

Estudio para la reducción de costos de perforación mediante la implementación de pozos

Slim Hole en el campo Payoa

Jairo David Dorado Zubiria

Ingeniero de Petróleos

Trabajo de grado para optar el título de magíster en ingeniería de petróleo y gas

Director

Emiliano Ariza León

PhD en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ingenierías fisicoquímicas

Escuela de ingeniería de petróleos

Maestría en ingeniería de petróleo y gas

Bucaramanga

2019

AGRADECIMIENTO

Son muchas las personas que han contribuido en el proceso y desarrollo de este trabajo. En primer lugar a Dios creador y dueño de mi vida, en segundo lugar a mi esposa Andrea, hijos Jairo David y Emma Sofía y madre Edith por su amor, por su apoyo, no ha sido sencillo el camino hasta ahora, pero gracias a su inmensa bondad y amor, alcanzamos nuestra meta.

Finalmente doy gracias a Petrosantander Colombia, por darme la oportunidad de desarrollar este trabajo en su campo, a mi director de proyecto Emiliano Ariza, por creer en este proyecto, por guiarme, corregirme y asesorarme, gracias a la Universidad Industrial de Santander por permitirme convertirme en el profesional que soy y que me apasiona, gracias a cada profesor que hizo parte de este proceso integral de formación, que deja como resultado un nuevo magister para la industria de Oil & Gas.

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar a mi lado en cada paso que doy, por darme la fortaleza e iluminar mi mente, por haber puesto en mi camino a esas personas que han sido apoyo y soporte durante mi maestría.

A mis hijos Jairo David y Emma Sofía, que son mi inspiración para ser cada día mejor, para crecer personal y profesionalmente y luchar por un mejor futuro para ellos.

A mi esposa por apoyarme en cada decisión que tomo, por darme la mano, por ser mi empuje y por esforzarse a mi lado y sobre todo por creer en mí.

A mi madre, por darme la vida y por su apoyo. Mamá gracias por darme una carrera para mi futuro, todo esto se lo debo primero a Dios y a ti.

A mi padre (QEPD) porque desde el cielo me mira con orgullo.

A Mis hermanos, por estar conmigo y apoyarme siempre, los quiero mucho.

Todo esto se los debo a ustedes.

TABLA CONTENIDO

Introducción	16
1. Variables que afectan los costos de perforación en campos petroleros.	18
1.1 Flujo de caja	19
1.1.1 Inversión inicial.....	19
1.1.2 Costos.....	19
1.1.3 Ingresos	21
1.1.4 Depreciación	21
1.1.5 Impuestos	22
1.1.6 Amortización.....	23
1.1.7 Utilidades	24
1.1.8 Riesgo.....	24
1.1.9 Presupuesto AFE	25
1.2 Análisis de las variables que afectan costos de perforación.	25
1.2.1 Locación geográfica.....	29
1.2.2 Tipo de pozos	29
1.2.3 Perforabilidad.....	31
1.2.4 Profundidad del pozo	32
1.2.5 Objetivos del pozo	33
1.2.6 Geometría o perfil del pozo	33
1.2.7 Problemas operativos	33
1.2.8 Costos del taladro de perforación.....	34
1.2.9 Tipo de completamiento.....	36
1.2.10 Conocimiento del área	38
1.3 Variables que afectan los costos de perforacion en campo payoa	43
2. Alternativas para optimizar costos de perforación.....	47
2.1 Optimización de la perforación.....	49
2.2 Planeación y seguimiento.....	50
2.3 Mejoramiento de la tasa de perforación ROP.	51

2.4	Optimización de parámetros de perforación a partir de geomecánica.	53
2.5	Energía específica mecánica, MSE	54
2.6	Identificación de zonas de baja eficiencia.....	55
3.	Perforación de pozos slim hole.....	57
3.1	Antecedentes de la perforación Slim Hole.....	57
3.2	Actualidad de la tecnología slim hole	68
3.2.1	Perforación Slim Hole con Coiled Tubing.....	68
3.2.2	Técnica de corazonamiento continuo.....	70
3.2.3	.Perforación convencional de menor tamaño.	73
3.3	Tipos de pozos Slim Hole y sus aplicaciones	75
3.3.1	Tecnología Slim Hole para exploración de áreas remotas.	75
3.3.2	Tecnología Slim Hole para perforación horizontal.....	76
3.3.3	Tecnología Slim Hole para pozos existentes (Re-entering).....	78
3.4	Beneficios de la técnica Slime Hole	79
3.4.1	Reducción de costos de perforación.....	79
3.4.2	Disminución de costos por disposición de cortes.	80
3.4.3	Ventajas de impacto técnico ambiental.....	81
3.5	Riesgos y limitaciones	83
4.	Propuesta de implementación de perforación slim hole en el campo payoa	89
4.1	Generalidades del Campo Payoa (Bloque Las Monas).....	89
4.1.1	Marco regional	92
4.1.2	Descripción del modelo y columna estratigráfica del área	94
4.1.3	Descripción del modelo sedimentario.....	95
4.1.4	Área de influencia	96
4.1.5	Generalidades operativas del campo.....	97
4.2	Comparación de costos de perforación con la técnica convencional vs Slim Hole (caso base).....	99
4.3	Identificación de pozos candidatos para la técnica Slim Hole	105
4.4	Sistema de levantamiento artificial	108
4.5	Análisis de costos aplicando la tecnología Slim Hole	110

4.6	Análisis financiero para perforar pozos Slim Hole	111
5.	Conclusiones	116
6.	Recomendaciones	118
7.	Referencias bibliográficas	119

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Costos indirectos de un Proyecto	20
Figura 2. Desglose porcentual de los costos compartidos para la perforación y completamiento de pozos en Estados Unidos (Onshore).	26
Figura 3. Profundidad de diferentes pozos en el mundo.....	32
Figura 4. Gráfico Costo promedio de tarifa diaria de perforación en plataformas Semisumergibles > 7500 ft Vs % de utilización.	36
Figura 5. Costos de perforación de pozos en Latinoamérica a 2014 (millones de USD)	39
Figura 6. Distribución de costos de perforación por país.	41
Figura 7. Distribución de costos (%) de perforación en países de Latinoamérica.....	42
Figura 8. Configuración típico pozo Salinas	43
Figura 9. Configuración típico pozo Payoa	44
Figura 10. Distribución de costos en pozos del campo Salinas.	45
Figura 11. Distribución de costos Pozo A - 3293 ft.....	45
Figura 12. Distribución de costos en pozos del campo Payoa.	46
Figura 13. Distribución de costos Pozo B - 8500 ft.....	46
Figura 14. Pirámide para la optimización de perforación de National Oil Varco.	47
Figura 15. Ciclo de optimización de perforación.	50
Figura 16. Configuración de un pozo convencional Vs Slim Hole.	74
Figura 17. Tamaño del equipo de perforación Vs locación.	76
Figura 18. Esquema pozo horizontal Slim Hole en la formación Austin Chalk.....	78
Figura 19. Problemas asociados a la tecnología SH (Shook and Brunsman, 1994).	85
Figura 20. Bloque las Monas.	92
Figura 21. Mapa regional bloque las Monas, elementos estructurales.	93
Figura 22. Bloque Las Monas, Columna Estratigráfica.....	94
Figura 23. Curva de Avance convencional Vs Propuesta Slim Hole	101
Figura 24. Comparación costos perforación convencional Vs Slim Hole en Payoa.	102
Figura 25. Variación cortes de perforación SH Vs Convencional.....	103
Figura 26. Variación de fluidos de perforación SH Vs Convencional	103

Figura 27. Variación costo de casing SH Vs Convencional.	104
Figura 28. Variación costo de Cementación SH Vs Convencional.	104
Figura 29. Histograma de producción diaria de BOE campo Payoa.	105
Figura 30. Diseño convencional campo Payoa.	106
Figura 31. Diseño convencional campo Salinas.	107
Figura 32. Pozos candidatos para aplicar tecnología Slim Hole.	111
Figura 33. Comparación Flujo de caja Descontado Acumulado Para Pozos Estándar Vs Slim Hole.	114

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Estimaciones vida útil maquinaria y equipos.....	22
Tabla 2. Variables que afectan a la velocidad de penetración.	52
Tabla 3. Experiencias de Empresas con perforación Slim Hole	62
Tabla 4. Comparación del requerimiento hidráulico de la técnica de perforación con núcleo y perforación convencional.....	72
Tabla 5. Comparación de Rigs convencionales Vs Slim Hole.	83
Tabla 6. Propiedades de Drill Pipe Grado E (Shook and Brunsman, 1994).	86
Tabla 7. Espacio Anular – Clearances (Shook and Brunsman, 1994).	87
Tabla 8. Sociedades formadas desde 1995 – actualidad.	90
Tabla 9. Configuración típica de un pozo Payoa.	106
Tabla 10. Configuración típica de un pozo en Salinas.....	107
Tabla 11. Diámetros de bombas para bombeo mecánico.....	109
Tabla 12. Datos de entrada para análisis económico.	112
Tabla 13. Análisis Económico.	113
Tabla 14. Evaluación económica proyecto piloto Slim Hole.....	115

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO PARA LA REDUCCIÓN DE COSTOS DE PERFORACIÓN MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE POZOS SLIM HOLE EN EL CAMPO PAYOA.*

AUTOR: JAIRO DAVID DORADO ZUBIRIA**.

PALABRAS CLAVES: Slim Hole, reducción de costos, campo Payoa, perforación.

DESCRIPCIÓN:

El objetivo de la perforación es lograr que la inversión sea recuperada en el menor tiempo posible para que sea económicamente rentable; por esta razón la perforación de pozos se enfoca en optimizar sus procesos para desarrollarla de una manera eficiente. La crisis en la industria petrolera derivada de los bajos precios del petróleo ha impactado fuertemente en la inversión de capital para desarrollar nuevos pozos, siendo necesario buscar alternativas que permitan solucionar la necesidad de incrementar la producción y reservas de hidrocarburos en los campos con costos cada vez más bajos.

Actualmente la compañía PSC busca estrategias para incrementar la producción en el campo Payoa a través de proyectos de perforación y exploración, no obstante al momento de hacer la evaluación económica con un pozo convencional el tiempo de recuperación de la inversión es alto.

En este trabajo se propone la viabilidad de implementar la tecnología Slim Hole en el campo Payoa la cual ha sido aplicada en la industria del petróleo porque permite el desarrollo de grandes áreas a un menor costo comparado con la perforación convencional. Esto se puede lograr siempre y cuando se realice un buen diseño de pozo con el fin de mitigar los riesgos asociados a la operación y producción de los mismos.

La implementación de la perforación Slim Hole permitirá reducir los costos y optimizar el tamaño de las locaciones mitigando el impacto socio-ambiental. Esto conllevará a tener una mayor producción incremental de crudo y gas lo cual seguramente aceleraría el desarrollo de toda la región.

*Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en ingeniería de petróleo y gas. Director: Emiliano Ariza León, PhD.

ABSTRACT

TITLE: STUDY TO REDUCE DRILLING COSTS THROUGH THE IMPLEMENTATION OF SLIM HOLE WELLS IN THE PAYOA FIELD.*

AUTHOR: JAIRO DAVID DORADO ZUBIRIA **.

KEY WORDS: Slim Hole, cut drilling costs, Payoa field, drilling.

DESCRIPTION:

The objective of the drilling operations is to ensure that the investment be recovered in the shortest possible time to be economically profitable; for this reason, the drilling operation is focuses for optimizing to develop it efficiently. The crisis in the oil industry derived from low oil prices has had a strong impact on capital investment (Capex) to develop new wells, and it is necessary to look for alternatives to solve the need to increase the oil production and hydrocarbon reserves in fields with lower costs.

Currently the company is looking for strategies to increase production in the Payoa field through drilling and exploration projects, however at the time of making the economic evaluation with a conventional well, the recovery time (Payout time) of the investment is high.

This thesis proposes the viability of implementing the Slim Hole technology in the Payoa field. It can apply in the oil industry because it allows the development of large areas at a lower cost compared to conventional drilling. It may achieve as long as a good well design is carried out in order to mitigate the risks associated with the operation and production of the wells.

The implementation of the Slim hole drilling will reduce costs and optimize the size of the locations, mitigating the socio-environmental impact. This will lead to a higher incremental production of crude oil and gas, which would surely accelerate the development of the entire region

*Degree Project

** Physicochemical engineering faculty. Petroleum Engineering School. Master in oil and gas engineering. Director: Emiliano Ariza León, PhD

Introducción

El presente trabajo se enfoca en analizar la técnica de perforación Slim Hole como una opción para disminuir los costos en un proyecto de perforación.

Los beneficiados con este proyecto además de la compañía Petrosantander (Colombia), será el área de influencia en Sabana de Torres, y el país principalmente en el área de Santander, ya que se podrá mantener o aumentar la distribución de gas y crudo a la región. Contribuirá a resolver los problemas de caída de producción de crudo y gas del campo Payoa, ya que podrá adicionar producción mediante la técnica de pozos Slim Hole a un bajo costo.

Se espera saber el porcentaje de disminución de costos que se puede alcanzar mediante la implementación de pozos Slim Hole en nuevos proyectos de desarrollo y exploración. También se puede conocer la cantidad de crudo y gas que es posible adicionar a la curva básica del campo realizando una campaña agresiva con pozos Slim Hole.

El presente estudio contribuirá a mejorar los portafolios de inversión de la compañía los cuales permitirán realizar proyectos de corto y largo plazo.

En la actualidad el 64% de los pozos perforados en el campo contribuyen en promedio con una producción inferior de 50 BOE (Barriles equivalentes de crudo), sin embargo la configuración convencional de los pozos hace que la evaluación económica no sea la más atractiva, en consecuencia se realiza el presente estudio de la técnica Slim Hole como alternativa para la

reducción de costos asociados a la perforación. En el primer capítulo se analizan las diferentes variables que afectan los costos de perforación en campos petroleros. En el capítulo dos se describen diferentes alternativas para optimizar los costos de perforación dentro de las que se encuentra la perforación Slim Hole la cual se estudia en el capítulo tres. Finalmente en el capítulo cuatro se evaluará la viabilidad para un proyecto piloto de perforación Slim Hole en el campo Payoa.

1. Variables que afectan los costos de perforación en campos petroleros.

En la actualidad, la sociedad del conocimiento afronta nuevos retos, la globalización exige a las organizaciones estar preparadas ante cualquier cambio, eventualidad o sucesos, principalmente en el sector de los hidrocarburos, que ha sido el motor del mundo durante los últimos años a través de los combustibles y otros derivados, productos de la refinación del petróleo ; por lo tanto la extracción del crudo y su transformación, hacen del mundo un mejor lugar para vivir, con desplazamientos más rápidos y recorrer distancias largas en el menor tiempo posible, además de las bondades de los derivados del petróleo que han contribuido al desarrollo y bienestar de las personas.

Es necesario que en la etapa de conceptualización y viabilidad, se tenga la información general de todas las variables involucradas en los flujos de Inversiones (Capex), costos operativos (Opex) y retorno por ventas. Se debe conocer el comportamiento de estas variables para poder determinar la volatilidad a la cual se enfrenta el proceso de perforación en la industria de O & G.

1.1 Flujo de caja

1.1.1 Inversión inicial

Es la principal etapa del desarrollo de un proyecto donde se depositan fondos con el fin de alcanzar ingresos positivos. En la inversión inicial se incluyen todos los costos para desarrollar el proyecto sin incluir futuros gastos relacionados con dicha inversión (Gitman, 2009).

1.1.2 Costos

A continuación se definen las variables, que conciernen a los costos indirectos y utilidades que generan la perforación de pozos petrolíferos para la extracción del crudo.

1.1.2.1 Costo indirecto

Dentro de los conceptos de la contabilidad, los costos indirectos son aquellos gastos que no pueden tener aplicación a un producto determinado, por lo tanto es la suma de gastos técnico-administrativos necesarios para la correcta realización de cualquier proceso productivo. Los costos indirectos para su clasificación se pueden dividir en: costos indirectos de operación y costos indirectos de obra (Rojas, 2007).

- El costo indirecto de operación es la suma de todos los gastos que, por su naturaleza intrínseca, son de aplicación a todas las obras efectuadas en un tiempo determinado (año fiscal, etc.)
- El costo indirecto de obra es la suma de todos los gastos que, por su naturaleza intrínseca, son aplicables a todos los conceptos de una obra especial

La figura 1, permite visualizar el comportamiento de los costos indirectos dentro de una compañía.

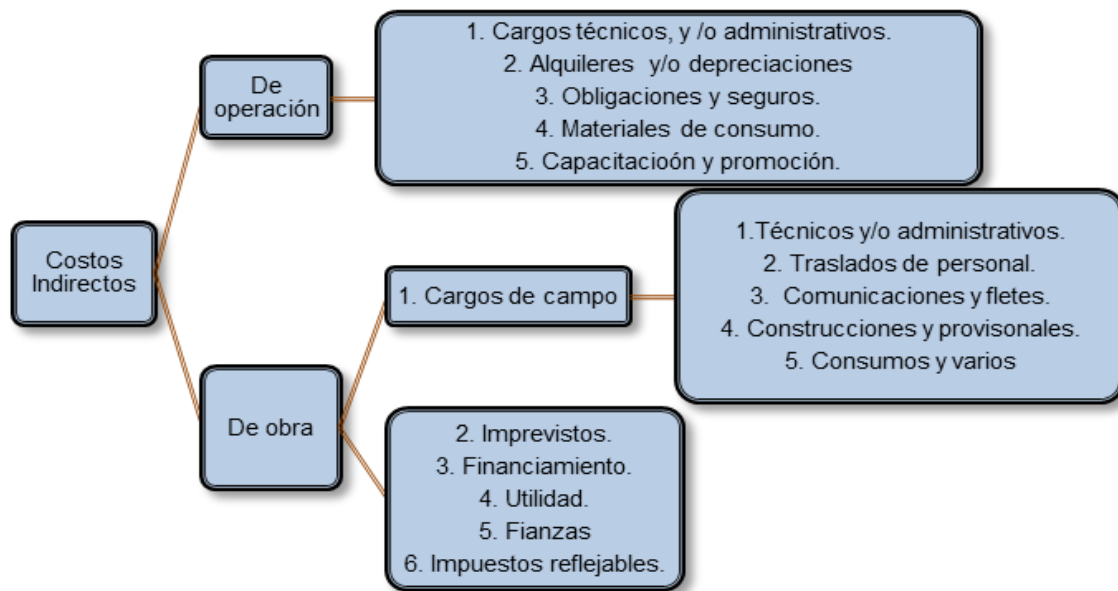


Figura 1. Costos indirectos de un Proyecto

Nota: Modificada de la fuente: Análisis de los costos para equipos de perforación: Metodología y conclusiones, Capítulo III, s.f.

1.1.2.2 Costos directos

Los costos directos son aquellos gastos que se aplican a un producto determinado. En esta forma el costo directo de un producto es la suma de gastos de material, mano de obra y equipo necesarios para la realización de un proceso productivo (Gerencie, 2017).

1.1.2.3 Costos tangibles

Los costos tangibles en la industria petrolera en perforación y desarrollo, se encuentran representados por el coste de las diferentes instalaciones, materiales que se serán utilizados para aprovisionar los pozos que se asumen tiene un valor de salvamento (Domínguez, 1962).

1.1.2.4 Costos intangibles

Los costos intangibles se definen como aquellas erogaciones que no tienen un valor de salvamento como la mano de obra, la depreciación de los equipos y maquinaria, los gasto generales del campo, gastos de supervisión (Domínguez, 1962). Como afirma Mora J. (2015) en su investigación, según el enfoque estadounidense *“Se evidencia la aparición de tres métodos de reconocimiento de los costos intangibles de perforación (2015-279)”*.

1.1.3 Ingresos

Los ingresos, en términos generales, se refieren a toda entrada económica que para el caso en particular reciba la empresa por los servicios prestados a un cliente o por la producción pagada por el cliente y conlleve al aumento de los recursos económicos.

1.1.4 Depreciación

La depreciación es un procedimiento contable, reconocimiento racional y sistemático por medio del cual se distribuye el costo de activo fijo, durante la vida útil estimada, con el propósito de obtener recursos necesarios para conservar la capacidad operativa y/o productiva del campo.

En la tabla 1 se relacionan algunas estimaciones aceptables establecidas por autoridades fiscales y agrupaciones mercantiles.

Tabla 1. Estimaciones vida útil maquinaria y equipos.

Bienes depreciables	Vida útil (Años)
Edificaciones	50
Equipos y accesorios de generación, transmisión y distribución.	20
Muebles, enceres y equipos de oficina	10
Redes, líneas, cables y accesorios	20
Maquinaria y equipo	15
Equipos de comunicación y accesorios	10
Equipos de transporte y tracción	10
Equipos de computación y accesorios	5

Nota: Aplicación software para la evaluación económica de un proceso de inyección vapor. REY S. VELAZCO J. (2007)

1.1.5 Impuestos

El impuesto es un dinero gastado o tributo que se debe pagar al estado conforme a la ley, con carácter obligatorio, a cargo de personas naturales y jurídicas, para soportar los gastos públicos y sin que haya para ellas contraprestación o beneficio especial, directo e inmediato. De acuerdo al decreto N° 1056 de abril 20 de 1953 (Código de petróleos, 1953), la industria petrolera, se ve afectada principalmente por dos tipos de impuestos; que son las regalías y el impuesto sobre la renta.

1.1.5.1 Regalías

Según el ministerio de minas y energía, las regalías son una contraprestación económica que recibe el estado por la explotación de recursos naturales no renovables, las cuales pueden ser recaudadas en dinero o en especie, por medio de un esquema implementado por gobierno nacional conocido como SGR (Sistema general de regalías) que permite determinar “*la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, uso eficiente y destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios*” (Ministerio de minas, 2018)

1.1.5.2 Impuesto de renta

Es un tributo nacional directo, de período y obligatorio para personas naturales o jurídicas y se define como la entrega de un porcentaje de las utilidades fiscales obtenidas durante un período gravable, al estado con el fin de coadyuvar a sufragar las cargas públicas, e incluye el gravamen al trabajo, al capital y la combinación de ambos (Cámara de comercio de Bogotá, 2013). Es la principal fuente de recaudo de impuestos en las actividades de producción de hidrocarburos (Mejía, 2008).

1.1.6 Amortización

La amortización al igual que la depreciación es un proceso contable. En el cual se distribuye el costo de un activo fijo intangible o gastos entre los periodos que la compañía considere va a verse beneficiada de dicha inversión, es decir se refiere al proceso de distribución de gastos en un tiempo duradero (Domínguez, 1962).

1.1.7 Utilidades

Dicho término tiene un amplio uso en el ámbito de la economía y las finanzas para nombrar a la ganancia que se logra a partir de un bien o una inversión.

1.1.8 Riesgo

La definición de riesgo según el autor De la Fuente (2002, p.3) “La pérdida potencial a cerca de los rendimientos futuros de un activo”, y según el autor De Lara (2003) “el riesgo se asocia con la probabilidad de una pérdida, por lo tanto la esencia del análisis del riesgo, consiste en medir y explicar esas probabilidades en contextos de incertidumbre”.

1.1.8.1 Riesgos externos

En una compañía los riesgos externos son todos aquellos que provienen del entorno y que afectan ya sea de manera directa o indirecta el funcionamiento de la empresa y si no se manejan adecuadamente pueden convertirse en amenazas reales. Entre ellos están: Ciclo económico, riesgo país, riesgo de localización, fuerza mayor.

1.1.8.2 Riesgos internos

Este tipo de riesgo depende de la gestión que realiza la misma compañía, en todas sus dependencias. Entre los tipos de riesgos encontramos: Dependencia de las ventas, falta de diversificación de actividades, patentes y marcas comerciales, dependencia de suministradores, instalaciones obsoletas, falta de liquidez.

1.1.9 Presupuesto AFE

El AFE es un documento presupuestario, por lo general elaborado por el operador, que detalla los gastos estimados de la perforación de un pozo a una profundidad específica, el punto de revestimiento u objetivo geológico y si se completa o se abandona el pozo. Estos gastos podrían incluir la construcción de la locación, la tarifa diaria de alquiler del equipo de perforación, costos de combustible, columna de perforación, brocas, revestimiento, cemento y registros, extracción del núcleo y pruebas del pozo, entre otros. Esta estimación de gastos se presenta a los socios para su aprobación antes de comenzar la perforación o las operaciones subsiguientes. El incumplimiento de la aprobación de la autorización de gastos (AFE) podría generar retardos o la cancelación del proyecto de perforación propuesto o la operación subsiguiente. (Schlumberger, s.f.).

