección de los candidatos para el piloto, se tuvo en cuenta los siguientes parámetros:

- Reservas estimadas a ser recuperadas.
- Producción diaria del pozo: Para este aspecto se trató de escoger en el comienzo los pozos de menor producción con el objetivo de disminuir los impactos por el cierre de los mismos durante el trabajo de perforación.
- Completamiento del pozo: Para este punto se tuvo en cuenta varios parámetros como tamaño del completamiento, desviación del pozo, cambio de dirección severa (Dog leg), restricciones de acceso y limitantes de integridad del mismo.

- Facilidades disponibles en superficie: Esto con el ánimo de reducir costos de infraestructura.
- Análisis Geomecánico de la estructura a intervenir.

Mediante la evaluación sistemática de estos parámetros se realizó la selección de candidatos pasando de una lista de 44 a 12 opciones (Figura 5).

Figura 5. Selección de Pozos

#	Well	Formation	First Phase Ranking Description
1	CP H11	Mirador	Good
2	CP H11	Barco	Good
3	CP H8	Barco	Good
4	CP H8	Mirador	Good
5	CP NW40	Barco	Good
6	CP NW40	Guadalupe	Good
7	CP XU34	Mirador	Good
8	CSTA27	Mirador	Good
9	CSTS24	Mirador	Good
10	CP S16	Guadalupe	Good to moderate
11	CS K10ST 1Z	Guadalupe	Good to moderate
12	CSTS23	Mirador	Good to moderate
13	BA BA38	Mirador	Moderate
14	BA BA40	Mirador	Moderate
15	BAD21	Mirador	Moderate
16	BA GX39	Barco	Moderate
17	BA H15	Mirador	Moderate
18	CPT27	Guadalupe	Moderate
19	CP Q6	Barco & Guadalupe	Moderate to Poor
20	CPS XZ2	Mirador	Moderate to Poor
21	CS K6ST1	Guadalupe	Moderate to Poor
22	BA GX39	Guadalupe	Poor
23	BA H41	Mirador	Poor
24	BA PB26	Mirador	Poor
25	CP B2	Barco	Poor
26	CP C3Z	Mirador	Poor
27	CP C3Z	Barco & Guadalupe	Poor
28	CPE10	Barco & Guadalupe	Poor
29	CP Q18	Mirador	Poor
30	CP Q18	Barco	Poor
31	CP Q18	Guadalupe	Poor
32	CP Q6	Mirador	Poor
33	CP XB35	Barco & Guadalupe	Poor
34	CP XD24	Barco	Poor
35	CP XH39	Guadalupe	Poor
36	CP XH39	Barco	Poor
37	CP XU34	Barco	Poor
38	CP YB28	Guadalupe	Poor
39	CPS XZ2	Barco	Poor
40	CS M21Z	Barco	Poor
41	CS M25	Barco	Poor
42	CS Q17	Mirador	Poor
43	LR YR4	Mirador	Poor
44	RC E1	Mirador	Poor

#	Well	Formation
1	CP H11	Mirador
2	CP H11	Barco
3	CP H8	Barco
4	CP H8	Mirador
5	CP NW40	Barco
6	CP NW40	Guadalupe
7	CP XU34	Mirador
8	CSTA27	Mirador
9	CSTS24	Mirador
10	CP S16	Guadalupe
11	CS K10ST 1Z	Guadalupe
12	CSTS23	Mirador
13	BA BA38	Mirador
14	BA BA40	Mirador
15	BAD21	Mirador
16	BA GX39	Barco
17	BA H15	Mirador
18	CP Q6	Barco & Guadalupe
19	CPS XZ2	Mirador
20	CS K6ST1	Guadalupe
21	BA PB26	Mirador
22	CPS XZ2	Barco

Fuente: BP

4. ASPECTOS DE TECNOLOGIA E INNOVACIONES DEL PROYECTO.

4.1. DEFINICION Y VENTAJAS DE LA TECNOLOGIA

“La perforación a través de la tubería de producción, TRTD, es una técnica de sidetrack que perfora hoyos de bajo calibre desde pozos existentes. Esta técnica es empleada exitosamente en campos maduros para acceder a reservas marginales de manera económica, sin la necesidad de recuperar el completamiento”⁵.

Esta técnica se puede realizar utilizando unidades de coiled tubing o un taladro de perforación, cuando se usan taladros de perforación usualmente se denomina TTRD (Through Tubing Rotary Drilling).

VENTAJAS:

- “No hay necesidad de retirar el completamiento existente, lo que representa un ahorro en costo y tiempo”⁵.
- No es necesario perforar el overburden (formaciones por encima del reservorio).
- En los pozos TTRD se usa el equipo de superficie existente (Xmas tree, válvulas, manifolds, líneas de flujo etc).
- Una vez perforado el sidetrack la puesta en producción es rápida.
- No se requieren grandes trabajos de obras civiles (Locación, vías, etc)
- Se pueden usar las facilidades de producción existentes.

⁵ Th Moscow International Oil & Gas Exhibition. 5th Russian Petroleum & Gas Congress. Moscow. Junio 26-29 2007.

4.2. GENERALIDADES Y DESCRIPCION DEL EQUIPO

Este equipo de perforación con top drive de 2000 HP (Horse power) de potencia, se diseño y fabrico especialmente para la perforación de pozos laterales a través de pozos revestidos usando equipos electrónicos y mecánicos de tecnología AC (corriente alterna), este equipo de perforación tiene una capacidad de 10000 Klb dotado de un top drive de 500 Tons de potencia, adicionalmente cuenta con un equipo de bombeo compuesto por 2 Bombas de 1600 HP para presiones de trabajo de 5000 psi.

Figura 6. Equipo de perforación de 2000 HP AC



Fuente: LETOURNEAU Technologies-1000 KIP-2000 HP Rig.

VENTAJAS

- **Menor Tamaño y Peso**
 - Eliminación de múltiples transmisiones de velocidad que se ajustan a mástil más pequeños y compactos.
 - Eliminación de ductos de ventilación para aire limpio.
 - Eliminación de frenos auxiliares.
 - Mejora los tiempos de movilización en un 50%.

- **Reduce el Mantenimiento**
 - Simplificación mecánica
 - Motores sin escobillas
 - Reduce uso de frenos mecánicos
 - Reduce el costo de mantenimiento

- **Control :Automatización del Malacate (Drawworks)**
 - Simple control de operación – Joystick similar a Los videojuegos.
 - Muy preciso con sistema de perforación automática.
 - Se puede programar puntos de parada del bloque ajustando las alarmas con un cambio mínimo en la Tensión registrada, lo que reduce el riesgo de pega.

- **Paradas automáticas (consistentes) :**
 - Control automático de la velocidad de viaje de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento.
 - Eliminación del ruido de las bandas de frenos.
 - Mejora la vida de la broca, su eficiencia y el tiempo de perforación.
 - Reduce el desgaste de la broca, los viajes de broca Y el costo por pie perforado.
 - Mejora el control direccional y la calidad de hueco.
 - Mejora los tiempos de conexión y de viajes.

- Mejora el control para evitar surge and swab.
- Reduce el riesgo de incidentes de pozo y de tiempos No productivos.

EFICIENCIA

- **Generación de Potencia**

- Reduce pérdidas de transmisión.
- Eficientes VFD (variable Frequency Drivers) factores de potencia
- Consume menos capacidad de generación de energía

- **Consumo de Diesel**

- Puede reducir el número de generadores en línea
- Por tener un sistema auto regulado de potencia
- Reduce consumo de diesel, por ende transporte y también las
- Emisiones de gases a la atmosfera.

4.3. HERRAMIENTAS Y PROCEDIMIENTOS USADOS SATISFACTORIAMENTE

Son muchas las herramientas que se han implementado y usado a través el proyecto, muchas ya probadas en el mundo y otras que dadas su aplicación tuvieron que ser modificadas específicamente para este proyecto.

Dentro de las principales herramientas y tecnologías usadas con éxito se tienen las siguientes:

4.3.1. Herramientas para la desviación de pozos. Para esta parte mediante el uso de gráfica se definen y repasan los principales conceptos en el desvió de un pozo a saber:

Figura 7. Conceptos de desvío de Pozos



Fuente: Baker Hughes-Inteq Navi-Drill Motor Hand Book.

4.3.1.1. Kick off point: Es el punto de salida del revestimiento del pozo original el cual en este caso se realiza voluntariamente respondiendo a un plan determinado para acceder a otras reservas. Para dar claridad en este punto, en el caso en que se suspende la sección original del pozo se llama *Side track*, en caso contrario se llama lateral, el cual debe cumplir con las siguientes condiciones:

- No salir desde la sección de construcción del ángulo (*Build section*)
- Debido al stress y fricción que esta sección causa sobre el ensamblaje del pozo se recomienda realizar el KOP sobre una sección de no más de 3 grados/100 ft.

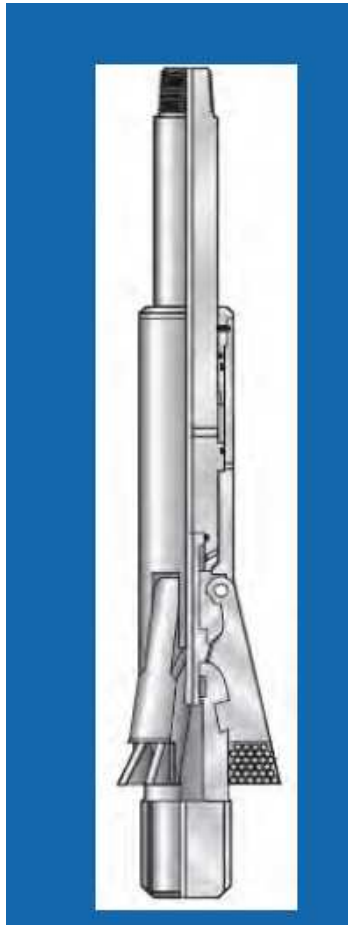
4.3.1.2. Build up section: Es la sección donde se construye el ángulo de desviación del pozo la cual termina en la sección *end of build*.

4.3.1.3. Tanget section: Es el comienzo de la sección final del pozo cuyo fin es llegar al objetivo principal del mismo. Contiene una sección de *drop* (caída), otra (no tiene *drop* por eso es tangencial) de sostenimiento (*Hold*) y finalmente la llegada al objetivo principal del pozo.

Existen varios métodos para realizar la ventana en el revestimiento en el punto de desvío, entre los más usados se encuentran:

4.3.2. Sidetracking Underriming Milling. Mediante unas cuchillas activadas hidráulicamente se corta la sección de revestimiento deseada, mediante esta herramienta se pueden abrir ventanas, sin embargo, tiene varias desventajas comparadas con otras debido al poco control de profundidad, altas tasas de fluido para poder romper la pared del revestimiento y de igual manera altas cantidades de residuos en el pozo. No usados en este proyecto pues estas herramientas son usadas para el ensanchamiento de hueco.

Figura 8 Sidetracking Underriming Milling



Fuente: Baker Hughes-Inteq Navi-Drill Motor Hand Book.

4.3.3. Ventanas obtenidas con empaques de desvió o Whipstock:

Específicamente para este proyecto, este ha sido el método más usado para el inicio del desvió del pozo por la exactitud en la profundidad al ser sentado con *Wire-line*, la flexibilidad de los ensambles, reducción en los volúmenes de residuos, capacidad para sentar y recuperar después y reducción en el tiempo efectivo del taladro.

A continuación se observa un ensamble de desvió típico suministrado por la compañía Baker:

Figura 9. Ensamble de desvío



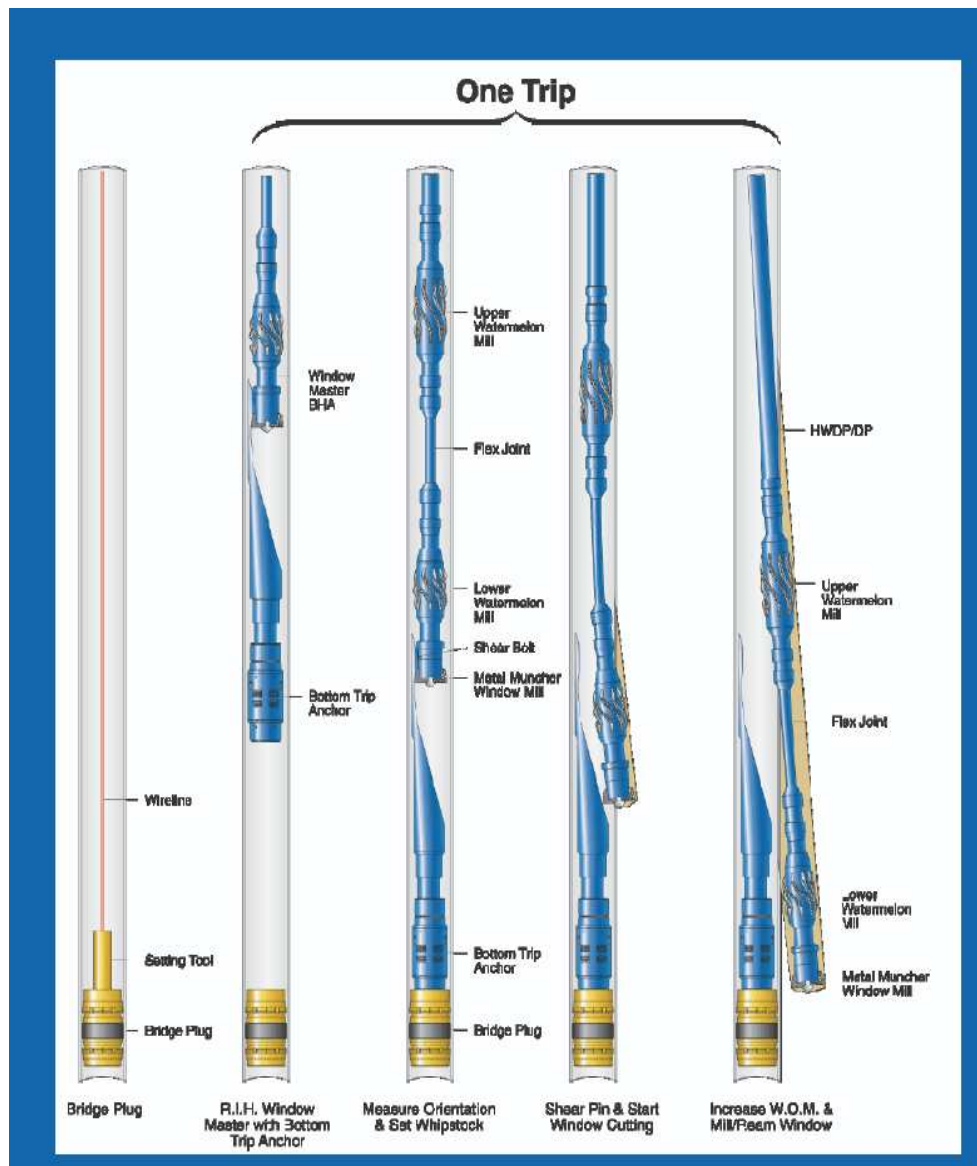
Fuente: Baker Hughes-Inteq Navi-Drill Motor Hand Book.

