

**VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS LÍNEAS DE SERVICIO
DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN PARA MEJORAR EL
POSICIONAMIENTO DE SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL
COLOMBIA**

MARIO ANDRÉS BAUTISTA FALLA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2013**

**VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS LÍNEAS DE SERVICIO
DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN PARA MEJORAR EL
POSICIONAMIENTO DE SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL
COLOMBIA**

MARIO ANDRÉS BAUTISTA FALLA

Monografía para optar por el Título de Especialista en Gerencia de
Hidrocarburos

**DIRECTOR
SEBASTIÁN CALDERÓN**

Ingeniero de Petróleos
Especialista en Gerencia de Producción

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2013**

AGRADECIMIENTOS

A mis padres por todas las grandes enseñanzas, valores y amor que me han transmitido a través de mis 30 años de vida, que me han hecho una persona responsable, comprometida y emprendedora.

Especial agradecimiento a la compañía SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA por brindar el apoyo en el estudio y desarrollo de la especialización en Gerencia de Hidrocarburos.

A todos los profesores, directivos y personal de soporte de la Universidad Industrial de Santander por su apoyo, profesionalismo y dedicación con todos los alumnos de la VI promoción de Especialistas en Gerencia de Hidrocarburos.

A mis compañeros de clases, quienes con su experiencia, conocimiento y apoyo, hicieron que el desarrollo de la Especialización fuera especial.

Mario Andrés Bautista Falla

TABLA CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	15
1.OBJETIVOS.....	17
2.OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
3.JUSTIFICACIÓN.....	18
4. MARCO TEÓRICO.....	19
4.1. Mercado de Hidrocarburos en Colombia.....	19
4.2. Perspectiva del País.....	23
4.3. Como está Compuesto el Mercado de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA.....	27
4.4. Necesidades, Expectativas y Requerimientos del Mercado de Servicios a Pozo en Colombia.....	36
5. MERCADO SERVICIOS A POZO – COMPETENCIA.....	46
6. PROYECTOS DE INVERSIÓN.....	51
6.1. Actualización de la Flota de Taladros de Perforación y Workover.....	51
6.2. Línea de Servicios de Sistemas de Monitoreo y Registros de Parámetros de Perforación.....	57
7. ESTRATEGIAS.....	60
8. CONCLUSIONES.....	63
BIBLIOGRAFÍA.....	65

LISTA DE GRAFICOS

1 Gráfico No. 1 Promedio Anual Miles de Barriles de Petroleo Equivalente Diario	20
2 Gráfico - Escenario actual de reservas Probadas Actuales.....	21
3 Gráfico - Inversión Extranjera Directa - Colombia	21
4 Gráfico - Percepción Inversionistas Sobre Colombia.....	23
5 Gráfico - Evolución Flota de Drilling & Workover Rigs en Colombia	26
6 Gráfico - Principales Causas de Retrasos en Campañas Colombia	26
7 Gráfico - Compañías Operadoras en Colombia.....	28
8 Gráfico - Market Size DR&WO Rigs - Colombia.....	32
9 Gráfico - Market Size Cementación - Colombia.....	34
10 Gráfica - Market Size Coiled Tubing - Colombia	36
11 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 1	38
12 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 2	38
13 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 3	39
14 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 4	40
15 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 5	40
16 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 6	41
17 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 7	41
18 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 8	42
19 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 9	43
20 Gráfico – Servicios Prestados Por Competidores	47
21 Gráfica – Nuevos Rigs Automáticos por Competidor	49
22 Gráfico – Fechas Fabricación Rigs DR & WO	52
23 Gráfico – Registros y Parámetros de Perforación.....	59
24 Gráfico – Análisis DOFA.....	60

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Encuesta Modelo.....	68
ANEXO B. Business Case Compra Rig de 750 HP.....	70
ANEXO C. Business Case Compra Rig de 1500 HP.....	73
ANEXO D. Business Case Conversión tres (3) Rigs Workover a Fast moving	76
ANEXO E. Business Case Compra Software OLRA.....	79

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE MERCADO QUE PERMITA IDENTIFICAR LA VIABILIDAD DE IMPLEMENTAR NUEVAS LÍNEAS DE SERVICIOS DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN PARA MEJORAR EL POSICIONAMIENTO DE SAN ANTONIO INTERNACIONAL EN COLOMBIA*.

AUTOR: MARIO ANDRES BAUTISTA FALLA**

PALABRAS

CLAVES: Market Share, Servicios Integrados, Servicios Discretos, Mercado de Hidrocarburos.

DESCRIPCIÓN

El petróleo es la mayor fuente de divisas del país, en los últimos años se ha presentado un crecimiento en la industria petrolera colombiana, principalmente impulsada por las acciones del Gobierno mediante la participación del Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) por su ardua labor en la promoción de los bloques petroleros a través de las rondas llevadas a cabo desde el año 2007. A la industria nacional han ingresado multinacionales de talla mundial, que han visto la gran prospectividad y potencial que el país tiene en hidrocarburos, para operar estos bloques en la extracción y producción de hidrocarburos. Este auge trae consigo mismo la aparición de nuevas necesidades de servicios y de empresas que los suplan, por lo cual se presenta hoy en día una gran demanda de servicios petroleros en las áreas de exploración y producción.

Lo anterior para identificar y poner en contexto como la compañía SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA está posicionada en el mercado de hidrocarburos en Colombia, cómo es percibida por sus clientes, qué necesidades requieren sus clientes y cómo fortalecer la compañía para lograr la permanencia en el mercado.

Mediante la formulación de estrategias a desarrollar en el corto y mediano plazo se pretende no imponer ninguna de estas en la compañía, simplemente presentar opciones que permitan fortalecer y posicionar a SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA en el mercado de servicios a pozos de hidrocarburos.

El objetivo del presente trabajo es realizar un detalle de la composición del mercado de servicios petroleros en Colombia, como está estructurado, cuales son las expectativas y la posición de Colombia frente al mercado latinoamericano

* Monografía

** Facultad de Ingenierías fisicoquímicas Escuela Ingeniería de Petróleos. Director: Sebastián Calderón

ABSTRACT

TITLE: MARKET RESEARCH TO IDENTIFY THE FEASIBILITY OF IMPLEMENTING NEW LINES OF DRILLING AND PRODUCTION SERVICES TO IMPROVE THE POSITION OF SAN ANTONIO INTERNATIONAL IN COLOMBIA*.

AUTHOR: MARIO ANDRES BAUTISTA FALLA**

KEY WORDS: Market Share, Integrated Services, Discrete Services, Oil Market.

DESCRIPTION

Oil is the major source of foreign exchange, in recent years Colombian oil industry has grown, mainly driven by government action through participation of the Ministry of Mines and Energy and the National Hydrocarbons Agency (ANH) for their hard work in promoting oil blocks since 2007. To national industry have arrived world-class multinationals, which have seen the great the country potential in oil to operate these blocks in the extraction and production of hydrocarbons. This growth brings with it the emergence of new needs for services and companies that could supply the great demand for oilfield services in the areas of exploration and production is presented today.

The above is to identify and get in context, like the company SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA is positioned in the oil market in Colombia, how it's as perceived by their customers, what their customers' needs and how to strengthen the company for attaining to stay in the market

Formulating strategies to be developed in short to medium term, the intention is not to impose any of these in the company, simply submit options to strengthen and position SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA in the oil well service market

The aim of this project is to perform a detailed composition of oilfield services market in Colombia, as it is structured, expectations and position of Colombia against the Latin American market.

* Graduate Project

** Faculty of Physical Chemistry Engineering – School of Petroleum Engineering – Director Eng. Sebastián Calderón

GLOSARIO

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia.

API: American Petroleum Institute (Instituto América del Petroleo)

Business Case: o caso de negocio. Un caso del negocio es un documento que justifica el inicio y puesta en marcha de un proyecto. Incluye una descripción de la oportunidad que existe en el negocio, lista de las opciones disponibles, costos e ingresos, y CAPEX requerido. Durante la creación de un caso de negocio, puede ser necesario emprender un estudio de viabilidad. Este proceso implica el emprender una investigación a detalle del problema o de la oportunidad de negocio actual, de las varias opciones de solución disponibles y de la probabilidad de cada solución alternativa que resuelve los requisitos del cliente. Generalmente se usa una plantilla en Excel para realizar la formulación de supuestos para evaluar un proyecto económicamente, utilizando fórmulas para conocer los tiempos de retorno de la inversión, capital utilizado, ingresos, costos y demás indicadores financieros que se deseen involucrar.

Campo: área en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos de hidrocarburos.

Casing Drilling: es la práctica mediante la cual se perfora una sección de los pozos de hidrocarburos utilizando la tubería de revestimiento o casing. Esta práctica reduce los tiempos de perforación y bajada de revestimiento convencional.

Casing Running: es la práctica o servicio mediante el cual se introduce la tubería de revestimiento o casing en cada sección perforada en los pozos de hidrocarburos.

Catwalk Machine: herramienta que se utiliza en los taladros de perforación para subir hasta la Mesa de trabajo desde la superficie, tuberías de perforación y BHA y tuberías de revestimiento (casing).

Coiled Tubing: unidades de tubería flexible que consta de un carrete en donde la tubería esta enrollada lo que permite que no se tengan tiempos mayores para la conexión de la misma. Se utiliza para hacer estimulaciones a pozos de hidrocarburos, limpiezas, y operaciones de rig less.

Cuñas Neumáticas: herramienta automatizada que evita el contacto de las manos del personal para las labores de sostener los tubulares utilizados en un taladro mientras se hacen operaciones de conexión o desenrosque de tubulares durante los procesos de perforación o reacondicionamiento de pozos de hidrocarburos.

Directional Drilling: es la práctica para perforar pozos de hidrocarburos que no sean verticales.

Drilling & Workover Rigs: hace referencia a los taladros utilizados para realizar la perforación, terminación, completamiento y reparaciones a los pozos de hidrocarburos. Generalmente los taladros de perforación van desde 550HP hasta 3.000 HP onshore (en tierra), y los taladros de workover van desde 200 HP hasta 1.500 HP.

E&P: Contrato de exploración y producción.

Exploración: Son todos trabajos y obras que EL CONTRATISTA ejecuta en el terreno del Área Contratada para determinar la existencia y ubicación de Hidrocarburos en el subsuelo, que incluyen pero no están limitados a métodos geofísicos, geoquímicos, geológicos, cartográficos, y en general, las actividades de prospección superficial, la perforación de

Pozos Exploratorios y otras operaciones directamente relacionadas con la búsqueda de Hidrocarburos en el subsuelo.

Fast Moving Rig: término utilizado para referirse a un taladro ya sea de perforación o de workover / reacondicionamiento, cuando está capacitado para moverse rápidamente entre distintas localizaciones. Generalmente las cargas de estos taladros están montadas sobre tráiler.

Floorhand: herramienta utilizada para conectar o desenroscar tubería en los taladros de perforación.

Gross Margin: es la diferencia entre el ingreso y el costo después de contabilizar algunos otros costos asociados a una operación o actividad.

Gpc: Giga pies cúbicos.

Hidrocarburos: Compuestos orgánicos constituidos principalmente por la combinación natural de carbono e hidrógeno, así como también de aquellas sustancias que los acompañan o se derivan de ellos.

Joint Venture: es un tipo de acuerdo comercial de inversión conjunta a largo plazo entre dos o más personas (normalmente personas jurídicas o comerciantes). Un joint venture no tiene por qué constituir una compañía o entidad legal separada.

kbpd: Miles de barriles por día.

Mbbl: Millones de barriles.

Market Share: o cuota de mercado, es la fracción o porcentaje que se tendrá del total de mercado disponible o del segmento del mercado que está siendo suministrado por la compañía. Puede ser expresado como un porcentaje de las ventas de la compañía (en el mercado) dividido por las ventas totales disponibles en el mercado o también se puede expresar

como el total de unidades vendidas por la compañía partido por las unidades vendidas en el mercado.

Market Size: es el tamaño de un mercado específico que puede ser definido por industria o sector.

Mercado: Conjunto de personas naturales y jurídicas con necesidades susceptibles de ser satisfechas con bienes o servicios, con un determinado poder adquisitivo.

Mpcd: Millones de pies cúbicos por día.

NPT's: Non Productive Time, o tiempos no productivos. Son los tiempos de no operatividad de una herramienta o maquina durante un lapso de tiempo definido.

Pozos Estratigráficos: los pozos estratigráficos son pozos generalmente someros (hasta una profundidad máxima de 5000 ft) en los cuales se extraen muestras de las formaciones para determinar la constitución geológica de zonas que no han sido exploradas, sin un objetivo hidrocarburífico.

Procurement: generalmente hace referencia a la compra electrónica de bienes y servicios que pueden realizar las compañías interesadas en adquirir alguno de estos. En el sector de hidrocarburos, hace referencia a las personas o departamentos de compras de las compañías petroleras.

R/P: Relación Reservas / Producción.

Shale Gas: también conocido como gas de lutita, es un hidrocarburo en estado gaseoso que se encuentra en las formaciones rocosas sedimentarias de grano muy fino. Este tipo de gas natural se extrae de zonas profundas en terrenos donde abunda el esquisto, las lutitas ricas en materia orgánica. El interior rocoso del esquisto presenta baja

permeabilidad, lo que impide su ascenso a la superficie. Por ende, para la extracción comercial de dicho gas, es necesario fracturar la roca hidráulicamente.

Skidding System: es un sistema hidráulico o mecánico que permite movilizar los taladros de perforación de pozos de hidrocarburos en los ejes “x” o “y” en un mismo clúster o localización.

Spare parts: o más comúnmente conocidos como repuestos.

Stake holders: Son todos los interesados en el desarrollo del sector: inversionistas independientes, empresas E&P, empresas de servicios petroleros, banca de inversión, proveedores de maquinaria y equipo y la agencia reguladora del estado.

TEA = CET: Contrato de evaluación técnica.

Unión Temporal: la unión de dos o más personas naturales o jurídicas que conjuntamente presentan una propuesta o desarrollan una actividad o negocio, sin que esa unión o colaboración constituyan una entidad jurídica, sino que en ambos casos, los miembros del consorcio o de la unión temporal mantienen su independencia, su autonomía en todos los sentidos.

INTRODUCCIÓN

Colombia es uno de los seis (6) países latinoamericanos con potencial energético significativo. Sus reservas petroleras de acuerdo con las cifras suministradas por ECOPETROL y la ANH presentan reservas probadas de crudo del país en el orden de los 2.377 Mbbl, mientras que sus reservas probadas de gas natural se ubican en 7.008 Gpc ¹– datos al 31 de diciembre de 2012. El petróleo es la mayor fuente de divisas del país y representa el 27% del total de las exportaciones.

Debido al gran auge que se ha venido presentando en la industria petrolera colombiana, principalmente impulsada por las acciones del Gobierno mediante la participación del Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) por su ardua labor en la promoción de los bloques petroleros a través de las rondas llevadas a cabo desde el año 2007, han ingresado a Colombia multinacionales de talla mundial, que han visto la gran prospectividad y potencial que el país tiene en hidrocarburos, para operar estos bloques en la extracción y producción de hidrocarburos. Este auge trae consigo mismo la aparición de nuevas necesidades de servicios y de empresas que los suplan, por lo cual se presenta hoy en día una gran demanda de servicios petroleros en las áreas de exploración y producción.

Grandes compañías contratistas de servicios petroleros han ingresado a Colombia de igual manera para suplir estas necesidades, sin embargo, la llegada de estos competidores pone en riesgo la estabilidad de las compañías contratistas que han venido trabajando durante largo tiempo en Colombia, ya que estas nuevas multinacionales contratistas de servicios han ido desplazando poco a poco a los contratistas ya

¹ Fuente: Reservas probadas - reporte a 31 de diciembre de 2012 ECOPETROL y ANH <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=8>

establecidos en Colombia, principalmente por sus estrategias de bajos precios y tecnología para poder entrar al mercado.