1.2 Análisis de las variables que afectan costos de perforación.

Con respecto a los costos de desarrollo de pozos, existe un entendimiento general de que son sensibles al aumento de la eficiencia en la perforación y terminación o completamiento, lo cual tiende a disminuir los costos sin embargo por otro lado se incrementan en los pozos más largos y con completamientos complejos. Los precios del petróleo y el gas natural afectan el mercado de las empresas de servicios lo cual impacta en la actividad de perforación.

Dado el rol de las tendencias de costos presentes y futuras para determinar las trayectorias futuras del petróleo y natural en países como Estados Unidos bajo un rango de posibles escenarios de precios futuros, es claramente importante desarrollar una comprensión más profunda de los costos

y tendencias. (Energy Information Administration, 2016). En Estados Unidos (Onshore) en pozos de crudo y gas los costos del equipo de perforación y fluidos corresponden a un 15% tal como se indica la siguiente figura 2 del año 2016.

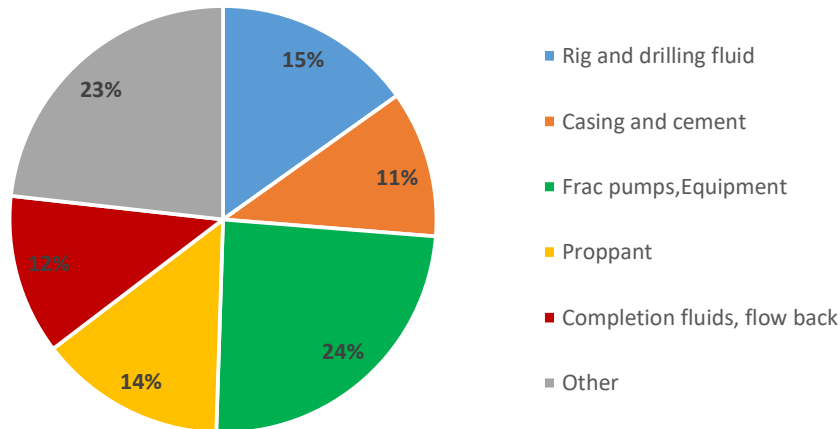


Figura 2. Desglose porcentual de los costos compartidos para la perforación y completamiento de pozos en Estados Unidos (Onshore).

Nota: Estados Unidos. Energy information administration. 2016.

- **Variedad de factores**

Crear una respuesta simple sobre cuánto cuesta los pozos de petróleo y gas es una tarea difícil. Una amplia variedad de factores afectan el costo general, incluida la ubicación, la productividad del pozo, las regulaciones y el tipo de pozo. Las condiciones en un sitio de perforación también pueden cambiar inesperadamente, ya sea aumentando o disminuyendo los costos. Los geólogos hacen todo lo posible para determinar la prognosis más exacta antes de que comience la perforación, pero el proceso siempre implica cierta incertidumbre.

Los pozos que tienen como objetivo la extracción de petróleo y gas natural generalmente usan el mismo equipo. Sin embargo, con los pozos de gas, las empresas operadoras deben prestar más atención a la presión generada por el gas. Esta presión se puede liberar creando daño en la integridad del casing. (Diario Oilscams.org, 2016)

- **Convencional Vs No Convencional**

Uno de los factores más importantes para determinar el costo de un pozo es si el pozo se perfora con métodos convencionales o no convencionales. La perforación convencional implica perforar directamente hacia abajo en un reservorio, e históricamente ha sido el método más común.

Los avances tecnológicos recientemente han hecho que la perforación no convencional sea más prominente. Los pozos no convencionales incluyen perforación horizontal, variaciones de pozos no verticales y fracturación hidráulica. Aunque estos métodos cuestan más que la perforación

convencional, han proporcionado acceso a nuevos recursos que antes no eran recuperables, como los que están encerrados en formaciones de roca de esquisto (Shale).

Según la Administración de Información de Energía (EIA) de USA, Los pozos en tierra generalmente cuestan entre \$ 4,9 millones y \$ 8,3 millones cuando incluyen los costos relacionados con la adquisición de terrenos, la perforación capitalizada, el completamiento, los costos de instalaciones, los gastos operativos, los costos de procesamiento y transporte de la recolección. El 38% de esos costos provienen de la fracturación hidráulica. Comúnmente conocida como Fracking, la fractura hidráulica implica bombear agua a un pozo a alta presión para romper la roca en la que el petróleo y el gas están atrapados. (Diario Oilscams.org, 2016).

- **Onshore vs. Offshore**

Si bien hay aproximadamente 900,000 pozos activos de petróleo y gas en los Estados Unidos, hay menos de 100 en el Golfo de México de USA. Las plataformas petroleras oceánicas han existido por un tiempo, pero el costo y la competitividad creciente de la perforación no convencional han contribuido a una disminución de más del 70% en la cantidad de plataformas en el golfo.

Los costos de los proyectos de perforación en alta mar varían más que los de los proyectos en tierra, debido a la mayor cantidad de factores que influyen como la profundidad del agua y la distancia desde la costa. Normalmente, los proyectos offshore tienen costos de miles de millones pero operan durante un período de tiempo más largo. La estrategia depende de los mayores precios del petróleo en el futuro y los proyectos son menos vulnerables a los cambios a corto plazo en el precio. Se espera que la mayoría de los pozos oceánicos profundos no sean rentables a precios del

petróleo de menos de \$ 50 por barril, pero debido a las importantes inversiones ya realizadas, muchos continuarán operando.

La perforación a menudo representa un porcentaje menor de los costos para proyectos en alta mar que en tierra, porque el costo de la plataforma en la perforación en alta mar puede representar más de la mitad de los costos totales. El equipo submarino colocado para soportar paredes debajo de la superficie del agua es otro costo significativo. Cuanto más profunda sea el agua en la ubicación de la plataforma, más costoso será. Las tuberías son otro gasto importante, cuyo costo depende de qué tan lejos esté la plataforma de la costa. (Diario Oilscams.org, 2016).

A continuación se realiza una descripción de las variables más importantes que afectan los costos de perforación como son:

1.2.1 Locación geográfica

La ley estatal de muchos países prevé múltiples pozos dentro de cada sección de tierra o del mar. Los sitios específicos de los pozos se seleccionan después de considerar varios factores. Estos incluyen topografía de superficie, geología del subsuelo y características del yacimiento. La selección del sitio utiliza la tecnología más actual para localizar los recursos de petróleo y gas. La proximidad a las locaciones existentes o a las remotas también son factores importantes.

1.2.2 Tipo de pozos

No hay una clasificación típica de los tipos de pozos que funcione como algo definitivo. Debido a lo anterior los pozos se pueden clasificar de varias maneras.

Por su objetivo:

- Estratigráfico.
- Exploratorio.
- Delimitador.
- Desarrollo.

Como se mencionó anteriormente por la ubicación se pueden clasificar como:

- Terrestre
- Marino aguas someras
- Marino aguas profundas
- Lacustre

Por su trayectoria se pueden clasificar como:

- Verticales
- Desviados
- Horizontales
- Multilaterales
- Alcance extendido

Por su función los pozos se pueden clasificar como:

- Productor
- Inyector
- Alivio

A los pozos con valores de temperatura o presión más altos que la mayoría son los llamados HPHT. El término comenzó a utilizarse al conocerse el reporte de Cullen sobre el desastre de la plataforma Piper Alpha ocurrido en el Mar del Norte en Reino Unido, junto con la pérdida contemporánea de la embarcación de perforación semisumergible Ocean Odyssey en aguas jurisdiccionales de Escocia. En el Reino Unido, un pozo HPHT se define formalmente como un pozo que exhibe una temperatura perturbada de fondo de pozo de más de 300°F [149°C] y una presión de poro de al menos 0,8 psi/pie (~15,3 lbm/gal) o que requiere un BOP con una capacidad nominal de más de 10 000 psi. Si bien el término fue acuñado en forma relativamente reciente, durante décadas se han perforado y terminado en todo el mundo pozos que responden a la definición (Schlumberger, s.f.).

1.2.3 Perforabilidad

La perforabilidad de la roca puede definirse como la capacidad de la broca de perforación de perforar un determinado tipo de material rocoso. Cada uno de los muchos tipos de rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas tiene sus propias características de perforación en cuanto a tenacidad y abrasión producidas por su composición mineral y tamaño de grano, lo que da a la roca un índice de perforación de clasificación general.

Una estructura rocosa de grano grueso es más fácil de perforar y produce un menor desgaste a la broca de perforación que una estructura de grano fino. Por lo tanto, estructuras rocosas con contenidos minerales similares pueden tener distintos índices de clasificación. Por ejemplo, la cuarcita puede tener un grano fino de 0,5 a 1,0 mm (0,02” a 0,04”) o un grano denso con un tamaño de 0,05 mm (0,02”). El granito puede tener grano grueso hasta 5mm (0,2”), grano medio de 1 a 5 mm (0,4” a 0,2”) o grano fino hasta 1mm (0,01”).

1.2.4 Profundidad del pozo

Dado que el petróleo tarda millones de años en formarse, a todos los efectos, es un recurso finito. Estamos perforando más profundo porque literalmente nos estamos quedando sin petróleo. Pero la profundidad tiene un costo. Las perforaciones en alta mar requieren más dinero y energía, sin mencionar los peligros tanto para el medio ambiente como para los trabajadores.

La profundidad será un factor determinante en los costos finales del proyecto ya que dependiendo de las formaciones productoras objetivos se tendrá que utilizar un taladro de perforación que pueda llegar a la profundidad esperada. Por lo tanto pueden existir pozos someros, profundos o ultra profundos. En la figura 3 se muestra la comparación de varios pozos perforados en el mundo.

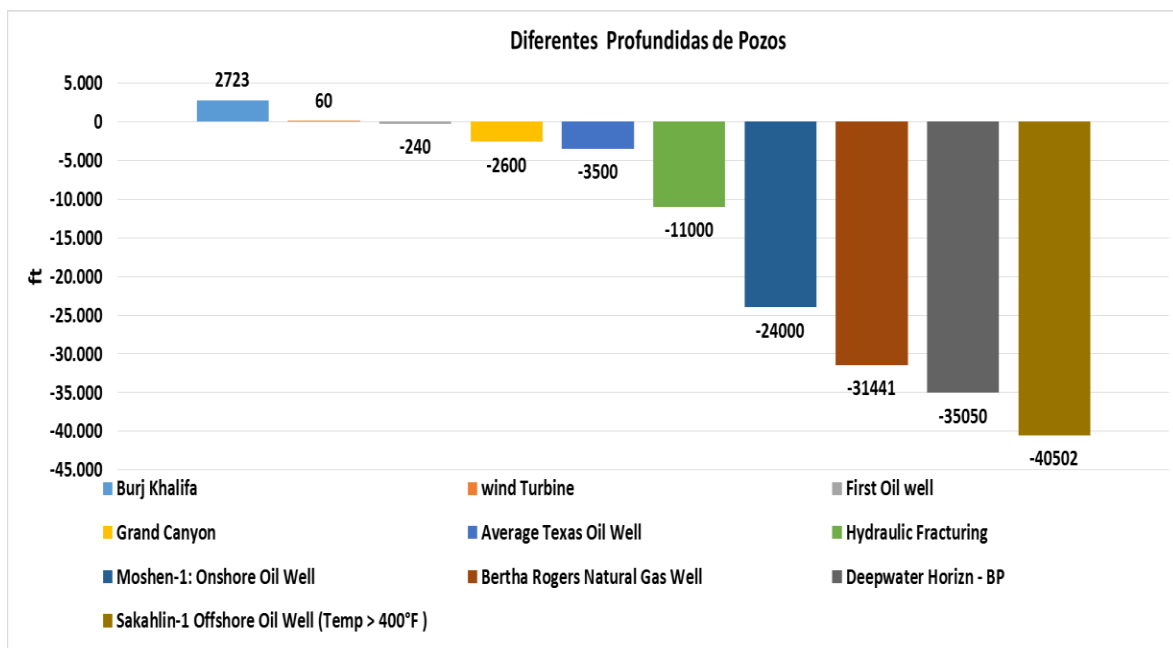


Figura 3. Profundidad de diferentes pozos en el mundo.

Nota: Recuperado y modificado de: <https://www.energyandcapital.com/resources/the-depth-of-oil-wells/23>

1.2.5 Objetivos del pozo

Aunque el principal objetivo de la perforación de un pozo es la producción de hidrocarburos, existen múltiples razones por las cuales se lleva a cabo este proceso; según la clasificación realizada por F.H. Lahee algunos de los objetivos más comunes son: la inyección de fluidos en el yacimiento, la obtención de información del subsuelo o del comportamiento de los pozos, la realización de actividades complementarias en el desarrollo del campo, y finalmente cuando exista una pérdida de control del pozo (reventón). Entre los tipos de pozos que existen están los productores, inyectoros, estratigráficos, de disposición (Disposal) y de alivio entre otros (Murray. JR, 2001).

1.2.6 Geometría o perfil del pozo

En los inicios de la perforación los pozos se construían con trayectorias verticales o al menos eso se pensaba, puesto que no se tomaba en cuenta la tendencia natural del hoyo al desviarse, sin embargo, los avances tecnológicos han permitido el desarrollo de la perforación direccional controlada, la cual permite la construcción de pozos de alivio, atravesar varias arenas, llegar a zonas inaccesibles, evitar complicaciones geológicas, etc. La experiencia ha demostrado que la mayoría de los pozos direccionales se encuentran dentro de uno de los siguientes seis patrones básicos: inclinados, tangenciales, tipo J, tipo S, tipo S especial, horizontales y multilaterales.

1.2.7 Problemas operativos

En las operaciones con taladros de perforación es casi seguro que ocurrirán problemas al perforar un pozo, incluso en pozos cuidadosamente planificados. Por ejemplo, en áreas en las que se utilizan prácticas de perforación similares, es posible que se hayan informado problemas de hoyos donde

no existían tales problemas anteriormente porque las formaciones no son homogéneas. Por lo tanto, dos pozos cercanos entre sí pueden tener condiciones geológicas totalmente diferentes.

En la planificación de pozos, la clave para lograr los objetivos con éxito es diseñar programas de perforación basados en la anticipación de posibles problemas en el pozo en lugar de la precaución y la contención. Los problemas de perforación pueden ser muy costosos. Los problemas de perforación más frecuentes incluyen pegado de tuberías, pérdida de circulación, desviación de orificios, fallas de tuberías, inestabilidad de pozos, contaminación de lodo, daños en la formación, limpieza de orificios, formaciones con H₂S y gases poco profundos, y problemas relacionados con el personal y el equipo.

Comprender y anticipar los problemas de perforación, comprender sus causas y planificar soluciones son necesarios para el control general de los costos del pozo y para alcanzar con éxito la zona objetivo (PEH:Drilling Problems and Solutions,s.f.)

1.2.8 Costos del taladro de perforación

Los taladros de perforación varían desde unidades de reacondicionamiento montadas en camiones que son tan baratas que no afectan en realizar un turno de noche, hasta las naves de perforación de 6ta generación posicionadas dinámicamente para profundidades de agua de hasta 10,000 pies. Para esta última, el costo de la plataforma en sí cuesta alrededor de \$ 500,000 por día, pero los barcos de carga, los helicópteros, los costos de personal, los alimentos, el diésel, el agua potable, etc. pueden fácilmente duplicar la factura total. Durante algunas actividades de alto costo, la plataforma puede sumar más de \$ 1.5 millones por día para operar. Un solo pozo de petróleo de aguas

profundas tarda de 100 a 250 días en perforarse y completarse, por lo que puede imaginar cómo un solo pozo puede acumular un cuarto de billón de dólares en costos, incluso si nada sale mal. Si el pozo está seco (es decir, no se encuentra hidrocarburos), eso es básicamente dinero por el desagüe o perdido. Las compañías petroleras sobreviven porque su gran tamaño les permite sortear pérdidas de este tipo.

Sin embargo, esa no es la imagen completa. El valor de un solo pozo productor, a los precios del petróleo de hoy, podría ser un ingreso bruto de mil millones de dólares por año. Un pozo exploratorio que golpea un descubrimiento importante podría valer cien mil millones de dólares en 30 años. Las plataformas de aguas profundas actualmente están reservadas para más de 5 años de anticipación y demoran el mismo tiempo de construcción, por lo que el tiempo de perforación debe medirse en términos de oportunidades de perforación perdida en lugar de costos por día. Si pierde 50 días al año debido a un mal funcionamiento del equipo (lo cual es optimista) es un pozo completo que no puede perforar en el curso de un contrato de perforación de 3 años. Los costos directos serían de \$ 150 millones, pero el costo de oportunidad es un ingreso de miles de millones por año (Diario Quora, 2012).

De acuerdo a la información disponible en la base de datos IHS Markit, se puede observar en la figura 4 un ejemplo del costo por día de plataformas que operan a profundidades superiores a 7500 ft.

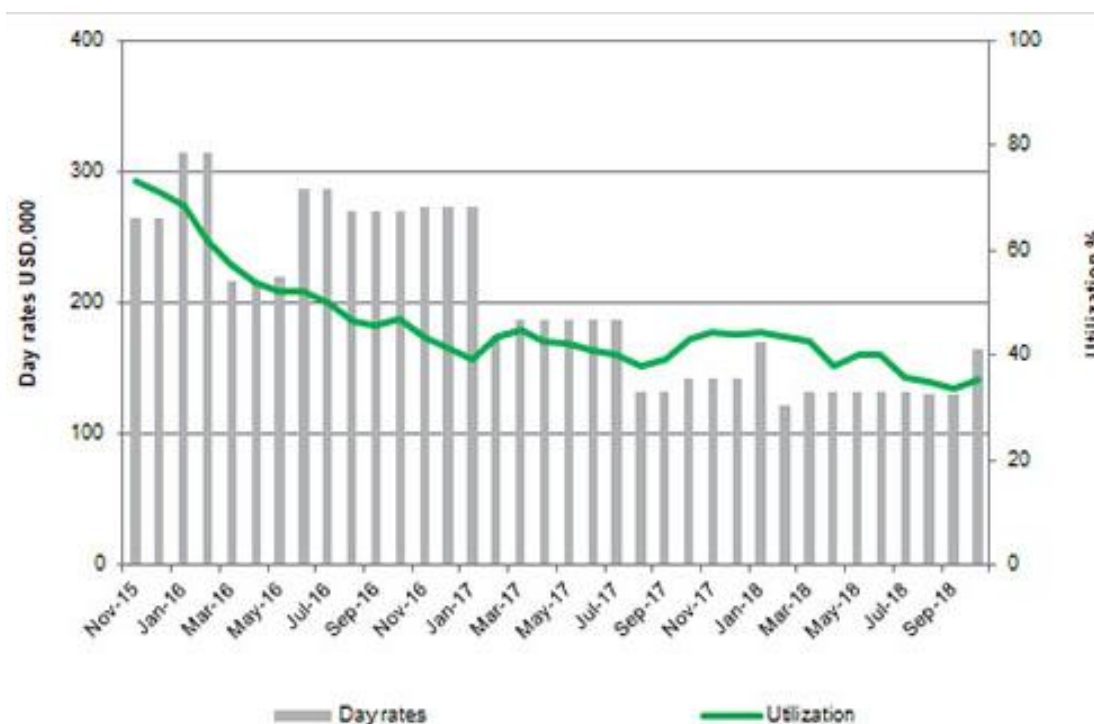


Figura 4. Gráfico Costo promedio de tarifa diaria de perforación en plataformas

Semisumergibles > 7500 ft Vs % de utilización.

Nota: Recuperado de: <https://ihsmarkit.com/products/oil-gas-drilling-rigs-offshore-day-rates.html>

1.2.9 Tipo de completamiento

El completamiento o terminación es el conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas. Los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestidor y el completamiento final con el sistema de levantamiento artificial que se requiera.

En estados Unidos los costos de terminación incluyen revestimiento y tubería de producción, equipo de pozo, fuente de agua, agua con aditivos, apuntalantes de arena (Proppant), equipos de completamiento y perforación y alquiler de equipos de bombeo. El costo promedio de los completamiento generalmente están en el rango de \$ 2.9 MM a \$ 5.6 MM por pozo, pero en algunos pozos son más altos, alcanzando de 60% a 71% del costo total de un pozo. Los costos de terminación en América del Norte han aumentado considerablemente en la última década debido a la perforación horizontal, en particular debido a que las longitudes laterales son cada vez más largas y los completamientos se hacen más grandes y más complejos cada año.

En general los aspectos que más impactan los costos de un completamiento de un pozo son:

- Tasa de producción requerida.
- Reservas de zonas a completar.
- Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a completar.
- Necesidades futuras de estimulación.
- Requerimientos para el control de arena.
- Futuras reparaciones.
- Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- Inversiones requeridas.
- Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, etc.

1.2.10 Conocimiento del área

A la hora de planificar los pozos de desarrollo, en general existen numerosos pozos vecinos, de modo que se dispone de un conocimiento considerable de la geología del subsuelo y los regímenes de presión. Por el contrario, los pozos exploratorios en zonas remotas no tienen pozos vecinos cercanos y la planeación se basa en las interpretaciones de los datos sísmicos, en pozos vecinos lejanos y en la experiencia previa. Los datos de pozos vecinos de alta calidad son codiciados por los planificadores de pozos competentes para optimizar los diseños. Cuando carece de datos de pozos vecinos, el planificador de pozos debe ser más conservador a la hora de diseñar los pozos y considerar más imprevistos.

Antes de emprender cualquier campaña de perforación, el proceso de análisis de pozos de compensación es de suma importancia. Cuando se realiza con precisión y se presenta correctamente, proporciona la base para todo el trabajo de diseño y análisis de riesgos. (King, 2016)

- **Variables que afectan perforar un pozo en América Latina**

Colombia ocupa el tercer puesto entre los países más costosos para perforar pozos en Latinoamérica, después de Bolivia y México. Ecuador, es el país con los menores costos a la hora de perforar pozos. Esta información es tomada a partir de los costos promedios de perforación de pozos petroleros en los diferentes países teniendo en cuenta las siguientes características: pozo con una profundidad de 11.000 ft, tiempo de taladro de 61 días (promedio), un equipo de 1.500 hp y costos de operación diario (staff, comidas etc.), como se puede evidenciar en la figura 5 los costos estimados para perforar un pozo en Latinoamérica (Langer. L, 2015).

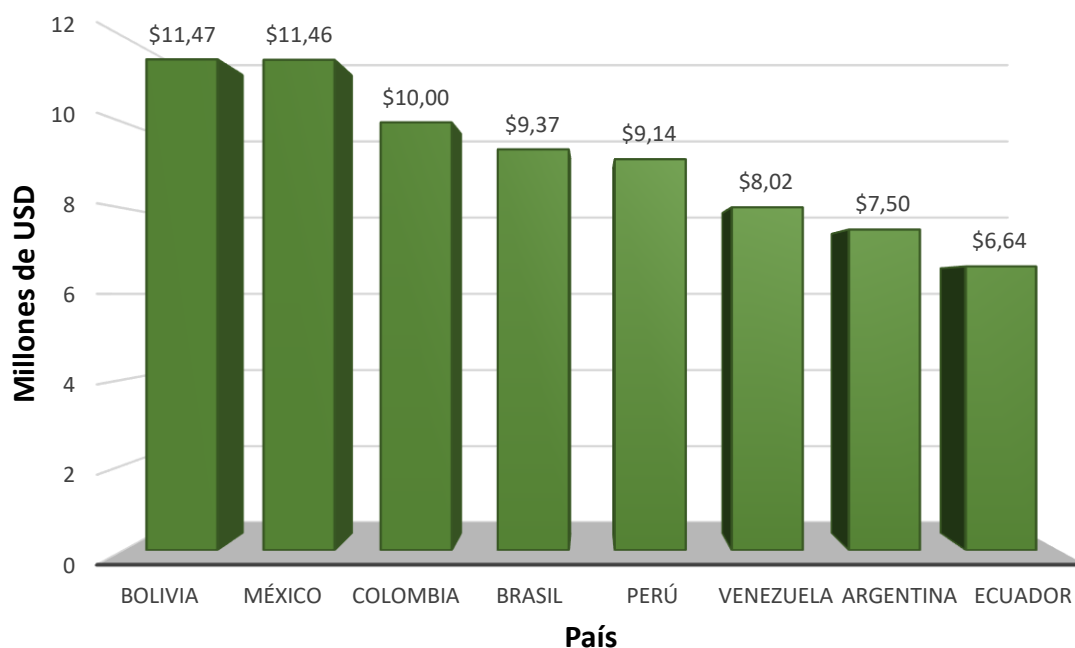


Figura 5. Costos de perforación de pozos en Latinoamérica a 2014 (millones de USD)

Nota: Modificada de: <http://campetrol.org/wp-content/uploads/GDS/GDS-20150520.pdf>

En el análisis realizado por la Cámara Colombiana de bienes y servicios petroleros, permite establecer que los mayores costos de perforación de pozos petroleros son los de Bolivia, por un valor de 11,4 millones de dólares por pozo (15% por encima del valor colombiano). Los pozos que se perforan en Bolivia, sobre todo los que se realizan en el sur, son muy profundos y en estructuras rocosas, lo que provoca que la perforación incluso demande una mayor inversión económica. Bolivia tiene características tectónicas especiales. En algunos países se perfora un pozo de 2.000 metros en 20 días, mientras que en Bolivia en algunos pozos por la tectónica, se puede perforar solamente 500 metros en el mismo lapso de tiempo.