Como se observa en esta diapositiva este tipo de ensamblajes representa un conjunto robusto y eficiente de herramientas para la construcción de un lateral, adicionalmente, el empaque de desvío o *Whipstock*, puede ser permanente o recuperable dependiendo de la operación deseada , el tipo recuperable tiene un sistema especial de pesca lo que permite recuperarlo ya sea para recuperar acceso a la sección de pozo por debajo del KOP o con el objetivo de perforar dos o más laterales en un mismo pozo para lo cual es necesario sentar otro *whipstock* como es el caso del pozo TTRD-5 donde se construyeron dos laterales separados, uno en la formación Guadalupe y otro en la formación Barco.

Con la debida planeación y tecnología, mediante la adecuada combinación de herramientas de fondo se perfora la ventana en un viaje, a continuación se

observa de una manera sencilla la secuencia de la perforación de la ventana donde primero se sienta un empaque de fondo con *wire-line*, se baja el ensamble con el empaque de desvió (*Wipstock*), se rompen los pines para liberar adecuadamente la herramienta y se comienza con la perforación de la ventana la cual dura entre 6 y 12 horas en algunos casos.

Figura 10. Secuencia perforación de ventana.



Fuente: Baker Hughes-Inteq Navi-Drill Motor Hand Book.

5. ASPECTOS DE HSE Y CONTROL DE RIESGOS

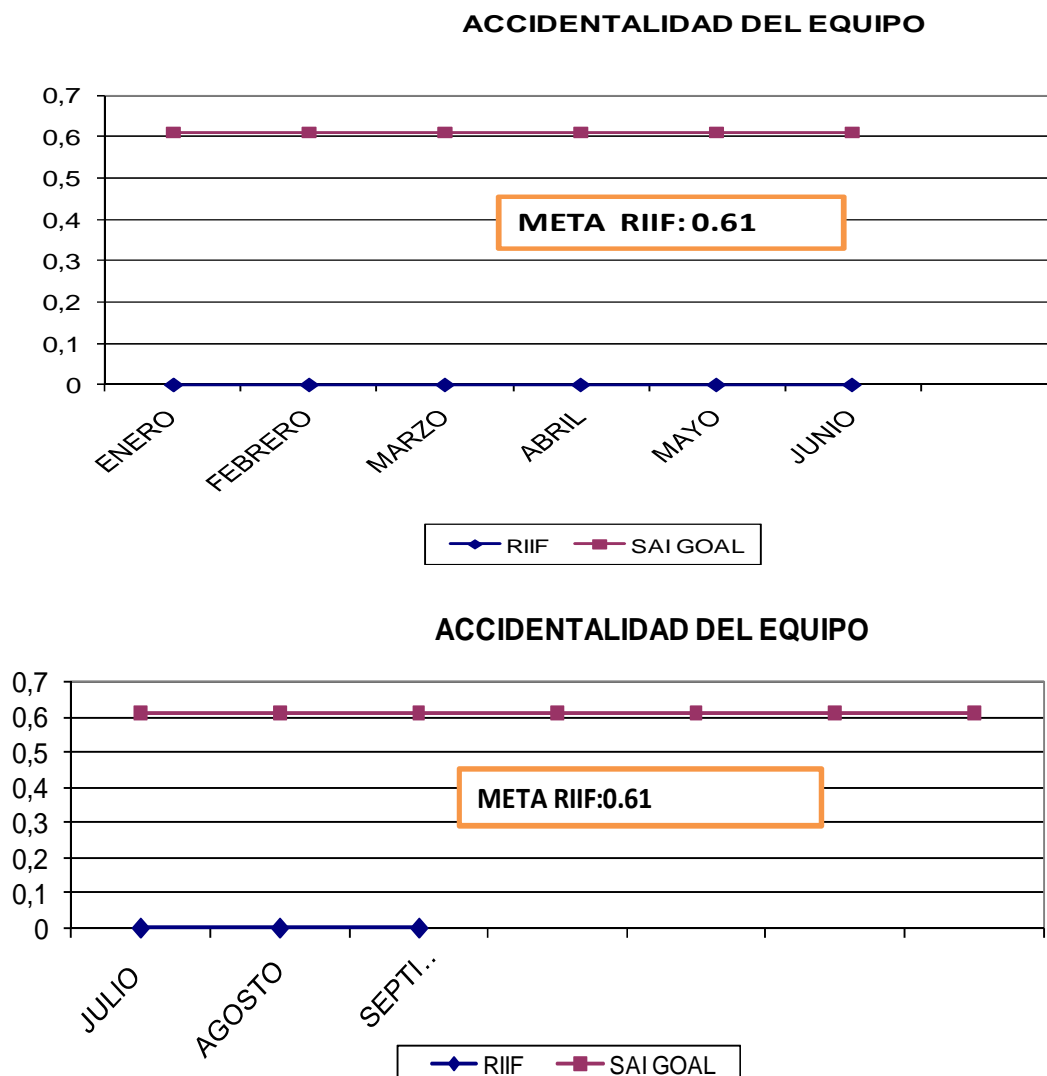
5.1 VENTAJAS DEL EQUIPO EN CUANTO A HSE

El equipo AC de 2000 HP con el que se ha desarrollado este proyecto no solo presenta ventajas desde el punto de vista de eficiencia técnica y ahorro de tiempo y costos, también presenta innumerables beneficios y reducción de los riesgos asociados a HSE como son:

- Reducción significativa del ruido, aproximadamente un 30%.
- Reducción en la exposición directa de las manos de los operadores al contar con equipos semi-automatizados, aproximadamente un 50%.
- Reducción a la contaminación causada por las emisiones de los gases de los motores al auto regular las revoluciones por minuto dependiendo de la variación de la tensión del malacate.
- Reducción de la contaminación por el asbesto de los frenos.

Todos estos factores sumados al profesionalismo y competencias del personal de operaciones y a la continuidad de los programas corporativos de HSE han hecho que hasta el momento no se presenten lecciones incapacitantes graves que afecten la continuidad del trabajo del equipo, a continuación se adjuntan dos graficas donde se muestra el comportamiento de HSE del equipo en el transcurso del año 2010:

Figura 11. Accidentalidad del equipo



Fuente: San Antonio International

Lo anterior indica que de una meta propuesta de accidentes incapacitantes con pérdida de tiempo de 0.61 propuesta para el año 2010, se logró un valor de 0.0, lo cual indica que no se presentó ningún accidente incapacitante con pérdida de tiempo en el transcurso del año.

Lo anterior quiere decir que el desempeño en HSE de este equipo comparado con equipos de perforación de similares especificaciones es superior y pone a este equipo a la vanguardia en HSE.

5.2. PROGRAMAS Y ESTADISTICAS DE HSE DEL EQUIPO

La clave del buen comportamiento de HSE del equipo a través del proyecto se debe principalmente a los siguientes factores y programas de HSE y salud ocupacional que han sido implementados:

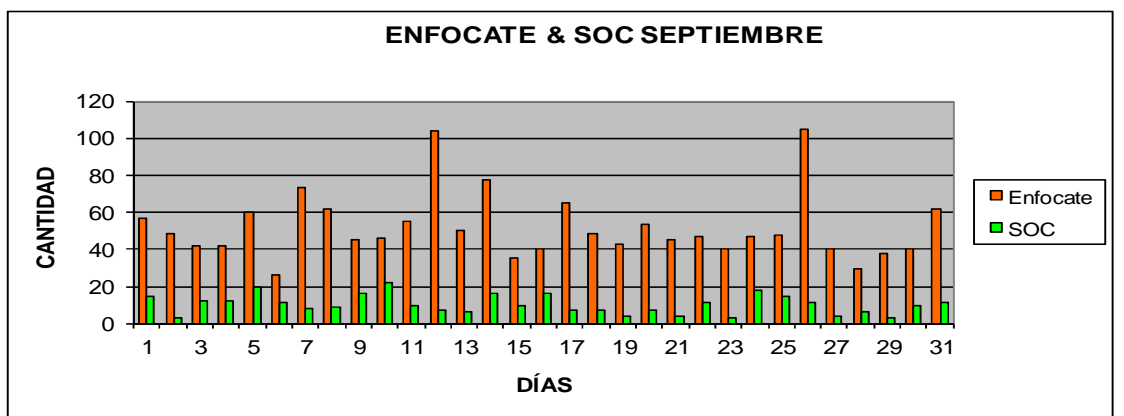
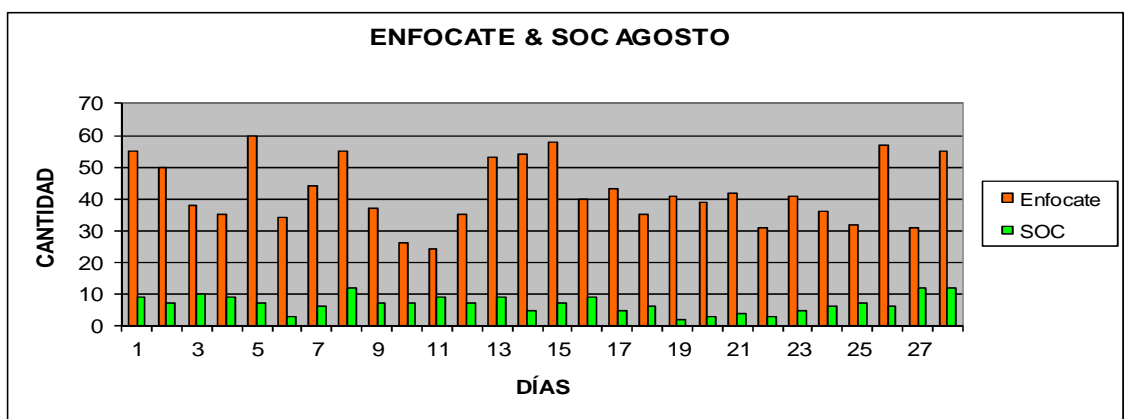
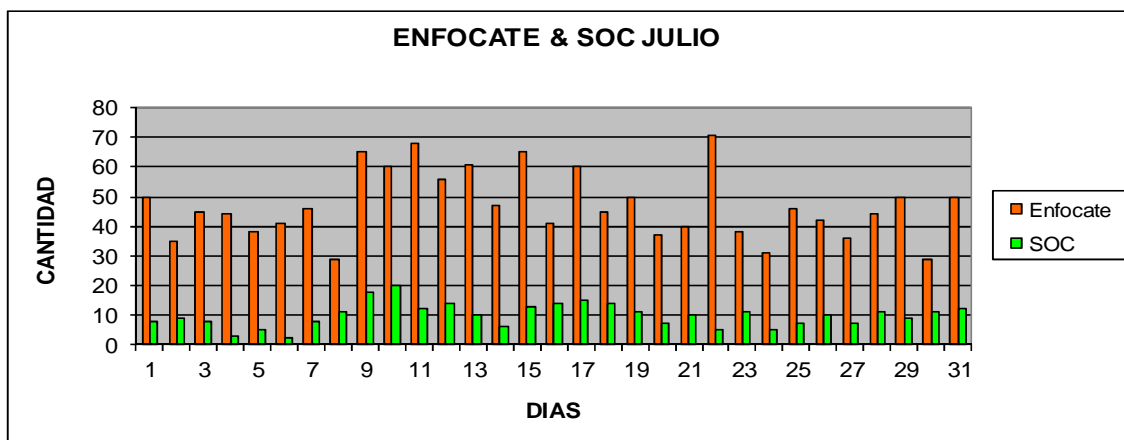
- Participación activa de supervisores y cuadrillas en los programas SOC (Observación en el trabajo), enfócate y en auditorías diarias de permisos de trabajo.
- Re-inducción al personal en planes de emergencia, sonidos de alarmas y video de inducción iniciando labores en cada pozo realizado.
- Visitas previas a localizaciones con planes de emergencia y verificación de rutas mitigando riesgos antes y durante las movilizaciones.
- Certificación de equipos y personal para operación de equipos nuevos en el taladro, verificando competencias para las tareas a realizar.
- Seguimiento al programa de RTS (Conducción segura), con descargas mensuales del dispositivos de personal externo, divulgación a conductores de normas, riesgos, planes de viaje, estándares de conducción segura.
- Aplicación de prácticas seguras de orden y aseo, trabajos con escaleras y equipo de protección personal.
- Programa de conservación auditiva: Continuación de la toma de audiometrías de control anual al 100% del personal con más de un año laborando. Controles y seguimiento de otoscopias realizadas permanentemente.
- Programa de prevención de dermatosis ocupacional: Capacitaciones sobre el uso de protección dermatológica, uso adecuado de EPP (Elementos de protección personal), verificación de puestos de trabajo, mantenimiento de diagnóstico epidemiológico actualizado mediante valoraciones y estadísticas,

actualización de MSDS, actividades de concientización y sensibilización relacionado con el auto-cuidado.