Se hace necesario entonces, que compañías contratistas de servicios petroleros como SAN ANTONIO INTERNACIONAL (SAI), aprovechando su gran posicionamiento y reconocimiento en el mercado colombiano, busquen nuevas estrategias y nuevas tecnologías, que le permitan ser más competitivos, viables y perdurables los márgenes operacionales y la participación en el mercado petrolero colombiano.

1. OBJETIVOS

Realizar un estudio que permita determinar la mejor estrategia para mejorar el posicionamiento de SAN ANTONIOINTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA en las líneas de servicio que actualmente tiene implementadas como lo son perforación, workover y cementación, permitiendo tener bases para en un futuro mediano poder evaluar la alternativa de introducir nuevas líneas de servicios.

2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Conocer las fortalezas y debilidades de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA mediante la aplicación de encuestas direccionadas a conocer cuáles son las necesidades más insatisfechas en las actividades de perforación, workover y cementación con el fin de fortalecer cada una de estas o crear nuevas líneas de negocio.
- Evaluar los riesgos, costos, gastos y precios estimados, para hacer un análisis económico con el fin de determinar los retornos de inversión en tiempo y dinero, permitiendo así conocer cuáles serán las inversiones requeridas en cada línea (Perforación, workover y Cementación) de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA.
- Diseñar la estrategia que permita divulgar a los clientes actuales y potenciales las nuevas estrategias que va a ofrecer SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA en cada línea permitiendo así mejorar el posicionamiento de la empresa.

3. JUSTIFICACIÓN

Actualmente la industria petrolera colombiana tiene un gran auge debido a la buena acogida de las compañías operadoras de talla mundial que están invirtiendo en Colombia. Por esta razón, la demanda de servicios petroleros ha crecido y cada vez hay más oportunidades de crecimiento en el sector. La competencia y demás compañías de servicios petroleros han aumentado su market share (participación en el mercado) y es necesario no perder la posición pasada y actual de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA.

Adicionalmente, se está previendo que el mercado de servicios petroleros tiene una tendencia a la subcontratación de la gran mayoría de servicios de un campo o pozo, lo que permite a los Operadores reducir su costo de personal y de operación, trasladando estos a los contratistas de servicios. Esta tendencia permite a los Operadores concentrarse más en la producción del campo, aumento de recobros, comercialización y venta del crudo o gas.

Este trabajo busca identificar las oportunidades de negocio y crecimiento en líneas de servicios petroleros actuales que permitan maximizar las utilidades de los stoke holders de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA, como también aumentar su participación en el mercado petrolero colombiano.

4. MARCO TEÓRICO

4.1. Mercado de Hidrocarburos en Colombia

Las oportunidades ofrecidas por el sector energético colombiano han atraído la inversión extranjera de compañías energéticas multinacionales que incluyen a las más grandes e importantes compañías como lo son EXXONMOBIL, CHEVRON TEXACO, OXY, SHELL, BP, TOTAL, BHP BILLITON, entre otras. Estas empresas operan en Colombia en forma autónoma o a través de Joint Ventures (contratos de riesgo compartido) con ECOPETROL, la compañía petrolera estatal, o por intermedio de los contratos de E&P y/o TEA's pactados con la ANH. Más aún, la industria petrolera del país es altamente sofisticada y diversificada, incluye – junto a compañías de exploración y producción – refinerías y manufacturas petroquímicas, proveedores de petróleo y servicios de gas, compañías de asesoría y consultoría, y otros elementos claves de la industria. Además, la extensa historia colombiana de exploración y descubrimiento de petróleo y gas ha contribuido al desarrollo de una amplia base de experimentados y talentosos profesionales de la industria.

Colombia se convirtió en un exportador de hidrocarburos en los años ochenta (80s) después de importantes descubrimientos en los campos de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua. La producción petrolera del país creció de los 126 kbpd en 1980 a 816 kbpd en 1999, y las exportaciones de petróleo alcanzaron los US\$4.5 billones en el 2000. En el 2003 la producción fue de 541 kbpd. En Febrero del 2008 la producción era de 562 kbpd. Actualmente, la producción de crudo en el país está alrededor de 1.013 kbpd y la producción de gas 1.192 Mpcd.²

Esto significa que Colombia ha tenido un crecimiento del 5,22% frente a lo reportado en el año 2011, y supone un incremento en la relación de

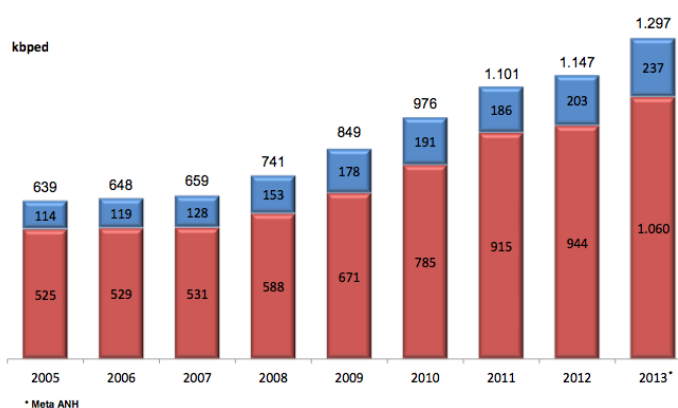
² Fuente: Indicadores Estadísticos ANH a Mayo de 2013, <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=8>

Reservas/Producción (R/P), que permite afirmar que el país cuenta con autosuficiencia de crudo para 6,9 años, si se mantiene el mismo nivel de producción. El número de reservas adicionadas a 31 de diciembre de 2012 es de 464 millones de barriles. Es importante resaltar que un 33% de esta cifra proviene de nuevos descubrimientos. 152 Mbbl fueron aportados por nuevos descubrimientos en su gran mayoría de la cuenca Llanos y del Valle Inferior del Magdalena. Actualmente tenemos 63 pozos descubiertos en etapa de evaluación, los cuales de resultar comerciales, incrementarían el volumen de reservas de los próximos años. El número de reservas de gas a 31 de diciembre de 2012 creció un 5,7 % de las cuales 5, 727 Gpc corresponden a reservas probadas³.

Pese a su enorme potencial, Colombia se mantiene relativamente inexplorada, más del 70% del territorio nacional aproximadamente.

Se detallan debajo algunos datos de interés para nuestro análisis y contextualización de la evolución en materia de reservas y producción de hidrocarburos en Colombia.

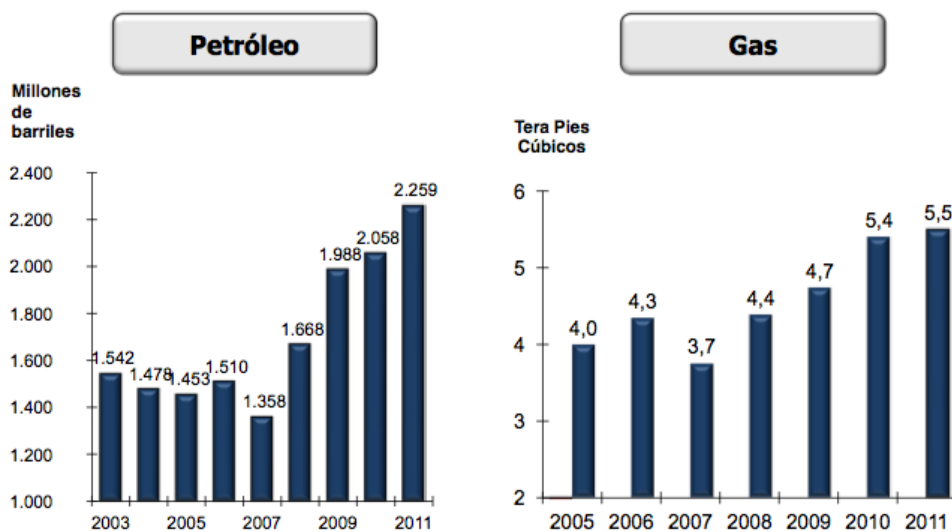
1 Gráfico No. 1 Promedio Anual Miles de Barriles de Petroleo Equivalente Diario



Fuente: Presentación ANH “Proyección y oportunidades de la actividad exploratoria en Colombia en términos de producción, inversión y reservas”

³ Tomado de Sala de Prensa ANH; <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=26>

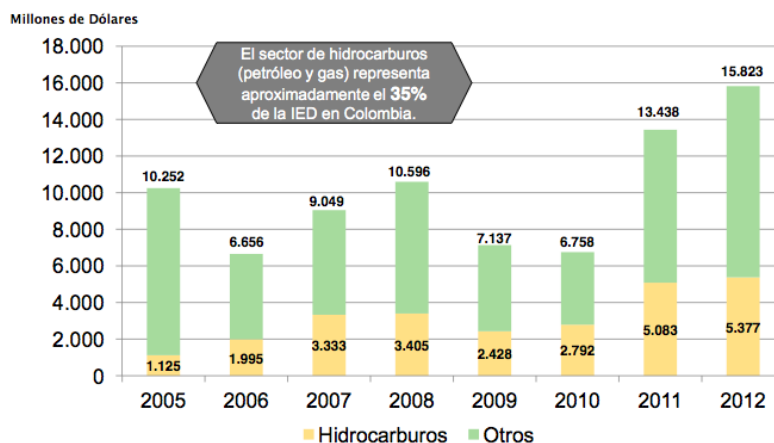
2 Gráfico - Escenario actual de reservas Probadas Actuales



Fuente: Presentación ANH “Proyección y oportunidades de la actividad exploratoria en Colombia en términos de producción, inversión y reservas”

Se puede apreciar en estos gráficos que las reservas en los últimos cinco (5) años se han incrementado y a su vez la producción anual, lo que ha hecho que la atractividad del país aumente a través de estos años, lo que también ha significado que la inversión extranjera directa en el sector de hidrocarburos represente aproximadamente el 35% de las inversiones extranjeras en el país, como se puede apreciar en el siguiente gráfico.

3 Gráfico - Inversión Extranjera Directa - Colombia



Fuente: Banco de La Republica

Por todo lo antes expuesto, Colombia es un país en el cual falta explorar y explotar grandes superficies para la obtención de hidrocarburos, lo cual hace un mercado de gran interés de inversión internacional.

Actualmente la economía Colombiana se ha visto un poco afectada ya que se encuentra en un proceso de desvalorización del peso colombiano frente al dólar americano, por lo cual debe ser tenido en cuenta en el análisis de cada negocio.

En enero del 2012 el dólar se cotizaba en promedio a \$ 1.852,12, un año y seis meses después, se encuentra en \$ 1.959,59 (Julio/2013). Claramente este proceso de devaluación ha afectado la rentabilidad de los negocios de los importadores colombianos de bienes y servicios que están relacionados con la industria de hidrocarburos principalmente y demás industrias del país. Si un empresario colombiano o una compañía multinacional, como lo es SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA, encuentra que un competidor local que produce y comercializa su mismo producto pero a un menor precio, lo más lógico es luchar por equiparar el grado de productividad de su competidor y alcanzar lo que los economistas o técnicos buscan, mayores economías de escala, que no es más que producir el máximo producto posible a los menores costos.

La clave está en basar el rendimiento del país en productividad y no en la sostenibilidad del dólar frente al peso. Es muy difícil predecir el comportamiento de cualquier divisa. Sin embargo, la situación de los Estados Unidos y Europa no es muy alentadora y una crisis profunda y de altas y perversas repercusiones no es nada descartable en este momento. Sin embargo, no hay que olvidar que Colombia sigue creciendo a tasas altas y muy atractivas para los inversionistas externos, y que durante los últimos tres (3) se observaron altos niveles de reintegros de divisas por exportaciones de crudo, flores, algodón, etc.

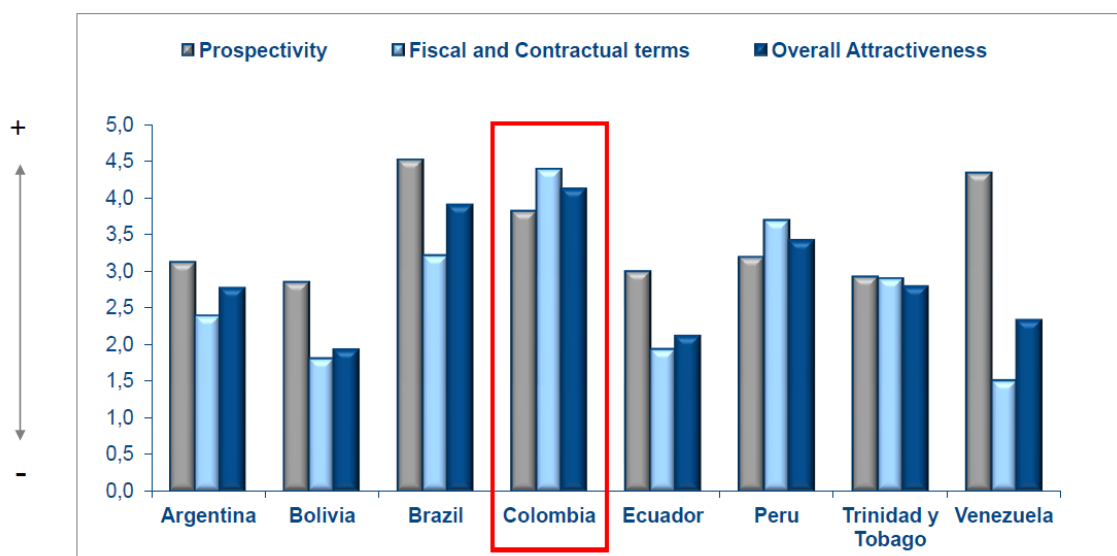
Las compañías de contratistas de servicios petroleros y operadoras que participan actualmente en el mercado colombiano, ya sean exportadores o importadores, productores y/o exploradores, enfrentan diferentes tipos de riesgos y uno de ellos es el cambiario.

4.2. Perspectiva del País.

Dado el gran atractivo de Colombia para las compañías multinacionales que el país y el gobierno han fortalecido, Colombia se encuentra hoy entre los seis (6) países más atractivos en Latinoamérica, sin embargo en América del Sur Colombia se posiciona entre el primer y segundo puesto de países atractivos junto con Brasil.

La atractividad de un país se mide básicamente por tres (3) puntos específicos, i) Prospectividad; ii) Términos contractuales y fiscales; y iii) Atractivo del País en General. Estudios que realizan diferentes entes gubernamentales destacan la atractividad del país. Como lo podemos ver en la siguiente gráfica, Colombia compite con Brasil el primer lugar de atractividad en Latino América.