En segundo lugar, se encuentra México y tercero Colombia. Aunque Colombia, realiza operaciones más eficientes para las empresas de bienes y servicios petroleros, los costos analizados no contienen información de otros factores exógenos importantes de medición más compleja (Molina, A, 2015). Esto se debe a que los factores exógenos tales como las condiciones contractuales de comunidades, seguridad, transporte, insumos, inversión social, entre otros, haciendo mucho más costosa la operación en Colombia, lo que disminuye el atractivo de inversión por parte de las compañías operadoras.

México es el segundo país con mayor población en América Latina (Cepal, 2017), por lo tanto dispone de costo exógenos bajos, aunque los costos tradicionales de la perforación son 14.6% más altos que en Colombia, los costos de los demás factores exógenos son mucho menores, dadas las bajas cargas tributarias y una mayor flexibilidad de restricciones contractuales, entre otros, lo que hace que México resulte un entorno más atractivo en contraste con países con menores costos tradicionales de la perforación como Brasil y Argentina, que son más rígidos legal y tributariamente.

Los costos convencionales de perforación de pozos petroleros normalmente se subdividen en las siguientes categorías (Petrolera. I, 2015):

- Obras civiles: son trabajos como construcción y acondicionamiento de la localización, interventoría, obras eléctricas, recuperación de área y todas relacionadas con infraestructura física cuya construcción y establecimiento es requerida.

- Servicios de perforación: son directamente la contratación de taladros para el proceso de perforación.
- Movilización de equipo: todo el transporte de materiales, aditamentos y partes necesarias para el proceso de perforación y equipamiento de los taladros.
- Otros servicios y materiales: partes del proceso como cementación, perforación direccional, brocas, tubulares etc.
- Servicios profesionales: servicios indirectos al proceso como aseguramiento de calidad, supervisión, Company man, profesionales en posesión de un título de ingeniería petrolera, interventores y otros asesores.
- Relaciones con la comunidad y licencias ambientales: gestión con las comunidades de las zonas de explotación y los trámites de licencias ambientales requeridos.

En la figura 6 podemos observar un resumen de la distribución de costos asociados a la perforación de un pozo.

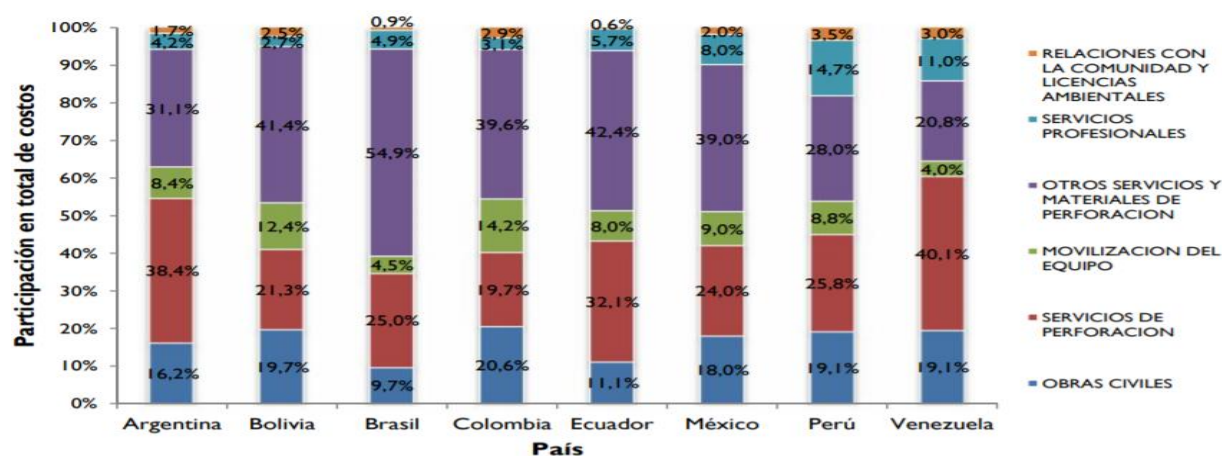


Figura 6. Distribución de costos de perforación por país.

Nota: Recuperado de: <http://campetrol.org/wp-content/uploads/GDS/GDS-20150520.pdf>

A pesar de que la distribución de costo no es significativa, varía de acuerdo con las restricciones y condiciones de operación en cada país, además de los tratados y acuerdos internacionales para inversión; sin embargo existe una diferencia en la inversión necesaria para perforar un pozo en Latinoamérica, así países como México, debido a que una fracción menor de ganancias es para el gobierno se tienen mejores condiciones contractuales, lo anterior hace que se logre un margen de utilidad a pesar de unos costos en operaciones posiblemente altos (Petrolera. I, 2015).

En la figura 7 se puede detallar la distribución de costos de perforación en algunos países de Latinoamérica.

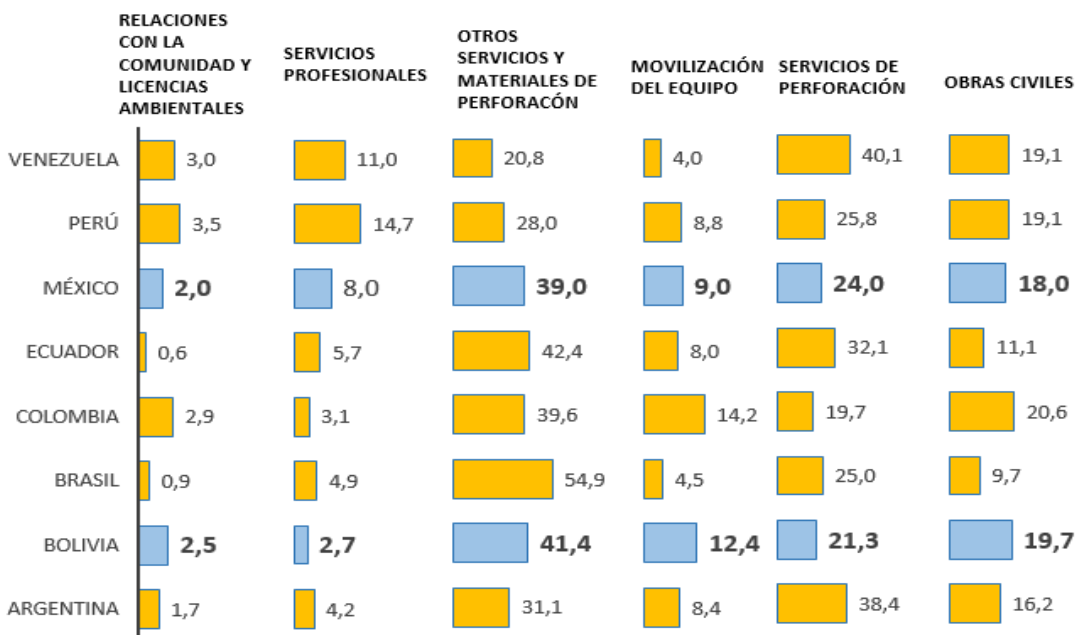


Figura 7. Distribución de costos (%) de perforación en países de Latinoamérica.

Nota: Modificado de: <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Cuanto-cuesta-perforar-un-pozo-en-America-Latina-20150527-0217.html>

1.3 Variables que afectan los costos de perforación en campo payoa

Con el fin de identificar las variables que mayor impacto tienen sobre costos de perforación en el campo Payoa, se revisó la información disponible a partir de los últimos 6 años de los pozos perforados con el equipo 750 HP #3 propiedad de la compañía.

En el campo Salinas se revisaron los pozos con un promedio de profundidad de 2500 ft entre los que se encuentran pozos desviados y verticales, productores de crudo principalmente y algo de gas; Además se evaluaron los pozos con una profundidad promedio de 8500 ft verticales y desviados productores de gas principalmente en el campo Payoa.

La configuración típica de un pozo perforado en campo Salinas corresponde a lo mostrado en la figura 8:

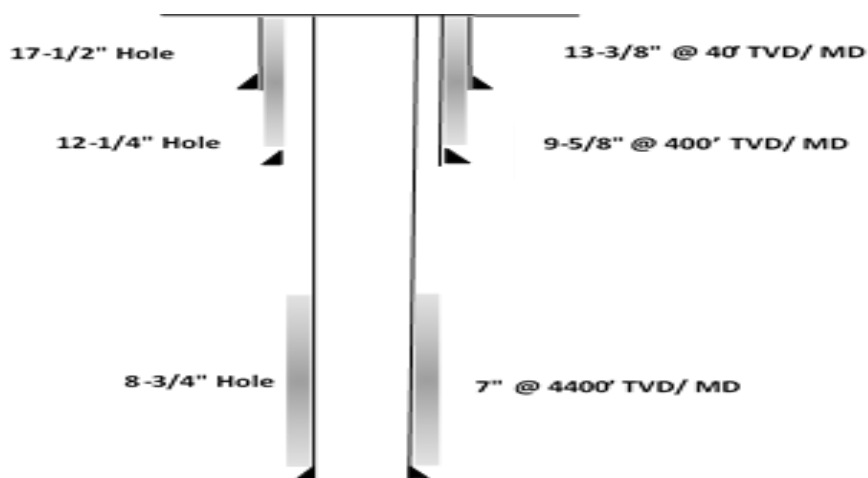


Figura 8. Configuración típico pozo Salinas

Por otro lado en la figura 9 se detalla la configuración de un pozo perforado en el campo Payoa.

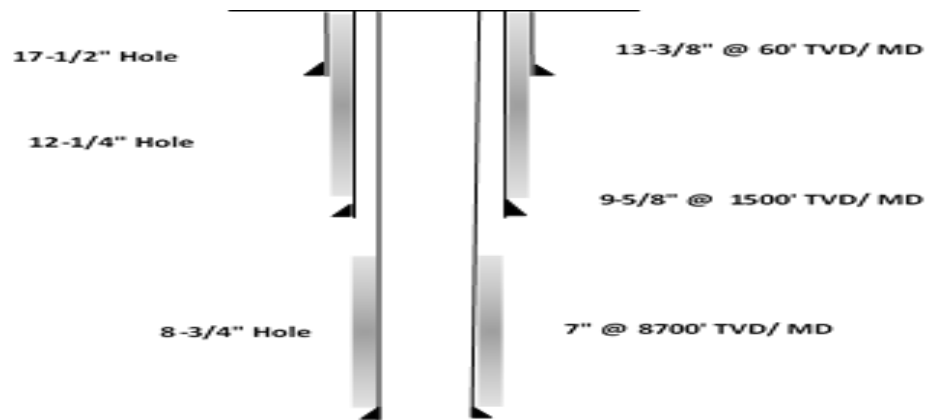


Figura 9. Configuración típico pozo Payoa

El 40% de la distribución de costos para cada actividad en los pozos perforados en Salinas con un promedio de 2500 ft hace referencia a la mano de obra en conjunto con la tarifa diaria del taladro, el 16% corresponde a los servicios y suministros generales; seguidamente de los costos generados por cementación, fluidos y cortes de perforación como se indica en la figura 10.

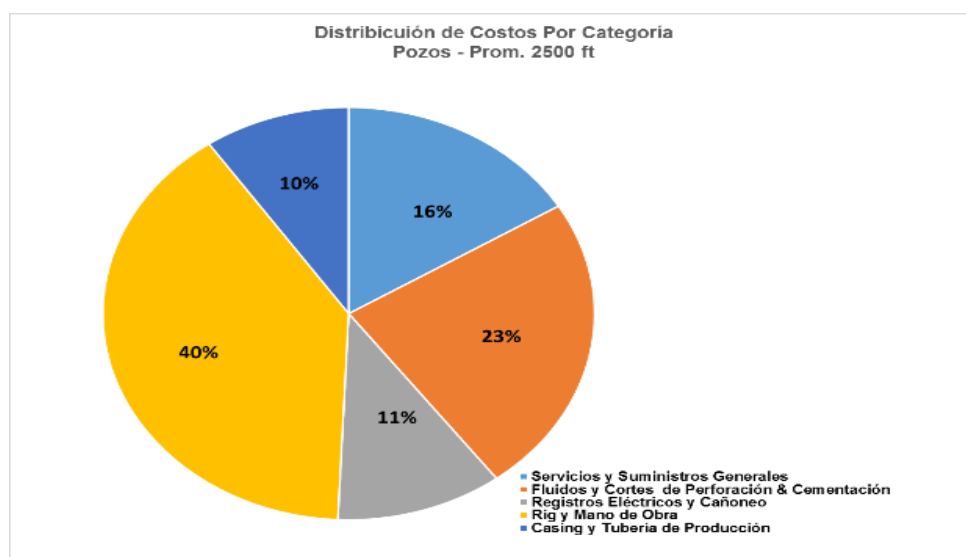
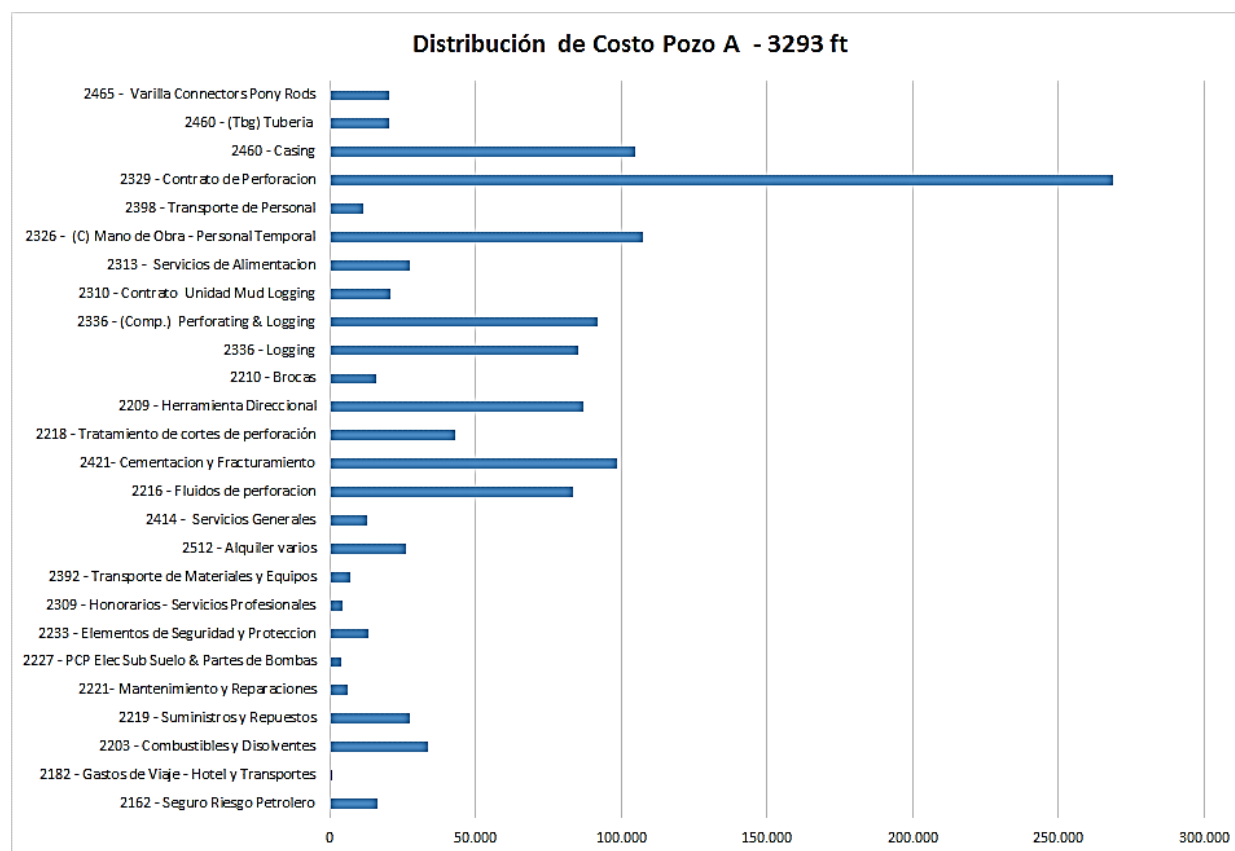


Figura 10. Distribución de costos en pozos del campo Salinas.

Teniendo en cuenta que los costos de la mano de obra están sujetos a acuerdos corporativos con la comunidad y que el equipo de perforación es propio de la empresa se propone una alternativa para reducir los costos en otros aspectos como materiales (revestimiento), en servicios de fluidos de perforación, cortes y cementación.

En la figura 11 se puede observar el detalle de la distribución de los costos que impactan los costos en un pozo en Salinas a una profundidad determinada.

**Figura 11.** Distribución de costos Pozo A - 3293 ft

Por otro lado podemos observar en las gráficas 12 y 13 las variables que afectan los costos de un pozo perforado en el campo Payoa a una profundidad promedio.

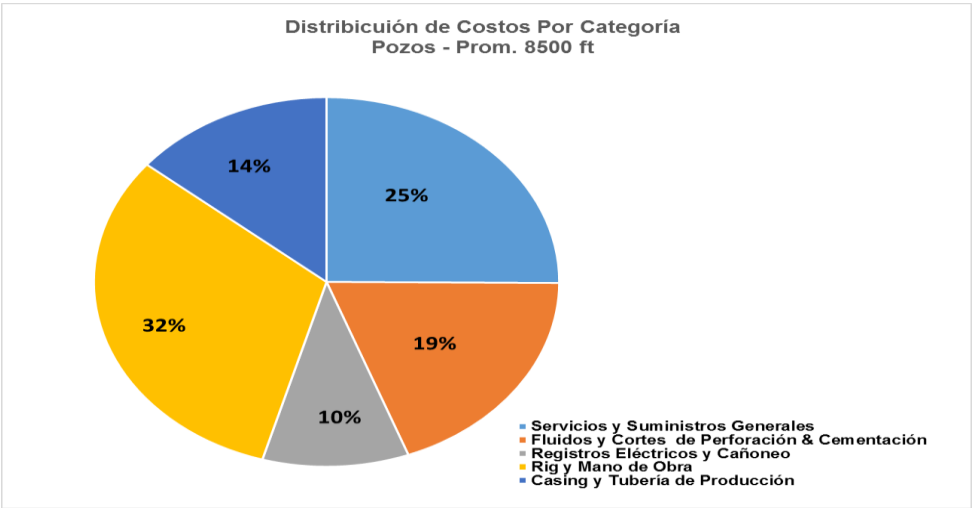


Figura 12. Distribución de costos en pozos del campo Payoa.

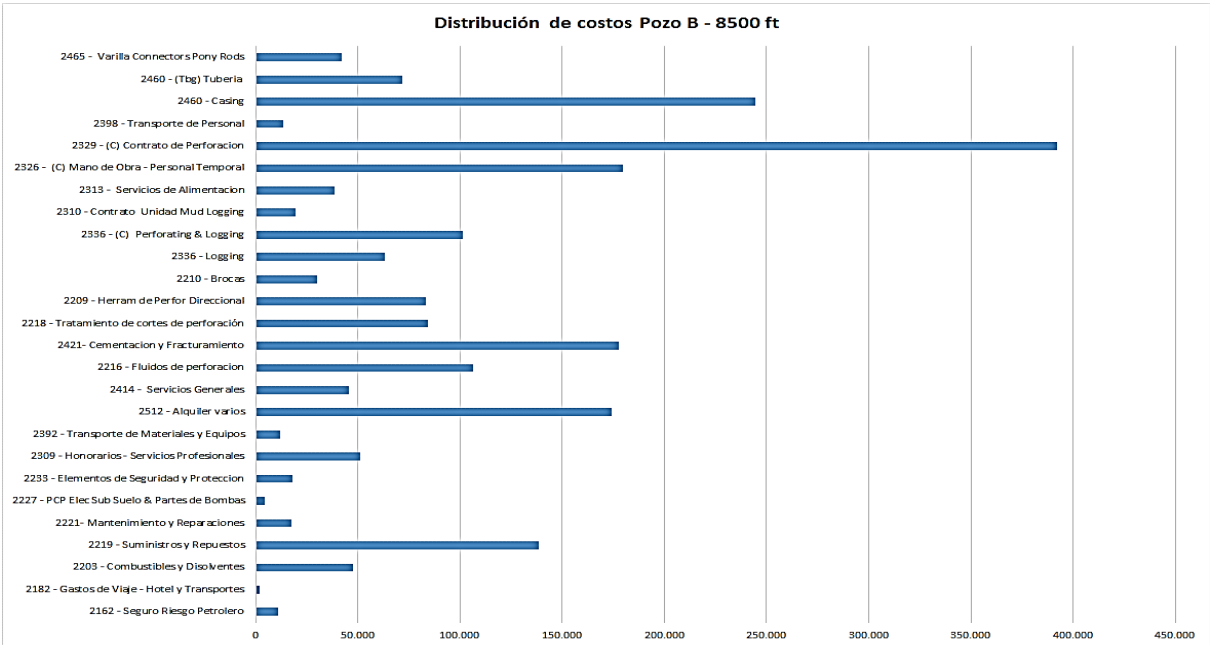


Figura 13. Distribución de costos Pozo B - 8500 ft.

2. Alternativas para optimizar costos de perforación

La optimización de perforación debe ser un proceso para mejorar el rendimiento permitiendo la incorporación de las nuevas tecnologías, entrenamiento y análisis de datos, como método para la reducción de costos. En la actualidad el análisis de datos es un elemento clave para la información y el conocimiento como se muestra en la figura 14.

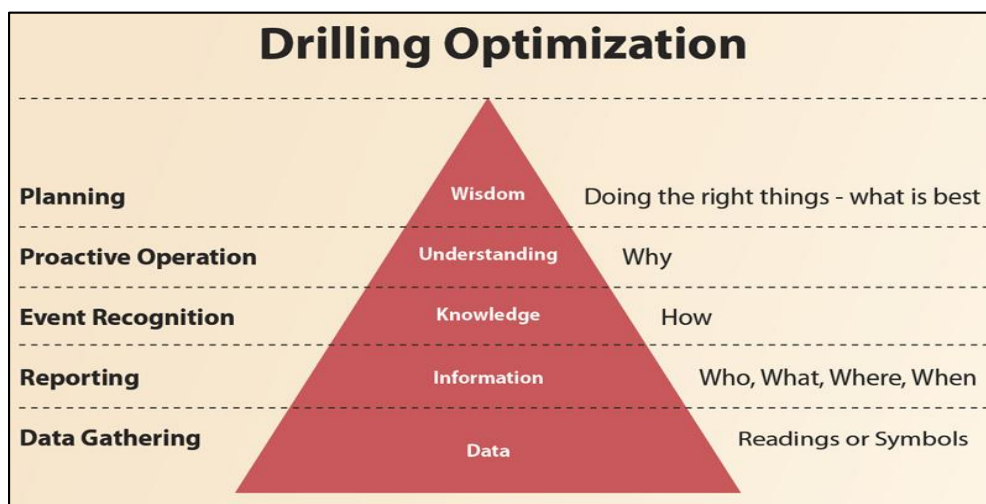


Figura 14. Pirámide para la optimización de perforación de National Oil Varco.

Nota: Recuperado de: Mazerov, K. (2011). Optimization: Taking a holistic approach. Drilling Contractor

Cuando se realizan operaciones de perforación, se está creando simultáneamente un pozo eficiente, mejorando las ejecuciones de revestimiento y completamiento; además, si todos los actores que intervienen en el proceso de perforación se centran en la optimización, con mayor seguridad se obtiene logros significativos (Macías. G, 2014).

Los avances tecnológicos, como los aplicados en la medición de la presión en fondo de pozo durante la perforación (por sus siglas en inglés PWD), son una parte esencial de la optimización de la perforación.

Otro desarrollo clave fue el sensor de vibración, para identificar el tiempo no productivo (NPT); las vibraciones son una de las principales causas de las fallas en el fondo del pozo, que a menudo no se pueden detectar en superficie lo cual puede generar un evento catastrófico en el pozo.