- Continuidad del ERGOCLUB, capacitaciones, valoraciones nutricionales con seguimiento, pausas laborales y ergonomía, involucrando al personal con el programa “vigía de seguridad”, en un sistema de puntos acumulables al dirigir los ejercicios de la gimnasia laboral, sesiones de ejercicios dirigidos en el gimnasio, brigada de registro de riesgo cardiovascular en el puesto de trabajo, dirigido a personal de toda la locación.
- Brigadas de Emergencia Médica: Continuación de entrenamiento (talleres prácticos) dirigido a personal San Antonio y algunas empresas contratistas.
- Continuidad del programa de valoración en aptitud física para trabajos de alto riesgo. (alturas, quincenal y espacios confinados, por cada permiso de trabajo requerido).
- Se han venido realizando remisiones para valoraciones de optometría, de las cuales ya se han enviado las fórmulas para los lentes de seguridad.

Todos estos programas, especialmente SOC Sistema de Observación y programa enfócate, cuentan con un seguimiento detallado por parte del equipo de trabajo y se puede consultar en cualquier momento dichas estadísticas como se muestra a continuación:

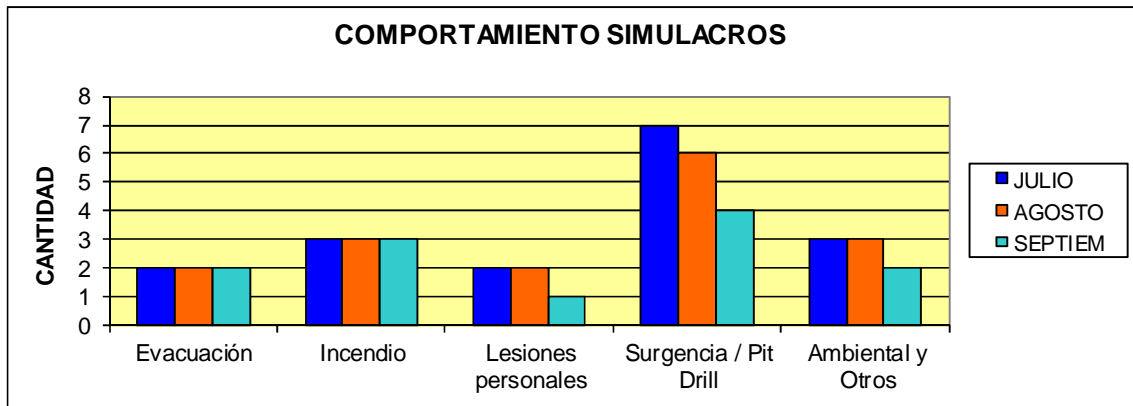
Figura 12. Programa de observación y sistema enfocate.



Fuente: San Antonio International

Para el control de Emergencias, se tiene implementado un cronograma de simulacros el cual está debidamente soportado y del cual se tiene estadísticas como se muestra en la siguiente gráfica:

Figura 13. Comportamiento de simulacros



Fuente: San Antonio Internacional


5.3. CONTROL DE RIESGOS DEL PROYECTO

Adicionalmente, durante el diseño y la planeación para cada pozo a ser perforado y completado, se realiza un análisis de riesgos técnico y operacional detallado donde se tienen en cuenta los riesgos más importantes y sus medidas de control haciendo énfasis en un ejercicio llamado NDS (*No Drilling surprises*), también se tienen en cuenta también los riesgos de tipo social y económico para cada pozo.

A continuación a modo de ejemplo, se toma en cuenta un ejercicio del TTRD5 Inyector de gas, donde se dan unas recomendaciones y medidas de control a seguir, el siguiente cuadro de análisis de riesgos se resume el ejercicio realizado en este pozo.

Mediante el ejercicio anterior se observa se llega a la conclusión de que los riesgos operativos más altos están relacionados con la incertidumbre en el cumplimiento del cronograma por las incertidumbres operativas concernientes al acceso a la zona a ser perforada previa recuperación o sentada del empaque de desvió y a la perforación de dos laterales en el pozo como objetivo principal para poder inyectar gas o producir petróleo en dos zonas diferentes Barco y Guadalupe, adicionalmente, se tiene en cuenta el alto riesgo de la perforación a través de una zona inestable llamada Los Cuervos.

Figura 14. Cuadro Resumen evaluación de riesgos

 No Drilling Surprises Assessment version 6 (01/05/02) Pre-Rollout test version																				
Well Project Name	BAG-9 TTRD Re-entry	Team members present at NDS assessment (name and role)	e.g. Well Project Manager Jose Fernando Jimenez																	
Region/Area/BU	Upstream		Drilling Engineer Edilberto Perez / Mauricio U																	
Legal well name or block	SDLA		Geologists Luis Soto																	
Stage of Project (DVA)	Appraise to Select		Geomechanics specialist Gildardo Osorio																	
Date of Assessment	7-Ago-2010		Petrophysicist																	
Well Project Manager and Team:	Jose Fernando Jimenez		Reservoir Engineer																	
BP interest:	0		Geohazards rep.																	
Partners:	Ecopetrol -Tepma		CVP Assessor																	
<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr> <td>Well(s) cost \$MM</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>Months until spud?</td> <td style="background-color: red; color: white;">1,8</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Overall score</td> </tr> <tr> <td style="background-color: green; color: white;">>90%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #90EE90;">80-90%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: yellow;">70-80%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: orange;">60-70%</td> <td style="background-color: red; color: white;">68</td> </tr> <tr> <td style="background-color: red;">50-60%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: darkred;"><50%</td> <td></td> </tr> </table>		Well(s) cost \$MM	20	Months until spud?	1,8	Overall score		>90%		80-90%		70-80%		60-70%	68	50-60%		<50%		<p>Not enough time for all work options that might be relevant for project of this scale</p> <p>Critical gaps or issues identified</p>
Well(s) cost \$MM	20																			
Months until spud?	1,8																			
Overall score																				
>90%																				
80-90%																				
70-80%																				
60-70%	68																			
50-60%																				
<50%																				
Target scores. Could decide no further work required unless critical gap identified.																				
Numerous opportunities for work items to address subsurface aspects of drilling risk, particularly in critical gaps.																				
Workflow recommendations (copied from answers written in this assessment - not an automatic report)																				
1. Data and Visualization	Final well reports, composite plugs, geomechanical assessment. BAG-9 motherbore EOWR, and Openwells Reviewed. Will also evaluate G19, GX39 on same structure. Geo review has been BAG9, BAG19, GX39 G9 only well evaluated so far Not overburden. Only reservoir drilling re-entry																			
2. Analysis and Plan	Gildardo Osorio to update stability model and revisit offset information. Drilling Reservoir section. Pore pressure information enough to reduce uncertainty down to +/- 500 psi in Guadalupe 2 Laterals (Upper Barco, Lower Guadalupe) Barco max DLS 25/100, Guad DLS 22/100 3.75" Hole size (Difficult Fishing) Requires recovery of 4.5" CT Monobore W/S																			
3. Linkage with Geohazards	Geohazard not applicable.																			

Fuente: Sub Comité Técnico Asociación Tauramena.

6. FICHA TÉCNICA DE LOS POZOS PILOTOS PERFORADOS

6.1. TTRD-1

6.1.1. Objetivos:

- Completar TTRD-1 en la zona productora de hidrocarburos para recuperar 0.29 MMSTB
- Revisar y probar tecnología TTRD en el campo Cupiagua.
- Acceso a volúmenes remanentes en la formación Mirador en el sur de la región Cupiagua, los cuales no podían ser producidos a través de pozos existentes.

6.1.2. Retos. Perforar un lateral de 5 5/8" a través de un pozo con tubería de completamiento de 7" con lateral existente por encima de la profundidad planeada para el KOP, lo que incrementaba el riesgo de pérdidas de fluido y eventos de control de pozo.

6.1.3. Resultados. Los resultados obtenidos en el Pozo TTRD-1, se observan en la tabla a continuación:

Tabla 1. Resultados TTRD-1

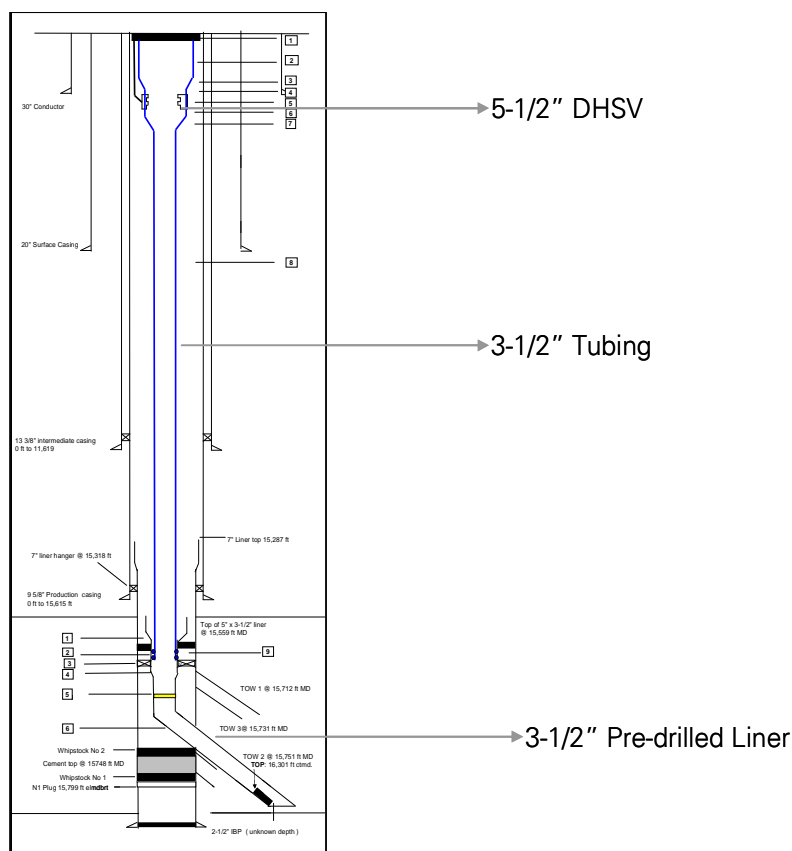
	Planeado	Actual
Duración (Días)	109	187
Costos (MUSD)	18.3	28.1
Longitud del lateral(FT)	1100	530 con broca de 4 1/8"
NPT (%)Tiempo no productivo	30%	54%

Negativos		Positivos	Lecciones aprendidas
Trayectoria de Pozo	No fue posible conseguir la trayectoria planeada. Pescado dejado en el Pozo. Durante la perforación de L3, ocurrió un sidetrack involuntario.	Tecnología TTRD probada en el campo Cupiagua la cual permite la recuperación de volúmenes de hidrocarburos remanentes.	Efectos de bloqueo por líquido, debe incluirse en la evaluación como un riesgo potencial.
Productividad de Pozo	Corte de agua más alto al esperado. Daño más alto del esperado. El Pozo no fluyo usando facilidades.		

Fuente: El autor

6.1.4 Completamiento del Pozo: Se instaló un completamiento de 3 ½" ranurado a 10 ft del fondo del pozo. El tope final del revestimiento de 3 ½" quedó a 15559 ft MD.

Figura 15. Completamiento Pozo TTRD-1



Fuente: Informe Final de Pozo. BP.

Debido a que el corte real de agua fue mayor de lo esperado, tuvo un impacto en la movilidad de gas en el yacimiento, por lo tanto, el pozo no fue capaz de fluir a la línea de flujo por sí solo, en la actualidad el pozo está en estudio para la perforación de un posible lateral por parte de Ecopetrol en la zona del Back land (Hacia el Llano, no hacia el Piedemonte)

6.2. TTRD-2

6.2.1. Objetivos. Incrementar reservas de Mirador Superior del bloque Tauramena, mediante la recuperación de 1.6 MMSTB al 2016.

6.2.1. Reto. Perforar un lateral de 4 1/8" a través de un pozo con tubería de completamiento de con tubería alcanzando DLS planeados por encima 26 deg/100

ft incrementando riesgos de pegas de tubería por geometría y problemas de trasmisión de peso sobre la broca.

6.2.2. Resultados. Los resultados obtenidos en el Pozo TTRD-2, se observan en la tabla a continuación:

Tabla 2. Resultados TTRD-2

	Planeado	Actual
Duración (Días)	61.5	88
Costos(MUSD)	13.4	18
Longitud del lateral(FT)	250	295 con broca de 4 1/8"
NPT (%) Tiempo no productivo	35%	45%
IIOR (BPPD)	2178	2185
Reservas @2016	1,6	1,0

Negativos	Positivos	Lecciones aprendidas
7 días NPT en la movilización	Alto ángulo más eficiente que los pozos Horizontales, cuando la relación Kv/Kh no es competitiva.	Soporte de inyección de gas debe ser mejor entendido
19 días NPT en perforación y completamiento	Acceso de reservas del Mirador	Alternativas en el modelo estructural deben ser generadas durante la evaluación.
No se logro la trayectoria planeada, side track fue necesario después del primer pescado	IIOR alcanzado, bajo daño inicial.	
Alta rata de declinación inicial		

Fuente: El autor

6.1.3 Completamiento Del Pozo. Se instaló un completamiento ranurado de 3 ½” 2 7/8” a 10 ft del fondo del pozo. El tope final del revestimiento de 3 ½” fue a 14360 ft MD, similar al del pozo anterior TTRD-1.