4 Gráfico - Percepción Inversionistas Sobre Colombia



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Estudio Latino Americano de Economía

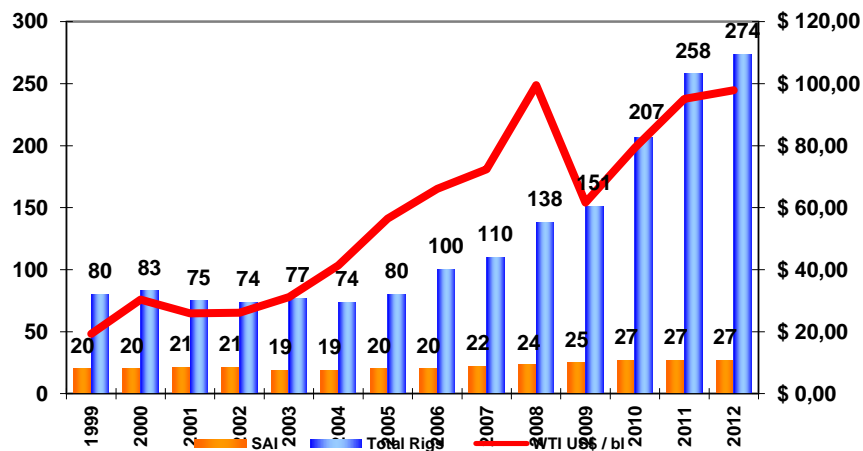
Colombia es visto como un país fuerte en hidrocarburos por:

- La alta estimulación de la producción de Petróleo y Gas por parte del Gobierno.
- Se ha reorganizado la industria de hidrocarburos como un negocio amigable con el medio ambiente.
- Se han aumentado las actividades de servicio desde la reestructuración de Ecopetrol y la creación o establecimiento de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) desde el años 2003.
- Las condiciones fiscales son atractivas ya que brindan seguridad y estabilidad la cual estimula la inversión de capital extranjero directo en el país.
- El crecimiento de producción de Petróleo y Gas aumento en aproximadamente el 15% entre los años 2007 y 2011. Actualmente se producen en promedio un poco más de un millón de barriles promedio día.
- Desde el año 2004 la ANH ha concedido la operación de campos anualmente a través de rondas en las cuales se ofrecen los bloques de hidrocarburos, que, previamente analiza mediante la perforación de pozos estratigráficos, en varios países como internamente.
- Las nuevas expectativas para la exploración y producción de hidrocarburos de gas asociado al carbón en el cual Colombia es el tercer país con mayor potencial en américa latina en Shale Gas y el primero en gas metano asociado al carbón.

Sin embargo no todo es perfecto en Colombia, ya que hoy en día se tienen afectaciones en el sector de hidrocarburos por varias causas que han retrasado y que han venido afectando la industria desde finales del 2011, entre las cuales se encuentran:

- **Demoras en Licencias Ambientales:** hay un represamiento en la aprobación de licencias ambientales. El gobierno está implementando medidas para que a finales del 2013 y en el 2014 se disminuya el tiempo de aprobación de las mismas y se aseguren que sean licencias 100% operativas.
- **Comunidades y Seguridad:** hay una afectación de la continuidad de las operaciones de exploración y producción en varios campos petroleros por parte de las comunidades de las zonas de influencia por requerimientos para su propio beneficio, apoyadas por alcaldías locales que debido a la nueva ley de regalías buscan sabotear y presionar al gobierno para que se regrese al antiguo régimen. Adicionalmente a esto se suma la participación de la USO (Unión Sindical Obrera) que busca tener mayor participación en las comunidades del país con el fin de fortalecer la misma entidad a nivel nacional, es decir, crear un sindicato nacional. Finalmente, se suma la participación de grupos al margen de la ley que con su accionar ocasionan daños a las infraestructuras energéticas.
- **Evolución de Mercado:** existe una sobre oferta (ver gráfico No. 5) de equipos de perforación y workover, como de servicios adicionales a pozos, que afectan la estabilidad de las compañías que ya estaban establecidas en Colombia, como también ocasionan una baja de precios que reducen los márgenes de utilidad y que desestimulan la inversión.
- **Ecopetrol:** los constantes cambios en los modelos de contratación por parte de la compañía operadora más grande en Colombia, los cuales involucran nuevos requerimientos técnicos como año de fabricación de los taladros y automatismos, con los que la industria y particularmente los contratistas aún no están familiarizados, han demorado un poco el crecimiento y auge de la industria de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia.

5 Gráfico - Evolución Flota de Drilling & Workover Rigs en Colombia

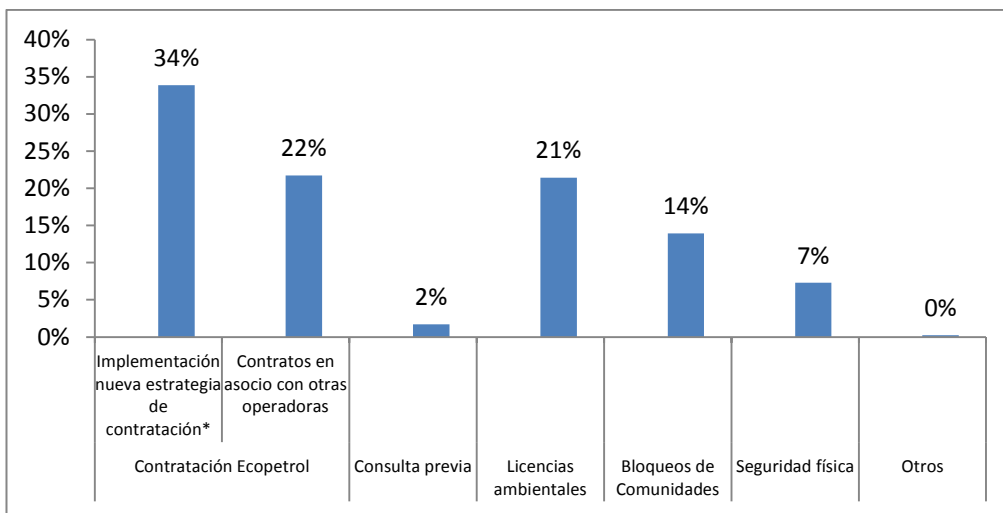


Fuente: Gráfico Autor. Información rigs: CAMPETROL Informe de Taladros. Información WTI Banco de la Republica, <http://www.banrep.gov.co/es/informes-economicos>

Nota: a raíz de las problemáticas y la baja actividad de perforación a agosto de 2013 se han reportado la salida de 10 taladros de perforación, tres (3) de la compañía NABORS, uno (1) de la compañía PETREX, tres (3) de la compañía EVERTSON y tres (3) de SAN ANTONIO INTERNACIONAL.

Con el fin de ilustrar mejor el porcentaje de las causales de retrasos en las demoras de las campañas de exploración y producción en el país, CAMPETROL, la Cámara de Compañías Contratistas Asociadas de la Industria Petrolera Colombiana, realizó una encuesta entre varias compañías del sector, la cual arrojó como resultado las principales causas que han ocasionado los retrasos en el inicio de varias campañas de exploración y desarrollo de campos petroleros. Con estos resultados se elaboró una gráfica con las causales y su porcentaje de peso, así:

6 Gráfico - Principales Causas de Retrasos en Campañas Colombia



Fuente: CAMPETROL, Encuesta Retrasos Campañas de Perforación en Colombia Junio 2013

Lo más preocupante, es la implementación de las nuevas estrategias de contratación por parte de ECOPETROL y los retrasos que ocasionan a su vez con sus socios en otros campos petroleros, con un peso del 34% y 22% respectivamente, para un total de 56%.

Así mismo el represamiento de las licencias ambientales es un factor de gran peso en las causales de retrasos en el país, con un peso de 21%.

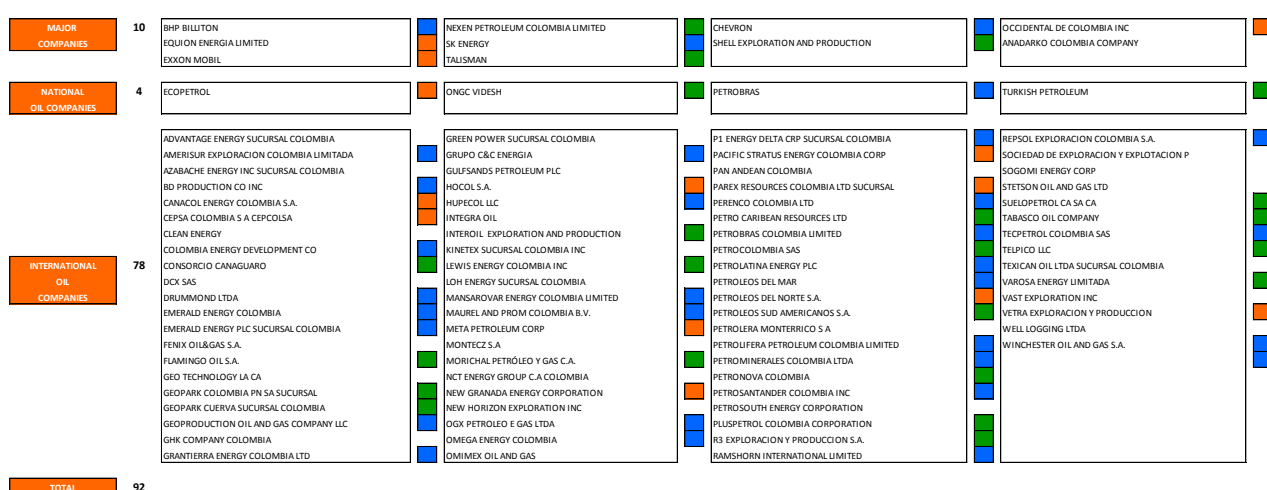
Lo más preocupante sobre estos retrasos es que se ha frenado la locomotora que está impulsando la economía del país, como también el retraso en el aumento de producción, pero más preocupante aún, es la demora en las posibles incorporaciones de reservas de hidrocarburos que se puedan descubrir en los tantos proyectos afectados.

4.3. Como está Compuesto el Mercado de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA.

En Colombia hay hoy en día alrededor de noventa y dos (92) empresas operadoras de campos de hidrocarburos que han sido, son, y posiblemente serán en un futuro clientes de SAN ANTONIO

INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA. De estas noventa y dos (92) compañías, diez (10) se han catalogado como “Majors Companies”, es decir, compañías multinacionales operadoras de hidrocarburos de gran envergadura, presencia, capital y activos a nivel mundial; cuatro (4) han sido catalogadas como “National Oil Companies”, es decir, compañías estatales operadoras de hidrocarburos; y setenta y ocho (78) han sido catalogadas como “Internacional Oil Companies”, es decir, compañías internacionales operadoras de hidrocarburos medianas o pequeñas.

7 Gráfico - Compañías Operadoras en Colombia



- Clientes actuales (O en Participación de Procesos de Licitación)
- Han sido Clientes en el Pasado
- Futuros Clientes (Ya se ha tenido Contacto)

Fuente: Lista Operadoras en Colombia - ANH

Históricamente SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA ha ofrecido y prestado en su portafolio de servicios en Colombia los servicios de perforación de pozos de hidrocarburos mediante la utilización de taladros de perforación que van desde los 550 HP hasta los 2.000 HP, así como también los servicios de terminación,

completamiento y reacondicionamiento de pozos mediante los rigs de 350 HP y 550 HP, durante los últimos 35 años.

En el año 2000 se introdujo la línea de servicios de cementación y bombeo, como también la línea de perforación direccional o Directional Drilling con herramientas de low tech o baja tecnología. Esta campaña de las dos líneas nuevas en su momento se llevó a cabo solo por 4 años consecutivos, ya que en 2004 se decide cerrar estas líneas por su mal desempeño técnico y económico.

En el año 2008 se reactiva la línea de cementación y bombeo, que en la actualidad sigue operando con muy buenos resultados, y con una mayor flota de set de cementación en el país. De igual manera se introducen en el portafolio de servicios de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA en el año 2010 los servicios de corrida de revestimiento y casing drilling, prestando estos servicios como un plus dentro de los taladros de perforación con clientes como PACIFIC RUBIALES y OCCIDENTAL.

En el año 2012 se introduce la línea de coiled tubing, que tímidamente ha ido fortaleciéndose a través de los pocos servicios que se pueden conseguir en el mercado.

En este sentido, los servicios con mayor reconocimiento y presencia en el mercado en Colombia de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA son los de perforación y workover (rigs). Este mercado está altamente competitivo en la actualidad, ya que las constantes solicitudes de requerimientos de tecnología, mayor eficiencia, mejor potencia hidráulica, y movilizaciones más rápidas son los pedidos que dinamizan el mercado por parte de los clientes (Compañías Operadoras). Dicho esto, y teniendo en cuenta que la atraktividad de Colombia ha sido alta en los últimos 5 años, nuevas compañías contratistas de servicios de perforación y workover han entrado o se han creado en el país, desplazando a compañías que han permanecido en el mercado de servicios en

Colombia, pues sencillamente les han quitado parte de su porción de mercado.

Al entrar estas nuevas compañías a Colombia y hacer más competitivos los precios (bajos precios) y tarifas de los servicios, las compañías como SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA se han visto obligadas a reevaluar sus costos de operación, sus CAPEX de mantenimiento, y a disminuir algunos costos administrativos para poder competir con los precios bajos de sus competidores.

La participación en el mercado de servicios de perforación y workover de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA se ha visto cada vez más amenazada por sus competidores, principalmente por las compañías NABORS DRILLING, H&P, PIONEER, INDEPENDENCE DRILLING, PETROWORKS, SAXON, TURCANY Y CAROIL y WEATHERFORD, entre otros, en los servicios de perforación.

Actualmente SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA cuenta con diecinueve (19) rigs de perforación y seis (6) rigs de workover, así:

DRILLING RIGS

- Un (1) rig de 550 HP
- Seis (6) rigs de 750 HP
- Dos (2) rigs de 1.000 HP
- Dos (2) rigs de 1.200 HP
- Cinco (5) rigs de 1.500 HP
- Tres (3) rigs de 2.000 HP

WORKOVER RIGS

- Tres (3) rigs de 350 HP

- Tres (3) rigs de 550 HP

Adicionalmente SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA cuenta con bases de operación que sirven de soporte logístico para todo lo que demanda la operación de los taladros, como también para realizar mantenimientos menores, almacenamiento de spare parts (repuestos), entre otros, las cuales están estratégicamente ubicadas en el país, así:

- Base de Sopo: es la base principal ubicada en el municipio de Sopo departamento de Cundinamarca. Presta apoyo para los mantenimientos y reparaciones mayores de todos los taladros, unidades de cementación y coiled tubing en el país.
- Base de Barrancabermeja: ubicada en la ciudad de Barrancabermeja departamento de Santander. Presta apoyo a los rigs de perforación y workover del área, como a las unidades de cementación.
- Base de Neiva: esta base está ubicada en la ciudad de Neiva departamento del Hila. Presta los servicios de laboratorio para todas las pruebas de las lechadas, aditivos, retardantes, acelerantes y demás productos químicos utilizados para las cementaciones y bombeos que se presentan a los clientes. Adicionalmente presta apoyo a los taladros de perforación y workover.
- Base de Villavicencio: está ubicada en la ciudad de Villavicencio departamento del Meta. Presta apoyo logístico a las unidades de cementación.
- Base Rubiales: está ubicada dentro del campo de la compañía PACIFIC RUBIALES, en cercanías de Puerto Gaitán departamento

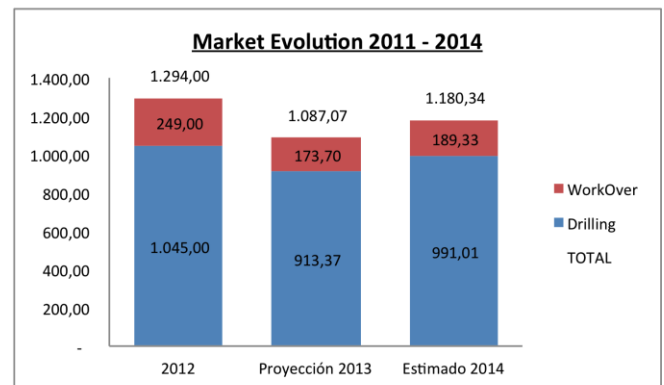
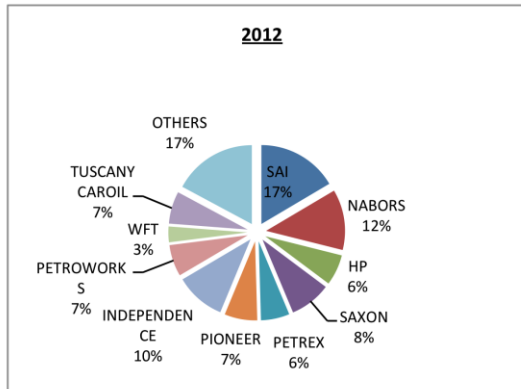
del Meta. Presta apoyo logístico a las unidades de cementación ubicadas en dicho campo.