Existen barreras en el costo y la confiabilidad de los sistemas direccionales giratorios (RSS), que se utilizan actualmente en la perforación en alta mar; al disminuir el costo de la perforación, el RSS disminuye y la confiabilidad mejora, sin embargo los costos siguen siendo elevados y aun no se han podido reducir.

En profundidades someras de proyectos antiguos, existe la evidencia de que en la mayoría de los casos, las características de capacidad de perforación en las rocas encontradas son comparables con mayores profundidades en nuevos proyectos. Sin embargo, las diferencias notorias en el rendimiento en la perforación no se puede atribuir únicamente a la roca, por lo que la mayoría de las personas en la industria creen que la única forma de enfrentar un desafío es con una nueva herramienta o tecnología; sin embargo existe más tecnología hoy de la que había hace 15 años, y los rendimientos alcanzados no han coincidido con el crecimiento de la tecnología. La perforación de alto rendimiento a menor costo, se debe centrar en el análisis de datos.

El desarrollo de nuevas tecnologías va en aumento y crece con el pasar del tiempo; en el caso de la industria petrolífera, no hay excepción, particularmente nuevas técnicas para herramientas de

registro, así como herramientas que pueden soportar altas temperaturas y presiones; en cuanto al análisis de datos es una herramienta que permite establecer que ha sucedido, cómo sucedió y por qué sucedió, de acuerdo a los antecedentes del problema, favoreciendo el planteamiento e implementación de estrategias de solución para la reducción de costos.

No se trata de tener la última tecnología, si no de poseer la correcta, para profundizar y tratar los problemas reales, ya que no basta con identificar y analizar los síntomas, si no dar solución a la problemática. A menudo, las personas confían solo en su experiencia, o en reglas generales para abordar problemas y descuidan el análisis y tratamiento de los datos.

Durante la búsqueda del petróleo, la industria se ha enfrentado a ambientes de perforación cada vez más complejos tales son el desarrollo de campos con pozos a altas profundidades donde se presentan condiciones extremas tanto de temperatura y presión, en locaciones costa fuera con tirantes de agua cada vez mayores, donde se tienen condiciones de temperaturas bajas en el fondo del mar, las cuales propician la aparición de hidratos de metano y ventanas operacionales muy cerradas (Espinosa 2011). Sin embargo, se han encontrado soluciones a las diversas problemáticas en la búsqueda del “petróleo difícil”; no obstante, dichas soluciones son de alto costo, por lo que el término ahorro es vital en este tipo de operaciones.

2.1 Optimización de la perforación.

De acuerdo con Lummus (1970) no existe un programa de perforación óptimo o perfecto, pues siempre se tendrán de forma invariable limitaciones en las operaciones que van más allá de nuestro

control que harán que no se alcance el punto óptimo o ideal; pero, es posible modificar todas las variables al alcance de todos con el fin de disminuir el efecto de eventos no programados, o bien, crear planes de contingencia para poder reducir los efectos de eventos fuera de control.

2.2 Planeación y seguimiento

El proceso de la optimización de la perforación consta de tres pasos principales según Lyons; como se observa en la figura 15.



Figura 15. Ciclo de optimización de perforación.

Nota: Recuperado de: Lyons, W.C. (2005), Plisga, G.J., “Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering,” 2nd Ed.

El primero de ellos es la Planeación de la perforación; en este primer paso del programa de perforación, el producto principal es un documento condensado donde se incluyen todas las características de la zona a perforar. El segundo paso, es la Implementación de la perforación con

el fin de optimizar las operaciones para que estas sean realizadas en menor tiempo da como resultado un ahorro sustancial de recursos aumentando la rentabilidad del proyecto en sí mismo (Secretaría de transporte, 2016). Por último, la evaluación post-operación, la cual consta de la recolección de datos obtenidos en la perforación del pozo, se convierten en datos de entrada para la planeación del siguiente pozo (Diseño de la perforación de pozos, 2018).

2.3 Mejoramiento de la tasa de perforación ROP.

Desde principios de los años 50's, se han realizado diversos estudios de campo y en laboratorio para describir el efecto que tienen varios parámetros sobre la velocidad de penetración. Hay que puntualizar que hoy en día se siguen realizando este tipo de investigaciones, por lo que la evolución de las operaciones han ido llevando a ambientes cada vez más profundos, difíciles y hostiles; por lo que es importante tener una descripción lo más precisa posible del efecto de los parámetros en la velocidad de penetración (Jaramillo, 2002). Lummus (1969 y 1970) clasificó las variables que afectan la velocidad de penetración en dos grandes grupos:

Las variables alterables, siendo todas aquellas variables que pueden ser modificadas y/o alteradas de acuerdo con las necesidades que se tengan en la perforación. Es decir, forman parte de las variables que podemos controlar (Espinosa, 2011).

Las variables Inalterables son aquellas que no pueden ser modificadas por el operador; es decir, sobre las que no se tiene control. Casi todas son inherentes al lugar donde se perfora o a las características de la formación a perforar. En la Tabla 2 se muestra la clasificación general de las variables que afectan la velocidad de penetración.

Tabla 2. Variables que afectan a la velocidad de penetración.

DRILLING VARIABLES	
Alterable	Unalterable
Mud	Weather
Type	Location
Solids Content	Rig conditions
Viscosity	Rig Flexibility
Fluid Loss	Corrosive Borehole Gases
Density	Bottom-Hole Temperature
Hydraulics	
Pump pressure	Round Ttrip Time
Jet Velocity	Rock Properties
Circulating Rate	Characteristic Hole Problems
Annular Velocity	Water Available
Bit Type	Formation to be Drilled
Weight-on-bit	Crew efficiency
Rotary Speed	Depth
VARIABLES CONSIDERED IN OPTIMIZATION	
Alterable	Unalterable
Mud	Formation to be drilled
Hydraulics	Depth
Bit Type	
Wt - RPM	

Nota: Recuperado de: J.L Lummus, 1969. Factors to be considered in drilling optimization.

La clasificación mostrada en la tabla 2, no es estricta, dado que algunas variables inalterables pueden ser modificadas por un cambio en las variables alterables. Por ejemplo, el cambio de un

lodo de perforación puede permitir la utilización de otra broca que tenga un mejor desempeño en la formación a perforar. En este caso, los esfuerzos de la roca permanecen constantes, pero las propiedades de perforabilidad de la misma han sido alteradas por el cambio de fluido y de brocas.

2.4 Optimización de parámetros de perforación a partir de geomecánica.

El desempeño de la perforación está directamente relacionado a aspectos fundamentales como son las variables geomecánicas que pueden afectar la estabilidad de los pozos, los sistemas de perforación que incluyen equipos involucrando el uso de nuevas tecnologías, y finalmente los procedimientos utilizados en la construcción de pozos en los que se pueden incluir los parámetros operacionales (Portilla, 2012). De estadísticas mundiales, del tiempo total consumido en la perforación de un pozo, aproximadamente un 30% es utilizado en rotación, por lo cual la optimización de la tasa de penetración “ROP” es un parámetro a considerar en la reducción de costos de perforación.

La búsqueda de la optimización que permita la reducción de tiempos y costos en la operación y especialmente en lo que concierne al mejor desempeño en términos de tasas de penetración (ROP), necesita de un punto de comparación que involucre los parámetros de perforación, para lo cual existen relaciones matemáticas que facilitan observar el efecto particular de cada parámetro en la ROP. Una de estas relaciones es la energía específica mecánica (MSE), que relacionada a las propiedades mecánicas de las rocas especialmente la resistencia a la compresión confinada (CCS) y puede proveer una herramienta de predicción del comportamiento del desempeño de perforación (Portilla, 2012).

2.5 Energía específica mecánica, MSE

La predicción o análisis del rendimiento de una broca y en general de todo el sistema involucrado en la perforación puede derivarse de la energía específica cuyos principios fundamentales se basan en la cantidad de energía requerida para destruir una unidad de volumen de roca y la eficiencia de las brocas en esta operación.

Esta teoría, fundamentada con pruebas de laboratorio, propone este concepto de energía en función de parámetros de perforación como se puede observar en la siguiente correlación (Teale, 1965):

$$MSE = \frac{480 \times T \times RPM}{D^2 \times ROP} + \frac{4WOB}{\pi D^2}$$

En donde

MSE: Energía mecánica específica.

T: Torque.

RPM: Revoluciones por minuto de la broca.

WOB: Peso de la broca.

ROP: Rata de perforación o penetración.

D: Diámetro de la broca.

2.5.1 Cálculo de UCS y CCS

Como base para el proceso de identificar la eficiencia del sistema de perforación, se calcula la resistencia a la compresión no confinada (UCS) utilizando registros eléctricos de pozo, para lo

cual es necesario contar con registro Sónico (DT), Porosidad (NPHI), Gamma Ray (GR) y Densidad (RHOB). Previo al cálculo de la UCS y a partir de los registros eléctricos se modelan otras propiedades necesarias como el índice de arcillosidad (Vshale), velocidad de la onda compresional y relación de Poisson (Fjaer, 2008).

Con la UCS modelada se realiza un ajuste al comportamiento experimental observado en las rocas durante ensayos mecánicos de laboratorio, validando los datos generados de los registros. Con esta UCS calculada, se deriva la resistencia a la compresión confinada, CCS.

2.5.2 Cálculo de MSE.

La otra característica de comparación, es calcular la energía mecánica específica, para lo cual se toman los parámetros de WOB, Torque, RPM y ROP que se obtienen del registro continuo de superficie que realiza normalmente las empresas de Mud Logging en pozo. Es importante tener en cuenta que el valor resultante debe incluir un factor por eficiencia mecánica que usualmente es de 35%, valor obtenido de pruebas de laboratorio de rocas (Dupriest, 2005).

2.6 Identificación de zonas de baja eficiencia.

El siguiente paso es estandarizar una plantilla (figura 16 con los datos registrados en los taladros de perforación y los calculados, para la visualización de los diferentes parámetros involucrados en la metodología; que puede incluir información de litología, CCS, MSE, WOB, torque, RPM, MW, ECD, ROP, SPP y si están disponibles datos adicionales de vibración, y cavings.

3. PERFORACIÓN DE POZOS SLIM HOLE

3.1 Antecedentes de la perforación Slim Hole

A finales de 1950 la industria del petróleo empezó a investigar la viabilidad de perforar de una forma novedosa y especializada la cual podía tener como recompensa el ahorro de mucho dinero, sin embargo los retos de la nueva técnica resultaron demasiado difíciles y pocos creyeron que esta técnica fuera materializada (Schlumberger, 1991).

En 1957 el autor Flatt HJ en su publicación “Slim Hole Drilling Decreases Carter’s Development Costs” menciona la reducción en costos que se obtuvo en un rango de 3 al 25% en 108 pozos perforados Slim holes en Utah, Arkansas, Louisiana, Mississippi, Oklahoma, Illinois and Wyoming en los estados unidos. El autor en su estudio confirmó la aplicabilidad para pozos inyectoros, también que las tasas de penetración y la vida útil de la broca disminuyeron pero con la ganancia en ahorro de dinero por la aplicación de la técnica.

En 1970 la empresa canadiense Heath and Sherwood Drilling Ltd. Perforó un pozo de 11,600 ft con un diámetro de 3-1/2” para Gulf Canadá donde se obtuvo una reducción del 50% en costos comparado con un pozo convencional.

El esfuerzo por considerar la extracción de muestras por Coring por medio de la técnica Slim hole comenzó en 1980 y con compañías como Strato Drill Inc. en Texas, Estados Unidos (Randolph, 1991).

Dahl en 1982 evaluó en la empresa Oli-jeprosperktering AB del grupo sueco exploratorio la perforación de 93 pozos con diámetros reducidos en la isla de Gotland en Suecia. El diámetro implementado para esta campaña de perforación fue aproximadamente de 2-1/2" lo cual registró un ahorro en costos de los 75% comparados con un método de perforación convencional.

En 1989 Amoco presentó el sistema de perforación de alta velocidad (Walker y Millheim). Junto con el análisis del corazonamiento continuo en tiempo real, la perforación Slim hole fue introducida para ahorrar en general en operaciones de exploración debido a la reducción en registros eléctricos con wireline, logística y consideraciones ambientales especialmente para las operaciones remotas de perforación. De igual forma se optimizó la evaluación geofísica de las zonas desarrolladas. La necesidad del uso de un taladro diseñado para la perforación Slim hole fue enfatizado.

En 1990, Oryx perforó varios pozos horizontales (Re-entry) debido a la necesidad de utilizar pozos existentes en áreas marginalmente productivas del Campo Pearsall. Se planeó fresar (mill) una sección del casing de producción y poner en marcha el KOP para la desviación. Esto fue para lograr 2000- 2500 ft de distancia. Los costos del Sidetrack fueron más altos en una comparación por pie debido a esto la campaña de perforación fue terminada. Se desarrolló la tecnología de coiled tubing SHCT para servir como Rig de perforación. Debido al aumento de la ROP diaria en

un 55% y el desplazamiento lateral en un 6%, los resultados fueron económicamente alentadores. Esto también redujo el número de días en un 31%. Los programas de Re-entries mostraron un éxito en 1991 cuando una unidad de coiled tubing fue utilizada para perforar la sección lateral (lateral cost/ft index de 0.79).

En 1992 la tecnología Slim hole fue también aplicada para la perforación Slim hole y los Re-entries en el sur de Texas por Oryx (Hall y Ramos). Un pequeño taladro convencional fue usado para perforar la sección vertical (2955 m) y un equipo de Workover se utilizó para hacer la sección lateral (958 m). Un Total Cost Index de 0.68 para pozos Slim hole y 0.73 fue reportado comparado a una perforación convencional (Index de 1.0).

La perforación Slim hole también ha sido utilizada en áreas remotas de alta sensibilidad ambiental. En 1992 la empresa Asamera perforó 5 pozos someros (<1186 m) en un área pantanosa en el sur de Sumatra (Indonesia) con taladro tipo Slim hole. Ellos estimaron inicialmente un proyecto de \$ 9.52 millones para un pozo convencional comparado con \$ 5.94 millones gastados realmente en el pozo Slim hole. El proyecto tuvo un ahorro del 40% especialmente por el concepto de construcción de locaciones.

Otra actividad remota con pozos de diámetro reducido fue reportada por la compañía Total quien perforó dos pozos (2747 m y 418 m) en un bosque tropical en Gabon (Dachary y Vighetto, 1992). El ahorro de este proyecto estuvo alrededor del 15%. Similares experiencias fueron logradas por BP, Exlog y Statoil quienes formaron una asociación estratégica para utilizar los beneficios de un sistema de perforación Slim Hole transportable con helicóptero (Murray et al, 1993).

En 1993 otros proyectos fueron reportados por Mobile y Oxy los cuales perforaron pozos Slim Hole en Bolivia a una profundidad entre 1981 m y 1542 m) con una taladro minero (Shanks y Williams, 1993). La reducción de costos estuvo entre 20-25%. También se tiene reporte de un ahorro del 50% por la empresa Union Oil Company California para un pozo inyector de vapor (Grove y Vevloet, 1993).

Un proyecto adaptado para Slim Hole en offshore fue presentado por Shell y Baker Hughes Inteq (Eide et al, 1993). Pozos de alta presión fueron perforados a 3000 m con una reducción de costos entre el 10-15%.

En 1993 fue introducido por las empresas Forasol/Foramer y Diamont Boart Stratabit el concepto de Euroslim para corazonar pozos profundos (Dupis y Fanuel, 1993). Usando un taladro propio tipo Slim Hole (Sagot, Dupis, 1993) pozos hasta 4000 m fueron planeados para ahorrar 30% de costos en áreas no remotas y 50% de ahorros en costos para pozos en áreas de acceso remoto o restringido (Dupis y Faunel, 1993).

En 1993, 5 contratistas de petróleo y 6 empresas de servicios participaron en el estudio del concepto de perforación de tubería flexible con agujero delgado SHCT mediante el análisis de la aplicación en pozo profundo. Su estudio concluyó que el diámetro reducido del hueco redujo el costo dramáticamente resultante de la reducción de material. Además, el lodo de perforación para 300 m se estima que es de solo 0.16 m^3 con perforación de agujero delgado en comparación con la perforación tradicional que es diez veces mayor que eso. (Shuhai, 2014)

Dachary llegó a la conclusión que “los pozos Slim Hole utilizan menos lodo, tuberías de revestimiento, cemento, agua, diésel; generan volúmenes menores de corte y necesitarán menos personal para operar y apoyar el sistema de perforación. Por ejemplo, si los diámetros de los agujeros se reducen en un 50%, el consumo de lodo y recortes reducirán en un 75%, y el tamaño del sitio se reducirá en 75%. Los costos totales se reducirán de 40% a 60%” (Dachary 1992).

En la tabla 3 se ilustra un resumen de los trabajos realizados en pozos Slim Hole por varias empresas del sector O & G:

Tabla 3. Experiencias de Empresas con perforación Slim Hole

COMPAÑÍA	AHORRO	COMENTARIOS	UBICACIÓN	RIG	PROFUNDIDAD	DIÁMETRO
Amoco	NA	Perforó 40,000 ft de corazonamiento continuo en USA durante 1987-89, se explica el concepto de SHADS Stratigraphic High speed Automatic Drilling. System	Península superior de Michigan. Occidente de Kansas. Sur de Colorado. Este de Texas.	Taladro SH tipo minero.	2206 m, 1815 m, 624 m, 951 m, 2931 m.	6", 4-3/8", 3-1/16."
Texaco	US 3.6M en costos totales. Equivalente a 25% en ahorro.	Corazonamiento continuo, en el proyecto se recuperó 99,4% de corazonamiento	Cuenca de Paraná, Paraguay.	Longyear PM 603	2987 m.	3-1/32".

Shell, BEB	Costo/metro se redujo alrededor de 19-41% para pozos en 4-1/8".	Perforó 46 pozos, utilizó métodos para control de pozos.	5 países, 15 pozos en Alemania con BEB.	Taladros modificados con mesa rotaria o top drive, motor de fondo.	3838 m - 5382 m en Alemania.	5-7/8", 6-1/4" inicialmente. Posteriormente en 4-1/8".
Oryx	a) Índice de costo total. b) Índice del cost/ ft lateral Ahorros en Re-entries: 1990: a) 0,85 b)1,72.	Utilizó la técnica Slim Hole para pozos horizontales y Re-entries.	Campo Pearsall en el sur de Texas.	Re-entries: 1990: WO rig 1991: Coiled Tubing Nuevos Slim Hole: un rig convencional para la sección vertical y un rig	Re-entries: promedio 603 m. Nuevos SH: 2955 m vertical y 961 m lateral.	Re-entry: 3-7/8". Nuevos SH: 4-3/4".

	1991: a) 0,50 b) 0,79. Nuevos pozos SH: a) 0,68 y b) 0,73.			de WO para la sección horizontal.		
Asamera	US 9,52 M para 5 pozos convencionales. US 5,94 M ahorrado en pozos SH (Principalmente en locaciones).	5 pozos perforados en áreas complicadas como pantanos. Corazonamiento continuo.	Sur de Sumatra, Indonesia.	Longyear HM55 SH heli rig.	Mayor a 1186 m.	Hueco de 3-7/8". tbg de 2-3/8".

Total	US 12,8 M por dos pozos equivalente a 15% de ahorros en pozos convencionales sin problemas.	Perforación de 2 pozos en bosques de lluvias tropicales, 59% de corazonamiento recuperado.	Gabon.	Loneyear PM 603.	2747 m, 418 m.	Huecos de 3" y 5-7/8".
BP, Exlog, Statoil	40% Ahorro	Se realiza una alianza estratégica para la perforación Slim Hole.	Congo.	Helitransportable SH rig.	700 - 2500 m.	N/A.
BP	40% Ahorro	4 pozos perforados, corazonamiento continuo.	Kayes, Congo	Parker SH rig	1132 m - 2086 m	Hueco de 4,8"
Mobil, Oxy	Ahorro de 20 - 25%.	2 pozos corazonados continuamente.	Pando, Manuripi Bolivia	Longyear PM 603	1981 m 1542 m	Sarta de corazonamiento de 3-1/16".

Nota: Millheim, 1995 "Slim Hole Drilling Technology - Past, Present, Future"

IMPLEMENTACIÓN DE POZOS SLIM HOLE EN EL CAMPO PAYOA

66

Amoco	US 500.000 (41%).	Corazonamiento continúo.	Creston Nose, Wyoming.	Rig 170.	3816 m.	Sarta de corazonamiento de 4-1/16".
Union Oil Comp California	50% de ahorros	Perforó pozos de inyección de vapor	Bakersfield, California	Workover Rig	N/A	Hueco de 6- 1/8" Tbg de 2-3/8"
Shell, Baker Hughes	10 - 15% ahorrado por pozo.	Slim Hole modificad para proyectos offshore, perforó pozos de alta presión.	Offshore en el mar del norte	-	Mayores a 3000 m	Huecos de 4- 1/8" y 5-7/8"
Forasol/Foramer	30% en áreas no remota 50% en áreas muy remotas.	Introducción del sistema Euroslim.	-	Taladro construido SH (15,1994).	Metas del proyecto: 4000 m.	Metas del proyecto: 3" a 3-11/32".

Elf Aquitaine Forasol	NA	2 pozos ultraslim fueron perforados, pruebas de stress y corazonamiento continuo.	Cuenca de Paris en Francia.	Taldro SH modificado (rig 21, 1994)	2157 m y 2160 m.	Huecos de 3" y 3-3/8".
--	----	---	-----------------------------	---	------------------	------------------------

3.2 Actualidad de la tecnología slim hole

Actualmente, se han desarrollado nuevas tecnologías de perforación para pozos de menor diámetro que tienen considerables beneficios sobre el método convencional en términos de aplicación. Sus resultados presentan ventajas sustanciales con respecto a la perforación tradicional, por ejemplo, la reducción del costo y el riesgo del pozo, el aumento de la tasa de perforación que además puede conducir a un aumento de la eficiencia de la perforación y puede reducir el impacto ambiental. Esto incluye:

- Perforación Slim Hole con Coiled Tubing
- Método de Corazonamiento Continuo
- Perforación convencional de menor tamaño

3.2.1 Perforación Slim Hole con Coiled Tubing

La perforación con Coiled Tubing (SHCT) es una de las nuevas tecnologías de perforación en los últimos 10 años. Combina tecnología de Slim Hole con tecnología de Coiled tubing que tiene una gran cantidad de ventajas en comparación con la técnica de perforación convencional en ciertas aplicaciones. Además, SHCT tiene el potencial de reducir el costo y el riesgo de la perforación y su notable aplicabilidad potencial. Estas aplicaciones típicas para SHCT incluyen:

- Pozos de exploración donde se puede adquirir y monitorear la imagen en 4-D de hidrocarburos recuperables e irrecuperables con la profundidad ideal, sin perturbar el desarrollo o la inyección.
- En un pozo poco profundo, tiene un beneficio notable, el espacio y la carga es solo 1/3 de la tecnología de perforación convencional.
- En pozos Re-entry. SHCT proporciona un medio para mejorar la recuperación mediante inyección vertical y la porosidad de diferentes niveles horizontales se puede obtener mediante el sistema de prospección sísmica.
- A medida que avanza esta nueva tecnología de perforación y se han desarrollado más herramientas de fondo de pozo en la industria del Coiled Tubing. La perforación de pozos profundos en pozos existentes con una sección extendida de orificios delgados, el reservorio se puede evaluar de manera más económica con tubos flexibles de orificio delgado y la zona de interés de la formación es más fácil de abordar.

Las ventajas potenciales que implican esta nueva tecnología incluyen: el SHCT puede reducir el tiempo de perforación, reduce el material y el equipo, lo que reduce los costos de perforación. Se espera que el uso de esta tecnología minimice el costo en 1/5 en perforación, 1/3 en exploración y 1/2 en desarrollo de campos. De acuerdo con el Departamento de energía (DOE) en USA el desarrollo de SHCT puede conducir al aumento de la producción en pozos poco profundos (menos de 1500 m). Además, el método redujo el impacto ambiental al producir menos desechos de perforación y los equipos más livianos ocupan menos espacio en la locación. El beneficio potencial del método también incluye: menor cantidad de

personas en la cuadrilla reduciendo los riesgos humanos. RIH / POOH es más rápido porque no se necesita conexión. La capacidad del control remoto y la transmisión en tiempo real se está mejorando al adaptar el cable en al equipo de Coiled Tubing.