En la actualidad se ha logrado entender un poco mejor la distribución de gas en el área permitiendo atenuar la declinación hasta el 4 % en esta área, el pozo se encuentra produciendo 1000 BPPD con 25 MPCD gas.

6.3. TTRD-3

6.3.1. Objetivos:

- Obtener acceso a las reservas de la parte central de Cupiagua en Barco y Guadalupe mediante la profundización del hueco original moliendo un ensamble dejado en el pozo, esto con el objetivo de incrementar el factor de recobro en estas dos formaciones completando y probando la tecnología TTRD.
- Acceder a 0,24 MMSTB antes de julio de 2010.
- Entregar el Pozo con el mínimo de daño para incrementar la producción inicial y el total de reservas.
- Garantizar la integridad del pozo corriendo revestimiento pre-perforado, y con *coiled tubing* realizar limpieza y estimulación química.
- Terminar el pozo en la fase perforación y completamiento dentro de los costos y tiempo estimado y con la posibilidad de convertirlo en inyector de gas debido a la estrategia de distribución y barrido de fluidos de la zona.

6.3.2. Reto. Recuperar o moler un pescado existente desde la perforación original que consistía en 1/2” ft de un *mill* (carburo de tungsteno) adicionalmente durante la intervención previa a la perforación se dejó en el pozo más de 300 ft de CT.

6.3.3. Resultados. Los resultados obtenidos en el Pozo TTRD-3, se observan en la tabla a continuación:

Tabla 3. Resultados TTRD-3

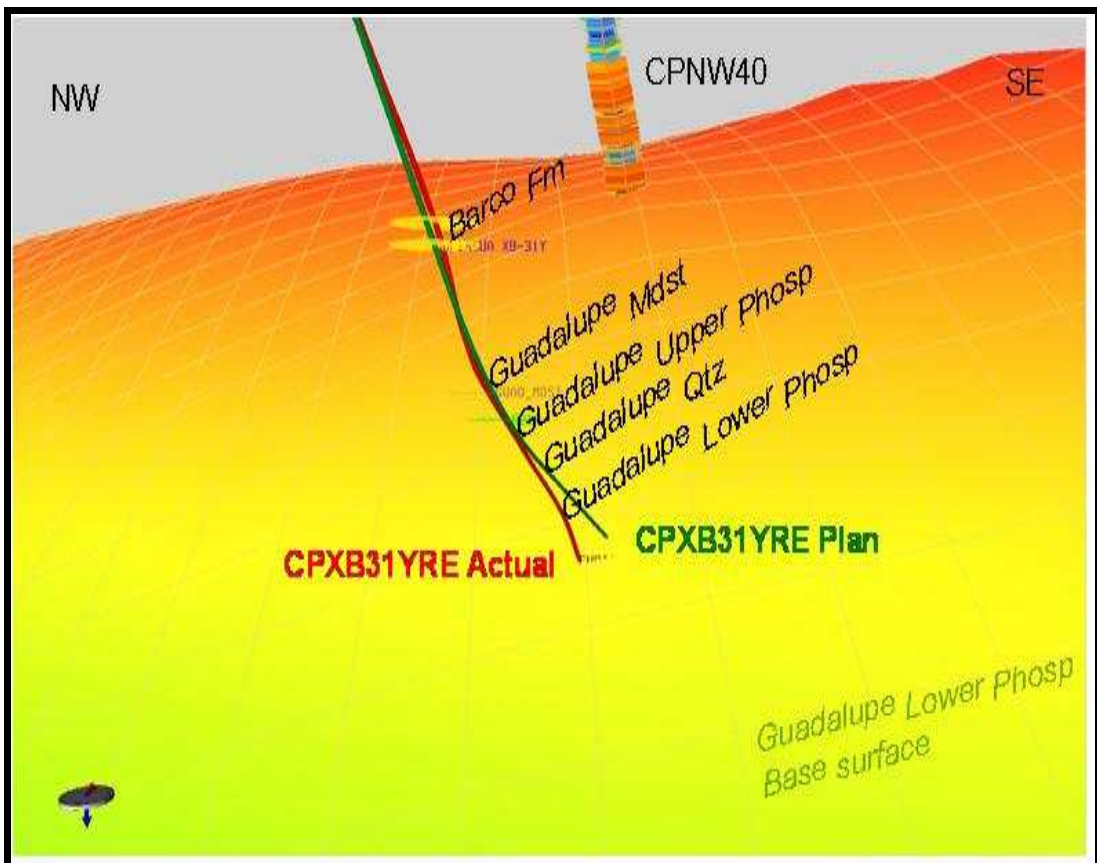
	Planeado	Actual
Duración (Días)	85	153
Costos (MUSD)	16	27
Longitud de profundización (FT)	1283	1035 con broca de 4 1/8"
NPT (%)Tiempo no productivo	16%	25%

Negativos	Positivos	Lecciones aprendidas
Pega con el <i>Coiled Tubing</i> , lo que acarrió un pescado: 6.000 barriles de agua se bombearon en Mirador para controlar el pozo durante las operaciones de pesca.	Rendimiento en la perforación.	Las contingencias deben ser analizadas en un completo análisis de riesgo.
GOR en Barco / Guadalupe inferior a lo esperado. Afectó drásticamente el levantamiento del pozo.	Dos formaciones fueron perforadas.	
Formación Mirador fue considerado como de contingencia para el suministro de gas para el levantamiento.	Molida de un ensamble de tungsteno dejado en el pozo original.	

Fuente: El autor

6.3.4. Trayectorias Obtenida Vs, Planeada. Con esta figura, se quiere mostrar la relación entre la trayectoria planeada y obtenida en el pozo TTRD-3.

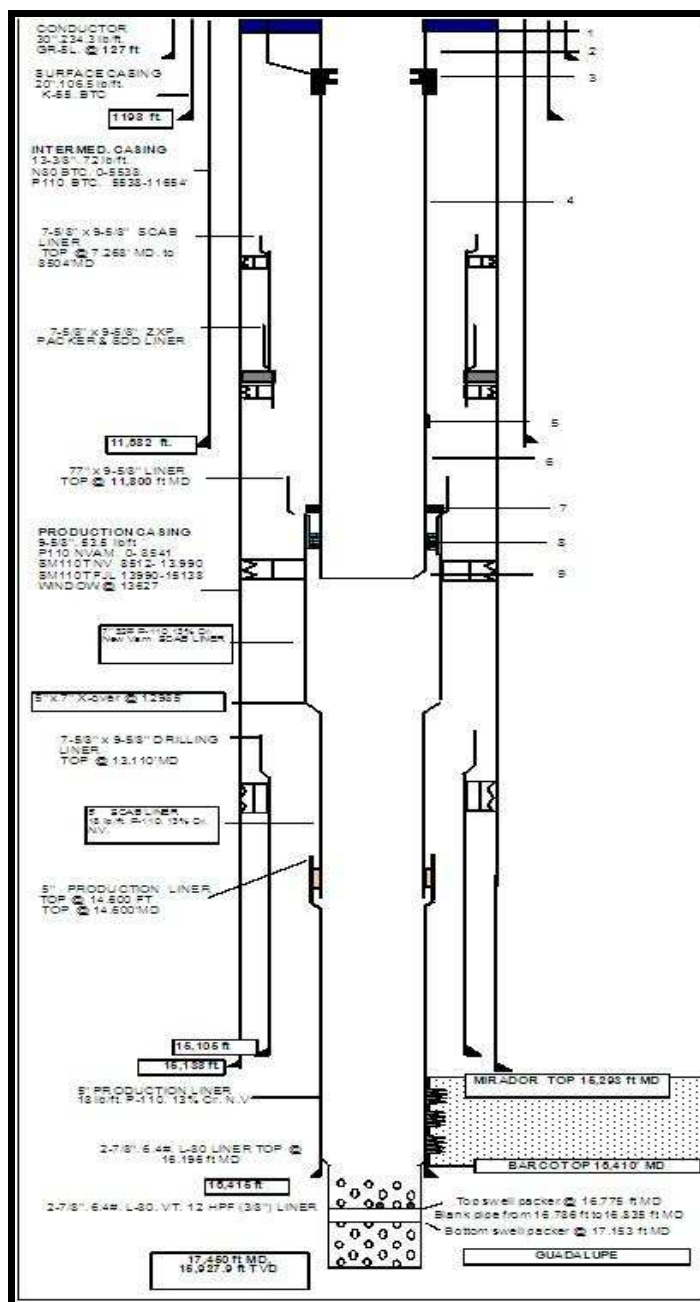
Figura 16. Trayectoria Pozo TTRD-3



Fuente: Informe Final de Pozo. BP.

6.3.5. Completamiento del Pozo Ttrd-3. Se instaló un revestimiento ranurado de 2 7/8" con dos *swell packers* y *blank joints* a través de *Guadalupe mudstone*. Tope Del liner a 16169 Ft.

Figura 17. Completamiento Pozo TTRD-3



Fuente: Informe Final de Pozo. BP.

Aunque por las razones anteriormente expuestas el pozo no fluyo, este trabajo constituyó un reto tecnológico alto por permitir la molida de un ensamble de

tungsteno dejado en el pozo original y por permitir la profundización en las formaciones Barco y Guadalupe, las cuales no se habían alcanzado con esta tecnología.

En la actualidad, por estrategia del yacimiento el pozo está siendo convertido a inyector de gas para el mejoramiento del barrido de hidrocarburos en el área.

6.4. TTRD-4

6.4.1. Objetivos:

- Completar el pozo en las zonas de Barco y Guadalupe en la región de Cupiagua Central para recuperar 0,27 MMSTB de reservas.
- Completar el pozo y probar la tecnología TTRD en el Campo Cupiagua.
- Acceso a los volúmenes remanentes de Barco y Guadalupe en la región central de Cupiagua que no ha sido producida.
- Terminar el lateral con el menor daño para incrementar la producción inicial, y así incrementar los volúmenes totales recuperados.
- Entregar el pozo en la etapa de perforación y completamiento dentro de los costos y tiempos planeado.
- Perforar dos formaciones incluyendo formaciones complicadas de altas pérdidas de fluídos (*long mudstone*) desde un pozo original.

6.4.2. Reto. Profundizar un pozo en un diámetro de 3 3/4" a más de 14500 ft de profundidad a través de un pozo con tubería de completamiento de 4 1/2", lo que implicaba limitaciones de hidráulica y peso sobre la broca.

6.4.3. Resultados. Los resultados obtenidos en el Pozo TTRD-4, se observan en las tablas a continuación:

Tabla 4. Resultados TTRD-4

	Planeado	Actual
Duración (Días)	60	77
Costos	14,2	13,7
Longitud de profundización (FT)	1160	1066 con broca de 3 ¾"
IIR (BPPD)	1500	1100
NPT	13%	15%

Negativos	Positivos	Lecciones aprendidas
Perdidas de lodo, 2500 BBL de lodo se perdieron.	Excelente rendimiento en perforación y completamiento. Uso exitoso de ensambles de 3 ¾"	La calidad de roca en Cupiagua se mantiene como una de las más altas incertidumbres
Daño inducido en la zona de mayor productividad. (Presencia de carbonato de calcio, virutas de metal y emulsión)	Buenas propiedades de los fluidos de perforación y completamiento.	
KH Potencial sobreestimado		

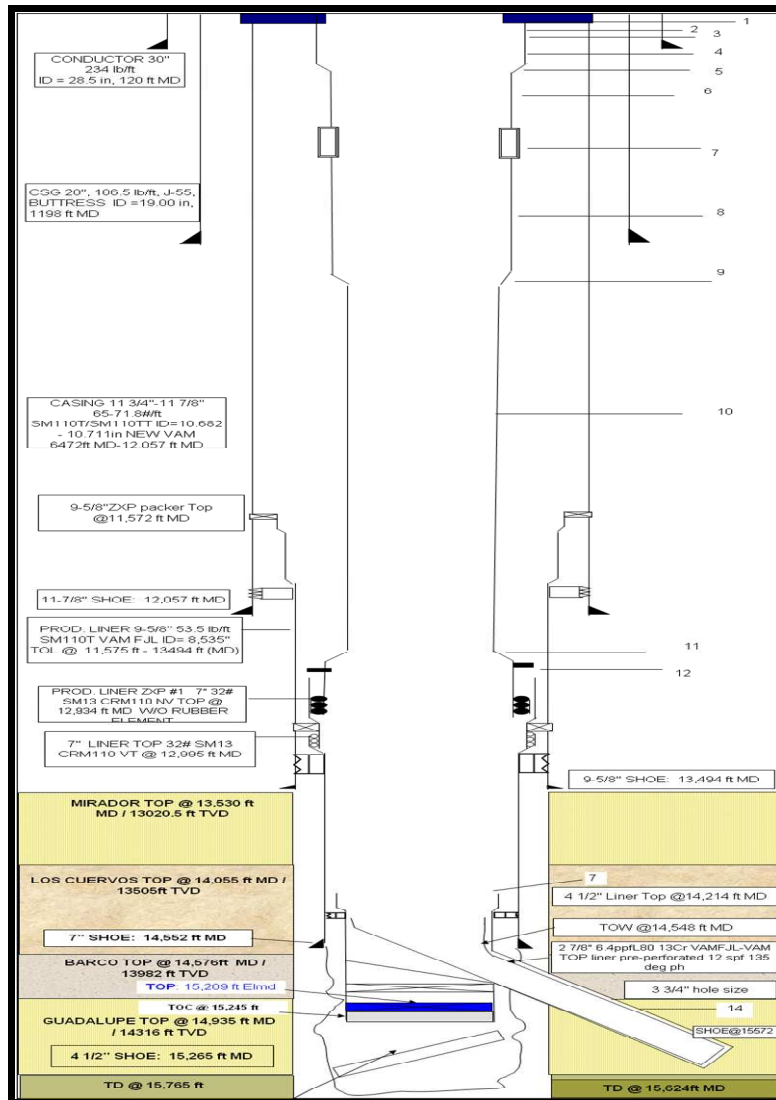
Fuente: El autor

Cabe resaltar que este fue el primer proyecto de la tecnología donde se uso exitosamente por primera vez ensambles de 3 ¾", adicionalmente mediante la combinación acertada de herramientas de fondo se consiguieron ratas de

perforación hasta ahora no alcanzadas y se realizaron dos corridas con turbinas de aproximadamente 250 ft cada una.