- **Base Yopal:** está ubicada en la ciudad de Yopal departamento del Casanare. Presta apoyo a los taladros de perforación, workover, unidades de coiled tubing y unidades de cementación.

En los servicios de workover sus principales competidores son INDEPENDENCE, KEY ENERGY, PETROWORKS y VARISUR, quienes han integrado a sus flotas equipos más modernos y ágiles para movilizar (fast moving). Así está actualmente constituido el Market Size (Tamaño del Mercado) en ventas (MM USD\$) de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA y sus competidores principales:

8 Gráfico - Market Size DR&WO Rigs - Colombia

Market Size - Rigs DR&WO - Colombia (MM US\$)



(Cifras en MM US\$)

	2012	SAI	NABORS	HP	SAXON	PETREX	PIONEER	INDEPENDENCE	PETROWORKS	WFT	TUSCANY CAROIL	OTHERS	Proyección 2013	Estimado 2014
Drilling	1.045,00	154,57	135,00	68,60	92,00	63,70	73,00	49,50	45,00	35,00	72,00	125,00	913,37	991,01
WorkOver	249,00	24,70						62,10	25,30			61,60	173,70	189,33
TOTAL	1.294,00	179,27	135,00	68,60	92,00	63,70	73,00	111,60	70,30	35,00	72,00	186,60	1.087,07	1.180,34
%		16,49%	12,42%	6,31%	8,46%	5,86%	6,72%	10,27%	6,47%	3,22%	6,62%	17,17%	100%	100%

Fuente: Gráficos Autor. Datos de Ventas Reales 2012 Revista Portafolio. Ventas Proyectadas 2013 y 2014 estimadas por el Autor de acuerdo con la cantidad de taladros por capacidad en HP de cada compañía.

SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA es hoy el principal y numero uno de los contratistas de servicios petroleros a pozos en las líneas de perforación y workover, ya que tiene cautivo el 17% del mercado. Sin embargo se puede ver que compañías como INDEPENDENCE que hace algunos años, 5 años, era una compañía dedicada a la perforación de pozos de agua y a la prestación de servicios de workover con taladros de baja capacidad, hoy tiene una participación del 10%. De igual manera se encuentra WEATHERFORD, quienes históricamente han prestado servicios diferentes a las líneas de taladros, han incursionado en esta y ahora cuentan con un 3% del mercado.

En los servicios de cementación los principales competidores son HALLIBURTON, SCHLUMBERGER, BJ, TUKER, CPVEN, BULLDOG, INGENIERÍA Y TECNBOLOGÍA y CALFRAC. Históricamente las compañías que han ofrecido servicios de cementación hasta el año 2007 eran HALLIBURTON, SCHLUMBERGER y BJ, es decir, este era un nicho de mercado prácticamente monopolizado por estas tres (3) compañías. A finales del 2007, se empiezan a crear nuevas compañías nacionales como internacionales que empiezan a tomar parte del mercado de cementación y bombeo, entre esas se encuentra SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA.

La ventaja competitiva de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA en el éxito en la prestación de los servicios de cementación es que dada su gran capacidad logística en Colombia (Bases de operaciones en Barrancabermeja, Sopo, Yopal , Rubiales, Villavicencio y Neiva) que soportan la operación actual los servicios de perforación y workover, permite que la prestación de los servicios de cementación y bombeo cuenten con bases estratégicamente ubicadas ya establecidas, lo que hace que se reduzcan costos de operación. Esto sin contar que una de las estrategias para introducir nuevamente la línea de cementación fue ofrecer este servicio en conjunto con los taladros de perforación.

Actualmente SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA cuenta con siete (7) sets de cementación, los cuales incluyen cada uno los siguientes:

- Unidad de Cementación (Bombedador) Dobles y Sencillos.
- Batch Mixer
- Bulks
- Silos de Transporte y Almacenamiento de Cemento
- Cabezas de Cementación
- Unidades de Registros de datos
- Laboratorio
- Personal Capacitado (Ingeniero, Operador, Supervisor, Ayudantes, Laboratorista)

Así está actualmente constituido el Market Size (tamaño de mercado) en ventas (MM USD\$) en Colombia para los servicios de cementación y bombeo:

9 Gráfico - Market Size Cementación - Colombia

Market Size - Cementación - Colombia 2013



(Cifras en Millones de US\$)

Competidores	Año 2012	ECOPETROL	HOCOL	PRE	VETRA	MANSAR	PETROMIN.	OXY	OTROS	Proyección 2013	Cant de Set	Estimado 2014	Venta x Set
HALL	68,70	19,40	6,45	-	-	1,74	3,20	18,30	16,40	65,49	36,00	70,73	1,96
SLB	34,50	10,00	-	-	-	11,88	3,50	-	7,20	32,58	13,00	22,81	1,75
BJ	15,40	4,10	-	-	-	-	-	-	9,45	13,55	9,00	14,63	1,63
TUCKER	15,20	3,00	-	9,70	-	-	-	-	3,61	16,31	9,00	17,61	1,96
SAI	6,50	5,70	-	-	1,52	-	-	-	0,46	7,68	7,00	13,18	1,88
CPVEN	6,50	4,15	-	-	-	-	-	-	6,40	10,55	7,00	11,82	1,69
BULLDOG	2,04	-	-	-	-	-	-	-	1,40	1,40	2,00	1,54	0,77
ING & TEC	7,50	2,65	-	5,40	-	-	-	-	3,33	11,38	8,00	14,79	1,85
CALFRAC	-	2,35	-	-	-	-	-	-	3,50	5,85	4,00	6,44	1,61
Total	156,34	51,35	6,45	15,10	1,52	13,62	6,70	18,30	51,75	164,79	95,00	173,55	

Fuente: Gráficos Autor. Datos de Ventas Reales 2012 Revista Portafolio. Ventas Proyectadas 2013 y 2014 estimadas por el Autor de acuerdo con la cantidad de set de cementación de cada compañía.

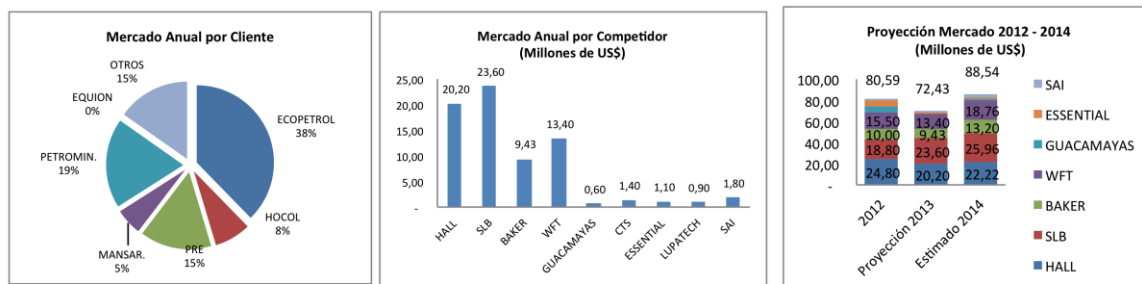
El monopolio de los servicios de cementación que en una época estuvo en manos de HALLIBURTON, SCHLUMBERGER y BJ, ahora se encuentra distribuido entre más nueve (9) compañías.

En los servicios de Coiled Tubing los principales competidores son HALLIBURTON, SCHLUMBERGER, BAKER, WEATHERFORD, LUPATECH, CTS, GUACAMAYAS y ESSENTIAL. Históricamente las compañías que han ofrecido servicios de Coiled Tubing hasta el año 2006 eran HALLIBURTON, SCHLUMBERGER y BAKER, al igual que los servicios de cementación, esta línea de servicio también estaba prácticamente monopolizada, sin embargo la atractividad de estos servicios no es muy alta, contando hoy en día con una disponibilidad total de unidades en Colombia entre todos los competidores de 24 unidades. Esto se debe a su baja utilización por parte de los clientes. SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA decide entrar a participar en esta línea de servicio por la favorabilidad y acogida que tuvo con los servicios de cementación. Hoy cuenta con dos (2) unidades de Coiled Tubing, que incluyen lo siguiente:

- Unidad de Coiled tubing de 80K con tubería de 1-1/2" (18.000 ft)
- Unidades de nitrógeno.
- Unidades de Bombeo.
- Grúa de 40 toneladas.

10 Gráfica - Market Size Coiled Tubing - Colombia

Market Size - Coiled Tubing - Colombia 2013



(Cifras en Millones de US\$)

Competidores	2012	ECOPETROL	HOCOL	PRE	MANSAR.	PETROMIN.	EQUION	OTROS	Proyección 2013	Cant de Set	Estimado 2014
HALL	24,80	5,00	2,00	9,00	-	-	-	4,20	20,20	6,00	22,22
SLB	18,80	7,80	1,50	-	-	6,60	6,00	1,70	23,60	5,00	25,96
BAKER	10,00	6,60	-	-	2,83	-	-	-	9,43	3,00	13,20
WFT	15,50	4,00	-	-	-	5,40	2,50	1,50	13,40	3,00	18,76
GUACAMAYAS	5,00	-	-	-	-	-	-	0,60	0,60	2,00	0,66
CTS	-	-	-	0,60	-	-	-	0,80	1,40	1,00	1,54
ESSENTIAL	6,00	-	-	-	0,75	-	-	0,35	1,10	2,00	1,54
LUPATECH	-	0,70	-	-	-	-	-	0,20	0,90	1,00	1,26
SAI	0,49	-	1,40	-	-	-	-	0,40	1,80	1,00	3,40
Total	80,59	24,10	4,90	9,60	3,58	12,00	-	9,75	72,43	24,00	88,54

Fuente: Gráficos Autor. Datos de Ventas Reales 2012 Revista Portfolio. Ventas Proyectadas 2013 y 2014 estimadas por el Autor de acuerdo con la cantidad de unidades de Coiled Tubing de cada compañía.

4.4. Necesidades, Expectativas y Requerimientos del Mercado de Servicios a Pozo en Colombia.

Con el fin de establecer los parámetros necesarios para identificar la posición actual de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA, las expectativas de sus clientes, como es percibido por sus clientes, que fortalezas y debilidades tiene, y que necesidades a futuro se requieren por partes de los clientes (actuales y potenciales), se desarrolla una encuesta que se entrega a una población de cuarenta y nueve (49) compañías de gran potencial (por sus activos / campos en Colombia) que son de interés para evaluar cada uno de los puntos, dentro de la totalidad de las noventa y ocho (98) compañías operadoras existentes en Colombia identificadas en la Tabla No. 1.

Dentro de las noventa y ocho (98) compañías, veintisiete (27) no realizan operación directa de los campos petroleros donde tienen inversiones, solo actúan como socios, por lo cual no han tenido contacto directo y

experiencia de servicios con SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA. Doce (12) compañías son socios en Uniones Temporales y/o han sido adquiridas por unas mayores. Finalmente, diez (10) de estas no han comenzado operación en Colombia. Por esta razón la muestra de 49 compañías que han tenido contacto con SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA ya sea por haber recibido un servicio o por simplemente tener un contacto técnico / comercial, pueden responder la totalidad de las preguntas que se buscan identificar.

La encuesta busca identificar los siguientes puntos:

- Identificar cuáles son clientes actuales de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA y cuáles no, de la totalidad de empresas encuestadas.
- Asemejar el nivel de satisfacción en cada una de las líneas ofrecidas actualmente por SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA.
- Determinar cuáles de tres opciones (Servicios discretos / individuales a pozo, Soluciones Integrales de Perforación, y gerenciamiento de Proyectos) son los más importantes para cada cliente, como también, definir cuáles de los servicios son más atractivos por los clientes.
- Entender cuál ha sido la experiencia en cuanto a los tecnológicos ofrecidos por SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA, y si los ha utilizado o no.
- Conocer si los clientes estarían dispuestos a pagar más por un servicio con mayor tecnología y actualizado.
- Encontrar cual es el concepto de los clientes sobre la compañía.

- Descubrir cuáles son los aspectos más insatisfechos por los clientes en cuanto a servicio.
- Finalmente conocer la opinión de los clientes en cuanto a que debería fortalecer SAN ANTONIO INTERNACIONAL.

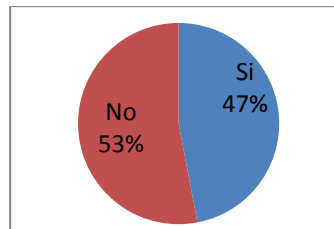
En el Anexo No 1 se podrá ver la proforma de la encuesta realizada.

De las 49 compañías encuestadas se dirigen las encuestas a una persona técnica (Perforación o Workover) y a una persona de Procurement, con el fin de tener en cuenta los dos puntos de vista por compañía.

Como resultado se obtienen los siguientes resultados:

I. 11 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 1

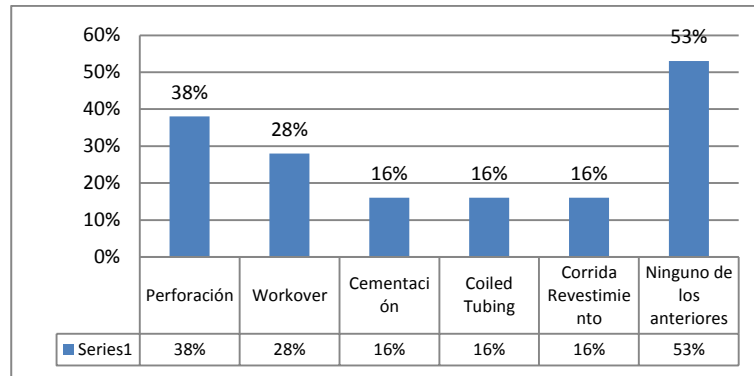
Eres cliente de San Antonio Internacional? Si / No



Fuente: Gráficos Autor

II. De las siguientes servicios que ofrecen SAI, cuáles utiliza?

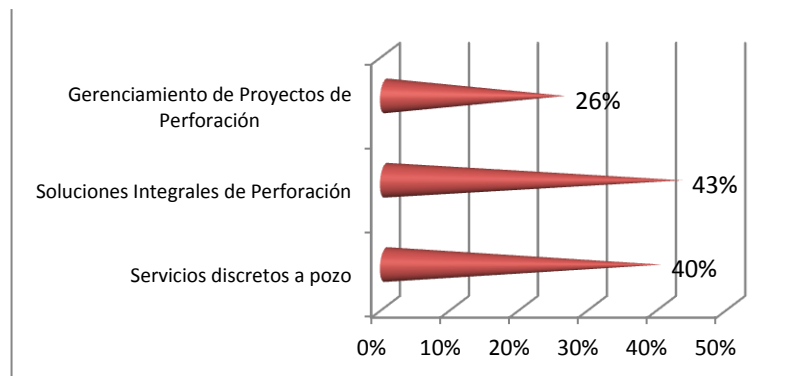
12 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 2



Fuente: Gráficos Autor

- III. Cuáles de las siguientes necesidades como cliente, crees tú que son las más importantes?