La investigación sobre la tecnología de la tubería flexible con orificio delgado SHCT concluyó también que no solo está reduciendo el costo, sino que también tiene la capacidad de reducir el riesgo en el medio ambiente. Es una tecnología prometedora que la industria petrolera necesita poner cada vez más énfasis para mejorar y realizar nuevas investigaciones con el fin de alcanzar o incluso superar los estándares internacionales. Los investigadores también indicaron que el estudio del tema básico en esta tecnología es un gran esfuerzo para lograr su desarrollo. Otro gran aspecto para mejorar esta tecnología es también la introducción de más experiencia de países como Canadá y Estados Unidos, donde la tecnología de Coiled Tubing es más madura. (Shuhai, 2014).

3.2.2 Técnica de corazonamiento continuo

La perforación Slim Hole con método de extracción de muestras continua ofrece la posibilidad de obtener grandes cantidades de información geológica a partir de muestras de núcleos. Esta técnica se usa en la industria minera para certificar que un descubrimiento de un yacimiento contiene una calificación mineralógica suficiente para justificar la extracción a gran escala. Esto generalmente lleva a la extracción de muestras de hasta el 90 por ciento de un pozo (Randolph, 1991).

La técnica ofrece el potencial para entregar el núcleo a una adecuada tasa de penetración (ROP) y mantener presiones mínimas en las formaciones penetradas. Un tipo de emulsión de aceite inhibido se usa comúnmente para prevenir la hidratación de las lutitas y la solución de sales. Por lo tanto, se penetra una formación de alta presión que podría causar una situación catastrófica tal como una explosión (Blow Out) o fractura de formación en la parte superficial o somera. Por lo tanto, un indicador de presión se encuentra dentro de la vista de los perforadores que indica la presión en el anular del hueco. Debido a que el fluido es estático en el espacio anular, se puede obtener la presión. Además, se mantiene como contingente un lodo pesado de alta lubricación y características de baja pérdida de agua para evitar un desbalance de densidades y/o tratar la pérdida de circulación que se pueda presentar.

Este método fue diseñado para proporcionar una gran información del subsuelo confiable y detallado en el momento de la penetración y en el momento de mayor necesidad. Utilizando esta técnica, Strato Drill Inc. Probó una amplia variedad de formaciones en Texas, Estados Unidos, proporcionando el 100 por ciento del núcleo de las secciones penetradas. Aunque se han establecido buenas tasas de recuperación, la técnica es más que satisfactoria en la tasa de penetración y ventajas laterales evidentes, como pérdida mínima de circulación, no caving, puenteo, control WOB preciso, tamaños de equipos o Rigs más pequeños y mejores condiciones de perforación para las pruebas de producción y completamiento que el método tradicional. Se realizó una prueba Slim Hole para analizar el costo de la presión hidráulica requerida, el volumen de la bomba, la potencia (HP), lodo y la locación del pozo.

La tabla 4 resume la comparación del requerimiento hidráulico de la técnica de perforación con núcleo y la perforación convencional e incluye:

Tamaño de hueco: 7 in

Velocidad de circulación: 3 ft/s

Peso de lodo: 9,5 ppg

Viscosidad: 3 Cp

OD Drill Pipe: 3-1/2" API

OD Core Drill Pipe: 4" x 2-1/2" Core.

Tabla 4. Comparación del requerimiento hidráulico de la técnica de perforación con núcleo y perforación convencional.

		FRICION LOSS	FRICION LOSS	TOTAL	FRICION HP
DRILL, Ft	Mud Vol	Per 1000 ft	Per 1000 ft	Friction	Per 1000 ft
	Gal/min	Descending	Ascending	Loss/ 1000	
Conventional	270	14	13	153	34,5
Core Drill	37	17,5	11	28,5	0,86
RATIO:					
Conventional	7,3	8	1,1	5,4	40
Core Drill	1	1	1	1	1

Las pruebas realizadas de la técnica del corazonamiento continuo concluyen que es una herramienta viable para la exploración de petróleo y gas, ya que obtiene una recuperación del núcleo del 100 por ciento y permite una evaluación detallada de la formación.

Por lo tanto, proporciona una mayor eficiencia de perforación y un costo reducido mediante la determinación continua de WOB óptimo y velocidad de rotación óptima. La técnica también ofrece menos requerimientos de mano de obra, menos volumen de lodo, menor posibilidad de pérdida de circulación, no hay necesidad de correr registros y mejor condición del hueco para el completamiento (McGarr, 1962).

3.2.3 .Perforación convencional de menor tamaño.

En la industria del petróleo y gas, pueden ser propuestos pozos para ser perforados de diferentes maneras para cubrir múltiples propósitos dependiendo del diseño y los requerimientos del operador. Ya que existe alta demanda en el mundo del petróleo y la tecnología está emergiendo con ritmo, la tendencia actual es perforar pozos a bajo precio, seguros y más eficientes. Esto se puede lograr mediante el desarrollo de nuevos tipos de pozos que pueden conducir de una manera más rentable. Por ejemplo, un pozo Slim Hole puede minimizar el costo y el riesgo de perforación y ayudar a reducir el tiempo de perforación que puede contribuir a un aumento en la tasa de recuperación del proyecto. Por lo tanto, el concepto de Slim Hole tiene la posibilidad de ofrecer un taladro de perforación más pequeño y un área de superficie potencialmente más reducida. Además, ofrece disminuir los volúmenes de lodo y cemento requeridos, con el requerimiento de una piscina de cortes más pequeña.

Actualmente existe una mejora en los equipos y la tecnología, pero aun así la industria del petróleo necesita minimizar el costo de la perforación con pozos más difíciles, como pozos

profundos, pozos HPHT. La tecnología avanzada significa que recientemente podemos perforar nuevos pozos de forma segura con un diámetro pequeño y con problemas mínimos de perforación (Flatt, 1959). Por lo tanto, la necesidad de pozos más rentables ha sido un factor vital a considerar en la planificación del pozo. Con la tendencia actual hacia una tecnología emergente, los pozos "Slimmer" pueden ser simples y mejores en la economía, lo que puede demostrar que es sólido y exitoso en la aplicación adecuada, reduciendo el costo del pozo.

Un pozo Slim Hole ha sido definido de diferentes maneras por ejemplo Randolph, Bosio and Boyington, 1991; Shanks II and Williams, 1993; Finger and Jacobson, 2000; Jahn, Cook and Graham, 2008; todos los autores anteriores lo definen como un Wellbore con un diámetro menos a 7 in. Una comparación de un esquema de pozo Slim Hole Vs un convencional es mostrado en la figura 17.

Typical 10,000' TD - Normal Pressure					
Conventional Land			Slim Hole		
Hole Size	Casing Size	Depth	Hole Size	Casing Size	
17 1/2"	13 3/8"	150'	8 1/2"	7"	
12 1/4"	9 5/8"	2500'	5 1/2"	5"	
8 1/2"	7"	10,000'	4 1/16"	3 1/2"	
Contingency			Contingency		
6"	5"		3"	2 3/4"	

Figura 16. Configuración de un pozo convencional Vs Slim Hole.

Nota: Recuperado de: Serrattan, (2016). "The Viability of Slim-Hole Drilling Onshore Trinidad"

3.3 Tipos de pozos Slim Hole y sus aplicaciones

3.3.1 Tecnología Slim Hole para exploración de áreas remotas.

Los pozos Slim Hole pueden ser muy beneficiosos en áreas exploratorias remotas. Esas áreas son donde aumentan los riesgos y el potencial de recompensas debido a la falta de infraestructura o la presencia de una empresa establecida, la construcción de carreteras y la logística pueden ser costosas.

En esta situación, introducir el concepto de perforación Slim Hole puede resultar atractivo. El método puede ser más eficiente en tales áreas mediante el uso de plataformas y equipos más pequeños, donde pueden transportarse fácilmente en helicóptero o a través de carreteras existentes sin necesidad de modernización.

Dichos pozos usan menos lodo, revestimiento, cemento, agua, diésel, generan un menor volumen de recortes, requieren menos personas para operar y soportar las operaciones del sistema de perforación. El impacto ambiental en la exploración y la producción también desempeña un papel importante como Slim Hole para convertirse en huecos "Smart". Como se muestra en la figura 18, el tamaño del sitio del pozo se redujo en un 75%, el consumo de lodo y los cortes se redujeron en un 75%, y el diámetro del hueco se redujo en un 50%. El costo total se redujo de 40% a 60% en comparación con el pozo convencional (Murray, 1993).

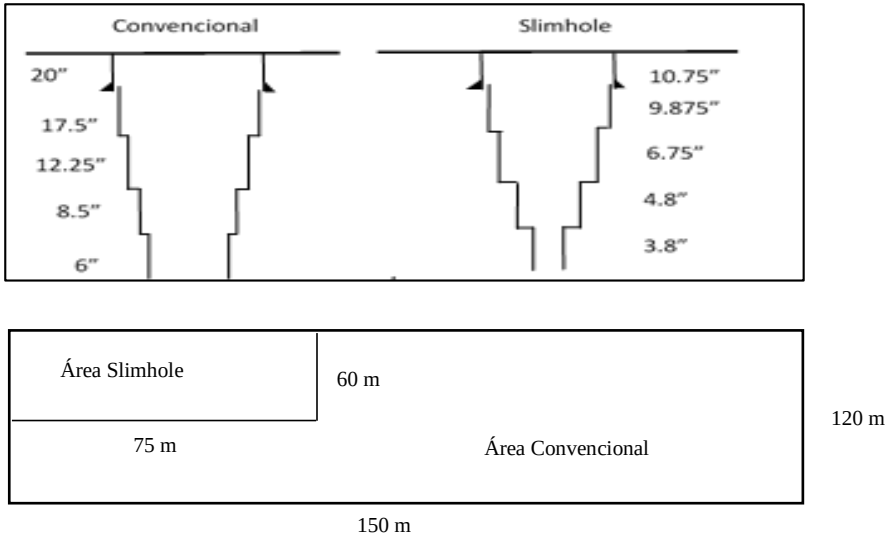


Figura 17. Tamaño del equipo de perforación Vs locación.

Nota: Murray, 1993, “Slim Hole Exploration, A Case for Partnership in the Nineties”.

3.3.2 Tecnología Slim Hole para perforación horizontal

Una tendencia reciente que sin duda los operadores se adaptarán en los próximos años es la necesidad de perforar lo que se llama "Slim Hole horizontal". Debido al uso de un hueco Slim Hole horizontal que se puede perforar en un pozo de diámetro cada vez más pequeño para reducir los costos, ha sido posible reemplazar la necesidad de pozos más grandes para manejar altos caudales. Aunque el beneficio principal de los diámetros más pequeños que los Slim Hole es reducir costos, pero en aplicaciones prácticas demostró que el método podría limitar la capacidad potencial del pozo para producir, y otros factores como la baja permeabilidad de la roca también pueden ser un factor limitante. Sin embargo, no la productividad sino el costo reducido pueden ser un factor decisivo en la longitud y el diámetro de la sección horizontal. Por ejemplo, una de esas áreas donde se desea intersectar

una gran cantidad de fracturas para mejorar la producción, pero el pozo no es suficiente productivo y las reservas no son suficientes para pagar los costos adicionales de un agujero lateral más grande, un completamiento Slim Hole de poca profundidad puede ser un eficiente método.

Debido a su principal beneficio en reducir costos, los operadores están dispuestos a asumir mayor riesgo con pozos horizontales Slim Hole (Tao, 1995).

En la figura 19 se muestra un pozo perforado típico en la formación fracturada de Austin Chalk. La idea era reducir los costos en áreas donde las tasas productivas no dependían del tamaño del pozo en la sección horizontal. Se perforaron tres pozos para evaluar la propuesta utilizando un taladro pequeño de perforación para construir y cementar la sección intermedia. El taladro fue liberado y posteriormente se reemplazó por el taladro de Workover para construir la sección horizontal. Esto ofreció dos beneficios. El primero fue que un pequeño equipo de perforación podía perforar las primeras secciones del pozo más rápido que un taladro de Workover y a un costo menor que el requerido para perforar pozos convencionales. En segundo lugar, un equipo de Workover menos costoso podría manipular más fácilmente la tubería (tubing) utilizada para la sarta de perforación (Shook, 1993-1995).

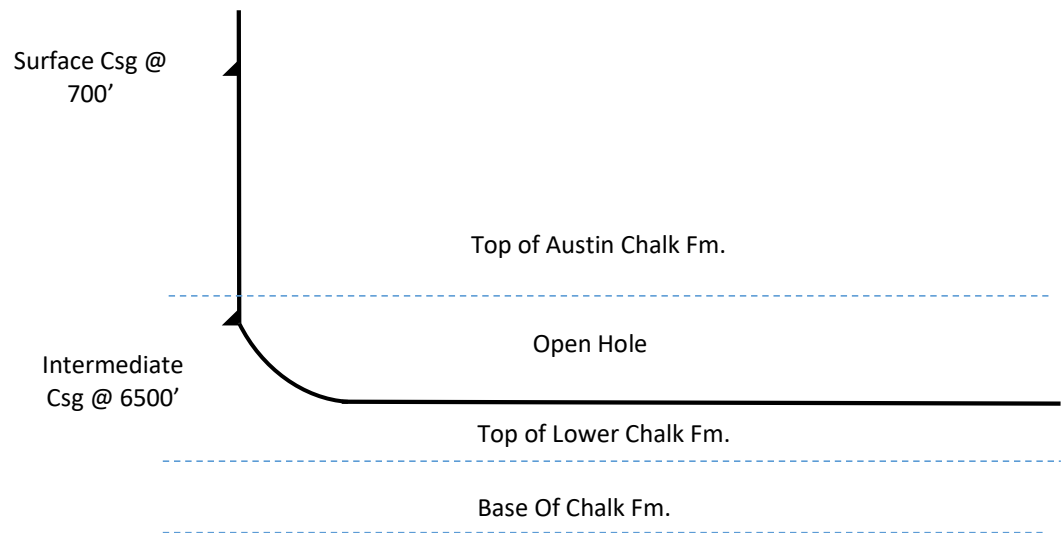


Figura 18. Esquema pozo horizontal Slim Hole en la formación Austin Chalk.

3.3.3 Tecnología Slim Hole para pozos existentes (Re-entering).

El uso de pozos Slim Hole para reingresar a los pozos existentes (Re-entry) se realizan de dos maneras: desviando (sidetracking) los pozos existentes horizontalmente o profundizando los pozos existentes. En esta técnica de desviación lateral (sidetracking), una porción del casing es perforada (milled out) por medio de una técnica de Milling con un molidor o bajando una ventana para ayudar a desviar el pozo. En este caso, el desvío lateral se logra al cortar la ventana. Por lo tanto, la operación de fresado de ventana puede reducir el tiempo requerido para los desvíos (Zhu, 1995).

3.4 Beneficios de la técnica Slime Hole

3.4.1 Reducción de costos de perforación

El uso de la técnica Slim Hole ofrece una ventaja económica significativa sobre la práctica convencional al reducir el costo de perforación. Los resultados de los pozos Slim Hole están demostrando ser efectivos. Con la situación actual en la industria petrolera, el ahorro de costos es un aspecto muy importante debido a la reducción de la inversión de capital. El proyecto de exploración con pozos Slim Hole en locaciones remotas o de difícil acceso ha reportado una reducción de costos de 30-60% y de 25-40% para pozos de desarrollo menos que la operación de perforación convencional (Dachary, 1992). El ahorro se puede lograr en una variedad de categorías que incluyen:

- El uso de equipos de perforación más pequeños y / o equipos de Workover o reacondicionamiento.
- Tamaños de revestimientos reducidos.
- Disminución en la construcción de locaciones y más fácil movilización de equipos.
- Menos inversión de capital.
- Reducción al mínimo de los desechos de perforación y otros costos asociados con el tamaño del hueco.
- Menos volumen de cortes, menos días de taladro y tiempo.
- Reducción en los costos de lodos, cementación y combustibles.

- El menor volumen de corte permite una limpieza de lodo más eficiente o el uso de salmuera de formiato de sólidos más económicos.
- Más fácil de perforar, evaluar y completar a través de los reducidos tamaños del casing.

La experiencia de la empresa de Carter Oil Co reveló un ahorro significativo de \$ 162,000 en prácticas de perforación de pozos Slim Hole. En términos de vida de la broca y tasa de penetración, el rendimiento de perforación en Slim Hole mostró hasta el 82% del valor convencional y requirió 35 horas de rotación en el fondo, mientras que la experiencia convencional varió de 33-62 horas. Los ahorros totales en los pozos Slim Hole evolucionan a partir de reducción en el trabajo diario del taladro, reducciones volumétricas y movilidad del taladro de perforación entre un pozo y otro. En este caso, los pozos Slim Hole indican una ventaja económica significativa con respecto a la perforación convencional si se utiliza un equipo de perforación de tamaño adecuado (Flatt, 1959).

3.4.2 Disminución de costos por disposición de cortes.

Durante la operación de perforación, es importante considerar la cantidad de volumen de recortes, volumen de lodo, cemento y fluido de completamiento que deben eliminarse. Con los costos crecientes actuales asociados con la eliminación de desechos, la industria del petróleo está buscando nuevas tecnologías que contaminen menos, y tamaños de huecos más pequeños que requieran menos lodo, cortes y cemento. Una forma de lograr esto es reducir el tamaño del hueco perforado a menos de lo que normalmente se perfora en un pozo de

petróleo convencional. Por ejemplo, un pozo Slim Hole con un tamaño de orificio que es la mitad de uno convencional permite reducir el volumen de los recortes a alrededor del 25% del volumen convencional. Esto reducirá en gran medida los costos de tratamiento y eliminación de desechos. En general, el volumen anular de los pozos Slim Hole en magnitud es más pequeña que el volumen anular convencional (Randolph, 1991).

3.4.3 Ventajas de impacto técnico ambiental.

A medida que el medio ambiente se está convirtiendo en algo que se le presta más atención, la reducción del impacto ambiental de la perforación se convierte en una prioridad para las compañías petroleras. Por lo tanto, la perforación de pozos Slim Hole puede ser la nueva tecnología que reduce el impacto ambiental y contribuye a reducir, como los niveles de ruido, las emisiones de escape y la disposición de cortes de perforación. Este aspecto ya es importante ya que el medio ambiente se vuelve cada vez más crucial para la perforación de pozos en el futuro. Por lo tanto, la industria tiene que cambiar sus hábitos y considerar este aspecto ambiental con cuidado y debe anticipar las necesidades futuras de leyes regionales e internacionales que se implementarán rápidamente. Sin embargo, la tecnología Slim Hole brinda la oportunidad de minimizar los residuos, esto se puede ver por los siguientes factores (Sagot, 1996).

- La reducción de vías de acceso, carreteras y tamaño de la locación se derivan de los pesos y tamaños de los componentes del taladro de perforación.
- El tamaño de la locación para taladros de Slim Hole 6 veces menos que un sitio normal.
- Los volúmenes de residuos de perforación se dividen en 3, lo que permite un tratamiento físico fácil y, en el futuro, una estabilización y solidificación in situ.

El uso de taladros pequeños en la perforación Slim Hole lo hace especialmente adecuado para sitios que exigen un bajo impacto sobre el medio ambiente. La compacidad del equipo de perforación para Slim Hole tiene beneficios ambientales, como el área de la locación se puede reducir significativamente. La Tabla 6 muestra algunas diferencias entre los equipos de un taladro para Slim Hole y un taladro convencional. Esto es beneficioso cuando se perfora cerca de una ubicación residencial (Randolph, 1991).

Tabla 5. Comparación de Rigs convencionales Vs Slim Hole.

Type of rig	Conventional	Slim Hole
HoleDiameter – in	8,5	3 to 4
Drillstring weight, Metric tons	40	5 to 7
Rig weight, Metric tons	65	12
Drillsite área, %	100	25
Installed power, Kw	350	75 to 100
Mud pump power,KW	300	45 to 90
Mud tank capacity, bbl	470	30
Hole volumen, bbl/100 ft	60	6 to 12

Nota: Randolph, Bosio and Boyington, 1991, The Slim Hole drilling: the story so far, Oilfield Review, July

3.5 Riesgos y limitaciones

Existen varias barreras técnicas en el uso de la tecnología Slim Hole (Murray, 1994):

- *Necesidades de Contingencia:* En muchos casos, adoptar un hueco de menor diámetro significa no tener otro diámetro de contingencia en caso que se requiera. Esta barrera se puede analizar mediante la identificación de riesgos. Los ahorros generales del proyecto pueden justificar un hueco fallido (Lost Hole) o un Sidetrack podría ser una contingencia.
- *Limitaciones de profundidad:* Esto representa una preocupación importante para las operadoras las cuales algunas veces no aceptan límites de profundidad asociados a la capacidad del taladro. Pozos mayores a 15000 ft son alcanzables pero necesitan mayor trabajo y experiencia.

-*Aplicaciones en Offshore*: Este tipo de pozos en Offshore se ven desafiado por lo fino del WOB requerido para perforar. Sin embargo el desarrollo va en curso y cada vez se perfecciona más la técnica.

-*Pérdida de circulación*: Existe preocupación en algunas aplicaciones sobre la capacidad de controlar la pérdida de circulación y presiones de poros elevadas con fluidos libres de sólidos que normalmente son requeridos por el operador.

-*Formaciones móviles*: El potencial para pega de tubería puede ser mayor para diseños de espacios anulares menores. Algunos creen, sin embargo, que los agujeros más pequeños son estructuralmente más fuertes que los convencionales, aunque esto no ha sido confirmado.

-*Registros eléctricos*: Todos los registros estándar se pueden ejecutar en orificios tan pequeños como 3-3/4" sin embargo herramientas más sofisticadas puede ser un problema.

Los problemas o barreras asociados a la tecnología Slim Hole fueron identificados en un estudio realizado a empresas operadoras de USA como se describe en la figura 20:

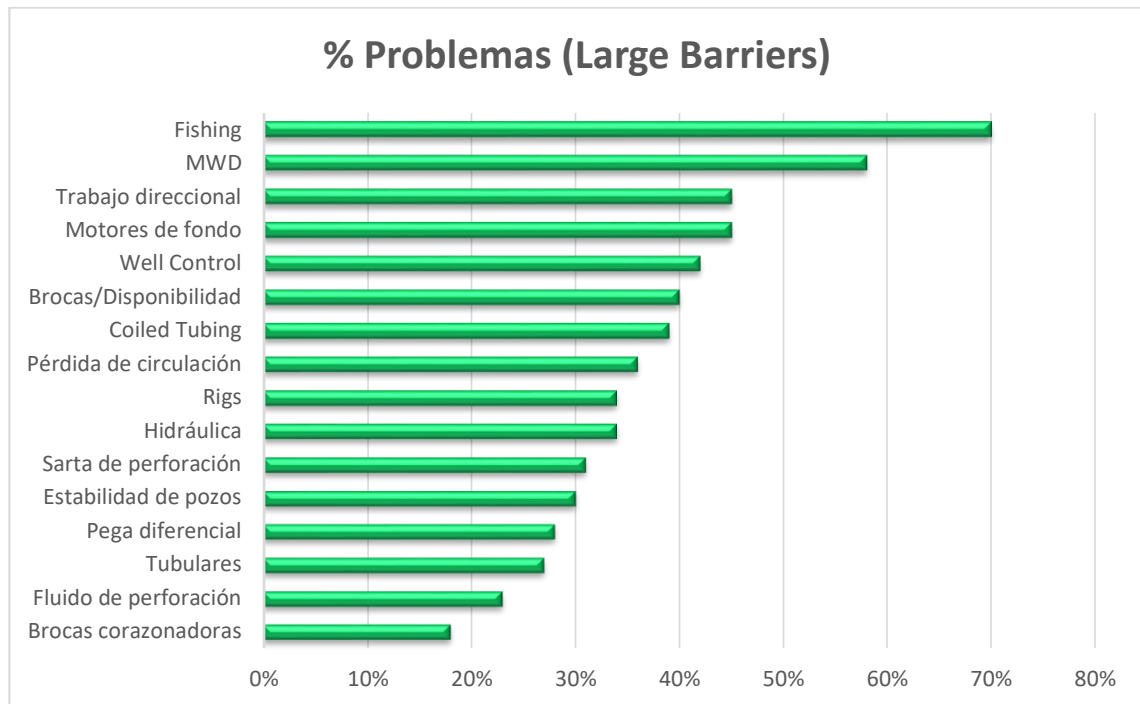


Figura 19. Problemas asociados a la tecnología SH (Shook and Brunsman, 1994).

Los problemas de pesca fue el mayor problema que se identificó en el estudio. Tener la disponibilidad de herramientas de pesca como Overshot o Spears con paredes delgadas aumenta la dificultad para un trabajo de pesca. El espesor de la sarta de perforación se requiere menor lo que hace que se disminuya su capacidad de tensión y torque como se muestra en la tabla 6.