6.4.4. Completamiento del Pozo

Figura 18. Completamiento Pozo TTRD-4



Fuente:

6.5. TTRD-5

Con el ánimo de compensar el impacto producido en el Yacimiento por las ventas adicionales de gas en Cusiana y buscar la mejor distribución y barrido del mismo entre las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe, se realizaron tres trabajos en 3 pozos inyectores de gas, concernientes a optimizar dicha inyección de gas.

6.5.1. Objetivos:

- Recuperar en el caso más probable 1.17 MMSTB @2019. Estas reservas están siendo recuperadas a través de 2 pozos productores de aceite.
- Completar TTRD-5 como un inyector de gas y asegurar la inyectividad, tanto en las formaciones Barco y Guadalupe.
- Recuperar el acceso completo a la zona de hidrocarburos original en Guadalupe a través de la pesca o la perforación de un *sidetrack*.
- Reducir el riesgo de disminuir reservas de Barco y Guadalupe en 2 de los Pozos asociadas a la pérdida de inyección de gas en estos pozos.
- Entregar el pozo en la etapa de perforación y completamiento dentro de los costos y tiempo planeado.
- Continuar desarrollando la tecnología TTRD recuperando el *whipstock* desde el lateral del Barco.

6.5.2. Reto. Perforar dos laterales en un mismo pozo en diferentes yacimientos con diámetros de broca de 3 3/4" posibles pérdidas de fluido por la diferencia en la presión de poro entre las formaciones. Adicionalmente era la primera vez que en este proyecto se intentaba recuperar un *whipstock*.

6.5.3. Resultados. Los resultados obtenidos en el Pozo TTRD-5, se observan en las tablas a continuación:

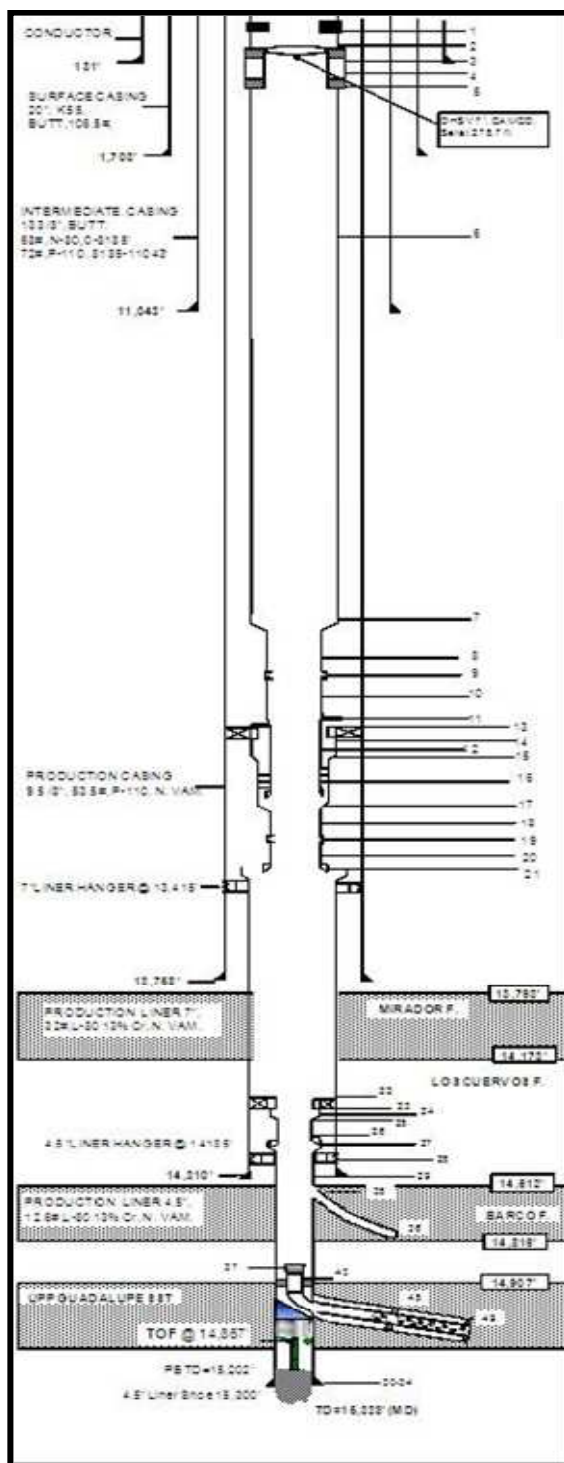
Tabla 5. Resultados TTRD-5

	Planeado	Actual
Duración (Días)	75	58
Costos	14.3	11.5
Longitud lateral Barco y Guadalupe	230 ft en Barco y opcional Guadalupe	210 ft en Barco y 257 ft en Guadalupe
NPT	17%	26%

Negativos	Positivos	Lecciones aprendidas
Baja inyectividad inicial en Barco, lateral en más corto de lo planeado.	Estrategia de perforar dos laterales desde un mismo pozo genero ahorros en costos y tiempo.	La evaluación debe considerar los posibles cambios en las condiciones iniciales de los pozos productores (BAGX39)
Mayor inyección en Mirador a la esperada lo que resulto en menos inyección en Barco.	La recuperación de <i>Whipstock</i> y completamiento del pozo significa avance en el desarrollo de la tecnología.	
	Inyección en Barco incremento de 13% al 31% con el lateral. La producción incremento de 200 a 476 BOPD.	
	Mejor perfil de inyección en Guadalupe, cubriendo secciones más profundas}	
	En PLT se confirma más producción de aceite de Guadalupe por GOR, pero se espera un rápido <i>breakthrough</i> de gas. Producción de 200 a 291 BOPD.	

Fuente: El autor

Figura 20. Completamiento Pozo TTRD-5



Fuente: Informe Final del Pozo TTRD-5

6.6. TTRD-6

6.6.1. Objetivos:

- Recuperar en el caso más probable 1.24 MMSTB @2019. Estas reservas están siendo recuperadas a través de 2 de los pozos productores de aceite.
- Asegurar una inyectividad en las formaciones Los Cuervos y Barco con una rata de 35 a 40 MPCD gas.
- Disminuir y suspender la inyección en la formación Mirador.
- Entregar el pozo en la etapa de perforación y completamiento dentro de los costos y tiempo planeado.

6.6.2. Reto. Profundizar un pozo en un diámetro de 4 1/8" a través de 2 formaciones con una alta diferencia de presión de poro (Los Cuervos - Braco) haciendo necesario perforar con un peso de lodo de 9.2 toda la sección, es decir un *overbalance* de más de 1500 psi.

6.6.3. Resultados. Los resultados obtenidos en el Pozo TTRD-6, se observan en las tablas a continuación:

Tabla 6. Resultados TTRD-6

	Planeado	Actual
Duración (Días)	75	58
Costos	14.3	11.5
Longitud lateral Los Cuervos y Barco	667 ft en Cuervos y Barco	325 ft en Cuervos y 229 ft en Barco
NPT	17%	22%

Continuación Tabla 6. Resultados TTRD-6

Negativos	Positivos	Lecciones aprendidas
Daño en el top drive del equipo	Estrategia de perforar por primera vez a través de La Formación Los Cuervos (Inestable).	Combinaciones eficientes de los ensamblajes de fondo y excelentes condiciones de control de pérdidas o ganancias en Los Cuervos.
	Excelente ROP se alcanzó una rata de 7-8 PPH y se perforó el intervalo en un solo viaje.	
	Excelente combinación de motores de baja velocidad y brocas PDC	

Fuente: El autor

6.6.4. Completamiento del pozo. Revestimiento ranurado de 2 7/8" 6.4 # (Con 2 X 3.875" *Swell Packers* y SC2 *Liner top packer*). Similar al pozo TTRD3.

6.7. TTRD-7

6.7.1. Objetivos:

- Recuperar en el caso más probable 0.94 MMSTB @2019. Estas reservas están siendo recuperadas a través de 2 de los pozos productores de aceite.
- Asegurar una inyectividad en las formaciones Los Cuervos y Barco con una rata de 35 a 40 MPCD gas.
- Disminuir y suspender la inyección en la formación Mirador.
- Entregar el pozo en la etapa de perforación y completamiento dentro de los costos y tiempo planeado.

6.7.2. Retos. Profundizar un pozo en un diámetro de 4 1/8" a través de 2 formaciones con una alta diferencia de presión de poro (Los Cuervos - Braco) haciendo necesario perforar con un peso de lodo de 9.2 ppg toda la sección, es decir un *overbalance* de más de 1200 psi.

6.7.3. Resultados. Los resultados obtenidos en el Pozo TTRD-7, se observan en la tabla a continuación:

Tabla 7. Resultados TTRD-7

	Planeado	Actual
Duración (Días)	75	58
Costos	14.3	11.5
Longitud lateral Los Cuervos y Barco	460 ft en Cuervos y Barco	454:308 ft en Cuervos y 146 ft en Barco
NPT	17%	22%

Negativos	Positivos	Lecciones aprendidas
Dificultad para la corrida del revestimiento de inyección	Estrategia de confirmar la perforación a través de La Formación Los Cuervos (Inestable).	Se logro la recuperación del empaque tipo MPBT.
	Excelente ROP, continuó a una rata de 7-8 PPH y se perforó el intervalo en un solo viaje.	
	Excelente combinación de motores de baja velocidad y brocas PDC	

Fuente: El autor

6.7.4. Completamiento del pozo. Revestimiento ranurado de 2 7/8" 6.4 # (Con 2 X 3.875" *Swell Packers* and SC2 *Liner top packer*). Similar al pozo TTRD3.

7. COMPARACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LAS ACTIVIDADES PLANEADAS VS. EJECUTADAS

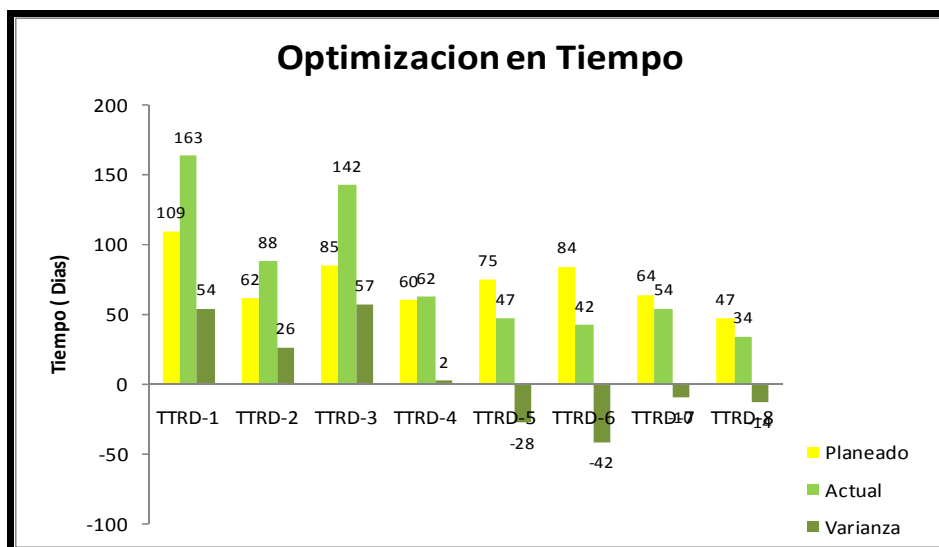
Una vez conformado el grupo multidisciplinario y previa aprobación en el año 2007 se arrancó el proyecto, con un piloto de 5 pozos, sin embargo, el primer pozo se perforo en el 2008.

Cabe anotar que este proyecto no se sancionó con una promesa de valor específica en cuanto a reservas y recuperación de Hidrocarburos se refiere, por lo tanto las evaluaciones económicas no se han completado; adicionalmente, varios de los pozos perforados han sido laterales en inyectores de gas los cuales benefician y mejoran el barrido de las formaciones a través de pozos productores a largo plazo; por esta razón, estas evaluaciones todavía no se han realizado.

Hasta el momento se han perforado 8 pozos con esta tecnología y son muchas las lecciones aprendidas en los aspectos técnicos, operativos, económicos y de HSE que se han obtenido durante este tiempo, adicionalmente la curva de aprendizaje ha sido admirable en cuanto al rendimiento de eficiencias y tiempos en las corridas de los ensambles de fondo.