13 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 3



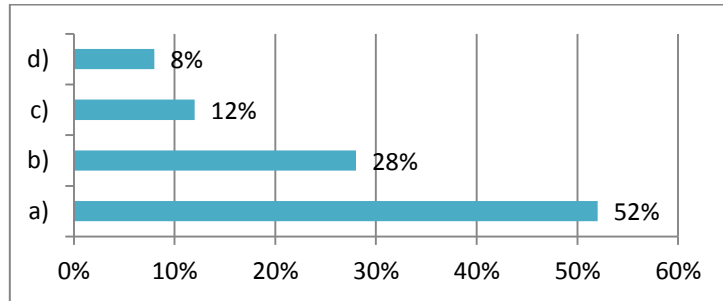
Fuente: Gráficos Autor

- IV. Si la respuesta anterior fue "Soluciones Integrales de Perforación" por favor identifica en la siguientes opciones cual representa mejor las soluciones integrales:

- Servicios de Perforación (Rig), más servicios de cementación, servicios de corrida de revestimiento, monitoreo y registro de parámetros de perforación.
- Los servicios mencionados en el literal a) más directional drilling low tech, mud logging y brocas.
- Los servicios mencionados en el literal a) más directional drilling high tech, mud logging y brocas.

d) Los servicios mencionados en el literal c) más obras civiles.

15 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 4

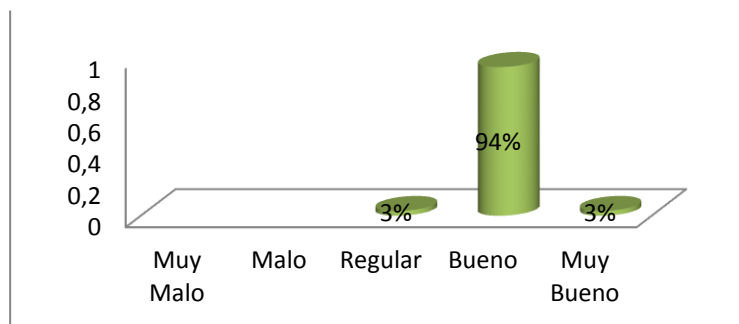


Fuente: Gráficos Autor

La opción con mayor acogida por los clientes es la opción a), en la cual SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA ya cuenta con los servicios de perforación y corrida de revestimiento, por lo cual se crea una opción en la línea de negocio de sistemas de monitoreo y registro de parámetros de perforación.

V. Cuál es tu experiencia con los servicios tecnológicos de la compañía:

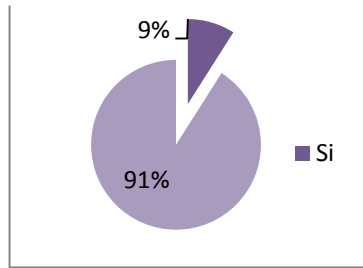
16 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 5



Fuente: Gráficos Autor

VI. Utiliza todos los servicios tecnológicos ofrecidos por la compañía?

17 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 6



Fuente: Gráficos Autor

18 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 6

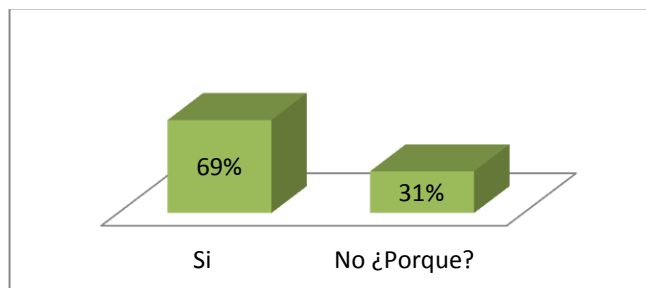
lo” se basan en las siguientes

razones. Se escogieron las más relevantes:

- ✓ Falta de Divulgación
- ✓ Solo ha interactuado con servicios de workover.
- ✓ Por sistema contratación de ECOPETROL
- ✓ La compañía no ha creado reputación suficiente para considerar el uso de estas tecnologías, o por falta de conocimiento de su existencia
- ✓ Campo de acción, costos, servicios integrados.
- ✓ Depende del alcance del contrato y del costo ofrecido respecto a lo requerido.
- ✓ No porque los requerimientos técnicos de los campos de EQUION exceden las capacidades de SAI.

VII. Pagaría un porcentaje más por obtener un servicio tecnológico completo y actualizado.

19 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 7



Fuente: Gráficos Autor

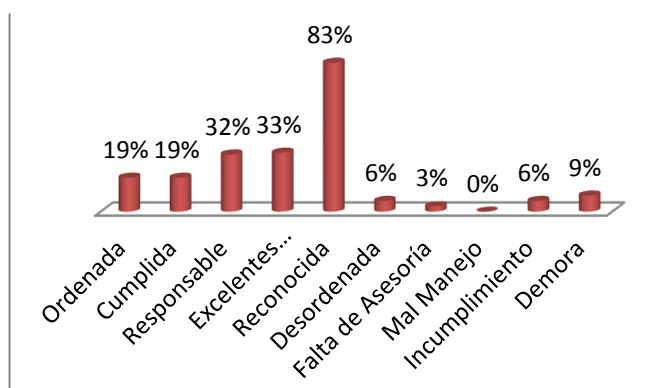
20 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 7

Las respuestas “No” se justifican en la misma de acuerdo a los siguientes criterios más relevantes:

- ✓ Al momento de contratar una compañía de servicios uno está pagando por el mejor servicio.
- ✓ Siempre y cuando al hacer el costeo brinde buen beneficio.
- ✓ Porque ese debería ser inherente al mejoramiento en productos de la compañía, ya hay compañías con nuevas tecnologías integradas.

VIII. Que concepto tiene sobre la compañía?

21 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 8



Fuente: Gráficos Autor

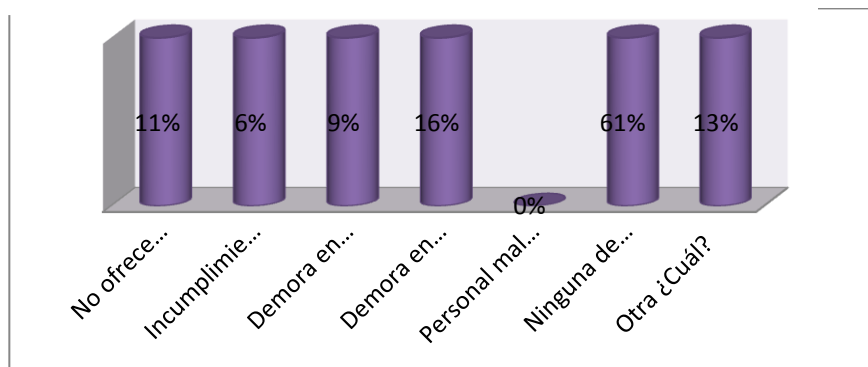
El 83% por ciento de las compañías encuestadas tiene a SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL con un concepto de una compañía reconocida en el mercado, lo cual es un punto positivo para poder desarrollar estrategias que puedan contribuir a la permanencia en el mercado.

IX.Cuál de las siguientes insatisfacciones ha sido tu experiencia.

- a) No ofrece los servicios solicitados.

- b) Incumplimiento.
- c) Demora en prestación de servicio.
- d) Demora en los pagos de proveedores.
- e) Personal mal capacitado.
- f) Ninguna de las anteriores
- g) Otra, Cual?

22 Gráfico – Resultados Encuesta Pregunta 9



Fuente: Gráficos Autor

Aunque el 61% de las compañías encuestadas manifiestan no tener ninguna insatisfacción con la compañía, es importante ver que el 16% de las compañías encuestadas manifiestan que SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA presenta demoras en los pagos a proveedores, lo cual no debería afectar la imagen de una compañía. Este será un punto de manejo administrativo a resolver internamente.

Las respuestas a la pregunta “Otra” justifican la misma de acuerdo a los siguientes criterios más relevantes:

- ✓ Muchos trámites internos para aprobación de ítems como repuestos.
- ✓ Presenta demora en requerimientos para la operación.
- ✓ Inconvenientes para el mantenimiento de los equipos.
- ✓ Más orden administrativo (ej. Facturación).
- ✓ Cero incidentes.

X. Que crees tú que podría fortalecer San Antonio Internacional Sucursal Colombia?

Esta última pregunta se dirigió abierta para que los clientes pudieran expresar los puntos que SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA debe mejorar. Dentro de las respuestas más representativas e importantes se obtuvieron las siguientes:

- ✓ Cumplimiento en el pago con terceros.
- ✓ Reducir los costos de las movilizaciones de los taladros, ya que las mismas son excesivas y están por encima de los precios del mercado (Competencia).
- ✓ Revisar los estándares de mantenimiento preventivo.
- ✓ Servicios Integrados.
- ✓ Mejorar la atención a clientes con visitas periódicas a campo con los directivos.
- ✓ Mejorar respuestas a suministro de elementos.
- ✓ Asistencia puntual a reuniones.
- ✓ Disponer de mayor stock de repuestos claves en la localización en lugar de evitar mover activos de un taladro a otro.
- ✓ Reforzar la necesidad de mantener una comunicación directa siempre con el cliente y no solo en momentos de crisis.
- ✓ Se debería invertir más dinero en el mantenimiento de los equipos.
- ✓ Inversión de equipos de mejor tecnología para tener una competencia más fuerte.
- ✓ Seguir invirtiendo en entrenamiento de personal, debido a que es una excelente escuela en la industria petrolera del país.

- ✓ Invertir en mantenimiento preventivo de los equipos de perforación, workover y cementación.
- ✓ Se debe ir avanzando con tecnología e inversión en equipos nuevos de perforación y workover.
- ✓ Cambio en su flota a equipos de nueva tecnología.
- ✓ Prepararse para boom de no-convencionales, aumentando la capacidad de fractura, y ofrecerlo junto al taladro.
- ✓ Invertir en generadores de otros combustibles (el diésel es muy costoso).
- ✓ Tener disponibilidad de taladros helitransportados para la perforación de pozos exploratorios y estratigráficos en zonas de difícil acceso.
- ✓ Fortalecer el canal de comunicación de sus empleados con el personal de operaciones de ECOPETROL, durante la perforación y eventos no planeados que surgen a la marcha.

Nota: Cabe resaltar que del listado anterior se repiten varias veces las mismas respuestas en las encuestas de varios clientes, por lo cual se dejan las más significativas.

Como resultado de las respuestas y tabulación de las mismas, se puede evidenciar que existe una gran necesidad en mejorar varios aspectos administrativos dentro de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA, sin embargo, es más importante la información que arroja la encuesta en cuanto a los fortalecimientos que debe hacer la compañía en áreas específicas, y cuál es la tendencia del mercado o necesidades actuales. En este sentido, se identifican dos (2) puntos clave para fortalecer a la compañía y lograr que su imagen, permanencia y recordación en el mercado mejore, así:

- Actualización de Flota de Taladros de Perforación y Workover
- Incluir en el portafolio de servicios la línea de sistemas de monitoreo y registros de parámetros de perforación.

5. MERCADO SERVICIOS A POZO – COMPETENCIA.

Dentro de los servicios de pozo, la modalidad de Servicio Integrado es muy poco usual en Colombia, generalmente los Operadores contratan los servicios requeridos bajo la modalidad de servicios discretos, es decir, servicios individuales.

Con el fin de entender mejor como está compuesto generalmente los servicios a pozo en diferente campos y pozos, se realizó un análisis de cómo están siendo suministrados los mismos por la competencia en los equipos de perforación de SAN ANTONIO INTERNACIONAL, SAI-15 (THX ENERGY), SAI-16 (CEPCOLSA), SAI-17 (PACIFIC STRATUS), SAI-23 (HOCOL), SAI-24 (ECOPETROL), SAI-25 (OXY), SAI-27 (EQUION) y SAI-32 (PERENCO), todos ellos de capacidades de 1.200HP a 2.000HP, con el objeto de estudiar los servicios contratados por cada compañía operadora para realizar las perforaciones de pozos.

Actualmente los diferentes servicios son suministrados en cada uno de estos taladros por las siguientes compañías:

- Equipo de Perforación (SAI)
- Servicios de Cementación (Halliburton / Tucker / Baker / Schlumberger)
- Lodos (Baroid / Qmax)
- Control de Sólidos (Halliburton / Weatherford / MI Swaco)
- Dewatering (Halliburton / Weatherford / Schlumberger / Baker)
- Direccional (Schlumberger / Halliburton / Weatherford / Calmena)
- Estabilizadores (Weatherford / Halliburton / Ingeniería y Tecnología)
- Casing / Revestimiento (Weatherford / Petrosupply / Tenaris / IRI)
- Brocas de Perforación (Hycalog / Smith / DBS / Security)
- Control Geológico (Data Log)
- Mud Logging (Data Log)
- Registro pozo abierto (Schlumberger / Weatherford)
- Cabezales (Parko / FMC)
- Inspección No Destructiva (Tuboscope / Superior)

Como particularidad en el servicio de cementación, se debe tener en las locaciones desde que comienza el pozo hasta que finaliza el mismo, un bombeador, las líneas montadas y los silos de cemento en función de los programas y las cantidades de cemento a utilizar para todos los pozos de ECOPETROL. En el momento de realizar la operación, debe haber otra unidad de bombeo de back-up.

De los servicios mencionados anteriormente, SAN ANTONIO INTERNACIONAL podría ofrecer en forma directa solamente Cementación y Perforación Direccional (Low Tech).

Los servicios de pozos más interesantes en Colombia son: Cementación, Estimulación (Química e Hidráulica), Coiled Tubing Convencional, Servicio de Nitrógeno, Herramientas de Ensayo, Herramientas de Pesca, Perforación Direccional y Perforación Direccional de Alta Tecnología.

En el siguiente cuadro se puede apreciar por compañía que servicios presta actualmente:

23 Gráfico – Servicios Prestados Por Competidores

EMPRESA	SERVICIOS							
	Pumping				Tools & Fishing		DD & MWD/LWD	
	Cementing	Stimulation	CT	N2			DD + MWD	> Tech
Schlumberger Surencó	X	X	X	X	X	X	X	X
Halliburton	X	X		X	X	X	X	X
Baker Hughes	X	X		X	X	X	X	X
Weatherford	X	X	X	X	X	X		
BJ Services	X	X	X	X	X			
PTS - Production Testing Services		X		X	X			
Precision Drilling	X	X		X	X	X	X	X
Erazo Valencia		X		X	X			
Qmax		X						
Datalog							X	X
Tucker Energy Services	X	X	X	X				
Colregistros					X		X	
Drilling Workover Services		X		X				

Fuente: Autor








SAN ANTONIO INTERNACIONAL actualmente cuenta con las líneas de servicios adicionales a Perforación y Workover, como lo son cementación, bombeo, coiled tubing y bombeo de nitrógeno. Sus competidores más fuertes en estas líneas de servicios son HALLIBURTON, SCHLUMBERGER, BAKER y TUKER.

En la línea de servicios de Directional Drilling SAN ANTONIO INTERNACIONAL cuenta con herramientas de baja tecnología (Low Tech) en otros países que podrían introducirse en el mercado de Colombia, sin embargo, sus competidores directos como SCHLUMBERGER, WEATHERFORD, HALLIBURTON y BAKER cuentan con tecnología de punta de última generación, por lo cual competir en esta línea específica de servicio requeriría una gran inversión económica, como también adquirir experiencia técnica de ejecución, ya que esto es lo más importante para un cliente en un servicio tan complejo como el Directional Drilling, la experiencia.

En cuanto a los servicios de perforación y workover, SAN ANTONIO INTERNACIONAL ha ejercido una posición dominante en el mercado por ser la compañía que cuenta con la mayor flota de rigs de perforación. Sin embargo, como se ha presentado y evidenciado, a Colombia han ingresado varias compañías de servicios de perforación y workover que han avanzado en tener dentro de sus flotas, equipos de perforación de última tecnología, en este sentido la demanda de los Operadores últimamente se ha direccionado a requerir más este tipo de rigs.

A continuación se presenta una gráfica con la información de los taladros de última tecnología que han ingresado al país por cada competidor directo de SAN ANTONIO INTERNACIONAL para entender mejor, como ha sido la dinámica de entrada de nuevos rigs al país.