Tabla 6. Propiedades de Drill Pipe Grado E (Shook and Brunsman, 1994).

OD (in)	WT (lb/ft)	Tensile Yield (Lb)	Torsional Yield (ft.lb)
4-1/2"	16,6	330.560	30.810
3-1/2"	13,3	271.570	18.550
2-7/8"	10,4	214.340	11.550
2-3/8"	6,6	138.220	6.250

Las fuerzas de rotación pueden ser reducidas con el uso de motores direccionales. Afortunadamente hoy en día la industria ha avanzado satisfactoriamente en los desarrollos de nuevas tecnologías en herramientas direccionales, especialmente en los motores.

El espacio anular es crítico cuando se compara con un pozo convencional. Para el análisis una importante distinción se debe hacer entre el Coring y otros sistemas Slim Hole como se indica en la tabla 7.

Tabla 7. Espacio Anular – Clearances (Shook and Brunsman, 1994).

Well Type	Hole Size (in)	OD Drill Pipe (in)	Ratio	Annular Clearance (in)
Conventional	7-7/8"	4-1/2"	0,57	1,69
Slim Hole Drilling	4-3/4"	2-7/8"	0,61	0,94
Continuous Coring	4-1/16"	3.7	0,91	0,18

Para reducir las fallas mecánicas en la tubería y operaciones de pesca se plantean los siguientes aspectos (Gibson, 2016):

1. Mantener un revoque de filtrado adecuado (thin) a las condiciones de temperatura en fondo de pozo especialmente antes de hacer viajes de tubería y operaciones de registros.
2. Minimizar la cantidad de LGS (low gravity solids) en el lodo ya sea optimizando el equipo de control de sólidos o mediante la dilución o descarte de lodo. Esto permite que la viscosidad sea optimizada para maximizar el poder del BHA y limpiar de una manera adecuada el hueco.
3. Utilizar contratistas especialistas en WL los cuales pueden suministrar las herramientas adecuadas con lecturas de tensión en superficie. las herramientas Slim Hole tienen un mayor clearances comparado con los huecos convencionales.
4. El uso del top drive o power swivel y mantener la tubería en movimiento y circulando dentro y fuera del hueco es la primera señal de overpull incluso cuando está dentro del casing. La apretada tolerancia entre el BHA y el diámetro interno del casing junto con la condición de los sólidos en suspensión es un riesgo potencial de dejar un

pescado dentro del casing. La máxima temperatura del lodo durante la circulación es en el anular aproximadamente una tercera parte de la profundidad del hueco desde el fondo y durante un viaje de tubería hacia afuera esta es una condición peligrosa para tener un empaquetamiento entre el casing y el BHA.

5. Tener en cuenta las inspecciones de los tubulares y las herramientas de pesca en una categoría por lo menos nivel III para evitar fallas prematuras.
6. Asegurarse que en el sitio este la tabla de torque de todas las conexiones de los tubulares.

4. Propuesta de implementación de perforación Slim Hole en el Campo Payoa

4.1 Generalidades del Campo Payoa (Bloque Las Monas)

PetroSantander (Colombia), es una empresa dedicada a la exploración y explotación de hidrocarburos en el territorio nacional cuya presencia ha estado vigente en Colombia desde 1995; específicamente tiene sus áreas operativas en jurisdicción del Municipio de Sabana de torres, Departamento de Santander y área administrativa en la ciudad de Bogotá D.C., operadora del Contrato denominado Carare - Las Monas, proyecto que viene siendo ejecutado desde antes de 1962.

Para el Bloque “Las Monas” compuesto por cinco campos: La Salina, Payoa, Corazón, Aguas Claras y Las Monas, se firmó un Contrato en el año de 1955, sobre 16.000 hectáreas aproximadamente, entre Ecopetrol y la empresa Colombia Cities Services. Se le otorgó el carácter de Contrato Especial debido a una negociación realizada entre las partes.

En la tabla 8 se muestra un resumen de las sociedades formadas desde 1955 hasta el día de hoy:

Tabla 8. Sociedades formadas desde 1995 – actualidad.

Año	Comentarios
14-dic-55	Firmó contrato entre Ecopetrol 25% y Colombia City Services Colcitco 75% .
18-abr-56	Colcitco vende la mitad de sus intereses a Colombia Richfield. Ecopetrol 25%, Colombia City Services Colcitco 37.5% y Colombia Richfield 37.5%
20-jun-60	Hay un cambio de intereses quedando de la siguiente manera: Ecopetrol 25%, Colombia City Services Colcitco 25%, Panam 25% y Colombia Richfield 25%.
04-nov-69	Panam cambia su razón social a Amoco, Ecopetrol 25%, Colombia City Services Colcitco 25%, Colombia Richfield 25%, Amoco25%.
21-dic-65	Cambio de razón social: Ecopetrol 25%, Colombia City Services Colcitco 25%, Arco 25%, Amoco 25%.
01-ago-85	Cambio de razón social de Colcitco por Shell, Ecopetrol 25%, Shell 25%, Arco 25%, Amoco 25%.
31-ago-85	Shell cede parte de sus derechos a Oxy: Ecopetrol 25%, Shell 12.5%, Oxy 12.5%, Arco 25%, Amoco 25%
25-abr-90	Amoco cambia su razón social a Magdalena Oil: Ecopetrol 25%, Shell 12.5%, Oxy 12.5%, Arco 25%, Magdalena Oil 25% Arco
03-dic-90	Arco cambia su razón social a Saba -Ecopetrol 25%

	-Shell 12.5%
	-Oxy 12.5%
	- Saba 25%
11-jun-91	Hay cambio de intereses: Ecopetrol 25%, Petrolera Santander 15 %, Saba 30%, Magdalena Oíl 30%
01-jun-92	Ecopetrol 25%, Petrolera Santander 15 %, Saba 30, Eurocan 30%
	Hay cambio de intereses
	-Ecopetrol 25%
02-jun-95	- Petrolera Santander 15 %
	- Saba 30%
	- PetroSantander Colombia Inc.30%
03-feb-96	Hay cambio de interés: Ecopetrol 25%, PetroSantander Colombia Inc.75%
04-mar-06	Hay cambio de interés: Ecopetrol 30%, PetroSantander Colombia Inc.70%
03-dic-90	Arco cambia su razón social a Saba: Ecopetrol 25%, Shell 12.5%, Oxy 12.5%, Saba 25%
11-jun-91	Hay cambio de intereses: Ecopetrol 25%, Petrolera Santander 15 %, Saba 30%, Magdalena Oíl 30%
01-jun-92	Ecopetrol 25%, Petrolera Santander 15 %, Saba 30%, Eurocan 30%
02-jun-95	Hay cambio de intereses: Ecopetrol 25%, Petrolera Santander 15 , Saba 30%, PetroSantander Colombia Inc.30%
03-feb-96	Hay cambio de interés: Ecopetrol 25%, PetroSantander Colombia Inc.75%

4.1.1 Marco regional

El bloque las Monas está compuesto por los campos La Salina, Payoa y Corazón, los cuales producen de sedimentos del Terciario correspondientes al Oligoceno, Eoceno y Paleoceno.

En la figura 21 se observa el bloque Las Monas localizado a lo largo de la margen oriental del Valle Medio del Magdalena, en un terreno suavemente ondulado, aproximadamente 35 millas al oeste de la ciudad de Bucaramanga. El área tiene buenos afloramientos, que ayudaron al igual que la interpretación de fotografías aéreas al mapeo geológico de superficie. Estudios geológicos regionales han mostrado que el área está situada en la parte oriental de la cuenca deposicional del Magdalena Medio, sus formaciones producen de varios bloques fallados asociados a la estructura de Las Monas la cual está estrechamente plegada y en la parte oriental del Bloque producen de sedimentos asociados a la estructura de Payoa.

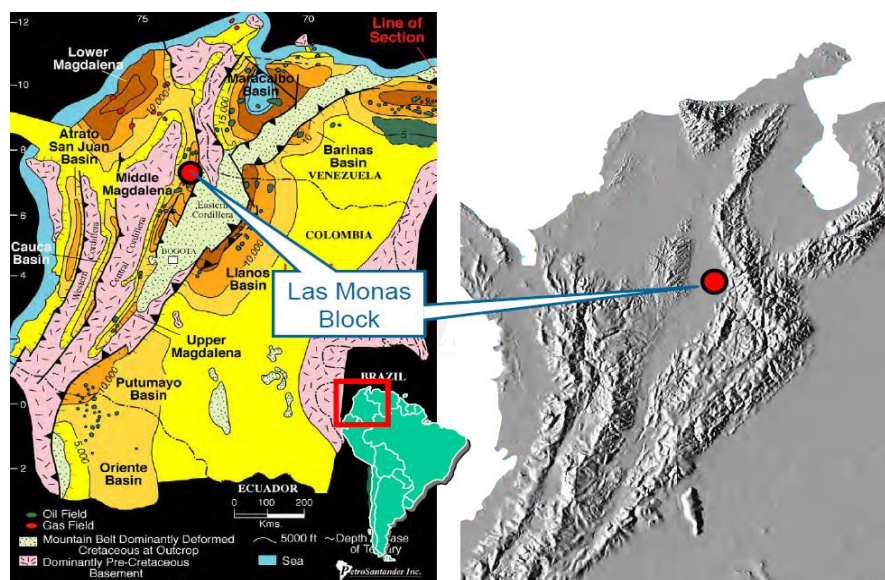


Figura 20. Bloque las Monas.

Todas las unidades productivas afloran hacia el sur, estas estructuras cabecean hacia el nor-oriente aproximadamente 20° y los contactos agua – aceite se profundizan progresivamente en los bloques hacia el norte.

El gran desplazamiento lateral izquierdo de la Falla de Santa Martha, localizada al Oeste del área, ha tenido una influencia significativa sobre la geología del petróleo de la parte oriental de la cuenca como lo hizo el tectonismo del Eoceno. El Campo La Salina se encuentra en un anticlinal conocido como el Anticlinal de Las Monas localizado cerca de la terminación Norte de la Falla regional de cabalgamiento La Salina. El Campo Payoa está localizado en un anticlinal más suave asociado a la Falla de Payoa. El Campo Corazón está localizado sobre el flanco oriental del anticlinal de Las Monas como se observa en la figura 22.

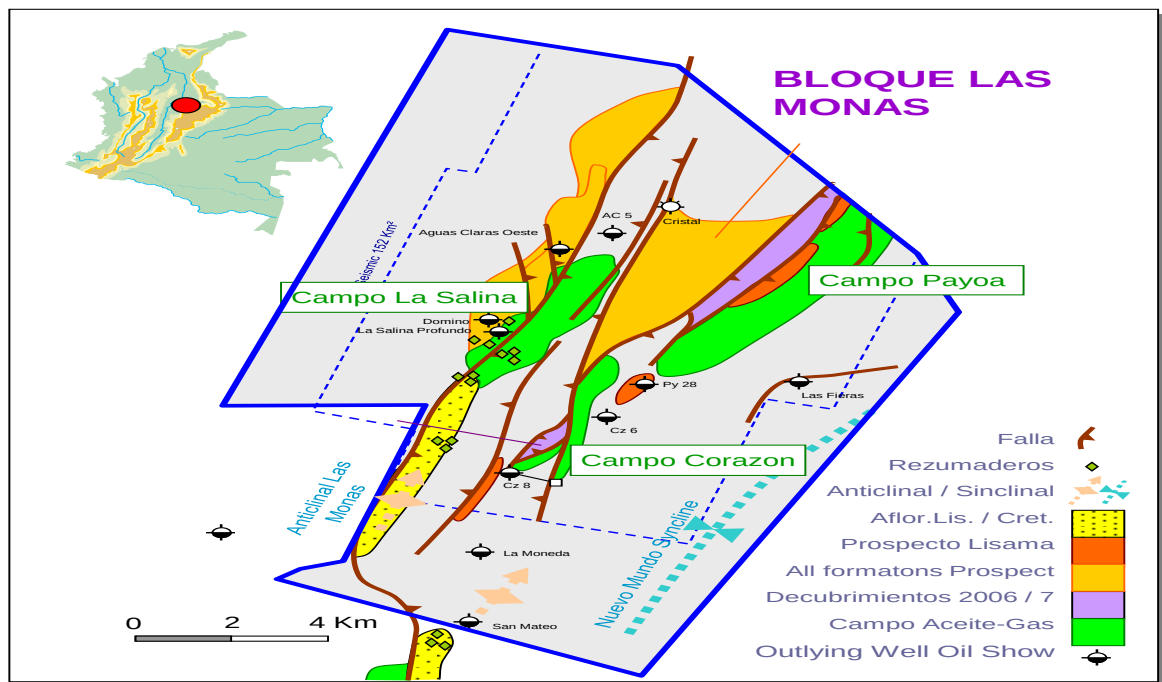


Figura 21. Mapa regional bloque las Monas, elementos estructurales.

4.1.2 Descripción del modelo y columna estratigráfica del área

La columna estratigráfica Terciaria y Cretácica excede los 20.000 pies en el bloque de Las Monas, aunque en áreas con fuerte dominio tectónico se observan espesores mucho menores (figura 23).

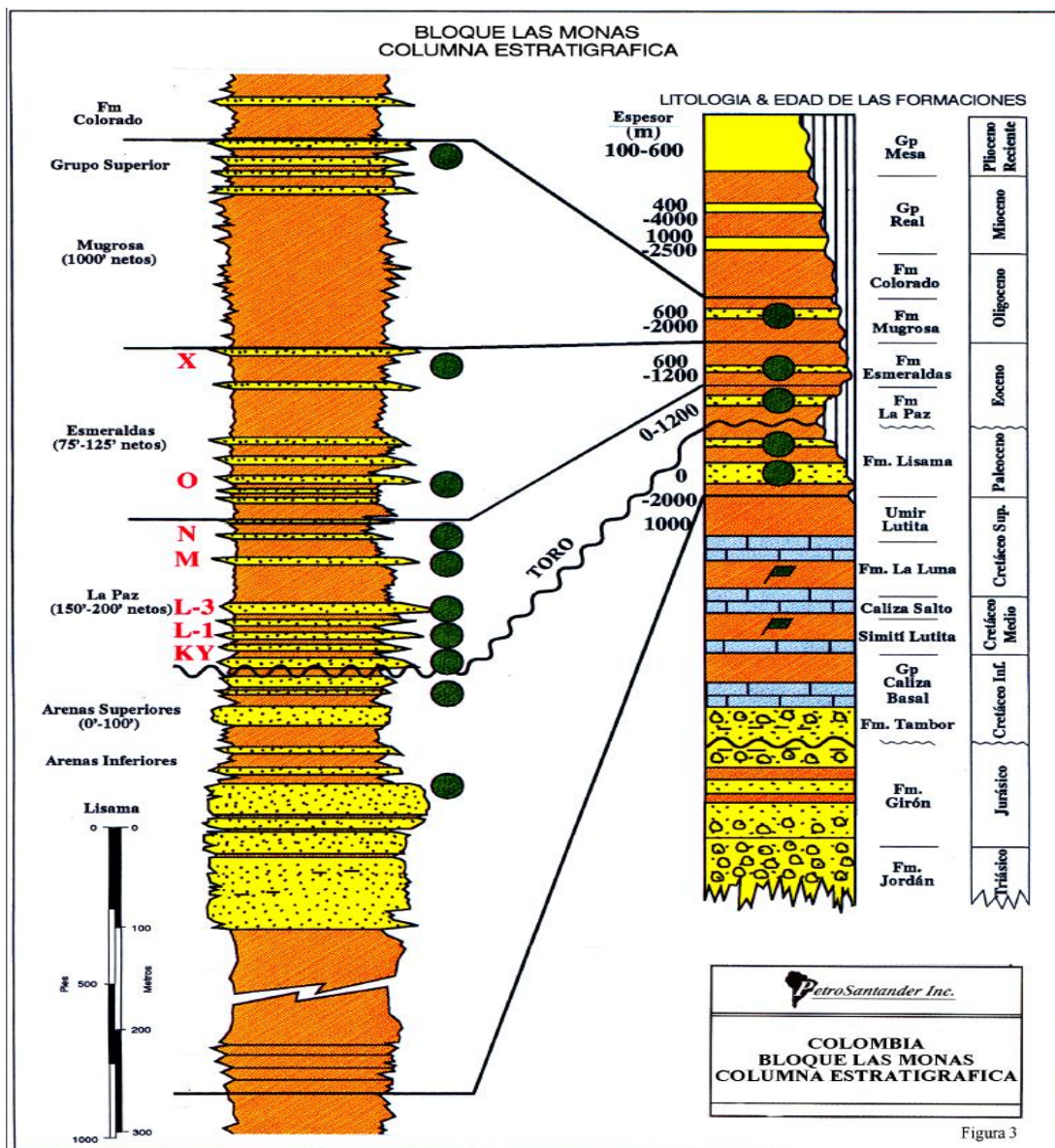


Figura 22. Bloque Las Monas, Columna Estratigráfica.

La sección del Cretáceo Superior está representada por la Formación Umir, por lutitas y calizas marinas que fueron el origen del petróleo producido de los yacimientos del terciario en Las Monas es decir en los campos de La Salina, Payoa y Corazón.

El cretáceo superior está representado por la Formación Umir, la cual fue depositada en un ambiente marino somero. Sedimentos de la Formación Lisama suprayacen concordantemente la Formación Umir y representan una regresión marina que culmina en el complejo delta de Lisama, Cerca de la base de la Formación. Las arenas en este delta forman los yacimientos presentes en esta Formación.

La Formación Lisama está separada de la suprayacente sección del Eoceno por una inconformidad angular y erosiona pronunciada; la sección del Eoceno comprende las Formaciones Toro, La Paz y Esmeraldas. El Toro es un excelente marcador que está compuesta en parte por una tufa volcánica alterada con muy baja porosidad. Esta unidad forma el sello buzando arriba para la acumulación de Lisama en el Campo la Salina.

Los sedimentos del Oligoceno están representados por las Formaciones Mugrosa, Colorado y Real.

4.1.3 Descripción del modelo sedimentario

El Cretáceo Superior en estos Bloques en el Valle Medio del Magdalena, está representado por la Formación Umir, la cual fue depositada en un ambiente marino somero, formando

principalmente por “Shales” y calizas las cuales originaron el aceite de los yacimientos Terciarios en esta parte de la cuenca. Posteriormente durante el Paleoceno se depositaron los sedimentos de Lisama que suprayacen concordantemente a la Formación Umir en el Bloque. Las Monas y representan una regresión gradual del ambiente marino que culmina en el complejo delta Lisama cerca a la base de la Formación. Las arenas en este delta forman los yacimientos productores en este Bloque.

La sección del Eoceno consta de las Formaciones Toro, La Paz y Esmeraldas. La Formación Toro es un excelente marcador y representa episodios de vulcanismo y transicionales en los cuales se depositaron sedimentos arcillosos y piro clásticos de baja porosidad.

Las Formaciones Esmeraldas y La Paz tienen las otras zonas principales productoras. Ambas Formaciones son de origen continental y las arenas productoras son interpretadas como de ambiente fluvial; el espesor de ambas Formaciones fuera del alto estructural implica un continuo crecimiento estructural durante el Eoceno. El contacto La Paz - Toro es discordante a concordante basado en la erosión fuera del alto estructural anterior a la depositación de La Paz.

4.1.4 Área de influencia

El Área de Influencia Directa (AID) define el espacio físico donde se concentra toda la actividad productiva y la infraestructura asociada, que en este caso corresponde a las veredas Payoa cinco, Payoa Corazones, Almendro, Cristales, Cayumbita, La Raya y Esperanza.

El Área de Influencia Indirecta (AII) es la zona en la que pueden presentarse impactos, pero con menor intensidad, tanto en el medio físico-biótico como social. Para el Contrato Especial Carare - Las Monas es el municipio de Sabana de Torres.

El área de influencia directa del Campo se limita a las cuencas:

- Quebradas Las Monas y Monitos por concentrarse en ellas la mayor actividad del Campo “La Salina”, a la parte alta de la Quebrada Santos Gutiérrez.
- Quebrada Payoa, por drenar una buena parte del Campo “Payoa”; en la zona sur-oriental, el área de influencia directa está delimitada por la línea divisoria de aguas de la Quebrada Payoa, que drena hacia el Río Sogamoso.

4.1.5 Generalidades operativas del campo

El Contrato “Las Monas” cuenta con una infraestructura y unas Facilidades de Producción en las cuales se recogen y procesan los fluidos producidos de los Campos Payoa, La Salinas y Corazón.

La producción de hidrocarburos de los campos del Contrato Carare - Las Monas se realiza por medio de Métodos de Levantamiento tales como: Flujo Natural, Bombeo Mecánico, Gas Lift y Bombeo de Cavidades Progresivas.

Los fluidos de los pozos se dirigen hacia las Baterías Salinas, Payoa y Satélite. A la Batería Salinas llegan la mayor parte de la producción del campo La Salina; la Batería Satélite recibe la producción de algunos de los pozos del campo La Salina; y la Batería Payoa recibe la producción del campo Payoa y del crudo proveniente de las Baterías La Salina, Satélite y Corazones para realizar el respectivo tratamiento y separación.

El área del Contrato Carare-Las Monas está constituida por los Campos: Payoa, La Salina, Corazón Aguas Claras, Las Monas y Corazón West. Entre los campos a diciembre de 2017 hay 206 pozos perforados de los cuales 47 pozos están inactivos, 119 pozos activos y 36 pozos con abandono.

La producción durante el año 2017 fue de 730.878 barriles netos de crudo, 2.003 BOPD en promedio. La Producción de gas en el año 2017 fue de 4'554.495 MPC, 12.473,79 MPCD promedio del año. En 2017 se produjeron 292.273 barriles de producción de blancos, principalmente butano y propano.

El Oleoducto, Poliducto y Gasoducto Payoa – Ecopetrol tiene una longitud de 58,6 km e inicia su recorrido en las instalaciones de la zona industrial del Campo Payoa, ubicado en el municipio de Sabana de Torres para finalizar en la Estación Galán de donde son distribuidos los productos a las diferentes terminales de Ecopetrol Barrancabermeja (GLP, TEX, Bombas 8); los ductos atraviesan los municipios de Sabana de Torres, Puerto Wilches y Barrancabermeja en el departamento de Santander.

Los productos que se transportan corresponden a crudo por medio de un oleoducto de 8", Butano y Propano a través de un Poliducto de 4" y Gas natural a través de un gasoducto de 10". Al cruzar el río Sogamoso, el Oleoducto, Poliducto y Gasoducto Payoa - ECOPETROL continúa en dirección suroccidental y se encuentra paralelo a la vía de Ferrocarriles Nacionales hasta el K11+274, en donde se desprende de la vía férrea y discurre en jurisdicción del corregimiento el Llanito en el municipio de Barrancabermeja. En el K03+008 cruza el caño San Silvestre continuando en sentido suroccidental hasta llegar a la Estación Galán (K00+000) en cercanías del Complejo Industrial de Barrancabermeja (CIB).

4.2 Comparación de costos de perforación con la técnica convencional vs Slim Hole (caso base).

La economía de los yacimientos marginales de petróleo y gas o el desarrollo de reservas en muchos casos no permiten la perforación y el completamiento de pozos de inyección / producción de tamaño convencional.

Para una mejor comprensión de los parámetros económicos críticos, la economía juega un papel vital en las operaciones de perforación y producción de un pozo en campos pequeños, lo cual exige contar con un sistema económico riguroso.

Para comparar la técnica de perforación convencional con la Slim Hole, para el campo Payoa se tomó como base perforar un pozo a la profundidad promedio de 8700 ft utilizando el

equipo de perforación 750 hp de propiedad de la empresa. En la figura 24 se muestra la curva de tiempo de un pozo convencional perforado en Payoa vs un piloto de pozo Slim Hole en el mismo campo teniendo en cuenta datos de ROP experimentados en Sidetracks. En la configuración propuesta se reemplaza la sección de producción de 8-3/4” a un diámetro de broca de 6-1/8”.