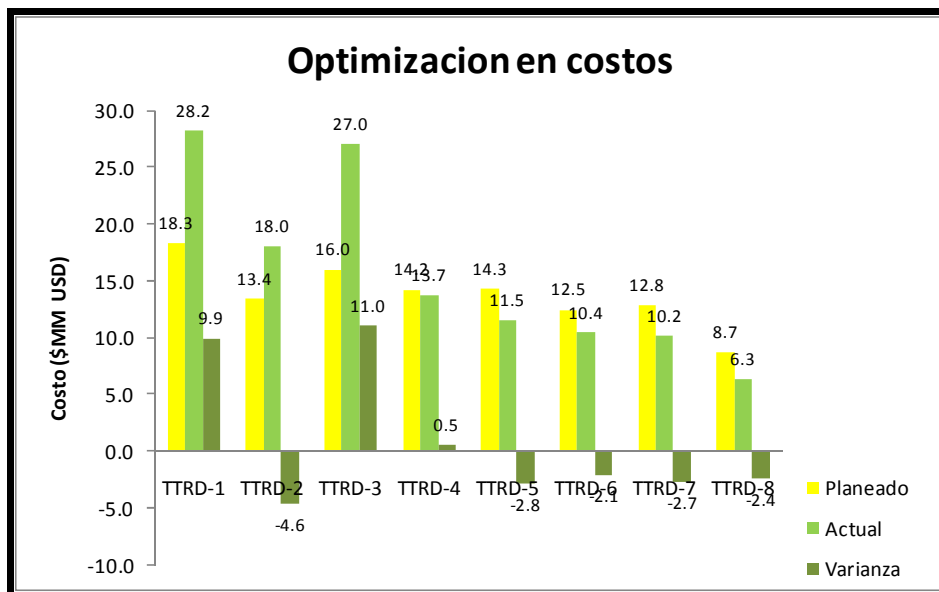
En las graficas se observa como se ha logrado optimizar en tiempos y costos en el desarrollo del proyecto de laterales a través de pozos revestidos (con tubería de producción instalada) en Cusiana y Cupiagua en las Asociaciones Cusiana, Cupiagua y Piedemonte.

Figura 21. Optimización en Tiempo en los TTRD



Fuente: Sub Comité Técnico Asociación Tauramena y Rio Chitamena. Noviembre 2010.

Figura 22. Optimización en Costos en los TTRD



Fuente: Sub Comité Técnico Asociación Tauramena y Rio Chitamena. Noviembre 2010.

Estos ahorros en costos y tiempos se han logrado gracias a la optimización en tres aspectos fundamentales:

GENTE:

A través del desarrollo del proyecto se ha logrado formar un equipo de gente con las competencias y el compromiso para llevar a cabo cada una de las actividades que implican la perforación de un Pozo TTRD, desde el nivel directivo hasta el nivel operativo, entre otras se resaltan las siguientes características de este personal:

- Personal Competente (La mejor gente en el lugar correcto)
- Personas Proactivas que van un paso adelante
- Compromiso y sentido de pertenencia por el proyecto
- Escuchan y saben comunicar ideas y sugerencias
- Buena comunicación Equipo – Oficina – Contratistas
- Continuidad en compañías contratistas
- Capacidad para aceptar y manejar el cambio

PROCESO:

Durante el proyecto se ha tenido en cuenta los riesgos sociales, ambientales y técnicos, los cuales se han mitigado mediante los análisis de riesgos y la implementación de barreras y controles adecuados para cada actividad de la perforación TTRD.

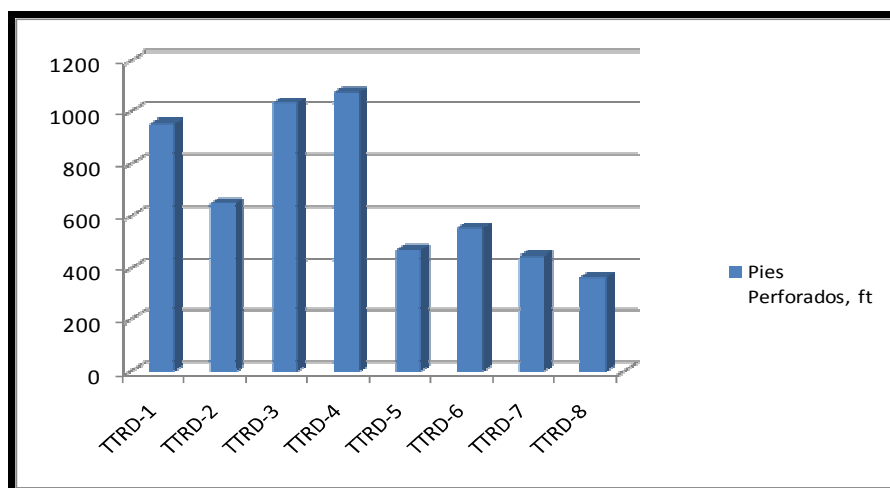
- HSE como prioridad en la operación
- Planeación: Participación e interacción de todo el equipo Taladro – Oficina (Perforación y Subsuelo) - Contratistas
- Continuidad de reuniones operacionales continuas

- Teniendo en cuenta siempre las lecciones aprendidas
- Procedimientos claros y estandarizados (Continuidad)
- Identificación, evaluación e implementación de nuevos retos como parte del proceso de mejoramiento continuo
- Buena logística y coordinación Equipo – Oficina (Perforación y Subsuelo) – Contratistas
- Elaboración de programas pre-operacionales detallados y revisión con el Equipo antes de la ejecución de la operación

EQUIPOS:

El desarrollo del proyecto como una prueba de tecnología ha llevado al uso y desarrollo de nuevas herramientas, fluidos y equipos, en las siguientes graficas se observa cómo se han obtenidos mejoras en aspectos como pie perforado, uso de BHA (sartas de trabajo) y mejoramiento en la rata de perforación.

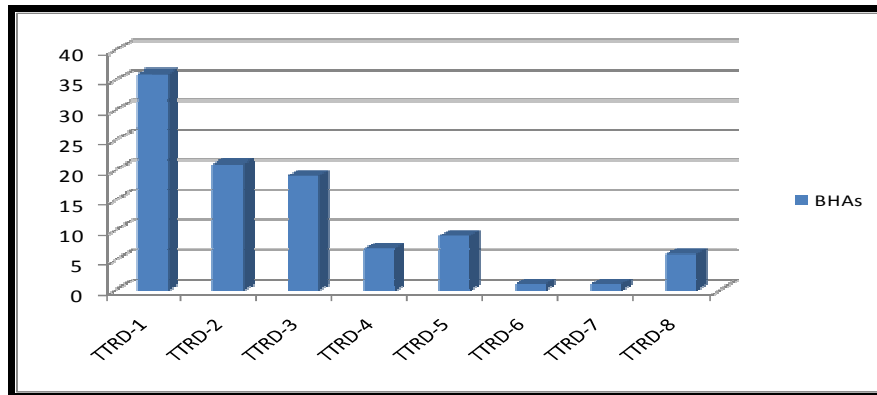
Figura 23. Optimización en Pies Perforados



Fuente: El autor

La longitud efectiva de los laterales ha variado entre 300 y 1000 ft dependiendo de los objetivos buscados y las formaciones de interés durante la perforación.

Figura 24. Optimización BHAs (sartas de perforación utilizadas)

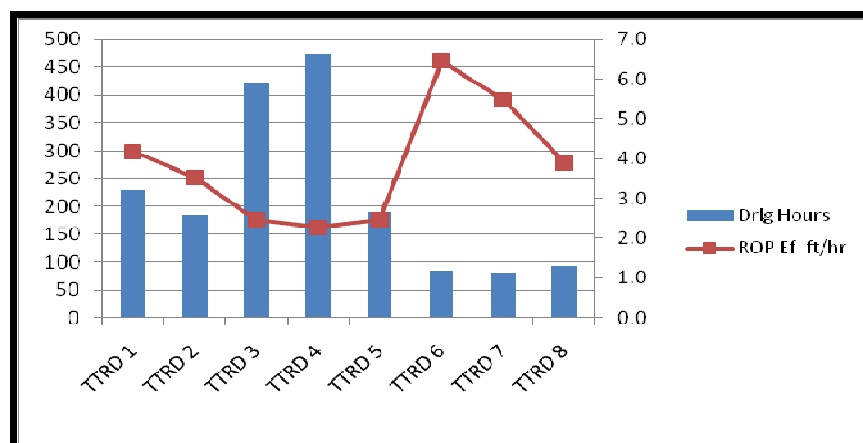


Fuente: El autor

La disminución en el número de ensambles de fondo por pozo, conlleva a una optimización de costos y tiempos de la operación, adicionalmente se reduce el riesgo de HSE por disminuir el tiempo de exposición del personal con las herramientas.

La combinación adecuada de las herramientas de fondo especialmente el tipo de brocas con los motores de fondo ha mejorado las ratas de perforación y de esta manera se han obtenido eficiencias en pie perforado cercanas a 7 FT/Hora.

Figura 25. Rata de Perforación.



Fuente: El autor

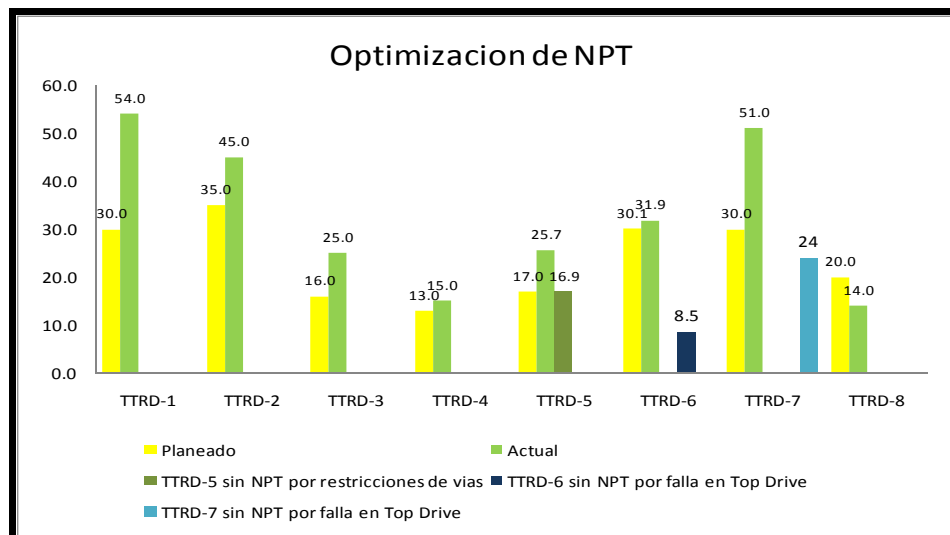
La combinación adecuada de las herramientas de fondo especialmente el tipo de brocas con los motores de fondo ha mejorado las ratas de perforación y de esta

Otros de los aspectos a resaltar para estos ahorros:

- Uso de nuevas tecnologías: empaques de completamiento, brocas, fluidos de perforación, motores etc.
- Excelente soporte por parte de las compañías contratistas tanto en oficina como en el Equipo.
- Buenas rutinas de mantenimiento.
- Mejoramiento continuo e innovación.

Así mismo se ha logrado optimizar los tiempos no productivos en las operaciones, en la siguiente grafica se observa el detalle de esta optimización, en los Pozos TTRD-5, TTRD-6 y TTRD-7 se presento pérdida de tiempo por razones ajenas a la operación.

Figura 26. Optimización en NPT en los TTRD



Fuente: Sub Comité Técnico Asociación Tauramena y Rio Chitamena. Noviembre 2010.

Como se puede ver en las gráficas anteriores el mejoramiento continuo ha sido la constante en este proyecto y los indicadores de costos, duración de los trabajos y pérdidas de tiempo así lo reflejan pasando de 28 MUSD en el primer pozo a un costo promedio de los últimos trabajos de 10 MUSD, en cuanto a tiempos de ejecución se ha pasado de 30 a 15 días aproximadamente y desde el punto de vista de pérdidas de tiempo se ha tenido una reducción en los tiempos perdidos del 50% al 20% en promedio sin tener en cuenta los tiempos perdidos por circunstancias ajenas a la operación como lo son paros de la comunidad y restricciones de las vías por mal tiempo y festividades de fin de año.

En cuanto a la recuperación de reservas, aunque la recuperación de las reservas no ha estado de acuerdo a lo esperado, más por el comportamiento de los pozos y las Formaciones complejas de estas estructuras que por problemas operativos, en los 2 últimos pozos se han obtenido producciones incrementales de 1000 BOPD aproximadamente y se ha mejorado sustancialmente la distribución del gas de inyección en el área de Cusiana donde si no se realiza ningún trabajo la declinación esta por el orden del 5 % mensual.

Con base en la curva de aprendizaje obtenida hasta el momento en este proyecto, también se pretende estandarizar las operaciones, buenas prácticas concernientes a mejorar la eficiencia del equipo y los procedimientos empleados para los diferentes tipos de trabajos realizados con el mismo.

7.1. PARAMETROS EVALUACION FINANCIERA

Este proyecto se avalo y sancionó como una prueba piloto y por lo tanto no existió compromiso de entrega de producción incremental en los primeros 5 pozos por constituir un proyecto de este tipo, sin embargo, y dado que de los últimos pozos perforados tres han sido inyectores de gas y que su beneficio completo puede ser

visto en aproximadamente seis meses, se están realizando actualmente las evaluaciones económicas respectivas las cuales serán concertadas entre el operador y Ecopetrol en el 2011.