24 Gráfica – Nuevos Rigs Automáticos por Competidor

	➔	<u>Cuatro (4) Nuevos Rigs</u> <ul style="list-style-type: none">• Un (1) <u>DrillMec</u> HH102 _ 550HP• Dos (2) <u>DrillMec</u> HH220 _ 1.200 HP• Un (1) <u>DrillMec</u> HH350 _ 1.500 HP
	➔	<u>Siete (7) Nuevos Rigs</u> <ul style="list-style-type: none">• Un (1) <u>DrillMec</u> HH102 _ 550HP• Un (1) <u>DrillMec</u> HH300 _ 1.200 HP• Un (1) <u>RapidRig</u> _ 1.000 HP• Un (1) <u>Ideal Rig</u> NOV _ 1.500 HP• Dos (2) <u>LoadCraft</u> _ 550 HP• Un (1) <u>LoadCraft</u> _ 750 HP
	➔	<u>Dos (2) Nuevos Rigs</u> <ul style="list-style-type: none">• Dos (2) <u>DSI</u> _ 1.500 HP
	➔	<u>Cuatro (4) Nuevos Rigs</u> <ul style="list-style-type: none">• <u>Cuatro (4) PACE</u> (HH) _ 1.500 HP
	➔	<u>Cuatro (4) Nuevos Rigs</u> <ul style="list-style-type: none">• Un (1) <u>DrillMec</u> _ 750HP• Un (1) <u>DrillMec</u> HH350_1.500HP• Un (1) <u>LeTourneau</u> _ 2.000 HP• Un (1) <u>WIRTH</u> _ 3.000 HP
	➔	<u>Cinco (5) Nuevos Rigs</u> <ul style="list-style-type: none">• Dos (2) <u>FlexiRig</u> 4M _ 1.000 HP• <u>Tres (3) NOV Dresco</u> _ 3.000 HP
	➔	<u>Un (1) Nuevo Rigs</u> <ul style="list-style-type: none">• Un (1) <u>DrillMec</u> _ 1.000 HP
	➔	<u>Tres (3) Nuevos Rigs</u> <ul style="list-style-type: none">• <u>Three (3) LoadCraft</u> _ 550 HP

Fuente: Autor

Pese a esto, la posición de SAN ANTONIO INTERNACIONAL aún sigue siendo atractiva en el mercado por su amplia trayectoria, contando con más de 30 años de experiencia en el mercado Colombiano, el “know how” del personal, el “Good Will” que ha generado por su excelente desempeño en HSEQ y sobre todo, la experiencia en perforar en todas las regiones del país con diferentes Operadores. Esto último es valorado altamente por los clientes, puesto que el riesgo de perder un pozo durante la perforación por contratar compañías que no tienen experiencia, es algo que los operadores desean mitigar a su máxima expresión.

6. PROYECTOS DE INVERSIÓN.

Una vez identificadas las dos (2) áreas de inversión para mejorar el posicionamiento y permanencia en el mercado de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA, es necesario evaluar las necesidades operativas y de inversión que requiere cada una de estas, con el fin de identificar el costo en cuanto a maquinaria, equipos y herramientas requeridas para la operación de cada línea de servicios, también el personal, perfiles y salarios, y los riesgos asociados a la operación, para cuantificar todos estos y evaluar cuál es el retorno de la inversión en tiempo y dinero a través de un caso de negocio o Business Case.

6.1. Actualización de la Flota de Taladros de Perforación y Workover

Haciendo un análisis de cómo está compuesto el mercado de taladros de perforación y workover en Colombia, se evidencia que de acuerdo con los requerimientos actuales del mercado, las compañías operadoras como ECOPETROL, HOCOL y OCCIDENTAL DE COLOMBIA, en ocasiones PACIFIC RUBIALES, requieren en sus procesos licitatorios que los taladros a contratar sean de fechas de fabricación mínimo del año 1997 en adelante. En este sentido, se realiza un análisis de la flota actual en Colombia para rigs de drilling y workover, dando como resultado que hay noventa y seis (96) taladros de perforación habilitados en Colombia habilitados para contratar con estas compañías, de los cuales solo tres (3) son de propiedad de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA, es decir, el 0,03% de la flota nueva de rigs de drilling en Colombia. De igual manera, se evidencia que hay 64 taladros de workover habilitados para contratar con estas compañías y de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA cero (0), sin embargo en esta línea de servicios los clientes aún no solicitan que los rigs tengan una fecha mínima de fabricación como tampoco tecnologías aplicadas.

En resumen, se puede concluir que el 57,14% de la flota de rigs de drilling en Colombia cumple con el requisito de ser fabricado con fecha mínima o superior a 1997, y que el 69,56% de la flota de rigs de workover en Colombia cumple de igual manera con este requisito.

A continuación se presenta la tabla dinámica en la cual se evaluaron los datos con el resumen de las evidencias. (Ver tabla No 2)

25 Gráfico – Fechas Fabricación Rigs DR & WO

Cuenta de AÑO FAB																														
Etiquetas de fila	0	1970	1971	1974	1975	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1985	1986	1990	1994	1997	1998	1999	2001	2004	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total general	
BETA ENERGY											2												4						4	
DISCOVERY																1					3	1					1	1	3	9
ERAZO VALENCIA																						2	2			1		1	9	
ESTRELLA PETROLERA	2												1								5	3				1		12		
EVERTSON																	1		1							1		3		
GENERAL RIGS SERVICES													1															2		
H&P	4																					1		2				7		
HILONG OIL SERVICE																												1		
INDEPENDENCE		1						2	2	1	2			1							14	7	1	1	1	1	1	35		
INDEPENDENCE *											1																	1		
ISMOCOL			1	1	1		1			1																1		6		
KEY ENERGY																						3	2	1		3	4	13		
LATCO																								3				4		
LT Geoperforaciones																												1		
MANSARDVAR	5																									1		5		
NABORS									6		2															1	5	14		
PARKER																						1						3		
PERFOTEC SAS	14																							2				14		
PETREVEN																		1								1		2		
PETREX												1				1	1									3	1	7		
PETROWORKS PW																					1	7	1			1	6	2	19	
PIONEER																						4	4					8		
SAI	1		1					6	7	1	3	1		1														25		
SAXON	12																1											12		
SERINCO											1	6															2	1	11	
SERVICIOS PETROLEROS MORA BERMUDEZ														1														1		
SINOPEC																							1	2		3	1	7		
TFI																												1		
TUSCANY/CARDIL										1	2									1		1	1	2	6			14		
Versesca																1											1	1	3	
WEATHERFORD																						1	1	1			2	5		
WILSON WORKOVER CORP.																						1		1				2		
Total general	38	1	2	1	1	1	1	8	18	3	18	2	3	2	1	3	3	1	1	4	27	30	22	10	24	16	14	5	260	

TOTAL RIGS DRILLING HABILITADOS ECP, HOCOL, OXY	96
TOTAL RIGS WORKOVER HABILITADOS ECP, HOCOL, OXY	64
TOTAL RIGS DRILLING INHABILITADOS	37
TOTAL RIGS WORKOVER INHABILITADOS	25
TOTAL RIGS DRILLING SIN DATO FECHA FABRICACION	35
TOTAL RIGS WORKOVER SIN DATO FECHA FABRICACION	3
TALADROS NO REPORTADOS (SIN DATO)	<u>14</u>
TOTAL RIGS	274

Fuente: Autor

Nota: Para los siguientes años no se reportan taladros fabricados en los mismos: 1972, 73, 76, 83, 84, 87, 88, 89, 91 92 93, 95, 96, 2002, 2003 y 2005.

Dentro de la flota de drilling rigs de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA, se evidencia la necesidad de actualizar algunos de los siguientes equipos para mantener sus actuales clientes así:

- a) Flota de Rigs 750 HP: hoy en día PACIFIC RUBIALES tiene contratados cinco (5) rigs de perforación (cuatro 750HP y un 1500HP).
- b) Flota de Rigs 1500 HP: hoy en día se cuenta con una flota de cinco (5) rigs contratados por HOCOL, ECOPETROL, PACIFIC RUBIALES, y CEPCOLSA, de los cuales solo 1 cumple con el requisito de fecha de fabricación, sin embargo, a los demás equipos se les han venido implementando automatismos como Floorhand, Catwalk Machine y Cuñas Neumáticas, que cumplen con las normas API.
- c) Flota de Rigs de 2.000 HP: se cuenta con tres (3) rigs de perforación de 2.000 HP de los cuales dos (2) son de última tecnología y uno (1) no cumple con los requisitos del mercado por fecha de fabricación y tecnología. Un rig de última tecnología está contratado con EQUION y otro con REPSOL YPF.
- d) Flota Rigs Workover: aunque estos rigs no requieren por parte de los clientes que tengan una fecha mínima de fabricación y tecnologías aplicadas, es necesario hacer adecuaciones para convertir estos en taladros Fast Moving.

Para realizar el análisis de los Business Case, se tomaran las siguientes consideraciones:

- Un (1) rig de 750HP para PACIFIC RUBIALES (Ver Anexo No. 2), compuesto por:

- Subestructura con capacidad de 450.000 lbs, Torre con capacidad de 450.000 lbs de carga, malacate de 1.000 HP, Top Drive de 250 Ton, Cabina Cerrada de Perforador, tres (3) bombas de lodos de 1.000 HP, sistema de potencia eléctrica (SCR - VFD) y sistema de Skidding System. Adicionalmente la capacitación del personal para el manejo del nuevo rig en Houston. Costo Aproximado de inversión (CAPEX) de USD \$12.500.000.
- Los demás periféricos como lo son BOP's, Tanques de Lodos, Shakers, tubería y campamento se utilizarían de los taladros actuales.
- La tarifa diaria de perforación para los taladros de 750 HP estimada para el año 2014 será de USD \$27.900 / día, para tener ingresos mensuales entre USD \$ 765.000 a USD \$864.000.
- Se espera un Gross Margin de 32% mensual.
- Se presume un factor de utilización del 97% del mes, teniendo en cuenta que será un taladro nuevo de última tecnología, por ende los tiempos de NPT's serán bajos.
- Los costos mensuales oscilan entre USD \$600.000 a USD \$677.000.
- El tiempo de pago de la inversión arrojado después de la simulación es de 52 meses, es decir cuatro años y cuatro meses, por lo cual se debe asegurar un año y cuatro meses más con PACIFIC RUBIALES, u otro cliente, adicionales a los 3 años estimados de contrato, para terminar de pagar la inversión inicial.

➤ Un (1) rig de 1.500HP para ECOPETROL (Ver Anexo No. 3), compuesto por:

- Subestructura con capacidad de 1.000.000 lbs, Torre con capacidad de 1.000.000 lbs de carga, malacate de 1.700 HP, Top Drive de 500 Ton, Cabina Cerrada de Perforador, tres (3) bombas de lodos de 1.600 HP, sistema de potencia eléctrica (SCR - VFD) y sistema de Skidding System. Adicionalmente la capacitación del personal para el manejo del nuevo rig en Houston. Costo Aproximado de inversión USD \$15.900.000.
- Los demás periféricos como lo son BOP's, Tanques de Lodos, Shakers, tubería y campamento se utilizarían de los taladros actuales.
- La tarifa diaria de perforación para taladros de 1.500 HP estimada para el año 2014 será de USD \$39.500 / día, para tener ingresos mensuales entre USD \$ 1.083.000 a USD \$1.224.000.
- Se espera un Gross Margin de 32% mensual.
- Se presume un factor de utilización del 97% del mes, teniendo en cuenta que será un taladro nuevo de última tecnología, por ende los tiempos de NPT's serán bajos.
- Los costos mensuales oscilan entre USD \$769.000 a USD \$864.000.
- El tiempo de pago de la inversión arrojado después de la simulación es de 57 meses, es decir cuatro años y nueve meses, por lo cual se debe asegurar nueve meses más con

ECOPETROL, u otro cliente, adicionales a los 4 años estimados de contrato, para terminar de pagar la inversión inicial.

- Conversión de tres (3) rigs de workover a Fast Moving para ECOPEOTROL en el campo Casabe, ubicado en Yondó departamento de Antioquia (Ver Anexo No. 4)
 - Adaptación de Campamento en cama altas (aproximadamente 5 casetas), unificación de cargas como Bomba de Lodos, Acumulador y tanque de recibo en una sola carga en tráiler con ruedas, adaptación de la subestructura con LowBoy fraccionada en dos partes, adecuación de tanques de lodos con quinta rueda, compra de dos (2) a tres (3) cabezotes para realizar las movilizaciones. Costo aproximado de inversión USD \$820.000 por los tres rigs de workover.
 - La tarifa diaria de operación en workover se mejoraría en USD \$ 500 / día, sin embargo el ingreso mensual mejorarán por el hecho de tener menores tiempos durante las movilizaciones entre pozos, ya que las tarifas de movilización están pactadas bajo la modalidad de Lump Sum, por lo cual al reducir tiempo durante las movilizaciones el ingreso diario de operación mejorará, el costo de las movilizaciones disminuirá ya que no se requiere de cama bajas, cama altas, cargador y cabezotes para realizar las movilizaciones por el hecho de tener todo el equipo en quinta rueda (Fast Moving), solo se requerirá de dos a tres cabezotes. Por lo anterior, se estima una reducción de costos en USD \$25.600 mes, y una mayor facturación de tarifa de operación de 5 a 6 horas.

- Se estima reducir las horas de movilización entre pozos en el mismo campo, pasando de 12 horas a 6 horas máximo, por el hecho de tener todas las cargas del equipo en quinta rueda (fast moving).
- Se espera un Gross Margin de 25% mensual.
- Se presume un factor de utilización del 95% del mes.
- Los costos mensuales oscilan entre USD \$87.000 a USD \$98.000.
- El tiempo de pago de la inversión arrojado después de la simulación es de 35 meses, es decir dos años y once meses, por lo cual se debe asegurar once meses más con ECOPETROL, u otro cliente, adicionales a los dos años estimados de contrato, para terminar de pagar la inversión inicial.

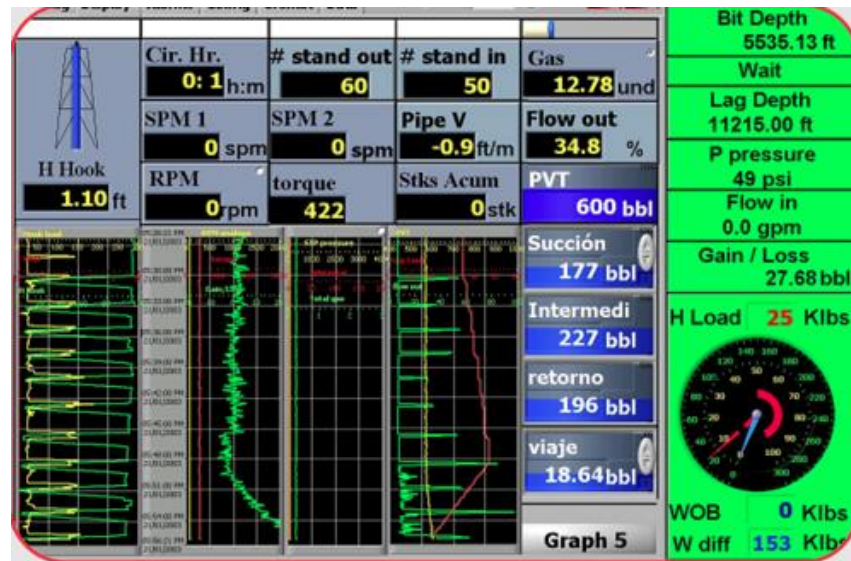
6.2. Línea de Servicios de Sistemas de Monitoreo y Registros de Parámetros de Perforación.