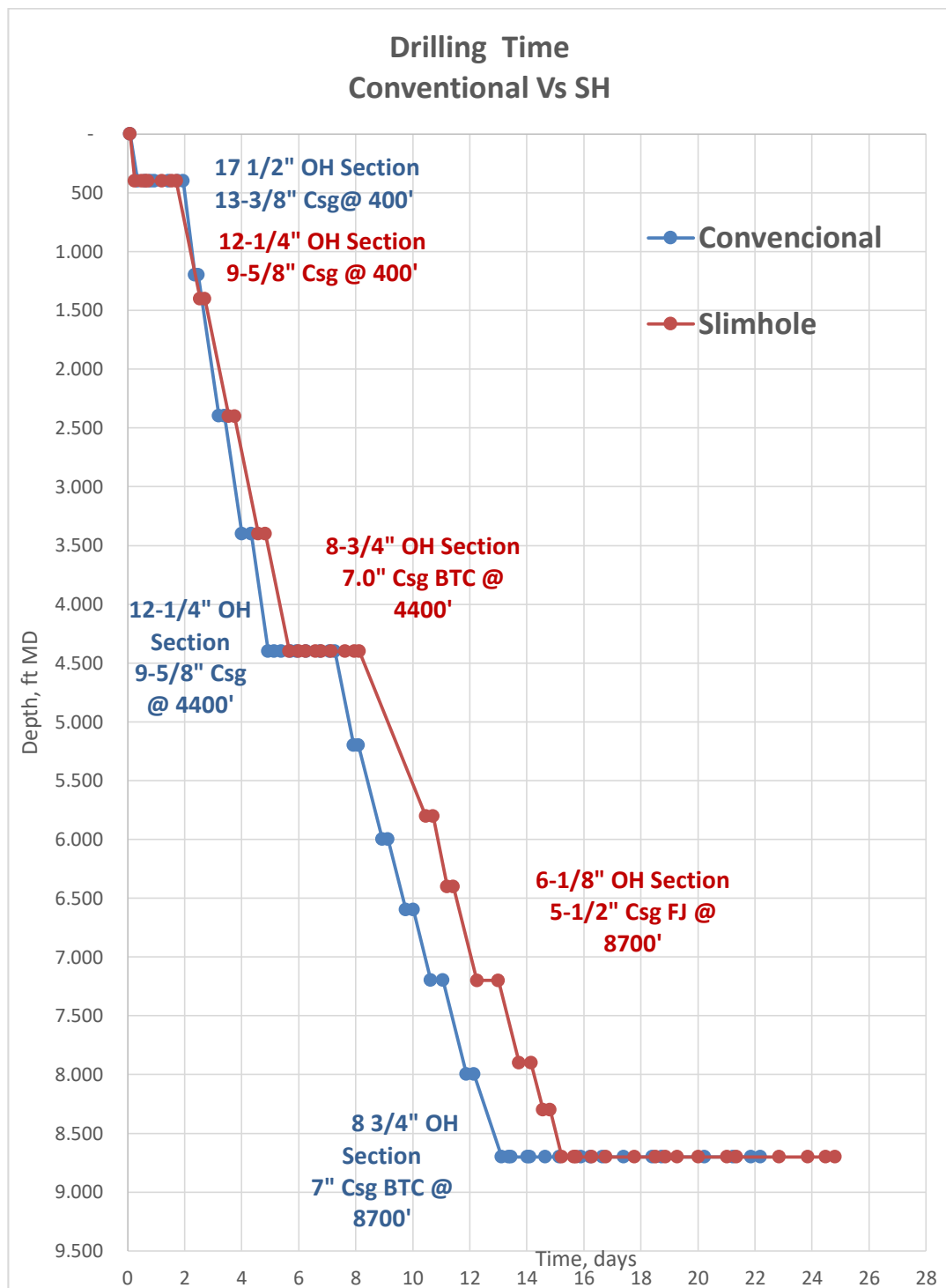


Figura 23. Curva de Avance convencional Vs Propuesta Slim Hole

Nota: Autor.

En la figura 25 se presentan los costos obtenidos de una perforación de un pozo de manera convencional en el campo Payoa comparado con el caso de implementar un pozo Slim Hole. De la figura 25 se puede inferir que los ahorros más significativos estarán en los servicios de lodos, control de sólidos, casing y cementación.

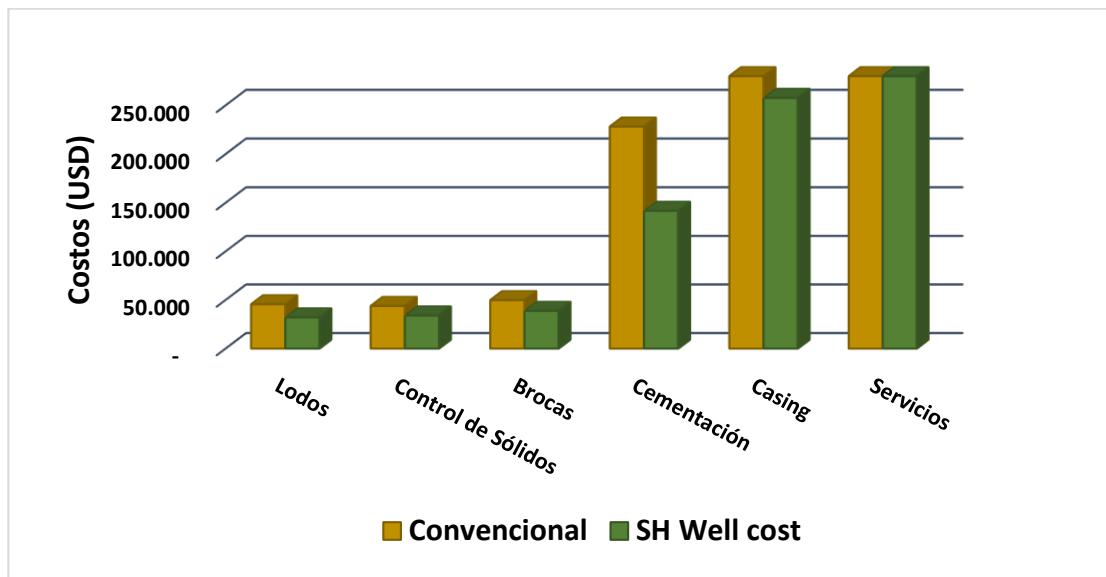


Figura 24. Comparación costos perforación convencional Vs Slim Hole en Payoa.

A continuación se ilustra detalladamente los diferentes ahorros que se podrán obtener en un proyecto piloto Slim Hole en el campo Payoa.

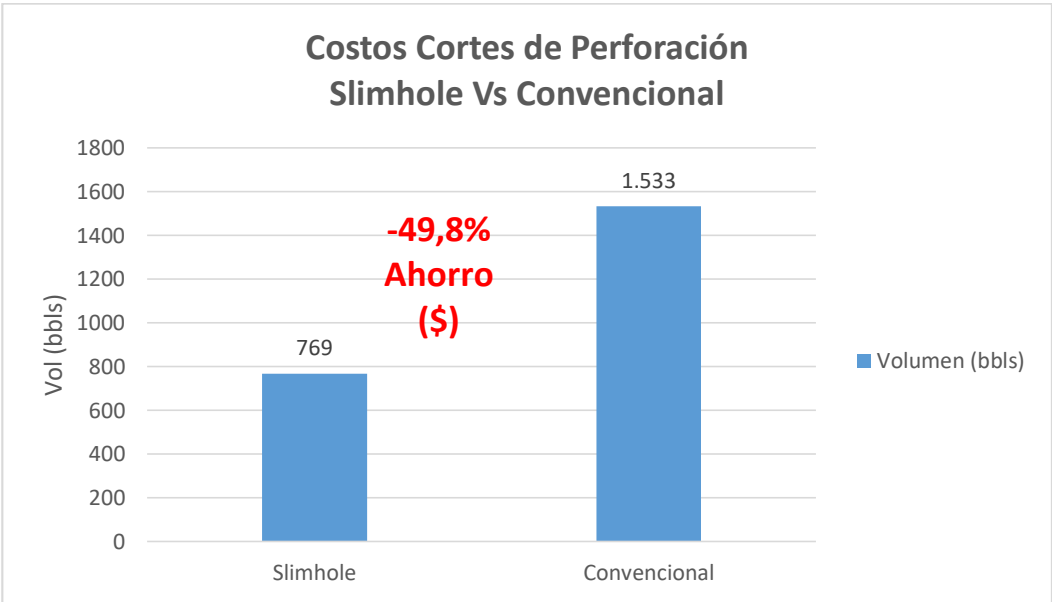


Figura 25. Variación cortes de perforación SH Vs Convencional.

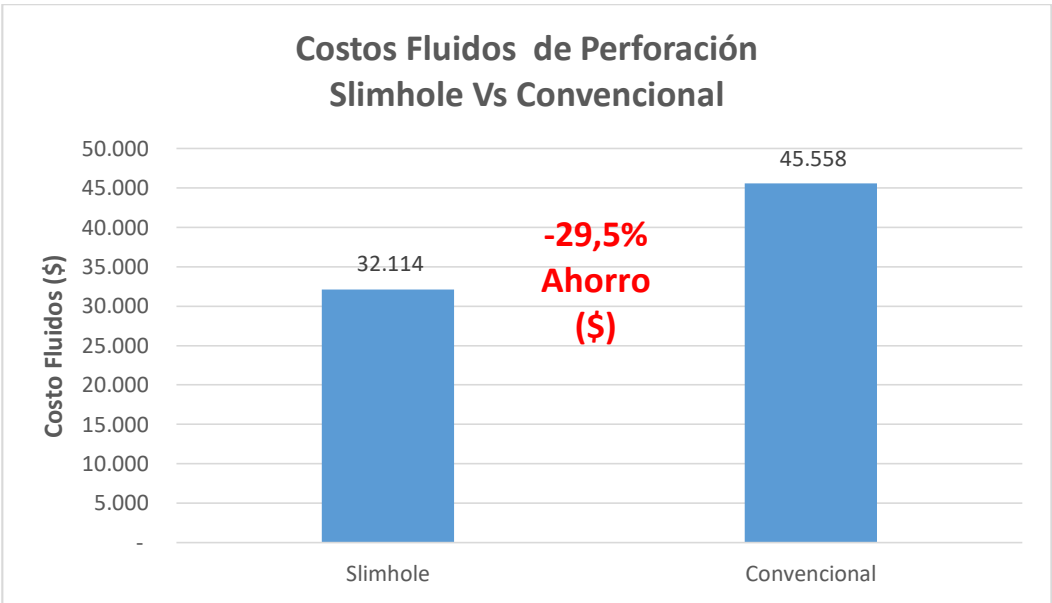


Figura 26. Variación de fluidos de perforación SH Vs Convencional

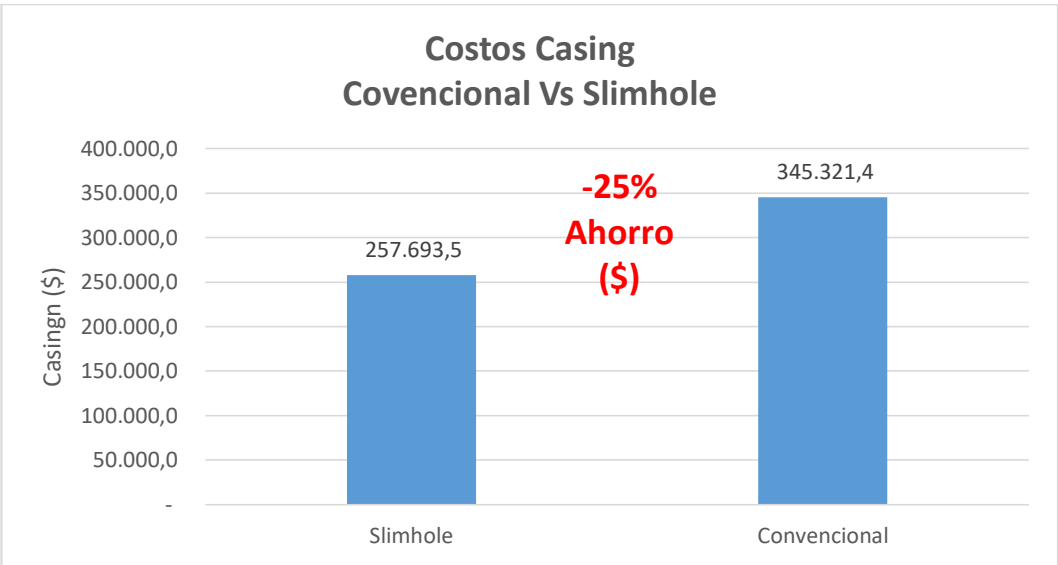


Figura 27. Variación costo de casing SH Vs Convencional.

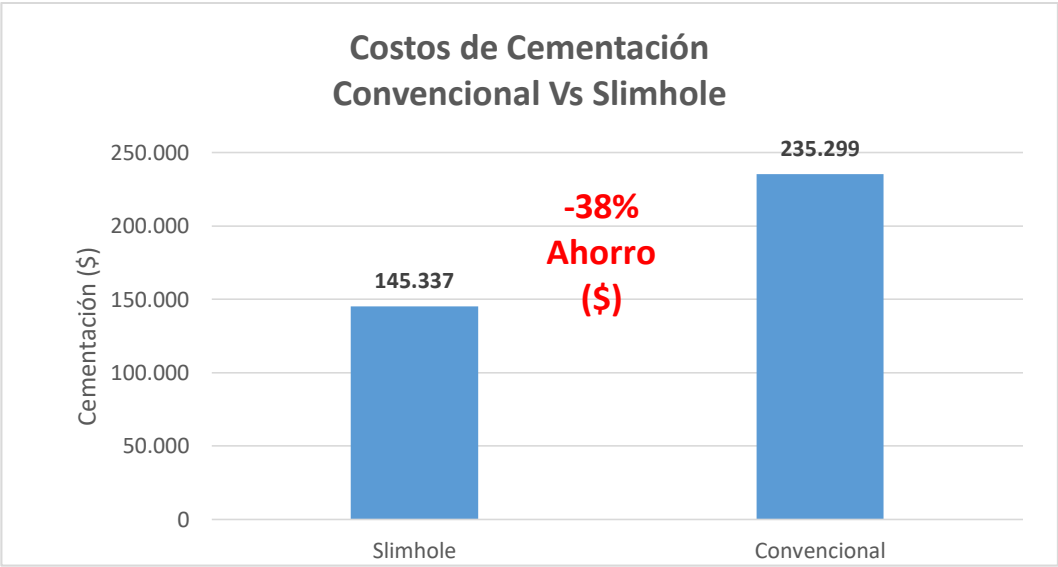


Figura 28. Variación costo de Cementación SH Vs Convencional.

4.3 Identificación de pozos candidatos para la técnica Slim Hole

Se realizó una revisión de los pozos perforados desde el año 2006 hasta 2017 bajo el contrato Las Monas (Figura 30). Se encontró que el 64% de los pozos tiene una producción inferior a 50 BOE por día (Barriles equivalentes de crudo) donde 50 BOPD es el límite económico para que un proyecto o AFE sea aprobado desde el punto de vista de producción esperada antes de riesgo. De lo anterior se puede deducir que gran cantidad de pozos del campo tienen este potencial, con lo cual se puede argumentar que para próximas campañas de perforación este tipo de pozos son candidatos a perforar con la técnica Slim Hole.

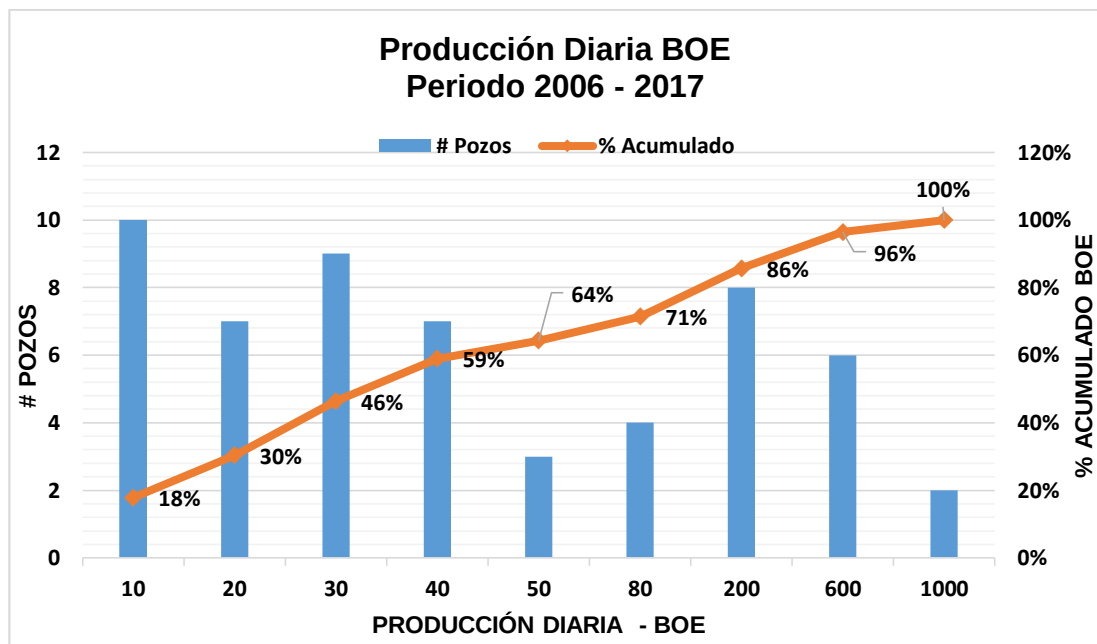


Figura 29. Histograma de producción diaria de BOE campo Payoa.

Estos pozos perforados en el pasado tienen una configuración convencional en tamaño de hueco y revestimiento como se indican en las tablas 9 - 10 y figuras 31 y 32 para las profundidades de 8700 y 4000 ft respectivamente.

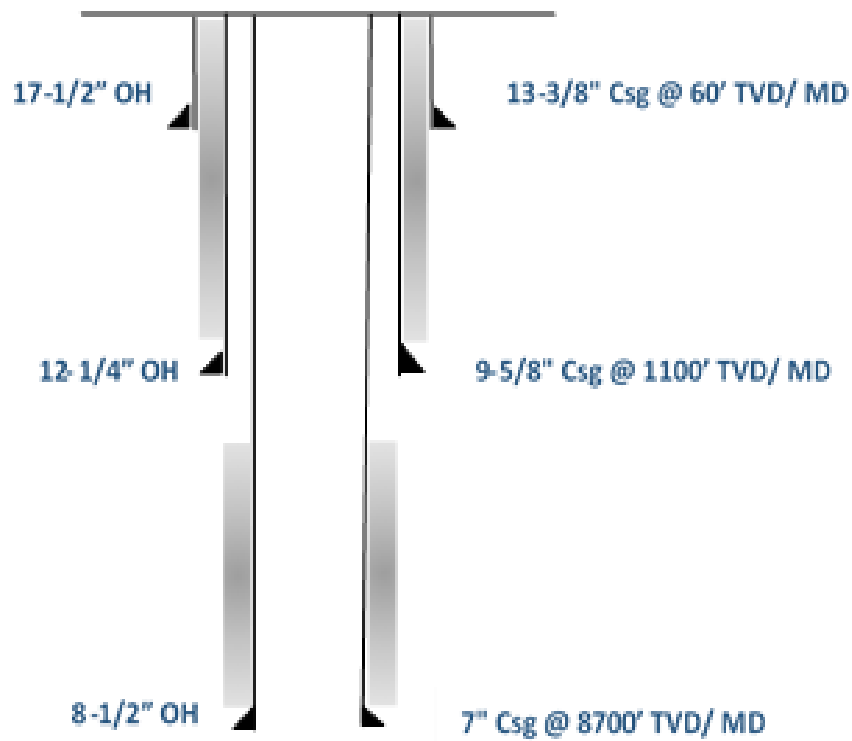


Figura 30. Diseño convencional campo Payoa.

Tabla 9. Configuración típica de un pozo Payoa.

Sección	Broca (in)	OD Casing (in)	Profundidad (ft)
Hueco	17-1/2	13-3/8	60
Conductor			
Hueco de Superficie	12-1/4	9-5/8	1100
Hueco de Producción	8-1/2	7	8700

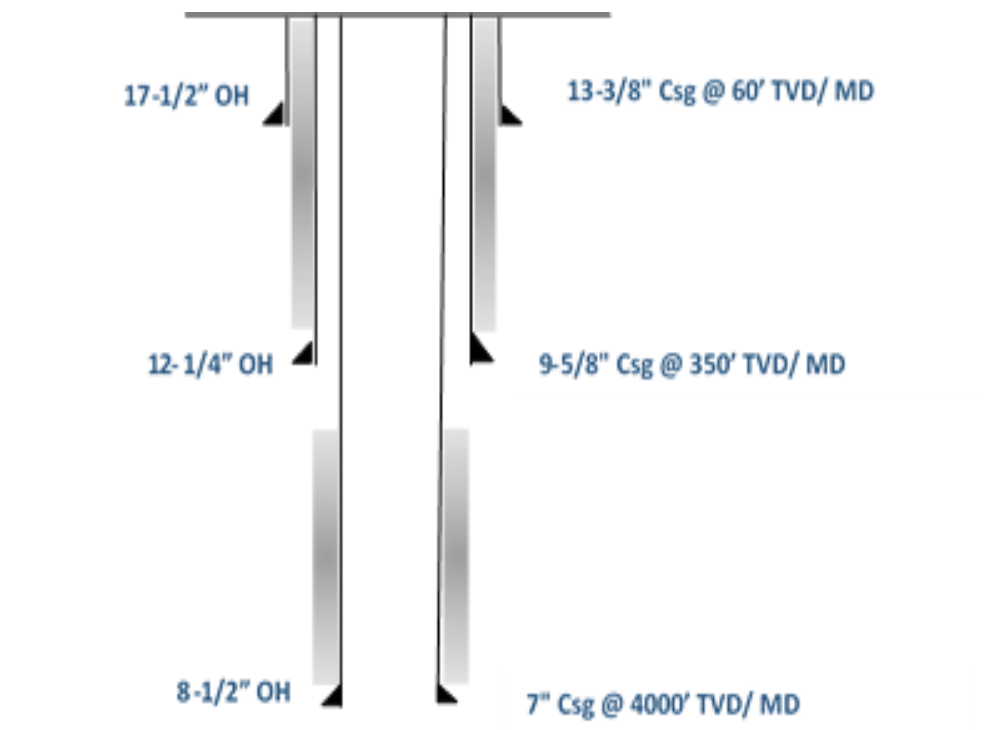


Figura 31. Diseño convencional campo Salinas.

Tabla 10. Configuración típica de un pozo en Salinas

Sección	Broca (in)	OD Casing (in)	Profundidad (ft)
Hueco Conductor	17-1/2	13-3/8	60
Hueco de Superficie	12-1/4	9-5/8	350
Hueco de Producción	8-1/2	7	4000

4.4 Sistema de levantamiento artificial

Los pozos de gas debido a su naturaleza son ideales candidatos para completamientos Slim Hole. La ausencia de requerimientos de levantamiento artificial y menores tasas de gas son requeridas para levantar o producir grandes cantidades de condensado o agua en los diámetros de tubería más pequeños haciéndolos incluso mejores candidatos para los completamientos en Slim Hole que para las terminaciones convencionales. Los completamientos con empaques son muy frecuentes en este tipo de pozos. Preocupaciones sobre problemas de producción de arena y restricciones en la instalación / Workover para sistemas de gravel pack en pozos con diámetros no convencionales deben ser mencionados. El espacio para manipular las herramientas están severamente restringidas, pero los gravel pack dentro de casing de 3-1/2" están disponibles con ensamblajes de un ID de 1".

En el caso de los completamientos en pozos de petróleo, los requisitos de las instalaciones son más complejas, y la gran mayoría por la baja productividad o energía del yacimiento necesitan sistemas de levantamiento artificial para llevar el crudo hasta superficie. Hoy en día para la mayoría de los sistemas de levantamiento artificial están disponibles para los pozos Slim Hole incluso las bombas ESP.

Un rango de bombas de subsuelo para bombeo mecánico en diámetros pequeños está disponibles para bajar con tubería de 2-7/8" e incluso en 2-3/8".

Dependiendo de la productividad del pozo y economía, tales bombas pueden ser lo suficientemente eficientes para satisfacer las necesidades del pozo, mientras que la fiabilidad y la durabilidad pueden presentar un área de problema diferente. Las fallas frecuentes de la bomba o la varilla pueden ser demasiado costoso para justificar la producción económica. En la tabla 11 se muestran los diferentes diámetros de pistones que se pueden utilizar en pozos Slim Hole en un campo como el de Payoa.