A continuación se muestra un ejemplo de la manera como se realizan estas evaluaciones financieras para cada pozo donde a partir de los perfiles de producción del pozo se realiza dicha evaluación:

Parámetros:

Precios: WTI largo plazo 50 US\$/BL flat, con ajustes por calidad y transporte

Tasa de descuento: 11.1%

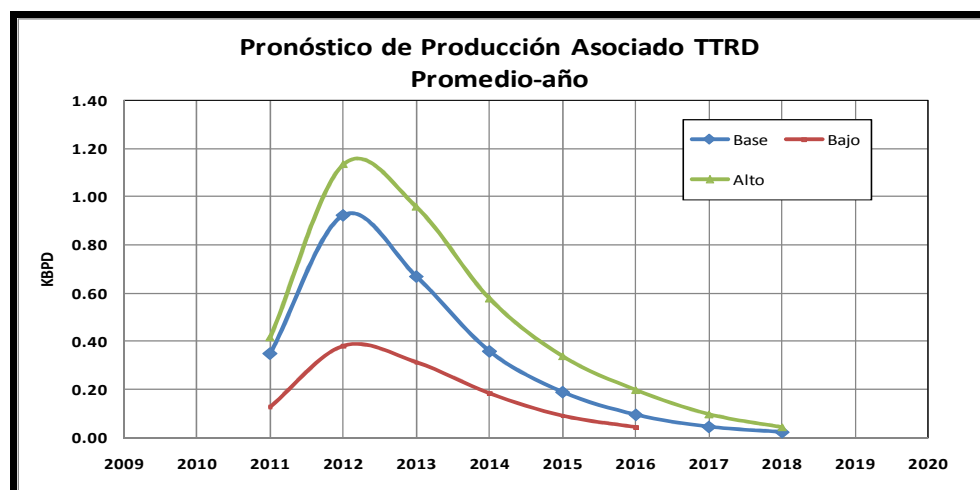
Producción, Opex y Regalías: Según contrato de asociación.

Tabla 8. Reservas Estimadas

RESERVAS ESTIMADAS						
AÑO	OIL RATE - ECOPEPETROL (KBOPD)			OIL RATE - BP (KBOPD)		
	P(10)	P(50)	P(90)	P(10)	P(50)	P(90)
Reservas (MSTB)	1.375	0.970	0.412	1.32	0.94	0.41

Fuente: Departamento de gestión y crecimiento. GNO

Figura 27. Perfil de producción.



Fuente: Departamento de gestión y crecimiento. GNO

Tabla 9. Inversiones CAPEX

INVERSIONES			
OPERACIONES	Perforación	2010	2011
	M US\$	M US\$	M US\$
Movilización	1.20	1.20	0.00
Drilling	6.50	6.50	0.00
Completamiento	1.30	1.30	0.00
WIT	1.10	1.10	0.00
TOTAL	10.10	10.10	0.00
PROYECTOS			
Proyectos	0.40	0.40	0.00
Allocation- P&O	1.01	1.01	0.00
TOTAL	1.41	1.41	0.00
TOTAL INVERSIONES +iva	11.510	11.510	0.000

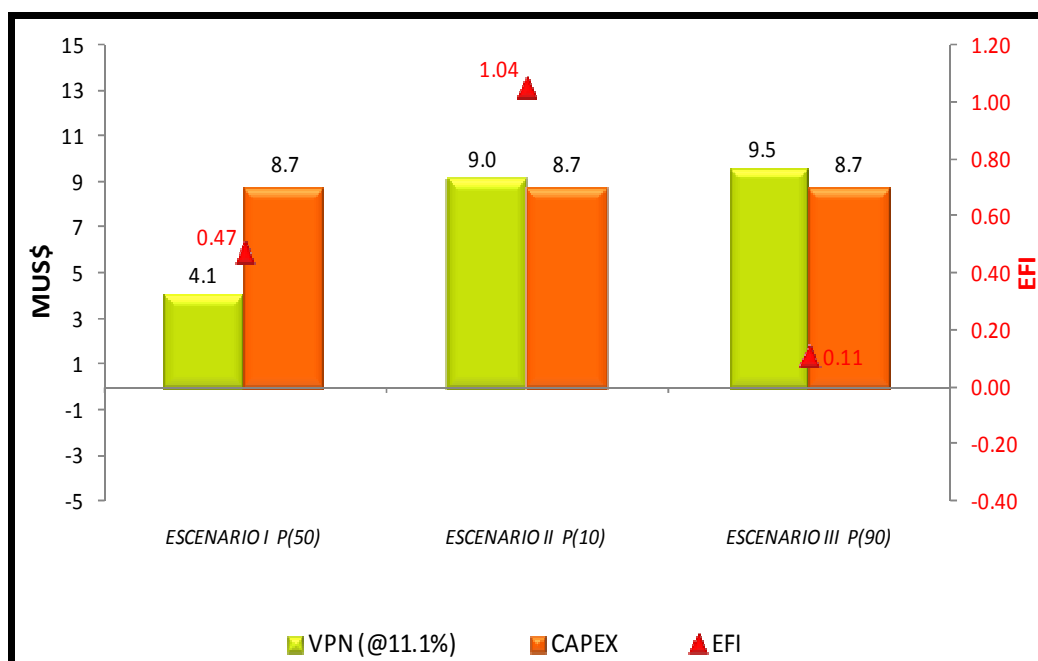
Fuente: Departamento de gestión y crecimiento. GNO

Tabla 10. Gastos

GASTOS (Costos)				
AÑO		Variables (US\$/Bbl)	Costo de procesamiento	Costos fijos (KUS\$)
		Tarifa de Transporte		Pruebas de pozos y surveillance
2010	0.00	3.43	3.46	100.0
2011	0.35	3.43	3.46	100.0
2012	0.92	3.43	3.46	100.0
2013	0.67	3.43	3.46	100.0
2014	0.36	3.43	3.46	100.0
2015	0.19	3.43	3.46	100.0
2016	0.10	3.43	3.46	100.0
2017	0.05	3.43	3.46	100.0
2018	0.02	3.43	3.46	100.0
2019	0.00	3.43	3.46	100.0
2020	0.00	3.43	3.46	100.0
2021	0.00	3.43	3.46	100.0
2022	0.00	3.43	3.46	100.0

Fuente: Departamento de gestión y crecimiento. GNO

Figura 28. Resultados evaluación económica.



Fuente: Departamento de gestión y crecimiento. GNO

Para este caso específico se puede observar que para un escenario P50 el VPN del pozo con una inversión de 8.7 MUSD es de 4.1MUSD, cabe resaltar, que para este caso específico el operador había planeado gastar 11.5 MUSD de los cuales solo gasto 8.7 MUSD por reducción y optimización de costos, por otro lado también se mide la eficiencia del capital la cual para este caso con un P50 es de 0.41.

De lo anterior se concluye que una vez concluyó el piloto de los 5 pozos, los pozos restantes deben ser evaluados individualmente para tener la seguridad de que el proyecto continuará siendo viable.

8. CONCLUSIONES.

Este proyecto ha constituido un reto tecnológico, en el transcurso del mismo se ha incrementado la dificultad y el grado de riesgo de los pozos que han sido perforados, sin embargo, se han cumplido satisfactoriamente los objetivos y retos propuestos en el mismo, aumentando la promesa de valor de los campos y materializando algunos proyectos que con perforación convencional de nuevos pozos no son viables económicamente.

La relevancia de esta tecnología ha sido el hecho de perforar con éxito laterales a través de pozos revestidos existentes mediante el uso de herramientas de fondo de diámetro pequeño tipo "*Slim hole*" normalmente usadas en operaciones de *Coiled tubing* y alta tecnología con diámetros no superiores a 3 1/8" especialmente adaptadas para este proyecto, a profundidades mayores a 14000 ft en rocas de alta compresibilidad.

Gracias al entrenamiento del personal del equipo, las competencias y al seguimiento detallado de los programas implementados de HSE en el equipo, el proyecto ha mostrado unos indicadores de HSE que reflejan un compromiso y mejoramiento continuo en este tema, lo que demuestra que aunque la tecnología y equipos para un proyecto sean nuevos, es posible alcanzar y superar las metas propuestas de HSE.

Comparando los costos de un pozo convencional con un lateral se tienen disminuciones y ahorros significativos los cuales incluyen el aprovechamiento de un pozo existente hasta el punto de desvió, el uso de locaciones, vías de acceso y tuberías ya construidas. Todo lo anterior refleja una amplia diferencia a favor de este proyecto que en algunos casos llega a ser de más del 800% en incremento de costos comparado con un pozo nuevo exploratorio en Piedemonte,

adicionalmente se disminuye el riesgo en cuanto a las reservas las cuales en la mayoría de los casos ya han sido probadas con anterioridad.

Este proyecto no solo puede ser usado para la recuperación de Hidrocarburos en pozos productores e inyectores de gas, con base en las nuevas regulaciones para disposición de aguas residuales, también es viable usar este proyecto para perforar laterales con el objetivo de inyectar agua de disposición a través de pozos existentes disminuyendo el costo por la perforación de un pozo nuevo.

Por todas estas razones se ha visto que el proyecto TTRD (Laterales a través de pozos revestidos) manejado de manera integral presenta una gran importancia en el desarrollo y futuro de las Asociaciones Cusiana, Piedemonte y Recetor y grandes posibilidades de ser aplicado en otros campos de Colombia y el mundo.

9. RECOMENDACIONES

Dado que este proyecto se sancionó como una prueba piloto y no existió compromiso de entrega de producción incremental en los primeros pozos y con base en los excelentes resultados obtenidos; se recomienda, realizar en un futuro una evaluación económica más detallada para dar soporte a nuevos proyectos en otros campos petroleros.

Al comienzo del proyecto se tuvieron varias pérdidas de tiempo concernientes a la movilización del equipo y a las restricciones de carga sobre algunas vías nacionales, se recomienda para el próximo proyecto de este tipo prever estas demoras y realizar con antelación todas las medidas de control y tramitar frente a las autoridades competentes todos los permisos concernientes a disminuir estos tiempos de movilización.

Por otro lado, el enfoque actual de la industria del petróleo se basa en la generación de utilidades y en la eficiencia operativa, por lo tanto otro aspecto importante en el proyecto es difundir los beneficios económicos, técnicos y operativos de esta tecnología, para la continuidad y sostenibilidad de este proyecto hacia el futuro.

BIBLIOGRAFIA

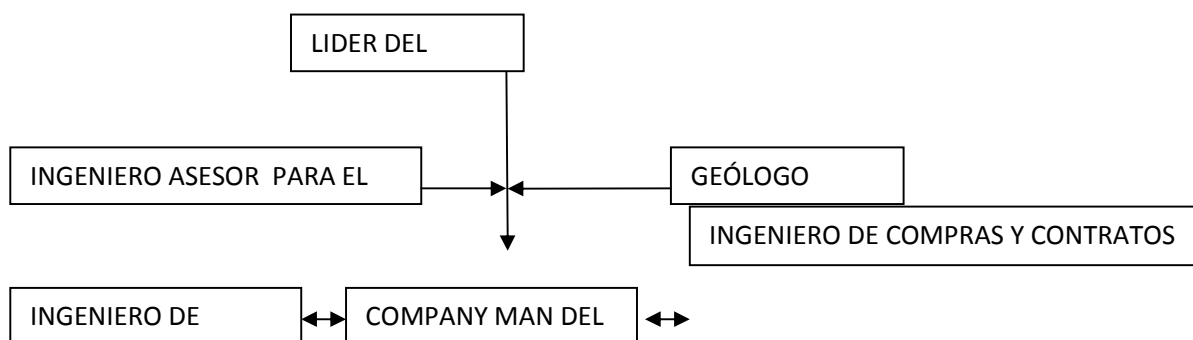
- FRASER LAWSON/KCA DRILLING., FRED VAN NIEUWENHUIZIN/SHELL EXPRO. Through tubing drilling on N Cormorant cut costs. North Sea U.K. July/August 2001.
- GRC MACKENZIE AND S.B WILSON III,BAKER OIL TOOLS., Coiled tubing deployed Re-entry Wipstocks-Tecnology overview and case Histories. Cancun, Mexico.31 August-2 September 2006.SPE103645.
- JEFFREY L. HUPP/BP., BRYAN JHONSON/HUGHES CHRISTENSEN., STEVE WILSON/BAKER OIL TOOLS., KENNETH J LUCKEY/BAKER OIL TOOLS., WILLIAM COLLINS/HUGHES CHRISTENSEN.Improvements in coiled tubing Window-Milling Operations Cut Costs and increase Reliability, Prudhoe Bay, Alaska. March 2001.Houston, Texas USA. SPE68432.
- SUB COMITES TECNICOS ECOPETROL-BP CONTRATOS DE ASOCIACION TAURAMENA, RIO CHITAMENA Y SANTIAGO DE LAS ATALAYAS AÑOS 2007-2010.