Teniendo en cuenta que este servicio está asociado con los taladros, ya que el mismo utiliza la energía del rig, partes, y se integran con los sistemas del mismo, así como también con el sistema APPS desarrollado por SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA en el cual se registra diariamente la operación de cada taladro activo, la inversión requerida será más económica, por lo cual se requiere lo siguiente para cubrir la operaciones de estos dos:

- Compra de software OLRA (sistema de monitoreo y control de parámetros de perforación), teniendo en cuenta las siguientes consideraciones (ver Anexo No. 5):

- Instalar monitores en taladros (2 mínimo, uno en cabina del perforador y otro en la caseta del Company Man), unidad que permita tomar registros de presión, RPM, velocidad de perforación, profundidad de perforación, peso sobre la broca, bomba de presión, flujo de lodo, entre otros. Adicional capacitación de personal.
- Costo Aproximado de inversión USD \$120.000 para incluir este inicialmente en los 19 rigs de drilling de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA.
- Tarifa diaria reconocida por el cliente estimada USD \$500 /día, para tener ingresos mensuales entre USD \$ 13.700 a USD \$15.500.
- Se espera un Gross Margin de 45% mensual.
- Se presume un factor de utilización del 98% del mes.
- Los costos mensuales de mantenimiento del software y unidades oscilan entre USD \$8.200 a USD \$9.300.
- El tiempo de pago de la inversión arrojado después de la simulación es de 30 meses, es decir dos años y seis meses, por lo cual se debe asegurar un término contractual igual para terminar de pagar la inversión inicial.

26 Gráfico – Registros y Parámetros de Perforación.



Fuente: Sistema OLRA

Este software tiene aplicación en todos los taladros de perforación y workover de propiedad de SANA NTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA.

7. ESTRATEGIAS.

Después del análisis de todas las variables de mercado, necesidades de clientes, estado actual de la compañía y competencia, en el evento en que SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA opte por implementar las estrategias y recomendaciones plasmadas en este documento, se debe tener en cuenta el siguiente análisis DOFA realizado a la compañía luego del desarrollo de esta proyecto, y las estrategias planteadas:

27 Gráfico – Análisis DOFA

ANALISIS DOFA SAIC	OPORTUNIDADES	AMENAZAS
<p>FORTALEZAS</p> <ul style="list-style-type: none"> * Reconocimiento y trayectoria en la Industria Colombiana. * Know How. * Amplia Flota Rigs 350HP @ 2.000HP. * Infraestructura Física (Bases). * Cultura HSE. * Certificación ISO 9001, ISO 14001, OSHAS 18001, RUC. * Relación con comunidades. * Mantenimiento preventivo y predictivo. * Cultura financiera. * Entrenamiento y Capacitación. 	<ul style="list-style-type: none"> 1. Inversiones en nuevos equipos (Rigs, Cementación). 2. Modernizar Taladros con Automatismos (Catwalk, Floorhand, Skidding System, Casing Running Tool). 3. Integración de líneas de servicios. 4. Cambio equipos Mecánicos por sistemas DC / AC. 5. Equipos Fast Moving. 6. Superar estándares HSE del Mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> 1. Mejorar Relación con Proveedores de Transporte. Crear estrategias de negociación para reducir costos. 2. Continuar capacitaciones al personal. 3. Crear Estrategia de fidelización de clientes. 4. Mantener y mejorar relaciones con las comunidades, para evitar bloques.
<p>DEBILIDADES</p> <ul style="list-style-type: none"> * Altos costos de Transporte. * Equipos Con Año de Manufactura Superiores a los requeridos por el mercado. * Alto Requerimiento CAPEX Mantenimiento. * Pagos Proveedores. * Restricción de capital de inversión. 	<ul style="list-style-type: none"> 1. Renovación parcial y progresiva Flota. 2. Obtener descuentos de Proveedores. 3. Posibilidad de tener propia flota de transporte parcial o de apoyo para proyectos específicos. 	<ul style="list-style-type: none"> 1. Inversión en Investigación y Desarrollo. 2. Acuerdos mejores pagos proveedores. 3. Aplicación Oportuna de CAPEX.

Fuente: Autor

Las estrategias que resultan del análisis DOFA son:

- La necesidad de realizar inversiones en la adquisición de nueva flota.

- Se debe hacer inversiones en automatismos para modernizar la flota de rigs que no deban ser cambiados por nuevos.
- Continuar con la integración de las líneas de servicios de la compañía ofreciendo estas como un plus y una ventaja para los clientes, resaltando la ventaja competitiva de que los clientes solo deberán interactuar con una compañía para varios servicios. Esto hace que se centralicen y sean más dinámica la toma de decisiones.
- Hacer cambios de equipos de perforación de mecánicos a equipos eléctrico, que permitan una mayor confiabilidad en la entrega de potencia y precisión a la hora de perforar pozos de hidrocarburos.
- Se comprende la necesidad de hacer más pozos en un menor tiempo, y esto significa además de tener equipos más precisos en potencia, contar con equipos que sean más rápidos movilizand o entre pozos para los campos cuyo objetivo es el desarrollo.
- Es importante que en un futuro se cree un departamento de investigación y desarrollo para poder incursionar en líneas de servicios más especializadas y técnicas como Directional Drilling, Lodos, y desarrollo de herramientas.
- Se deben mejorar los términos de pagos de proveedores, reduciendo costos de financiamiento. Más importante, lograr economías de escala y costos preferenciales por términos de pago inferiores a los actuales, con los proveedores de transporte.

- Continuar con la inversión en la capacitación de todo el personal técnico, administrativo, operativo y de soporte, con el fin de seguir sosteniendo la buena imagen de la compañía y mejorarla a futuro.

8. CONCLUSIONES

Entendiendo como el mercado de servicios petroleros a pozos de hidrocarburos ha ido evolucionando en Colombia, como las exigencias técnicas de los mismos son cada vez más solicitadas por las compañías operadoras y como las compañías contratistas de servicios nuevas han migrado a esa tendencia, se debe cambiar el rumbo de la compañía SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA con el fin de no quedar obsoleta a través del tiempo por el desplazamiento que sus competidores están haciendo hoy en día.

Colombia es hoy uno de los países con mayor potencial y desarrollo en la industria de hidrocarburos en Latinoamérica, por lo cual no es aceptable que las compañías contratistas de servicios petroleros como SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA no adopten medidas para atacar y suplir las necesidades de sus clientes.

Se debe aprovechar la muy buena imagen que los clientes reconocen y tienen presente de la compañía, para: i) fortalecer las líneas de servicios actuales; ii) crecer en otras áreas o líneas de servicios, iii) llevar la vanguardia en la tendencia de servicios integrados. Aprovechando las bases, logística y presencia en la mayoría de las regiones petroleras del país con las que cuenta hoy SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA, así como también el conocimiento y Know How de su personal.

El país sigue y seguirá en crecimiento dadas las constantes asignaciones de bloques / campos petroleros a las muchas tantas compañías operadoras que están y quieren ingresar a Colombia para realizar la exploración y explotación de hidrocarburos, facilitadas las buenas condiciones fiscales, legales y de prospectividad del país en materia de hidrocarburos.

Existe un gran potencial de reservas, más aún cuando se viene el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales (Shale Gas & Oil) como también los crudos pesado, que soportados por el marco estratégico del Ministerio de Minas, el Gobierno Nacional, La Agencia nacional de Hidrocarburos (ANH) y las compañías independientes en Colombia, quieren desarrollar en el corto y mediano plazo, por lo cual es el momento clave y crítico para empezar a desarrollar nuevas estrategias y mercados con el fin de hacer crecer la compañía.

Las inversiones que debe hacer la compañía para fortalecerse son grandes, pero de igual manera son los beneficios tanto económicos como tecnológicos que pueden marcar la diferencia entre sus competidores.

BIBLIOGRAFÍA

- BENZECRI, J. (1969) Statistical analysis as a tool to make patterns emerge from data. In Methodologies of Pattern Recognition. S. Watanabe
- PORTER M.E. (1996). Ventaja Competitiva: Creación y Sostenimiento de un Desempeño Superior. Compañía Editorial Continental.
- SAMUELSON, P., & NORDHAUS, W. (1993). Economía. McGraw Hill.
- SMITH, K.G., & HITT, M.A. (2005). Great minds in management: the process of theory development. Oxford University Press.
- BRAVO OSCAR M. & SANCHEZ M., (2012). Gestión Integral de Riesgos. Bravo & Sánchez.
- www.elmundo.es/elmundomontor/especiales/cronología/html
- <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=8>
- http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera_129/Editorial.html
- <http://www.eia.gov/petroleum/>
- <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>
- <http://omrpublic.iea.org/supplysearch.asp>
- <http://www.acipet.com/portal/index.php>
- http://www.acp.com.co/Informe_Estad%c3%adstico_Petrolero/
- <http://campetrol.org/el-sector/estadisticas/cifras-y-datos/>

ANEXOS

Anexo A – Encuesta Modelo



ENCUESTA

Nombre: _____
Empresa: _____
Teléfono: _____
Email: _____

1. Eres cliente de San Antonio Internacional??

Si _____
No _____

2. De las siguientes servicios que ofrecen SAI. Califica de 1 a 5. Siendo 5 el nivel mas satisfactorio y 1 el menos

Perforación _____
Workover _____
Cementación _____
Coiled Tubing _____
Corrida Revestimiento _____

3. Cuales de las siguientes necesidades como cliente, crees tu que son las mas importantes?

Servicios discretos a pozo _____
Soluciones Integrales de Perforación _____
Gerenciamiento de Proyectos de Perforación _____

4. Si la respuesta anterior fue "Soluciones Integrales de Perforación" por favor identifica en la siguientes integrales opciones cual representa mejor las soluciones

- a) Servicios de Perforación (Rig), más servicios de cementación, servicios de corrida de revestimiento, monitoreo y registro de parámetros de perforación. _____
- b) Los servicios mencionados en el literal a) más directional drilling low tech, mud logging y brocas. _____
- c) Los servicios mencionados en el literal a) más directional drilling high tech, mud logging y brocas. _____
- d) Los servicios mencionados en el literal c) más obras civiles. _____

5. Cual es tu experiencia con los servicios tecnológicos de la compañía:

Muy Malo _____
Malo _____
Regular _____
Bueno _____
Muy Bueno _____

6. Utiliza todos los servicios tecnologicos ofrecidos por la compañía?

Si _____
No ¿Porque? _____

7. Pagarías un porcentaje mas por obtener un servicio tecnológico completo y actualizado.

Si _____
No ¿Porque? _____

8. Que concepto tiene sobre la compañía?

Ordenada _____
Cumplida _____
Responsable _____
Excelentes Empleados _____
Reconocida _____
Desordenada _____
Falta de Asesoría _____
Mal Manejo _____
Incumplimiento _____
Demora _____

9. Cual de las siguientes insatisfacciones ha sido tu experiencia

No ofrece los servicios solicitados _____
Incumplimiento _____
Demora en prestación de Servicio _____
Demora en los pagos _____
Personal mal capacitado _____
Ninguna de las anteriores _____
Otra ¿Cuál? _____

10. Que crees tu que podría fortalecer San Antonio???

Gracias por tu colaboración tu opinión es muy importante para nosotros.

ANEXO B – Business Case Compra Rig de 750 HP

Project Description

<i>Project Name</i>	Compra de un (1) rig de Perforación de Última Tecnología de 750 HP
<i>Responsible</i>	
<i>Customer</i>	PACIFIC RUBIALES ENERGY
<i>Contract Terms</i>	3 años de Contrato
<i>Market</i>	On shore drilling
<i>Budget</i>	Out of budget
<i>Contract Terms</i>	3 años de Contrato
<i>Brief project summary</i>	Actualización de flota para PACIFIC RUBIALES con el fin de asegurar permanencia con el cliente y sostenibilidad a futuro

Financial Results

NPV of FCF (USD)	2,447,971
Payback (Months)	52
IRR of Project (Yearly)	19%
Total Gross Capex	(12,500,000)
Total NWC Investment	102,824
EBITDA 2014 (12M)	3,237,061
EBITDA next 12 months	3,538,953
EVA 2014 (12M)	110,751
EVA next 12 months	132,171

Yearly

2014 (12M)	2015 (12M)	2016 (12M)	2017 (12M)	2018 (12M)	2019 (1M)
------------	------------	------------	------------	------------	-----------

Settings

Assumptions in USD

P&L

	2014 (12M)	2015 (12M)	2016 (12M)	2017 (12M)	2018 (12M)	2019 (1M)
Total Revenue	10,502,004	11,684,712	11,950,509	12,156,602	12,399,854	1,059,976
<i>Total Revenue Growth %</i>	-	11%	2%	2%	2%	-91%
Revenue	9,266,204	10,316,082	10,550,850	10,732,852	10,947,509	935,821
Day Rate / Tariff	28,309	28,840	29,416	30,005	30,605	30,804
Days Worked	327	358	359	358	358	30
Utilization Rate %	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Days Available	334	365	366	365	365	31
Other Revenues or Cost Avoidance	1,235,800	1,368,630	1,399,659	1,423,750	1,452,345	124,155
Total Operating Costs	(7,264,943)	(8,082,467)	(8,266,312)	(8,408,864)	(8,577,135)	(733,199)
Direct Cost	(6,301,019)	(7,014,936)	(7,174,578)	(7,298,339)	(7,444,306)	(636,358)
Direct Gross Margin %	32%	32%	32%	32%	32%	32%
Other Direct Costs	(963,924)	(1,067,531)	(1,091,734)	(1,110,525)	(1,132,829)	(96,841)
Direct Gross Margin	3,237,061	3,602,245	3,684,197	3,747,738	3,822,719	326,777
<i>Gross Margin %</i>	31%	31%	31%	31%	31%	31%
SG&A Expenses / Indirect Costs	-	-	-	-	-	-
EBITDA	3,237,061	3,602,245	3,684,197	3,747,738	3,822,719	326,777
<i>EBITDA%</i>	31%	31%	31%	31%	31%	31%
<i>EBITDA Growth %</i>	-	11%	2%	2%	2%	-91%
Depreciation & Amortization	(1,145,833)	(1,250,000)	(1,250,000)	(1,250,000)	(1,250,000)	(104,167)
Earnings Before Taxes	2,091,228	2,352,245	2,434,197	2,497,738	2,572,719	222,610
Income Taxes	(690,105)	(776,241)	(803,285)	(824,253)	(848,997)	(73,461)

Tax Rate %	33%	33%	33%	33%	33%	33%
Net Income	1,401,123	1,576,004	1,630,912	1,673,484	1,723,722	149,149
<i>Net Income %</i>	13%	13%	14%	14%	14%	14%

Investments

	Net Working Capital	(94,993)	(96,893)	(98,772)	(100,749)	(102,824)	(102,824)
	Trade Receivables	1,873,200	1,910,664	1,948,878	1,987,855	2,027,612	2,027,612
11	Total Revenue	9,266,204	10,316,082	10,550,850	10,732,852	10,947,509	935,821
	DSO	65	65	65	65	65	65
	Accounts Payable	(1,738,564)	(1,773,336)	(1,808,773)	(1,844,949)	(1,881,878)	(1,881,878)
20	Total Operating Costs	(7,264,943)	(8,082,467)	(8,266,312)	(8,408,864)	(8,577,135)	(733,199)
	DPO (simplified)	77	77	77	77	77	77
	Other NWC 1	(229,629)	(234,222)	(238,877)	(243,655)	(248,558)	(248,558)
	Gross Capex	(12,500,000)	-	-	-	-	-
	Gross Capex 1	(12,500,000)	-	-	-	-	-
	Gross Capex 2	-	-	-	-	-	-
	Salvage Value	-	-	-	-	-	7,500,000
	Fixed Assets	11,354,167	10,104,167	8,854,167	7,604,167	6,354,167	6,250,000
	Fixed Assets	11,354,167	10,104,167	8,854,167	7,604,167	6,354,167	6,250,000
120	Depreciation@ 120 months	(1,145,833)	(1,250,000)	(1,250,000)	(1,250,000)	(1,250,000)	(104,167)
	Gross Capex	12,500,000	-	-	-	-	-
	Fixed Assets	-	-	-	-	-	-
120	Depreciation@ 120 months	-	-	-	-	-	-
	Gross Capex	-	-	-	-	-	-

ANEXO C – Business Case Compra Rig de 1500 HP

Project Description

<i>Project Name</i>	Compra de un (1) rig de Perforación de Última Tecnología de 1500 HP
<i>Responsible</i>	
<i>Customer</i>	ECOPETROL S.A.
<i>Contract Terms</i>	4 años de Contrato
<i>Market</i>	On shore drilling
<i>Budget</i>	Out of budget
<i>Contract Terms</i>	4 años de Contrato
<i>Brief project summary</i>	Compra de un rig de 1500 HP de última tecnología para las campañas de largo plazo en los llanos de ECOPETROL S.A. En la Gerencia Regional Central, campos de Apiay, Chichimene y Castilla.