Tabla 11. Diámetros de bombas para bombeo mecánico

Bombas insertas con barril de pared gruesa, anclaje en el fondo		
Diámetro del Pistón	Espesor de la pared (Pulg)	Máx. Prof. Bomba (Pies)
1.00	0.125	11540
1.06	0.125	11000
1.25	0.188	13350
1.50	0.188	11570
1.75	0.250	11970
2.00	0.156	7785
2.25	0.250	10485
Bombas insertas con barril de pared delgada, anclaje en el fondo		
2.00	0.125	6400
2.50	0.125	5240

Nota: Modificado de Paper Artificial Lift for Slim Holes

Gas Lift es el sistema más sencillo, fácil de manejar y económico el cual ayuda a la producción de crudo especialmente cuando los pozos sufren de un aumento corte de agua. Los mandriles para Gas Lift para completamientos convencionales se pueden ejecutar con la terminación inicial en un pozo Slim Hole o el pozo puede volver a completarse durante el ciclo de producción del pozo. El inconveniente con los mandriles se enfoca básicamente en el diámetro debido a que son mayores al diámetro de la tubería. Sin embargo se han desarrollado algunas alternativas para mitigar estas restricciones como es el caso de los mandriles tipo Maccaroni. Otra forma de mitigar los problemas con el sistema gas lift es la corrida de válvulas con unidades de coiled tubing sin embargo el diseño del tipo de válvula a instalar debe estar definido previamente. (Kroell, 1996).

Bombas tipo Jet Pump están disponibles para pozos Slim Hole y las bombas ESP están disponibles para casing de 4.0" y 4-1/2". En el sistema de levantamiento tipo PCP tenemos las bombas insertas de 2-3/8" y de acuerdo a las condiciones de los pozos se pueden fabricar dependiendo de la tecnología disponible de cada proveedor.

4.5 Análisis de costos aplicando la tecnología Slim Hole

Petrosantander Colombia Inc. actualmente cuenta con un portafolio de pozos para perforar con el fin de incrementar la producción del campo aproximadamente en 3400 BOE con una inversión aproximada de USD 99.700 millones de dólares.

Después de estimar la producción esperada con la campaña de perforación a realizar, se puede observar en la figura 33 que los pozos con un potencial inferior a 50 BOE representan el 83%, es decir este porcentaje (correspondiente a 54 pozos) los cuales se podrán perforar con la técnica Slim Hole teniendo en cuenta las ventajas técnicas, económicas y ambientales explicadas anteriormente en comparación con la técnica convencional.

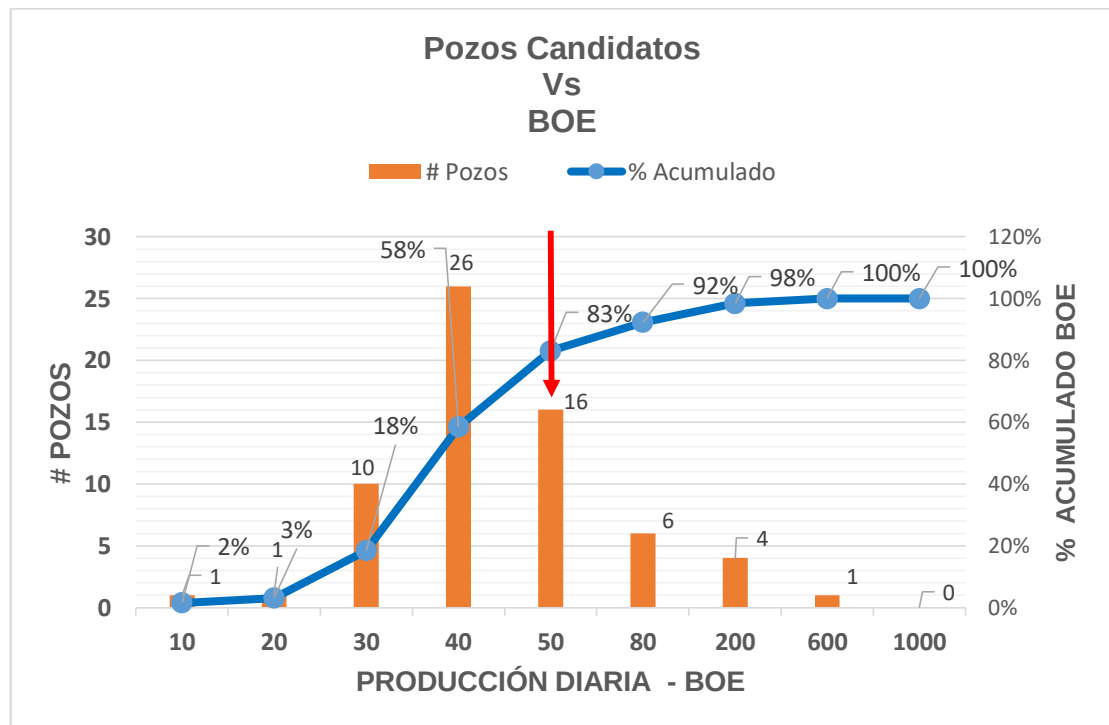


Figura 32. Pozos candidatos para aplicar tecnología Slim Hole.

4.6 Análisis financiero para perforar pozos Slim Hole

Teniendo en cuenta los conceptos explicados en el capítulo 1 se realizó un análisis financiero de la viabilidad de perforar 5 pozos tipo Slim Hole en el campo Payoa, como piloto para evaluar la factibilidad de implementar esta tecnología cuando se alcancen las condiciones

técnicas y económicas. Los datos de los servicios y materiales para las simulaciones del presupuesto o AFE fueron obtenidos de los contratos actuales que posee la compañía con los distintos proveedores. Es importante resaltar que este análisis económico es estimado ya que para cada pozo se deberá hacer un análisis más detallado del diseño y de los costos, ya que estos pueden disminuir o aumentar dependiendo del objetivo de la perforación tal como se explicó anteriormente. Los datos de entrada para el análisis económico se describen en las tablas 12 y 13.

Tabla 12. Datos de entrada para análisis económico.

Datos de Entrada	
Tipo de Pozo	Desarrollo -Vertical
Profundidad	0 -8700 ft
Sección # 1: Tamaño de Hueco - Casing	12,25" @ 400 ft - 9-5/8" BTC;
Sección #2 : Tamaño de Hueco - Casing	8,75" @ 4400 ft – 7" BTC
Sección # 3 : Tamaño de Hueco - Casing	6-1/8" @ 8700 ft - 5-1/2" Flush
No de Pozos por Año	5
Produccion Esperada por pozo (BOE)	50
Probabilidad	P50
Produccion	Mbbls
Declinación (Anual)	12%

Tabla 13. Análisis Económico.

Costos	
IPC	3%
CAPEX (USD/Pozo) (Estimado)	1,00E+06
OPEX (USD/bbl)	10
Comercialización	
Precio de Crudo (USD/Bbl)	65
Transporte y Comercialización (USD/Bbl)	9
Net Back (USD/Bbl)	56
Government intake	
Regalías	18%
Depreciación	UP (Unidades de Produccion)
Impuestos	30%
Working Interest	70%
Revenue Interest	57%
Tasa de descuento	15%

Se asume una campaña de perforación de 5 pozos por año debido a la capacidad operativa del taladro #3 de la compañía operadora. Según el análisis de los pozos candidatos se asume una producción esperada de 50 BOPD según lo estimado en las curvas de declinación del campo. La probabilidad de obtener la producción esperada se catalogó como P50 correspondiendo un 70% de éxito. De igual forma se asumió una declinación del 12% anual. Teniendo en cuenta que los costos para perforar pueden variar de un año a otro, por lo que se tuvo en cuenta un ajuste por IPC cada año.

Para este análisis se utilizó una hoja de Excel donde se contemplan todas las variables mencionadas anteriormente. Por lo tanto según lo analizado en la figura 24 y los resultados obtenidos en la industria de O&G según las publicaciones mencionadas se estima obtener un

ahorro aproximado del 30% en costos de perforación si se logra implementar la técnica Slim Hole en el campo Payoa. Una vez se realizaron los cálculos con los escenarios de perforación convencional (\$ 1.5 M de inversión/pozo) comparados con los pozos Slim Hole (\$ 1.0 M-\$ 2.0; dependiendo de la profundidad y objetivo) se obtiene un recobro de la inversión a los 7 años como se muestra en la figura 34.

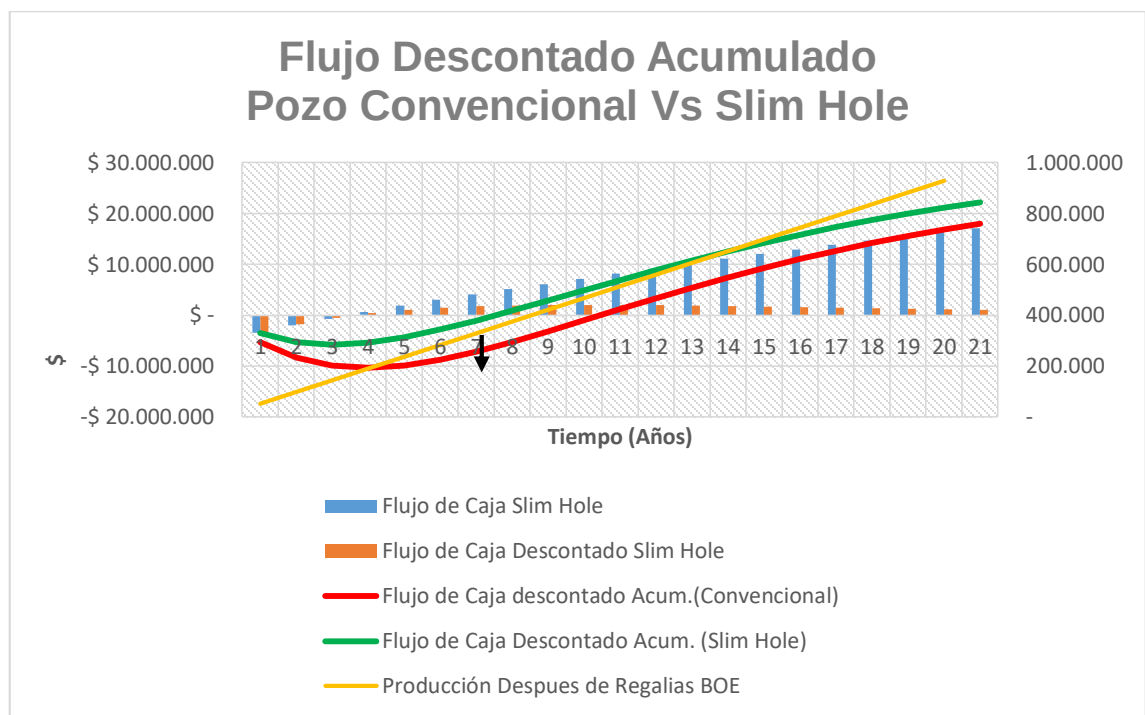


Figura 33. Comparación Flujo de caja Descontado Acumulado Para Pozos Estándar Vs Slim Hole.

Finalmente simulando la perforación de 5 pozos por año durante un periodo de 20 años con la técnica Slim Hole se podrá obtener una TIR del 36% y un VPN positivo de \$22.140.087. La inversión se recupera a los 7 años de la campaña de perforación como se muestra en la tabla 14

Tabla 14. Evaluación económica proyecto piloto Slim Hole.

<u>VPN@15</u>	\$22.140.087
TIR	36%
Capital Efficiency	20%
Pay Out (años)	7
ROI	45%

5. Conclusiones

- Es factible perforar pozos Slim Hole en el Campo Payoa con la técnica Slim Hole que tengan un potencial inferior a 50 BOE por día alcanzando un TIR de 36% como demostró el análisis realizado para un piloto de perforar 5 pozos con esta técnica.
- Está demostrado que nuevas tecnologías de perforación como los Slim Hole o de menor diámetro tienen considerables beneficios sobre el método convencional en términos de costos y aplicación.
- El costo de la perforación de un pozo es sensible al aumento de la eficiencia en la perforación o completamiento; sin embargo por otro lado se incrementan en los pozos más profundos y con completamientos complejos.
- Las variables que más afectan los costos de perforación en el campo Payoa son la mano de obra en conjunto con la tarifa diaria del taladro lo cual corresponde a un 40%, el 16% corresponde a los servicios y suministros generales; seguidamente de los costos generados por cementación, fluidos y cortes de perforación.
- El desempeño de la perforación está directamente relacionado a aspectos fundamentales como son las variables geomecánicas que pueden afectar la estabilidad de los pozos, los

sistemas de perforación que incluyen equipos involucrando el uso de nuevas tecnologías, y finalmente los procedimientos utilizados en la construcción de pozos en los que se pueden incluir los parámetros operacionales.

- Comparando las dos técnicas de perforación, y debido a la reducción del diámetro del hueco existe un ahorro en la cantidad de volumen de química a ser usado, por lo que el costo por pies perforados de estos servicios son menores (29,5%). De igual manera que se reducen las lechadas de cemento a ser desplazadas (38%) y el uso de revestimientos de menores diámetros (25%).
- Los pozos Slim Hole en el campo Payoa puede ser completados principalmente con bombeo mecánico debido a la profundidad y al volumen estimando de fluido y gas que se espera, siendo las bombas de subsuelo de 1-1/4" o 1-1/2" las más factibles a utilizar.

6. Recomendaciones

- Perforar un pozo piloto Slim Hole en la próxima campaña de perforación para evaluar los resultados y de esta manera poder extender al campo donde se cumplan las condiciones técnicas y económicas.
- Realizar un estudio para perforar pozos Slim Hole del tipo Re-entry a partir de los pozos existentes en el campo Payoa para comparar la reducción de costos que se obtendría con esta clase de técnica.
- Elaborar un estudio de la reología del fluido de perforación base aceite o agua con el fin de optimizar los regímenes de flujo y la hidráulica del pozo Slim Hole que nos permita obtener las mejores condiciones mecánicas y de estabilidad del pozo.
- Analizar el diseño de la sarta de varillas y la unidad de bombeo a instalar con el fin seleccionar la configuración ideal que evite problemas como golpe de fluido, interferencia por gas o fallas en la sarta de varillas.

7. Referencias bibliográficas

- Abdirisak. O (2015). Analysis of Slim Hole drilling operations. Petroleum Engineering, Drilling Technology. University of Stavanger. Noruega
- AFE (Autorización para gastos). Schlumberger. Recuperado de: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/afe.aspx>
- Análisis de los costos para equipos de perforación: Metodología y conclusiones, Capítulo III, s.f.
- Cámara de Comercio de Bogotá. Secretaría Distrital de Desarrollo Económico. (2013). Cartilla práctica, Colombia.
- Carlyle. R, (2012). Recuperado de: <https://www.quora.com/Whats-the-typical-cost-per-day-to-the-drilling-company-of-drilling-delays-due-to-common-disruptions-like-equipment-breakdowns-kicks-blowouts-etc>
- CEPAL. (2017). Estimaciones y proyecciones de población total, urbana y rural, y económicamente activa. Naciones Unidas. Recuperado de: <https://www.cepal.org/es/temas/proyecciones-demograficas/estimaciones-proyecciones-poblacion-total-urbana-rural-economicamente-activa>

- Código de petróleos, Decreto 1056 de abril 20 de 1953. Bogotá, Colombia.
- Cortes del Pino, A. (2014). Proceso de refino del petróleo para la obtención de combustibles marinos. Barcelona: UOC.
- Costos de perforación de pozos en Latinoamérica. Recuperado de: <http://campetrol.org/wp-content/uploads/GDS/GDS-20150520.pdf>
- ¿Cuánto cuesta perforar un pozo en América Latina? (2015). Recuperado de: <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Cuanto-cuesta-perforar-un-pozo-en-America-Latina-20150527-0217.html>.
- Dachary, J., & Vighetto, R. (1992) Slim hole drilling proven in remote exploration project. United States.
- De Lara, A. (2003). Medición y Control de Riesgos Financieros: Incluye Riesgo de Mercado y de Crédito (3ª ed.). Mexico: .Limusa
- Diseño de la perforación de Pozos, (2018). Recuperado de: <http://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf>
- Domínguez, J. (1962). Tratamiento contable de los costos de exploración, desarrollo y explotación de pozos petroleros. Tesis Contador público, Instituto tecnológico y de estudios superiores (109-110).

- Dupriest, F. and Koederitz, W. (2005), Maximizing drill rates with real-time Surveillance of Mechanical Specific Energy, Drilling Conference, SPE 92194 Amsterdam.
- Espinosa, S. E. (2011). Optimización de la perforación: conceptualización y diseño de un simulador de perforación. Universidad Nacional Autónoma de México. Mexico.
- Fear, M.J. (1999), How to Improve Rate of Penetration in Field Operations, Society of Petroleum Engineers, 14 (01), SPE-55050-PA. New Orleans.
- Fjaer, E. Holt, R.M. Horsrud, P. Raaen, A.M. and Risnes, R. (2008). Petroleum Related Rock. Mechanics. Second Edition.
- Flatt, H., (1959), Slim Hole Drilling Decreases Carter's Development Costs. Revista Society of Petroleum Engineers. SPE-1221-G, 19-21.
- Gerencie. (2017). Generalidades de la contabilidad y sistemas de costos. Recuperado de: <https://www.gerencie.com/generalidades-de-la-contabilidad-y-sistemas-de-costos.html>
- Gibson, M. (s.f.). The advantage & requisite considerations of Slim-Hole drilling, Recuperado de: <http://www.wellideas.com/wp-content/uploads/2016/06/Slimhole-Drilling-Paper-Revised-June-2016.pdf>

- Gitman L.J., Joehnk M. (2009). Fundamentos de inversiones. (10^a ed.). México. Pearson Educación. 3-4
- Halland, H., Lokanc, M., & Nair, A. (2016). El sector de las industrias extractivas. Washington DC: Grupo Banco Mundial.
- How Much Does an Oil & Gas Well Cost? (2016), Recuperado de: <http://www.oilscams.org/how-much-does-oil-gas-well-cost>)
- HPHT, Schlumberger, (s.f.) Recuperado de: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hpht.aspx>.
- HS Oil and Gas Upstream Cost Study commissioned by EIA, (2016) recuperado de: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=25592>
- Jaramillo J, (2002). Introducción a la ciencia del suelo. Universidad Nacional de Colombia. Medellín.
- J.F. Lea, J.C. Cox, P.S. Adisoemarta, Artificial Lift for Slim Holes Petroleum Engineering Department, Texas Tech University, and H.V. Nickens, BPAmoco, SPE Members.
- J.L Lummus, 1969. Factors to be considered in drilling optimization. Publicado en Petroleum Society of Canada. 8 (04), PETSOC-69-04-02. Canada.

- King. E, Dwyer. J, Llett. T, Houette. O, Gunawan. H, Correa. J, Lepp. B, Tawakol. M, Blasdale. T, y BenIsmael. W, (2016) 3D Offset Well Analysis in Petrel, SPE-178248-MSM Society of Petroleum Engineers, SPE-178248-MS
- Langer, L. (2015). Costos de Perforacion de America Latina. Campetrol. Recuperado de: <http://inteligenciapetrolera.com.co/inicio/analisis-de-campetrol-cuanto-vale-perforar-un-pozo-en-america-latina/>
- Lyons, W.C., Plisga, G.J., (2005). Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering, 2nd Ed, MA, USA.
- Macías, G. (2014). Análisis de la planificación y ejecución de los trabajos de reacondicionamiento para pozos petroleros en los campos MDC y PBHI-oriente ecuatoriano operado por la compañía ENAP SIPEC. Facultad de Ingeniería de Ciencias de la Tierra. Escuela superior politécnica del Litora. Guayaquil-Ecuador
- MacGarr, H. (1962). New continuous core drilling technique developed to cover 100 percent core, Revista Society of Petroleum Engineers. SPE 507.
- Malik, A. (2015). Propuesta de Un Ensamblaje De Fondo para Minimizar el Impacto de las Vibraciones en Pozos de Camp. Postgrado En Ingeniería De Petróleo. Universidad del Zulia. República Bolivariana De Venezuela.
- Maurer Engineering Inc, Project to develop and evaluate coiled tubing and Slim Hole technology, Houston, september 1995.

- Mazerov, K. (2011). Optimization: Taking a holistic approach. Drilling Contractor. Recuperado de: <http://www.drillingcontractor.org/optimization-taking-a-holistic-approach-9919>
- Mejía, J., Palma, J. (2008). Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua. Tesis de ingeniería de petróleos, Universidad industrial de Santander. Bucaramanga.
- Millheim, K. Prohaska, M. & Thompson, B. (1995), Slim Hole Drilling Technology - Past, Present, Future, Revista Society of Petroleum Engineers. SPE-30151-MS.
- Mora, J., Martínez, O., Pardo, M. Y Cantillo, J. (2015). Crisis de la representación contable en la industria petrolera: ensamblando heteroglosias de poder hacia el acto ético. Revista Científica General José María Córdova 13 (15), 271-288.
- Molina, A. (2015). Análisis de Campetrol ¿cuánto vale perforar un pozo en américa latina? Bogotá: Inteligencia Petrolera. Recuperado de: <https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/cuanto-vale-perforar-un-pozo-en-america-latina>
- Murray. Jr, (2001), Well Classification Guidelines. Search and Discovery Article #70008. Recuperado de: <http://www.searchanddiscovery.com/documents/murray/index.htm>

- Murray, P., Spicer, P., Jantzen, R., & Taylor, M. (1993), Slim Hole Exploration, A Case for Partnership in the Nineties, Revista Society of Petroleum Engineers SPE/IADC 25724.
- Oficial, D. (2016). Lineamientos de perforación de pozos. Recuperado de: dof.gob.mx/nota_to_doc.php?codnota=5456836
- Perforación de pozos petroleros: Sus costos en América Latina. (2015). Recuperado de: <https://www.eadic.com/perforacion-de-pozos-petroleros/>
- Petrodata Offshore Rig Day Rate Trends (2018). Recuperado de: <https://ihsmarkit.com/products/oil-gas-drilling-rigs-offshore-day-rates.html>
- PEH: Drilling Problems and Solutions. Recuperado de: https://petrowiki.org/PEH:Drilling_Problems_and_Solutions
- Portilla, H. E., Suarez, D. F., & Corzo, R. (2012). Metodología para la optimización de parámetros de perforación a partir de propiedades Geo mecánicas. Piedecuesta. Colombia: Revista Fuentes. El reventón Energetico. 10 (2).
- Portilla, H. Mejia, Y. Suarez, D. y Sara, H. (2014). Optimización de parámetros de perforación con MSE e impacto en la construcción de un pozo en el campo Yarigui-Cantagallo, Revista Fuentes. 12 (2).

- Propiedades de la roca (s.f.). Recuperado de:
https://www.academia.edu/29944837/Propiedades_de_la_roca_teorico
- Randolph, S. Bosio, J. In addition, Boyington, B. (1991). Slim Hole Drilling: The Story so far.
Recuperado de:
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors91/jul91/7_slimhole.pdf
- Regalías - Conceptos Básicos. Recuperado de: <https://www.minminas.gov.co/regalias>
- Rengifo, C, Arroyave, J, y Sierra, C (2006). Análisis de la hidráulica de la perforación con revestimiento. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín.
- Rey, S y Velazco, J (2007) Aplicación software para la evaluación económica de un proceso de inyección vapor.
- Rojas, R. (2007). Costos: un enfoque administrativo y de gerencia. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá.
- Sago, A. & Dupes, D. (1996). One year experience in Slim Hole Drilling, Revista Society of Petroleum Engineers. IADC/SPE-35124, New Orleans. 12-15.

- Secretaria de Transporte. (2016). Estudio de Costo - Beneficio del Primer Corredor Troncal de la Zona Metropolitana de la Ciudad de Puebla”. Puebla.: programa sectorial de movilidad urbana con estudio de factibilidad y proyecto ejecutivo del primer corredor de la zona metropolitana de la ciudad de Puebla.
- Serrattan, S.,Hosein, R., & Jupiter, A. (2016). The Viability of Slim-Hole Drilling Onshore Trinidad, Revista Society of Petroleum Engineers, SPE-180834-MS. Trinidad y Tobago.
- Schlumberger ,(s.f.) Recuperado de: <https://goo.gl/PDhVUH>
- Teale, R (1965). The Concept of Specific Energy in Rock Drilling. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 2 (1), 57-53.
- The Depth of Oil Wells (s.f.). Recuperado de: <https://www.energyandcapital.com/resources/the-depth-of-oil-wells/23>
- Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs March (2016). Recuperado de: <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/>
- Yue, S. (2014), New technology of coiled tubing drilling in slim, Advances in Petroleum Exploration and Development, 8 (1).

- Zhu, T. & Carrol, H., (1995). Slim Hole drilling: applications and improvements, Topical Report. NIPER/BDM-0155, Recuperado de: [http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk17/C%20-A%20Drilling%20Completion%20Stimulation/NIPER-BDM-0155.pdf](http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk17/C%20-%20A%20Drilling%20Completion%20Stimulation/NIPER-BDM-0155.pdf)