ANEXO A, ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL Y PERFILES DEL PERSONAL DEL PROYECTO

En cuanto a la estructura organizacional de este proyecto se tienen las siguientes posiciones con sus roles y funciones:

- **Líder del proyecto:** Ingeniero Sénior de perforación con más de 15 años de experiencia en pozos profundos de más de 15000 ft con alto contenido de gas. Adicionalmente, se pretende que este líder haya manejado o este manejando proyectos similares en Colombia o el resto del mundo.
- **Ingeniero de planeación:** Ingeniero Sénior de petróleos entre 5 y 10 años de experiencia que demuestre haber trabajado en la parte de diseño y planeación de este tipo de proyectos en campo y en planeación.
- **Ingeniero de compras y contratos:** Ingeniero Junior entre 3 y 5 años de experiencia en compras y contratos para compañías petroleras.
- **Company Man o Well Site Líder:** Ingeniero Sénior de perforación con mínimo 15 años de experiencia operativa en pozos profundos de más de 15000 ft con alto contenido de gas, adicionalmente se busca que este Ing. Tenga disponibilidad para viajar en cualquier momento y para trabajar en cualquier tipo de esquema de trabajo.
- **Geólogo Sénior:** Geólogo con más de 10 años de experiencia en este tipo de pozos, preferiblemente con reconocida experiencia en Geomecánica estructural y desviación de pozos.
- **Ingeniero Asesor:** Para el arranque del proyecto, se tiene planeado contar con la asesoría de un Ingeniero con más de 20 años de experiencia que ha

trabajado con este tipo de tecnología en las unidades de negocio del Mar del Norte y Alaska.



Dada la relevancia, costos y riesgos del proyecto, se aclara que el organigrama presentado refleja el personal directo de la compañía operadora, el cual es el responsable por la implementación y desarrollo del mismo, detrás de cada actividad estará la respectiva empresa contratista con su respectivo coordinador. Para el arranque del proyecto y de manera temporal, se planeo contar con la asesoría de un Ingeniero con más de 20 años de experiencia que ha trabajado con este tipo de tecnología en las unidades de negocio del Mar del Norte y Alaska.

PLAN DE DESARROLLO Y ASEGURAMIENTO DE LAS COMPETENCIAS DEL PERSONAL:

- **Líder del proyecto:** Se debe demostrar la experiencia como Ingeniero Sénior de perforación con más de 15 años de experiencia en pozos profundos de más de 15000 ft con alto contenido de gas. Adicionalmente, se requiere que este Ingeniero tenga una inducción y entrenamiento adicional en equipos de tecnología AC y manejo de riesgos y contingencias del proyecto.
- **Company Man o Well Site Líder:** Ingeniero Sénior de perforación con mínimo 15 años de experiencia operativa en pozos profundos de más de 15000 ft con

alto contenido de gas, este Ing. Debe tener certificación de control de pozos vigente emitida por la IADC (USA) o el IWCF (UK) y disponibilidad para viajar en cualquier momento y para trabajar con cualquier tipo de esquema turnos de trabajo.

- **Ingeniero de planeación:** Ingeniero Sénior de petróleos entre 5 y 10 años de experiencia que demuestre haber trabajado en el diseño y planeación de este tipo de proyectos en campo y en planeación, este Ingeniero debe asumir los roles del Ingeniero Asesor y sacar el máximo provecho de la estadía de este en el país.
- **Ingeniero Asesor:** Para el arranque del proyecto, se tiene planeado contar con la asesoría de un Ingeniero con más de 20 años de experiencia que ha trabajado con este tipo de tecnología en las unidades de negocio del Mar del Norte y Alaska.
- **Ingeniero de compras y contratos:** Ingeniero Junior entre 3 y 5 años de experiencia en compras y contratos el cual requiere entrenamiento especial en las líneas de compras y servicios particulares para este tipo de proyecto.
- **Geólogo Sénior:** Geólogo con más de 10 años de experiencia en este tipo de pozos, preferiblemente con reconocida experiencia en Geomecánica y desviación de pozos. Dependiendo de las condiciones y si este profesional lo requiere deberá, realizar estudios avanzados en Geomecánica y desviación de pozos.
- **Supervisor y cuadrillas del equipo de perforación:** El Supervisor del equipo y sus cuadrillas, deben realizar un entrenamiento específico de 3 a 6 meses con equipos de tecnología AC preferiblemente en Texas o en Oklahoma que

son los estados donde se están fabricando y poniendo a trabajar estos equipos en los Estados Unidos⁶¹.

⁶¹ ESTRUCTURA OPERACIONES BP.

ANEXO B. ESTRATEGIA DE CONTRATACION Y COMPRAS

Para este punto se tiene como estrategia la implementación de un sistema de Servicio de pozos agrupados por sectores y bajo la supervisión y control del Ingeniero de compras y contratos de la compañía Operadora, los objetivos y oportunidades que se buscan son:

Oportunidades

Controlar inflación y márgenes de utilidad

- Revisión estructuras de costos
- Revisión cadenas de suministros
- Estructurar fórmulas de incrementos basados en el origen del gasto
- Economía de escala basada en volumen de negocio

Generar competencia basada en desempeño

- Revisar la distribución del portafolio de gasto con las diferentes Compañías y oportunidades de negocio.
- Buscar las mejores opciones tecnológicas dependiendo del proyecto

Utilizar 2do y 3er competidor

- Selección del contratista de acuerdo a los económicos del proyecto
- Selección del contratista dependiendo de disponibilidad

Optimización de recursos

- Estandarización de equipos (completamiento, árboles de navidad, etc.)
- Optimización de recursos (inventarios, materiales equipos y personal) de acuerdo al cronograma de actividades

El esquema de estrategia de servicios de pozos, sin ser un sistema integrado, permite contar con mínimo dos o tres opciones para el servicio específico o la herramienta que se requiera, obligando a las compañías de servicios a mantener un nivel óptimo de servicio, calidad y precios que las hagan competitivas con el mercado.

Los sectores y líneas de agrupamiento para los contratos son:

SUB-SECTOR	LINEAS DE SERVICIO
Fluidos	Lodos y fluidos de completamiento Manejo de desechos de perforación Fluidos de completamiento Almacenamiento, mantenimiento Transporte Filtración Cementación
Herramientas de fondo	Pesca en hueco abierto y alquiler de martillos y aceleradores Pesca en hueco entubado Corrida de tubulares y renta de herramientas de fondo Brocas Corazonamiento Turbinas
Well placement	Direccional/LWVD/MWD Mud logging Registro hueco abierto/ hueco entubado/cañoneo
Completamiento	Liner Hanger Válvulas, empaques Clean out tools

Los criterios de evaluación usados con las compañías contratistas son:



Posteriormente y con base en los puntajes obtenidos y en las ofertas económicas más favorables se hace la escogencia de los respectivos contratistas⁷.

⁷ Estructura Operaciones Bp.

ANEXO C. ESTUDIO DE RIESGOS NDS (NO DRILLING SURPRISES).

No Drilling Surprises Assessment			
BAG-9 TTRD Re-entry Upstream SDI_A Appraisal to Select 29-Oct-2009 Jose Fernando Jimenez Ecopetrol Teqma		Team members present at NDS assessment: O. Mahamud (BH), M. Useche (DE), E. Pena (DE), L. Beltran (DE), A. Al (SDE), C. Lopez (Geomechanics), B. Castro (BH), E. Dietrich (Blade), L. Soto (GEO)	Version 6.2 (24/07/05) Lead Well Project Manager: Jose Fernando Jimenez Drilling Engineer: Edilberto Perez / Mauricio Useche Geologists: Luis Soto Geomechanics specialist: Gildardo Osorio Petrophysicist: Reservoir Engineer: Geohazards exp. CVP Assessor:
Choices	More description	This project	Notes, implications, actions (who, when)
<\$1MM \$1MM - \$7.5MM >\$7.5MM	<\$1MM for well(s), low value from NDS \$1MM - \$7.5MM restrict NDS workflow (see comments). >\$7.5MM consider all options. The NDS subsurface work should ideally be complete in time to influence Right Scoping of the well. Some work options take several months. (see comment).	20	Appraise focus estimate including Fishing Well order sequence has been revised to reflect an acceleration of this well.
		1,8	
		1,2 or 3 in the rest of these boxes	
1. All aspects of well(s) concept are comfortably within the envelope of existing drilling experience in the area. 2. One or more aspects of the well(s) concept is on or close to the envelope of existing experience and knowledge in the area. 3. One or more aspects of the well(s) concept goes beyond the envelope of existing experience or knowledge.	Pore Pressure & Geomechanics - Undrilled Formations > Deeper TD > Higher on geological structure > Undrilled fault block - Undrilled part of field Geomechanics - Inclination / azimuth (in each formation) - Angle to bedding - Longer stepout (Formations exposed longer) Pore Pressure only - Deeper water	2	2 Laterals (Upper Barco, Lower Guadalupe) Barco max DL 8 25/100, Guad DL 5 22/100 3.75" Hole size (Difficult Fishing) Requires recovery of 4.5" CT Monobore W/S Major Motherbore Fishing operation prior to 1st lateral Geomechanics review is in Appraisal stage - Model still being constructed, No Comments at this stage.
ing database 1. <5 wells (or all wells if <5 relevant wells exist) 2. <5 wells 3. None	Take into account the circumstances of each well (available technology, mud system etc.) to assess the relevance of each lesson.	2	BAG-9 motherbore EDWR, and Openwells Reviewed. Will also evaluate G19, G209 on same structure. Geo review has been BAG9, BAG19, GX39 Also evaluate BAPB20A Sidetrack BAG23 Sidetrack (Reservoir sections) BAGC37 Sidetrack Problems
1. DIMS 2. Standalone visualisation tool (e.g. Earthvision) 3. Paper one-pagers or spreadsheet	The data is most valuable if it is loaded to DIMS / Drillview or other visualisation tool for spatial analysis	1	Are we planning to build an earth model with offset wells NPT events, LL, RM components? Yes - will be available for HVE Session
1. <5% "Geological" NPT (ex-WOW) etc. 2. 5-10% "Geological" NPT 3. >>10% "Geological" NPT or "Train Wrecks" in or one or more offset wells OR 3. Don't know	1. Benign overburden or good NDS performance. No need for further NDS work unless well concept pushes experience envelope (see Question 3). 2. Get lessons from offset wells as minimum workflow, further actions contingent on nature of these lessons. 3. Correlate NPT in 3D Earth model with mapped overburden features. Other NDS work reflects NPT causes. If there are a number of recent train wrecks, consider Peer Assist to help identify root causes.	1	GO only well evaluated so far
List overburden geology features anticipated in the well and / or visible on seismic line along proposed welltrack and decide if the overburden is geologically 1. Simple 2. Moderate 3. Complex	Simple overburden (shallow consistent dips, no major faults or other features) indicates no overburden mapping required unless there are key mechanical boundaries (for wellbore stability). Complex overburden should be mapped and loaded to Earth model for welltrack planning. Complex structures in overburden (e.g. salt diapir) can perturb regional stressfield and should ideally be modelled with a Mechanical Earth Model to get accurate stressfield to feed into wellbore stability study.	2	Not overburden. Only reservoir drilling re-entry
1. Low 2. Moderate 3. High	Flag geological uncertainty level in any NDS studies and DCUS. High uncertainty has critical impact on well planning and execution. High uncertainty indicates value in using Real Time tools (real time Pore Pressure management etc.)	2	Drilling Reservoir section. Dip direction - poor stratigraphic control No Log Data Available
1. Good constraints proving there is no overpressure, or overpressure is appreciable but with simple pressure/depth profile. Fracture gradient well understood for all overburden formations. 2. Several pressure ramps and/or regressions. Moderate uncertainty on pressure magnitude and / or fracture gradient. 3. Extreme overpressure and/or many ramps. High uncertainty on pressure magnitude and/or small pore pressure to fracture gradient window	1. QA of existing forecast against offset well data and logs (e.g. using Poregraf). 2. Best use of any relevant well data preferably with at least one other method e.g. seismic velocities or basin modelling. Consider real time pore pressure management on rig. 3. Integrated pore pressure study to constrain pore pressure uncertainty envelope. Also real time pore pressure management on rig.	1	Drilling Reservoir section. Pore pressure information enough to reduce uncertainty down to +/- 500 psi in Guadalupe and +/- 500psi in Barco. +/- 12% Uncertainty in Pressure Collect missing information from offset wells
1. Previous work done, well planning team in possession of copies of reports 2. Previous work done, but is filed somewhere 3. Not known if any relevant work has been done	Previous studies (e.g. pore pressure, wellbore stability) may cover NDS requirements and should be sought to avoid repeating work unnecessarily. Products that have no audit trail should be treated with suspicion (e.g. pore pressure forecast with no reference to source data).	2	Final well reports, composite plugs, geomechanical assessment. Need to review all offset wells described above
Consider this answer particularly in light of Well Concept question 3. 1. Yes, existing studies / knowledge adequate to use with no further work. 2. Existing studies a good basis but need updated with an iteration of work and appropriate technical signoff. 3. No, existing studies inadequate and new work elements are needed.	Applicability of previous work depends on similarity of well concept if in doubt, have existing reports checked by relevant expert (e.g. UTG). QA of existing work may represent all of the required NDS work.	2	Gildardo Osorio to update stability model and re-visit offset information.
rogram 1. Geohazards study yet to begin or not required 2. Geohazards study completed. 3. Geohazards study status unknown.	Geohazards work could be coordinated with NDS workflow, ideally delivered as a single integrated project.	1	Geohazard not applicable.
1. No, there is low uncertainty in the PPFG model and the subsurface model is well constrained. 2. Maybe, there may be value in either realtime Earth model updates, or rigsite Pore Pressure management. 3. Yes, significant uncertainties in PPFG and/or the subsurface model mean that realtime Pore Pressure management and / or Seismic While Drilling should be considered. Exploration well (or sidetrack) Appraisal well (or sidetrack) Early Production well (or sidetrack) Production well (or sidetrack) Last well on field	Choice (3) is most likely on a high cost well - the combination of project magnitude and overburden uncertainty may merit a Peer Review on the Real Time options.	2	Real time update of wellbore stability model. Gamma Ray for correlation purposes. Will have real time data from BH (Downhole)
		Production Well	Re-Entry