Financial Results

NPV of FCF (USD)	2,167,369
Payback (Months)	57
IRR of Project (Yearly)	17%
Total Gross Capex	(15,900,000)
Total NWC Investment	(393,782)
EBITDA 2014 (12M)	3,845,637
EBITDA next 12 months	4,205,285
EVA 2014 (12M)	(86,420)
EVA next 12 months	(80,151)

Yearly

2014 (12M) 2015 (12M) 2016 (12M) 2017 (12M) 2018 (12M) 2019 (1M)

Settings

Assumptions in USD

P&L

Revenue
Day Rate / Tariff
Days Worked
Utilization Rate %
Days Available
Other Revenues or Cost Avoidance

Direct Cost
Direct Gross Margin %
Other Direct Costs

	2014 (12M)	2015 (12M)	2016 (12M)	2017 (12M)	2018 (12M)	2019 (1M)
Total Revenue	13,118,819	14,605,206	14,937,584	15,195,256	15,499,161	1,324,908
<i>Total Revenue Growth %</i>	-	11%	2%	2%	2%	-91%
Revenue	13,118,819	14,605,206	14,937,584	15,195,256	15,499,161	1,324,908
Day Rate / Tariff	40,079	40,831	41,646	42,480	43,330	43,611
Days Worked	327	358	359	358	358	30
Utilization Rate %	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Days Available	334	365	366	365	365	31
Other Revenues or Cost Avoidance	-	-	-	-	-	-
Total Operating Costs	(9,273,182)	(10,315,960)	(10,541,977)	(10,717,194)	(10,923,849)	(932,972)
Direct Cost	(8,920,797)	(9,931,540)	(10,157,557)	(10,332,774)	(10,539,429)	(900,937)
Direct Gross Margin %	32%	32%	32%	32%	32%	32%
Other Direct Costs	(352,385)	(384,420)	(384,420)	(384,420)	(384,420)	(32,035)
Direct Gross Margin	3,845,637	4,289,246	4,395,607	4,478,062	4,575,312	391,936
<i>Gross Margin %</i>	29%	29%	29%	29%	30%	30%
SG&A Expenses / Indirect Costs	-	-	-	-	-	-
EBITDA	3,845,637	4,289,246	4,395,607	4,478,062	4,575,312	391,936
<i>EBITDA%</i>	29%	29%	29%	29%	30%	30%
<i>EBITDA Growth %</i>	-	12%	2%	2%	2%	-91%
Depreciation & Amortization	(1,457,500)	(1,590,000)	(1,590,000)	(1,590,000)	(1,590,000)	(132,500)
Earnings Before Taxes	2,388,137	2,699,246	2,805,607	2,888,062	2,985,312	259,436
Income Taxes	(788,085)	(890,751)	(925,850)	(953,060)	(985,153)	(85,614)
Tax Rate %	33%	33%	33%	33%	33%	33%
Net Income	1,600,052	1,808,495	1,879,757	1,935,001	2,000,159	173,822

Net Income % 12% 12% 13% 13% 13% 13%

Investments

	Net Working Capital	351,270	361,584	372,105	382,836	393,782	393,782
	Trade Receivables	2,652,022	2,705,063	2,759,164	2,814,347	2,870,634	2,870,634
11	Total Revenue	13,118,819	14,605,206	14,937,584	15,195,256	15,499,161	1,324,908
	DSO	65	65	65	65	65	65
	Accounts Payable	(2,218,529)	(2,261,255)	(2,304,836)	(2,349,288)	(2,394,629)	(2,394,629)
20	Total Operating Costs	(9,273,182)	(10,315,960)	(10,541,977)	(10,717,194)	(10,923,849)	(932,972)
	DPO (simplified)	77	77	77	77	77	77
Other NWC 1	Other NWC 1	(82,223)	(82,223)	(82,223)	(82,223)	(82,223)	(82,223)
	Gross Capex	(15,900,000)	-	-	-	-	-
Gross Capex 1	Gross Capex 1	(15,900,000)	-	-	-	-	-
Gross Capex 2	Gross Capex 2	-	-	-	-	-	-
Salvage Value	Salvage Value	-	-	-	-	-	9,540,000
	Fixed Assets	14,442,500	12,852,500	11,262,500	9,672,500	8,082,500	7,950,000
	Fixed Assets	14,442,500	12,852,500	11,262,500	9,672,500	8,082,500	7,950,000
120	Depreciation@ 120 months	(1,457,500)	(1,590,000)	(1,590,000)	(1,590,000)	(1,590,000)	(132,500)
	Gross Capex	15,900,000	-	-	-	-	-
	Fixed Assets	-	-	-	-	-	-
120	Depreciation@ 120 months	-	-	-	-	-	-
	Gross Capex	-	-	-	-	-	-

ANEXO D – Business Case Conversión tres (3) Rigs Workover a Fast moving

Project Description

<i>Project Name</i>	Adecuar 3 rigs de workover a Fast Moving
<i>Responsible</i>	
<i>Customer</i>	ECOPETROL S.A.
<i>Contract Terms</i>	2 años
<i>Market</i>	On shore drilling
<i>Budget</i>	Out of budget
<i>Contract Terms</i>	2 años
<i>Brief project summary</i>	Realizar modificaciones a los 3 rigs actuales de workover para convertirlos a Fast moving y de esta forma asegurar contrato con ECOPETROL por dos (2) años más en la Gerencia Regional Magdalena Medio en la Superintendencia de Operaciones de Río, Campo Casabe.

Financial Results

NPV of FCF (USD)	575,150
Payback (Months)	35
IRR of Project (Yearly)	37%
Total Gross Capex	(820,000)
Total NWC Investment	(39,055)
EBITDA 2014 (12M)	364,580
EBITDA next 12 months	398,573
EVA 2014 (12M)	105,142
EVA next 12 months	115,633

Yearly

2014 (12M)	2015 (12M)	2016 (12M)	2017 (12M)	2018 (12M)	2019 (1M)
------------	------------	------------	------------	------------	-----------

Settings

Revenue
Day Rate / Tariff
Days Worked
Utilization Rate %
Days Available
Other Revenues or Cost Avoidance

Direct Cost
Direct Gross Margin %
Other Direct Costs

Assumptions in USD

P&L

	2014 (12M)	2015 (12M)	2016 (12M)	2017 (12M)	2018 (12M)	2019 (1M)
Total Revenue	1,420,787	1,581,765	1,617,762	1,645,669	1,678,582	143,489
<i>Total Revenue Growth %</i>	-	11%	2%	2%	2%	-91%
Revenue	1,420,787	1,581,765	1,617,762	1,645,669	1,678,582	143,489
Day Rate / Tariff	4,478	4,562	4,653	4,746	4,841	4,872
Days Worked	317	347	348	347	347	29
Utilization Rate %	95%	95%	95%	95%	95%	95%
Days Available	334	365	366	365	365	31
Other Revenues or Cost Avoidance	-	-	-	-	-	-
Total Operating Costs	(1,056,208)	(1,176,088)	(1,203,086)	(1,224,015)	(1,248,700)	(106,764)
Direct Cost	(1,065,591)	(1,186,324)	(1,213,322)	(1,234,251)	(1,258,936)	(107,617)
Direct Gross Margin %	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Other Direct Costs	9,383	10,236	10,236	10,236	10,236	853
Direct Gross Margin	364,580	405,677	414,677	421,653	429,881	36,725
<i>Gross Margin %</i>	26%	26%	26%	26%	26%	26%
SG&A Expenses / Indirect Costs	-	-	-	-	-	-
EBITDA	364,580	405,677	414,677	421,653	429,881	36,725
<i>EBITDA%</i>	26%	26%	26%	26%	26%	26%
<i>EBITDA Growth %</i>	-	11%	2%	2%	2%	-91%
Depreciation & Amortization	(75,167)	(82,000)	(82,000)	(82,000)	(82,000)	(6,833)
Earnings Before Taxes	289,413	323,677	332,677	339,653	347,881	29,892
Income Taxes	(95,506)	(106,814)	(109,783)	(112,086)	(114,801)	(9,864)
Tax Rate %	33%	33%	33%	33%	33%	33%
Net Income	193,907	216,864	222,893	227,568	233,081	20,028
<i>Net Income %</i>	14%	14%	14%	14%	14%	14%

Investments

	Net Working Capital	36,415	37,055	37,709	38,375	39,055	39,055
	Trade Receivables	287,218	292,962	298,822	304,798	310,894	310,894
11	Total Revenue	1,420,787	1,581,765	1,617,762	1,645,669	1,678,582	143,489
	DSO	65	65	65	65	65	65
	Accounts Payable	(252,993)	(258,096)	(263,302)	(268,612)	(274,028)	(274,028)
20	Total Operating Costs	(1,056,208)	(1,176,088)	(1,203,086)	(1,224,015)	(1,248,700)	(106,764)
	DPO (simplified)	77	77	77	77	77	77
Other NWC 1	Other NWC 1	2,189	2,189	2,189	2,189	2,189	2,189
	Gross Capex	(820,000)	-	-	-	-	-
Gross Capex 1	Gross Capex 1	(820,000)	-	-	-	-	-
Gross Capex 2	Gross Capex 2	-	-	-	-	-	-
Salvage Value	Salvage Value	-	-	-	-	-	492,000
	Fixed Assets	744,833	662,833	580,833	498,833	416,833	410,000
	Fixed Assets	744,833	662,833	580,833	498,833	416,833	410,000
120	Depreciation@ 120 months	(75,167)	(82,000)	(82,000)	(82,000)	(82,000)	(6,833)
	Gross Capex	820,000	-	-	-	-	-
	Fixed Assets	-	-	-	-	-	-
120	Depreciation@ 120 months	-	-	-	-	-	-
	Gross Capex	-	-	-	-	-	-

ANEXO E – Business Case Compra Software OLRA

Project Description

<i>Project Name</i>	Compra del Software OLRA
<i>Responsible</i>	
<i>Customer</i>	ECOPETROL S.A., PACIFIC RUBIALES, HOCOL, OCCIDENTAL, EQUION, CEPCOLSA, PERENCO, entre otros
<i>Contract Terms</i>	De acuerdo a cada contrato de cada Drilling Rig
<i>Market</i>	On shore drilling
<i>Budget</i>	Out of budget
<i>Contract Terms</i>	De acuerdo a cada contrato de cada Drilling Rig
<i>Brief project summary</i>	Realizar compra del software OLRA para monitoreo y registro de parámetros de perforación de pozos de hidrocarburos, con el fin de ser instalado en los 19 drilling rigs de SAN ANTONIO INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA

Financial Results

NPV of FCF (USD)	121,050
Payback (Months)	30
IRR of Project (Yearly)	47%
Total Gross Capex	(120,000)
Total NWC Investment	(10,766)
EBITDA 2014 (12M)	66,974
EBITDA next 12 months	73,222
EVA 2014 (12M)	24,069
EVA next 12 months	26,412

Yearly

2014 (12M) 2015 (12M) 2016 (12M) 2017 (12M) 2018 (12M) 2019 (1M)

Settings

Assumptions in USD

P&L

Revenue
Day Rate / Tariff
Days Worked
Utilization Rate %
Days Available
Other Revenues or Cost Avoidance

Direct Cost
Direct Gross Margin %
Other Direct Costs

	2014 (12M)	2015 (12M)	2016 (12M)	2017 (12M)	2018 (12M)	2019 (1M)
Total Revenue	166,061	184,876	189,083	192,345	196,192	16,771
<i>Total Revenue Growth %</i>	-	11%	2%	2%	2%	-91%
Revenue	166,061	184,876	189,083	192,345	196,192	16,771
Day Rate / Tariff	507	517	527	538	548	552
Days Worked	327	358	359	358	358	30
Utilization Rate %	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Days Available	334	365	366	365	365	31
Other Revenues or Cost Avoidance	-	-	-	-	-	-
Total Operating Costs	(99,087)	(110,326)	(112,850)	(114,807)	(117,115)	(10,013)
Direct Cost	(99,637)	(110,926)	(113,450)	(115,407)	(117,715)	(10,063)
Direct Gross Margin %	40%	40%	40%	40%	40%	40%
Other Direct Costs	550	600	600	600	600	50
Direct Gross Margin	66,974	74,550	76,233	77,538	79,077	6,758
<i>Gross Margin %</i>	40%	40%	40%	40%	40%	40%
SG&A Expenses / Indirect Costs	-	-	-	-	-	-
EBITDA	66,974	74,550	76,233	77,538	79,077	6,758
<i>EBITDA%</i>	40%	40%	40%	40%	40%	40%
<i>EBITDA Growth %</i>	-	11%	2%	2%	2%	-91%
Depreciation & Amortization	(11,000)	(12,000)	(12,000)	(12,000)	(12,000)	(1,000)
Earnings Before Taxes	55,974	62,550	64,233	65,538	67,077	5,758
Income Taxes	(18,472)	(20,642)	(21,197)	(21,628)	(22,135)	(1,900)
Tax Rate %	33%	33%	33%	33%	33%	33%
Net Income	37,503	41,909	43,036	43,910	44,941	3,858
<i>Net Income %</i>	23%	23%	23%	23%	23%	23%

Investments							
	Net Working Capital	9,966	10,160	10,358	10,560	10,766	10,766
	Trade Receivables	33,570	34,241	34,926	35,625	36,337	36,337
11	Total Revenue	166,061	184,876	189,083	192,345	196,192	16,771
	DSO	65	65	65	65	65	65
	Accounts Payable	(23,732)	(24,209)	(24,696)	(25,193)	(25,699)	(25,699)
20	Total Operating Costs	(99,087)	(110,326)	(112,850)	(114,807)	(117,115)	(10,013)
	DPO (simplified)	77	77	77	77	77	77
Other NWC 1	Other NWC 1	128	128	128	128	128	128
	Gross Capex	(120,000)	-	-	-	-	-
Gross Capex 1	Gross Capex 1	(120,000)	-	-	-	-	-
Gross Capex 2	Gross Capex 2	-	-	-	-	-	-
Salvage Value	Salvage Value	-	-	-	-	-	72,000
	Fixed Assets	109,000	97,000	85,000	73,000	61,000	60,000
	Fixed Assets	109,000	97,000	85,000	73,000	61,000	60,000
120	Depreciation@ 120 months	(11,000)	(12,000)	(12,000)	(12,000)	(12,000)	(1,000)
	Gross Capex	120,000	-	-	-	-	-
	Fixed Assets	-	-	-	-	-	-
120	Depreciation@ 120 months	-	-	-	-	-	-
	Gross Capex	-	-	-	-	-	-